

Struttura e regolamentazione del settore elettrico

di Salvatore Chiri

1. Introduzione e sintesi

Fra la metà del 1994 e i primi mesi del 1995, in coincidenza con l'accelerazione dei programmi governativi di dismissione dell'ENEL, ha preso l'avvio un dibattito sulle principali questioni dell'assetto strutturale e della regolamentazione del settore elettrico. Nel frattempo, nel Regno Unito, dove il settore è quasi completamente privato e distinto in più mercati, crescevano le critiche a una riforma che, mentre ha consentito di migliorare l'efficienza operativa dei produttori, ha anche suscitato dubbi sull'efficienza allocativa del sistema e ha sollevato proteste per gli alti profitti realizzati dalle aziende del settore. Del resto, anche in Francia, dove vi è una sola grande impresa pubblica verticalmente integrata, veniva criticata la scelta dell'industria elettrica nazionale, fondata sul nucleare, di espandersi in settori collegati, mediante l'impiego di cospicui profitti non distribuiti.

Assetto proprietario e di mercato dell'offerta e regolamentazione sono aspetti di un'unica questione di politica microeconomica. Chiarirne le reciproche relazioni serve anche a definire l'interazione fra le opzioni di *policy* e gli obiettivi finali. Per esempio, se prevale l'obiettivo di vendere l'*utility* presto e a un prezzo elevato, bisogna essere consapevoli che la massimizzazione del prezzo di vendita contrasta con il perseguimento di un assetto concorrenziale nella generazione elettrica, che andrebbe viceversa scorporata dall'ENEL, frammentata e quindi ceduta sul mercato; l'obiettivo di far presto rischia di condurre a un assetto regolamentare incompleto, considerato instabile tanto dagli investitori, quanto dalla stessa *utility*, con effetti negativi sul prezzo di vendita e sull'efficienza dinamica dell'impresa, sospinta verso un livello subottimale di investimenti.

Il lavoro si basa su una ricerca condotta nel 1993 presso lo University College London e finanziata dalla Banca d'Italia. A entrambi vanno i miei ringraziamenti, che estendo ad Alfredo Del Monte, Fernando Mattei e Piero Rubino, per gli utili commenti ricevuti, senza che le opinioni qui espresse ne coinvolgano in alcun modo la responsabilità.

Il settore elettrico ha una storia più che secolare e ha presentato configurazioni molto diverse, fino all'unificazione e nazionalizzazione del 1962 e agli interventi di parziale liberalizzazione degli ultimi anni e alle ipotesi di riforma e privatizzazione al vaglio degli ultimi governi. Tanto la nazionalizzazione, quanto la privatizzazione con regolamentazione, sono state storicamente propugnate in nome della limitazione e del controllo del potere monopolistico delle imprese di distribuzione. La preferenza oggi accordata alla regolamentazione dell'impresa privata piuttosto che all'impresa pubblica ha origini essenzialmente politiche.

Il settore non ha infatti mutato i suoi caratteri tecnologici fondamentali. La necessità di un forte coordinamento fra produzione e reti si associa a condizioni di monopolio naturale, a carattere locale nella distribuzione, a carattere nazionale nel trasporto. La tecnologia fondamentale è matura da molto tempo. L'Italia si distingue dagli altri paesi per il tipo di fonti energetiche utilizzate: molto più petrolio e gas, meno carbone, nessun contributo dal nucleare, che invece nei paesi Ocse conta per un quarto del totale. Le prospettive di medio periodo indicano una domanda piuttosto debole, l'emergere nella *policy* dei problemi ambientali, una concorrenza crescente nel comparto della generazione, soprattutto per mezzo di impianti a gas a ciclo combinato su scala ridotta, un'incipiente proiezione internazionale delle *utilities* elettriche, anche nell'ambito dei processi di liberalizzazione dell'accesso alle reti sollecitati nella sede dell'Unione Europea [Argyris 1993].

Il Regno Unito è stato teatro di una sperimentazione coraggiosa e profondamente innovativa, ma non priva di velleità. La liberalizzazione della produzione (che ha di fatto creato un duopolio asimmetrico, con attori secondari) è stata troppo cauta, probabilmente per lo stesso motivo per cui si avvia ad esserlo ancor più in Italia, ossia il concomitante obiettivo di massimizzare l'introito della privatizzazione. La regolamentazione di un settore ad alta necessità di coordinamento si è rivelata particolarmente difficile. La formazione di un ordine di precedenza fra i produttori nel soddisfacimento della domanda per ogni fase della giornata ha richiesto la creazione e la «ingegnerizzazione» di un mercato *spot*, impegno notevole non ripagato dal successo contro le manipolazioni del quasi-duopolio. Anche l'attuazione del *price cap* non ha potuto evitare – per sua natura e per difficoltà di attuazione – un cospicuo sfruttamento delle rendite informative, andate a vantaggio degli azionisti delle aziende privatizzate. D'altra parte questo problema non è stato creato dalla riforma. Esso era già presente, anche se certamente meno visibile.

Quanto all'assetto ottimale dell'offerta, gli argomenti a favore della disintegrazione verticale fra produzione e il resto del sistema elettrico e la contemporanea liberalizzazione della produzione sembrano i più solidi. Potrebbe risultare conveniente anche una qualche forma di separazione orizzontale, che per esempio valorizzasse il ruolo delle aziende municipalizzate. Il dilemma principale riguarda comunque la prima questione: in termini generali il punto essenziale è se un aumento di concorrenza nella produzione può portare benefici superiori ai possibili maggiori costi di coordinamento fra produzione e reti di trasporto-distribuzione.

La proprietà privata del sistema elettrico accentuerebbe la necessità di approntare una solida regolamentazione del prezzo, della qualità e delle condizioni di accesso alle reti. Questa necessità vi è però in tutti i casi, a causa della potenziale divergenza di interessi fra i cittadini-utenti e gli amministratori della *utility*. La teoria economica indica l'impossibilità di raggiungere un *first-best* nelle tariffe. La nuova teoria della regolamentazione chiarisce come inevitabilmente l'*utility* si appropri di rendite informative, magari nella forma di maggiori profitti, piuttosto che di un *overstaffing*. Il *price cap* è un metodo forse preferibile ad altri, ma non può impedire questo risultato generale. La teoria tradizionale della tariffa ottima illumina inoltre vari aspetti dei sussidi incrociati che tendono a prodursi fra l'utenza, soprattutto quando si rinuncia a finanziare con denaro pubblico la perdita di gestione cui l'*utility* andrebbe incontro se praticasse prezzi uguali al costo marginale.

La privatizzazione di per sé non fa dunque venir meno, né d'altra parte origina, la rendita di monopolio, la quale ha una base tecnologica, rafforzata dall'assetto legale del mercato. Una privatizzazione senza liberalizzazione comporta peraltro un indebolimento dei canali diretti attraverso i quali lo Stato può indirizzare la gestione dell'*utility* e un rafforzamento dell'incentivo privato alla minimizzazione dei costi. Gli strumenti di controllo e regolamentazione restano comunque necessari e possono migliorare affidandone la gestione a un'Autorità di settore, con la consapevolezza che la rendita di monopolio, che è anzitutto lo sfruttamento di un vantaggio informativo da parte dell'*utility*, non può essere mai del tutto eliminata, ma solo contenuta, e generalmente al costo di una perdita di efficienza dinamica.

Ai fini dell'efficienza è inoltre importante anche l'assetto della proprietà che emerge dalla dismissione. A tale scopo vanno preordinati il metodo di vendita e il contenuto dei vincoli all'esercizio della proprietà (nonché le misure per assicurare circa la stabilità intertemporale delle caratteristiche della regolamentazione). Il metodo di ven-

data sperimentato in Francia nella privatizzazione delle banche (*noyau dur* allargato), leggermente corretto anche per tener conto della dimensione finanziaria del settore elettrico, sembra il più appropriato.

2. Dalla nazionalizzazione alla privatizzazione

Nel 1962 l'industria elettrica era posseduta in massima parte dalle imprese elettrocommerciali private (oltre il 70%) e dagli autoproduttori (22%); la principale fonte di energia primaria era ancora quella idroelettrica (quasi il 65%, ma dieci anni prima si aggirava sul 90%); oltre i due terzi dell'energia elettrica erano adoperati dall'industria manifatturiera.

Sebbene le dimensioni delle variabili di domanda e offerta a trent'anni dalla nazionalizzazione siano più che triplicate (cfr. tab. 1), e sebbene gli indici di produttività siano certamente progrediti a ritmi elevati, colpisce forse di più il fatto che all'epoca della nazionalizzazione fossero state già impostate alcune caratteristiche del sistema attuale. Era stata già realizzata l'unificazione della frequenza di rete (a 50 Hz) che consentiva una importante integrazione delle vendite¹; erano state realizzate numerose linee di interconnessione con la Francia, la Svizzera, l'Austria e la Jugoslavia; era stata avviata la realizzazione delle prime centrali nucleari e delle prime centrali termoelettriche di grandissima taglia; le tariffe elettriche, sottoposte ai provvedimenti amministrativi del Comitato interministeriale prezzi, erano state unificate su tutto il territorio nazionale².

La *nazionalizzazione* si accompagnò alla *monopolizzazione* e alla *unificazione* delle reti di distribuzione e trasporto (oltre alla concentrazione proprietaria degli impianti produttivi). Quindici anni dopo, due osservatori molto critici dell'operazione concludevano un'analisi della rispondenza dei risultati agli obiettivi *tecnici* della nazionalizzazione

¹ L'unificazione della frequenza consentiva il sistema di *parallelo magliato*, ossia la possibilità che ogni utente fosse servito dal centro di produzione più vicino, anche se non di proprietà del fornitore abituale, «riducendosi così i trasporti di energia elettrica al minimo necessario per trasportare alle più vicine zone deficitarie i superi di produzione delle zone eccedentarie» [Fedi e Liberati 1981].

² Da più parti si sostiene che la privatizzazione implica la *differenziazione territoriale* delle tariffe. In realtà, oltre a non esserci alcuna implicazione logica, non ve n'è una neppure sul piano storico. Come s'è visto, in Italia la tariffa era stata unificata prima della nazionalizzazione e in Inghilterra i prezzi erano territorialmente differenziati già prima della privatizzazione.

Tab. 1. *Caratteristiche del sistema elettrico italiano*

	1903	1933	1963	1973	1983	1993
Produzione totale (1)	0,4	11,7	71,3	145,5	182,9	222,8
Quota % idroelettrica	75	97	65	27	24	20
Importazioni nette (1)	0,0	0,2	1,3	0,9	11,1	39,4
Domanda interna (1)	0,4	11,8	70,2	137,1	181,0	246,6
Surplus (+) o deficit (-) di offerta (%) nel:						
Nord-Ovest	—	—	—	0,0	-8,3	-30,7
Nord-Est	—	—	—	17,6	15,7	0,8
Centro	—	—	—	-22,1	-24,5	-8,3
Sud	—	—	—	-14,7	-18,4	-33,3
Isole	—	—	—	14,7	7,3	8,9
Italia	—	—	—	0,6	6,1	16,0
Importazioni nette Italia alla punta invernale (%)	—	—	9,1	20,6	29,1	36,8
Capacità produttiva (2)	—	4,8	19,7	37,7	53,3	65,8
Lunghezza rete elettrica ad alta tensione (Km × 1.000)	—	7,4	36,5	49,6	56,7	62,7
Quota % rete a 380 Kv	—	0,0	0,7	5,8	10,3	14,5
Quota di produzione elettrica degli autoproduttori	—	—	22,1	20,9	14,4	15,7
Consumi per settore: quote %:						
Agricoltura	—	—	1	1	2	2
Industria manifatt.	—	—	67	62	53	49
Altre industrie	—	—	2	2	4	4
Trasporti	—	—	6	3	3	3
Altre Terziario	—	—	10	12	13	18
Usi domestici	—	—	15	20	25	25
Penetrazione energia el. (3)	—	—	24	23	30	34

(1) Miliardi di Kwh.

(2) Potenza efficiente lorda in migliaia di Mw.

(3) Quota delle fonti primarie di energia assorbita dalla produzione elettrica.

Nota: La domanda differisce dalla somma di produzione e importazioni nette per effetto dell'energia assorbita per servizi ausiliari e pompaggi.

Fonte: Elaborazioni su dati ENEL, *Produzione e consumo di energia elettrica in Italia nel 1993*, Roma, 1994.

sostenendo che «il mancato raggiungimento degli obiettivi non appare in via generale imputabile all'ENEL, ma al fatto che si trattava di obiettivi irrealistici o di falsi obiettivi» [Fedi e Liberati 1981, 32]. Obiettivi irrealistici come la promozione dei consumi elettrici, in particolare di quelli agricoli; la capacità di rimborsare i precedenti proprietari e di finanziare gli investimenti senza poter disporre di fondi di dotazione né poter contare su aumenti tariffari; lo sviluppo nelle aree depresse del Mezzogiorno; il successo della programmazione eco-

nomica. Falsi obiettivi, come il conseguimento di economie di scala a seguito dell'aumento delle dimensioni degli impianti produttivi; del coordinamento nazionale dell'attività elettrica e pertanto della riduzione della riserva di potenza per servire i picchi di domanda; dell'interconnessione con le reti europee; dell'innalzamento dei livelli di tensione della rete di trasporto. Obiettivi falsi perché già raggiunti o raggiungibili con facilità sulla base di decisioni produttive già impostate³.

Circa gli aspetti istituzionali, la nazionalizzazione delle imprese del settore elettrico rappresenta l'unica applicazione dell'art. 43 della Costituzione, mediante costituzione di una *riserva originaria* del trasporto, produzione e distribuzione di energia elettrica, previa espropriazione con indennizzo e costituzione di un apposito ente pubblico economico⁴. Ancora oggi il settore è assestato sulla configurazione dei provvedimenti di nazionalizzazione. I cambiamenti del quadro normativo intervenuti negli ultimi anni, pur di rilievo, non hanno infatti ancora prodotto effetti apprezzabili.

La legge sulla tutela della concorrenza (l. n. 287/1990) non consente *di fatto* all'Autorità di far rispettare i propri ordini e le proprie diffide indirizzate alle imprese di pubblica utilità⁵; la l. n. 9/1991, in attuazione del piano energetico nazionale, si limita a erodere, senza abrogarla, la riserva originaria dell'ENEL e, in tema di autoproduzione, consente solo la produzione «per uso proprio o per la cessione all'ENEL»; la trasformazione dell'ENEL in SpA (l. n. 359/1992), si limita a riattribuire al nuovo ente, a titolo di normale concessione, di durata non inferiore ai vent'anni, le attività prima sottoposte alla riserva originaria.

Di maggior rilievo le conseguenze delle disposizioni sulla privatizzazione (l. n. 474/1994), che subordinano la dismissione dell'ENEL, come delle altre imprese di pubblica utilità, alla creazione di Autorità di regolamentazione settoriali (oltre che all'introduzione di poteri spe-

³ Per esempio la realizzazione di una imponente rete a 380 kv, solo provvisoriamente utilizzata a 220 kv.

⁴ Con una riserva originaria (monopolio legale), «lo Stato esclude i privati e assume la gestione o in via diretta o in via indiretta, tramite concessione» [Cassese 1995, 14], come, negli anni '20, per il trasporto marittimo, la telefonia, il trasporto aereo, le miniere e la radiodiffusione.

⁵ Le sue disposizioni (che vietano intese, abusi di posizione dominante e altre pratiche restrittive della concorrenza) «si applicano sia alle imprese private sia a quelle pubbliche o a prevalente partecipazione statale. [Esse] non si applicano alle imprese che, per disposizione di legge, esercitano la gestione di servizi di interesse economico generale ovvero in regime di monopolio sul mercato, per tutto quanto strettamente connesso per l'adempimento degli specifici compiti loro affidati».

ciali riservati allo Stato, di limiti al possesso azionario e del cosiddetto voto di lista). A quest'ultimo fine, il Governo ha favorito l'approvazione di un'iniziativa parlamentare in materia, la quale prevede «prezzi unitari per tipologia di utenza identici sull'intero territorio nazionale»; sistemi di perequazione dei costi dei diversi esercenti; un controllo tariffario di tipo *price cap*⁶; la separazione contabile e amministrativa fra le attività di generazione, trasmissione e distribuzione «come se le stesse fossero gestite da imprese separate». Il fine più generale della legge è di promuovere la concorrenza, l'efficienza, la qualità del servizio, «in condizioni di economicità e di redditività».

3. I tre mercati

L'attività svolta dalle imprese del settore elettrico è un insieme di attività produttive e di servizio fra loro integrate che in via di principio possono costituire altrettanti mercati separati. In realtà questo è concettualmente vero anche per qualsiasi altra attività produttiva complessa. Il punto è che nelle economie sviluppate, dove la domanda *potenziale* di beni e servizi intermedi è abbastanza grande da rendere possibile l'affermarsi di nuove specializzazioni produttive, l'integrazione verticale di funzioni economiche è sempre più spesso una scelta piuttosto che una necessità: la moderna teoria dell'impresa ne ha tenuto conto proponendo il dilemma molto più generale della scelta fra forme organizzative *gerarchiche* (le imprese) e di mercato⁷. La nascita o l'individuazione di «sottoattività» economiche e di nuovi mercati potenziali è logicamente sempre possibile e storicamente lo diventa a seguito dell'evoluzione tecnologica o della stessa organizzazione istituzionale della società.

Anche nel caso dell'energia elettrica vi sono ragioni tecnologiche e ragioni istituzionali che spiegano perché oggi il dibattito di *policy* di-

⁶ In questa materia, almeno fino al contratto di programma dell'ottobre 1993, vigeva un sistema di prezzi amministrati dal governo, la cui natura era quella della copertura dei costi, ossia una sorta di *rate-of-return regulation* [cfr. Galvano 1994].

⁷ Secondo un approccio ancor più generale, in un mondo di informazione incompleta e di parziale non verificabilità da parte di terzi di tutte le circostanze contrattuali, le imprese possono essere viste come un insieme di contratti incompleti che forniscono l'*autorità* di decidere gli obblighi contrattuali nelle evenienze non previste a una sola delle parti (il manager piuttosto che il lavoratore, il proprietario piuttosto che il manager). Secondo questa visione, la differenza fra impresa e mercato è nella tipologia delle forme contrattuali attivate dagli agenti economici. Sulla natura dei diritti, specifici o residuali, di origine contrattuale cfr. Grossman e Hart [1986].

stingua almeno tre mercati all'interno del settore elettrico: la produzione o generazione, il trasporto o trasmissione, la distribuzione locale. Gli inglesi ne hanno individuata anche un'altra: la «vendita al dettaglio» (*retail supply*), ossia l'utilizzo delle reti, nazionale e locali, per l'attività di acquisto e rivendita di energia, comprese le fasi a valle come la fatturazione. Il governo italiano nel novembre del 1994 aveva individuato una funzione a sé, il «dispacciamento», che è l'attività puramente tecnica di tenere costantemente in equilibrio domanda e offerta di un bene non immagazzinabile, chiamando alla produzione gli impianti che minimizzano le perdite di trasmissione. Appare chiaro che l'enucleazione del dispacciamento come funzione a sé stante, separata dalla trasmissione, non abbia un solido fondamento tecnico, ma rifletta piuttosto la preoccupazione che esso possa prestarsi ad abusi anticompetitivi. Alla stessa conclusione si giunge esaminando l'importanza relativa delle ragioni tecnologiche rispetto a quelle politico-istituzionali fra i fattori che hanno spinto a considerare il settore elettrico come l'insieme di tre grandi mercati.

Occorre dire che le condizioni tecnologiche non sono cambiate granché negli ultimi decenni, almeno per quanto riguarda l'Italia, dove manca un'industria elettronucleare. Sul piano tecnologico non è infatti avvenuto nulla di paragonabile alla rivoluzione telematica: tuttora i tre mercati hanno bisogno di un intimo coordinamento; nessuna impresa può fare a meno della comune rete di trasporto; la tecnologia di generazione è piuttosto semplice, per quanto modernizzata⁸. Sono piuttosto le ragioni politico-istituzionali che hanno fatto *riscoverire* differenze tecnologiche di indubbio rilievo fra il trasporto, comunemente considerato un monopolio naturale nazionale, la generazione, la cui scala di efficienza minima è centinaia di volte inferiore al mercato nazionale, e la distribuzione, la cui area di monopolio naturale è limitata a contesti locali⁹.

Il vero fatto nuovo è dunque politico e concerne il ripensamento, in atto dagli anni '70, dei confini e delle modalità dell'intervento pubblico nell'economia, ripensamento che ha condotto a numerose iniziative di deregolamentazione, privatizzazione e liberalizzazione. In Italia, le esigenze di risanamento finanziario dello Stato stanno fornendo la spinta più forte alla privatizzazione, ma queste esigenze si vogliono

⁸ Viceversa, nelle telecomunicazioni, le reti si vanno moltiplicando, sono mutati profondamente la tecnologia della commutazione (instradamento), il supporto delle trasmissioni, il mercato di riferimento, ecc.

⁹ Ne è prova indiretta la coesistenza di aziende comunali e distributori nazionali in numerosi paesi europei, Italia compresa.

naturalmente contemperare con quelle di limitare il potere di monopolio che avrebbe un ente elettrico in mani private. Ecco perché è divenuto possibile pensare di procedere a una disintegrazione verticale e/o orizzontale d'imperio dell'azienda elettrica ed ecco perché si torna a discutere delle differenze «profonde» fra i vari mercati dell'energia.

Prima di esaminare l'esperienza britannica è bene definire le altre principali caratteristiche del mercato dell'energia elettrica. Intanto, la necessità di soddisfare in ogni istante di tempo una domanda molto variabile durante il giorno e nel corso dell'anno, senza la possibilità di poterla immagazzinare, insieme con la non perfetta prevedibilità della piena funzionalità degli impianti di produzione, richiedono che la capacità produttiva sia mediamente sottoutilizzata. La necessità di dimensionare la capacità sul livello necessario a soddisfare la punta di domanda può essere attenuata da una politica di gestione della domanda attraverso le tariffe multiorarie [Barteselli 1993], nella logica del *peak-load pricing* (cfr. par. 6), dalla negoziazione di contratti di fornitura «interrompibili» e dal potenziamento dei canali di interconnessione con altri sistemi elettrici, ma anche questi ultimi hanno una capacità data e non sono sempre pienamente attivabili. La produzione, la trasmissione e la distribuzione sono tutte caratterizzate da forti investimenti non recuperabili. Nel caso della produzione, i tempi di installazione di nuova capacità sono inoltre molto lunghi.

Si deve poi notare come il trasporto di energia elettrica, oltre a comportare le classiche spese di costruzione e manutenzione della rete, comporta un costo diretto che è più che proporzionale alla distanza percorsa fra un nodo e l'altro del sistema, ossia fra i luoghi fisici da cui avvengono i prelievi di elettricità e ai quali viene indirizzata la produzione. Ogni utente della rete di trasporto ha a che fare con un nodo particolare. Il percorso che compie l'elettricità segue leggi naturali, come nel caso delle reti idriche: non può perciò essere ottimizzato con facilità da un sistema «intelligente» che sceglie ove necessario anche lunghe deviazioni a basso costo, come nelle telecomunicazioni. Di conseguenza in un sistema efficiente la quantità di elettricità riversata in un nodo dai produttori collegati dovrebbe essere dimensionata sulla domanda degli utilizzatori di quel nodo, per cui grandi squilibri «regionali» fra domanda e offerta aumentano in misura esponenziale le perdite di trasmissione. Ne consegue ancora che teoricamente il sistema tariffario dovrebbe essere differenziato territorialmente per incentivare il riequilibrio [Armstrong, Cowan e Vickers 1994]. Se la capacità di trasporto è insufficiente rispetto alle esigenze degli squilibri, possono prodursi black-out locali.

Per quanto concerne la struttura del mercato nazionale, un quadro d'insieme è fornito dal bilancio dell'energia elettrica italiana elaborato dall'ENEL, dove si illustra il passaggio dalla produzione all'immissione nella rete dell'elettricità generata dall'ENEL stessa e dalle imprese municipalizzate, nonché il contributo degli autoproduttori, distinto per settore industriale d'appartenenza dell'impresa autoproduttrice. Il consumo totale di circa 229.000 milioni di kwh (Gwh) viene distinto sia per la provenienza (194.000 Gwh dai servizi pubblici e 35.000 dagli autoproduttori) sia per la destinazione (industria, terziario, agricoltura, famiglie per usi domestici, illuminazione pubblica). Per alcuni settori, come l'industria chimica e quella della carta, il contributo dell'autoproduzione al fabbisogno elettrico è decisamente maggioritario. Naturalmente tutti i flussi transitano per un'unica rete di trasporto e per quelle di distribuzione locale. Gli scambi fra autoproduttori ed ENEL erano nel 1993 di un certo rilievo (circa 22.000 Gwh), con un leggero eccesso di energia ceduta dall'ENEL rispetto al flusso inverso. Altre poste di rilievo riguardano i flussi di *import-export* (quasi 40.000 Gwh di importazioni nette) e gli impieghi di energia elettrica necessari al funzionamento del sistema (servizi ausiliari e pompaggi e perdite di trasmissione, in tutto pari a 33.000 Gwh). Infine dal diagramma si ricava la composizione della produzione per fonte primaria. Fra le fonti primarie fossili l'utilizzo del gas è molto più frequente negli impianti gestiti dai produttori non-ENEL (tabb. 1, 2 e 3), un fenomeno evolutivo su cui si tornerà.

Un confronto internazionale, limitato alle principali economie industriali suggerisce che l'utilizzo di elettricità in Italia è piuttosto contenuto, essenzialmente come riflesso della sua specializzazione produttiva. Inoltre, l'Italia è l'unico paese che non realizza alcuna produzione elettronucleare (che invece nella media dei paesi OCSE pesa quasi per il 25%) e nel quale ha un rilievo assolutamente d'eccezione la produzione termoelettrica, in particolare da petrolio (circa il 50-55%, contro il 17% dei paesi OCSE).¹⁰ Infine, i prezzi. Come in tutti i paesi nostri maggiori partner commerciali, i prezzi del kwh pagati dall'industria risultano inferiori a quelli pagati dalle famiglie¹¹. Il prezzo me-

¹⁰ A partire dallo shock petrolifero del 1973, la quantità di petrolio utilizzata nella produzione termoelettrica è cresciuta in Italia intorno allo 0,7% in media all'anno. Nell'area OCSE è scesa del 3,5% all'anno.

¹¹ Questo tuttavia non equivale a provare l'esistenza di un sussidio incrociato a sfavore delle famiglie, poiché, al di là dei limiti statistici del calcolo, sono verosimilmente diversi i costi medi di fornitura del servizio. Per una metodologia di calcolo parzialmente in grado di valutare la presenza di sussidi incrociati, cfr. Naughton [1986].

Tab. 2. Il bilancio dell'energia elettrica nel 1993

	Italia	ENEL
Produzione idroelettrica	44.483	31.859
Produzione termoelettrica tradizionale	174.638	141.937
Altre fonti rinnovabili	3.667	3.667
Produzione totale lorda	222.788	177.464
Energia destinata ai servizi ausiliari e ai pompaggi	15.620	13.792
Produzione totale netta destinata al consumo	207.168	163.672
Saldo importazioni esportazioni	39.432	39.432
Acquisiti da altri produttori nazionali	—	11.703
Energia richiesta sulla rete per il consumo	246.600	214.807

Fonte: ENEL, *Produzione e consumo di energia elettrica in Italia nel 1993*, Roma, 1994.

Tab. 3. Produzione di energia elettrica in Italia nel 1993

	ENEL	Municipalizzate	Altre	Autoproduttori
Produzione di energia elettrica lorda:				
idroelettrica	71,6	9,8	2,0	16,6
termoelettrica (1)	81,7	2,7	0,2	15,4
totale	79,6	4,1	0,6	15,7
Impianti termoelettrici:				
numero	88	47	69	384
potenza nom. (Mw)	39.031	1.296	157	7.113

(1) Il dato dell'ENEL comprende la produzione geotermoelettrica, che non viene realizzata dalle altre imprese elettriche.

Fonte: ENEL, *Produzione e consumo di energia elettrica in Italia nel 1993*, Roma, 1994.

dio del kwh non ha invece un significato particolare, poiché nei vari paesi il costo dell'elettricità è nell'industria regressivo rispetto alla quantità, sicché il risultato è influenzato dal consumo, che è a sua volta correlato con la dimensione media d'impresa e con la composizione della struttura industriale. Per quanto concerne gli usi domestici, il confronto è ancor più *puzzling*: fra l'altro i consumi medi sono influenzati dalle condizioni climatiche, ma soprattutto, il costo del kwh è in Italia progressivo, mentre in tutti gli altri paesi è regressivo¹².

¹² Con questi seri limiti, il costo sostenuto dalle imprese italiane appariva, nel 1991, molto più elevato di quello medio OCSE; solo in Giappone il prezzo dell'elettricità in moneta comune era più alto. Il confronto appariva peraltro molto diverso per i grandi consumatori di elettricità, oltre i 70 Gwh all'anno. L'Eurostat calcola infatti che

Per quanto concerne le prospettive del settore, occorre accennare brevemente al quadro storico, tecnologico e internazionale. Seguendo Juan Alario [1994], possiamo distinguere in Europa tre fasi storiche. La prima va dal 1945 al 1973: monopolizzazioni e nazionalizzazioni si accompagnano a un mercato in forte espansione che dà protezione all'industria dell'estrazione del carbone, senza però evitare un sempre crescente utilizzo di petrolio. La seconda va dal 1973 al 1985 e contiene due *oil shocks*: si tentano risparmi energetici e diversificazioni delle fonti, soprattutto a favore dell'energia nucleare, almeno fino al disastro di Chernobyl, la dinamica della domanda cade dal 7,5 al 3% all'anno; appaiono grandi sovracapacità produttive¹³.

L'ultima fase comincia alla fine del 1985, con il contro-shock petrolifero. Nuove e più severe regole di protezione ambientale finiscono per favorire il gas (soprattutto in Italia, dove si rinuncia allo sviluppo del nucleare e di fatto anche a quello del carbone) e le nuove tecnologie basate sulle turbine a gas che, fra l'altro, riducono la scala minima efficiente e rendono più facile la decentralizzazione produttiva del sistema; i prezzi dell'elettricità non riescono a seguire all'ingiù il petrolio; il settore viene ristrutturato e privatizzato nel Regno Unito, liberalizzato in Norvegia, sottoposto a iniziative di liberalizzazione da parte della Commissione europea. Le grandi *utilities* sono oggi sottoposte a minacce competitive serie nel settore della generazione, dove produttori indipendenti, attraverso la costruzione di centrali a turbina di piccola taglia senza grossi problemi di adeguamento ai nuovi standard ambientali, possono acquisire crescenti quote di mercato.

Le stime di domanda per il futuro sono piuttosto modeste: forse dell'1% all'anno nell'Europa settentrionale, del 2-3% nell'Europa mediterranea. Nel contempo, con la notevolissima eccezione proprio dell'Italia, continua a esistere una certa sovracapacità produttiva. Per questo motivo e per le iniziative di liberalizzazione le *utilities* elettriche dell'Europa occidentale, quasi tutte altamente regolamentate e integrate verticalmente, tendono a proiettarsi sui mercati esteri dei paesi in via di sviluppo e dell'Europa dell'Est, attraverso la vendita, rispettivamente, di *know-how* ed elettricità¹⁴.

in tal caso il prezzo medio per Kwh era in Italia allineato a quelli di Francia e Regno Unito e di oltre un terzo inferiore a quello tedesco.

¹³ «Centralism and government planning approach were inappropriate for this period» [Alario 1994, 30], quando viceversa il sistema di *utilities* americano (unità piccole e private) riusciva a reagire rapidamente alle nuove condizioni, per esempio al crescente costo degli impianti nucleari.

¹⁴ Ma è stato notato che l'aumento della capacità di interconnessione con l'Europa orientale è limitata ed è inoltre difficile per le insoddisfacenti condizioni di quei

4. L'esperienza del Regno Unito e il «price cap»

Sul finire degli anni '80 nel Regno Unito il Governo ha dato vita a una profonda ristrutturazione del settore, imponendo la separazione verticale della produzione dal trasporto, l'integrazione verticale del trasporto con la distribuzione mediante la proprietà, la separazione orizzontale della produzione, la creazione *ex novo* di un mercato *spot* dell'energia e di un mercato di contratti finanziari a lungo termine. Contemporaneamente è stata riformulata la regolamentazione del settore, nei contenuti e nell'assetto istituzionale, ed è stata avviata la quasi totale privatizzazione delle aziende elettriche (a distanza di alcuni anni resta pubblico solo il settore nucleare), operazione che si è conclusa nel 1995, con un incasso globale di oltre 17 miliardi di sterline¹⁵.

Attualmente, il mercato della produzione è suddiviso fra PowerGen e National Power (insieme possiedono il 56% del mercato, ma al momento della privatizzazione superavano il 75%), Nuclear Power (oggi al 25%), i produttori indipendenti (saliti al 16-17%) e le compagnie di distribuzione locale. Il trasporto fa capo a un'unica società, la National Grid Company, posseduta in comproprietà dalle dodici società locali di distribuzione (Regional Electricity Companies, RECs). Nonostante il ricorso sempre più imponente al gas (*dash for gas*, determinato in parte dal nuovo assetto istituzionale, che secondo i suoi critici ha indotto tra l'altro un eccesso di entrata da parte di nuovi produttori indipendenti), il più importante *input* energetico continua a essere rappresentato dal carbone (circa i due terzi del totale), seguito dal nucleare (20%). Questo ha avuto pesanti conseguenze sull'organizzazione del settore, sottoposto ad acquisti forzosi di queste due fonti di energia, e sul benessere del consumatore, sul quale sono stati traslati i sussidi impliciti a queste fonti (inizialmente dell'ordine di oltre 2 miliardi di sterline, su 14-15 miliardi di fatturato totale).

Fino alle riforme del 1990-91 la situazione del mercato non era in fondo molto diversa da quella attuale italiana: le varie attività erano di proprietà pubblica e la produzione era solo parzialmente liberalizzata. Sebbene la distribuzione fosse in mano a dodici diversi mono-

sistemi elettrici; infine, le prospettive di espansione della domanda a medio termine in quei paesi non sono buone.

¹⁵ In quel che segue ci si riferisce essenzialmente al sistema elettrico inglese e gallesse. I sistemi scozzese e nord-irlandese, anch'essi privatizzati, hanno seguito strade diverse, che hanno preservato una piena, o quasi piena, integrazione verticale.

poli locali, quasi tutto il resto era controllato dal CEGB (Central Electricity Generating Board), accusato di far pagare agli utenti il costo di politiche sociali (la protezione dell'industria del carbone), di investimenti eccessivi o sbagliati (tra cui anche la sottovalutazione del costo degli impianti nucleari¹⁶), di inefficienze produttive (l'occupazione nel settore della generazione si è in seguito dimezzato). A qualche anno di distanza, la riforma viene giudicata con molta severità, tranne che dagli azionisti che hanno potuto contare su forti dividendi e *capital gains*.

I critici sostengono che: 1) la regolamentazione del settore si è rivelata un impegno molto più oneroso, complesso e soggetto a inefficienze di quanto non fosse preventivato all'atto della riforma [Helm 1994]; 2) nella generazione di elettricità non si è attuata una vera politica di liberalizzazione, ma piuttosto la costituzione di un quasi-duopolio asimmetrico che appare aver manipolato i prezzi; 3) nuove minacce anticompetitive sembrano provenire dalle aziende di distribuzione locale, che tendono a integrarsi verticalmente con i produttori, sono già integrate attraverso la proprietà con la Grid Company e tendono a coordinarsi fra loro, fino a considerare progetti di fusione.

/XX La prima questione, in particolare, merita una disamina ravvicinata. La regolamentazione, anzi, più in generale, l'intervento statale nel mercato dell'energia elettrica, è risultato molto difficile da disegnare e da gestire, sebbene la «manutenzione» dell'intervento fosse stata affidata a un regolatore indipendente dal Governo e dotato di notevoli risorse tecniche. La difficoltà è consistita nel dover conciliare le esigenze dei vari settori dell'industria elettrica con quelle dei vari settori dell'utenza, preservando al contempo le scelte energetiche e «sociali» del paese (nucleare e carbone) e la tutela delle risorse ambientali e degli interessi della concorrenza potenziale. Oltre a questo, è stata probabilmente sopravvalutata la capacità della regolamentazione tariffaria via *price cap* (vedi *infra*) di ridurre il fabbisogno informativo del regolatore [Helm 1994].

La *regolazione tariffaria* è solo un aspetto della regolamentazione, ma chiarisce bene il grado di complessità e contraddittorietà degli obiettivi da raggiungere (vedi par. 6). Va ricordato che la stessa pro-

¹⁶ Ci sono molte buone ragioni per le quali alla fine il settore è rimasto in mani pubbliche. La principale è che la costruzione di un nuovo impianto nucleare non appare da tempo remunerativa e anche la gestione dei vecchi impianti potrebbe condurre a forti perdite [Pryke 1987], anche a causa dei costi, sia pure incerti, del trattamento delle scorie radioattive e del cosiddetto *decommissioning*, per cui si può dire che l'*asset* era di fatto invendibile.

duzione, concettualmente passibile di piena liberalizzazione, ha subito forti ingerenze pubbliche sin dall'inizio e via via interventi sempre più incisivi (volti a ottenere il disinvestimento dei maggiori produttori, per esempio) fino all'instaurazione di un controllo amministrativo sui prezzi.

Vi sono varie componenti del prezzo dell'energia. Nel Regno Unito la componente del costo della generazione pesa oltre la metà, meno di un quarto pesa la distribuzione locale, mentre il resto è rappresentato dalla tassa esplicita a favore del nucleare (*fossil fuel levy*), dal corrispettivo dei servizi di vendita e dal costo del trasporto (circa il 4%, naturalmente in termini finanziari, non energetici). Il prezzo oscilla a seconda della localizzazione dell'utente (oltre il 10% fra il minimo e il massimo).

Il prezzo al produttore è stato teoricamente libero fino al 1994, quindi sottoposto a un abbattimento medio del 7% per i successivi due anni. S'è detto teoricamente libero, perché in realtà inizialmente solo una parte minore delle transazioni poteva avvenire attraverso il mercato *spot*, il resto dovendosi scambiare sulla base di contratti a lungo termine la cui struttura venne fissata dal Governo stesso. Più precisamente, a partire dalla ristrutturazione del 1990, nel Regno Unito l'energia viene ceduta dal produttore al Grid sulla base di un'asta che giornalmente viene organizzata dal Grid stesso per ognuna delle quarantotto mezz'ore del giorno successivo (questo mercato viene denominato *pool*). In un contratto a lungo termine, i contraenti non si scambiano l'obbligo reciproco dell'acquisto e della vendita, perché lo scambio avviene solo col Grid, ma danno vita a contratti finanziari i più vari (di tipo *call*, *forward*, ecc.) che consentono di contare su prezzi prefissati o semiflessibili per un periodo di tempo non breve. Nel Regno Unito, data la situazione di quasi-duopolio nella produzione e l'esigenza di proteggere le industrie del carbone e del nucleare, fu inizialmente imposto a PowerGen e National Power di sottoscrivere contratti del genere con i fornitori di *inputs* energetici¹⁷; ai distributori furono imposti analoghi contratti con i produttori¹⁸.

Del resto anche il prezzo *spot* è stato tutt'altro che lasciato alle libere forze del mercato, pur prescindendo dalle azioni strategiche del

¹⁷ Acquisto di determinate quantità di carbone a un prezzo semi-amministrato, sulla base di un *price cap* e dell'andamento del cambio col dollaro.

¹⁸ L'imposizione di questi contratti a lungo termine, in via di principio, serve soprattutto a limitare l'opportunismo del compratore, poiché l'impresa di generazione di elettricità si confronta con investimenti altamente specifici e a lunghissimo ritorno (più di trent'anni). Cfr. Pryke [1987] e Helm [1988, 95-96].

duopolio di fatto. L'asta giornaliera, infatti, non determina *esattamente* il prezzo dell'energia ceduta e neppure rassicura il produttore che una cessione di energia avvenga o non avvenga. La cessione avviene solo se le previsioni formulate il giorno precedente sono abbastanza accurate. Inoltre, poiché nel sistema si possono formare *bottlenecks* (eccessi locali di domanda) il gestore del sistema, la National Grid Company, può richiedere l'attivazione di impianti che sulla mera base del prezzo di offerta presentato all'asta sarebbero stati altrimenti esclusi, e può escludere impianti che hanno vinto l'asta, in considerazione dei costi di trasporto da un nodo all'altro.

Il prezzo stesso è la somma di più componenti [Green e Newbery 1992]. Alle previsioni di domanda corrispondono le offerte dei produttori monoimpianto e le schede di offerta dei produttori multipianto, fino alla determinazione di un prezzo marginale, riconosciuto a tutti i vincitori dell'asta. A questo prezzo marginale (*system marginal price*, SMP) si aggiunge un premio per la capacità produttiva. L'incertezza sull'effettiva disponibilità dell'offerta e sul livello della domanda, hanno indotto infatti il Governo a prevedere un pagamento proporzionale alla probabilità di un difetto di offerta (*loss of load probability*, LOLP) e al costo che questo avrebbe per gli utenti (*value of lost load*, VOLL). Mentre questo costo è fissato dal Governo, la probabilità di perdita deriva da stime che sono funzione anche della capacità produttiva dichiarata da coloro che sottopongono le proprie offerte all'asta giornaliera. Chi partecipa all'asta ottiene comunque un pagamento per la capacità produttiva dichiarata. Tuttavia, quando i partecipanti sono così pochi, l'incentivo a dichiarare la capacità produttiva vera può essere minore dell'incentivo a non dichiarare tutto, poiché la stima della probabilità di sotto-offerta è inversamente proporzionale alla capacità totale dichiarata. Infine, il prezzo effettivamente pagato dall'acquirente (*pool selling price*, Psp), per esempio una REC, viene ulteriormente aumentato da una componente (*uplift*, U) che tiene conto dei vari vincoli del sistema di trasporto e che può essere usata come strumento per incentivare il Grid a investire nel loro contenimento.

In definitiva, il prezzo rilevante per l'acquirente del *pool* è pari alla somma fra il prezzo rilevante per il produttore (*pool purchase price*, Ppp) e il margine rilevante per il trasportatore, ossia: $P_{sp} = P_{pp} + U = SMP + LOLP * (VOLL - SMP) + U$.

Sinora si è illustrato, semplificandolo, solo il sistema tariffario della produzione, che pure in linea di principio, mediante la liberalizzazione, dovrebbe poterne fare a meno. Il problema è che non a caso si è ritenuto di dover organizzare un mercato a immagine e somi-

glianza di quello vigente *all'interno* dell'azienda verticalmente integrata: è infatti indispensabile assicurare un forte coordinamento di sistema e offrire i corretti incentivi all'attività di investimento. Quest'ultimo punto è tanto più importante in quanto l'incertezza sul contenuto concreto della regolamentazione nel tempo tende a comportare problemi di sottoinvestimento (il *regulatory risk* innalza il tasso di attualizzazione dei ritorni attesi dall'investimento).

La regolamentazione tariffaria dei comparti di attività caratterizzati da monopolio naturale nazionale o locale (trasmissione e distribuzione) non è meno complessa, sebbene proprio nel Regno Unito sia stata attuata un'innovazione in grado di semplificare le caratteristiche di più difficile applicazione del *rate-of-return regulation* (RRR), ovvero il ricorso alla tecnica del *price cap* [Littlechild 1983]. Mentre nel RRR si tratta di valutare direttamente e a scadenze ravvicinate i costi di produzione e assicurare un livello normale di profitto agli investimenti, nel *price cap* si fissa solo il tasso di aumento massimo dei prezzi dei servizi regolati e ci si disinteressa per un certo periodo di *come* l'azienda riesca a soddisfare il vincolo¹⁹.

Il RRR rischia di produrre sovrainvestimento (o, meglio, tecnologie ad eccessiva intensità di capitale, cfr. Averch e Johnson 1962) e non premia la ricerca dell'efficienza (i tassi di profitto sono vincolati). Il *price cap* induce viceversa la ricerca di economie di costo che, nel periodo fra una revisione e l'altra (ben più lungo di quello del RRR), si traducono in maggiori profitti. Vi sono però seri rischi di sottoinvestimento dovuti alla limitata capacità del regolatore e del Governo di rendere credibili gli impegni, quindi un classico problema di *time-consistency*. Da un altro punto di vista, il sottoinvestimento è solo una delle possibili strategie di peggioramento della qualità che una *utility* può porre in atto, in particolare quando il *cap* risulta troppo stretto [cfr. Spence 1975].

Il meccanismo concreto è che i prezzi non possano aumentare più dell'inflazione al consumo (*retail price index*, RPI)²⁰, diminuita del tasso atteso di aumento della produttività totale dell'*utility* (X). Quindi, la variazione dei prezzi non deve superare $RPI - X$. Questo in generale. Più in particolare, esistono molti diversi *price caps*, su panieri di servizi (per imprese multiprodotto, come le telecomunicazioni), su singoli

¹⁹ Questo solo in via di larga approssimazione. In realtà, vengono anche imposti standard minimi di qualità, ecc.

²⁰ L'indice dei prezzi al consumo è un'approssimazione di quello del costo degli *inputs*. Si è preferito questo indice a quello teoricamente più appropriato anche perché nei settori delle *utilities* sono possibili manipolazioni del prezzo di alcuni *inputs*.

servizi, ecc. Nel caso dell'elettricità il *price-cap* prende la forma del limite ai ricavi medi (*average revenue regulation*)²¹.

Di fatto, sia la fissazione del tasso di produttività da portare in detrazione dell'indice dei prezzi al consumo, sia la scelta dei servizi da sottoporre al limite tariffario, sia la specificazione degli elementi di costo esogeni di cui eventualmente consentire la traslazione tariffaria (*cost passthrough*), pongono sempre problemi applicativi molto seri. Inoltre, è stato osservato da molti studiosi che, qualsiasi sia il metodo di fissazione delle tariffe, il regolatore non può non tener conto degli effetti del prezzo sulla redditività del capitale dell'impresa regolata²² (questo avviene esplicitamente per quel che concerne, ad esempio, la regolamentazione del prezzo delle *utilities* britanniche dell'acqua). È forse proprio la lunghezza del *regulatory lag* che può fare la differenza fra i due metodi. Questa differenza è di fatto inavvertibile in fase di prima applicazione del metodo²³, quando per la prima volta va definito il valore di X e quando torna quindi utile la lunga esperienza accumulata negli USA circa la determinazione dei parametri del RRR [Kahn 1970; Stelzer 1988].

Per quanto concerne le altre fasi dell'attività elettrica, il prezzo dei servizi di *trasmissione* resi dal Grid, oltre alla misura dell'*uplift*, comprende un doppio *price-cap* sull'accesso alla rete (*use-of-the-system charge* e *infrastructure charge*), e una regolazione di tipo *rate-of-return* sul prezzo dei nuovi allacciamenti e sull'uso delle interconnessioni con Francia e Scozia. Il prezzo delle tariffe per la *distribuzione* locale di energia elettrica, come tutti gli altri *price caps* britannici, viene regola-

²¹ Ossia, date le previsioni sull'andamento della domanda, che dipendono anche dal livello delle tariffe, l'impresa si impegna a non aumentare il costo medio del kwh di una percentuale superiore a $(R_{PI}-X)$. Problemi applicativi vari sorgono in relazione alle correzioni necessarie *ex post* per tener conto di errori di previsione della domanda, al caso in cui siano possibili tariffe multiorarie (vedi *infra*), al caso in cui il monopolista è al contempo in concorrenza con altre imprese in mercati collegati.

²² «The extent to which the regulatory process can in practice mimic the competitive process turns on the relationship between the prices set by regulators and the regulatee's costs. All regulators set prices: the question is the basis upon which price is set. The key components are: the operating expenditure, the capital expenditure, the asset valuation, and the cost of capital. In all regulatory systems, the regulators are required to adjudicate – implicitly or explicitly – on all of these items. The difference between the British price-cap regulation and the Us rate-of-return regulation is not one of kind, but of degree» [Helm 1994, 21].

²³ Per Beesley e Littlechild [1989] il *price cap* permetterebbe però di concentrare le valutazioni della redditività su elementi di dinamiche produttive e di mercato *attese*, piuttosto che su quelle passate. L'argomento è tuttavia debole e assomiglia alla problematica del tasso di deprezzamento appropriato nelle valutazioni tipiche del RRR.

mentato con riferimento alla media dei prezzi praticati alle varie categorie di utenti e consente, entro limiti predefiniti, di ribilanciare le tariffe. I *caps* variano da società a società: di solito una REC può aumentare i prezzi più dell'inflazione, per finanziare programmi di potenziamento delle reti locali. Nessun elemento di aggiustamento viene esplicitamente previsto dal confronto fra le strutture e i livelli dei costi delle società regionali di distribuzione (*yardstick competition*)²⁴, come pure sarebbe possibile. Oltre alla regolazione tariffaria, sulla formazione del prezzo praticato dalle RECS insistono anche altri vincoli, fra i quali l'obbligo di acquistare l'energia al prezzo più conveniente, tenuto conto della sicurezza degli approvvigionamenti, ossia diversificando fra fornitori affidabili.²⁵ Infine, la regolamentazione del prezzo finale del prodotto (o, se si preferisce, della funzione di *vendita al dettaglio*) è anch'esso di tipo *price cap*²⁶.

Pur senza addentrarsi nell'analisi di tutti gli spazi per comportamenti strategici che queste regolamentazioni hanno offerto [Helm 1988], è evidente che la complessità delle norme è tale da renderne difficile l'applicazione e molto laboriose le revisioni, quando elementi di calcolo tradizionali del tasso di profitto normale sugli investimenti necessariamente fanno la loro ricomparsa²⁷.

In conclusione, l'esperimento britannico ha chiarito molte delle

²⁴ Per una concettualizzazione della *yardstick competition* cfr. Yarrow [1985] e Schleifer [1985].

²⁵ L'imposizione sembra economicamente priva di senso, ma in realtà ha lo scopo, di nuovo, di favorire il carbone e contrastare l'interesse delle RECS ad acquistare mediante contratti a lungo termine l'energia prodotta da impianti a gas a ciclo combinato nei quali le stesse RECS hanno importanti interessenze. Le RECS non possono però integrarsi verticalmente con la produzione se non entro limiti prestabiliti, qualcosa come il 10-15% della produzione globale. Questo vincolo è stato in buona parte già utilizzato appunto attraverso l'acquisizione di quote di nuove società elettriche indipendenti che utilizzano la tecnica delle turbine a gas a ciclo combinato.

²⁶ È peraltro previsto che una parte preponderante del prezzo (circa il 95%) sia semplicemente rappresentata dalla traslazione in avanti di elementi esogeni alla funzione di vendita, ossia le tariffe di trasporto e distribuzione, il costo dell'energia al produttore, la tassa sulle fonti fossili di energia, l'imposta sul valore aggiunto. Inoltre, è previsto un *cap* sul prezzo pagato dall'utenza minore, superiore all'inflazione, ma senza elementi di traslazione.

²⁷ Questi cenni al sistema tariffario non sono che un esempio dei problemi di regolamentazione del settore, che concernono anche la qualità del servizio, i costi di accesso alle reti da parte di terzi, la non-discriminazione fra gli utenti, la tutela dell'ambiente e della sicurezza nazionale, la gestione dei problemi sociali dei territori in cui sono localizzate le miniere di carbone, i rapporti fra produttori e il rischio di entrate eccessive indotte da prezzi più alti di quelli teoricamente possibili.

problematiche della regolamentazione del settore elettrico, evidenziando quanto sia difficile combinare elementi di liberalizzazione con operazioni di privatizzazione e reregolamentazione per ottenere risultati superiori in termini di efficienza produttiva. Se quest'ultima, come dovrebbe, è il metro ultimo su cui giudicare ogni riforma, una valutazione finale non può che includere elementi di giudizio misti. Per esempio, Armstrong, Cowan e Vickers [1994], mentre riconoscono i progressi in termini di efficienza operativa o produttività del lavoro (le privatizzazioni in particolare sarebbero ciò che ha permesso di ridurre drasticamente i problemi di *over-staffing*), avanzano gravi perplessità tanto sull'efficienza allocativa statica del sistema nel suo insieme, quanto su quella dinamica, ossia sull'appropriatezza dei livelli e delle caratteristiche degli investimenti. Essi sono però convinti che una più elevata efficienza potenziale si sarebbe raggiunta se si fosse liberalizzata con più decisione l'attività di generazione e si fosse pertanto proceduto a una maggiore disintegrazione orizzontale della GEGB.

Inoltre, occorre ricordare che sono emerse negli ultimi tempi gravissime incertezze dei responsabili della regolamentazione del settore e un diffuso atteggiamento critico dell'utenza²⁸. Del resto, la regolamentazione nel Regno Unito continuerà a lungo ad aver bisogno di adattamenti, perché lo stesso assetto del mercato è tutt'altro che stabile²⁹. Con tutti i suoi limiti, l'esperimento britannico ha il merito di

²⁸ Da oltre un anno, i più autorevoli giornali inglesi danno risonanza alla grande «disaffezione» popolare nei confronti di alcune *utilities* privatizzate. Nell'«Economist» dell'11 marzo 1995 si legge: «To say that privatisation is unpopular in Britain is an understatement [...] The ordinary man, who has never liked privatisation, wants the water and electricity industries, and maybe more, to be nationalised». All'inizio di marzo di quest'anno il regolatore ha annunciato una revisione dei limiti di incremento tariffario a poco tempo di distanza dalla fissazione di un *price cap* che doveva valere fino al Duemila e questo annuncio è venuto appena il giorno dopo la privatizzazione dell'ultima *tranche* di PowerGen e National Power, facendo precipitare i corsi azionari di oltre il 20% in ventiquattr'ore. Questo episodio dà un fondamento alla critica di Helm [1994], ossia che «il problema centrale del sistema britannico è la sua eccessiva discrezionalità [...] Iniziative di riforma dovrebbero mirare ad aumentarne la prevedibilità». D'altronde, come osserva lo stesso autore, la consapevolezza dei difetti di una data regolamentazione non vuol dire che sia preferibile una regolamentazione implicita dell'*utility* pubblica mediante l'esercizio dei diritti di proprietà o che sia preferibile non regolamentare affatto.

²⁹ I grandi produttori tendono a perdere quote di mercato, per effetto della concorrenza degli indipendenti, ma anche per effetto dei disinvestimenti sollecitati dal regolatore; la National Grid Company è destinata in tempi brevissimi alla quotazione sul mercato; si torna a parlare della privatizzazione dell'azienda nucleare, previo un suo rafforzamento attraverso l'acquisizione di impianti tradizionali; alla fine di marzo 1995

aver esplicitato quali sono le principali difficoltà del controllo dei comportamenti delle imprese del settore (le asimmetrie informative fra regolato e regolatore, la possibile divergenza dei comportamenti del regolatore rispetto a quelli desiderati dall'autorità politica o dal cittadino), chiarisce il ruolo della privatizzazione in quanto tale, fa riflettere sul giusto dosaggio di liberalizzazione e regolamentazione. È importante ribadire che questi problemi non nascono con le iniziative che sono state ricordate. Essi preesistono. È piuttosto un mutamento di atteggiamento che porta a esplicitare ciò che è tacito, a trattare come un problema quello che sino a quel momento si considera risolto una volta per tutte con l'assegnazione di compiti o missioni aziendali a una struttura pubblica.

5. La ristrutturazione

Proprio con riferimento all'esperienza britannica il dibattito in Italia ha assunto un certo spessore quando, l'11 novembre 1994, i ministri finanziari decisero di separare i tre grandi comparti di attività della produzione, del trasporto e della distribuzione; di mantenere in una società pubblica l'attività di dispacciamento; di liberalizzare gradualmente la produzione; di imporre un programma di disinvestimenti all'ENEL. Successivamente, nel febbraio del 1995, il nuovo Governo ha deciso viceversa di mantenere l'unitarietà della concessione per i tre comparti di attività e di confermare la liberalizzazione parziale della sola produzione. Non è al momento chiaro il sistema di accesso alle reti di trasporto e distribuzione. La legge istitutiva dell'Autorità non chiarisce di per sé questi aspetti.

Su un piano generale sono tre i fattori da considerare nella scelta del grado ottimo di integrazione verticale e orizzontale: i guadagni di efficienza interna che derivano dalle economie di scopo; il pericolo che l'integrazione distorca la concorrenza; l'efficacia della regolamentazione [Armstrong, Cowan e Vickers 1994]. Poiché le possibili configurazioni finali sono moltissime, non è qui la sede per esaminare tutti gli argomenti applicabili a ciascuna configurazione. Inoltre, alcune questioni di regolamentazione e di contratti a lungo termine [Joskow

è scaduta la *golden share* statale nelle RECS e già sono state avanzate le prime operazioni di scalata. Un problema a più facce è costituito dall'incertezza sull'effettivo valore di mercato del Grid. Se si consolidasse l'attesa che, dopo la quotazione, il suo valore potrebbe risultare un multiplo di quello attualmente iscritto nei bilanci delle RECS, questo renderebbe ancora più appetibile la scalata delle aziende regionali di distribuzione.

1987] sono già state accennate. Di seguito si presentano solo alcuni fra i principali argomenti a favore o contro la separazione verticale e orizzontale del monopolista unico e integrato di oggi, con l'avvertenza che la situazione reale è molto variegata e registra in Italia la presenza di più produttori e distributori che hanno raggiunto un *modus vivendi* da decenni, risolvendo i classici problemi di coordinamento tecnico che si pongono quando alla domanda basta girare un interruttore per attivare l'offerta corrispondente.

Gli argomenti a favore della disintegrazione o separazione verticale dell'ENEL sono probabilmente riconducibili ai seguenti:

1) maggiore efficienza produttiva attraverso la promozione della concorrenza nei settori in cui questo non confligge con condizioni di monopolio naturale. Se la concorrenza è possibile solo nella produzione, la separazione delle attività frena quelle pratiche anticoncorrenziali che potenzialmente l'ENEL può porre in atto sul mercato della produzione attraverso la frapposizione di ostacoli all'utilizzo delle reti di trasporto e distribuzione oppure attraverso pratiche di prezzi predatori finanziate da rendite monopolistiche provenienti dalla gestione delle reti. La separazione verticale, spinta sino a isolare le reti di trasporto dal controllo di un particolare produttore o distributore, facilita l'instaurazione di una sostanziale libertà di accesso alla rete, per esempio per il transito dell'energia importata o scambiata fra produttori indipendenti;

2) realizzazione di un controllo degli utenti delle reti (i produttori e i distributori) sul loro gestore, in virtù della contrapposizione di interessi che fra loro si produce, per esempio per quel che concerne il «giusto» prezzo di accesso o la «giusta» dose di investimenti di potenziamento e miglioramento dell'efficienza delle reti di trasporto.

Gli argomenti che militano a favore del mantenimento dell'attuale integrazione verticale dell'ENEL sono riconducibili invece alla riduzione dei costi di coordinamento tecnico fra le varie fasi produttive. Se si guarda all'esperienza inglese dello *spot market* per l'elettricità, ad esempio, bisogna aver chiaro che anche quel sistema ha i suoi costi ed è soggetto a manipolazioni da parte dei maggiori produttori³⁰, e che comunque il meccanismo operativo e il risultato finale non sono dissimili da ciò che già oggi accade *all'interno* dei monopolisti integra-

³⁰ Di qui le recenti misure adottate nel Regno Unito contro i comportamenti dei due maggiori produttori, accusati di abuso di posizione dominante o la promozione da parte di Offer della ristrutturazione e privatizzazione dei due enti nucleari inglese e scozzese, con obblighi di disinvestimento ipotizzati a carico dei maggiori produttori tradizionali.

ti. Anche il coordinamento di standard tecnici e piani di investimento fra distributori e gestore della rete di trasporto è una necessità non eliminabile e probabilmente meno costosa se i soggetti appartengono a un'unica direzione strategica d'impresa.

I principali argomenti a favore della separazione orizzontale, ossia territoriale, dell'ENEL (per cui si arriverebbe a tanti monopoli integrati verticalmente quante sono le società che risultano dalla separazione - una situazione non molto dissimile da quella prevalente prima della nazionalizzazione) sono che:

a) la separazione orizzontale consente di suscitare una concorrenza fra monopolisti locali nelle aree di confine, almeno per quanto concerne la fornitura di servizi agli utenti maggiori (imprese private e pubbliche, comuni, insediamenti sub-comunali, settori dell'amministrazione pubblica);

b) una tale separazione facilita i compiti del regolatore, il quale, disponendo di flussi informativi differenziati da parte di vari monopoli locali è più agevolmente in grado di esercitare un controllo sui costi e la qualità del servizio (*yardstick competition*), riducendo pertanto il proprio svantaggio informativo. Secondo Yarrow [1985] questa possibilità rende di fatto possibile introdurre una forma di concorrenza in assenza di concorrenza nel mercato del prodotto (le imprese di distribuzione, meglio se «pure», continuerebbero a essere quasi-monopoliste nel proprio territorio). Occorre però che le imprese siano tra loro simili³¹;

c) la separazione riduce i rischi di cattura del regolatore, riducendo la sproporzione di mezzi finanziari e di risorse umane che ne mina la forza negoziale e la capacità di sostenere una controversia legale con le imprese regolate.

Gli argomenti a favore del mantenimento dell'unitarietà orizzontale dell'attuale monopolista elettrico sono:

a) di nuovo, la riduzione dei costi di coordinamento, dovuta al fatto di non dover sottoscrivere tanti diversi contratti separati, costosi da specificare e comunque subottimali per quel che concerne la limitazione dei comportamenti opportunistici delle parti. Un'ulteriore riduzione di costi di coordinamento potrebbe derivare dalla più facile

³¹ Perciò la *yardstick competition* perde buona parte dei propri effetti se la si applica a imprese che non agiscono in condizioni simili, per esempio fra un'ENEL del Nord e un'ENEL del Sud. In generale, il numero di imprese conta per limitare il rischio di collusione e per rendere più significativi i confronti.

realizzazione di eventuali innovazioni negli standard tecnici di operatività delle reti e dei produttori;

b) l'aumento delle capacità competitive dell'industria italiana sui mercati internazionali, almeno per quel che riguarda la capacità di offrire *know-how* nella gestione di sistemi complessi e integrati e forse anche la capacità di attivare, ove necessario, ingenti flussi di importazione o esportazione di elettricità, nonché la capacità di vendere conoscenze tecniche di produzione sperimentate su un più vasto insieme di impianti produttivi e situazioni differenziate di domanda.

A tutti questi argomenti pro e contro la disintegrazione si possono peraltro opporre obiezioni e prestare contro-obiezioni. Si considerino per esempio le presunte economie di scala nell'attività di approvvigionamento di materie prime energetiche, in Italia prevalentemente di origine estera. Da un lato nulla impedisce ai produttori indipendenti di un mercato della produzione completamente liberalizzato di coordinarsi fra loro per concludere accordi internazionali di acquisto, accordi comuni per il trasporto, l'immagazzinamento, ecc. delle materie prime. Si può anzi legittimamente sostenere che il tornaconto personale dei produttori privati fra loro concorrenti costituisca un incentivo all'efficienza e alla ricerca di fonti più efficienti o meno costose superiore a quello percepito dal grande monopolista pubblico o privato, in grado di trasferire eventuali inefficienze nella funzione di acquisizione degli *inputs* sui prezzi finali. D'altra parte, può essere difficile perseguire obiettivi di diversificazione delle fonti energetiche o riduzione dell'inquinamento e simili obiettivi di politica nazionale quando le politiche d'acquisto non sono definite unitariamente, ma affidate a strutture di coordinamento, poiché in tal caso queste strutture devono affrontare e risolvere complicati problemi di allocazione dei costi di breve periodo della diversificazione, del disinquinamento, ecc. Inoltre, se negli accordi di coordinamento rientrassero tutti i produttori e il costo di sottrarvisi fosse sufficientemente elevato, il comportamento collusivo che ne risulterebbe sarebbe indistinguibile da quello del monopolista e altrettanto deboli gli incentivi ad economizzare sugli acquisti.

In conclusione, gli argomenti *pro* e *contro* la separazione verticale e orizzontale non possono essere facilmente decisi a tavolino. Fortunatamente, l'esperienza britannica ha fornito qualche indicazione. Una di queste è che il coordinamento tecnico fra produzione e reti è realizzabile anche con strumenti di mercato che imitano le scelte che un'azienda integrata dovrebbe razionalmente effettuare e probabilmente effettua. Un'altra indicazione è che una liberalizzazione della produzione dovrebbe essere tale da creare un numero elevato di con-

correnti, se non si vuole che i prezzi siano manipolati e spinti verso l'alto, ma in tal caso occorre impedire che le società di trasporto e distribuzione possiedano impianti di generazione.

Recentemente De Paoli³² ha suggerito che l'esperienza britannica, pur così rivoluzionaria, ha anche insegnato che occorre «utilizzare ciò che si ha a disposizione». Se non vi sono già tante imprese di distribuzione regionale come nel Regno Unito, ma piuttosto aziende municipalizzate, è su queste che bisogna agire per creare un sistema elettrico più articolato che riduca i problemi informativi del regolatore. Inoltre, secondo lo stesso autore, se si desidera liberalizzare la produzione, occorre assicurare il libero accesso alle reti da parte dei produttori indipendenti che devono poter competere fra loro e con tante società private nate dal settore generazione dell'ENEL, con la possibilità di stilare contratti di fornitura diretta agli utilizzatori o con l'obbligo di cedere a un acquirente unico non produttore. Correttamente, De Paoli afferma che queste scelte, o altre, vanno compiute *prima* della privatizzazione, perché nell'incertezza i compratori sconteranno il rischio di cambiamenti nell'esprimere le proprie offerte e perché sarà più difficile realizzare le riforme dopo averci costruito sopra una regolamentazione e aver venduto la prima *tranche* di azioni.

Sin qui si è sostenuto che la ristrutturazione andrebbe giudicata per gli effetti che le grandi opzioni integrazione/separazione possono avere sull'efficienza dinamica dell'economia, sulla distribuzione del surplus totale fra produttori e consumatori e sul raggiungimento di altri obiettivi di politica economica. Tuttavia la questione presenta anche altre dimensioni. In particolare, riguardo alle questioni di politica della concorrenza, mentre la problematica della ristrutturazione del settore elettrico è coerente con un approccio che mira a prevenire le pratiche anticoncorrenziali confidando negli effetti della struttura del mercato sui comportamenti degli operatori, la regolamentazione fissa direttamente regole di comportamento la cui violazione sia accertabile e sanzionabile *ex post*. In questo schema, la ristrutturazione isola le fasi dell'attività elettrica per le quali esistano configurazioni di concorrenza sostenibili, mentre la regolamentazione traccia la cornice entro cui si esplica la repressione degli abusi del potere di monopolio quan-

³² Cfr. L. De Paoli, *ENEL privato e concorrente*, in «Il Sole - 24 Ore» del 10 marzo 1995.

do esso derivi da condizioni tecnologiche di monopolio naturale. In questa particolare accezione, l'attività di regolamentazione completa il ventaglio di funzioni tradizionalmente assegnate alle autorità antitrust. Inoltre, la regolamentazione delle attività di monopolio naturale si può rivelare anch'essa insufficiente a erodere le rendite monopolistiche e a evitare altri comportamenti subottimali dell'impresa regolata se non è accompagnata da azioni di promozione della concorrenza (come la disintegrazione orizzontale). Quest'ultima affermazione è sviluppata in maggior dettaglio nel prossimo paragrafo attraverso l'esame di alcuni temi della regolamentazione *tout court* e di quella del settore elettrico.

6. La regolamentazione

La regolamentazione presenta problemi che variano con l'oggetto della regolamentazione stessa: il costo del servizio, la sua qualità, gli effetti sull'ambiente, il consumo globale di energia elettrica e così via. La regolazione del prezzo, sinora la più analizzata, consente di affrontare la tematica generale del costo e dell'efficacia della regolamentazione, su cui, com'è noto, un'autentica riflessione economica ha mosso i primi decisi passi solo negli ultimi vent'anni. Per lungo tempo ha infatti tenuto la scena la problematica della tariffazione ottimale, che è un problema risolvibile in base a parametri essenzialmente tecnologici. È viceversa solo con l'avvento dell'analisi neoistituzionalista, dell'analisi delle asimmetrie informative e dell'approfondimento delle questioni del rischio di cattura del regolamentatore che la riflessione economica entra nel vivo delle questioni fondamentali³³.

Questa letteratura, di derivazione statunitense e britannica, riflette le condizioni storiche e l'atteggiamento mentale prevalenti in quei paesi, dove più facilmente poteva essere abbandonato lo schema mentale dell'impresa pubblica quale espressione *diretta* dell'interesse pubblico e ci si poteva meglio interrogare sul sistema di incentivi al comportamento efficiente degli amministratori/gestori dell'impresa³⁴. In una certa misura, ancora oggi nell'Europa continentale prevale invece una sorta di concezione *naïf* o «moralistica» dell'impresa pubbli-

³³ Non mancano naturalmente illustri precursori, tanto fra i politologi, quanto fra i giuristi [Berle e Means 1932] e gli economisti [cfr. Coase 1937].

³⁴ Allo stesso modo in cui la frequenza dei casi di separazione di fatto della proprietà dal management favoriva la riflessione sulla possibile divergenza di interessi fra la proprietà e i gestori dell'impresa privata.

ca. Inoltre, quando ci si pone il problema di quali regole assegnare alle imprese pubbliche che operano in condizione di monopolio naturale perché abbiano chiara la loro «missione» e mettano di conseguenza in atto gli opportuni comportamenti, l'assunzione implicita è che colui che detta le regole abbia a cuore solo il benessere generale (più precisamente, sia onnisciente, benevolente e capace di rispettare gli impegni per un congruo lasso di tempo)³⁵. In questa situazione è naturale che la questione sia la ricerca della tariffa ottimale, data la tecnologia di produzione e di consumo. La definizione delle regole di comportamento delle *utilities* e degli stessi regolatori acquista tutt'altro significato quando si ammetta che gli interessi di tutti gli attori in campo, cittadini, governanti, regolatori, amministratori e proprietari dell'*utility*, possano divergere.

La teoria tradizionale della regolamentazione si fonda dunque implicitamente sull'assunzione di informazione perfetta da parte di tutti gli attori della regolamentazione, per cui il problema si riduce alla scelta della politica tariffaria ottima come i prezzi Ramsey o il *peak-load pricing*. Solo una parte della letteratura tradizionale, derivata dall'effetto di sovrainvestimento evidenziato da Averch e Johnson, si preoccupa degli incentivi percepiti dalle imprese regolate. Anche in tal caso, però, non vengono esplicitamente investigati i motivi per i quali tipicamente l'impresa: 1) possa non impegnare tutte le proprie risorse nella minimizzazione dei costi; 2) possa «barare» sulla propria efficienza potenziale, non rivelando al regolatore le informazioni sulla propria funzione di costo, di cui essa è in esclusivo possesso. Questi due fenomeni, noti come rischio morale (*moral hazard*) e selezione avversa (*adverse selection*), rivestono grande rilievo nel caso del settore elettrico, dove, anche a causa dei lunghissimi tempi di messa in opera e di vita media del capitale installato, la scelta di regole che non suscitino la ricerca dell'efficienza può produrre gravi perdite di benessere, così come è consistente il rischio che le imprese si appropriino di cospicue rendite di posizione.

La teoria economica moderna della regolamentazione affronta invece precipuamente questi problemi; più precisamente essa è un'applicazione della teoria dell'agenzia e rappresenta l'analisi di problemi

³⁵ È necessario che l'impegno sia credibile per un periodo grosso modo non inferiore a quello necessario a rientrare con la gestione dai costi (tipicamente investimenti molto specifici) altrimenti non recuperabili. Ovvero, la questione della credibilità aumenta di importanza con la dimensione dei *sunk costs*.

di controllo in un contesto di informazione incompleta³⁶. Tipicamente la soluzione implica che l'agente riesca ad appropriarsi in qualche misura di una «rendita informativa», in linea con l'intuizione che sta alla base di queste formulazioni, ossia che in condizioni di svantaggio informativo, il principale deve per forza ripiegare su obiettivi subottimali [Laffont e Tirole 1993]³⁷.

Del resto, il rapporto con l'agente, fra le due forme estreme di contratto, note come *cost-plus* e *fixed-price*, si dibatte necessariamente nel dilemma fra incentivare la massima efficienza, ma concedere nel contempo forti rendite all'agente, ed eliminare tendenzialmente le rendite, ma non incentivare a sufficienza la ricerca dell'efficienza, con, in più, effetti diametralmente opposti in termini di incentivi all'investimento (infatti, in presenza di un problema di credibilità degli impegni del regolatore, un contratto *fixed-price*, come un *price cap* applicato all'*utility* elettrica, pur stimolando la ricerca dell'efficienza operativa, rischia di scoraggiare gli investimenti, e viceversa un *cost-plus*).

I risultati di queste teorie, pure nelle specificazioni più realistiche e quindi tecnicamente più complesse, sono però al momento solo strumenti per fissare i criteri generali della regolamentazione [Baron 1989], mentre non forniscono ancora precise formule di orientamento delle scelte regolamentari in fatto di tariffe, qualità e investimenti. A tali ultimi fini, si preferisce un approccio che è un misto eclettico di

³⁶ Gli ingredienti essenziali di un modello di regolamentazione [Laffont e Tirole 1993], sono: 1) una funzione di costo dell'impresa che dipende dalle sue caratteristiche tecnologiche e dall'impegno organizzativo-lavorativo: il primo parametro è un parametro di informazione nascosta (*adverse selection*), il secondo è di azione nascosta (*moral hazard*); 2) l'inclusione nella utilità attesa del produttore (agente) della disutilità dello sforzo lavorativo; 3) la specificazione della grandezza che il principale intende massimizzare come, di norma, la somma dell'utilità del consumatore e di una frazione dell'utilità attesa del produttore, per tener conto del costo ombra del vincolo di bilancio pubblico; 4) l'assoggettamento del problema di massimizzazione a due vincoli: a) un vincolo di partecipazione (o di razionalità individuale), per il quale l'utilità attesa dell'agente deve essere non-negativa; b) un vincolo cosiddetto di *incentive-compatibility*, il quale richiede che il principale restringa la gamma dei possibili contratti a quelli nei quali figura la strategia ottimale dell'agente circa la rivelazione dei propri costi [Myerson 1981]. La soluzione dipende dalle assunzioni sulla capacità del principale di impegnarsi a non modificare il contratto per un certo lasso di tempo, la verificabilità da parte di terzi dei costi effettivamente sostenuti dall'impresa, la propensione al rischio da parte dell'agente e del principale.

³⁷ La vecchia teoria della cattura di Olson [1965] e Stigler [1971] può essere considerata anch'essa un problema di agenzia, stavolta a più stadi: il regolatore viene costituito per limitare lo svantaggio informativo del governo, ma può cedere alla corruzione e non trasmettere perciò le informazioni di cui entra in possesso.

metodi, dove si combinano le intuizioni del nuovo approccio con l'analisi tradizionale sulla tariffa ottima per i monopoli naturali [Braeutgam 1989; Brown e Sibley 1986]³⁸.

Quest'ultima, riferita a un bene omogeneo, la cui produzione avviene a costi decrescenti con tecnologia esogenamente data, indica che il raggiungimento dell'efficienza allocativa si avrebbe con un prezzo pari al costo marginale di produzione, accoppiato a un trasferimento non distorsivo (*lump-sum subsidy*) che copra la perdita di gestione dell'*utility* (com'è noto, il pareggio di gestione implicherebbe un prezzo pari al costo medio, ma questo riduce la domanda e il benessere); nell'impossibilità di effettuare trasferimenti non distorsivi, gli schemi tariffari di *second-best* più appropriati consistono nell'offrire ai consumatori la scelta fra una tariffa proporzionale ai consumi e una tariffa a due parti [un canone fisso e un costo per unità consumata, cfr. Oi 1971] oppure nel prevedere varie forme di sconti di quantità (*general nonlinear tariffs*).

Nel caso di impresa multiprodotto, come l'ENEL³⁹, l'allocatione ottima delle risorse è nuovamente impossibile per effetto dei rendimenti crescenti di scala o di scopo (o meglio per la presenza di subadditività dei costi di produzione lungo l'arco rilevante) e, in assenza di tasse non distorsive, bisogna ricorrere ai cosiddetti *Ramsey prices*. Questi, nel caso di schede di domanda indipendenti⁴⁰, conducono, per ogni prodotto, a un eccesso di prezzo (P) sul costo marginale (C) pari al rapporto fra il valore del vincolo di bilancio dell'*utility* (λ) e l'inverso dell'elasticità della domanda per quel prodotto (η). Ossia, per ogni prodotto: $(P - C)/P = \lambda/\eta$, dove solo λ è invariante al prodotto. In altri termini, i prodotti per i quali vi è una domanda insensibile al prezzo (η è prossima allo zero) sono quelli che sostengono tutto il carico dei costi in eccesso a quelli marginali (il costo annuale

³⁸ Entrambi i filoni di ricerca arricchiscono di realismo la teoria pura del monopolio naturale. Per quest'ultima si rimanda a Baumol, Panzar e Willig [1982].

³⁹ Nel settore elettrico il prodotto è infatti diverso a seconda del mese, del giorno, dell'ora e del luogo in cui vengono effettuate le richieste di energia elettrica, poiché, nel tempo: *a*) le «consegne» di elettricità possono avere differenti caratteristiche di potenza (è diversa la tecnologia d'uso); *b*) possono essere molto diverse le disponibilità a pagare per ottenere elettricità in quel luogo e in quel momento; *c*) possono essere anche molto diversi i costi di produzione dell'energia, ossia gli impianti di generazione e le perdite di trasporto.

⁴⁰ Nel caso di domande interdipendenti, molto più realistiche, vi è solo una complicazione analitica, anch'essa brillantemente risolta da Ramsey [1927]. In concreto, nella formula di risoluzione figurano le elasticità incrociate di domanda, piuttosto che η , combinate nel concetto di *superelasticità* alla Rohlfs.

delle centrali e della rete), mentre i prodotti molto sensibili al prezzo sono quelli che tenderanno a pagare solo il costo marginale (il costo del combustibile e della manutenzione delle centrali). A parità di elasticità, i *mark-ups* sono uniformi e i prezzi strettamente proporzionali ai costi marginali (nessun sussidio incrociato o discriminazione di prezzo).

Se ci sono vincoli alla capacità produttiva e dunque fortissime escursioni nei costi marginali, a seconda che ci si avvicini o meno alla massima punta di producibilità elettrica, a parità di elasticità, saranno gli utenti che richiedono l'elettricità nel momento di domanda eccezionale a sopportare la massima parte dei «costi fissi» dell'*utility*. In effetti una tale politica di prezzo, detta di *peak-load pricing*, è solo l'estremizzazione di una pratica molto diffusa, che è quella delle tariffe multiorarie, che appunto scoraggiano attraverso prezzi più alti l'acquisto nelle ore di punta della domanda e le incoraggiano quando i costi marginali sono molto bassi. In generale, però, il *Ramsey pricing* non è molto praticato. Il problema è che per attuarlo sono necessarie troppe informazioni sulla struttura dei costi e sulle caratteristiche della domanda. Inoltre, nelle regolamentazioni più diffuse, vige il divieto di praticare prezzi diversi per lo stesso apparente servizio, essenzialmente per ragioni di «equità»⁴¹. Forme *attenuate* di *Ramsey pricing* sono tuttavia molto diffuse⁴².

⁴¹ L'idea è che un servizio pubblico è qualcosa che dovrebbe essere disponibile allo stesso prezzo per chiunque, non caricato di un *mark-up* più alto per chi ne ha più bisogno (domanda più rigida). In realtà la disponibilità a pagare è cosa diversa da un minor «bisogno», anzi è tipicamente crescente al crescere del reddito. Inoltre, un prezzo uniforme che nasconde costi di produzione diversi non è certo più «equo» di un prezzo variabile anche in funzione dei costi marginali. Infine, quando le elasticità di domanda sono simili, il *Ramsey pricing*, s'è detto, garantisce che non vi sia alcun sussidio incrociato.

⁴² La discriminazione di prezzo (far pagare prezzi diversi a clienti con disponibilità a pagare diversa), può essere peraltro considerata come la vera autentica alternativa al sussidio pubblico [Braeutigam 1989]: lo stesso *Ramsey pricing* può essere ridotto a un suo caso speciale. Non le si riconosce ufficialmente alcun ruolo nei sistemi di regolamentazione per due ragioni: 1) esistono preferenze distributive che impongono limiti al surplus del produttore; 2) prezzi differenziati sembrano contenere più sussidi incrociati di prezzi uniformi e dunque si preferisce limitare al massimo la variabilità dei prezzi fra categorie di utenti e di prodotti. Inoltre, la discriminazione di prezzo non è facile da realizzare: occorre conoscere la disponibilità a pagare dei singoli utenti e dev'essere impossibile o sufficientemente costoso l'arbitraggio o la rivendita fra utenti (condizione sempre meno verificata se le condizioni di accesso alle reti evolveranno lungo la via tracciata dalla Commissione europea). Con tutto questo, forme *attenuate* di discriminazione di prezzo (e sussidio incrociato) sembrano *implicitamente* accettate dalle autorità e dall'utenza. Una forma o l'altra di discriminazione dei prezzi di secondo

Inoltre, anche nel caso di *utilities* multiprodotto come l'ENEL, una soluzione di *second-best* può essere raggiunta con tariffe a due parti (un canone di accesso e un prezzo d'uso). La logica del *Ramsey pricing* applicata alla determinazione del prezzo d'accesso, considerato come un prodotto a sé, porta probabilmente a un canone di accesso piuttosto elevato, ma, anche in questo caso, la tendenza è stata sinora quella opposta, ossia abbassare il costo di accesso scaricando parte delle perdite potenziali dell'*utility* sul prezzo d'uso⁴³.

Nel caso dell'elettricità, le soluzioni del tipo *peak-load* (o *multi-period*) *pricing* [Steiner 1957] devono essere adattate alla necessità di scegliere quale tipo di impianto di generazione attivare per primo e quale per ultimo. Crew e Kleindorfer [1976 e 1979] propongono un ordinamento degli impianti a seconda del prevalere dei costi fissi su quelli variabili⁴⁴. I due estremi sono rappresentati da centrali nucleari, ad alto costo d'impianto e bassissimo costo marginale di produzione, e da impianti a gas a ciclo combinato, dove i costi variabili prevalgono nella formazione del costo totale. Nel loro modello, l'attivazione della produzione deve sempre partire dall'impianto con i più bassi costi variabili. Crew e Kleindorfer trovano inoltre le condizioni alle quali è preferibile disporre di un *mix* di tecnologie piuttosto che di una soltanto, condizioni normalmente soddisfatte nella realtà⁴⁵.

Combinando le caratteristiche essenziali di questi risultati con la consapevolezza degli svantaggi informativi del regolatore [Laffont e Tirole 1993], ci si può avvicinare alla definizione delle caratteristiche generali della regolamentazione ottima per il settore elettrico. In ogni caso, il vantaggio informativo dell'*utility* (che nel caso del proprio «tipo» tecnologico e del proprio impegno organizzativo e di lavoro è un monopolio informativo assoluto) si tradurrà in parte necessariamente in rendita informativa. Per limitare questa rendita il regolatore deve

grado, ovvero con autoselezione del compratore, è infatti implicita in tutti i casi in cui si offrono menù di soluzioni contrattuali, tariffe multiorarie o a più parti, altre opzioni. Willig [1978] ha dimostrato che qualsiasi schema di prezzo uniforme che non sia uguale al costo marginale è suscettibile di un miglioramento paretiano (è Pareto-dominato) dall'applicazione di uno schema di tariffazione non lineare a più parti, dove appunto opera l'autoselezione dell'utente.

⁴³ Altre soluzioni sono rappresentate da vari tipi di sconti di quantità collegabili anche all'acquisto di prodotti diversi da quelli sui quali si ottiene lo sconto.

⁴⁴ Un'estensione del modello, che consente di ricavare tariffe ottimali differenziate nel tempo e nello spazio (a prescindere dai costi di distribuzione locale), è stata elaborata da Bohn, Caramanis e Schweppe [1984].

⁴⁵ In breve, nessuna tecnologia dev'essere «dominata» in termini di costi marginali totali di lungo periodo e di costi medi valutati *ex post*.

valutare la convenienza ad effettuare investimenti specifici nell'assunzione di informazioni. Disporre di agenzie specializzate, come l'istituzione Autorità per l'energia elettrica e il gas, ha precisamente questo scopo, sebbene ciò sollevi in via di principio ulteriori problemi di agenzia e di cattura, si spera di ordine inferiore. La rendita informativa potrà essere limitata rinunciando in parte all'efficienza operativa e allocativa ottenibile se principale e agente fossero tutt'uno. Esiste cioè un *trade-off* fra contenere la rendita informativa e ottenere che l'*utility* sia condotta dal management più efficiente col massimo impegno.

La sperimentazione pratica (nel Regno Unito) del *price cap*, che in principio è una formula di intervento sbilanciata sulla concessione di una più alta rendita informativa in cambio di una maggiore efficienza, è stata già discussa [vedi anche Vickers e Yarrow 1991]. Alla luce di quanto si è detto, non stupisce come un'innovazione regolamentare pure molto promettente si sia scontrata con problemi che non ammettono soluzioni semplici, né stupisce che l'aspetto critico di maggior peso rilevato dagli osservatori sia la formazione di ingenti profitti.

7. La privatizzazione

La privatizzazione dell'ENEL è all'ordine del giorno già da alcuni anni, ma solo all'inizio del 1995, quando è prevalsa l'ipotesi di cessione a privati dell'ENEL nella sua interezza e il Governo ha deciso di fare propria, con aggiustamenti, una proposta parlamentare sulla costituzione di un'autorità di settore, la dismissione ha assunto connotati operativi. Scopi della *vendita* a privati dell'ENEL, *in sé considerata*, sarebbero: 1) contribuire al risanamento finanziario dello Stato (gli introiti, di alcune decine di migliaia di miliardi di lire, ammortizzerebbero un valore altrettanto grande di titoli del debito pubblico); 2) aumentare l'efficienza tecnica della gestione, che sarebbe sottoposta al controllo di azionisti più esigenti dello Stato.

I controlli sugli amministratori verrebbero esercitati innanzitutto dai proprietari privati e in secondo luogo da agenzie di regolamentazione che, in via di larga approssimazione, dovrebbero rappresentare gli interessi degli utenti. Rispetto all'azienda pubblica, muterebbero gli indirizzi assegnati ai manager dalla proprietà, il sistema premiante interno, l'atteggiamento dei consumatori. Gli azionisti privati, perseguendo la massimizzazione dei profitti, avrebbero l'incentivo a coordi-

narsi fra loro per sottrarre la gestione a manager inefficienti o per evitare che il valore aggiunto venga appropriato in misura eccessiva dai lavoratori e/o dai manager. C'è però da considerare che questi costi di coordinamento possono essere molto elevati (talvolta più grandi di quelli che dovrebbero affrontare le forze politiche, ossia il «principale» pubblico). Del resto, se la proprietà è dispersa, il singolo proprietario non ha alcuna possibilità di influire singolarmente sulle decisioni aziendali e non ha di conseguenza alcun incentivo a esercitare le proprie prerogative di proprietario [Stiglitz 1985].

Un coordinamento naturale viene offerto dagli investitori istituzionali, banche, assicurazioni, fondi d'investimento, fondi pensione, i quali generalmente disporranno di una quantità di azioni sufficiente a spingerli ad assumere le informazioni rilevanti per esprimere una valutazione di mercato dei titoli e a provvedere (questa volta coordinandosi fra loro) al rimpiazzo di manager inefficienti, quando la comune valutazione dell'impresa tende a flettere. Un'altra forma di coordinamento è quella offerta da coloro che si candidano a ricoprire il ruolo di amministratore o sindaco nell'ambito delle procedure per il voto di lista, mediante il quale anche i piccoli azionisti possono indirettamente incidere sulla qualità delle decisioni gestionali.

Un'alternativa, che torna utile quando gli investitori istituzionali sono deboli o troppo pochi e che chiameremo francese, è quella di affidare da subito il controllo dell'azienda a un nucleo ristretto di azionisti, i quali assumano posizioni rilevanti all'interno di sindacati di voto organizzati e si impegnino a esercitare il controllo per un certo lasso di tempo (rinunciando a vendere la propria quota per alcuni anni). Le *caratteristiche* del controllo sono però rilevanti. Proprio l'esperienza francese offre la chiave della questione. Quando si abbia ragione di ritenere che possano sorgere conflitti di interesse fra proprietari e azienda (per esempio, uno dei proprietari è un fornitore), oppure quando si teme di dar vita a una concentrazione indesiderata di potere economico, l'alternativa francese prevede di allargare il nucleo di controllo a una cerchia più vasta di proprietari con interessi variegati, capaci di controllarsi a vicenda senza rendere impossibile il controllo dei manager.

Una composizione del nucleo stabile variegata e numerosa assicura che gli azionisti di riferimento si comportino quasi come investitori istituzionali, e quindi assumano un comportamento «finanziario» piuttosto che «industriale». Ogni azionista di riferimento non possederà che una piccola quota del capitale (circa l'1-2%) ed eserciterà un controllo «a distanza» e solo insieme a molti altri soggetti. Questa è stata

la scelta del Governo francese nel caso della privatizzazione delle banche o delle compagnie di assicurazione⁴⁶.

Per le *public utilities*, ulteriori vincoli alla gestione, ossia strumenti di controllo dei manager alla luce della missione aziendale, possono essere rappresentati da limiti al possesso azionario; da poteri speciali che lo Stato si può riservare; dall'azione di monitoraggio svolta per conto dei competitori potenziali e dell'utenza dalle autorità di regolamentazione; dallo stesso voto di lista.

In definitiva, esistono assetti proprietari privati che promettono controlli forti, perché interessati e tecnicamente possibili, sulla qualità del management. Sul versante della proprietà pubblica, viceversa, i controlli rischiano di essere più deboli, forse perché sono intrinsecamente più articolati gli obiettivi assegnati ai manager (difficoltà di «pesare» gradi diversi di raggiungimento parziale di obiettivi fra loro spesso non congruenti, difficoltà a esplicitare preventivamente i termini dei *trade-offs* poiché tipicamente frutto di compromessi non precisamente esplicitabili). Da questo punto di vista, la privatizzazione è il principale strumento per separare obiettivi produttivistici da obiettivi di diversa natura, rendendo più facile il perseguimento dei primi.

Contro ogni ipotesi di privatizzazione militano due argomenti: 1) con un monopolista privato sarebbe più difficile perseguire obiettivi allocativi *non-profit*, come quelli enunciati nei piani energetici nazionali (diversificazione delle fonti energetiche, tutela ambientale); 2) sarebbe più difficile realizzare cambiamenti del quadro regolamentare, anche in tema di tariffe.

Questi argomenti hanno una loro validità. In effetti, privatizzando ci si lega in parte le mani, ma in definitiva è proprio questo che allunga l'orizzonte temporale delle scelte d'investimento dei manager e la loro ricerca di innovazioni organizzative e tecnologiche più efficienti. Il caso dell'ENEL non fa eccezione. Se si privatizza diventa più difficile perseguire politiche energetiche complesse, modulare le tariffe tenendo conto delle ripercussioni inflazionistiche o redistributive, forzare la distribuzione geografica dei nuovi investimenti e così via. Per questo stesso motivo, dovrebbe essere più facile assegnare e verificare obiettivi produttivistici.

Si è detto che la privatizzazione può facilitare, anzi *comporta* lo «scorporo» di obiettivi impropri della gestione, sebbene non necessariamente il loro abbandono, soprattutto se li si può perseguire con

⁴⁶ Quando invece si è trattato di imprese industriali bisognose di ristrutturazione, si è preferito utilizzare un nucleo molto ristretto di controllo, appunto per disporre di una direzione forte delle iniziative di ristrutturazione [Chiri e Panetta 1994].

altre politiche. In conseguenza dello scorporo di obiettivi *non-profit* il valore economico dell'impresa tende ad aumentare. Di questo aumento lo Stato può in parte appropriarsi attraverso la vendita a proprietari privati [cfr. Chiri 1989].

A tale riguardo risulta importante la tecnica di vendita. Bisogna infatti combinare gli obiettivi della privatizzazione, anche in termini della tipologia desiderata degli assetti proprietari finali, con la tecnica di vendita che massimizza il prezzo. Nel caso delle grandi *utilities*, definiti *golden share*, limiti al possesso azionario, *noyau dur* allargato e voto di lista, bisogna considerare che la massima parte del capitale di rischio viene necessariamente raccolto presso il grande pubblico con una o più offerte pubbliche di vendita. La scelta dei modi e dei tempi deve temperare l'esigenza di assumere informazioni sul massimo prezzo che si può spuntare sul mercato con quella di dimostrare che la cessione del controllo è irreversibile. In caso di *utilities* appare senz'altro preferibile la vendita in più *tranches*. Per assicurare sulla irreversibilità del programma di privatizzazione, sono possibili varie iniziative, con le quali, essenzialmente, lo Stato si lega pubblicamente le mani [Chiri e Panetta 1994]. In tutti i casi, lo Stato che resti proprietario della maggioranza delle azioni deve rinunciare ai propri diritti di azionista. Di recente Modigliani ha proposto per l'Italia un meccanismo simile⁴⁷.

Esiste naturalmente una stretta interazione fra le scelte che riguardano la privatizzazione, la ristrutturazione/liberalizzazione del settore e la sua regolamentazione. Si è già ricordata, ad esempio, la contraddizione fra gli obiettivi della massima efficienza del settore elettrico e del risanamento finanziario dello Stato. Quest'ultimo obiettivo equiva-

⁴⁷ Si veda S. Garetti e F. Modigliani, *Le dimissioni con il nocciolino*, in «Il Sole-24 Ore», 18 marzo 1995. Sinteticamente, in questa proposta lo Stato vende il 10-15% delle azioni a un gruppo di investitori (un «nocciolino») che assume l'immediato controllo della società attraverso un patto parasociale; contemporaneamente lo Stato si impegna a cedere almeno la maggioranza azionaria entro un periodo prestabilito; infine, «come ulteriore incentivo all'acquisto iniziale e a una sana amministrazione dell'azienda», lo Stato concede al gruppo di investitori «l'opzione di acquistare una certa quota della futura emissione con uno sconto sul prezzo di mercato». Questo dovrebbe consentire alle due parti contraenti di dividersi equamente il guadagno che può nascere dal miglioramento della gestione dell'azienda, di incentivare la ricerca di questo miglioramento, di permettere che il management dell'impresa sia controllato da azionisti con convenienza e capacità di intervento non dissimili da quelli dei grandi investitori istituzionali. In considerazione delle grandi cifre della privatizzazione dell'ENEL, la scelta di permettere il co-esercizio del controllo con un investimento contenuto può indurre una benefica concorrenza nella fase di costituzione del «nocciolino».

le a vendere la rendita di monopolio, il cui valore attuale sarebbe appunto pagato da compratori razionali. Ora, se questo non pregiudica la minimizzazione dei costi, in presenza di una domanda non del tutto rigida, si possono avere perdite di benessere poiché il monopolista può fissare prezzi al di sopra dell'ottimo e ridurre l'offerta, ovvero può realizzare una discriminazione di prezzo slegata dalla struttura dei costi marginali.

A tale riguardo è direttamente rilevante il ruolo della regolamentazione, anche in rapporto agli effetti della regolamentazione sull'efficienza dinamica dell'impresa regolata. In presenza di un progresso tecnologico vivace, lasciare troppa rendita al monopolista può indurlo a ritardare le innovazioni tecnologiche. D'altro lato, se un prezzo dell'elettricità basso non incentiva a sufficienza gli investimenti, un prezzo alto, accompagnato da misure di liberalizzazione nella produzione, può provocare un eccesso di entrate, ossia un ritmo eccessivo di smantellamento degli impianti obsoleti (ma con costi marginali inferiori ai costi totali di una più efficiente centrale elettrica). La regolazione *price cap* piuttosto che *rate-of-return* migliora gli incentivi all'efficienza, ma lascia spazio, durante tutto il *regulatory lag*, alla formazione di rendite. D'altra parte, una regolamentazione che riuscisse a estrarre tutta la rendita di monopolio oppure una regolamentazione incompleta e quindi suscettibile di modifiche, farebbe cadere il prezzo di vendita o impedirebbe del tutto la cessione.

In conclusione, la privatizzazione, in sé considerata, potrebbe risultare positiva, ma il risultato effettivo dipende in misura importante dall'assetto finale della proprietà, dalla struttura dei mercati dell'elettricità e dalla regolamentazione del potere monopolistico.

8. Conclusioni

È opportuno privatizzare il settore elettrico? In tal caso, è preferibile vendere la proprietà dell'ENEL o solo segmenti di attività? Una liberalizzazione aiuta l'efficacia della regolamentazione? È efficiente liberalizzare il mercato della produzione senza segmentare e privatizzare l'ENEL? Una riforma della regolamentazione è utile anche se non si privatizza alcunché?

Parte di queste domande nascono dall'insoddisfazione per il tipo di regolamentazione oggi attuato in Italia. Se l'ENEL si appropri o meno e in che modo degli spazi lasciati aperti dalle regole, non è questione affrontata nel lavoro. Ma il punto è che grandi rendite mo-

nopolistiche sono *possibili*. Per limitarne la dimensione potenziale, è opportuno assecondare e approfondire le innovazioni introdotte negli ultimi anni dai contratti di programma e dalle nuove regole tariffarie. La costituzione di un'autorità di settore può rappresentare in tal senso una svolta positiva.

Si è detto più volte che fra l'obiettivo di incamerare il massimo introito dalla vendita dell'ENEL e quello di puntare al miglioramento dell'efficienza del settore c'è un *trade-off*. Ma un aumento di efficienza è conseguibile? Dal lavoro emerge come la fondamentale asimmetria informativa fra l'azienda elettrica verticalmente integrata e regolatori (oggi il ministero dell'Industria, domani l'autorità) non possa impedire all'azienda di avvantaggiarsene, in termini di sovraoccupazione o di maggiori salari e profitti, o di «occultamento» di inefficienze produttive, legate anche a difetti o eccessi di investimento. Questo accade tanto con la proprietà pubblica quanto con quella privata. In generale, con la privatizzazione tende a prodursi uno spostamento dal monte salari al monte profitti. Inoltre, in due dei tre mercati possibili, trasporto e distribuzione, vigono indubbiamente condizioni di monopolio naturale ed inoltre gli investimenti sono a lunghissimo ritorno, ciò che equivale a dire che: 1) condizioni di concorrenza create artificialmente non sarebbero comunque sostenibili; 2) se l'azienda ha il monopolio legale, lo deve avere per decenni, altrimenti non ha convenienza a effettuare gli investimenti necessari a mantenere un sistema tecnicamente efficiente.

Nel mercato della produzione, inoltre, l'esperienza britannica suggerisce che: 1) una liberalizzazione «timida» che conservi posizioni dominanti non porta alla formazione di prezzi che rispecchiano le condizioni di offerta, ma alla formazione di sovraprofiti; 2) ciò fa sì che si produca un eccesso di entrata, o se si preferisce, un troppo rapido ritmo di rinnovo della capacità produttiva; 3) anche una liberalizzazione molto spinta (che implicherebbe lo scorporo dell'attività di generazione dall'ENEL e la sua segmentazione in tante unità da privatizzare) lascia immutata la necessità di un forte coordinamento tecnico ed economico fra produttori e reti; 4) un intervento pubblico può essere necessario per impedire che il monopsonista sfrutti gli spazi opportunistici che derivano dal fatto che per il produttore la realizzazione di un impianto è un costo irrecuperabile e altamente specifico; 5) dare la possibilità a un proprietario di reti (come una REC e, *a fortiori*, il gestore del trasporto ad alta tensione) di essere anche produttore, facilita comportamenti anticompetitivi.

È in definitiva difficile immaginare che una liberalizzazione totale

del mercato della produzione conduca *da sola* a risultati concorrenziali: il recente progetto italiano di «timida» liberalizzazione della produzione, associato al mantenimento dell'unitarietà dell'ENEL e alla sua privatizzazione, combina insieme l'introduzione di qualche stimolo concorrenziale con il mantenimento di tutte le condizioni che consentono di massimizzare la rendita monopolistica e di impedire che questi germi di concorrenza si sviluppino.

Una forma di concorrenza potrebbe nascere fra aziende a carattere regionale, nel senso della *yardstick competition*, ossia della possibilità, offerta al regolatore, di imporre prezzi e standard di qualità, e quindi di giudicare la performance, utilizzando gli indicatori di costo delle altre aziende. Ciò accrescerebbe l'efficacia della stessa regolamentazione. La soluzione implicherebbe di nuovo una suddivisione territoriale piuttosto spinta dell'azienda unica (per rendere più significativi i confronti), accompagnata forse dall'ampliamento delle aree di influenza delle attuali aziende municipalizzate. Poiché gli acquisti di energia dovrebbero pur sempre avvenire da un unico sistema nazionale di trasporto strettamente coordinato con la produzione, la suddivisione potrebbe limitarsi all'attività di distribuzione. Oltretutto si creerebbero così interessi contrapposti fra distributori e altri agenti e dunque un controllo reciproco della qualità e del prezzo. La separazione orizzontale permetterebbe, infine, una concorrenza effettiva sulla fornitura di servizi agli utenti di grande dimensione.

Circa l'opportunità di privatizzare, la risposta è dunque che in un assetto di mercato come quello sopra descritto – ossia separazione della distribuzione dalle altre funzioni, forte segmentazione territoriale di questa attività e liberalizzazione della produzione – la privatizzazione non fa poi una gran differenza in termini di efficienza attesa, sebbene possa farla in termini di finanza pubblica. L'opportunità di privatizzare in blocco l'attuale azienda elettrica appare invece quantomeno dubbia, perché di fatto non sarebbe altro che la cessione di una rendita di monopolio, difficile da erodere con successive riforme della regolamentazione o con l'imposizione di smembramenti che sarebbero giudicati illegittimi da una vastissima platea di azionisti.

Circa l'utilità di una riforma regolamentare in assenza di privatizzazione, mi sembra si possa dire che l'esplicitazione di obiettivi e strumenti di controllo e la costituzione di organismi indipendenti preposti alla gestione del sistema siano di per sé positive, poiché esse aumentano il grado di responsabilizzazione di tutte le parti interessate e forniscono ai cittadini gli strumenti per indirizzare con maggiore efficacia le scelte del settore elettrico verso obiettivi di efficienza.

Riferimenti bibliografici

- Alario, J. (1994), *The West European Electricity Sector. Historical Evolution and Prospects*, in «EIB Papers», n. 22, maggio, pp. 26-46.
- Argyris, N. (1993), *Regulatory Reform in the Electricity Sector: An Analysis of the Commission's Internal Market Proposals*, in «Oxford Review of Economic Policy», vol. 9, n. 1, pp. 31-44.
- Armstrong, M., Cowan, S. e Vickers, J. (1994), *Regulatory Reform. Economic Analysis and British Experience*, Cambridge (Mass.), MIT Press.
- Averch, H. A. e Johnson, L. L. (1962), *Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint*, in «American Economic Review», n. 52, pp. 1052-69.
- Baron, D. P. (1989), *Design of Regulatory Mechanisms and Institutions*, in «Handbook of Industrial Organization», a cura di R. Schmalensee e R. Willig, vol. II, Amsterdam, North Holland.
- Baron, D. P. e Myerson, R. (1982), *Regulating a Monopolist with Unknown Costs*, in «Econometrica», vol. 50, n. 4, pp. 911-930.
- Barteselli, R. (1992), *Le tariffe multiorarie dell'energia elettrica in Italia*, CIRIEC, Collana di Studi e Monografie, n. 93.
- Beesley, M. e Littlechild, S. (1983), *Privatization: Principles, Problems and Priorities*, in «Lloyds Bank Review», luglio, pp. 1-20.
- S. (1989), *The regulation of privatized monopolies in the United Kingdom*, in «Rand Journal of Economics», vol. 20, pp. 454-72.
- Berle, A. A. e Means, G. C. (1932), *The Modern Corporation and the Private Property*, London, Macmillan.
- Bohn, R. E., Caramanis, M. e Schweppe, F. C. (1984), *Optimal Pricing in Electrical Networks Over Space and Time*, in «Rand Journal of Economics», vol. 15, n. 3.
- Braeutigam, R. R. (1989), *Optimal Policies for Natural Monopolies*, in «Handbook of Industrial Organization», a cura di R. Schmalensee e R. Willig, vol. II, Amsterdam, North Holland.
- Brown, S. e Sibley, D. S. (1986), *The Theory of Public Utility Pricing*, Cambridge, Cambridge University Press.
- Cassese, S. (1995), *La nuova costituzione economica*, Roma-Bari, Laterza.
- Chiri, S. (1989), *Privatizzazioni: tipologia, razionalità economica, principali esperienze*, in «Contributi all'analisi economica», Banca d'Italia, n. 5, dicembre.
- Chiri, S. e Panetta, F. (1994), *Privatizzare: come? Spunti da una ricognizione comparata dei casi inglese e francese*, in «Il mercato della proprietà e del controllo delle imprese: aspetti teorici e istituzionali», Banca d'Italia, numero speciale dei «Contributi all'analisi economica», pp. 525-66.
- Coase, R. (1937), *The nature of the firm*, in «Economica», vol. 4, pp. 386-405.
- Crew, M. A. e Kleindorfer, P. R. (1976), *Peak Load Pricing with a Diverse Technology*, in «Bell Journal of Economics», vol. 7, pp. 207-31.
- (1979), *Public Utility Economics*, London, Mcmillan.
- Fedi, P. e Liberati, F. (1981), *Miti e realtà*, Firenze, Le Monnier.

- Galvano, G. (1994), *Servizi pubblici e regolamentazione tariffaria: esperienze confronto*, in «Rassegna economica», n. 2, pp. 395-432.
- Green, R. J. e Newbery, D. M. (1992), *Competition in the British Electricity Spot Market*, in «Journal of Political Economy», vol. 100, n. 51, pp. 929-53.
- Grossman, S. e Hart, O. (1986), *The Costs and Benefits of Ownership. A Theory of Vertical and Lateral Integration*, in «Journal of Political Economy», vol. 94, pp. 691-719.
- Helm, D. (1988), *Regulating the Electricity Supply Industry*, in «Fiscal Studies», vol. 9, n. 3, agosto, pp. 86-105.
- (1994), *British Utility Regulation: Theory, Practice and Reform*, in «Oxford Review of Economic Policy», vol. 10, n. 3, pp. 17-39.
- Kahn A. (1970), *The Economics of Regulation*, Cambridge (Mass.), MIT Press.
- Laffont, J.-J. (1994), *The New Economics of Regulation Ten Years After*, in «Econometrica», vol. 62, n. 3, pp. 507-37.
- Laffont, J.-J. e Tirole, J. (1993), *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, Cambridge (Mass.), MIT Press.
- Littlechild, S. C. (1983), *Regulation of British Communications Profitability*, London, HMSO.
- Myerson, R. B. (1981), *Optimal Auction Design*, in «Mathematics of Operations Research», vol. 6, n. 1.
- Naughton, M. C. (1986), *The Efficiency and Equity Consequences of Two-part Tariffs in Electricity Pricing*, in «The Review of Economics and Statistics», vol. 68, n. 3, pp. 406-14.
- Newbery, D. e Green, R. (1993), *The Regulation of the Gas Industry: Lesson from Electricity*, in «Fiscal Studies», vol. 14, n. 2, pp. 37-52.
- Oi, W. Y. (1971), *A Disneyland Dilemma: Two-part Tariffs for a Mickey Mouse Monopoly*, in «Quarterly Journal of Economics», vol. 85, pp. 77-96.
- Olson, M. (1965), *The Logic of Collective Action*, Cambridge, Harvard University Press.
- Pryke, R. (1987), *Privatising Electricity Generation*, in «Fiscal Studies», vol. 8, n. 3, agosto, pp. 75-88.
- Ramsey, F. P. (1927), *A Contribution to the Theory of Taxation*, in «Economic Journal», vol. 37, pp. 47-61.
- Schleifer, A. (1985), *A Theory of Yardstick Competition*, in «Rand Journal of Economics», vol. 16, pp. 319-27.
- Spence, A. M. (1975), *Monopoly, Quality and Regulation*, in «Bell Journal of Economics», vol. 6, pp. 417-29.
- Steiner, P. O. (1957), *Peak Loads Pricing and Efficient Pricing*, in «Quarterly Journal of Economics», vol. 71, pp. 585-610.
- Stelzer, I. (1988), *Britain's Newest Import: America's Regulatory Experience*, in «Review of Economic Policy», vol. 4, n. 2, pp. 69-79.
- Stigler, G. J. (1971), *The Theory of Economic Regulation*, in «The Bell Journal of Economics and Management Science», primavera, pp. 3-21.
- Stiglitz, J. E. (1985), *Credit Markets and the Control of Capital*, in «Journal of Money, Credit, and Banking», n. 2, pp. 133-52.

- Vickers, J. e Yarrow, G. (1991a), *The British Electricity Experiment*, in «Economic Policy», n. 12, pp. 188-232.
- (1991b), *Reform of the Electricity Supply Industry in Britain*, in «European Economic Review», vol. 35, pp. 485-95.
- Willig, R. D. (1978), *Pareto-Superior Non-linear Outlay Schedules*, in «Bell Journal of Economics», vol. 9, pp. 66-69.
- Yarrow, G. (1985), *Strategic Issues in Industrial Policy*, in «Oxford Review of Economic Policy», vol. 1, n. 3, autunno, pp. 95-109.