

La liberalizzazione nel settore dell'energia elettrica

Valeria Termini*

Università di Cassino

1. - Introduzione

Il prezzo dell'energia elettrica per uso industriale continua ad essere significativamente più alto in Italia della media dei Paesi Europei (Graf. 1). Invero, il percorso di liberalizzazione del settore è progredito: si è attuata una parziale privatizzazione (e frammentazione) del monopolista pubblico, si è attivata la Borsa elettrica per gli scambi di energia all'ingrosso, si è allargata progressivamente la fascia dei clienti idonei, liberi di scegliere il fornitore di energia elettrica e di accedere alla Borsa, si è disegnato infine un insieme di norme volte a promuovere la concorrenza nel settore. Ma i risultati sono deludenti sui tre fronti di maggior rilievo: sul terreno della concorrenza, dei prezzi e della sicurezza del sistema.

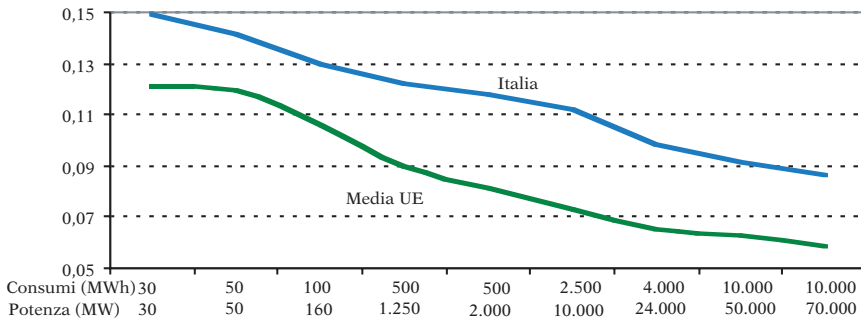
È forse il momento di ridisegnare le regole? Come procedere alternativamente?

Ritornare sui passi della liberalizzazione sarebbe oggi costoso e certamente non proficuo, oltre che incompatibile con le Direttive Europee. Sembra invece opportuno esaminare quali tessere nel mosaico della liberalizzazione non hanno composto il disegno atteso, dove si costituiscono ancora le rendite che si tra-

* <termini@sspa.rupa.it>; attualmente distaccata presso la Scuola Superiore della Pubblica Amministrazione di Roma e Università di Roma "Tor Vergata".

GRAF. 1

IL PREZZO DELL'ELETTRICITÀ (E/kWh) IN ITALIA E NELL'UNIONE EUROPEA NEL 2003 PER FASCE DI CONSUMO



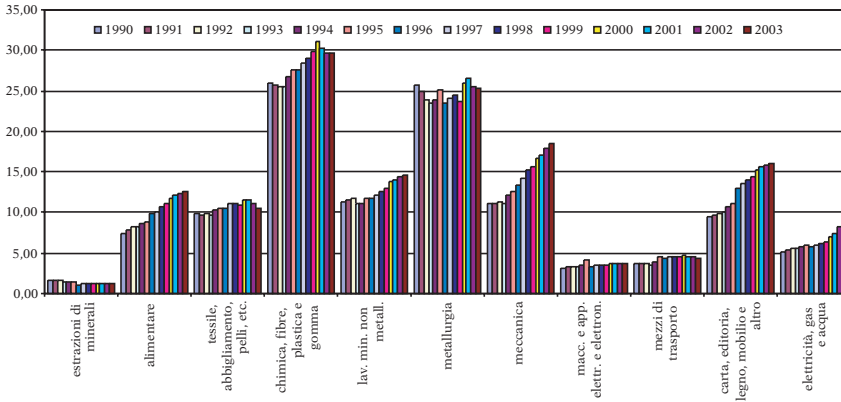
Nota: La media Ue esclude l'Olanda per mancanza di dati.
 Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat.

slano senza controllo sui prezzi, quali ostacoli si frappongono all'avvio di un mercato concorrenziale, quali problemi — essenzialmente connessi alla politica di investimenti sulla rete — hanno indebolito la sicurezza del sistema nazionale. E da questa riflessione trarre qualche risoluzione sugli interventi che possono essere attuati per migliorare il quadro del settore.

Il punto è di rilievo. Il costo dell'energia incide in modo significativo e grava diversamente sulla competitività e sullo sviluppo dell'industria italiana, secondo due direzioni da approfondire: una settoriale, l'altra relativa alla dimensione di impresa. Per la prima si può identificare il sottoinsieme delle branche di produzione più esposte al costo dell'energia elettrica, esaminando il consumo dell'energia tra gli input per settore. Dai dati del GRTN [Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale], riaggregati secondo la classificazione ISTAT per ottenere serie storiche omogenee dal 1991 al 2003, emerge la netta prevalenza di meccanica, siderurgia, metallurgia e chimica, tra i settori ad alta intensità energetica, seguiti da editoria, carta, legno e mobilio, lavorazione dei metalli non ferrosi e alimentare (Graf. 2). Per la seconda, la dimensione di impresa dei settori più sensibili al costo dell'ener-

GRAF. 2

I CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA PER SETTORI DI ATTIVITÀ ECONOMICA DAL 1990 AL 2003



Fonte: Elaborazioni su dati GRTN.

gia, si nota che il profilo del prezzo penalizza in modo più accentuato le imprese di piccole e medie dimensioni. Considerato il tessuto industriale del paese e la struttura delle nostre esportazioni, è evidente come un profilo tariffario complessivamente elevato e regressivo, che penalizza le piccole e medie imprese dei settori sensibili al costo dell'energia, rappresenti un danno significativo per la competitività del paese.

Cause strutturali note, tra le quali spicca la scarsa diversificazione delle fonti di energia e la dipendenza dal petrolio (più del 70% della produzione interna di elettricità è termoelettrica) spiegano il persistente divario del prezzo medio dell'energia elettrica in Italia rispetto agli altri Paesi Europei, ma richiedono considerazioni politiche più radicali e di lungo periodo (scelte relative al nucleare, alla produzione di "carbone pulito"). Altre cause corrispondono invece a scelte di *policy* più aggredibili in un breve orizzonte temporale, non esplicitate nell'attuazione della liberalizzazione, che spiegano il permanere di nicchie di rendita nel settore. Su queste ultime si può focalizzare l'attenzione nel breve periodo e si deve incidere, per il loro impatto tutt'altro che irrile-

vante sulla struttura dei prezzi e sullo sviluppo industriale del settore. Tra di esse, vorrei richiamare l'attenzione in queste pagine su tre aspetti critici:

1. il potere di mercato dei produttori dominanti sulla formazione del prezzo, che permane anche dopo la dismissione di alcune centrali dell'Enel;

2. le scelte nell'attuazione della liberalizzazione che ancora costituiscono un freno al contenimento del prezzo e contribuiscono al permanere di rendite di monopolio; in particolare la valorizzazione del monopolista in vendita in conformità con le esigenze finanziarie del Paese, la strategia di privatizzazione della rete di trasmissione nazionale, i profili tariffari per fasce di consumo industriale;

3. infine, la *governance* istituzionale pone problemi di *accountability* e di coordinamento; chi risponde della liberalizzazione? come si coniuga il percorso di liberalizzazione dei servizi pubblici con una strategia di politica industriale per il Paese? Il rischio è che prevalga un'ottica finanziaria inevitabilmente orientata al breve periodo nella gestione delle liberalizzazioni/privatizzazioni o, all'estremo opposto, che si invochi il ritorno ad una "cabina di regia", un nuovo Ministero delle Partecipazioni Statali, che non avrebbe più ragione di essere.

Da ultimo, le esperienze internazionali maturate e concluse in questi anni consentono di individuare alcuni punti cruciali per proseguire la via della liberalizzazione con un orientamento più promettente dal punto di vista della risposta del sistema. Alcuni di essi sono richiamati nelle pagine finali, con l'obiettivo di fare tesoro delle esperienze significative che ci hanno preceduto.

2. - Il potere di mercato dei produttori e il prezzo di borsa

2.1 La produzione e la composizione del parco impianti di generazione

Un problema centrale per proseguire il cammino della liberalizzazione è rappresentato dal potere di mercato che i singoli

produttori possono esercitare nella formazione del prezzo dell'energia all'ingrosso che si determina in borsa sul mercato libero e che costituisce un *benchmark* per il prezzo dei contratti bilaterali. Si corre il rischio che nel prezzo di borsa si consolidino le rendite dei produttori.

Per quanto attiene la produzione è importante riconoscere che dalla dismissione delle "Genco" non si possono attendere certo risultati significativi. È noto che i vincoli della rete di trasmissione e la localizzazione geografica degli impianti di generazione determinano condizioni in cui la domanda può essere soddisfatta solo con l'apporto determinante di un operatore, che è quindi in grado di fissare il prezzo (diventando l'"operatore pivotale"). Ma il problema centrale è costituito dalla composizione del parco impianti di produzione. Enel possiede la quasi totalità degli impianti di punta (che coprono le punte del fabbisogno)¹; Endesa è l'unico produttore concorrente ad avere una composizione simile del parco impianti (il 7,5% sono impianti di punta). Questi elementi restano un passaggio cruciale per il successo della liberalizzazione, ma le condizioni di incertezza regolatoria vissute dal settore in questi anni hanno contribuito a frenare la politica di investimenti in impianti di generazione.

2.2 Prezzi di borsa e potere di mercato

Il mercato per lo scambio centralizzato all'ingrosso dell'energia elettrica enfatizza questo problema. Dalla partenza della borsa elettrica, il 1° aprile 2004, definite le macro-aree rilevanti, ovvero i mercati distinti geograficamente, in ogni macro-area si è manifestata una struttura di offerta fortemente concentrata, come testimoniano i dati del GRTN. Nel periodo dal 1° aprile 2004 al 1° settembre 2004, nella "Macroarea Nord", dove maggiore è la pluralità di produttori, di fatto solo 4 produttori hanno avuto un ruolo di rilievo nell'offerta: Enel è il primo operatore, con offerte

¹ La composizione degli impianti di Enel è: 51,4% impianti di *mid-merit*, 15,2% impianti di punta, il resto impianti di base.

accettate in borsa tra il 33% e il 48%; Edipower è il 2° operatore, con quote di offerte accettate tra il 23% e il 33%; Endesa è il 3° operatore con quote accettate tra il 9,8% e il 13,9%, infine Enipower, il 4° operatore con quote tra il 7% e il 10,6%.

Ma l'aspetto cruciale è naturalmente se e quanto è indispensabile un operatore per coprire il fabbisogno energetico di una zona; unitamente all'esistenza di limiti di trasmissione sulla rete nazionale, questa posizione consente a quell'operatore di fissare il prezzo di borsa, che vale per tutte le transazioni di quell'ora. Al riguardo si rileva che Enel è stata indispensabile nel:

100% delle ore nel mercato rilevante "Macrosud" (c-nord, centro e parte del sud);

44% delle ore nel mercato rilevante "Nord";

29% delle ore nel mercato rilevante "Sardegna" (e Endesa è stata indispensabile per il 67% delle ore in "Sardegna");

24% delle ore nel mercato rilevante "Macro Sicilia" (Sicilia e Calabria). Infine, Edipower è stata indispensabile per il 19% delle ore in "Macro Sicilia".

Gli altri concorrenti non hanno mai avuto la possibilità di concorrere alla fissazione del prezzo².

Questa condizione mette Enel in una posizione predominante, in grado di diventare operatore pivotale nella fissazione del prezzo di borsa anche in altre aree di mercato, facendo un uso strategico del potere di mercato rilevato dall'AEEG, grazie alla diffusione dei propri impianti di generazione sul territorio nazionale, che rende non replicabile da altri la stessa strategia, a meno di comportamenti collusivi³. Questo comporta che si massimizzino i profitti sulle vendite residuali, riducendo la quota di energia elettrica offerta. È quindi cruciale che aumentino gli impianti di generazione (di punta e *mid-merit*) nel resto del paese.

L'indagine dell'AEEG, conclusa nel febbraio 2005 e resa pubblica in aprile, contiene la segnalazione all'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato del riscontro di pratiche collusive tra

² Dati riportati nel sito di GME, www.mercatoelettrico.org e rielaborati dall'Indagine conoscitiva dell'AEEG, delibera 18 febbraio 2005, p. 57.

³ V. in proposito la segnalazione dell'Indagine conoscitiva AEEG 2005, p. 73.

Endesa ed Enel in due periodi — giugno 2004 e gennaio 2005 — che avrebbero determinato un prezzo abnorme dell'energia all'ingrosso venduta in borsa — 72 Euro per MWh in giugno (15 Euro per MWh in più dello stesso periodo 2003) e 83 Euro per MWh in gennaio 2005 (26 Euro per MWh in più rispetto al 2004) —. La condizione di abuso di posizione dominante segnalata all'Autorità è considerata di particolare gravità in gennaio 2005, quando i prezzi di borsa costituiscono un *benchmark* per la conclusione di contratti bilaterali di lungo periodo. Non è certo che l'Antitrust, in conformità con l'istruttoria dell'AEEG convalidi oggi l'ipotesi di collusione. Ricordo che l'Ofgem inglese è stata in grado di rompere la collusione del duopolio di generazione solo con la minaccia di interventi punitivi in materia tariffaria in due occasioni a metà degli anni '90.

2.3 *Il ruolo della borsa e dei segnali di prezzo per l'allocazione degli investimenti*

Il prezzo medio di vendita in borsa riflette queste condizioni. È in grado la Borsa con segnali di prezzo di attivare investimenti localizzati in modo efficiente per colmare le carenze di impianti nelle diverse aree geografiche? I segnali si sono prodotti, ma per il periodo 2004-2007 l'AEEG prevede un aumento della potenza efficiente netta di 14.800 MWh, localizzati per il 60% al Nord, dove già si concentra il 53% della capacità disponibile. L'incertezza regolatoria gioca un ruolo significativo, in queste decisioni di investimento di lungo periodo.

Da molte parti si auspica che si completi la liberalizzazione riducendo la inelasticità della domanda di elettricità al prezzo, consentendo cioè al mercato di fissare prezzi di acquisto diversi anche per i consumatori⁴. Si pone tuttavia una contraddizione: se si completa in questi termini il percorso della liberalizzazione

⁴ Oggi, nel caso in cui vincoli di rete determinino prezzi zionali diversi nello scambio dell'energia all'ingrosso, ai produttori sono riconosciuti prezzi corrispondentemente diversificati, mentre per i grandi consumatori è mantenuto un prezzo medio unico su tutto il territorio nazionale.

— con prezzi zionali diversi per i grandi consumatori, determinati dai vincoli di rete — prima che un congruo parco di impianti di generazione sia collocato nelle regioni centro-meridionali, si rischia di aggravare ulteriormente i costi delle piccole e medie imprese del Centro sud, che si troveranno esposte ad un costo dell'energia elettrica ancora più alto, riducendo la loro competitività.

Infine, è impensabile che si esponano gli operatori che utilizzano l'energia elettrica come input produttivo, oltre all'Acquirente Unico, alla volatilità del prezzo all'ingrosso, prima di aver attivato un mercato regolamentato di strumenti finanziari di copertura. L'esperienza scandinava fa scuola, poichè mostra come si sia progressivamente irrobustito il mercato fisico dell'energia con l'introduzione graduale e flessibile di strumenti finanziari standardizzati, gestiti in parallelo con il mercato all'ingrosso dell'energia, che hanno consentito di far maturare strategie di domanda da parte dei produttori "energivori" e di coprire le punte di prezzo nelle condizioni di crisi.

È evidente, tuttavia, che il mercato di strumenti finanziari derivati non deve costituire un ulteriore passaggio nella catena dei costi che si riversa sul prezzo finale dell'energia elettrica nel Paese; di conseguenza è cruciale che il mercato dei derivati sia concepito come un servizio, che gli strumenti siano standardizzati, quindi accessibili a tutti i consumatori industriali, che il rischio finanziario non si aggiunga alla volatilità dei prezzi del petrolio e di conseguenza che il mercato sia regolamentato, ovvero intermediato da una Clearing House.

Quali interventi sono dunque auspicabili per evitare che la borsa dell'energia all'ingrosso sia un meccanismo che enfatizza il potere di mercato del settore? È certamente opportuno intervenire sull'offerta — dotando le diverse aree di impianti di generazione con composizione diversa dalla attuale (impianti di punta, ecc.) e localizzazione diversa e intervenire sulla domanda, offrendo strumenti di copertura dal rischio. Sembra imprescindibile, inoltre, una politica volta ad eliminare le strozzature di rete e a rafforzare la rete lungo i confini nazionali, secondo una strategia sperimentata con successo dalle regioni del Nord Europa.

3. - Scelte tariffarie e conseguenze di politica industriale

3.1 *La valorizzazione del monopolista "in vendita"*

La seconda nicchia in cui si annidano rendite nella filiera di produzione e distribuzione dell'energia elettrica è rappresentata dalle tariffe; è significativo rilevare quali forze premono ancora contro un ridimensionamento delle tariffe. Per questo analizziamo tre aspetti: la valorizzazione del monopolista "in vendita", la rete, il profilo tariffario per fasce di consumo industriale.

Una scelta rilevante per gli effetti sul costo dell'energia è stata quella di valorizzare il produttore monopolista in via di privatizzazione, allo scopo di monetizzare le entrate derivanti allo Stato dal collocamento sul mercato. Questa scelta, miope relativamente alla politica industriale di medio periodo, è espressione di un evidente conflitto di interesse tra le istituzioni che accompagnano il percorso di liberalizzazione — l'Autorità per l'energia e il gas e il Ministero dell'Economia —, in assenza di una strategia industriale elaborata per il paese dal Ministero delle Attività Produttive. Evidenzia il ruolo degli attori della politica industriale su cui torneremo nell'ultimo punto: è indispensabile infatti fare chiarezza di ruoli istituzionali tra Governo e AEEG, in particolare ribadire l'indipendenza e le competenze dell'AEEG e il ruolo strategico di politica industriale del Ministero delle Attività Produttive, rispetto al Ministero dell'Economia, il cui predominio rischia di far prevalere nella attuazione della liberalizzazione una connotazione finanziaria di breve periodo. Enel nel 2004 registra un aumento del 16,5% dei ricavi netti (36.500 milioni di euro) e un aumento del 36,3% dell'utile netto (3.500 milioni di euro); questo non si traduce tuttavia in investimenti di impianti di generazione nelle zone carenti del Paese, bensì in un elevato dividendo staccato per il Ministero dell'Economia, cui il *management* di un'impresa pubblica risponde.

Questa politica, conforme alle esigenze finanziarie di breve periodo del Paese, è stata naturalmente sostenuta anche a livello locale dal mondo delle ex municipalizzate, che ha esercitato a sua volta pressioni per il mantenimento di tariffe elevate, con parti-

colare riferimento alla quota relativa alla distribuzione, ottenendo di recente l'adeguamento in tariffa della perequazione specifica, a remunerazione dell'attività di distribuzione; questo ha contribuito a valorizzare in borsa le azioni delle imprese neo-quotate. Non a caso, rileviamo che quando le aziende locali sono tornate al *core business* energetico, dopo avventure di diversificazione in altri settori, hanno accresciuto il valore, gli utili e i dividendi per il Comune.

3.2 *La rete, servizio pubblico, e il canone di accesso alla rete*

Un secondo esempio di questa impostazione tariffaria emerge dal recente bilancio di Terna, la società proprietaria della rete di trasmissione dell'energia elettrica, di cui Enel deteneva il 50% del capitale fino alla recente cessione del 14% (aprile 2005) e in attesa di una discussa vendita del 30% alla Cassa Depositi e Prestiti. Terna chiude il 2004 con un utile netto di 236 milioni di Euro, un aumento del 36,6%. Distribuirà un dividendo di 0,115 Euro ad azione. I mercati finanziari e il Governo hanno manifestato grande soddisfazione per questi risultati operativi; ricordiamo, tuttavia, che il 97% dei ricavi di Terna sono costituiti da un corrispettivo fissato in tariffa dall'AEEG ogni 4 anni e trasferito dal GRTN in forma di canone annuo a copertura dei costi di esercizio, degli ammortamenti e della remunerazione del capitale investito⁵ e che esso si trasferisce direttamente sul costo dell'energia elettrica sopportato dalle imprese che operano in Italia.

C'è da rallegrarsi di questi utili? A quale strategia di settore, di politica industriale, corrispondono, essendo il costo dell'energia elettrica in Italia — per industria e consumi — il più alto d'Europa? Di quali industrie si parla quando si stabilisce di migliorare la competitività del paese? Basta ricordare che qualsiasi rendita nel settore dei servizi incide sulla competitività del tessuto industriale, aumentandone i costi.

⁵ Nel 2003 il canone è stato di 782 milioni di Euro, 730 nel 2002, 708 nel 2001.

Problemi connessi alla privatizzazione della rete? La recente soluzione proposta dall'OCSE, che invita a privatizzare la rete per introdurre concorrenza non farebbe che peggiorare queste condizioni, che appesantiscono il costo dell'energia elettrica nel Paese. Una rete di proprietà del gestore, secondo il modello scandinavo, potrebbe accompagnare le tappe della liberalizzazione attuando una significativa strategia di investimenti.

3.3 Il profilo tariffario per fasce di consumo industriale e la politica fiscale

Come ultimo punto nell'analisi della politica tariffaria, è opportuno scomporre le tariffe ed esaminarne le diverse componenti e il profilo per fasce di consumo industriale. Si nota così che in Italia i prezzi dell'energia elettrica per uso industriale sono persistentemente superiori alla media europea, ma lo scostamento dalla media è più accentuato per classi di consumo da 500 a 2.500 Mwh l'anno [le classi di consumo industriale vanno da 30 a 10.000 MWh l'anno]⁶ (v. Tav. 1). Ciò significa che il divario dei prezzi lordi per le dimensioni piccole e medie di consumo industriale è maggiore, rispetto alla media europea, del divario per i consumi industriali più elevati va notato che gli oneri generali di sistema pagati dalle utenze industriali si sono ridimensionati, anche se è salito il costo della materia prima).

A ciò si aggiunge una scelta fiscale, implicita nel profilo delle tariffe lorde. I prezzi lordi dell'energia elettrica per uso industriale comprendono nella classificazione Eurostat:

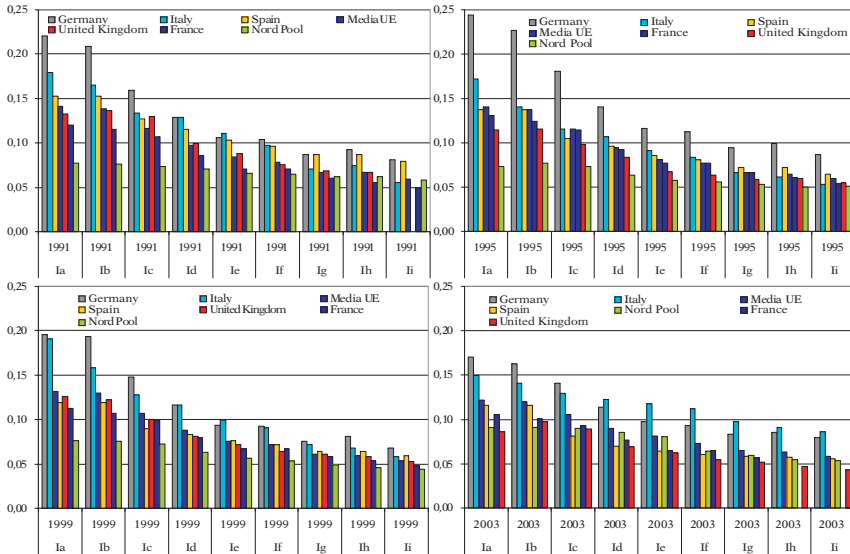
- componenti fiscali: IVA, ecotassa e
- oneri generali di sistema: per l'Italia comprendono le componenti A e UC⁷, esclusi i costi di allacciamento alla rete.

⁶ V. Tavola 1, p. 285.

⁷ A e UC corrispondono rispettivamente: "le componenti A agli oneri sostenuti nell'interesse generale del sistema elettrico quali ad esempio i costi di ricerca, i costi per l'incentivazione dell'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili (ecc.) e sono individuati dal Governo con decreto o dal Parlamento tramite leggi; le componenti UC coprono ulteriori elementi costo (quali ad esempio la perequazione) individuati dall'Autorità". AEEG, dal sito www.autorita.energia.it

GRAF. 3

PREZZO DELL'ENERGIA ELETTRICA AD USO INDUSTRIALE
AL LORDO DELLE IMPOSTE PER CLASSI DI CONSUMO
(vari anni)



Fonte: Elaborazioni dati Eurostat.

Si tratta a livello europeo di prezzi per larga parte amministrati o di riferimento (prezzi massimi raccomandati). Le scelte fiscali, in Italia “redistributive”, colpiscono maggiormente le piccole imprese. Ma anche per il prezzo netto, la struttura della tariffa registra un aumento superiore per le classi di consumo industriale più basso.

Le opzioni tariffarie concorrono così a definire la politica industriale del paese, in modo particolare per i produttori di energia e per i produttori dei settori ad alta intensità energetica. Chi ha pagato le spese di queste scelte tariffarie nella struttura industriale italiana, in termini di perdita di competitività? In termini di politica industriale, il costo dell'energia incide diversamente sulla competitività delle imprese a seconda del settore di appartenenza e della dimensione stessa dell'impresa.

LE CLASSI DI CONSUMO ELETTRICO EUROSTAT

Classe	Codice Eurostat	Descrizione
Ia	4162050	(Ann. consum.: 30MWh; max. dem.: 30kW; ann. load: 1.000h)
Ib	4162100	(Ann. consum.: 50MWh; max. dem.: 50kW; ann. load: 1.000h)
Ic	4162150	(Ann. consum.: 160MWh; max. dem.: 100kW; ann. load: 1.600h)
Id	4162200	(Ann. consum.: 1.250MWh; max. dem.: 500kW; ann. load: 2.500h)
Ie	4162250	(Ann. consum.: 2.000MWh; max. dem.: 500kW; ann. load: 4.000h)
If	4162300	(Ann. consum.: 10.000MWh; max. dem.: 2.500kW; ann. load: 4.000h)
Ig	4162350	(Ann. consum.: 24.000MWh; max. dem.: 4.000kW; ann. load: 6.000h)
Ih	4162400	(Ann. consum.: 50.000MWh; max. dem.: 10.000kW; ann. load: 5.000h)
Ii	4162450	(Ann. consum.: 70.000MWh; max. dem.: 10.000kW; ann. load: 7.000h)

Per la prima, si è identificato il sottoinsieme dei settori di produzione più esposti al costo dell'energia, dai dati del GRTN, nei settori della siderurgia, chimica e meccanica, seguiti con consumi elevati di energia da editoria, carta, legno e mobilio, la lavorazione dei metalli non ferrosi e l'alimentare. Per la dimensione di impresa, invece, si è verificata un'incidenza maggiore del costo dell'energia che grava sulle piccole e medie imprese⁸.

4. - L'esperienza internazionale

Abbiamo oggi esempi diversi di liberalizzazione — nei Paesi Scandinavi, in UK, in California — sviluppati secondo un identi-

⁸ Rinvio a TERMINI V. - VERGARA CAFFARELLI F. (2005).

co modello di mercato — *unbundling*, separazione della rete, borsa elettrica, libertà di scelta dell'operatore di servizio per i consumatori —; disegni di borsa simili sono stati perseguiti tuttavia con modalità diverse, secondo tipologie molto distanti nell'architettura istituzionale, nella regolazione e nella strategia di attuazione. Un modello in particolare è stato "di successo", quello attivato dai Paesi Scandinavi, l'altro ha incontrato i problemi noti in coincidenza con il verificarsi di fattori di crisi ambientale esterni (in California) o di pratiche collusive di qualche rilievo (in Inghilterra).

In sintesi, si possono richiamare i due modelli attuativi in questi termini. L'obiettivo di attuare la liberalizzazione a passi rapidi ha portato a un modello più estremo in Inghilterra e in California: intensa frammentazione e privatizzazione delle imprese di generazione ex monopoliste, clienti liberi di scegliere l'operatore, tutti, da subito, transazioni obbligatorie in borsa (il Pool di England & Wales nato nel 1990, e Callpx, in California, nel 1998). Sembra un modello "idealmente" valido: offriamo mercato, concorrenza e possibilità di scelta ai consumatori, per far scendere i prezzi dell'energia. Ma non si dimostra un modello robusto: California fallisce dopo la crisi del 2000: torna al pubblico, per garantire l'energia elettrica alla regione. (Solo successivamente la FERC ridiscuterà la possibilità di attivare una borsa non obbligatoria per i diversi Stati). Il Pool inglese è chiuso nel 2001 per evidente collusione tra le imprese di generazione; è sostituito dal NETA, un insieme di borse decentrate per organizzare le contrattazioni bilaterali⁹.

Il modello opposto è quello dei Paesi Scandinavi: attua una liberalizzazione graduale, con progressivi cambiamenti istituzionali e nella *governance* pubblica delle imprese di generazione, mantiene per gli operatori libertà di scelta tra l'uso di contratti bilaterali e transazioni di borsa. La liberalizzazione è accompagnata da un intenso lavoro sulla rete, soprattutto sui confini nazionali. Poiché è l'unico modello di liberalizzazione che si consolida e irrobustisce nel tempo, dopo aver superato una grave crisi

⁹ v. TERMINI V. (2002) e PIRON F. (2005).

di offerta (la gelata dell'inverno 2002-2003) è utile ricordarne il percorso e la strategia di attuazione. Si nota tra l'altro che la struttura iniziale del mercato dell'energia è quella dell'Italia: monopolio pubblico nella produzione, con vincoli di rete per conformazione geografica della regione.

Inizia nel 1991, con la legge per la liberalizzazione del settore energetico in Norvegia, cui si associa la Svezia, formalmente nel 1995. A differenza del "modello inglese", l'obiettivo non è privatizzare, ma rendere più efficiente il sistema e migliorare le condizioni di concorrenza. Le grandi imprese di generazione a maggioranza pubblica non sono quindi frammentate, ma si tende ad attenuare il loro potere di mercato allargando il mercato rilevante [in Svezia Vattenfall e Sydkraft hanno il 75% della produzione]. La borsa, non obbligatoria, è proprietà comune delle due società pubbliche della rete di Svezia e Norvegia; proprietà e gestione della rete restano unificate e pubbliche, dopo l'*unbundling*.

Data la volatilità del prezzo dell'energia idroelettrica (che copre il 99% della produzione in Norvegia), si costruisce un mercato di strumenti finanziari derivati, complementare alla borsa elettrica, per consentire la copertura del prezzo di borsa dell'energia all'ingrosso, per inciso, si nota che questi strumenti riducono la convenienza del monopolista ad esercitare il proprio potere di mercato, compensando sui flussi finanziari i ricavi degli scambi di elettricità sottostante. Il mercato dei derivati è molto flessibile, ma regolamentato: si consente alla *Clearing House* di intermediare anche strumenti *over the counter* per rafforzare la sicurezza del sistema e si modificano rapidamente nel tempo le caratteristiche e la durata degli strumenti offerti per accogliere le esigenze degli operatori che si manifestano sul mercato dell'energia all'ingrosso. La liquidità della borsa elettrica e della borsa dei derivati finanziari sul prezzo dell'energia si alimentano vicendevolmente.

Il percorso disegnato per la liberalizzazione prosegue con la Finlandia che aderisce a Nord Pool nel 1998, la Danimarca Occidentale nel 1999 e infine la Danimarca Orientale nel 2000.

Tra il 1991 e il 2000 si costituisce così un ampio mercato dell'energia integrato per le cinque regioni coinvolte — Norvegia, Svezia, Finlandia, Danimarca Occidentale e Orientale — e una borsa

regionale integrata. Le cinque società di rete sono proprietarie della Borsa elettrica. I Ministri dell'Energia stabiliscono una rete stabile di cooperazione, il Nordel.

Agli inizi del 2000, si nota che la strategia di allargamento del mercato, consentito dalla priorità data al rafforzamento della rete ai confini, ha provocato:

— l'attenuazione del potere di mercato delle cinque grandi imprese di generazione, rimaste grandi nell'arena europea;

— la diversificazione delle fonti: Norvegia produce 99% di energia idroelettrica, Svezia 50% idroelettrica, 30% nucleare, Finlandia 25% idroelettrica, 45% termoelettrica e 30% nucleare; infine Danimarca produce il 90% di energia termoelettrica (carbone);

— l'ampliamento del mercato e il potenziamento della rete lungo i confini nazionali ha consentito inoltre di superare la crisi di offerta dell'inverno 2002-2003, causata da condizioni atmosferiche eccezionalmente severe che hanno azzerato le riserve idriche.

— infine, la Borsa ha funzionato con segnali di prezzo efficienti anche perché, durante la crisi, l'aumento straordinario dei prezzi ha indotto alcuni auto-produttori tra i cosiddetti "energivori", a interrompere le altre produzioni e vendere l'energia prodotta in borsa.

In relazione alle tariffe, l'Autorità — Norwegian Water Resources & Energy Administration — dal 1997 ha modificato le tariffe per la distribuzione da "*cost of service*" a "*price cap*". Non c'è in questo sistema un Acquirente Unico a tutela dei piccoli consumatori, ma i distributori che servono clienti piccoli e medi sono obbligati alla trasparenza e pubblicano i prezzi via *internet*. Gradualmente, si sta aprendo il mercato a tutti i consumatori (in Danimarca la scadenza è prevista per il 2007).

Dunque la via che ha favorito il successo della liberalizzazione nei Paesi Scandinavi, utile richiamo per l'impostazione della nuova fase di liberalizzazione in Italia, è stata quella di:

— rafforzare le reti sulle frontiere;

— favorire la collaborazione con i paesi limitrofi;

— agevolare così lo scambio e la diversificazione delle fonti

e

— attenuare il potere di mercato dei singoli produttori nazionali, senza indebolirli nell'arena europea;

— favorire politiche strutturali che riducono l'incentivo per i produttori ad esercitare potere di mercato (ad esempio con la costituzione di mercati regolamentati di strumenti finanziari di copertura del prezzo, connessi alla borsa elettrica e non lasciati all'iniziativa OTC degli intermediari finanziari);

— consentire libertà di scelta tra borsa e contratti bilaterali.

Se queste sono le tappe della liberalizzazione seguite dal modello vincente dei Paesi Scandinavi, è opportuno esaminare anche in questa luce le politiche attuative seguite in Italia, che si sono purtroppo intrecciate con esigenze connesse alla privatizzazione e al ridimensionamento del debito pubblico, senza il necessario coordinamento in un disegno di politica industriale. Molte di queste scelte attuative spiegano le difficoltà emerse e i risultati deludenti in termini di contenimento dei prezzi, promozione della concorrenza e sicurezza del sistema, nel percorso fin qui seguito.

5. - Conclusioni

Date le condizioni di mercato evidenziate nell'offerta di energia elettrica del Paese e data la inelasticità della domanda al prezzo, sembra opportuno proseguire nel percorso della liberalizzazione seguendo alcune tappe che possiamo mutuare dall'esperienza dei Paesi scandinavi, utilizzando il privilegio che ci deriva dalla condizione di *late comers*.

1. In primo luogo è indispensabile rafforzare la rete, non solo riducendo la congestione tra zone, ma allargando i confini nazionali del mercato. È importante che la capacità del *management* di Terna, e delle municipalizzate per quanto attiene alla distribuzione, sia commisurata non tanto ai profitti conseguiti, anche con politiche di contenimento dei costi che poco si trasmettono ai prezzi finali, ma alla capacità di costruire nuovi tratti di rete e di rafforzare i collegamenti di trasmissione con il circuito

europeo, allo scopo si allargare il mercato rilevante, in vista di possibili alleanze future. La carta vincente di Nord Pool (a partire dalla liberalizzazione iniziata nel '91) è stata proprio quella di non scorporare rapidamente le società pubbliche di generazione, riducendone la dimensione, frammentando e privatizzando la produzione interna, quanto di rafforzare la trasmissione di confine per allargare il mercato, annettendo gradualmente al mercato norvegese del Nord Pool Svezia (1995), Finlandia (1998) e da ultimo la Danimarca Occidentale (1999) e la Danimarca Orientale (2000), uniformando quindi le regole e le strutture di mercato con i paesi limitrofi.

2. In secondo luogo, poiché l'AEEG ha bene evidenziato che la posizione di predominio sul mercato di pochi operatori è determinato:

- dalla capacità di generazione,
- dalla localizzazione geografica degli impianti e
- dalla tipologia degli impianti di generazione (impianti di punta),

è evidente l'esigenza di agire su questa struttura dell'offerta anche nel breve periodo. È dunque necessario puntare a una modificazione della particolare geografia degli impianti di produzione in Italia, concentrati al Nord.

3. In terzo luogo, rimanendo nelle strategie di offerta, si nota che l'incentivo all'esercizio del potere di mercato da parte degli operatori dominanti può essere ridotto con l'introduzione di un mercato regolamentato di strumenti derivati di copertura sul prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica¹⁰. Anche in questo caso l'esperienza dei Paesi Scandinavi ha mostrato la via. È evidente, tut-

¹⁰ Si compensano i profitti derivanti dalla rendita sul mercato reale con i flussi di segno contrario sui derivati finanziari. Per un'illustrazione dei meccanismi di aggiustamento che rendono gli strumenti finanziari derivati sul prezzo dell'energia elettrica un buon disincentivo all'uso del potere di mercato nel mercato reale dell'energia rinvio alla presentazione in Consob di un progetto di mercato di derivati elettrici (marzo 2002). Alla stessa rinvio per le argomentazioni a sostegno di mercati regolamentati dei derivati elettrici contro l'uso di strumenti *over the counter* e per un richiamo all'esperienza internazionale. V. TERMINI V. (2002).

tavia, che il mercato di strumenti finanziari derivati non deve costituire un ulteriore passaggio nella catena dei costi che si riversa sul prezzo finale dell'energia elettrica nel Paese; di conseguenza è cruciale che il mercato dei derivati sia concepito come un servizio, che gli strumenti siano standardizzati e accessibili a tutti i consumatori industriali, che il rischio finanziario non si aggravi alla volatilità dei prezzi del petrolio e di conseguenza il mercato sia regolamentato, ovvero intermediato da una *Clearing House*. Le recenti direttive europee in materia di mercati finanziari si sono mosse in una direzione favorevole a questa impostazione, consentendo eventualmente agli operatori l'accesso diretto al mercato, nel rispetto di particolari condizioni di garanzia. L'impostazione prevalente in Italia, di lasciare il campo semplicemente ai mercati finanziari, non segue la direzione scandinava, ma al contrario rischia di appesantire ulteriormente i costi della liberalizzazione per i consumatori industriali e di far maturare rischi e profitti finanziari sui mercati dei derivati *over the counter*.

4. Molto ci si aspetta dal completamento delle regole di borsa, ovvero dal pagamento di prezzi all'ingrosso differenziati persone da parte dei consumatori, allo scopo di introdurre elementi di elasticità nella domanda di energia elettrica (dal 1° gennaio 2005 la domanda ha un ruolo "attivo" in borsa). Si sta indubbiamente attraversando un periodo di transizione, attraverso un uso della borsa elettrica che differenzia i prezzi solo per i produttori, lasciando pagare un prezzo unico nazionale ai consumatori. Tuttavia, prescindendo dalle difficoltà tecniche che ancora investono il *metering* dei consumi, sembra rischioso e contraddittorio con una strategia di lungo periodo esporre la domanda a differenze di prezzo tra zone, ancor prima di dotare le imprese che usano l'energia elettrica come input di appropriati strumenti finanziari di copertura del prezzo. Si rischia di penalizzare ulteriormente le piccole e medie imprese del Centro Sud, sia per la struttura tariffaria, sia per la suddivisione in zone dei prezzi del mercato all'ingrosso.

Ma qualora questi passaggi siano stati espletati, la casistica mutuata dall'esperienza norvegese mostra come l'offerta di uno spettro di contratti differenziati sul mercato al dettaglio ne possa

rafforzare la concorrenza, introducendo elementi che accrescono la elasticità al prezzo nella domanda finale¹¹.

5. Sembra indispensabile perseguire la via di accordi europei, rafforzando cioè le reti sulle frontiere e favorendo la collaborazione con i paesi limitrofi, allo scopo di agevolare lo scambio e la diversificazione delle fonti e soprattutto di attenuare il potere di mercato dei singoli produttori nazionali, senza indebolirli nell'arena europea, ma ampliando il mercato rilevante.

6. Da ultimo, la *governance*: l'architettura istituzionale di governo per i servizi liberalizzati. La tentazione di ricostituire una cabina di regia per i servizi pubblici, un nuovo Ministero delle Partecipazioni Statali sollecitata da alcuni, non può essere percorsa. È contraria agli indirizzi europei — che prevedono che la regolazione dei servizi pubblici prescinda dagli assetti proprietari — e sarebbe dannosa, contribuendo ad esautorare il Ministero delle Attività Produttive cui compete il compito di coordinare la strategia di politica industriale del Paese in una visione di lungo periodo.

Vanno forse maturate e rese più trasparenti le attribuzioni di ruoli e responsabilità degli attori che definiscono indirizzi strategici e controllo dei servizi pubblici. In particolare è necessario ribadire l'indipendenza e le competenze dell'AEEG, ad esempio in materia tariffaria, estranea al ruolo strategico di politica industriale che compete al Ministero delle Attività Produttive. La chiarezza delle regole e la certezza del quadro istituzionale costituiscono infatti i presupposti necessari per portare a compimento un processo di liberalizzazione che ha già compiuto larga parte del cammino.

¹¹ V. BYE T. - HOPE E. (2005).

BIBLIOGRAFIA

- AEEG - AGCM, «Indagine Conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica», 9 febbraio 2005, www.autorita.energia.it
- AEEG, «Resoconto delle istruttorie conoscitive sulle dinamiche di formazione dei prezzi nel sistema delle offerte per i giorni 7,8,9 e 10 giugno 2004 e per i primi giorni del mese di gennaio 2005» (Allegato A), Febbraio 2005, www.autorita.energia.it
- —, «Segnalazione all'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato» (Allegato B), Delibera n. 25/05, Febbraio 2005, www.autorita.energia.it
- AMATO G., «Privatizzazioni, liberalizzazioni e concorrenza nel sistema produttivo italiano», in corso di pubblicazione in TORCHIA L. - BASSANINI F. (a cura di), *Sviluppo o declino. Il ruolo delle istituzioni per la competitività del Paese*, Passigli 2005.
- BYE T. - HOPE E., «Deregulation of Electricity Markets. The Norwegian Experience», Statistics Norway, Research Dpt., *Discussion Paper*, n. 443, spt. 2005.
- CAVALLO L. - SAPIO S. - TERMINI V., *Market Design and Electricity Prices: Evidence from Nord Pool & California Price Crises*, May 2005, mimeo.
- DE VINCENTI C., «Nota su liberalizzazioni, regolazione e politica industriale», maggio 2005, www.astrid.it
- ENEL, *Bilancio annuale*, 2004.
- EUROSTAT, www.europa.eu.int/comm/eurostat/
- GRTN, «Dati sui consumi», <http://www.grtn.it>
- HELM D. et AL., «The New Energy Paradigm», *Oxford Reveal of Economic Policy*, vol. 21, n. 1, Spring 2005.
- NORDPOOL, www.nordpool.com/nordpool/group
- RANCI P., «Concorrenza e liberalizzazione: il caso dei servizi energetici a rete», in TORCHIA L. - BASSANINI F. (a cura di), *Sviluppo o declino. Il ruolo delle istituzioni per la competitività del Paese*, Passigli 2005.
- PIRON F., *Regulatory and Institutional Framework and Market Design: the Experience of the Nordic Countries*, June 2005, mimeo.
- TERMINI V., *Un mercato di derivati sul prezzo dell'energia in Italia*, Relazione presentata ai Commissari Consob, 20 marzo 2002.
- TERMINI V. - VERGARA CAFFARELLI F., *Costo dell'energia e competitività delle imprese italiane*, 2005, mimeo.

