

## 1/I meccanismi del mercato: come sono oggi...

HENRI LEPAGE

La direttiva europea sull'energia elettrica impegna irrevocabilmente l'Europa in un duplice processo, di deregolazione e di apertura alla logica della concorrenza. Una sua lettura attenta mostra che, pur dando soddisfazione, in apparenza, ai paesi più contrari all'apertura, permettendo loro di scegliere un regime organizzativo capace di salvaguardare l'essenziale della tradizione del servizio pubblico, nel prossimo futuro molto probabilmente si rivelerà, per tali paesi, più un elemento di destabilizzazione che un fattore di tutela dei particolarismi nazionali.

Le sfumature e ambiguità del testo, la flessibilità delle disposizioni, la complessità dell'impianto sono stati visti da molti come elementi di debolezza. Ritengo, al contrario, che proprio questo sia il punto di forza della direttiva. Negli orientamenti, regole generali, disposizioni «minime» di cui il provvedimento si compone, ciò che più conta non è quel che per suo effetto cambierà domani, concretamente, nel funzionamento dei sistemi elettrici nazionali, quanto invece *la dinamica evolutiva, impercettibile e quasi surrettizia* introdotta in tutti i paesi, a causa appunto di tutte le imprecisioni, ambiguità, sfumature che il

testo contiene e che gradualmente – in particolare, per effetto di pronunce giurisprudenziali – permetteranno ad alcuni attori di crearsi spazi di scelta sempre più ampi, nonostante la resistenza iniziale di certi poteri nazionali e magari a loro dispetto.

Mi sembra che, paradossalmente, la cosa più importante non sia il nuovo «ordine» elettrico che la direttiva permetterà di organizzare nei diversi paesi membri dell'Unione, bensì il «disordine» che i suoi silenzi, i suoi spazi bianchi, i suoi equivoci e i suoi confini indefiniti rischiano di seminare, generando rivendicazioni, rivalità e conflitti che a loro volta daranno luogo a una giurisprudenza finalmente favorevole al miglioramento qualitativo e all'estensione in nuovi spazi dei processi concorrenziali.

La direttiva, perciò, dev'esser letta non tanto come «progetto» volto a definire ciò che sarà il regime di domani su un mercato europeo unificato, quanto come *la prima tappa di un processo evolutivo complesso e «a cascata»* del quale, a causa della considerevole conoscenza accumulata negli ultimi anni sul funzionamento economico dei mercati competitivi dell'energia, si può fin d'ora intuire con una certa chiarezza il

punto d'arrivo ma è impossibile prevedere il percorso.

Tale processo dinamico sarà a due velocità. Da una parte, ci saranno i paesi che si metteranno molto presto a regime di accesso dei terzi alla rete (ATR), in anticipo addirittura rispetto al calendario sulla liberalizzazione previsto da Bruxelles (Spagna, Olanda e Germania per primi). Dall'altra, ci saranno quelli che sperano di resistere, se non per sempre, almeno il più a lungo possibile (e la Francia ne è il capofila). Ma, in un mercato d'ora in poi sempre più unificato, in cui uno degli effetti del dibattito innescato dalla direttiva sarà proprio quello di rendere palese l'ampiezza delle diseguaglianze fra le diverse situazioni, è impensabile che questo «passo del gambero» possa durare. L'Europa dell'elettricità non potrà continuare all'infinito a usare due pesi e due misure.

#### Le specificità economiche dell'energia elettrica

Oggetto di questo lavoro è descrivere il modo di funzionamento e le proprietà economiche di un sistema di mercato competitivo per l'elettricità, mostrare che tale sistema, oltre che praticabile, è anche economicamente efficiente, illustrare il percorso e le condizioni necessarie per raggiungere il risultato.

Più precisamente, tenterò di dimostrare che è possibile immaginare un sistema di concorrenza per l'elettricità che offra garanzie di efficienza quanto meno pari a quelle di un monopolio centrale fortemente regolato. A questo fine, è necessario cominciare con il ricordare alcuni profili tecnici ed economici che caratterizzano il settore elettrico.

■ Il primo punto concerne il carattere «istantaneo» della produzione/consumo dell'elettricità, e il fatto che si tratta di un bene che non può essere «stoccato». È questo l'argomento classico, invocato a sostegno della tesi che l'elettricità non sarebbe un bene o merce come gli altri, e utilizzato sovente per giustificare a priori l'esistenza del monopolio, in base alla presunta impossibilità di organizzare un mercato.

Non vi è dubbio che l'elettricità presenti caratteristiche uniche rispetto agli altri beni. Non può esservi arbitraggio intertemporale a causa dell'impossibilità di stoccare il prodotto. Questo, però, significa soltanto che, per una capacità produttiva data, il «valore economico» dell'elettricità varia in ogni istante. Un mercato dell'elettricità è dunque un mercato sul quale, per essere efficienti e inviare i segnali economici appropriati rispetto alle particolarità del settore, si dovrebbe avere un prezzo che cambia continuamente: si dovrebbe, cioè, disporre di strumenti di misura che permettano in ogni momento di comparare i valori istantanei della domanda e dell'offerta – o, almeno, approssimarli nella misura massima possibile (*tariffazione in tempo reale*).

Grazie all'elettronica, questo ideale non è più un'utopia. Disponiamo ormai di contatori che permettono di diffondere sistemi di tariffazione scadenzati sulla mezz'ora, ossia di definire un prezzo dell'elettricità che varia ogni mezz'ora, accanto a rilevazioni del consumo effettuate anch'esse ogni mezz'ora. Questo tipo di contatori è ancora piuttosto costoso, il che crea problemi quando si tratta di scendere al livello dell'utenza familiare (come gli inglesi hanno appena sperimentato). Si trat-

ta, però, di una tecnologia già di uso corrente a livello industriale in diversi paesi convertiti alla concorrenza elettrica (Inghilterra, Norvegia, Svezia, Finlandia...).

■ Il secondo punto ha a che fare con la famosa «legge di Kirchoff», che personalmente tradurrei con «l'elettricità è come i vasi comunicanti». Tutti i dibattiti sulla concorrenza nell'elettricità ruotano intorno alla questione del transito. Si parla di trasporto, di diritto d'accesso, di pedaggio, di affollamento, eccetera. Questo vocabolario, di fatto, inganna. Una seconda caratteristica di questo bene che lo distingue da tutti gli altri, infatti, è che il suo trasporto non ha nulla a che fare con un problema classico di logistica, come quando si fanno circolare automobili o camion sulle autostrade, o treni sui binari. *L'elettricità non viaggia in maniera lineare. Si diffonde, si propaga come un fluido introdotto in una rete di vasi comunicanti con differenti pressioni locali, collegati da un sistema complesso di rubinetti e condotte a sezione variabile: l'elettricità circola, insomma, secondo un modello dinamico e complesso in cui i flussi vengono determinati in funzione del bisogno di equalizzare la pressione del fluido in tutti i punti del sistema.*

Immaginiamo una centrale che produca elettricità nel nord della Francia e che concluda un contratto di fornitura con un'impresa con sede nel sud. Entrambe sono collegate alla rete. Il contratto assume la forma di un programma che determina, fascia oraria per fascia oraria (ogni mezz'ora per esempio), quale potenza il fornitore si impegna a mettere a disposizione del cliente. Quando quest'ultimo accende l'interruttore, consumerà elettroni: questi,

tuttavia, ben difficilmente saranno stati prodotti dal fornitore che ha firmato il contratto. Il termine di «fornitura», o consegna, viene usato per ragioni di convenienza linguistica, ma nasconde una realtà fisica ben diversa da quella alla quale abitualmente lo si applica.

Accade semplicemente questo: il cliente prevede che per la sua attività sarà necessaria, in certe ore e giorni, la disponibilità di un livello dato di potenza elettrica che, al momento giusto, gli permetterà di attingere dalla rete un certo numero di kWh per far funzionare le sue macchine. *Il cliente, perciò, è qualcuno che «sottrae» elettricità alla rete e tende con il suo consumo a far scendere, a «deprimere» ciò che, tornando all'analogia con i vasi comunicanti, chiamerò la pressione locale della rete.*

Il suo consumo squilibra il gioco complesso delle pressioni relative nell'insieme del sistema. Per ristabilire tale equilibrio, occorre che da qualche altra parte qualcun altro «inietti» potenza: è quel che fa il fornitore. Poiché però non tutte le condotte hanno le stesse caratteristiche o, altrimenti detto, i diversi rubinetti non hanno tutti lo stesso flusso in uscita, il riequilibrio richiede l'intervento di un terzo: il gestore della rete che, in funzione delle simultanee iniezioni e sottrazioni dalla rete, apre o chiude certe sezioni del circuito, in modo da ottenere nel tempo più breve possibile il ristabilimento di una pressione uniforme.

Per l'elettricità, tale intervento dev'essere estremamente rapido, al fine di evitare che differenze troppo forti di voltaggio o di fase causino il collasso di sezioni o anche di tutta la rete, provocando l'interruzione della fornitura ai clienti collegati. Da tale specificità consegue che *la gestione centralizzata e unitaria delle iniezioni di*

*elettricità nella rete è indispensabile*, al fine di evitare che nella distribuzione si creino squilibri locali o regionali dannosi per la stabilità complessiva del sistema.

Fino a quando non disporremo di strumenti tecnici che consentano di guidare in maniera precisa l'itinerario di circolazione di un flusso iniettato in un certo punto verso un altro punto di destinazione (il che è impossibile oggi, ma sarà forse possibile domani), la gestione unica della rete resta un imperativo tecnico, fonte di ciò che può essere considerato come un «monopolio naturale». Il gestore della rete deve poter disporre in ogni momento di sue proprie capacità di riserva o deve poter ottenere da coloro che controllano i rubinetti di iniezione di potenza nella rete (i produttori) che aumentino o riducano quasi istantaneamente i loro flussi, indipendentemente dai contratti che li legano ai loro clienti.

Nel caso di monopolio integrato, questo genere di problemi sono regolati dalla *fungibilità delle produzioni*. Si tratta di una questione di regolazione puramente tecnica. È indifferente che le esigenze di un cliente siano soddisfatte dagli elettroni provenienti da una o da un'altra centrale. Le perturbazioni create nella rete dalla connessione di un cliente sono compensate da un programma nazionale di pilotaggio che permette di far ricorso in maniera calibrata all'insieme del parco produttivo disponibile.

Con il passaggio a un sistema concorrenziale, *si pone il problema di conciliare contratti privati ed esigenze di sicurezza, e dunque di gestione unitaria, della rete*. L'esecuzione da parte del gestore della rete di una fornitura prevista dal contratto X può perturbare le condizioni di fornitura di un altro contratto Y e imporre costi aggiunti-

vi, dovuti alla necessità di preservare l'equilibrio e la sicurezza della rete. Specularmente, l'esecuzione del contratto Y creerà perturbazioni tali da modificare le condizioni di fornitura del contratto X. E così di seguito, per tutti i contratti privati. Come imputare, e a chi, i costi di tali perturbazioni? Come valutare ciò che l'esecuzione di un contratto impone ad altri? Si fa presto ad arrivare a un livello di complessità impossibile da padroneggiare, il che porta la maggior parte dei tecnici ad affermare l'incompatibilità naturale fra contratti privati e logica del mercato, da una parte, e gestione unitaria della rete, dall'altra.

Tale affermazione, però, è falsa. È possibile conciliare gli imperativi di sicurezza e gestione unitaria con alcuni sistemi di contratti privati. La soluzione consiste nel creare meccanismi istituzionali tali da *dissociare i flussi fisici dai flussi finanziari*. È quel che vedremo nelle prossime pagine.

### La questione dell'ottimizzazione

*La gestione unica della rete si impone per ragioni di sicurezza*. L'interconnessione generalizzata permette di ridurre considerevolmente il costo dei dispositivi di soccorso concepiti per assicurare la stabilità del sistema di trasporto e di distribuzione. A ciò si aggiunge un ulteriore vantaggio economico: la possibilità di gestire l'entrata in funzione dei mezzi di produzione in maniera tale da minimizzare i costi di funzionamento dell'insieme del parco elettrico nazionale.

L'idea è che non si può avere, da un lato, una centrale a costi elevati che funziona e produce mentre poco lontano un'altra centrale, a costi inferiori, resta ferma. L'interconnessione di tutte le centrali in rete

dev'essere gestita in maniera tale che in ogni momento, a fronte di un certo livello di domanda, entrino in produzione solo le centrali i cui costi (variabili) sono inferiori. In questo modo si garantisce che la potenza elettrica prodotta lo sarà al costo minimo possibile. È il principio di ottimizzazione.

Va da sé che *il passaggio a un sistema concorrenziale fondato su contratti privati non deve mettere in discussione tale principio, e dunque la tecnica di ricorso alle centrali per «ordine di merito»*. Dare priorità al funzionamento di unità produttive a costi più elevati, infatti, sarebbe inefficiente e antieconomico. La deregolazione è accettabile solo se resta compatibile con la ricerca dell'efficienza. È possibile questo? È concepibile mantenere l'ordine di precedenza economico garantendo nel contempo ai clienti indipendenti che potranno beneficiare delle loro forniture elettriche alle condizioni di quantità, tempo e prezzo corrispondenti alle clausole dei loro contratti? Si può mantenere l'«ordine di merito» assicurando ai venditori un flusso di redditi corrispondente a quello dei loro contratti? E in che modo?

Per rispondere a questi interrogativi cruciali, descriverò la tecnica utilizzata in Norvegia e in Svezia, i due paesi che, negli ultimi anni, sono andati più avanti nella deregolazione e apertura alla concorrenza dei loro sistemi elettrici (e a cui oggi si guarda in California, per esempio, o in Spagna).

#### *La rete, gestore del mercato*

Un produttore A sottoscrive un contratto decennale di fornitura elettrica con un cliente B. Il contratto specifica, da una parte, la potenza elettrica che, fascia oraria per

fascia oraria, per tutta la durata del contratto, sarà messa a disposizione del cliente per far funzionare i suoi impianti; dall'altra, il prezzo medio al quale verrà fatturato il suo consumo elettrico per tutta la durata dell'impegno contrattuale.

In ipotesi, la rete è un «monopolio naturale», attraverso i cui cavi devono necessariamente transitare tutte le forniture, ed è amministrata da una società indipendente. Il produttore A trasmette alla società che gestisce la rete il suo contratto e il programma di forniture che lo accompagna. In teoria, alla rete spetterebbe di organizzare il transito delle forniture nei giorni e ore previsti. In realtà, accade qualche cosa di assai diverso.

*La comunicazione del contratto alle autorità della rete dà luogo a una sorta di quasi-contratto di fatto, in forza del quale la rete si sostituisce al produttore nel garantire al cliente la buona esecuzione delle forniture concordate, in cambio dell'impegno del produttore a iniettare nella rete potenze equivalenti nei periodi coperti dal contratto. In che modo, dunque, viene garantita la soddisfazione dei fabbisogni dei clienti? Quali centrali verranno chiamate a funzionare? Quella del produttore che ha firmato il contratto, o altre appartenenti ad altre società? La soluzione del problema è affidata interamente al gestore della rete, che effettuerà le sue scelte in base a criteri di ottimizzazione tecnico-economici, a prescindere dalle clausole del contratto comunicategli, alla sola condizione che i produttori rispettino i loro propri impegni. È come se i contratti, una volta notificati alla rete, venissero dimenticati; o anche, come se la rete esercitasse la funzione di «acquirente unico», assumendo il compito di condurre a buon fine l'esecuzione di*

*tutti i contratti, senza però che vi sia stato alcun atto giuridico di retrocessione dei contratti alla rete.*

Per soddisfare la domanda totale risultante dalla somma dei contratti, la società indipendente della rete ha facoltà, se così si può dire, di attingere dall'insieme delle capacità produttive disponibili nel sistema. In regime di mercato, però, non basta che dal centro parta un ordine al direttore della centrale, ordine che costui è tenuto a eseguire. La richiesta, invece, è rivolta a imprese autonome, delle quali occorre *ottenere la cooperazione volontaria*, offrendo un prezzo di remunerazione dei loro servizi sufficientemente attraente rispetto ai costi sostenuti. Il problema della rete è quello di offrire ai produttori un prezzo adeguato a ottenere da parte loro un'offerta globale pari alla domanda prevista, ma che sia anche il prezzo più basso possibile necessario a che tale offerta si concretizzi.

Il problema viene risolto mediante un *meccanismo di aste quotidiane*. Ogni mattina la rete formula le proprie previsioni sui fabbisogni relativi alle diverse fasce orarie del giorno dopo, poi chiede a ciascun produttore di comunicare il prezzo minimo richiesto per consentire che le sue centrali siano chiamate in funzione. Le offerte ricevute vengono impilate per ordine di prezzo crescente. All'ora stabilita, la rete chiama le centrali secondo tale ordine di precedenza, fino alla quota marginale il cui apporto equilibra produzione e consumo.

Il prezzo richiesto dal produttore marginale, a questo punto, viene accreditato a tutti i produttori come remunerazione dei kWh prodotti nella fascia oraria considerata. *La rete tiene una contabilità a partita doppia*. Da un lato, accredita a tutti i produttori i kWh da essi prodotti e contabi-

lizzati al prezzo dell'offerta più alta, quella presentata dall'ultimo produttore chiamato in funzione. Dall'altro, contabilizza tutti i kWh consumati dai clienti per ogni mezz'ora della giornata, al prezzo medio dell'insieme dei kWh prodotti nello stesso periodo – pari, per definizione, al «costo marginale» dell'ultimo produttore chiamato in causa. È il «prezzo spot». Tale prezzo, che esprime il «valore di mercato» dell'elettricità per la fascia oraria considerata, è estremamente volatile. Varia da un periodo all'altro e raggiunge livelli molto elevati nelle fasce in cui la domanda tocca la soglia di saturazione delle capacità disponibili.

*La rete  
e la contabilizzazione dei flussi*

---

Ogni quindici giorni (o una volta al mese, a seconda dei casi), la rete effettua la rilevazione dei contatori di produttori e consumatori e confronta, per ogni fascia oraria, i dati ricavati dalla lettura con quelli stabiliti nei contratti, dove il valore di vendita (o acquisto) del programma è calcolato sulla base di un prezzo medio fissato ex ante per una lunga durata. Tale prezzo determina, da una parte, ciò che il cliente sborserà nel periodo totale considerato per esser sicuro di disporre di una certa alimentazione elettrica; dall'altra, ciò che il fornitore incasserà per, in teoria, fornirgli tale servizio.

Nella realtà, e per un duplice motivo di sicurezza e di minimizzazione dei costi globali di funzionamento del sistema, la rete si sostituisce al fornitore nell'esecuzione del programma di forniture. Tale programma viene fatturato *a debito sul conto del cliente/consumatore*, al prezzo che gli è costato in teoria – ossia al prezzo pagato ai produttori per ottenere che essi

assicurassero ora per ora la copertura dei fabbisogni dell'insieme dei consumatori. Il prezzo è pari alla *somma di tutti i «prezzi spot» successivi quotati* in tutte le fasce orarie coperte dal contratto di fornitura. Poiché tale prezzo varia molto da un giorno all'altro e da una stagione all'altra, non vi è alcuna garanzia che il prezzo medio per kWh portato a debito sul conto del cliente nell'insieme del periodo considerato corrisponda al prezzo medio definito ex ante al momento della firma del contratto.

*Il fornitore, a sua volta, ha un conto di credito presso la rete, che viene aggiornato in funzione non delle forniture promesse per contratto ai clienti bensì del numero di ore in cui, nel periodo di esecuzione del contratto, viene effettivamente chiamato a produrre. A causa del meccanismo dell'ordine di merito e del metodo di calcolo collegato, la cifra non ha nulla a che vedere con quella figurante nel contratto. Dipende infatti unicamente dalla posizione relativa delle offerte del produttore nell'ordine di precedenza stabilito ogni giorno per ciascuna ora del giorno dopo. Il guadagno totale che la rete porta a credito del produttore per ogni periodo di fatturazione è, dunque, del tutto indipendente da ciò che figura nel contratto. Anche qui, non vi è alcun motivo perché il credito cumulato corrisponda a ciò che è scritto nel contratto. Tenuto conto delle forti variazioni orarie del «prezzo spot» in base al quale ciascun produttore chiamato in funzione viene remunerato, il guadagno finale può essere sia inferiore sia superiore alla somma inizialmente prevista nel contratto.*

Venuto il momento di *saldare i conti* – alla scadenza mensile, o alla scadenza del contratto – vi è dunque, da una parte, un cliente che ha ricevuto quanto il contratto

prevedeva, ma il cui conto debitorio è inferiore o superiore al pagamento inizialmente programmato; dall'altra, un produttore il cui saldo a credito è anch'esso superiore o inferiore alla remunerazione globale stabilita contrattualmente. Infine, vi sono dei *produttori terzi* dalla cui produzione si è dovuto attingere e che pertanto devono anch'essi essere pagati, se il fornitore parte contraente non è stato chiamato a produrre in misura sufficiente ad apportare alla rete un contributo pari al totale dei volumi definiti nel contratto iniziale.

Se la somma che figura a debito nel conto del cliente è superiore al prezzo totale previsto dal contratto, il produttore rimborserà la differenza alla rete (perché il costo più elevato per il cliente significa che il fornitore a sua volta è stato pagato di più per il suo apporto alla rete). Se invece la somma è inferiore, sarà il cliente a pagare la differenza (perché il fatto che il prezzo medio portato a debito nel conto del cliente sia inferiore a quello contrattualmente previsto implica che la remunerazione del fornitore per i suoi apporti alla rete è avvenuta anch'essa in base a un prezzo medio inferiore a quello figurante nel contratto). Alla fine, il produttore incasserà esattamente la somma prevista all'origine nel contratto; allo stesso modo, il cliente supporterà precisamente l'esborso previsto; anche i conti della rete risulteranno in equilibrio: una volta effettuate tutte le compensazioni, infatti, la società non dovrà spendere più di quanto ha incassato.

Grazie a questo *duplice meccanismo di separazione dei flussi fisici dai flussi finanziari* e di liquidazione dei conti con una procedura di «contratto per differenza», si ottiene un risultato doppiamente rimarchevole: per un verso, il contratto è rispet-

tato (il cliente ha ricevuto l'approvvigionamento previsto al prezzo concordato); per altro verso, è stato mantenuto il principio dell'ordine di merito che permette di ottimizzare il funzionamento dell'insieme delle capacità produttive, garantendo che le quantità prodotte lo siano al prezzo più basso.

Questo è il meccanismo adottato in Norvegia. È la società proprietaria della rete ad assicurare tutte le operazioni di contabilizzazione e compensazione, confrontando dati di produzione e consumo e contenuto dei contratti: ciò permette di limitare al minimo necessario i trasferimenti effettivi di denaro a favore della rete o dalla rete ai produttori. Tutto questo funziona perché il numero dei contratti, pur elevato, resta tuttavia in un ordine di grandezza maneggevole. Al crescere del numero, però, la gestione si appesantisce fortemente. Si tende, perciò, a passare a un sistema di funzionamento più simile a quello praticato in Gran Bretagna.

#### *Il sistema britannico*

In Inghilterra e nel Galles, il cordone ombelicale fra contenuto dei contratti e operazioni fisiche realizzate nella rete viene del tutto reciso. *I contratti non vengono neppure comunicati all'autorità incaricata della gestione della rete.* Non si tratta più di semplici contratti finanziari del tipo «contratti per differenza» che permettono a produttori e consumatori di coprirsi contro le variazioni giornaliere del prezzo spot, convenendo di scambiare ex ante le loro anticipazioni sulla probabile evoluzione stimata del prezzo medio dell'elettricità.

In questo sistema, non si effettua neppure alcun confronto fra ciò che l'uno pro-

mette di consegnare alla rete e ciò che effettivamente consegna, o ciò che l'uno prevede di attingere dalla rete e ciò che realmente attinge. Tutto ciò che il fornitore produce e consegna alla rete viene accreditato sul suo conto e fatturato alla rete in base alla somma dei prezzi spot constatati per ogni mezz'ora: è la rete a firmargli direttamente un assegno. Specularmente, il cliente firma direttamente alla rete un assegno in pagamento dell'insieme delle forniture ricevute, in base alle quantità contabilizzate e ai prezzi di mercato definiti per ogni fascia oraria. *Il saldo delle differenze* rispetto al prezzo convenuto nel contratto avviene a quel punto direttamente, fuori mercato, senza alcun coinvolgimento della rete, a parte la comunicazione dei documenti che permettono di verificare che cosa è stato effettivamente prodotto o consumato, e a quale prezzo.

È la cosiddetta tecnica del *Pool*, che separa, da un lato, una società che assicura la gestione dei flussi fisici (la Ngc, proprietaria dei mezzi di trasporto) e, dall'altro, una cooperativa di produttori – il *Pool* – che gestisce le procedure d'asta, calcola e rende pubblico il prezzo spot di mezz'ora in mezz'ora, e da ultimo tiene il registro di tutti i conti individuali, tanto dei produttori quanto dei compratori.

#### **Il problema delle «inadempienze»**

Per il settore elettrico, si tratta di un problema assolutamente cruciale. Si potrebbe immaginare che ogni fornitore di elettricità sia obbligato a consegnare in ogni momento alla rete esattamente la stessa quantità di energia attinta nel medesimo momento in un altro punto dal suo cliente.

Un simile coordinamento, però, è impossibile. È irrealistico pensare che – anche con strumenti di comunicazione e regolazione estremamente sofisticati – si possa in ogni momento assicurare che le quantità di energia iniettate nella rete e le quantità attinte corrispondano puntualmente alle specificazioni dei contratti fra produttori e clienti. Bisogna fare i conti con gli incidenti o i fermi che possono riguardare i produttori e con quelli che coinvolgono il sistema di trasporto (linee tagliate).

*Certe inadempienze sono prevedibili.* Si tratta, per esempio, dei fermi per manutenzione degli impianti: in questo caso, il produttore può coprirsi pagando un altro fornitore che produca in sua vece (scambio).

*Altre sono impossibili da prevedere.* In questo caso, per evitare incidenti di rete, occorre che qualcuno (il gestore della rete) abbia il potere discrezionale di compensare l'inadempienza degli uni chiamando altri a produrre istantaneamente, o con minimo preavviso.

Siamo ancora di fronte alla necessità di pilotaggio centralizzato della rete. Non basta disporre di un contratto per essere certi di ricevere in ogni momento le quantità concordate. La continuità e la sicurezza della fornitura impongono la presenza di una rete gestita in maniera unitaria, e proprio questo argomento viene utilizzato da coloro che non credono alla possibilità e all'efficacia di un'introduzione nel settore di procedure concorrenziali di mercato.

*In regime di monopolio integrato,* si torna al caso sopra ricordato. Tutti i casi di inadempienza sono risolti dal carattere fungibile delle forniture. Il solo problema del gestore della rete è di avere buone pre-

visioni, tali da permettergli di anticipare al meglio i tassi probabili di inadempienza per ogni fascia oraria, tenendo di riserva un volume sufficiente di capacità disponibili. La chiamata in funzione di centrali suppletive non pone difficoltà: i direttori eseguono gli ordini ricevuti dal centro.

*In regime di contratti privati, invece, le cose si complicano.* Per far fronte alle inadempienze, la rete può ottenere la cooperazione dei produttori privati solo se ha precedentemente concluso con loro dei contratti che definiscono a quali condizioni può chiedere il loro intervento. Si pone, inoltre, un *problema finanziario* che non esiste in regime di monopolio integrato. Occorre che coloro ai quali viene chiesto di intervenire per supplire a inadempienze altrui siano compensati finanziariamente per ciò che hanno prodotto e bisogna stabilire a quale prezzo avverrà tale compensazione.

Occorre distinguere fra due tipi di inadempienze, quelle che possono essere previste e anticipate e quelle che corrispondono a incidenti imprevedibili.

Un impianto può richiedere interventi di riparazione e manutenzione che ne modificano il piano produttivo. Il proprietario, però, mantiene una certa libertà nella programmazione dei fermi. Il suo interesse è di programmarli, nei limiti del possibile, per i periodi in cui è massima la probabilità che il prezzo contabilizzato dalla rete sia più basso del suo costo marginale (perché in quel momento non verrà chiamato) o comunque minimo in rapporto a tale costo.

In caso di fermo programmato, il produttore ritira la sua offerta dall'ordine di merito (anche se si tratta di una fascia oraria in cui si presume lavori per il suo clien-

te). *Un altro produttore verrà chiamato al suo posto e gli verrà accreditato per la fascia oraria in questione il prezzo spot risultato dalle aste del giorno prima. La sanzione della mancata offerta è la corrispondente perdita di entrate. Il sostituto viene pagato al prezzo del giorno.*

Non vi è alcuna differenza rispetto alla situazione che si verifica quando il produttore non viene chiamato dalla rete perché il suo costo marginale è troppo elevato rispetto alle altre offerte. Altrimenti detto, l'inadempienza non è un problema in sé. Il suo costo è semplicemente il prezzo orario di mercato. Data la forte volatilità di tale prezzo, il produttore dovrà cercare di pianificare i fermi in funzione delle variazioni probabili anticipate dei prezzi di mercato.

*Il costo dell'inadempienza è il prezzo di mercato, il prezzo spot orario. Il produttore A può, però, cercare di coprirsi a minor costo. È questo il vantaggio di un mercato in cui si confrontano offerte fondate su anticipazioni individuali differenti.*

#### *Il meccanismo dello scambio*

Immaginiamo due produttori, A e B, che operino a costi costanti. Il costo del produttore A è di 80 e la sua anticipazione è che il prezzo di mercato (il costo del produttore marginale ultimo chiamato per soddisfare il fabbisogno totale degli utenti) sarà di 100 per la fascia oraria in questione. Non far funzionare il suo impianto gli costa un'entrata di 100, ma gli fa anche economizzare una spesa di 80. Il costo del fermo – il costo di non fornire lui stesso la quantità di energia specificata nel suo contratto – è pari a 20 per ogni kWh non prodotto.

Immaginiamo ora un secondo produttore B il cui costo unitario di produzione

per lo stesso periodo sia di 95 e che si attende che il prezzo di mercato sia 90. Anticipa dunque che non sarà chiamato e pertanto disporrà di una capacità produttiva che può offrire a qualcun altro per sostituirlo in caso di inadempienza.

A proporrà a B uno scambio: sapendo di dover effettuare un fermo, gli proporrà di produrre in sua vece l'elettricità promessa al cliente, e a questo fine gli offrirà 96. Poiché la cifra copre il suo costo di produzione, B accetterà. Essendo certo di incassare 96 per kWh (nel quadro di un contratto per differenza) presenterà dunque la sua offerta per ordine di merito, a 90: il che, nelle sue previsioni, gli assicura di essere chiamato. B prende il posto di A. La medesima domanda totale viene soddisfatta. Il cliente di A è servito. Per A il costo unitario del fermo è solo di 96 (versati a B), in luogo dei 100 che gli avrebbe fatturato la rete. Poiché allo stesso tempo evita di spendere 80, il costo reale del fermo di produzione è solo di 16 (invece di 20 se non avesse preso nessuna precauzione).

In realtà, per effetto della fungibilità della corrente elettrica, la transazione può assumere quattro differenti fattispecie, di seguito esaminate.

**1. Il prezzo spot viene effettivamente stabilito a 100** (si realizza la previsione di A). Il produttore B viene chiamato. Sul suo conto viene accreditato 100. Guadagna 5 per ogni kWh prodotto. Ma, avendo concluso un contratto a 96, è tenuto a versare la differenza (4) al produttore A. Rispetto all'alternativa di non cercare un contratto di sostituzione, il fermo del generatore costa ad A non 20 bensì solo 16 per kWh prodotto e fa guadagnare 1 a B.

**2. Il prezzo spot viene stabilito a 90** (si realizza la previsione di B). B viene chia-

mato (perché, essendo certo di incassare 96, è entrato nell'ordine di merito offrendo 90 invece di 95). Riceve 90 dalla rete, ma spende 95 in costi di funzionamento. B, dunque, perde 5. Poiché però il suo contratto è di 96, A gli versa la differenza, ossia +6. A ha sbagliato previsione e ha fatto un cattivo affare: l'esecuzione del suo contratto gli costa  $-(20+6)=-26$ . B perde 5 ma incassa 6, sicché alla fine il suo guadagno è di 1.

**3. Il prezzo spot sale a 105.** B viene chiamato. Sul suo conto viene accreditato 105. Poiché il contratto concluso con A è di 96, B versa 9 ad A, il cui deficit si riduce a 11. B, da parte sua, incassa comunque un guadagno di 1.

**4. Il prezzo spot scende a 80.** B non viene chiamato, il che gli fa perdere un'entrata di 80, ma gli fa anche risparmiare 95 in costi di produzione. B risparmia 15. Incassa 96 da A, ma deve procurarsi sul mercato una fornitura equivalente pagando 80. Anche qui, guadagna 16. Quale sarebbe stata la sua situazione in assenza del contratto? Gli sarebbe stato addebitato 80 (per inadempimento degli altri suoi contratti di fornitura), ma avrebbe risparmiato 95, con un risparmio di +15. In totale, B ha un saldo positivo di +16. Quanto ad A, il suo fermo gli costa 96 (pagati a B), invece degli 80 che gli sarebbero stati pagati dalla rete. A perde 16.

Queste poche situazioni descritte mostrano che l'efficacia dello strumento di copertura dipende, per un verso, dall'affidabilità delle previsioni individuali di ciascun attore sulle variazioni dei prezzi di mercato; ma anche, per altro verso, dalla sua conoscenza dei costi di produzione degli altri produttori. Se A non si sente sufficientemente sicuro del proprio giudi-

zio, può rivolgersi a un *intermediario specializzato* il quale, a sua volta, impegna tutti i propri sforzi non nel produrre bensì nell'acquisire una conoscenza più approfondita delle variazioni del mercato e dei costi del settore. Grazie a tale specializzazione, l'intermediario potrà offrirgli un'assicurazione meno costosa contro il rischio di inadempienza.

#### *La funzione dell'intermediario*

Immaginiamo dunque un terzo (Trader 1) specializzato in questo genere di transazioni. Il produttore A, affaccendato con la sua centrale, ignora l'esistenza del produttore B. Trader 1, invece, conosce le caratteristiche individuali di A e di B. Propone perciò ad A di vendergli per 99 la fornitura sostitutiva, e la compra poi da B per 96. Per A il costo del fermo si riduce di 1, B guadagna 1 rispetto all'alternativa di subire passivamente la non inclusione fra i chiamati e T1 guadagna 3.

A questo punto si presenta T2 il quale, avendo forse migliori informazioni di T1 sui costi effettivi di A e B, propone di pagare 97 a B per vendere ad A al prezzo di 98. Conclusione: il contratto iniziale di A viene eseguito (la rete serve il cliente senza deficit), ma A risparmia 2 rispetto alla penalità che avrebbe dovuto pagare alla rete per l'inadempienza. *La presenza di traders in concorrenza consente ad A di risparmiare rispetto a quello che gli sarebbe costata la sua situazione di ignoranza, ma per ciò stesso gli consente anche di ridurre i suoi futuri prezzi di offerta, perché ormai sa che l'inadempienza gli costerà meno cara di quanto inizialmente previsto.*

Immaginiamo infine che A creda che vi sia una probabilità su due che il prezzo spot sia di 100 e due su tre che sia di 90. La

sua anticipazione «probabilizzata» è intorno a 93. In questo caso, non vi è scambio possibile con B (il cui costo di produzione è 95). A e B pagheranno senza sconti, l'uno il costo della propria inadempienza, l'altro il fatto di non essere competitivo rispetto ai concorrenti.

Supponiamo però che T, il quale è uno specialista dell'informazione, ritenga a sua volta che vi è il 100 per cento di probabilità che il prezzo spot sia 100. T può promettere a B un contratto con remunerazione 96 (anche se non sarà T stesso a utilizzarla) e proporre ad A di rivendergliela con un contratto di 93. Se il prezzo effettivo è davvero pari a 100, B riceve 100 dalla rete ma versa 4 a T (saldo +4). T però vende ad A per 93 un contratto che ha comprato per 96 (saldo -3). Il guadagno finale per T è +1. B guadagna 1. Quanto ad A, l'inadempienza gli costa -13 invece che -20.

Conclusione: *la presenza di traders permette di far scendere i prezzi dell'elettricità grazie alla riduzione dei costi per inadempienza sopportati dai produttori. L'utilizzazione delle capacità produttive è migliore: la fornitura di A viene prodotta da un operatore meno caro (B a 95) mentre senza questa possibilità di scambio sarebbe stata coperta dalla rete chiamando un produttore marginale a costo 100. Perché tutto ciò accada, tuttavia, vi è una condizione importante: che la rete renda pubblico un prezzo di riferimento per l'elettricità in ogni fascia oraria della giornata (il prezzo spot definito dalle aste quotidiane).*

Perché gli scambi si realizzino al costo minimo occorre una borsa che raccolga domande e offerte, nonché tutte le informazioni relative ai contratti. La borsa può emergere privatamente per iniziativa di alcuni traders specializzati nella raccolta e

trattamento delle informazioni del settore. Nei casi noti di mercato (Paesi scandinavi, Inghilterra, California, domani la Spagna), viene organizzata dalle autorità nel quadro delle attività del gestore della rete, il quale naturalmente è il meglio collocato per suscitare tale incontro.

Passiamo ora ai *fermi non programmabili (dovuti a guasti) e che devono essere compensati quasi istantaneamente*. In conformità al principio della rete, qualsiasi inadempienza istantanea di un produttore verrà compensata chiamandone un altro. Occorre perciò che vi siano capacità produttive pronte a iniettare nella rete la potenza mancante. Un generatore, tuttavia, non è una macchina che parta istantaneamente: per reagire con un preavviso di dieci minuti, occorre che alcuni impianti siano già pronti, i quali dunque avranno sopportato certi costi di avviamento (*start-up costs, no load costs*) prima ancora di sapere se saranno davvero chiamati a entrare in funzione.

Questo significa che il prezzo spot (che tiene conto solo del costo marginale dell'ultimo produttore chiamato) non è adeguato alla remunerazione del servizio: esso richiede, invece, un prezzo di mercato specifico, in risposta alla sua particolare natura.

#### *I servizi di soccorso*

La soluzione consiste nel praticare un'altra serie di aste, rivolte a produttori che accettino di firmare con la rete un contratto speciale in forza del quale si impegnano a rispondere a chiamate con brevissimo preavviso. È questo il metodo adottato nei Paesi scandinavi. La rete dispone di una «riserva», costituita dalle offerte di un certo numero di produttori (ma anche di

grandi clienti) firmatari di un accordo di reciproco aiuto (*balance service*) con cui si impegnano ad aumentare o ridurre con brevissimo preavviso la potenza iniettata nella rete.

Ogni mattina, il gestore della rete riceve le loro proposte per ogni fascia oraria del giorno dopo e queste vengono classificate in ordine crescente di prezzo. In caso di emergenza, le chiamate dalla rete partono secondo tale ordine di merito. Il principio è che ogni volta che un intervento si rende necessario, l'energia in tal modo prodotta (*regulating power*) è pagata, ora per ora, al prezzo d'offerta dell'ultimo impianto chiamato in ciascuna delle fasce orarie in questione.

Restano da saldare i conti di tutti gli intervenuti. I contatori situati all'entrata (produttori) e all'uscita della rete (distributori, clienti industriali) vengono letti automaticamente ogni ora. Vengono sommate, per i produttori, tutte le consegne alla rete e, per i clienti, tutte le forniture provenienti dalla rete. I totali vengono confrontati, ora per ora, con i volumi previsti nei contratti. Le differenze vengono segnate in una bolletta che il gestore del mercato invia ogni quindici giorni a tutti gli agenti.

Sulla differenza, la parte coperta da contratti di scambio negoziati in borsa viene pagata ai prezzi contrattuali e il regolamento avviene direttamente fra le parti. I saldi non coperti da tali contratti sono regolati al prezzo di mercato, dai clienti debitori verso la rete, per un lato, e dalla rete verso i produttori con conto creditorio, per l'altro lato - tranne per le ore in cui vi è stato intervento di soccorso (*balance power*). Al consolidamento finale dei conti, sono possibili quattro situazioni:

a) ore nelle quali non si è avuto alcun intervento di soccorso: tutti i conti (debitori o creditori) vengono confrontati ai contratti e saldati in base al prezzo di mercato pubblicato per ogni fascia oraria;

b) ore nelle quali sono stati iniettati nella rete apporti supplementari di potenza per mantenere il sistema in equilibrio: tutti i conti debitori (quelli di coloro che hanno attinto quantità maggiori rispetto a quelle contrattualmente previste) vengono fatturati al prezzo d'offerta dell'ultima centrale di soccorso chiamata; tutti gli altri vengono retribuiti in base al prezzo di mercato;

c) ore nelle quali si sono avute riduzioni volontarie di potenza: tutti i conti creditori (quelli di coloro che hanno attinto meno di quanto previsto nel contratto) sono pagati in base al prezzo richiesto da colui che ha chiesto meno per ridurre la propria potenza; tutti gli altri sono fatturati in base al prezzo di mercato;

d) ore nelle quali si sono avuti contemporaneamente interventi di soccorso e riduzioni volontarie: i conti debitori vengono fatturati al prezzo d'offerta dell'ultima centrale chiamata e i conti creditori sono pagati al prezzo più basso richiesto.

Grazie a tali complessi meccanismi, si riesce a ottenere che tutta l'elettricità prodotta lo sia al minor costo possibile, senza bisogno di ricorrere a un'intermediazione centralizzata. *Capovolgendo il ragionamento tradizionale dei tecnici del settore, si ha un mercato che in qualche modo simula i risultati teorici di una decisione centralizzata.* È possibile per questa via garantire un livello di efficienza di breve termine almeno pari a quello di un sistema elettrico gestito centralmente, senza però i costi di lungo periodo dovuti all'eliminazione di tutti i fattori di concorrenza.

**Le conseguenze economiche  
della definizione  
del prezzo in asta pubblica**

Una delle obiezioni abitualmente sollevate dagli avversari del ritorno alla concorrenza nel settore elettrico è che *le procedure d'asta possono garantire la riproduzione di un risultato «ottimale» solo se le offerte formulate dai produttori riflettono correttamente i loro costi marginali effettivi*. Ad avviso di tali critici, non vi sarebbe garanzia alcuna che le cose stiano davvero così. In regime di gestione centralizzata, com'è il caso di Edf [Electricité de France, l'Enel francese, n.d.r.], le procedure per ordine di merito sono regolate da «costi» dettati dalle caratteristiche tecnico-economiche degli impianti e materiali utilizzati. Nelle aste di mercato, le offerte esprimono «prezzi» richiesti dai produttori. La differenza è rilevante. Che cosa garantisce che i prezzi in tal modo richiesti siano allineati ai costi, sicché si realizzi la condizione prima alla base dell'ottimizzazione?

Chi muove questa critica ignora le conseguenze del fatto che la rete è tenuta a rendere pubblico l'esito delle aste quotidiane, comunicando per ogni fascia oraria un prezzo di riferimento chiaramente leggibile, che in seguito può esser fatto oggetto di numerose analisi e previsioni.

La caratteristica di un sistema di produzione in rete, quale il sistema elettrico, è in effetti quella di dare al produttore, in ogni momento, *la scelta fra due possibilità: o produrre lui stesso l'energia che ha venduto e consegnarla alla rete, o non produrre e lasciare che la rete trovi altrove la fornitura promessa, salvo pagare nel secondo caso una penale pari al costo di produzione dell'ultima centrale chiamata a compensare la sua inadempienza*.

Come scegliere fra le due alternative? La risposta è semplicissima: se il prezzo di chiamata che emerge dall'asta per una certa fascia oraria è inferiore ai costi di produzione dell'operatore in questione, il suo interesse è di non produrre. Gli conviene approfittarne per fare lavori di manutenzione o semplicemente tenere chiusa la centrale – e questo a prescindere dal prezzo di vendita indicato nei suoi contratti. Come abbiamo visto sopra, gli costerà meno pagare la rete per la mancata fornitura, o accordarsi con un altro produttore per farsi sostituire. Se, all'opposto, il prezzo d'asta è superiore al suo costo di produzione, il suo interesse è evidentemente di produrre.

La possibilità di scelta significa che, in realtà, il rischio che i produttori adottino sistematicamente strategie di inganno sui loro costi è assolutamente minimo. Chi offre un prezzo più elevato del suo costo effettivo corre il rischio di non essere chiamato anche in casi in cui il prezzo di chiamata sia superiore al suo costo marginale, ossia in casi in cui avrebbe guadagnato di più scegliendo di produrre che adottando una strategia tale da aumentare la probabilità di non essere chiamato. Specularmente, chi (nella speranza di essere chiamato più spesso) offre un prezzo troppo basso, inferiore al costo di produzione, corre il rischio di essere chiamato a produrre in casi in cui il prezzo sia inferiore agli oneri sopportati. È vero che in questa seconda ipotesi potrà anche scegliere di dichiararsi «inadempiente»: ma ciò non impedirà che l'inadempienza gli venga imputata al prezzo di mercato, ossia a un prezzo superiore al suo costo di produzione. Tanto la prima quanto la seconda scelta, dunque, si tradurranno in perdite economiche: una stra-

tegia fondata sulla menzogna, in altri termini, non è remunerativa, tranne che per grandi imprese detentrici di una quota di mercato tale da assicurare loro una posizione dominante inattaccabile.

A meno che un produttore dominante sappia in anticipo di avere maggiori probabilità degli altri di ritrovarsi a formulare l'offerta marginale – e dunque in posizione tale da influenzare il livello dei prezzi di chiamata emergenti dalle aste – il sistema presenta, pertanto, una *proprietà importante, quella di spingere le imprese ad avanzare offerte che siano il più vicine possibile ai loro costi reali.*

Ciò significa che, per definizione, accetteranno di connettersi alla rete solo quelle centrali che è «efficiente» far funzionare (quelle il cui prodotto ha valore superiore al costo). Significa anche che il meccanismo introduce una coincidenza egualmente notevole fra interesse economico dei produttori e programma di ottimizzazione delle chiamate definito dal gestore della rete. Nessun imprenditore desidererà che i suoi impianti funzionino per un numero di ore maggiore di quello che gli è richiesto. I produttori, in definitiva, saranno *indifferenti al fatto che le loro centrali entrino oppure non entrino in funzione, pur essendo incentivati a mostrarsi quanto più possibile disponibili a lavorare nelle fasi in cui più forte è la tensione sul mercato.*

Infine, la possibilità di fare riferimento a un prezzo visibile, regolarmente quotato, e quotato con meccanismi la cui correttezza viene riconosciuta dalla maggioranza degli operatori, crea una *situazione favorevole all'offerta di nuovi prodotti contrattuali, promuovendo una miglior copertura e ripartizione dei rischi non solo fra produttori e clienti ma anche facendo entrare*

in gioco nuove figure di operatori finanziari, estranei al settore elettrico tradizionale. Penso qui ai *mercati a termine* dell'elettricità che già esistono in Inghilterra e negli Stati Uniti e che dovrebbero fra breve cominciare a svilupparsi anche in Scandinavia.

Come abbiamo visto, la logica che presiede alla nascita di borse di scambio dei contratti elettrici è fondata sul fatto che gli operatori non formulano tutti le medesime anticipazioni sull'evoluzione futura dei prezzi di mercato. Poiché tali prezzi tendono a diventare tanto più volatili quanto più la tecnologia permette di seguire puntualmente (in tempo reale, quasi) le variazioni del valore dell'elettricità al variare della domanda, ne risulta che, al moltiplicarsi del numero dei contratti, cresce la richiesta di meccanismi di copertura: i produttori, cioè, cercano di limitare i loro rischi individuali dividendoli con altri i quali, a loro volta, accettano di entrare nel gioco perché i loro propri rischi sono limitati da una miglior conoscenza delle possibilità di diversificare il loro portafoglio.

Com'è accaduto per molti altri mercati (prodotti petroliferi, gas naturale, eccetera) il prezzo spot tende dunque a diventare il vertice e il punto di ancoraggio di una piramide di contratti elettrici sempre più complessi e diversificati, il cui grado di liquidità crescerà al crescere dei mercati. Avendo come approdo ciò che alcuni definiscono la *commoditization* dell'elettricità: ossia la sua trasformazione in una materia prima di base, negoziabile su mercati a pronti o a termine, o ancora su mercati di prodotti derivati, in condizioni identiche a quelle note per tutte le altre grandi materie prime nel mondo.

### Il problema del recupero dei costi fissi

Questo approccio, tuttavia, lascia un problema in sospeso. Se il prezzo di chiamata è definito soltanto dal costo marginale dell'ultimo produttore chiamato, quest'ultimo potrà recuperare soltanto i costi variabili (il combustibile) ma non quelli fissi né le spese necessarie a rendere i suoi impianti disponibili a produrre (costi di avviamento, costi di attesa, eccetera). Gli altri, con costi marginali inferiori (i produttori infra-marginali), avranno entrate di poco superiori alle loro spese per combustibile. Globalmente, però, tutti i produttori di elettricità recupereranno solo parte dei loro costi fissi. Alcuni – quelli le cui centrali si trovano più spesso nella posizione di «produttore marginale» – andranno al fallimento, anche se le loro decisioni sono, dal punto di vista economico, perfettamente efficienti. È questa un'altra grande obiezione rivolta ai progetti di liberalizzazione dei mercati elettrici.

Questa situazione richiede che almeno per certe ore – quelle di maggior carico nell'anno – il prezzo di chiamata non sia più rigidamente legato al costo marginale

dell'ultimo produttore chiamato. La soluzione discende dal fatto che, a causa degli specifici caratteri dell'elettricità (istantaneità, impossibilità di stoccaggio), vi sono in realtà non uno solo bensì *due prezzi di equilibrio*, due prezzi di mercato:

1) un prezzo per le fasce orarie nelle quali la domanda resta nei limiti delle capacità produttive disponibili;

2) un prezzo per i periodi in cui l'insufficienza delle riserve di produzione disponibili impone di razionare la domanda.

#### *Le ore in cui $D < K$*

Per le ore che rientrano nella prima categoria, il prezzo di mercato è determinato dal costo marginale dell'ultimo offerente chiamato nella fascia oraria considerata.

Il processo è riassunto nella figura 1. Il giorno prima, le imprese comunicano alla rete, per ogni fascia oraria del giorno dopo, il programma delle centrali che sono pronte a far funzionare, nonché il prezzo richiesto per accettare che siano chiamate e che la loro produzione sia ceduta alla rete. Tali offerte sono classificate in ordine crescente. La classificazione dà luogo alla curva MM. Supponendo che le offerte for-

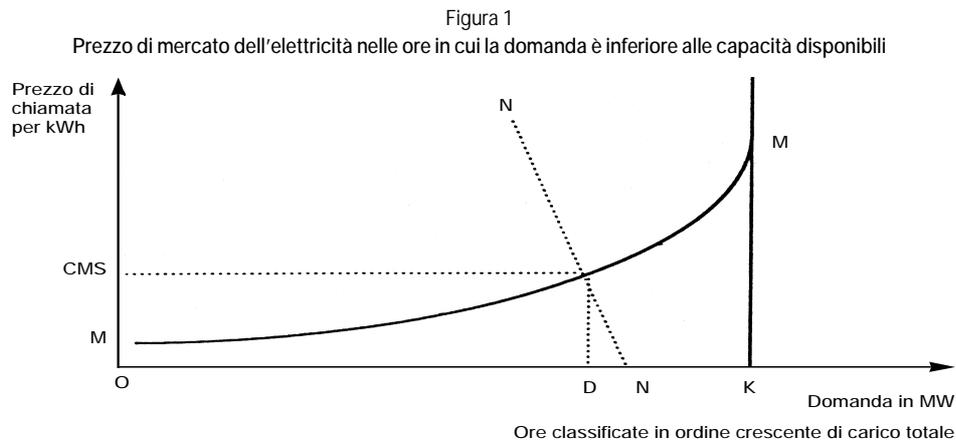
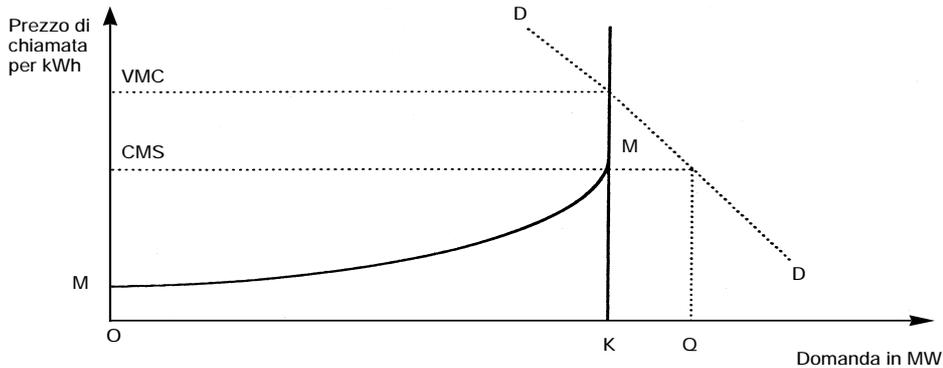


Figura 2  
Prezzo di mercato dell'elettricità nelle ore in cui la domanda è superiore alle capacità disponibili



multate riflettano «onestamente» il costo marginale di ogni impianto (si vedrà più avanti che cosa garantisce la sincerità di queste dichiarazioni), tale curva mostra il costo di ogni produttore marginale a misura che, al crescere della domanda, la rete fa appello a una quota di produzione supplementare, cominciando da quelle che dichiarano i costi più bassi e finendo a quelle con i costi più elevati.

Se per una certa fascia oraria la domanda è rappresentata dalla retta NN, l'equilibrio è dato dalla domanda D. Questa sarà soddisfatta grazie alla chiamata ultima di una quota di produzione il cui costo marginale è CMS. CMS rappresenta il *costo marginale del sistema elettrico* nella fascia oraria considerata. Definito dall'intersezione di MM con la curva di domanda NN, rappresenta egualmente il *valore dell'elettricità* per le fasce orarie nelle quali la domanda può essere soddisfatta senza difficoltà con le capacità produttive esistenti. CMS costituisce dunque il *prezzo di chiamata* dei produttori, ma anche il *prezzo di mercato* dell'elettricità per la fascia oraria in questione.

#### *Le ore in cui $D > K$*

Per le ore che rientrano nella seconda categoria, non basta più come riferimento il costo marginale dell'ultima unità produttiva chiamata. Essendovi eccesso di domanda, occorre individuare una *procedura di razionamento*.

La soluzione economicamente «efficiente» consiste nell'organizzare aste fra i maggiori clienti del sistema (le società di distribuzione più i grandi consumatori industriali), di modo che, nelle ore in cui il sistema funziona in prossimità della soglia massima di capacità produttiva, vengano prioritariamente serviti quelli fra loro che ci tengono assolutamente – per i quali, cioè, è maggiore il *valore* di ciò che viene prodotto dalle ultime unità chiamate in funzione. Devono invece ritirarsi coloro per i quali l'elettricità prodotta in queste ore non ha un valore tale da spingerli a pagare più di quanto offrono gli altri.

Nella figura 2, DD rappresenta la domanda corrispondente alle ore di punta. Se il prezzo di chiamata viene fissato a CMS, la domanda effettiva sarà Q, superiore a ciò che può essere prodotto con le capacità di-

sponibili. L'equilibrio fra domanda e offerta si ristabilisce se il prezzo di mercato viene portato a VMC. Tale prezzo è necessario perché un numero sufficiente di utenti accetti di ridurre il proprio consumo (di «ritirarsi»), di modo che la domanda totale rivolta al sistema elettrico dall'insieme della popolazione torni da  $Q$  a  $K$ . VMC dà il *prezzo di mercato* dell'elettricità in queste fasi di saturazione e rappresenta il *valore marginale dell'elettricità per i consumatori* in tali fasce orarie.

Questa è la soluzione adottata dagli scandinavi, che mettono all'asta il 5 per cento più caro delle ore. I norvegesi, ma anche gli svedesi, fanno partecipare i maggiori clienti del sistema tanto alle aste che servono a costruire l'ordine di precedenza per le chiamate del giorno dopo, quanto a quelle utilizzate per costruire la *riserva di potenza* del giorno stesso.

In Inghilterra e nel Galles, ad alcuni grandi clienti viene offerta la possibilità di indicare un prezzo, superato il quale la fornitura viene interrotta. Si tratta, tuttavia, solo di un'eccezione. Per gli altri, il costo marginale dell'ultima unità produttiva chiamata viene semplicemente maggiorato, nelle ore di punta, di un coefficiente che rappresenta l'attesa matematica del costo dell'inadempienza.

Questo meccanismo di «prezzo duplice» permette di risolvere il problema dei costi fissi. Introduce infatti una *grande volatilità* nel prezzo di mercato. Questo può salire molto – ben al di là anche dei costi marginali del produttore più caro – nelle ore in cui il sistema funziona al limite della saturazione. Per tali ore molto care, i produttori infra-marginali con i costi marginali più bassi del sistema (le centrali nucleari) incasseranno entrate considerevoli,

capitalizzate su una durata molto lunga. Questo *cash flow* rimborserà i prestiti che hanno permesso di costruire gli impianti. Le unità produttive che si collocano più in alto nell'ordine di merito e che dunque saranno chiamate meno spesso (ore di punta, semi-base) incasseranno meno perché la differenza fra i loro costi e il prezzo è inferiore. Si tratta, però, di produzioni fondate su tecnologie che richiedono livelli di investimento assai meno consistenti. Di norma, dunque, il prezzo basterà perché i produttori che lavorano con questo secondo tipo di impianti (gas, cogenerazione) si contentino di funzionare per un limitato numero di ore all'anno e ne siano soddisfatti.

#### **Il problema della concorrenza e dei «costi irrecuperabili»**

La creazione di queste nuove istituzioni del mercato ha come effetto il ritorno della concorrenza su quattro livelli:

- ❶ in primo luogo, la *concorrenza* nel senso classico del termine, quella che si manifesta *nella scelta tecnologica dei progetti* e degli investimenti al momento della concezione e realizzazione di nuove unità produttive;
- ❷ in secondo luogo, la *concorrenza associata al rischio di mercato*, o rischio tecnologico: il rischio di obsolescenza accelerata che l'investitore assume quando l'ingresso sul mercato torna a essere libero, sicché l'arrivo di altri produttori, facenti uso di nuove tecnologie il cui sviluppo non era stato previsto, rischia di compromettere la realizzazione dei piani finanziari iniziali;
- ❸ in terzo luogo, la *concorrenza sul mercato dei contratti di soccorso*: è quella che i produttori si fanno vicendevolmente per

scambiare contratti che permettano di ridurre il costo delle inadempienze (la borsa degli scambi);

④ da ultimo, la *concorrenza commerciale* a valle della produzione, volta a conquistare il cliente proponendogli prodotti, servizi o prezzi diversi dagli altri (la fine del monopolio della distribuzione, parziale quando si limita alle vendite all'ingrosso, totale quando arriva fino al consumatore finale).

Il ritorno della concorrenza alimenta un aspro dibattito sull'opportunità di indennizzare delle perdite provocate dal nuovo regime economico i produttori che in passato erano protetti dal monopolio. È questa la questione dei cosiddetti «costi irrecuperabili», che viene generalmente presentata in maniera molto parziale e partigiana e utilizzata come ulteriore alibi per moltiplicare gli ostacoli agli sforzi di liberalizzazione dei mercati elettrici. Su questo punto sono necessarie alcune nette precisazioni.

#### *La concorrenza delle nuove tecnologie*

Da diversi anni, assistiamo al *calo del costo marginale del gas* rispetto alle altre tecnologie che, in ore di punta e semi-base, utilizzano combustibili fossili. Sempre più spesso, pertanto, le centrali a cogenerazione o a ciclo combinato vengono chiamate a funzionare, in luogo e vece di altri impianti. Tali centrali hanno convenienza a lavorare anche in fasce orarie corrispondenti a prezzi più bassi (semi-base). Il fatto che siano chiamate a produrre per un numero maggiore di ore fa salire i profitti delle centrali che hanno un costo marginale inferiore a quello dell'ultima chiamata; rap-

presenta però, allo stesso tempo, un segnale per l'ingresso in queste fasce di nuovi produttori in concorrenza. Le centrali esistenti, perciò, devono impegnarsi a far crescere la produttività, riducendo i costi di funzionamento e recuperando costi marginali tali da assicurare loro maggiori probabilità di trovarsi ben piazzate nell'ordine di merito.

Risultato: l'equilibrio nelle ore di maggior carico dell'anno sarà realizzato grazie all'apporto di quote marginali costrette, dalla nuova concorrenza, a fare offerte più basse per salvaguardare il loro equilibrio finanziario. Il prezzo di chiamata per tali fasce orarie scenderà, e con esso il prezzo medio dell'elettricità venduta. Il calo nelle ore di punta e semi-base ha però come effetto di ridurre anche i profitti complessivi di tutti gli altri produttori chiamati nelle altre ore. La figura 3 a pagina seguente spiega in che modo ciò avviene.

#### *Il problema del nucleare*

Il grafico presenta un caso classico di «domanda monotona». La durata per la quale il sistema richiede una potenza elettrica eguale o superiore al valore letto in ordinata è espressa dall'ascissa del punto corrispondente sulla curva. Si suppone che il parco produttivo sia composto da tre tipi di centrali: centrali nucleari che funzionano «in base» da 3.000 a 8.700 ore l'anno, centrali a combustibile minerale solido (carbone) che funzionano in semi-base da 1.500 a 3.000 ore l'anno e infine centrali a gas naturale che funzionano per meno di 1.500 ore l'anno; si suppone inoltre che tutte le centrali appartenenti alla stessa categoria siano identiche, e che il costo d'uso del rispettivo combustibile sia costante.

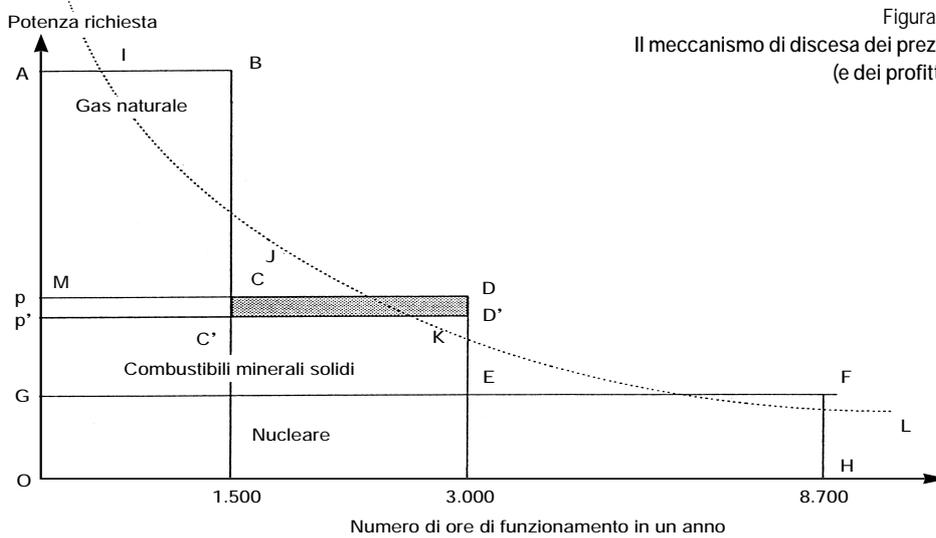


Figura 3  
Il meccanismo di discesa dei prezzi  
(e dei profitti)

Le centrali sono chiamate in ordine crescente di costo marginale (da A a O). La curva di chiamata è rappresentata dalla linea spezzata ABCDEFH (nella realtà, i costi sono maggiormente dispersi e si ha una curva corrispondente a IJKL). I profitti netti delle centrali nucleari sono rappresentati dall'area ABCDEG (totale dell'area coperta da ABCDEFH meno i costi variabili OGFH). Tale area rappresenta ciò che resta alla produzione nucleare per coprire i propri costi di investimento. In situazione di ottimo – se tutta la produzione è realizzata al minor costo, sicché in regime di ingresso libero nel mercato nessun nuovo produttore avrebbe convenienza a entrare – i profitti corrispondono ai costi fissi. L'equilibrio finanziario è garantito.

Le cose cambiano se non si è più in equilibrio e se l'apertura del mercato dà luogo all'ingresso, in semi-base, di nuovi produttori dotati di una tecnologia a gas naturale i cui costi marginali sono ormai concorrenziali rispetto a quelli degli impianti

a combustibile solido. La concorrenza, infatti, fa scendere il prezzo per la semi-base da  $p$  a  $p'$ . I profitti netti delle centrali nucleari corrispondono a questo punto all'area  $ABC'D'EG$  e non coprono più il totale dei costi fissi. Si ha pertanto un deficit finanziario pari a  $CDD'C'$ : il nucleare non genera più un *cash flow* sufficiente a rimborsare i suoi debiti.

Tutti e tre i tipi di centrali perdono soldi, le più costose un po' più delle altre, le meno costose un po' meno. Se il calo dei prezzi si estende, arriva un momento in cui, a dire di alcuni, la sola risposta possibile consiste nel fermare le centrali nucleari più costose, spostando la domanda sulle altre. Le centrali nucleari più costose si trasformano così in «costi irrecuperabili»: un investimento per il quale non vi è più alcuna speranza di rientro, e che viene trasferito nel conto profitti e perdite. Si può accettare che l'arrivo di nuovi produttori «marginali» imponga la chiusura di impianti la cui costruzione è costata così cara?

*Il falso dibattito sui «costi irrecuperabili»*

Per rispondere bisogna cominciare con il ricordare che le centrali a cogenerazione o a ciclo combinato non fanno concorrenza al nucleare nel senso di sottrargli anche solo un cliente. Con il bassissimo costo marginale del kWh nucleare, questo sarebbe impossibile. Quel che accade, invece, è che la loro penetrazione nel mercato elettrico e il conseguente calo dei prezzi in certe fasce orarie riducono la «rendita» che, indipendentemente dalle procedure di chiamata, genera il *cash flow* necessario ad ammortizzare gli elevatissimi costi fissi delle centrali nucleari.

Queste ultime sono state costruite sulla base di ipotesi relative all'evoluzione di lunghissimo periodo dei prezzi medi dell'elettricità, e dunque dei *cash flows*. Ed è proprio sulla base di tali ipotesi che la loro costruzione è parsa conveniente. Con l'arrivo della concorrenza, la richiesta della loro produzione non diminuirà. La concorrenza, però, incide sulle attese di *cash flow* dell'impresa, nella misura in cui ha come effetto un calo del prezzo medio in tutte quelle ore sulle quali i dirigenti contavano per ammortizzare i costi iniziali di finanziamento, e dunque una perdita di entrate che porta in rosso i bilanci annuali.

Le centrali nucleari, allora, sono destinate a chiudere? Non c'è ragione che ciò avvenga, perché la concorrenza – che si verifica nelle fasce orarie di semi-base – non modifica il loro ordine di chiamata, e dunque il loro livello di attività. Un'impresa non chiude fintanto che i suoi costi variabili sono coperti. A meno che nel settore non vi sia, notoriamente, un eccesso di capacità produttiva: in quel caso può essere conveniente chiudere certi impianti e tra-

sferirne l'attività su altri, dove i guadagni che risulteranno a livello di conto di gestione più che compenseranno il costo delle chiusure decise. In tale situazione, però, la chiusura è più *la sanzione di uno stato di cose preesistente (e dunque di un errore commesso prima)* che la conseguenza diretta dell'irruzione della concorrenza.

Le centrali nucleari, quindi, continueranno a funzionare fintanto che il prezzo delle ore di maggior carico sarà più elevato dei loro costi marginali. E siamo ancora ben lontani da tale livello. Ma perché rimborsino i loro debiti, delle due l'una:

- o bisognerà venderle a nuovi compratori, per i quali l'investimento tornerà ad essere conveniente, tenuto conto del prezzo d'acquisto;
- o altrimenti si dovranno compensare le loro perdite, alzando i prezzi fatturati a consumatori «prigionieri» (oppure sovvenzionando direttamente i produttori, a spese dei contribuenti).

Alcuni Stati hanno deciso di imporre un «aggravio temporaneo» ai loro consumatori di elettricità per finanziare l'ammortamento di tali costi irrecuperabili. È il caso della Spagna (per un periodo transitorio di dieci anni) e della California. Altri pare stiano pensando di proporre che tali costi vengano trasferiti sui costi di trasporto in base ai quali verranno calcolati i pedaggi futuri. Converrebbe, insomma, chiedere agli autori del danno – i nuovi concorrenti – di indennizzare le loro vittime (le società elettriche): ossia converrebbe, per dir così, «tassare» la concorrenza per i danni che causa a coloro che si trovano a subirla.

Un simile approccio è assurdo. La concorrenza non consiste soltanto nell'attrarre nuovi operatori in un certo settore, a

spese delle imprese esistenti. La concorrenza è anche «rubare» i clienti altrui, drenare verso di sé una clientela che in passato si rivolgeva abitualmente altrove. Il fatto che i clienti se ne vadano diminuirà il valore dell'avviamento: nessuno, però, ha mai pensato che ai nuovi entranti in una professione si dovesse imporre di risarcire i predecessori per i «costi irrecuperabili» che in tal modo causavano loro. È solo nell'elettricità che si è visto questo. Accettare una simile richiesta significherebbe stabilire che la concorrenza è lecita solo quando si esercita su clienti che non sono

«rubati» ad altri produttori. Generalizziamo il criterio, e avremo la condanna a morte di qualunque forma di concorrenza. Tutto questo rappresenta solo un alibi per reintrodurre, senza giustificazione alcuna, nuove «barriere all'entrata».

Ciò che gli operatori elettrici chiamano «costi irrecuperabili» sono null'altro che *il rischio di mercato* necessariamente sopportato da qualunque impresa e qualunque imprenditore lavori in un settore aperto alla concorrenza. Un rischio che spetta all'azionista, e solo a lui, caricarsi: anche quando l'azionista è lo Stato.

## 2 / ...e come saranno nel 2015

Nelle pagine precedenti, mi sono occupato delle istituzioni e dei meccanismi che è necessario creare per aprire i mercati elettrici alla concorrenza. Le mutazioni principali, però, avranno luogo a valle, trasformando radicalmente le funzioni di distribuzione e vendita. Per dare un'idea dei cambiamenti che ci aspettano in questo campo, riassumerò qui gli sviluppi in corso nel settore elettrico americano. La mia convinzione è che tali sviluppi più o meno descrivano ciò che accadrà in Europa nei prossimi anni, e questo nonostante tutte le differenze politiche e culturali che dividono i due continenti.

### Gestire le elasticità

Per sopravvivere in un ambiente concorrenziale, è assolutamente necessario riuscire ad allinearsi sui costi più bassi. Que-

sto si può fare in due modi. Il primo consiste nell'agire sulla struttura di produzione modificando il proprio portafoglio di investimenti: tagliare le capacità produttive legate a tecnologie sorpassate, troppo costose, non più adattate alla nuova struttura dei prezzi delle fonti primarie di energia; e realizzare nuovi impianti più efficienti, a costi di funzionamento inferiori. Il secondo mezzo è quello di agire sul profilo della curva di carico, tentando di modificare, con un'azione sul prezzo, la distribuzione oraria e stagionale della domanda. Tale seconda azione implica che si faccia leva sull'elasticità di risposta dei consumatori ai prezzi.

L'elasticità è un concetto tradizionalmente estraneo all'universo culturale degli operatori elettrici, il che, peraltro, è un portato residuo dei tempi in cui il consu-

mo di elettricità era in larga prevalenza legato alle esigenze di illuminazione. Ci sono persone che fanno molta attenzione a spegnere le luci quando escono di casa, o anche solo quando passano da una stanza all'altra. Ci sono altri che non ci pensano affatto e che, al limite, «lasciano acceso» tutto il giorno senza che ciò corrisponda ad alcun bisogno reale – come accade per esempio negli Stati ex sovietici, dove l'elettricità è un bene quasi gratuito. Globalmente, però, si tendeva a pensare che l'elettricità fosse, per definizione, un bene caratterizzato da assai scarsa elasticità di risposta al prezzo.

Con l'estendersi dell'uso dell'elettricità come fonte di energia in molti altri impieghi, dall'industria al riscaldamento alla refrigerazione, le cose sono cambiate. Il fatto che da vent'anni a questa parte la crescita del consumo globale di elettricità sia stata più lenta rispetto alle proiezioni e che i pianificatori abbiano sì può dire sistematicamente sbagliato previsioni, è un indizio a conferma dell'esistenza di una maggiore sensibilità degli utilizzatori di elettricità al prezzo del bene. Gli studi in materia sono ancora pochi. Tuttavia, cercando di valutare i vantaggi economici che l'America dovrebbe trarre dalla liberalizzazione del mercato elettrico, Michael T. Maloney e Robert E. McCormick, due economisti della Clemson University, stimano che tale sensibilità sia molto vicina a 1: ossia, il 10 per cento di aumento dei prezzi provocherebbe una riduzione dei consumi di proporzione quasi equivalente.

Già ora le tariffe elettriche regolamentari, controllate da commissioni pubbliche, incorporano elementi di correzione al fine di tener conto dei fenomeni di congestione della domanda. Ma, come sottolineano

Maloney e McCormick, questi correttivi tariffari sono inadeguati rispetto al problema sollevato: fra i periodi di domanda debole (*off peak*) e i periodi di massimo consumo (*peak period*), la variazione in volume è del 13 per cento, mentre la differenza di prezzo è solo del 3 per cento. Il risultato è lo spreco di investimenti in impianti concepiti per funzionare solo per brevissimi periodi dell'anno, spreco di cui però nessuno del settore si lamenta perché il finanziamento, come si è detto più volte, è comunque assicurato, in quanto i costi si riflettono automaticamente nei prezzi autorizzati.

Con l'arrivo della concorrenza, le imprese saranno costrette a fare tutto il possibile per cercare di «appiattire» al massimo il profilo della loro curva di carico. Il che implica, come in altri settori deregolati che hanno avuto problemi dello stesso genere (telecomunicazioni, trasporti aerei), la messa in atto di politiche tariffarie tali da indurre una *estrema segmentazione del mercato*.

La tattica consisterà, per un verso, nel moltiplicare il numero delle fasce orarie e dei periodi annuali in cui, a parità di ogni altra condizione, saranno applicate tariffe differenziate; per altro verso, nell'allargare il ventaglio dei contratti offerti a classi più numerose di consumatori, soprattutto giocando più di prima sull'elasticità della risposta degli utenti rispetto ai problemi di qualità e continuità della fornitura: in sostanza, nell'offrire tariffe tali da spingere questi ultimi a spostare i loro consumi dalle fasce orarie di maggior carico a quelle di carico inferiore (un esempio: gli scaldabagni possono essere programmati per funzionare di preferenza durante le ore notturne, quando la corrente costa meno).

### Verso una estrema segmentazione dei prezzi e dei contratti

In un articolo pubblicato sul «Cato Journal», John C. Moorehouse ha descritto il nuovo universo tariffario, sempre più segmentato, che caratterizzerà il mercato elettrico deregolato.

Una delle regole tradizionali dell'industria elettrica è che il servizio pubblico – anche se assicurato da privati – deve essere strutturato in modo tale da poter rispondere in qualunque momento a qualunque domanda di fornitura proveniente da un utente. Questa esigenza di «continuità» del servizio viene soddisfatta solo pagando il prezzo di un costo molto elevato. Le *utilities* devono mantenere operativi grandi volumi di capacità produttive in eccesso e molto costose da far funzionare.

Tuttavia, la convinzione che tutti i consumatori diano lo stesso valore a tale garanzia assoluta di continuità del servizio è errata. Lo si vede già per gli utenti industriali, con lo sviluppo dei contratti che contengono clausole di non accesso alla rete nei giorni di punta. Il fornitore può interrompere la fornitura o ridurre la potenza distribuita secondo diversi ordini di preavviso, in cambio di uno sconto sul prezzo a kWh richiesto. È verosimile che tale formula contrattuale si estenda e si generalizzi.

L'arrivo della concorrenza spingerà le società elettriche a offrire in modo sempre più sistematico contratti che incorporino un ordine di priorità, modulabile secondo i giorni o i periodi di congestione della domanda. Vi sono alcuni utenti sulla cui attività qualunque interruzione o riduzione inattesa, anche lieve, del servizio può avere conseguenze molto gravi (*uninterruptable contracts*). Ve ne sono altri, invece, per i quali il costo personale dell'inconveniente è relativamente ridotto: a costoro si proporranno contratti meno cari, aventi come contropartita l'accettazione della possibilità che la corrente venga tagliata a livelli troppo elevati di carico sulla rete (*interruptable contracts*).

Firmare un contratto che preveda l'eventualità di interruzione della fornitura non significa che ci si vedrà davvero togliere la corrente; potrà trattar-

si, più semplicemente, di riduzioni della potenza che costringeranno l'impresa a fermare certe macchine o la famiglia a privarsi temporaneamente, per esempio, dell'aria condizionata. [...] Esistono tecnologie che consentono di programmare riduzioni mirate di corrente. Già oggi, il dispacciamento centrale della rete può ordinare a distanza il fermo temporaneo degli impianti di condizionamento dell'aria o riscaldamento dell'acqua, o ridurre la potenza degli impianti di riscaldamento centrale, senza toccare frigoriferi o congelatori. Per far questo non è nemmeno necessario attendere la diffusione di tecnologie pesanti e costose di cablaggio delle famiglie alla rete in fibre ottiche dell'azienda elettrica locale. Basta un segnale elettrico specifico, che viaggia sugli stessi cavi che portano la corrente e fa scattare un interruttore. Con l'uso di particolari fusibili, infine, si può ottenere che la potenza disponibile diminuisca, pur avendo la garanzia che non scenderà al di sotto di una certa soglia minima.

Su questa base, combinando tutte le ipotesi possibili – vendita di corrente «fissa», vendita di corrente «tagliabile» in maniera aleatoria su periodi predefiniti, senza preavviso o con preavviso di ventiquattr'ore, con o senza garanzia di una soglia minima di potenza, con prezzo a kWh fisso o variabile, con o senza clausola di correzione che moduli lo sconto tariffario in funzione della frequenza e lunghezza media delle interruzioni subite, con o senza assicurazione contro i tagli, calcolando i premi in base alla probabilità statistica di subire un'interruzione di corrente «non contrattualizzata», eccetera – si arriva a una segmentazione tariffaria pressoché infinita. Con una sola regola comune: che il prezzo cresce al crescere del livello garantito di continuità della fornitura.

L'elettricità cessa perciò di essere un bene semplice, venduto in maniera uniforme (l'allacciamento alla rete, con tutte le eventuali alee a livello di fornitura) per diventa-

re un «bene complesso», definito da una molteplicità di caratteri: grado di continuità della fornitura, regolarità della qualità, prezzo fisso o variabile, assicurazione contro le alee della distribuzione, eccetera.

### L'emergere di un terzo settore «a valore aggiunto»

---

Nel momento in cui i contratti elettrici cominciano a diversificarsi si può dire all'infinito, in funzione delle clausole di qualità, continuità, regolarità e sicurezza del servizio che ne fanno parte integrante, la distribuzione diventa un mestiere nuovo. Il distributore non può più limitarsi ad aspettare che gli utenti si presentino ai suoi sportelli per sottoscrivere un contratto del tipo «prendere o lasciare». Deve invece andare incontro ai clienti per cercare di individuare le specificità del profilo del loro consumo elettrico, comprenderne i problemi, e proporre soluzioni tariffarie che consentano loro di ridurre al minimo il costo dell'energia utilizzata.

Il distributore non è più solo un «venditore di elettricità»: diventa un fornitore di servizi, un consulente specializzato il cui obiettivo non è più vendere il massimo possibile di elettricità bensì guadagnare quote di mercato offrendo ai suoi clienti, al minor costo, le «soluzioni elettriche» più adatte alla loro situazione. *La logica del valore aggiunto si sostituisce a quella del kilowatt. Ciò che conta non è più tanto spingere il cliente a consumare il massimo possibile di kilowatt quanto impedire che passi alla concorrenza, proponendogli al miglior prezzo le soluzioni tecniche capaci di ridurre al minimo i suoi costi energetici; servizio che il cliente, a sua volta, sarà di-*

sposto a pagare tanto più caro quanto più il suo risparmio è consistente.

È impensabile che la «vendita personalizzata» di elettricità si estenda a tutta la popolazione. Sempre più però sarà questa la regola, almeno per certe clientele industriali per le quali il costo dell'energia è elemento determinante nell'organizzazione del processo produttivo (industria della carta, chimica, cementifici, riciclaggio dei rifiuti...). Il «venditore» è un tecnico la cui funzione non si limiterà più soltanto a verificare la categoria tariffaria predefinita di appartenenza del cliente. Il suo ruolo sarà quello di far sì che la sua azienda faccia profitti e ampli la sua quota di mercato: ma questo dovrà farlo aiutando il cliente ad aumentare la sua produzione, studiando per lui la miglior combinazione di impianti e macchinari (comprese per esempio le opportunità di produzione di elettricità in proprio a fini di autoconsumo), da una parte; e, dall'altra, proponendogli formule tariffarie «disegnate su misura», in funzione delle caratteristiche particolari dei suoi stabilimenti e dei suoi cicli produttivi.

### L'irresistibile ascesa dei power marketers

---

Alcune imprese elettriche stanno già cambiando rotta, preparandosi a entrare nell'«era del marketing». Molte altre, però, non riusciranno ad adattarsi, tanto la natura e la cultura di questo nuovo mestiere saranno diverse da ciò a cui si era formato il loro personale. Quello che non riusciranno a fare, però, altri lo faranno in vece loro. È questo il «terzo settore» degli intermediari – o *power marketers* – che da pochi anni sono entrati sul mercato, alla

stregua di ciò che è accaduto nelle telecomunicazioni, con l'esplosione di «servizi a valore aggiunto», o anche nel trasporto aereo, con il ruolo crescente del tandem agenzia di viaggio-tour operator.

La prima funzione di tali intermediari è quella di *arbitraggio*: conoscere a fondo i prezzi proposti da un capo all'altro del paese, affinché i loro clienti possano avvalersi della possibilità di comprare altrove ciò che la *utility* locale offre a un prezzo troppo alto. Il mestiere è sostanzialmente fondato sulla raccolta e il trattamento di grandi banche dati aggiornate in tempo reale, dalle quali possa ricavarsi il prezzo dell'energia elettrica in ogni momento e in ogni luogo, per tutti i tipi possibili di contratto.

Al crescere della dispersione dei prezzi per effetto della liberalizzazione del mercato, crescerà anche il numero di coloro che si rivolgeranno a intermediari specializzati per essere aiutati nelle loro scelte di approvvigionamento elettrico, proprio come oggi la straordinaria diversità delle formule tariffarie proposte in materia di trasporto aereo induce sempre più spesso a far ricorso ai servizi delle agenzie di viaggio, invece di comprare il biglietto direttamente dalle compagnie. In un futuro non lontano la funzione prima degli intermediari (*brokers*) sarà di «vendere l'elettricità al minor costo», proprio come il ruolo delle agenzie di viaggio è di aiutarci a trovare i viaggi «meno cari» che non riusciremmo a scoprire da soli.

Detto questo, nel momento in cui la libertà di accesso alla rete sarà sufficientemente generalizzata da consentire l'emergere di un autentico mercato che copra tutto il continente americano, la funzione degli intermediari tenderà ad ampliarsi ul-

teriormente, fino a coprire l'area del *bundling* (raggruppamento). Qui l'intermediario svolge il ruolo di «grossista», che agisce per conto di clienti singoli i quali raggruppano le loro domande per poter beneficiare di prezzi «all'ingrosso», che non riuscirebbero a negoziare individualmente. Si tratta, peraltro, di una tappa essenziale per una strategia di prezzi meno elevati.

Già da ora, in Inghilterra e in Svezia, libertà di scegliere il proprio fornitore significa che le catene di supermercati o le grandi imprese i cui stabilimenti sono sparsi per tutto il paese possono raggruppare in un contratto unico le richieste di fornitura relative alle diverse sedi. Negli Stati Uniti, per esempio, la Walmart, società della grande distribuzione, ha affidato a Utilicorp (un *trader* del Kansas) il compito di gestire l'approvvigionamento energetico per tutti i suoi grandi magazzini, sparsi in 48 Stati.

Con il progressivo sviluppo della concorrenza, gli intermediari non potranno semplicemente limitarsi al ruolo di mandanti. Come sul mercato delle telecomunicazioni o quello dei trasporti aerei, la loro attività consisterà nel comportarsi sempre più come «rivenditori», comprando l'elettricità «all'ingrosso» e rivendendo i contratti «al dettaglio», incorporando nel passaggio una forte dose di «valore aggiunto» (sotto forma di analisi d'impresa, *expertise* elettrica, ricerca di soluzioni energetiche, elaborazioni di sottogruppi tariffari e di tariffe individuali pensate su misura per le esigenze del cliente, eccetera - tutte funzioni che fanno sempre più parte della distribuzione in quanto tale ma che possono essere esercitate indipendentemente dalle attività tradizionali di produzione e distribuzione).

Il vero *atout* di queste nuove figure di operatori elettrici è l'informazione. L'arbitraggio non è solo mettere insieme liste di prezzi pubblici e fare confronti. Come per gli agenti di Borsa, il lavoro è quello di risalire a monte dell'informazione e di dedurre, sulla scorta di analisi approfondite dei punti di forza e di debolezza delle imprese, ipotesi strategiche di comportamento in funzione delle quali aggiustare le proprie anticipazioni finanziarie rispetto a molteplici orizzonti temporali. Il vantaggio di *power marketers* e altri intermediari sarà dato dalla loro conoscenza delle strutture di produzione e della dinamica dei costi delle aziende elettriche. Abbiamo visto che per queste ultime la preoccupazione principale sarà quella di appiattire, per quanto possibile, il profilo della curva di carico. Questo significa che tali imprese saranno tanto più disponibili a offrire grossi sconti quanto più i contratti di acquisto loro proposti contribuiranno alla realizzazione dell'obiettivo. Di qui la strategia degli intermediari: raggruppare domande i cui profili *anticipati* di utilizzazione corrispondano per quanto possibile alle caratteristiche *previste* della curva di carico del fornitore.

Fintanto che la diffusione della nuova tecnologia dei contatori «in tempo reale» non avrà raggiunto dimensioni di massa, questo tipo di attività rimarrà allo stadio embrionale. Quando però si sarà arrivati a quel punto, assisteremo a una vera e propria rivoluzione. Grazie all'enorme volume di informazioni sui profili di consumo e di costo che sarà possibile raccogliere con i nuovi contatori, i raggruppamenti e sub-raggruppamenti tariffari potranno affinarsi tanto da sconvolgere i tradizionali modelli di gestione delle capacità produt-

tive delle *utilities*. Chi sarà in grado di appropriarsi di tali informazioni e trattarle dominerà il resto del settore, ed è una competenza nella quale i *power marketers* sono già molto avanti rispetto all'industria elettrica tradizionale.

Tali funzioni estremamente complesse sono, naturalmente, limitate dalle disponibilità della rete di trasmissione. In un prossimo futuro, però, le società elettriche saranno obbligate per legge a rendere pubbliche tali informazioni. Gli attori disporranno di «carte elettroniche» che indicheranno lo stato di congestione o disponibilità delle linee di trasporto in funzione dei contratti in essere. Su questa base, e sapendo che anche in questo caso si tratta sempre e solo di anticipazioni legate a modelli di previsione della domanda effettivamente tradotta in consumo in un punto dato del territorio e in un momento dato del futuro, i vincitori saranno coloro che, grazie all'accumulo di dati e alla competenza nel trattarli, risulteranno più bravi a «indovinare» le capacità di trasporto realmente disponibili, programmando in conseguenza la loro attività di marketing.

#### **La commoditization dell'elettricità**

---

L'ultimo elemento importante da considerare nello sviluppo futuro del mercato elettrico è l'assunzione del rischio. L'emergere della concorrenza, infatti, implica un'enorme crescita del rischio di mercato. Finora, nell'economia dell'elettricità il rischio ha avuto un peso relativamente secondario. Il principio del monopolio implica in effetti che l'utente finale, attraverso l'evoluzione dei prezzi, sia l'assicuratore di ultima istanza per tutti gli errori

dei produttori. E, poiché non si chiede mai il suo parere, visto che è «prigioniero», è chiaro che tutti i rischi finiscono con il ricadere sulle sue spalle.

Con la concorrenza, tutto questo cambia. Il vincolo dei prezzi fa sì che non si possa più «rifilare» il rischio al consumatore. Chi sbaglia (nella pianificazione degli investimenti, nella politica di approvvigionamento delle fonti primarie di energia, negli obiettivi di marketing) deve ormai assicurarsi contro il costo dell'errore, che si riflette in un deterioramento della sua posizione competitiva.

Di qui la fortissima impennata delle esigenze di copertura finanziaria (*hedging*), per rispondere alla quale i *power marketers* sono ben attrezzati, proprio perché molto più avanti rispetto agli altri operatori nel trattamento dell'informazione. Londra dispone già di un mercato di *futures* (l'Electricity Forward Agreement Market) dove si scambiano contratti standardizzati di fornitura elettrica, relativi a forniture minime di 1 Megawatt per un periodo minimo di cinque anni.

Il 29 marzo 1996, al New York Mercantile Exchange (Nymex) sono stati per la prima volta scambiati e quotati contratti elettrici a termine. Il Nymex ha definito i parametri di funzionamento di questo nuovo mercato: contratti di 736 MWh, forniti per un periodo di un mese nelle ore di punta; fornitura continua di 2 MWh all'ora per le fasce orarie previste; una durata contrattuale fino a 12 o 18 mesi; prezzi quotati in dollari per MWh, con una differenza massima in più o in meno di 2 MWh rispetto al regolamento del giorno precedente; infine un punto di fornitura a scelta fra due localizzazioni, l'una alla frontiera fra California e Oregon (contratto COB) e

l'altra presso la centrale elettrica di Palos Verdes in Arizona (contratto PV).

Fin dal primo giorno sono stati scambiati 1.200 contratti elettrici per un volume totale di 900.000 MWh, con prezzi variabili fra gli 11,45 dollari a tre mesi e i 16,50 dollari a sei mesi (contratto PV). Non si tratta ancora di dimensioni spettacolari, ma sono comunque sensibilmente superiori a quelle degli scambi avvenuti qualche anno fa il primo giorno di apertura del mercato dei *futures* relativi ai contratti di fornitura del gas naturale. Di qui l'ottimismo degli specialisti, i quali ritengono che il mercato a termine dell'elettricità si imporrà presto, com'è avvenuto nel recente passato per il petrolio e il gas naturale.

Se questo primo tentativo avrà successo, si tratterà di un avvenimento importante: l'elettricità, infatti, sarà entrata a far parte dell'immenso universo della «finanziarizzazione» internazionale, con le sue nuove, sofisticate forme di finanziamento, fondate sull'uso generalizzato delle tecniche dei derivati (*derivatives*) e di ogni genere di copertura spot e a termine (*hedging*).

Rapidamente, il volume delle transazioni *su carta* supererà quello delle transazioni *fisiche*, dando luogo a una *estrema volatilità dei prezzi*, ma creando anche una *straordinaria liquidità* dei contratti elettrici, tale da garantire la certezza di trovare sempre una forma di *copertura* adeguata alle proprie esigenze. È ciò che alcuni chiamano la *commoditization* dell'elettricità: ossia (come si accennava nell'articolo precedente) la sua trasformazione in una materia prima di base, negoziabile su mercati in contanti o a termine, o anche sui mercati dei derivati, in condizioni identiche a quelle note per tutte le altre grandi materie prime del mondo.