



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI VERONA

Un bilancio delle liberalizzazioni dei settori  
dell'energia elettrica e del gas naturale  
in Italia e in Europa  
di  
Giovanni Goldoni  
Luglio 2007 - #40

WORKING PAPER SERIES

DIPARTIMENTO DI SCIENZE ECONOMICHE

# Un bilancio delle liberalizzazioni dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale in Italia e in Europa.

Giovanni Goldoni,  
Dipartimento di Scienze Economiche, Università di Verona<sup>1</sup>

Parole chiave: Concorrenza, strategie *incumbent*, analisi antitrust, regolamentazione, congestione reti, sicurezza forniture

Riassunto: Ad oltre dieci anni dalla prima direttiva europea e mentre il mercato finale è arrivato alla sua apertura totale il bilancio delle liberalizzazioni sul piatto della concorrenza e della regolamentazione non è esaltante. Le Autorità incaricate di promuovere la concorrenza nei momenti cruciali non hanno preso le decisioni più adatte a contrastare le strategie degli *incumbent*, lasciando che il loro potere di mercato si rafforzasse. Le Autorità che dovevano mettere a punto la regolamentazione, tecnica ed economica, delle reti non hanno saputo conciliare perfettamente l'orientamento al mercato delle condizioni di accesso alle reti con il mantenimento in sicurezza dei sistemi di trasporto. Non avendo tratto insegnamenti dalle riforme inglesi, il confronto ex-post può solo dare risalto ai difetti di *consistency* ed ai problemi di concorrenza sul lato dell'offerta che affliggono in modo ormai cronico la regolazione di questi mercati in Europa e in Italia.

---

<sup>1</sup> e-mail [giovanni.goldoni@univr.it](mailto:giovanni.goldoni@univr.it) . Questo lavoro è dedicato alla memoria di Giancarlo Oggioni (parte elettrica) e di Pino Cassi (parte gas).

## PREMESSA.

Ad eccezione di Regno Unito e Scandinavia, dove le riforme erano scattate in anticipo ed hanno ormai una forma compiuta, nel resto d'Europa le liberalizzazioni partono su impulso della Commissione. Le sollecitava un movimento di opinione preoccupato dell'alto costo dell'energia pagato dalle grandi utenze industriali, che si trovò ad essere spalleggiato da una corrente di pensiero favorevole alla privatizzazione dei monopolisti pubblici. Il percorso delle riforme cominciò circa dieci anni fa con l'approvazione della direttiva 96/92/CE relativa al settore elettrico, seguita dopo un paio d'anni dalla direttiva 98/30/CE relativa al settore del gas naturale. Entrambe sono state ritoccate di recente da due direttive di assestamento: 2003/54 e 2003/55.

In questi anni, la Commissione non ha mai avuto tentennamenti verso l'apertura totale dei mercati, che entrerà a regime nel 2007 quando tutti i consumatori saranno nella condizione giuridica di scegliere liberamente il proprio fornitore di energia elettrica e di gas. La conseguenza inevitabile sarà la scomparsa delle tariffe di fornitura, come è stato anticipato da un parere espresso alla fine del 2006 dalla Corte costituzionale francese che ha giudicato le tariffe regolate di Edf e Gdf *"manifestly incompatible with the objectives of opening the market to competition"* (NERA News, dicembre 2006). Un regime tariffario diventa infatti inconcepibile senza i presupposti del monopolio e dei clienti vincolati. La protezione del consumatore libero sarà affidata alla concorrenza. Tutto bene quindi se non fosse che, pochi mesi prima di tagliare questo traguardo, la Commissione ha pubblicato l'esito di un'indagine della DG concorrenza sullo stato della concorrenza nei due settori, che è stato giudicato molto insoddisfacente nella maggior parte dei Paesi membri. Questo Working Paper intende ripercorrere i passi più delicati del cammino compiuto dalle riforme, aggregando ed aggiornando le analisi della regolamentazione e dei mercati<sup>2</sup> che sono state compiute principalmente nell'ambito di due progetti di ricerca finanziati con fondi 60% dell'università di Verona<sup>3</sup>.

---

<sup>2</sup> A scanso di equivoci precisiamo che il termine "regolamentazione" è usato con riferimento alla normativa tecnica ed economica specifica del settore, mentre il termine "regolazione" si riferisce al corpo unitario dei mercati liberalizzati e della loro regolamentazione.

<sup>3</sup> I due progetti di ricerca avevano i seguenti titoli: "Condizioni normative, tecniche ed economiche della liberalizzazione di energia elettrica e gas naturale" (1998) e "Lo stato di avanzamento della liberalizzazione nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale: il ruolo della regolazione ed i comportamenti degli agenti economici in Italia ed Europa" (2001). I lavori hanno seguito due direttrici: (1) studio dell'esperienza inglese nel campo della liberalizzazione e della regolamentazione del settore elettrico e del settore del gas naturale; (2) analisi e comparazione delle scelte di regolazione compiute in Europa ed in Italia nei due settori. In ossequio all'impostazione data al working paper sono prevalentemente citati gli articoli dell'autore frutto delle due ricerche. Nella bibliografia conclusiva trovano spazio i libri, gli articoli ed i documenti assai più numerosi ed interessanti che furono a loro volta citati negli articoli dell'autore.

## 1. L'INDAGINE DELLA DG CONCORRENZA

Lo schema originario delle riforme europee era semplice ed essenziale: eliminazione del monopolio di legge dalla produzione e dalla vendita, ed accesso dei terzi alle reti. Più tardi venne la piena cognizione dell'importanza della struttura industriale e dell'organizzazione dei mercati affinché la concorrenza attecchisse in questi settori. Progettare l'organizzazione di questi mercati non è però semplice, sia per le resistenze comprensibilmente opposte al cambiamento, sia per le peculiari caratteristiche tecniche ed economiche delle industrie. Dall'esperienza pionieristica del Regno Unito potevano tuttavia trarsi molte indicazioni utili. La liberalizzazione inglobata nel processo di privatizzazione aveva agevolato le misure strutturali pro-competitive, come la cessione di *asset* produttivi allo scopo di attenuare il potere di mercato dell'*incumbent* e la separazione proprietaria delle reti di trasporto per dare maggiori garanzie di non discriminazione, che non erano state però risolutive. La realtà si era rivelata densa di comportamenti, collusivi ed individuali, tesi a manipolare le regole di mercato. Per muoversi in un ambiente inaspettatamente complesso ed ostile, il regolatore inglese si era dovuto attrezzare. Conoscenza tecnica dei sistemi e competenza economica nella regolazione dei mercati; indipendenza, autorevolezza e spirito di collaborazione con i soggetti coinvolti erano diventate parte indispensabile del suo bagaglio (Goldoni, (1995)).

Di questa esperienza il legislatore europeo non fece purtroppo tesoro, impoverendo così anche le prospettive della concorrenza. All'ambizioso obiettivo di realizzare un mercato -unico per di più- le direttive consegnarono strumenti poco incisivi: non si intromisero nella decisione di privatizzare le industrie e non dettarono indicazioni su come convergere verso un assetto comune di regole. Con il senno di poi risulta che le liberalizzazioni hanno più che altro spalancato la porta ad una ventata di acquisizioni nel settore elettrico e del gas naturale. Può essere che la maggiore concentrazione risultante da queste acquisizioni abbia ridotto certe asimmetrie strutturali dei mercati, ma certamente non nel senso auspicato dai sostenitori della concorrenza.

“Tuttavia, è la stessa Commissione, nel suo ultimo rapporto sullo stato di avanzamento della direttiva, a riconoscere che l'esigenza di creare un vero mercato interno dell'energia elettrica invece di quindici mercati liberalizzati ma eccessivamente frammentati non è stata ancora soddisfatta. Le difficoltà che si stanno incontrando a questo proposito nascono fondamentalmente da ragioni di natura: (a) normativa, che derivano dalla stessa impostazione della direttiva, fortemente basata sul principio di sussidiarietà; (b) organizzativa, che si estrinsecano nelle differenze strutturali che tuttora persistono nell'industria elettrica europea, soprattutto per quanto riguarda: la composizione del parco di generazione, il grado di integrazione verticale ed orizzontale e gli assetti proprietari; (c) tecnica, che evidenziano le difficoltà di gestione di un sistema elettrico in un quadro concorrenziale.” (Goldoni, (2001)).

Avendo sistemato la prima pietra su un terreno dissestato, le asimmetrie dei mercati di ieri resistono ancora oggi<sup>4</sup>. Non ci si deve perciò stupire se la recente indagine europea ha trovato una

---

<sup>4</sup> Tuttora si legge: “(...) it is worth recalling that the Directive only contains minimum requirements, leading to different market designs between Member States. Some market participants raised concerns in this respect as the differences in market design can

situazione largamente immutata e insoddisfacente sotto il profilo della concorrenza. Per quel che concerne il settore elettrico, ad esempio:

“The Sector Inquiry leads to the preliminary findings that the lack of electricity market integration mainly results from:

- insufficient interconnecting infrastructure between national electricity systems,
- insufficient incentives to improve cross border infrastructure,
- inefficient allocation of existing capacities, and
- incompatible market design (e.g. differences between balancing regimes, nomination procedures, differences in opening hours of power exchanges) between TSOs and/or spot market operators.” (DG Competition (2006), punto (477), p. 151).

Una delle manifestazioni più evidenti delle acque agitate in cui si trovano i mercati elettrici europei è la frequente congestione delle reti di interconnessione. L’analisi non dovrebbe però fermarsi alla superficie, ma allargare ed approfondire lo spettro dell’indagine alla persistenza di ampi differenziali di prezzo tra mercati confinanti, che sono spesso la vera causa primaria di congestione delle interconnessioni. La congestione può essere infatti vista sia come effetto sia come causa di differenziali di prezzo<sup>5</sup>. La stessa Commissione lo ammette: *“The cause of increasing congestion has to be further studied. It is likely that persistent price differences between Member States markets cause congestions.”* (DG Competition, (2006), punto (482), p. 153). Se l’origine è economica, ossia la congestione è l’effetto dei differenziali di prezzo, non è detto che il rimedio infrastrutturale sia il più adatto. Anche se è proprio la congestione di origine economica che lascia il sistema maggiormente esposto agli incidenti di rete. Sia il black-out europeo scattato dalla rete tedesca nel novembre 2006 sia il black-out italiano del 2003 nascono da circostanze tecniche casuali ed eccezionali, che sono degenerare per colpa dei cattivi indirizzi dati alla gestione delle reti di interconnessione. Nei codici di rete, l’aspetto della sicurezza dovrebbe prevalere sempre sulla massimizzazione della capacità disponibile e del tasso di utilizzazione delle interconnessioni. Anche perché le congestioni, se hanno un’origine prevalentemente economica, andrebbero affrontate con strumenti di altro tipo, vale a dire dando ai mercati una struttura e un insieme di regole in grado di stimolare la loro efficienza “interna” e curando in un secondo tempo l’integrazione con i mercati limitrofi, sempre che da essa derivino stimoli “esterni” all’efficienza e non posizioni di rendita e rischi per la sicurezza. E invece i rimedi suggeriti insistono nella direzione sbagliata.

“Further changes are needed regarding the method for allocating limited interconnector capacity. For electricity, implicit day-ahead auctions or equivalent measures should be promoted as much as possible to

---

*amount to entry barriers and undermine the level playing field for operators located in different Member States.”* (DG Competition, (2006), “Energy Sector Inquiry - Draft Preliminary Report”, punto (316), p. 101)

<sup>5</sup> In passato, l’interconnessione dava ai sistemi elettrici il vantaggio di mettere in comune la riserva di potenza, minimizzando il relativo costo. In quel contesto, la congestione era un fatto fisico. Il mercato ha rimescolato le carte. Il profitto spinge i produttori alla ricerca dei mercati dove il prezzo è più alto: quando l’offerta potenziale è in eccesso rispetto alla capacità fisica di interconnessione sorge il problema di gestire una congestione potenziale: ovvero di decidere chi, e a quale prezzo, potrà utilizzare l’interconnessione per vendere o acquistare energia. Il *congestion management* ha a che fare con la ripartizione della rendita tra venditori ed acquirenti. Ma non con la sua eliminazione, per la quale possono essere più utili interventi sulla struttura di mercato che non sulla sua organizzazione e sulle infrastrutture.

ensure that interconnectors are used to their maximum extent. TSOs should also have incentives to maximise the amount of cross border capacity made available to the market.” (DG Competition (2007), “Report on Energy Sector Inquiry”, SEC(2006)1724, p.17)

#### QUALCHE ULTERIORE RIFLESSIONE SULLA CONGESTIONE DELLE INTERCONNESSIONI ELETTRICHE.

I maggiori problemi dei mercati elettrici europei sembrano causati dalle congestioni delle interconnessioni. La più recente regolamentazione comunitaria in materia di *congestion management* (2006/770/EC) consente di ripartire l’accesso alla capacità di interconnessione sia tramite aste esplicite, in cui capacità ed elettricità sono trattati come beni separati, sia tramite aste implicite, in cui capacità ed utilizzo dipendono dall’ordine di merito della Borsa a cui è presentata offerta. (DG Competition, (2006), p. 150-166). E demanda ad accordi successivi tra regolatori e gestori nazionali la scelta di una soluzione rispetto all’altra. Da poco la Commissione ha comunque preso una posizione leggermente più favorevole ai metodi impliciti (Commissione, (2007), “Report on the experience gained in the application of the Regulation (EC) n. 1228/2003 “Regulation on cross border exchanges in electricity”, COM (2007) 250, p.5). Una soluzione stabile ai problemi di congestione difficilmente potrà mai venire dal pagamento, esplicito o implicito, di un prezzo commisurato alla rendita ma dovrà piuttosto puntare sulla convergenza delle regole di funzionamento dei mercati e quindi sulla loro effettiva integrazione. Che avrebbe, tra i suoi effetti positivi, anche quello di diluire il livello di concentrazione e di indirizzare finalmente l’analisi verso altre caratteristiche dei mercati.

Portando alle estreme conseguenze la teoria dello *spot pricing*, si potrebbero per altro definire tante zone e tanti prezzi quante sono le condizioni di carico della rete nelle quali potrebbe essere necessario modificare l’ordine di merito *unconstrained*, che è a sua volta definito sulla base delle strategie di offerta liberamente decise dai produttori. Se l’obiettivo del *congestion management* è limitare la frequenza del fenomeno e l’entità della rendita, allora potrebbe essere più efficace la soluzione più rozza praticata nel Pool, che si disinteressava dell’aspetto economico della rendita, poiché le condizioni di congestione erano rare e di breve durata. All’estremo opposto, la congestione potrebbe essere risolta aumentando la capacità di trasporto disponibile: ma cosa ne sarebbe dei relativi costi?

Chi volesse a questo punto avere un riscontro empirico dell’efficacia della ripartizione del mercato in macrozone rispetto ad interventi sulla struttura industriale può confrontare il tasso di congestione e la correlazione dei prezzi tra zone nel mercato italiano, fortemente concentrato, e nel Nordpool scandinavo (DG Competition, (2006), pp. 195-198).

Partita con il piede sbagliato, anche in materia antitrust l’indagine europea non convince. Per un male che si sta largamente diffondendo tra le autorità competenti, la valutazione dello stato della concorrenza è affidata unicamente ad indicatori di struttura e di prezzo. Ad un tale approccio sfugge inevitabilmente il ruolo avuto dall’organizzazione dei mercati e dall’integrazione verticale nello scoraggiare l’entrata<sup>6</sup>. L’analisi finisce arenata nelle secche delle strutture industriali nazionali, che la Commissione non ha modo di modificare, e del potere di mercato, del quale si paventa un abuso, sempre e solo eventuale, al fine di influenzare i prezzi (DG Competition, (2006), Cap. II.1)<sup>7</sup>. E’ curioso notare che tra le possibili fonti del potere di mercato l’indagine non includa la regolamentazione

<sup>6</sup> “The actual number of network access applications by owners of new generation assets was relatively low during the period investigated, (2000 to 2005). In fact, during this period only few investment projects in generation capacity were undertaken and so only a few applications for network access. With this qualification, it is fair to say that blatant refusals for access to networks are apparently rare. This does not mean however that the access to networks is unproblematic. Indeed, a number of respondents reported practises that hindered network access in various ways.” (DG Competition, (2006), punto (452), p. 145)

<sup>7</sup> “At the wholesale level, gas and electricity markets remain national in scope, and generally maintain the high level of concentration of the pre-liberalisation period. This gives scope for exercising market power. (...) The current level of unbundling of network and supply interests has negative repercussions on market functioning and on incentives to invest in networks. This constitutes a major obstacle to new entry and also threatens security of supply. (...) Cross-border sales do not currently impose any significant competitive constraint. Incumbents rarely enter other national markets as competitors. Insufficient or unavailable cross-border capacity and different market designs hamper market integration.” (DG Competition (2007), p. 7).

imperfetta delle congestioni di rete, che vanta una casistica piuttosto ampia: dalle interconnessioni estere alle zone del mercato italiane fino ai *must-run plants* del pool inglese.

Motivi per lamentarsi di una legislazione che non attribuisce poteri diretti di intervento sulla struttura industriale e sui mercati non mancano alla Commissione, soprattutto nel caso dell'industria del gas (DG Competition, (2006), Cap. I.2)<sup>8</sup>. Qui il problema è particolarmente serio perché a differenza dell'industria elettrica e di quanto ribadito in più occasioni proprio dalla DG Concorrenza, la dimensione più consona del mercato di riferimento è sovranazionale. La proiezione extraeuropea degli approvvigionamenti e l'estensione delle reti integrate del trasporto ad alta pressione, saldate tra loro dall'integrazione verticale delle compagnie del gas, dovrebbe dimostrarlo una volta per tutte e in modo incontrovertibile. Altrettanto evidente dovrebbe essere che sull'evoluzione del mercato del gas nell'Europa continentale hanno pesato negativamente due fatti. **Primo**: i contratti di import sottoscritti prima dell'approvazione della direttiva garantivano la copertura quasi integrale della domanda incrementale per un orizzonte di tempo esteso. Stando così le cose, e dati quantità contenute e costi elevati, l'atteso aumento dei fornitori nella filiera LNG avrà effetti solo modesti sulla concentrazione e sui prezzi. Mentre gli *hub*, che dovevano diventare centri di attrazione per gli scambi di gas e punti di riferimento per la fissazione dei prezzi, saranno pochi, con scarsi volumi fisici e bassa liquidità delle transazioni (DG Competition, (2006), pp. 38-39).

**Secondo**: l'integrazione degli *incumbent* nel trasporto internazionale via tubo ha reso insormontabili le barriere all'entrata. I nuovi entranti hanno avuto l'accesso precluso alla capacità esistente<sup>9</sup> a causa delle strategie d'anticipo giocate dagli incumbent: “(...) *a number of pre-liberalisation transit contracts were prolonged only few months before regulated third party access regimes were to be introduced.*” (DG Competition, (2006), punto (209) p 68), e alla nuova capacità da realizzare, per effetto del consolidamento oligopolistico delle relazioni d'affari tra *incumbent* e fornitori di gas extra UE<sup>10</sup>. In tali condizioni, la presenza di congestioni ai punti di entrata di un sistema di trasporto nazionale non è detto che fissi i confini di riferimento del mercato, soprattutto

---

<sup>8</sup> Anche se a volte viene da chiedersi come mai la Commissione non si sia mai appellata ai principi di libera circolazione delle merci per correggere difetti evidenti delle regolamentazioni nazionali del transito internazionale di gas. (DG Competition, (2006), punto (183) p. 58).

<sup>9</sup> Anche quando la capacità è inutilizzata i regolatori accettano come causa sufficiente al rifiuto di accesso la prenotazione. “*It can be seen from Figure 26 that the five highly congested pipelines under analysis are not, on average, fully utilised. Therefore a substantial amount of unused capacity could be made available to the market. However, in the period under investigation, on only one of these five transit pipelines was a meaningful amount of interruptible capacity released. Indeed, no interruptible capacity whatsoever was released on three of these (highly contractually congested) transit pipelines, despite two in particular having a significant proportion of their maximum technical capacity unused.*” (DG Competition, (2006), punto (211) p. 69). Il problema è molto serio perché gran parte della capacità esistente è prenotata per decenni. “*In all other Member States, primary transit capacity is almost entirely fully booked long term. It also appears that a significant number of the contracts include provisions that can create further impediments to market opening by giving current holders of capacity preferential rights for prolongation of the capacity reservations beyond the originally foreseen end date.*” (ibidem, punto (194) , p. 60) “*On the Benelux-Italy axis, the inquiry has found that, on average, primary capacity on these pipelines is booked until 2022*” (ibidem, punto (197), p. 61) “*on the East-West axis, a similar situation exists to that on the Benelux-Italy axis, with primary capacity booked on average until 2017.*” ((ibidem, punto (199), p. 63)

<sup>10</sup> “*Furthermore, the concentration of gas import contracts in the hand of a few incumbents is one of the main reasons why competition at the subsequent level of trade does not take off.*” (DG Competition (2007), p. 13).

se coesiste con la presenza di un operatore integrato dominante e di congestioni a monte, sui gasdotti di importazione internazionali, di natura più contrattuale, e virtuale, che fisica.

Ma il difetto che più traspare dall'indagine europea è l'approccio sprovvisto della sistematicità richiesta per regolare congiuntamente mercati e reti, senza il quale non si riesce a dare corpo ad un insieme di regole coerente rispetto all'obiettivo di realizzare un mercato efficiente nella forma più consona alle caratteristiche ed alle esigenze del sistema elettrico e del gas.

## 2. LA RIFORMA INTERROTTA DEL SETTORE ELETTRICO ITALIANO

In Italia l'avvio delle riforme ha coinciso con le privatizzazioni di ENEL ed ENI. Entrambe hanno avuto identica sorte e sono finite su un binario morto.

D'altra parte, le due principali misure a favore della concorrenza che erano state concepite dal legislatore nell'ambito della riforma dei due settori -cessione di potenza elettrica e tetto antitrust- covavano in sé i germi dello status quo e della collusione:

- la cessione di centrali da parte di ENEL era avviluppata al rimborso degli *stranded-costs*<sup>11</sup> in un modo che consentì all'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) di non sanzionare la più sbalorditiva forma di collusione mai vista nei mercati elettrici;
- il tetto antitrust fu facilmente aggirato dall'ENI con la cessione temporanea di contratti di importazione di gas.

E' bastato poco anche a mettere in chiaro i nostri limiti nella regolamentazione di questi sistemi. Negli ultimi anni i problemi di gestione delle interconnessioni elettriche e del sistema di trasporto del gas si sono aggravati al punto che il rischio di black-out e di interruzione delle forniture di gas è oggi sicuramente più alto<sup>12</sup>. La responsabilità principale è di chi, dovendo svolgere la delicata funzione di regolatore, ha prima prestato ascolto a chi paventava i rischi di un eccesso di offerta sulla base di previsioni inoppugnabili, per poi trovarsi impreparato di fronte ad una situazione reale di segno opposto.

---

<sup>11</sup> "Il processo di transizione verso la concorrenza ed il mercato, insieme ai benefici descritti e auspicati, genera costi legati alla minore redditività attesa degli investimenti pregressi. In letteratura, il problema è stato definito di *stranded costs* e ad esso non è stata ancora trovata una soluzione definitiva, anche perché le proposte in tal senso elaborate sono influenzate dal tipo di proprietà e da scelte redistributive di natura squisitamente politica. Se la transizione parte in coincidenza con la privatizzazione di un monopolio pubblico, infatti, potrebbe essere lo Stato a sostenere (implicitamente) i relativi costi, accettando una valutazione degli assetti non di tipo patrimoniale ma legata alle prospettive reddituali degli impianti nel nuovo assetto. (...) La posizione competitiva degli *incumbents* è specularmente legata a queste scelte: tanto più favorevole sarà il mercato ai nuovi entranti (produttori indipendenti e produttori esteri) tanto più emergeranno *stranded investments* nei bilanci delle aziende elettriche europee. Creando problemi agli azionisti o agli Stati che intendono privatizzare. (...) Se quindi è impossibile definire a priori una strategia ottimale per risolvere il problema dei costi legati alla transizione, indicativamente la strategia seguita durante questa fase dovrebbe essere formata da un mix di azioni, che tenti di soddisfare 3 obiettivi: ridurre la loro entità complessiva; effettuare una ripartizione equa; scongiurare distorsioni (gravi) alla concorrenza." (Goldoni, (1996)). L'esperienza purtroppo ci dice che nulla di questo fu fatto.

<sup>12</sup> Il black-out italiano si è registrato nel momento di minor carico: la notte di un week-end di fine estate. Una regolamentazione scadente ha trasformato un pezzo del nostro sistema gas invidiato da molti, l'ampia dotazione di stoccaggi, in un problema.



Il Decreto “Bersani” di liberalizzazione del settore elettrico uscì sulla Gazzetta Ufficiale nella primavera del 1999 dopo una gestazione durata oltre due anni. Esso tracciò un percorso di riforma lungo tre direttrici:

- cessione da parte di ENEL di almeno 15.000 MW ed obbligo per ogni soggetto partecipante al mercato di non superare, entro il 2003, una quota pari al 50% del totale dell’energia prodotta ed importata;
- istituzione del mercato elettrico (Borsa) a partire dal primo gennaio 2001;
- riconoscimento di eventuali *stranded costs* causati dalla riforma agli impianti esistenti<sup>13</sup>.

Più che intorno all’esigenza di promuovere la concorrenza, la lunga fase di attuazione del Decreto fu plasmata intorno alle circonvoluzioni della privatizzazione di ENEL, ribaltando la fisiologica complementarità che dovrebbe legare liberalizzazione e privatizzazione. Le conseguenze si notarono fin dalla prima istruttoria in materia di tariffe elettriche, quando l’entità dei ricavi riconosciuti come base tariffaria fu condizionata dalle esigenze di cassa del Ministero del Tesoro che è tuttora l’azionista di maggioranza di ENEL<sup>14</sup>. L’Autorità per l’energia elettrica ed il gas (AEEG) riconobbe agli impianti di generazione iscritti nel bilancio di ENEL valori di libro e di rendimento del capitale investito netto decisamente elevati, facendo lievitare sia gli oneri dovuto al rimborsi degli *stranded costs* sia la componente tariffaria a copertura dei costi fissi di generazione. Lo stato di cose era esattamente opposto a quello auspicabile in una transizione ordinata alla concorrenza, nella quale i prezzi del mercato libero e del mercato vincolato sono instradati lungo un comune sentiero di riduzione.

La questione dei prezzi era cruciale. Già prima della liberalizzazione i consumatori italiani soffrivano di un differenziale di prezzo sfavorevole rispetto all’Europa, che era imputato all’eccessiva dipendenza del nostro parco termoelettrico dagli idrocarburi più pregiati. Fatto innegabile e tuttavia non in grado di spiegare da solo un differenziale che è imputabile ad un’insieme di fattori più vasto: oltre al costo dei combustibili, i criteri di valorizzazione del kWh; la regolamentazione ambientale; il rendimento del parco impianti. Ognuno di essi poteva dare un contributo positivo alla chiusura del differenziale se fosse stato correttamente esposto a:

---

<sup>13</sup> Nel 2000, un decreto ministeriale diede attuazione al meccanismo di recupero previsto dall’art. 3, comma 11, del Decreto l.vo 79/99. Il meccanismo fu agganciato unicamente alla valorizzazione del kWh producibile, senza alcun premio per l’eventuale cessione – anche aggiuntiva rispetto ai 15.000 MW - dei cespiti interessati al rimborso, quale forma anticipata di recupero ed estinzione degli *stranded cost*.

<sup>14</sup> Secondo il senatore Beniamino Andreatta, padre con Van Miert delle privatizzazioni italiane, l’unico intervento da effettuare per salvaguardare il valore di ENEL ed ENI prima della privatizzazione riguardava le tariffe: eliminazione dei sussidi incrociati e dei loro potenziali effetti distorsivi sulla concorrenza, ed eventuale aumento del loro livello medio in funzione degli introiti desiderati dallo Stato. Fatto ciò si sarebbe potuta e dovuta pianare la strada alla concorrenza. Della necessità per il paese che il Governo adottasse una politica industriale di lungo periodo orientata alla concorrenza si è scritto diffusamente nei due contributi ai rapporti sull’industria italiana di Nomisma (Clò-Goldoni, (1993) e (1994)). Nel secondo di essi pare che gli scriventi avessero manifestato: “eccessi giovanili” forse da stemperare in sede di bozza finale, stando almeno a quel che si legge in una lettera inviata dal futuro ministro dell’industria Alberto Clò al futuro presidente del consiglio Romano Prodi, di cui conservo copia fotostatica.

- il mercato nascente del gas;
- la borsa elettrica ed i provvedimenti tariffari dell'AEEG<sup>15</sup>;
- l'assegnazione dei diritti di emissione di anidride carbonica;
- il rinnovamento del parco<sup>16</sup>.

Non si può quindi ridurre sbrigativamente la questione del differenziale ad un problema di mix dei combustibili. Solo per fare un esempio: dopo la liberalizzazione si è consumato più gas in Italia allo stesso modo del Regno Unito. Solo che da noi lo si è pagato di più e lo si è convertito in modo meno efficiente nelle centrali esistenti.

Un altro “mito” da sfatare è quello che imputa alla complicazione ed alla lentezza burocratiche la carenza di nuove entrate nel comparto della generazione elettrica. L'iter autorizzativo è effettivamente estenuante. Esiste, però, in Italia una discreta abbondanza di siti dove sono già insediate centrali che sono da tempo poco utilizzate o addirittura ferme<sup>17</sup>. Avrebbe giovato: alla liberalizzazione; alla concorrenza; ai prezzi di mercato; alla trasparenza della regolamentazione, se almeno una parte di esse fosse stata messa a disposizione dei nuovi entranti<sup>18</sup>. Se l'entrata fosse stata scoraggiata da un eccesso di capacità, con conseguente guerra dei prezzi e loro discesa al di sotto dei costi di un nuovo entrante, non ci sarebbe stato nulla da dire. Ma in Italia non si è mai visto nulla di simile stando ai due indicatori che avrebbero dovuto confermare tale scenario: prezzi ed *oversupply*. I prezzi non sono praticamente mai scesi e sono stati altamente profittevoli. Il sistema non ha mai denunciato uno stato di grave eccedenza. Piuttosto tra il 2003 ed il 2006 si è parlato di deficit di offerta<sup>19</sup>.

Fu presto evidente che il mercato libero non era affatto in grado di offrire forniture a prezzi competitivi alle utenze energivore, abituate alle tariffe agevolate dell'ente pubblico. Ci si “arrangiò” allora mettendo a disposizione di questi clienti una quota di importazioni e di energia cosiddetta

---

<sup>15</sup> Nonostante l'incremento della produzione ottenuta bruciando gas naturale avesse superato il 60%, il rendimento medio del parco era rimasto praticamente immutato: da 2.064 kcal/kWh del 1997 era sceso a 2.043 kcal/kWh nel 2002. Non si bruciava il costoso gas nei nuovi impianti a ciclo combinato ma nelle centrali esistenti e meno efficienti, sotto la duplice azione di una regolamentazione in materia di emissioni piuttosto restrittiva e del metodo di valorizzazione del kWh vincolato. Sui possibili effetti del rinnovamento del parco in termini di efficienza e minori emissioni si rimanda a Goldoni, (2000a) e Goldoni (2002b).

<sup>16</sup> Le modalità adottate nel corso della prima assegnazione dei diritti di emissione di cui alla direttiva 2003/87/EC hanno permesso di ripartire i diritti senza alterare i rapporti di convenienza preesistenti tra combustibili ed impianti (Goldoni, (2005b)).

<sup>17</sup> Erano più di 20.000 MW nel 2002. Cifra Tabelle 2 e 3 in A. Clò - D. Pastorino, (2003), “Fatti e misfatti del deficit elettrico in Italia”, Energia n.3..

<sup>18</sup> Nell'elenco dei siti avrebbero potuto tranquillamente esserci gli impianti ammessi al recupero degli stranded cost, alcuni dei quali risultarono, incredibilmente, indisponibili al momento del bisogno (cfr. Tab. 8, 9 e 10, in AEEG, (2003) “Istruttoria conoscitiva sulle cause, sugli sviluppi e sulle eventuali responsabilità delle interruzioni verificatesi in estese zone del Paese nel mese di giugno 2003 e su possibili misure urgenti a garanzia degli interessi di utenti e consumatori. Relazione finale”, novembre) Seguirono dichiarazioni francamente inconcepibili dell'amministratore di ENEL, che parlò di una loro possibile riattivazione dietro l'ovvio, per lui, riconoscimento dei costi sostenuti. Per chi non avesse conoscenza dell'ampio dibattito in materia di: *availability, withholding and dismissal of capacity* da parte degli *incumbent*, un'ampia documentazione può esser scaricata dal sito [www.ofgem.gov.uk](http://www.ofgem.gov.uk).

<sup>19</sup> Molti, in effetti avrebbero voluto entrare: ad ottobre 2001, le richieste di connessione alla rete pervenute al gestore ammontavano a quasi 100.000 MW, per l'85% relative a centrali termoelettriche, quasi tutte a ciclo combinato. Tuttavia, a causa dei lavori di ammodernamento e riconversione delle centrali Genco, per un certo lasso di tempo mancò effettivamente potenza e la riserva fu ridotta ai minimi termini.

CIP6 a condizioni di favore<sup>20</sup>. La decisione causò effetti collaterali. In primo luogo, non spinse gli energivori ad insistere per una partenza sollecita della Borsa elettrica e, con essa, di un contesto più aperto ai nuovi entranti<sup>21</sup>. In secondo luogo, lo sforzo incessante di “arrangiare” soluzioni in direzione ostinata e contraria al mercato creò non poche complicazioni alla gestione del parco, che deflagrarono di fronte all’impennata dei consumi nella torrida estate del 2003 quando, nel giro di pochi mesi, si verificarono cose mai viste prima di allora: interruzioni programmate di fornitura ed un black-out generale in condizioni di basso carico.

Tra l’attesa della Borsa e i problemi tecnici l’AEEG trovò il tempo e il modo di adottare un sistema, definito innovativo, per l’approvvigionamento della risorse necessarie al dispacciamento, fra le quali il servizio di riserva di potenza. In regime di concorrenza, la disponibilità e la remunerazione della riserva di potenza pongono effettivamente seri problemi, per affrontare i quali si prospettano quattro - [4] - soluzioni. Se i ricavi per questo servizio derivassero solo dall’energia venduta, i pochi kWh prodotti andrebbero valorizzati su basi *pay-as-bid* - [1] - e/o in un mercato apposito - [2], perché i prezzi *wholesale* non sarebbero sufficienti. Il prezzo *wholesale* potrebbe essere integrato da un *capacity payment* - [3]. Ma se quest’ultimo fosse riconosciuto a tutta la potenza disponibile, non sarebbe probabilmente sufficiente a dare un’adeguata remunerazione alle unità che, per le loro caratteristiche tecniche, sono di norma mantenute in stato di riserva. L’opzione restante - [4] - è definire le condizioni di disponibilità e di remunerazione in contratti individuali. Questa sembrava essere la soluzione adottata dal sistema italiano alle prese con la sua ingarbugliata transizione al mercato<sup>22</sup>. Ma il Gestore della rete di trasmissione nazionale (GRTN), nella sua duplice veste di gestore della rete e del dispacciamento, non fece in tempo a stipulare alcuna convenzione per garantirsi esplicitamente la riserva nel periodo di applicazione del dispacciamento passante<sup>23</sup>. Il GRTN non fu l’unico inadempiente. Una larga parte di produttori non aveva sottoscritto i contratti di bilanciamento e scambio, onde consentire al GRTN di imputare la quota spettante dei costi di riserva (delibera AEEG 27/03). Quando sopraggiunse l’ondata di caldo e di siccità che fece impennare la richiesta e rese difficoltosa la piena produzione delle centrali termiche, la mancata disponibilità contrattuale di riserva fu una delle cause che costrinse il gestore a programmare una serie di interruzioni a rotazione delle forniture.

---

<sup>20</sup> Nelle aste CIP 6/92 l’energia era venduta ad un prezzo molto inferiore a quello riconosciuto dal GRTN ai produttori. Nell’anno 2001, la cessione di 34,7 TWh ai clienti liberi, ad un prezzo medio di 100,9 lire/kWh, e di 15 TWh al mercato vincolato, ad un prezzo medio di 134,9 lire/kWh, generò ricavi di circa 5500 miliardi, a fronte di 8.400 miliardi versati dal GRTN ai produttori. Il deficit di 2.900 miliardi fu recuperato attraverso un’apposita componente tariffaria (AEEG, (2003), “Relazione annuale dell’Autorità per l’energia elettrica ed il gas”, p. 174).

<sup>21</sup> La Borsa ha una duplice valenza positiva verso l’entrata: fornisce un’indicazione attendibile e trasparente del prezzo dell’energia elettrica; offre la possibilità di vendere anche in assenza di contratti con clienti, grossisti o finali.

<sup>22</sup> Direttiva MICA 21 gennaio 2000. GRTN, “Regole di dispacciamento V.0.”, 7 luglio 2000

<sup>23</sup> Nella Relazione finale dell’AEEG relativa ai fatti di giugno 2003, il GRTN rivela di non avere contrattualizzato alcun impianto di generazione per il servizio di riserva in accordo con la delibera 317/01, come modificata ed integrata dalla delibera 81/02. Il dispacciamento passante esegue i programmi di produzione definiti nei contratti bilaterali tra produttori e clienti finali, salvo impedimenti di natura tecnica.

L'indagine successiva dell'AEEG rivelò altri retroscena. Contrariamente a quanto previsto dalla delibera 27/03, buona parte degli impianti ammessi al recupero degli *stranded costs* non risultò disponibile ad essere dispacciata nel giorno più caldo (vedi nota 17). Furono inoltre accertate altre responsabilità in capo al GRTN. La più grave riguardava l'applicazione, disattesa, della procedura di gestione degli utenti interrompibili, che assegnava in qualunque condizione la priorità del distacco agli "utenti interrompibili senza preavviso, e, a concorrenza, agli utenti interrompibili con preavviso". L'indagine appurò che non tutte le utenze interrompibili erano state distaccate e che l'ordine di priorità tra utenze interrompibili e non, non era stato rispettato causando: "*b) una penalizzazione degli utenti interrompibili con preavviso rispetto agli utenti interrompibili senza preavviso che usufruiscono di ulteriori agevolazioni in termini di prezzo dell'energia elettrica*" (AEEG (2003), "Istruttoria conoscitiva sulle cause, sugli sviluppi etc..", Relazione finale, novembre, p. 32). A sua parziale discolta, il Gestore dichiarò di avere attribuito alle utenze interrompibili senza preavviso, in quei momenti di crisi, il ruolo di "*riserva vitale per fronteggiare incidenti di rete o ulteriori perdite di generazione*". Riserva di cui non si fece, purtroppo, l'uso dovuto neppure pochi mesi dopo.

### 3. COME LE IMPORTAZIONI ELETTRICHE SONO FINITE IN UN VICOLO CIECO

Ripercorrere le decisioni prese da AEEG, Ministero e Gestore in merito alle importazioni elettriche serve ad illuminare lo svolgimento dei fatti che portarono al black out del settembre 2003. Per un certo periodo le importazioni furono trattate come un mezzo per promuovere la concorrenza nel breve termine. Davanti alla congestione di "mercato" delle interconnessioni l'illusione svanì e si capì in fretta qual era il vero nocciolo della questione: la spartizione di una rendita appetita sia dai produttori esteri, che avrebbero voluto vendere al prezzo italiano, sia dai consumatori italiani, che avrebbero voluto acquistare al prezzo estero<sup>24</sup>. Le pressioni si scaricavano su più fronti della regolamentazione relativa all'accesso alle interconnessioni:

- (1) definizione della capacità di interconnessione disponibile;
- (2) allocazione tra mercato libero e vincolato della capacità disponibile e dei contratti di import in essere;
- (3) metodo per la ripartizione della capacità di interconnessione disponibile tra i clienti liberi.

---

<sup>24</sup> Da una parte: "Il ricorso alle importazioni dall'estero, oltre a costituire precipuo interesse degli operatori, rappresenta uno degli strumenti più efficaci e di breve termine, ad oggi disponibili, per la promozione della concorrenza sul lato dell'offerta di energia elettrica per le forniture nazionali" (AEEG, (2001), "Proposte per l'adozione di misure urgenti per la promozione della concorrenza nell'offerta di energia elettrica per il mercato libero per l'anno 2002", agosto, p. 7). Da un'altra parte, la risalita della quotazione del greggio, che era sceso a livelli inferiori ai 10 dollari al barile, aveva fatto pure salire la componente termica del kWh da 40 a 80 lire per kWh in poco più di un anno, arrivando a sfiorare le 100 lire nei primi mesi del 2001. La conseguenza, abbastanza ovvia, fu che: "La convenienza economica dei contratti bilaterali di importazione, verificata nell'anno 2000, non si è ripetuta nel 2001, in ragione del fatto che i soggetti esteri hanno realizzato la possibilità di elevare i prezzi di vendita dell'energia elettrica oltre frontiera fino in prossimità del limite costituito dal prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica vigente in Italia" (ibidem, punto 4.11)

La scelta del metodo “pro-rata” da parte dell’AEEG non fu felice. Come era da attendersi, quel metodo provocò una crescita abnorme delle richieste attratte dalla prospettiva di riuscire ad appropriarsi di almeno un pezzettino di rendita. L’assegnazione risultò molto frammentata e dispersa, al limite della ingestibilità delle bande assegnate, e spianò la strada alla successiva operazione capillare di rastrellamento di quote minori da parte dei principali operatori (AEEG (2001) “Proposte per l’adozione di misure urgenti etc..”, agosto, punto 4.8). L’anno seguente si aprì il confronto tra i gestori interessati, che sfociò in un accordo bilaterale tra GRTN e gestore francese per una procedura di assegnazione congiunta, mentre la capacità disponibile su altri confini fu ripartita in modo paritetico con i gestori esteri, che provvedono da allora ad assegnare la quota spettante ai loro clienti “esportatori”.

E’ in questo contesto che prende forma l’idea di rendere disponibile sulle interconnessioni esistenti ulteriore potenza priva di garanzia di continuità, da riservare alle utenze disposte a sottoscrivere contratti di fornitura interrompibili. L’idea sembrò allettante soprattutto perché con questo tipo di contratto il prezzo delle forniture poteva essere ulteriormente scontato. Si tenga adesso presente che poco tempo prima il GRTN aveva incrementato la capacità resa disponibile per l’import, non per effetto di un potenziamento delle infrastrutture o della capacità termica delle linee bensì grazie ad una diversa gestione dei carichi. Quel che, come si vedrà, avrebbe accentuato l’esposizione al rischio del sistema elettrico italiano<sup>25</sup>.

A questo punto, siamo verso la fine del 2002, inizia un gioco di sponda tra GRTN, AEEG e Ministero. Fatto strano date le sue responsabilità, il GRTN dichiarò utile potere disporre di 1.000 MW di potenza suscettibile di distacco istantaneo per un periodo di almeno tre anni; la richiesta, appoggiata dall’AEEG (delibera AEEG 190/02), fu accolta dal Ministero. Al primo gennaio 2003 furono messi in assegnazione 1.200 MW di contratti di importazione interrompibili<sup>26</sup>. Contemporaneamente spariva dalle aste “CIP/6” l’offerta di contratti interrompibili, ora meno convenienti. La gestione delle interconnessioni si addentra in una zona grigia e pericolosa, dove esistono molte occasioni di conflitto tra interessi commerciali e criteri di sicurezza. Le regole di dispacciamento predisposte dal GRTN nel luglio 2000 contenevano un monito profetico:

---

<sup>25</sup> “The specific problem in the concerned grid area is that the loading of the crossborder lines to Italy is mostly not proportional with the capacity of the respective lines. This depends on the overall generation pattern in the surrounding grids mainly in France, Germany, Italy and Switzerland itself, but also in other parts of the UCTE area. In particular, the transmission grid condition resulting from trading activities during the night is frequently characterised by a rather high usage of the internal Swiss transmission grid, which is difficult to be controlled by the Swiss operator by its own means. During the time before the blackout the Swiss grid was also in a highly stressed condition and the Swiss grid was operating close to the security limit given by the commonly agreed UCTE standards (N-1 Security).” (UCTE, (2003), “Interim Report” 27 ottobre, p. 29)

<sup>26</sup> Usando proprio la capacità che si rendeva disponibile in maniera non prevedibile e discontinua, il GRTN nel 2002 aveva portato a termine acquisti spot all’estero destinati in prevalenza al bilanciamento. Già dal primo trimestre 2003 si notò un forte calo delle transazioni spot concluse: a fronte di una richiesta di 2.200 GWh, erano fisicamente transitati solo 56 GWh: una percentuale del 2,5%, contro la media del 25% dell’anno prima. (GRTN, 2003, “Rapporto annuale 2002-2003”, pp. 69-70).

“Giova ricordare che una eventuale separazione della rete italiana dall'estero, in presenza delle importazioni molto elevate in atto, avrebbe come conseguenza la drastica caduta del valore della frequenza e quindi disalimentazioni di notevoli proporzioni con coinvolgimento dell'intero territorio nazionale”. (punto 5.3.2)

Proprio il contrasto tra interessi commerciali e criteri di sicurezza è indicata con franchezza inusuale dall'Ufficio federale elvetico per l'energia quale causa di fondo del black out del 28 settembre 2003 (Ufficio federale dell'energia – UFE (2003), “Rapporto sul blackout italiano del 28 settembre 2003”, novembre, pag. 6). Alle 3 di mattina di un giorno festivo, il sistema elettrico italiano era nella situazione di rischio precisamente descritta dalle regole del GRTN. La dipendenza dall'estero sfiorava il 25% per effetto di condizioni simultanee di minimo carico interno e massimo sfruttamento delle interconnessioni<sup>27</sup> (vedi Tabella).

DATI DEL SISTEMA ELETTRICO ITALIANO ALLE 03:00.

	CARICHI	FLUSSI DI POTENZA EFFETTIVI	PROGRAMMI DI SCAMBIO
CARICO TOTALE	27.702 MW		
(Sardegna esclusa)	24.064 MW		
Potenza assorbita dalle pompe	3.638 MW		
IMPORTAZIONI FISICHE	6.651 MW		
- <i>Switzerland – Italy</i>		3.610 MW	3.068 MW
- <i>France – Italy</i>		2.212 MW	2.650 MW
- <i>Slovenia – Italy</i>		638 MW	467 MW
- <i>Austria – Italy</i>		191 MW	223 MW

UCTE (2003), “Interim Report”, p. 23.

In queste condizioni estreme sopravvenne un incidente che causò l'interruzione di una prima linea svizzera ed il sovraccarico della seconda, Silz-Soazza, su cui si era riversato istantaneamente gran parte del carico. Secondo la ricostruzione fatta dall'UCTE la seconda linea avrebbe potuto reggere il sovraccarico per circa 13-15 minuti. Quanto bastava al GRTN, che dichiarava riserve attivabili nel giro di un minuto per più di 1.000 MW e altri 6.000 MW nel giro di 5 minuti, ad attivare le contromisure necessarie e sufficienti. L'UCTE lascia intendere che sarebbe bastato fermare il pompaggio -operazione procrastinabile senza problemi- per riprendere il pieno controllo della rete. Si è invece scoperto che negli istanti immediatamente seguenti al primo incidente e precedenti il black-out la quantità di energia importata dall'Italia era tornata ad aumentare (UFE, 2003, pag. 17). Se qualcosa non ha funzionato a dovere tra GRTN e Gestore svizzero di certo non si è trattato solo, come fu detto, di tempi e di canali di comunicazione.

Il dossier “importazioni” si arricchisce di altri sviluppi nel dicembre 2003, con gli stessi attori a replicare il loro abile gioco di sponda. Comincia il GRTN a manifestare un'esigenza irrinunciabile e improcrastinabile di disporre, per almeno un triennio, di un servizio di

<sup>27</sup> E forse oltre. Come rivela il rapporto UFE era dal 22 settembre che: “Sulle linee di transito e di confine fra Svizzera e Italia, soprattutto durante la notte, si verificavano sistematicamente divergenze (generalmente flussi troppo elevati) fra le quantità concordate di energia esportata dalla Svizzera all'Italia e i flussi fisici effettivi” (UFE (2003), p.12).

interrompibilità, istantanea e con preavviso, per 2.500 MW. L'AEEG, smentendo sé stessa e la ricostruzione dei fatti del 26 giugno e del 28 settembre, ammette la fondatezza della richiesta e "l'effettiva utilità del servizio di interrompibilità". A questo punto si esegue un capolavoro di destrezza. Dal 1 gennaio 2004 parte del servizio istantaneo sarebbe stato reso dai precedenti assegnatari di capacità di importazione interrompibile, tramite una semplice rinuncia al loro diritto di utilizzo, dietro l'ovvio pagamento di un corrispettivo<sup>28</sup>. La vicenda non si esaurisce qui. Il 25 settembre 2003 -tre giorni prima del black-out- il GRTN aveva comunicato al Ministero che il limite massimo di importazione era di 6.500 MW. Una settimana prima della delibera AEEG 151/03, e quindi della riunione del 12 dicembre 2003 in cui si erano concordati i 2.500 MW di interrompibilità, si era ritenuto opportuno introdurre un criterio di sicurezza più severo abbassando il limite a 6.050 MW, stante una temporanea riduzione di capacità sulla frontiera nord. Il 16 dicembre il GRTN comunicò che 2.500 MW non erano più sufficienti e il fabbisogno era adesso di 3.500 MW, da ripartire equamente -ossia 1.750 MW e 1.750 MW- tra servizio senza preavviso (o istantaneo) e con preavviso. A questo punto, la delibera 157/03 estrae dal cilindro 550 MW senza preavviso che mancavano rispetto ai 1.200 MW resi disponibili con la delibera 151/03 e già assegnati a partire dal 1 gennaio 2003. Data la riduzione del limite massimo la NUOVA capacità interrompibile, così fu chiamata, non poteva che essere inesistente o virtuale. Agli assegnatari della NUOVA capacità interrompibile fu ovviamente concesso di esercitare, alle stesse condizioni di prezzo e durata, la facoltà di rinuncia prevista dalla delibera 151/03<sup>29</sup>. Si è finiti così per premiare chi non aveva mai reso il servizio di interrompibilità (gli assegnatari), su richiesta di chi (il GRTN), pur disponendone, non lo aveva mai utilizzato e provocando (l'AEEG) ai consumatori, che hanno ovviamente pagato tutti i possibili oneri connessi, anche la beffa di legare la remunerazione triennale dei 1.750 MW interrompibili senza preavviso alla quantità di energia importata nel 2003, premiando ancor di più chi, in quell'anno difficile, aveva utilizzato con maggiore continuità la capacità interrompibile<sup>30</sup>.

---

<sup>28</sup> Poiché non risulta che esistessero contratti con scadenza oltre i 12 mesi, l'operazione garantiva ai precedenti assegnatari che rinunciavano ai diritti di capacità di trasporto interrompibile istantaneamente uno sconto triennale sulla fornitura elettrica pari al prodotto tra 21 euro/MWh e la quantità di energia elettrica importata nel 2003 con suddetta capacità. Per quel che concerne la rinuncia al servizio di interrompibilità con preavviso essa avrebbe dovuto essere acquisita secondo criteri e procedure non discriminatorie e sarebbe stata remunerata con un corrispettivo unitario di 8 euro/MWh, riferito alla quota parte degli effettivi consumi di energia elettrica, a potenza prelevata costante per tutte le ore dell'anno **2000** (sic), resa disponibile per il servizio dal singolo soggetto interessato, fino ad un valore complessivo che poteva raggiungere i 2.500 MW richiesti dal gestore.

<sup>29</sup> Poiché sarebbe altrimenti mancata una tessera del mosaico, la quantità di energia alla quale riconoscere il corrispettivo di 21 euro per MWh nel caso dei NUOVI assegnatari fu determinata convenzionalmente in ragione del grado di utilizzo nell'anno 2003 della complessiva capacità di trasporto interrompibile (i famosi 1.200 MW mai interrotti).

<sup>30</sup> Beffa su beffa, nell'inverno 2005-2006 la convenienza delle importazioni è venuta parzialmente meno e molti produttori italiani hanno esportato energia elettrica con profitto nelle ore di punta. Un'altra beffa è maturata a metà 2007 con riferimento alla fornitura di ulteriori 1000 MW interrompibili per affrontare lo stato di emergenza idrica decretato ad aprile dal Governo per affrontare la siccità primaverile. La beffa consiste nel fatto che la fornitura varrà per un triennio mentre è bastato un mese e mezzo per fare rientrare lo stato di emergenza idrico.

La solidità e l'equilibrio degli "incastrati" sono essenziali in un assetto di regolazione. Se il servizio di interrompibilità è da comprendere tra i servizi di riserva di potenza deve esserci un rapporto equo tra il corrispettivo ad esso riconosciuto e la remunerazione di riserva di qualsiasi altro genere. Da qui parte una serie di incastrati logici. In quale "forma" ed in quale mercato deve essere accertata la disponibilità a fornire riserva di qualsiasi genere? A cosa sono riferite la selezione e la remunerazione del servizio: alla variabilità del fabbisogno o al trattamento già riconosciuto al servizio di interrompibilità? Quest'ultimo è indicativo del livello, minimo o massimo, di remunerazione del servizio? E si potrebbe andare avanti. Ma sarebbe inutile, essendo evidente in questo caso che non dell'approvvigionamento di riserva si trattava, ma di una sinecura ai clienti energivori.

#### 4. DAL DISPACCIAMENTO AL MERCATO SENZA PASSARE PER LA CONCORRENZA

Gran parte dei problemi capitati nel 2003 riguardò le congestioni e la riserva, ma trovò un terreno molto fertile nella regole di dispacciamento, che erano approssimative e nel complesso inadeguate a gestire la transizione dal monopolio integrato alla concorrenza. Nelle imprese integrate il programma di produzione delle centrali è preparato a partire da un set di informazioni completo relativo a: costi, parametri tecnici dei gruppi di generazione e di rete, e previsioni di domanda. Quando subentra il mercato, la definizione dell'ordine di merito è decentralizzata ed è ricavata dalle offerte presentate alla Borsa e/o dai dati relativi ai contratti bilaterali stipulati tra produttori e consumatori. I gestori di rete si limitano a verificare ex-ante che il programma preliminare sia compatibile con le condizioni di rete e poi garantiscono il bilanciamento istantaneo dei carichi utilizzando, se necessario, la riserva. Ecco perché, in un sistema di mercato le regole per la modifica dei programmi preliminari, incluso il trattamento economico dei soggetti interessati, vanno definite in largo anticipo e con la massima trasparenza e precisione. Lo stesso rigore e la stessa cura andrebbero dedicate alle attività di bilanciamento e di approvvigionamento della riserva.

Nelle prime regole di dispacciamento preparate dal GRTN, i criteri e le modalità di selezione degli impianti non stimolavano affatto il confronto competitivo tra i produttori. L'uso eccessivo di termini come efficienza, economicità e l'onnipresente clausola di non discriminatorietà comprovava anzi lo stato incompiuto del processo di integrazione tra regolazione tecnica e regolazione economica, per tutti gli stati prevedibili del sistema elettrico. Anche quando gli estensori delle regole azzardavano approfondimenti, come nella parte dedicata alla modifica dei piani, i criteri apparivano ragionevoli sul piano tecnico e non privi di fondamento economico, ma restavano carenti negli aspetti più essenziali per il mercato: il trattamento economico degli impianti interessati dalle modifiche dei piani. Lasciare in simili casi troppa discrezionalità al gestore può dare luogo a



comportamenti economicamente irresponsabili. D'altra parte, la comoda alternativa di scaricare i costi, espliciti ed impliciti, di questi servizi interamente sui clienti vincolati non è certamente più valida dal punto di vista dell'efficienza, dell'economicità e della non discriminatorietà.

Il primo tentativo di integrare la parte economica e la parte tecnica della regolazione del mercato elettrico fu compiuto con lo STOVE: Sistema Transitorio di Offerte di Vendita dell'Energia elettrica per il mercato vincolato, che fu operativo a partire dal primo luglio 2003<sup>31</sup>. L'ordine di merito generale seguiva priorità predefinite: (-) impianti non dispacciabili; (-) contratti bilaterali destinati al mercato libero; (-) contratti acquisiti da ENEL nelle sue funzioni transitorie di Acquirente Unico (AU) per il mercato vincolato; (-) produzione "integrata" nei limiti delle forniture vincolate servite dal distributore facente capo alla stessa società/gruppo (ad esclusione di impianti obbligati a partecipare allo STOVE); (-) STOVE, in cui avevano precedenza gli impianti ammessi al meccanismo di rimborso degli stranded cost. Tutta la produzione di questi impianti doveva transitare per lo STOVE<sup>32</sup> (art. 8.2, delibera AEEG 67/03)

Attraverso lo STOVE, gli inconvenienti tecnici visti fino ad ora sono andati ad incrociarsi con le vicissitudini della concorrenza, che hanno visto l'AGCM confrontarsi con l'operatore dominante ed il suo scomodo azionista di riferimento, il Ministero del Tesoro e poi dell'Economia. In questi anni, la condotta di ENEL è passata più volte sotto la lente dell'AGCM, con l'aggiunta di un'indagine conoscitiva svolta congiuntamente dalle due Autorità. Le tre istruttorie più interessanti e significative sono state:

1. ENEL Trade– Clienti idonei (aperta nel marzo 2002 e chiusa nel novembre 2003);
2. ENEL Produzione – Endesa (aperta nel giugno 2003 e chiusa nel giugno 2004);
3. Comportamenti restrittivi sulla borsa elettrica (aperta nell'aprile 2005 e chiusa nel dicembre 2006);

che hanno singolarmente avuto uno svolgimento ed un esito analoghi: sebbene dai documenti raccolti nella fase istruttoria emergessero con evidenza gli abusi perpetrati e le distorsioni esistenti nel mercato, le sanzioni finali sono mancate o sono state puramente simboliche.

---

<sup>31</sup> Lo STOVE avrebbe dovuto cedere posto alla borsa elettrica il 1 gennaio 2004. La delibera AEEG 163/03 prorogò lo STOVE fino all'operatività del sistema delle offerte, e comunque non anteriormente all'1 febbraio. La data effettiva di avvio della borsa fu il primo aprile 2004.

<sup>32</sup> Nel regolamento dello STOVE si trovano varie perle. Per la categoria "incompletezza" segnaliamo che nella determinazione delle condizioni di disponibilità di riserva secondaria e terziaria mancava lo stato di necessità verificatosi il 28 settembre 2003 (punto 8.1). Per la categoria "discriminazione" segnaliamo –articolo 6.2 dell'allegato A alla delibera AEEG 67/03- un vincolo, tecnicamente assurdo, imposto agli impianti diversi da quelli ammessi al meccanismo di rimborso degli *stranded costs* che desiderassero partecipare allo STOVE, di essere abilitati per almeno il 50% della loro potenza nominale alla fornitura di riserva secondaria e terziaria. Il vincolo fu eliminato dalla delibera AEEG 163/03 non per manifesta illiceità ma perché sarebbe terminato dal 1 gennaio 2004 il rimborso degli *stranded costs*.

La prima istruttoria accertò una fitta trama di illeciti compiuti da ENEL nei confronti dei clienti -abusi, clausole vessatorie e discriminazioni di vario genere- e nei confronti dei concorrenti. A tale riguardo l'AGCM aveva scovato prove di una strategia di dissuasione all'entrata persino nella documentazione relativa alla dismissione delle centrali imposta dal decreto Bersani<sup>33</sup>. Il complesso di questi illeciti fu sanzionato con una lieve multa -due milioni e cinquecentomila euro- e senza alcuna richiesta-offerta di impegni futuri da parte del reo in favore della concorrenza.

La seconda istruttoria esaminò i termini di un accordo tra ENEL e gli acquirenti delle tre Genco che aveva lo scopo di programmare la produzione delle centrali in base ad una procedura comune detta TEM: *Team Energy Management*. La funzione primaria originaria del TEM era la trasmissione in forma aggregata al GRTN degli elementi necessari a definire e garantire il dispacciamento dell'energia necessaria alla copertura del fabbisogno del mercato vincolato. All'inizio la procedura era confinata all'interno del perimetro del gruppo ENEL e poteva apparire un modo solo più comodo di presentare le informazioni utili al dispacciamento dei propri impianti. Dopo la cessione della prima Genco, la sua natura mutò in un'intesa di stampo potenzialmente collusivo, con la quale, in sostanza, si riservava agli acquirenti delle Genco una parte delle forniture del mercato vincolato, di cui ENEL svolgeva pro-tempore le funzioni di AU. In cambio si poteva ritenere che ENEL raggiungesse un duplice vantaggio:

- (1) il prezzo di cessione delle Genco poteva essere più alto;
- (2) gli acquirenti delle Genco avrebbero avuto minori motivi per insistere affinché l'avvio della Borsa elettrica fosse più celere<sup>34</sup>.

Dai documenti istruttori emerge un quadro della situazione surreale. Si apprende che il 14 giugno 2000 ENEL aveva comunicato al GRTN, a quei tempi azionista unico del Gestore del Mercato (GME), che avrebbe mantenuto la procedura TEM fino al completamento delle cessioni delle Genco, previsto per il 2003. La comunicazione sembrava dare per scontato che il GRTN-GME non avrebbe avviato prima di allora il sistema di offerte che secondo la legge doveva partire il 1 gennaio 2001. E così in effetti avvenne. Non ci volle invece molto tempo perché il GRTN rimpiazzasse il TEM con lo STOVE, dopo che l'abbassamento della soglia di idoneità deciso alla fine di aprile 2003 aveva portato i consumi vincolati ad un livello insufficiente a garantire un'utilizzazione congrua della potenza inclusa nel perimetro del TEM. La novità non alterò i rapporti di "buon vicinato" tra ENEL e Genco che rinnovarono la loro intesa nello STOVE. La

---

<sup>33</sup> Per gli illeciti nei confronti dei clienti: Bollettino AGCM n. 48/2003, punto 210. Per le strategie avverse al mercato: ibidem, punti 66 e 77.

<sup>34</sup> Si segnala che tra le misure finalizzate all'incremento dell'offerta sul mercato libero, che tanto premevano all'AEEG, l'unica ad avere avuto effetti immediati e significativi fu quella relativa all'energia CIP6. Tra il 2001 ed il 2002 le centrali delle tre Genco continuarono infatti a destinare più dell'80% della loro produzione al mercato vincolato (Bollettino AGCM 48/2003, punto 23).

nuova versione prevedeva un regime di controllo, ex-ante ed ex-post, sulle offerte di prezzo (Bollettino AGCM n. 24/2004 punto 107) e ricevette esplicita, seppur temporanea, approvazione dall'AGCM.

Al termine dell'istruttoria il TEM fu dichiarato illecito per avere ristretto e falsato in modo consistente il gioco della concorrenza. Al momento di decidere le sanzioni, però, i membri del collegio balbettarono: il caso è complesso; la situazione è particolare; la condotta è cessata. L'AGCM si accontentò di invitare i soggetti coinvolti ad astenersi in futuro da pratiche anticoncorrenziali. Visti i precedenti e l'autorizzazione appena concessa all'intesa temporanea nello STOVE, quale esito poteva avere il garbato invito<sup>35</sup>? E di fatti, sia l'indagine congiunta sia la successiva istruttoria ebbero ad oggetto i comportamenti dei "soliti ignoti" sulla borsa elettrica, divenuta nel frattempo operativa.

L'indagine congiunta avrebbe potuto davvero segnare un punto di discontinuità. Le premesse erano buone:

"Affinché si possano creare condizioni strutturali di concorrenzialità del mercato è necessario che le due autorità intervengano in maniera coordinata, individuando nell'ambito delle rispettive competenze le misure da disporre ex-ante sulle condizioni strutturali di funzionamento del medesimo (regolatore), e gli interventi ex- post di valutazione e sanzione dei possibili illeciti (antitrust)" (AGCM-AEEG (2005) "Indagine conoscitiva sullo stato delle liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale" ((IC 22), p. 125).

Il mercato elettrico è un'istituzione interamente progettata a tavolino per testare la validità dell'intuizione originaria: lo strumento della concorrenza può rendere più efficiente l'attività di dispacciamento. Il progetto italiano era molto ambizioso sotto il profilo tecnico-organizzativo, ma ha ottenuto risultati modesti sul piano della concorrenza e dell'efficienza economica. In Italia il dispacciamento dipende dagli esiti di ben quattro mercati distinti, comunicanti ed organizzati in sequenza temporale. Il "mercato del giorno prima" è il vero e proprio *wholesale market* dove arrivano *bid* da parte dell'offerta e della domanda che consentono di stabilire l'ordine di merito preliminare e di fissare un prezzo unico di acquisto e di vendita. Ogni volta che l'ordine di merito *unconstrained* non rispetta un limite di transito sulla rete nazionale, il mercato assume una configurazione zonale, nella quale i programmi di produzione delle centrali cambiano e si fissano prezzi d'acquisto differenziati per zona, mentre il prezzo medio nazionale di vendita resta unico. Gli operatori hanno poi a disposizione il "mercato del giorno" per aggiustare quasi in tempo reale le posizioni fisiche. Il "mercato dei servizi di dispacciamento" e il "mercato della riserva" consentono al gestore di rete di reperire le risorse con le quali effettuare il bilanciamento<sup>36</sup>.

---

<sup>35</sup> L'indagine congiunta si dilunga per un intero capitolo sul coordinamento tacito e sulla collusione senza mai parlare del TEM. Non era una buona occasione per spiegare perché non era stata punita la pratica esplicita di coordinamento?

<sup>36</sup> A differenza del pool inglese, in Italia i contratti bilaterali hanno continuato ad essere ammessi avendo priorità nell'ordine di merito, dato che i volumi interessati: "sono assimilati, rispettivamente, a offerte di vendita sul Mercato del Giorno Prima (MGP) a prezzo zero o offerte di acquisto sul MGP formulate senza indicazione di prezzo" (IC 22, (2005), p. 36). La coesistenza di contratti bilaterali e zone ha posto il problema di evitare asimmetrie rispetto al MGP. "Il produttore (ndt: che è parte di un contratto bilaterale) è tenuto a versare (o a ricevere) al (dal) gestore di rete un corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto di ammontare unitario pari alla differenza positiva (negativa) tra prezzo unico nazionale e prezzo zonale. L'operatore bilaterale è in questo modo penalizzato se contribuisce alla congestione e premiato per il fatto di attenuarla, allo stesso

Per fare il punto sullo stato della concorrenza e dell'efficienza, l'indagine congiunta partì da dove si sarebbe dovuto in sede di progetto: la struttura industriale ed il potere di mercato. In ossequio al misterioso male che affligge le autorità europee, tutto lo scibile era condensato in indici tradizionali di concentrazione del mercato ed indicatori innovativi –stranamente lo stesso aggettivo affibbiato alle vendite di gas da parte di ENI, di cui parleremo nel prossimo capitolo- e specifici del settore elettrico introdotti dall'AEEG (IC 22, (2005), p. 7). Ma comunque lì si girasse non c'era verso: tutti gli indicatori erano concordi e indicavano inequivocabilmente che ENEL: *“detiene un elevato potere di fissazione del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica. Tale potere deriva sia dalla condizione di indispensabilità assoluta su un ben definito mercato geografico rilevante, sia dalla possibilità di estendere la posizione di indispensabilità su più mercati considerati congiuntamente”* (ibidem, p. 82)<sup>37</sup>. Anzi, l'inserimento delle zone nella nuova organizzazione dei mercati elettrici aveva paradossalmente rafforzato il potere di mercato dell'ENEL, senza portare miglioramenti apprezzabili nel campo della prevenzione e della risoluzione delle congestioni. Nell'attuale organizzazione, l'operatore dominante era lo stesso di prima –con la parziale eccezione della Sardegna- e per di più riusciva ad avvantaggiarsi della ripartizione in zone attuando strategie di offerta congiunte. Un effetto simile si stava osservando anche nel mercato dei servizi di dispacciamento (MSD)<sup>38</sup>.

La tesi delle due Autorità era che: *“Un disegno di mercato zonale permette di ridurre i costi sostenuti dal Grtn nel MSD (...). Si tratta di un elemento rilevante, in particolare alla luce delle assai critiche condizioni concorrenziali prevalenti sul MSD”* (IC 22, (2005), p. 37). Una tesi che non ha superato la prova dei fatti<sup>39</sup>. Una sorte se possibile peggiore ha avuto la tesi secondo la quale: *“un disegno di mercato zonale (...) permette di inviare ai produttori corretti segnali di prezzo incentivando, nel lungo periodo, la localizzazione efficiente delle unità di produzione.”* (ibidem, p. 37). L'insieme di mercati zonali, strumenti di copertura e tariffe di trasmissione non ha affatto dimostrato capacità di orientare gli investimenti di generazione e di rete verso un sistema

---

modo del produttore che opera sul MGP” (ibidem, p. 39). Il meccanismo non doveva essere perfetto se con deliberazione n. 205/04: *“l'AEEG ha disciplinato il funzionamento di questi strumenti di copertura dei costi di congestione, prevedendo a decorrere dall'anno 2005 l'assegnazione, attraverso procedure concorsuali da parte del Gestore della rete, di CCC con valorizzazione esplicita e nella forma di obbligazione riferiti alla differenza tra il prezzo della zona indicata nel diritto ed il prezzo unico nazionale ovvero riferiti al valore del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto.”* (ibidem, p. 44). Sul funzionamento di questi strumenti torneremo più avanti.

<sup>37</sup>Nel rapporto GME del 2005 si segnala un lieve miglioramento dell'indice HHI. Tuttavia: *“solo quattro operatori, indicati come A, B, C e D, hanno fissato il prezzo su base nazionale in una quota di ore mediamente superiore a 0,6%. Di questi, l'operatore A ha fissato il prezzo mediamente nell'89,2% delle ore, in crescita rispetto al 2004 (82,2%) (...) la possibilità di fissare il prezzo unilateralmente è rimasta elevata, in quanto l'operatore A ha potuto vendere in assenza di concorrenza circa il 76% della propria quota di mercato (tabella 26)”* (GME 2005). Non ci vuole però molto a capire chi sia il misterioso operatore A.

<sup>38</sup> Per quanto riguarda il MSD, l'indicazione delle quote di mercato era univoca (IC 22, (2005), p. 7). *“In ogni caso è possibile affermare che, rispetto al mercato all'ingrosso, siamo di fronte ad un mercato molto più concentrato e con un ruolo dell'operatore incumbent ENEL di assoluta preminenza”* (ibidem, p. 105). Tutto il contorno era cambiato, ma il comportamento di ENEL rispetto al bilanciamento era identico nella sostanza a quello moderatamente sanzionato nel novembre del 2003 dall'AGCM.

<sup>39</sup> Vedi più avanti quanto detto a proposito della delibera AEEG 165/06 e vedi anche: AEEG, (2006), *“Orientamenti per la definizione di misure urgenti atte a contenere i costi del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica per i clienti finali”*, documento di consultazione, Luglio.

tecnicamente più equilibrato ed economicamente più efficiente<sup>40</sup>. Detto in altri termini: un sistema dove la frequenza delle congestioni è minore ed i costi per la loro risoluzione sono più bassi. Non sarebbe stato allora più sensato progettare un mercato con un'organizzazione più semplice e con una missione prevalente da assolvere: facilitare l'azione di contrasto al potere ed agli abusi di mercato?

Nel 2005 l'AEEG aveva ritenuto necessario avviare il monitoraggio del mercato elettrico tramite una serie di indicatori, zonali e non<sup>41</sup>. Una parte significativa della terza istruttoria dell'AGCM, sui comportamenti restrittivi di Borsa, è basata su questi indicatori. Un'altra buona parte si regge, o forse sarebbe meglio dire si aggrappa, sulla rivisitazione del concetto di prezzo eccessivamente oneroso che era stata introdotta nel corso dell'indagine congiunta:

“Più correttamente, il prezzo “eccessivamente oneroso” deve rivelarsi tale perché esito non della mera scelta razionale di massimizzazione dei profitti, ma perché effetto di una strategia di massimizzazione più ampia, nel senso che incorpora un obiettivo di alterazione del mercato a fini escludenti, di impedimento all'ingresso, di trasferimento del potere di mercato o di discriminazione a danno dei concorrenti. Detto altrimenti, l'analisi che sembra più corretta, qualora si debba valutare una “anomala” evoluzione dei prezzi in un mercato con un operatore dominante, non consiste nel comparare tali livelli di prezzi per accertarne l'“eccessiva onerosità”, ma quello di dimostrare se tale strategia sia l'esito di un obiettivo diverso.” (IC 22, (2005) p. 131).

Ora, è certamente vero che l'onere della prova di prezzi eccessivi come:

“forma di sfruttamento di potere di mercato, fattispecie tipizzata dal diritto comunitario della concorrenza all'articolo 82, paragrafo 2, del Trattato CE, pone forti criticità di ordine istruttorio, segnatamente riconducibili alle difficoltà, segnalate dalla prassi, di applicare al caso concreto il c.d. “*price cost test*” in ragione della difficoltà di determinare l'ipotetico prezzo di mercato realmente competitivo in rapporto al quale valutare l'anomalia di quello in concreto analizzato” (AEEG, 2005, allegato B delibera 25, p.4.).

Ma è anche vero che misure di *capping* dei prezzi, che testimoniano la presenza di un rischio di prezzi eccessivi e indirettamente anche l'esistenza di un livello ragionevole, pur se massimo, dei prezzi, erano state prese in molti mercati elettrici degli USA, per giunta meno concentrati del nostro, e nel Pool inglese, in ragione dell'alta rigidità della domanda e dell'essenzialità del servizio (Goldoni, (1995) e (2001)). Abituata a non smentirsi, anche l'AEEG aveva escogitato qualcosa di simile prima di passare agli “indicatori innovativi”: *“Nel 2005 l'AEEG ha abbandonato il meccanismo di monitoraggio del mercato previsto per il 2004 dalla delibera n. 21/04 e basato sulla previsione di un tetto al prezzo medio mensile delle ore F1/F2.”* (GME, (2005) “Rapporto annuale”). In tali condizioni, si dovrebbe potere prefigurare una condotta abusiva per eccessiva onerosità dei prezzi anche nel

---

<sup>40</sup> Il sistema elettrico era squilibrato in partenza con oltre la metà della capacità disponibile ubicata al Nord. (IC 22, (2005), fig. 1.8 - pag. 18) e la localizzazione della nuova capacità non avrebbe ridotto lo squilibrio nel breve termine: *“Nel più ampio periodo 2004-2007 si prevede un incremento della potenza efficiente netta operativa pari a circa 14.800 MW che, per oltre il 60%, sarà localizzato nella zona Nord (cfr. figura 1.10)”* (ibidem p. 23). Rispetto alle congestioni l'opinione del GRTN era chiara: *“In questo caso, appare necessario ipotizzare politiche di investimento nella rete di trasmissione al fine di consentire maggiori scambi di energia tra zone rispetto alle attuali possibilità.”* (ibidem p. 24). Le zone quindi cambiano poco salvo che la rendita di congestione sia trasferita alla rete con obbligo di investirla affinché sia eliminata, come suggerito al punto 6 della Commissione n.2006/770/EC della decisione.

<sup>41</sup> *“Il nuovo meccanismo di monitoraggio del mercato, stabilito nella delibera n. 50/05, ha invece introdotto una serie di indicatori basati su misure di concentrazione strutturali e sulle differenze tra prezzi zonali (c.d. Indice di Marginalità - IM). Tali indicatori possono aver contribuito alla riduzione dei differenziali di prezzo tra zone registrata nel 2005”* (GME, (2005), Rapporto annuale).

quadro di una normale strategia di massimizzazione dei profitti. Tanto più che nella borsa elettrica non esiste affatto l'immediata *"possibilità del cliente di sostituire la produzione di uno specifico produttore con quella di altri"* (AEEG, (2005) "Misure per la promozione della concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e nel mercato per il servizio di dispacciamento" documento di consultazione, 5 maggio, p.5) che offrono un prezzo minore, cosicché la capacità del soggetto dominante di fissare prezzi eccessivamente onerosi può esercitarsi con più facilità, eventualmente anche in forma collusiva.

Dopo essersi legate le mani da sole, le due Autorità dovettero imbarcarsi nella non facile dimostrazione che gli alti prezzi di borsa registrati a gennaio e giugno del 2005 non erano frutto di una strategia di massimizzazione del profitto, a loro dire, lecita, perché solo così avrebbero potuto sanzionare ENEL per il fatto di avere attuato una strategia contraria agli interessi di altri operatori concorrenti. Ed anche ai propri, a quel che sembra (AEEG, (2005), "Allegati A e B, Delibera 25").

Nella parte iniziale della segnalazione inviata all'AGCM, l'AEEG definisce razionale - e quindi lecita - la strategia attuata da ENEL, poiché gli aumenti di gennaio avvengono *"nella fase di finalizzazione dei contratti bilaterali, per i quali la borsa definisce il prezzo di riferimento"* (AEEG, (2005), "Allegato A, Delibera 25", pp. 2-3)<sup>42</sup>. Nel giro di poche pagine il giudizio muta radicalmente, con la seguente spiegazione: data la quantità di contratti già sottoscritti da ENEL, secondo i calcoli dell'AEEG il prezzo della zona nord sarebbe stato più alto di quello che avrebbe consentito di massimizzare i profitti complessivi del gruppo ENEL<sup>43</sup>. Così spiegata, la condotta di ENEL non appare certamente razionale. Ma diventa anche una condotta poco comprensibile con riferimento ad eventuali fini escludenti, data la sua durata limitata nel tempo. Il regolatore avrebbe probabilmente dovuto vagliare altre spiegazioni plausibili, prima di esprimere giudizi più adatti ad un caso clinico che ad un caso antitrust:

"Elemento qualificante della fattispecie concreta è, infatti, non solo, o non tanto, il livello anomalo dei prezzi determinatosi in conseguenza della condotta dell'esercente, bensì il fatto che l'incremento non è stato, in rapporto ad altri impegni assunti dallo stesso esercente, nemmeno contenuto entro la soglia che avrebbe consentito la massimizzazione del profitto. In altri termini, risulta accertata una condotta *ridondata* in una obiettiva manipolazione del mercato svincolata da qualsiasi criterio economico, *incomprensibile* persino nell'ottica della massimizzazione della funzione di profitto dell'impresa. *Ne consegue il delinearsi di un caso in cui il prezzo è eccessivo, patologico in assoluto e non nel rapporto relativo con un ipotetico massimo livello ammissibile dato l'assetto del mercato di riferimento.* (AEEG, 2005, "Allegato B, Delibera 25", p.4).

A giugno, il quadro dei prezzi era effettivamente più complesso da decifrare. Al livello elevato del prezzo unico di vendita (PUN), si aggiungevano prezzi zionali divergenti, con un forte

---

<sup>42</sup> Almeno dieci anni prima un comportamento analogo volto ad influenzare indirettamente i prezzi dei contracts for differences era stato aspramente contestato da Ofgem (Goldoni, (1995)).

<sup>43</sup> La dimostrazione è fatta nell'ipotesi, estrema ed eroica, che tutti i contratti ENEL conclusi fuori dalla Borsa, inclusi i contratti pluriennali di importazione, avessero le stesse condizioni di un contratto alle differenze assegnato all'asta dall'Acquirente Unico nel dicembre 2004 e di cui ENEL si era aggiudicato 2.525 MW (AEEG, (2005), "Allegato A, Delibera 25", p.16). Solo e soltanto sotto quest'ipotesi *"l'effetto che una data variazione del prezzo di equilibrio della zona Nord determina sul ricavo associato ad 1 MWh oggetto di un contratto di compravendita stipulato al di fuori del sistema delle offerte è identico all'effetto che detta variazione comporta sul ricavo associato ad 1 MWh oggetto di un contratto alle differenze avente uno strike price uguale al prezzo pattuito nel contratto di compravendita stipulato al di fuori del sistema delle offerte"* (ibidem, p.16).

impatto sul corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto (CCT) arrivato fino al 30% del PUN. Anche in questa occasione, si preferì seguire l'ipotesi di strategie volte ad arrecare danno ai concorrenti. In particolare, ai titolari di contratti bilaterali che non avevano coperture a termine per l'onere da CCT<sup>44</sup>.

L'insegnamento fondamentale che si trae da questi ragionamenti arzigogolati sui prezzi è che se la realtà non può essere modificata, può essere interpretata a piacimento. Non sarebbe stato sufficiente constatare lo stato moribondo in cui versa da anni la concorrenza per accertare la causa primaria degli alti prezzi?

Ad ogni modo, con la delibera 212/05 il tenore dell'analisi dei prezzi cambia e l'AEEG propone finalmente una misura strutturale. I prezzi elevati sono ovviamente imputati al potere di mercato di Enel che, grazie ad esso, riesce a fissare il prezzo "a livelli superiori a quello atteso in un contesto concorrenziale" (AEEG, (2005), delibera 212). Messe in un cassetto le ipotesi di razionalità, gli abusi di prezzo consentono di imporre ad ENEL la cessione temporanea di *Virtual Power Plant* (VPP). Questo tipo di misura strutturale era stata imposta dall'UE ad Electricité de France (Edf) nel 2001, come forma di compensazione per l'autorizzazione concessa all'acquisizione di una partecipazione in EnBW. La taglia e la tipologia prevalente degli impianti di Edf avevano portato a preferire una cessione virtuale e temporanea di capacità al posto di una cessione vera e propria. Questi presupposti non esistevano affatto nel caso di ENEL: intanto non si trattava di compensazione ma di abuso di posizione dominante e, soprattutto, non erano in ballo centrali nucleari di grossa taglia ma centrali termoelettriche di dimensioni disparate.

Alla fine del 2005 furono comunque avviate le procedure concorsuali per la cessione di 3.800 MW di VPP in due macrozone: centro-sud e Sicilia. Le procedure non ebbero però esito perché il prezzo base fu ritenuto troppo alto e scoraggiò i potenziali acquirenti. Il fatto che a distanza di un anno la stessa identica misura sia stata accettata dall'AGCM al termine dell'istruttoria sui comportamenti restrittivi sulla borsa elettrica come impegno "compensativo" da parte di ENEL suscita giustificate perplessità<sup>45</sup>. Tanto più che visti i quantitativi più ridotti offerti da

---

<sup>44</sup> Le ipotesi sarebbero più facili da sostenere se le fonti di informazione non oscurassero sistematicamente, in quanto sensibili, i dati sulla capacità disponibile e sui genset che hanno fissato il prezzo nel periodo in esame a confronto con la capacità disponibile e le offerte dello stesso genset in periodi simili. Anche l'indice di marginalità -percentuale di ore in cui ENEL fissa il prezzo e presenta altre offerte nell'intorno del prezzo- che fornirebbe in forma condensata informazioni di questo genere, non può essere pubblicato.

<sup>45</sup> In applicazione di quanto disposto dall'art. 14-ter della n.287/1990 come modificato dal decreto legge 223/2006. "(Impegni). - 1. (...) Entro tre mesi dalla notifica dell'apertura di un'istruttoria per l'accertamento della violazione degli articoli 2 o 3 della presente legge o degli articoli 81 o 82 del Trattato CE, le imprese possono presentare impegni tali da far venire meno i profili anticoncorrenziali oggetto dell'istruttoria. L'Autorità, valutata l'idoneità di tali impegni, può, nei limiti previsti dall'ordinamento comunitario, renderli obbligatori per le imprese e chiudere il procedimento senza accertare l'infrazione". Secondo l'AEEG: "interventi volti a modificare l'interesse per gli operatori di mercato ad esercitare il proprio potere di mercato, quali l'obbligo per i medesimi a cedere VPP, si caratterizzano, tra l'altro, per la loro flessibilità; ciò che consente di garantirne la proporzionalità, la transitorietà e l'assenza di caratteristiche repressive e/o sanzionatorie;" (AEEG (2005) "Misure per la promozione della concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica tese alla riduzione del grado di interesse ad esercitare il potere di mercato (Virtual Power Plant o VPP)" Documento di consultazione, 4 agosto, p. 5). E' da dimostrare in quale modo la transitorietà del VPP ricordata dall'AEEG si concili con l'esigenza richiamata dal legislatore di far venire meno i profili anticoncorrenziali. Per non parlare

ENEL -1.000 MW nel 2007, ancora di meno l'anno seguente- il rimedio non modificherà di certo lo stato della concorrenza.

Uno studio più assiduo della riforma inglese avrebbe mostrato che per stimolare la concorrenza Ofgem aveva adottato misure di vario genere. Le più significative, elencate qui sotto in ordine cronologico, sono state:

(1) obbligo agli *incumbent* di mettere in vendita le centrali prima di smantellarle definitivamente;

(2) adozione temporanea di un tetto annuale ai prezzi del Pool;

(3) uso delle tariffe di trasmissione per inviare segnali di localizzazione agli investimenti in generazione;

(4) impegni, accettati e rispettati, da parte degli *incumbent* a cedere capacità in cambio del via libera ad acquisizioni;

(5) continue sollecitazioni a modifiche sostanziali delle regole del Pool.

Un primo punto di svolta nell'evoluzione del mercato e della concorrenza si ebbe quando il *price-setting* sostituì le quote, di mercato o di capacità, nel monitoraggio del potere di mercato. Un fatto fondamentale da cui maturò il secondo punto di svolta nell'evoluzione del mercato e della concorrenza fu l'esperienza acquisita da Ofgem nell'accertamento della manipolazione opportunistica delle regole del Pool da parte dei produttori. Poiché costoro, che erano gli unici membri del Pool autorizzati ad apportare modifiche, lasciavano sistematicamente cadere nel vuoto le sollecitazioni a cambiamenti sostanziali, Ofgem ed il Ministero competente decisero di avviare il passaggio dal Pool ai *New Electricity Trading Arrangements*, imperniati sui contratti bilaterali e sul *Balancing Mechanism*. (Goldoni (1995) e (2000b)).

Rispetto a questo percorso in Italia si è fatto tutto alla rovescia. Si è atteso a lungo prima di avviare la Borsa, che invece avrebbe agevolato le entrate. Si è data un'organizzazione molto evoluta al mercato, senza preoccuparsi che la struttura industriale fosse in grado di sostenerla. Si sono costruiti indicatori assai elaborati per accertare condizioni di potere di mercato e di prezzi eccessivi che erano lampanti. Non si è quasi mai ottenuto il rispetto degli impegni assunti dall'*incumbent*, senza per questo negargli l'autorizzazione ad intese collusive con gli acquirenti delle Genco nonché principali concorrenti potenziali. Non si è definito un legame esplicito tra i ricavi di congestione, ora attribuiti a Terna, e gli incentivi ad investire nello sviluppo della rete<sup>46</sup>. Non è stato ancora fatto un serio tentativo di elaborare uno schema di incentivo rivolto al contenimento dei costi di

---

dell'assenza di caratteristiche repressive e/o sanzionatorie notata dall'AEEG e forse sfuggita all'AGCM quando doveva valutare l'idoneità degli impegni a fare venire meno i profili concorrenziali.

<sup>46</sup> Da un comunicato stampa apparso nel sito di Terna nel gennaio del 2007 si apprende che saranno gli investimenti programmati da Terna a ridurre le congestioni locali: "favorendo l'utilizzo di nuova capacità di generazione"liberata". Dove quel nuova dovrebbe turbare un poco.



dispacciamento da parte del gestore della rete e capace di tenere insieme: (a) la complessa organizzazione data ai mercati; (b) la struttura concentrata dell'industria; (c) i legami di interesse tra gestore e produttore dominante.

A questo proposito, una succinta esposizione di fatti realmente accaduti può dare un'idea dei costi di questo ritardo. Secondo i principi esposti nell'art. 60.2 della delibera 111/06, Terna dovrebbe, allo stesso tempo, minimizzare gli oneri e massimizzare i proventi conseguenti all'attività di approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento. Tali principi presuppongono l'ovvio rispetto dei vincoli tecnici, ma non di prestare una cura particolare ai costi. Non è dato quindi alcun incentivo al gestore affinché contenga volumi e prezzi delle risorse acquisite per il dispacciamento, spartendo i possibili risparmi (o gli eventuali extra-costi) con i clienti finali. Nel giro di pochi mesi l'AEEG è dovuto nuovamente intervenire allo scopo di contenere i costi di dispacciamento. La nuova delibera (165/06) opera principalmente neutralizzando l'articolazione zonale del mercato ai fini della valutazione e della valorizzazione degli sbilanciamenti. Si è cercato in questo modo di porre un tardivo rimedio alla concentrazione che, come era risaputo, tende ad essere più alta in alcune zone e ancora di più nel MSD.

La copiosa letteratura sui mercati elettrici prodotta in questi anni (per la quale si rimanda alla bibliografia) avrebbe consigliato un approccio più pragmatico:

“Del resto, gli stessi proponenti dei modelli teorici ammettono esplicitamente che l'applicazione integrale dei loro modelli sarebbe operativamente impossibile. Essi costituiscono, comunque, un valido test per misurare gli effetti di approcci più pragmatici in termini di: efficienza del mercato di generazione; capacità di giustificare/orientare gli investimenti nel sistema di trasmissione e nelle attività di generazione e di consumo; potenzialità di abusi di posizione dominante da parte dei generatori e/o della stessa rete di trasmissione.” (Goldoni, (1999), p. 39).

L'opinione, personale e contestabile, in merito alle zone ed all'estrazione della rendita di congestione per mezzo di strumenti finanziari era stata espressa in tempi non sospetti nei seguenti termini:

“Un primo limite viene implicitamente messo in evidenza da chi paventa il rischio di comportamenti strategici da parte dei produttori per appropriarsi della rendita di congestione. In effetti, si profila un corto circuito logico se: a) non si può avere un mercato della generazione concorrenziale, senza prezzi efficienti della trasmissione; b) non si possono avere prezzi efficienti della trasmissione, senza un mercato competitivo della generazione. (...) Anche ammettendo condizioni di concorrenza perfetta nella generazione, questi modelli trovano nuovamente difficoltà insormontabili nella definizione dei tempi e delle forme attraverso le quali gli agenti forniscono le informazioni relative agli scambi conclusi (anche solo in termini di quantità e profili di uso della rete) per consentire la gestione in tempo reale del sistema, ovvero consentire al mercato di autoregolare i prezzi dell'energia elettrica, i prezzi della trasmissione e i relativi prelievi ed immissioni. (...) O il mercato è in grado di anticipare fra gli  $n$  possibili stati della rete quale sarà  $b$  stato effettivo ed il conseguente valore economico dell'accesso alla rete, oppure ogni transazione è esposta ad un rischio. Esso può essere fronteggiato in due modi: utilizzando strumenti finanziari, come i *contract for differences* ed i *transmission congestion contracts*, oppure rendendo note ex-ante le regole tecniche ed i costi per l'accesso

alla rete. La prima soluzione sembra spostare in avanti il problema, senza risolverlo.” (Goldoni, (1999), p. 54)<sup>47</sup>.

Nel Regno Unito sono sempre stati molto pragmatici anche quando, ad esempio, si trattava di prevenire abusi nel *wholesale market*. Ofgem ha iniziato a monitorare il mercato mediante indici, ma ha stilato semplici linee guide destinate ai titolari di una autorizzazione (*licence*) a produrre elettricità, che dovrebbero scongiurare qualsiasi condotta abusiva nella fissazione dei prezzi nel Pool e quindi nel sistema di contrattazioni bilaterali (Ofgem, (2000), “The Prevention of Wholesale Market Abuse: Guidelines for Generators” Ofgem, gennaio, p. 4). La prova dell’esistenza di “*substantial market power*” si ricava dalla capacità di provocare “*substantial change*” nei prezzi indipendentemente da ragioni di costo e/o di domanda. La condizione inserita nelle *licence* riguarda però l’abuso di “*substantial market power*” e non il potere di per sé. Tra i possibili abusi rientrano quelli a danno dei consumatori, che si verificano principalmente quando il comportamento del produttore è ritenuto essere l’unico responsabile di: “*wholesale electricity prices (...) that are substantially higher than could be expected in competitive conditions*”<sup>48</sup>. Un’altra fattispecie di abuso considerata sono le restrizioni e le distorsioni alla concorrenza: “*An example could be where a Licensee exercises market power so as deliberately to raise Pool prices and inflict substantial losses on a competitor in circumstances where it is known that the competitor’s contract position is such that it is significantly exposed to purchases from the Pool.*” (ibidem, p. 9, nostra sottolineatura)<sup>49</sup>. Insomma, qualcosa di molto simile a quello che ENEL, secondo l’AGCM, si sarebbe autoinflitto.

---

<sup>47</sup> Anche lo strumento finanziario non era privo di difetti: “*Oren (1997), abbandonando di fatto l’ipotesi di partenza di prezzi spot ottimi dell’energia elettrica, contesta l’adozione dei TCC in quanto il loro valore di mercato è fissato ex-post. Questo può provocare comportamenti strategici da parte dei produttori, che potrebbero alzare il loro prezzo di offerta (il prezzo del kWh al nodo di immissione) per catturare interamente la rendita di congestione. Chao-Peck (1996) propongono invece il ricorso a transmission capacity rights (TCR) che dovrebbero essere scambiati contemporaneamente all’energia su un mercato (.....) In questo modello sono ovviamente fondamentali ipotesi di informazione perfetta, disponibile in tempo reale e di assenza di costi di transazione: gli stessi autori riconoscono che: “information processing cost might be too high”.* (Goldoni, (1999), p.43)

<sup>48</sup> Sia detto anche con riferimento al cambiamento di approccio dell’AEGG rispetto ai prezzi eccessivamente onerosi ma nella terza istruttoria l’AGCM non ha mai ravvisato un danno causato ai consumatori provocato dai prezzi eccessivi, ed ha sempre e solo accusato ENEL di avere voluto estendere il proprio potere di mercato su altre aree geografiche provocando l’aumento dei costi dei concorrenti (Bollettino AGCM 49/2006, punti 6 e 11).

<sup>49</sup> Le condizioni inserite nelle *licences* sono conseguenza dell’applicazione al settore energetico del “COMPETITION ACT 1998”, nel quale non si nega la difficoltà di accertare l’intenzionalità di un aumento dei prezzi stanti “*problems of identifying clear competitive benchmarks*” Ma non per questo si afferma la liceità di qualsiasi strategia volta ad aumentare i prezzi in quanto razionale per il soggetto che gode di un sostanziale potere di mercato. Anzi: “*Hence, the process of defining a market cannot be carried out in isolation, but needs to be considered alongside other evidence on market power and the undertaking’s conduct* (punto 3.12)”. E l’abuso può manifestarsi per esempio “*by an ability to raise prices above competitive levels to an extent that can cause significant harm* (punto 3.21) Ofgem, d’altra parte, deve usare un approccio pragmatico anche di fronte a strategie di prezzi predatori, per accertare le quali occorre nuovamente basarsi su “*a relatively strict cost-based test. Where prices are found to be below average variable cost and are a means of eliminating a competitor, the Authority is likely to presume this conduct abusive. However, there are legitimate commercial reasons for pricing below average variable cost, which may not constitute an abuse.*” (punto 3.23)

## 5. E' POSSIBILE UN MERCATO DEL GAS?

Tutti in Italia ammettono che la concorrenza nel settore del gas è pressoché inesistente: ENI resta l'operatore dominante e continua a guadagnare profitti ingenti. Anche lo scorrere del tempo gioca in suo favore. Rimanendo così le cose, la prossima rimozione del tetto antitrust imposto dal Decreto 164/2000 restituirà ad ENI buona parte delle quote di mercato passate nelle mani dei concorrenti. A quel punto, ci si accorgerà che dietro bolle del gas, presunte, ed opposizioni locali ai rigassificatori, reali, non vi è stato alcun significativo incremento della capacità di entrata resa disponibile ai terzi, che era invece condizione necessaria, ma non sufficiente, per creare autentica concorrenza<sup>50</sup>.

Stando ai dati contenuti nell'ultima relazione annuale dall'AEEG e riferiti al 2005, mentre la domanda interna continua a crescere la produzione nazionale è in costante declino. Già adesso oltre l'85% del gas immesso nella rete nazionale proviene dall'estero. Di questo, però, solo una modesta percentuale -5%- è rappresentata da contratti di durata compresa entro l'anno. Se si escludono le cessioni temporanee di gas imposte dalla legge all'ENI, si tratta dei soli volumi potenzialmente accessibili ai nuovi entranti in conseguenza della liberalizzazione. Contrariamente alle promesse<sup>51</sup>, infatti, quasi tutta la capacità incrementale messa a disposizione da nuovi gasdotti e potenziamenti - oltre 20 miliardi di metri cubi al 2010- è stata assegnata secondo procedure poco trasparenti e poco rispettose della concorrenza. Le procedure hanno viceversa perpetuato vincoli strutturali, come l'uguale durata dei contratti di acquisto e di trasporto, che hanno formato insieme agli assetti di proprietà<sup>52</sup> e di regolamentazione del trasporto internazionale un blocco all'entrata insuperabile.

Stiamo per parlare di contesti, come l'Italia l'Europa continentale, che sono certamente poco adatti ad accogliere un mercato competitivo del gas. Se gli esiti della liberalizzazione fossero decisi

---

<sup>50</sup> Due brevi estratti per dare conto della natura di cui sono fatti i nuovi entranti ed i tetti antitrust. “*Sebbene il numero di soggetti importatori di gas sia sicuramente aumentato rispetto al periodo precedente, nel quale, oltre ENI, anche ENEL e Edison operavano nell'import di gas, gli unici ingressi “su larga scala” (importazioni di grandi quantità e per periodi superiori ai cinque anni) sono stati quelli relativi agli acquisti oltre frontiera di gas di ENI da parte di Dalmine Energie, Energia e Plurigas (“vendite innovative”).* (IC (22), (2005) p. 174). “*E' verosimile che l'intenzione del legislatore fosse di contemperare due esigenze: (a) creare un ambiente favorevole alla concorrenza attraverso l'imposizione di tetti antitrust che scendono con gradualità nel tempo; (b) evitare penalizzazioni alle aziende del gruppo ENI, ancora controllato dal Tesoro, quali si sarebbero potute avere nel caso fosse stata imposta la cessione di una quota della sua produzione nazionale e/o dei contratti di importazione in portafoglio. E' altrettanto probabile che il legislatore intendesse in questo modo stimolare due comportamenti delle aziende ENI ritenuti virtuosi: (1) la vendita di gas naturale su mercati esteri; (2) l'autoconsumo in nuove centrali di produzione di energia elettrica a ciclo combinato. Il management ENI ha invece preferito una terza soluzione, a cui ha dato il nome accattivante di vendite “innovative”, in base alla quale cede all'estero per i prossimi dieci anni gas proveniente dai propri contratti take-or-pay ad operatori che lo rivendono in Italia. In questo modo il gas è immesso nella rete italiana da società che non sono direttamente né indirettamente controllate da ENI, rispettando formalmente il dettato legislativo.*” (Goldoni,(2003a), p.48)

<sup>51</sup> “*L'ingresso di nuovi operatori può essere consentito nell'immediato anche da misure di capacity release e di potenziamenti dei gasdotti internazionali da parte di ENI. Tali infrastrutture possono essere rinforzate in tempi brevi e con costi ridotti, mettendone a disposizione le capacità addizionali a soggetti diversi, e consentendo un approvvigionamento indipendente di gas da parte di traders in grado di contrattare direttamente con i fornitori esteri. Il potenziamento appare più facilmente realizzabile sul gasdotto TTPC, grazie: (i) alla possibilità tecnica che sembrerebbe sussistere di aumentare la capacità di trasporto con limitati investimenti; (ii) all'esistenza di rapporti già perfezionati tra il fornitore Sonatrach ed alcuni shippers; (iii) alla circostanza che gli shippers abbiano già sottoscritto contratti ship or pay a lungo termine a valere sulla nuova capacità.*” (IC (22), (2005), p. 257).

<sup>52</sup> “*A partire dall'anno 2000, (...) ENI ha intrapreso una riorganizzazione societaria anche con riferimento alla gestione delle infrastrutture di trasporto internazionali. Tale ristrutturazione ha comportato l'assegnazione di diritti esclusivi di utilizzo delle infrastrutture o ad imprese comuni, costituite ad hoc (come avviene nel caso del sistema TAG con ENI e OMV), o direttamente tramite l'assegnazione di quote di tali diritti alle società fondatrici dell'infrastruttura.*” (IC (22), (2005) p. 167)

dal contesto, perché insistere? In realtà, i risultati dipendono anche da come è progettata la riforma degli assetti e dei poteri istituzionali, e da come è gestita la regolazione dei mercati.

## 6. IL PEZZO ITALIANO

La prospettiva più adatta a governare il processo di liberalizzazione doveva probabilmente abbracciare l'intera Europa continentale. Gli assetti istituzionali ed i poteri di regolazione andavano messi a punto in riferimento ad essa ed alla ricerca di una soluzione a quello che possiamo considerare il padre di tutti i problemi: le condizioni di accesso ai gasdotti di importazione. L'Italia, invece, come praticamente tutti gli altri Paesi membri dell'Unione europea, ha progettato in modo autonomo la riforma del settore gas ed ha poi gestito la regolazione del mercato nazionale senza riuscire ad incidere sulla mancanza di pluralismo nell'offerta di gas. Da questo punto di vista, si può senza dubbio dire che in questi 6-7 anni AEEG e AGCM, come le stelle, sono state a guardare. Anche la pesante multa inflitta ad ENI nel 2005 dall'AGCM al termine di un'interminabile istruttoria -aperta alla fine del 2001, fu chiusa una prima volta nel novembre del 2002 per essere ripresa nel 2004 a causa di inadempienze da parte di ENI- è un prezzo che l'*incumbent* potrebbe tranquillamente permettersi di pagare per mantenere lo status quo<sup>53</sup>.

Nulla le due Autorità avevano da eccepire di fronte a richieste non sempre accettabili e proporzionate:

"le società che gestiscono i gasdotti internazionali, prima di affrontare la eventuale realizzazione di potenziamenti delle infrastrutture, richiedono agli utilizzatori anche adeguate garanzie, quali la sottoscrizione di impegni di trasporto di lungo periodo, e/o la presentazione di fidejussioni bancarie al fine di garantirsi il ritorno sugli investimenti." (IC (22), (2005), p. 167)

Nulla avevano da eccepire di fronte al continuo rinvio tattico degli impegni assunti:

"Inizialmente, il potenziamento del sistema TAG (nдр: TAG è il gasdotto che unisce la Russia all'Italia) era previsto essere completato per l'anno 2008. Successivamente, a seguito di un accordo sottoscritto tra ENI e la Direzione generale concorrenza della Commissione europea il 31 luglio 2003 in relazione alla rimozione delle clausole di destinazione economica contenute nei contratti *take or pay* sottoscritti da ENI e Gazprom, il potenziamento del TAG al 2008 è condizionato al mancato avvio, entro il giugno 2005, dei lavori di realizzazione di almeno uno dei due terminali di rigassificazione di GNL; nel caso in cui si realizzino entrambi i terminali il potenziamento è stato rinviato al 2012." (Ibidem, p. 168)<sup>54</sup>.

Nulla, infine, avevano da eccepire di fronte alle giustificazioni meno credibili:

"Il citato accordo (nдр: ENI-Gazprom del 2003) va nella direzione di assicurare sempre maggiore liquidità e possibilità di scambi commerciali al di fuori dei tradizionali legami esclusivi tra i fornitori e i singoli paesi

---

<sup>53</sup> Basta scorrere i bilanci per capire quanto il comportamento dilatorio tenuto dagli amministratori di ENI sia convenuto agli azionisti. Presto i consumatori saranno consapevoli che le sanzioni inflitte a queste imprese sono della stessa natura dei condoni fiscali. E crescerà in loro il sospetto di essere i pagatori di ultima istanza delle multe. Ripensandoci, non deve essere un caso se le applicazioni dello Sherman Act passate alla storia dell'economia antitrust non sono di questo tipo.

<sup>54</sup> Ci siamo così meritati una citazione nel rapporto finale della DG Concorrenza: "*Additionally, lack of investment and delayed investments by transmission companies with vertically integrated supply companies are another serious source of concern. It is recalled that one National Competition Authority has found that a vertically integrated network operator deliberately stopped an investment project in order to benefit its supply branch by depriving competitors of access to more capacity.*" (DG Competition, (2007), p. 13). E l'apertura di un'indagine UE a carico di ENI nel maggio 2007.

europei, e in particolare permette il disaccoppiamento tra contratti a lungo termine ed una specifica infrastruttura di importazione.” (Ibidem, p. 172).

Salvo accorgersi, sempre alla fine, che le cose erano andate diversamente. Vedi: il rinnovo dell'accordo tra ENI e Gazprom del novembre 2006, che conferma i volumi ENI fino al 2035 e apre a Gazprom uno spiraglio per vendere direttamente 3 miliardi di metri cubi sul mercato italiano. Vedi: il potenziamento del gasdotto algerino, TTPC, che si è concluso con l'entrata di Sonatrach nel mercato italiano, dove potrà vendere direttamente 2 miliardi di metri cubi, e con una quota di 1 miliardo di metri cubi riservata ad ENEL, che è il concorrente nazionale più grosso di ENI ma è anche quello più propenso a colludere con l'*incumbent*.

Le nostre Autorità non hanno sempre avuto idee molto chiare sul progetto di riforma nazionale. L'opinione dell'AGCM sulla transitorietà dei tetti antitrust, ad esempio, era all'inizio positiva.

“Nel caso del gas, la temporaneità è espressamente prevista dallo schema di decreto e riferita a un periodo di otto anni: essa appare, pertanto, effettivamente in grado di garantire che, al termine di un periodo transitorio, spetterà al mercato di fare emergere il migliore competitore; in questa prospettiva, sarebbe forse addirittura desiderabile una anticipazione nel tempo del periodo di valenza delle soglie. La diversità delle soglie di vendita e di immissione in rete, infine, potrà, nel periodo transitorio, facilitare lo sviluppo di attività di trading commerciale da parte anche dei cosiddetti "clienti grossisti", contributo che può rivelarsi importante per la promozione della concorrenza.” (vedi: Parere su: “Schema di decreto legislativo di attuazione della direttiva 98/30/CE relativa a norme comuni per il mercato interno del gas”, Bollettino AGCM, n. 11/2000).

Quando ci si è accorti che le cose non stavano esattamente in questi termini, si è tentato di forzare un'apertura maggiore del mercato usando i procedimenti avviati a carico di società del gruppo ENI come apriscatole, ma senza raggiungere lo scopo desiderato<sup>55</sup>.

L'istruttoria Blugas-Snam era stata aperta sulla base di argomentazioni poco solide, che ritenevano legittima e percorribile la richiesta del *trader* Blugas di abbinare automaticamente al contratto di vendita con il cliente finale l'accesso alla capacità di importazione per un volume corrispondente (Goldoni, (2002a)). Quando l'istruttoria terminò per la prima volta, nel novembre 2002, la condanna fu comminata in base ad un'argomentazione ben diversa:

“sempre ascritta alla categoria dell'abuso di posizione dominante, ma si riferisce, nella fattispecie, ad altri comportamenti lesivi della concorrenza rispetto a quelli denunciati da Blugas: vale a dire, le cosiddette vendite “innovative” da parte di EDGP (ndt: ENI Gas and Power) con consegna all'estero del gas naturale e il successivo trasferimento di contratti pluriennali di trasporto sulla rete nazionale di gas agli acquirenti delle forniture di EDGP.” (Goldoni, (2003a), p.46).

Sulla base di questa condanna l'AGCM ingiunse ad ENI di attuare misure compensative nella forma dell'accesso ai gasdotti TAG e TTPC, di fronte alle quali ENI mise invece in atto con successo una strategia di resistenza passiva. Degli effetti dilatori conseguenti agli accordi intercorsi con l'UE a proposito del gasdotto TAG, si è detto. Nel caso del gasdotto algerino, ENI accampò una

---

<sup>55</sup> Nei primi mesi del 2007 ENI ha concordato un modesto *gas release* da 1,5-2 miliardi di metri cubi per il 2007 ed il 2008 per appianare in base all'articolo 14-ter della legge 287/1990 un'ennesima querelle antitrust sull'uso discriminatorio dell'impianto LNG di Panigaglia.

serie di difficoltà relativamente ai tempi, ad impedimenti di natura contrattuale legati alla controparte algerina<sup>56</sup> ed infine persino a ragioni economiche per le quali ENI sostenne doversi:

“..evitare un’offerta eccessiva di gas sul mercato italiano, che costringerebbe ENI: “a ritirare quantitativi di gas ben al disotto dei propri obblighi take or pay e conseguentemente a dover pagare ingenti penali per il gas non ritirato”<sup>57</sup>. Nonostante un costo del gas inferiore e la maggior ampiezza dei margini rispetto ai suoi concorrenti<sup>58</sup>, ENI non può evidentemente concepire di vendere il proprio gas a prezzi più bassi, in modo da mantenere i suoi volumi, anche in caso di nuove entrate, entro le quote massime di consumo ed immissione nazionali, prestabilite dal decreto n.164/2000 fino al 31 dicembre 2010. Quali misteriosi impedimenti escludono ENI dal libero gioco della concorrenza?” (Goldoni, (2004a), p.29)

Con ritardo cominciarono ad essere messi a fuoco le ragioni strutturali per le quali la concorrenza stentava e l’oligopolio (monopolio) prosperava.

“In un siffatto assetto di mercato, gli unici incentivi *ex ante* ad investire nell’approvvigionamento di gas da parte di altri operatori risultano strettamente vincolati all’esistenza di quote di domanda lasciata libera dall’*incumbent*. In altri termini, l’equilibrio oligopolistico che si può determinare dipende dalla possibilità che ciascun fornitore, in proporzione ai propri contratti *take or pay* stipulati, offra l’intera propria disponibilità di gas approvvigionato ad una specifica parte di consumatori finali non servita da altri; su tale “domanda residuale” ciascun fornitore si comporterà alla stregua di un operatore in condizione di monopolio. Al tempo stesso, questa strategia rappresenta un segnale credibile ai concorrenti circa la volontà di non innescare alcun confronto competitivo sul resto della domanda.” (IC (22), (2005), p. 177).

Ma più sconcertanti del ritardo sono le conclusioni a cui perviene l’analisi, che sono di tenore analogo a quelle viste nel caso dell’industria elettrica. Anche qui è la razionalità a spingere gli operatori a cercare un equilibrio oligopolistico e non vi sarebbero pertanto espliciti comportamenti anticompetitivi:

“La ripartizione implicita del mercato che deriverebbe da tale equilibrio oligopolistico non è frutto di un esplicito accordo collusivo tra operatori concorrenti (e per questo sanzionabile ai sensi dell’articolo 2 della legge n. 287/90 e/o dell’articolo 81 del Trattato di Roma), ma è, per i motivi esposti, l’esito delle strategie razionali assunte dagli operatori dato il contesto di prevalenza della modalità di approvvigionamento tramite contratti *take or pay*.<sup>59</sup>” (ibidem, p. 177).

Nelle stesse conclusioni trova ampia assoluzione anche la clausola *take or pay*:

---

<sup>56</sup> “E sembra (ndt: l’AGCM) anche non scorgere alcun profilo anticoncorrenziale nella dubbia condotta seguita da ENI durante la procedura di assegnazione della capacità di trasporto su TTPC. La sua interruzione segna l’aborto del tentativo più convincente di promozione della concorrenza nel mercato italiano, basato sull’accesso degli shipper ai gasdotti internazionali e sulla loro diretta trattativa con i produttori esteri.” (Goldoni, (2004a), p.31)

<sup>57</sup> AGCM, Bollettino 12/2004, punto 9.

<sup>58</sup> AEEG-AGCM (2004), “Istruttoria conoscitiva congiunta sullo stato della liberalizzazione del settore del gas – Conclusioni dell’istruttoria”, giugno, pp. 4, 13, 14.

<sup>59</sup> Nell’indagine conoscitiva la razionalità è giustificata sulla base delle seguenti ipotesi: nuovo entrante con disponibilità di gas; equilibrio statico domanda-offerta; contratti take-or-pay privi di flessibilità. Qualora il nuovo entrante innesscasse una concorrenza di prezzi con offerte al ribasso agli stessi consumatori essa “coinvolgerebbe “a cascata” tutti i segmenti della domanda, dal momento che nessun fornitore avrebbe più la garanzia di vendere ad una porzione di domanda residuale, e a prezzi di monopolio, il volume minimo previsto dalla clausola take or pay. L’esito sarebbe, per tutti i segmenti di clientela, l’offerta potenziale di gas a costo marginale nullo e quindi un gioco competitivo avente come effetto profitti certamente inferiori a quelli assicurati dal potere di monopolio esercitato dalla segmentazione della domanda. Anticipando razionalmente tale esito, è indubbio che nessun operatore cercherà di sottrarre clientela ai concorrenti potendo estrarre il massimo profitto esercitando, senza concorrenza, il proprio potere sulla domanda captive a lui riservata.” (IC (22), (2005), p. 177 nota 38). Nessuna delle tre ipotesi riflette però la realtà italiana: i nuovi entranti non hanno gas, l’equilibrio è dinamico, la maggior parte dei contratti *take-or-pay* ha flessibilità

“.. il ricorso alla clausola *take or pay*, ove venga considerato isolatamente, non appare certamente una pericolosa anomalia concorrenziale quanto, piuttosto, una (necessaria) caratteristica comune dei contratti di approvvigionamento di lungo periodo di gas naturale, presente dappertutto a livello internazionale ed idonea, in una logica *ex ante*, a rendere appetibili ingenti investimenti di lungo periodo ed a redditività differita, quali appunto quelli nell'approvvigionamento di gas naturale.” (ibidem, pp. 177-178)

Sia il procedimento “Blugas-Snam” sia l’indagine conoscitiva devono essere catalogati tra le occasioni perse. E il tempo che passa consolida le posizioni acquisite.

“I gradi di libertà per un intervento esterno da parte della regolazione sulla predisposizione di un ambiente favorevole alla moltiplicazione dei concorrenti e delle capacità sono ampi fintanto che i mercati sono in fase di apertura e il settore è controllato da imprese pubbliche. Quando manchi anche una sola di queste due condizioni, le resistenze dei mercati nei confronti di un intervento pesante di regolazione sulla struttura del settore o in contrasto con la forma autonomamente determinata di organizzazione degli scambi sono molto forti. Questa rigidità amplifica i contraccolpi dell'intervento in modo incontrollato e, come l'esperienza ha ampiamente dimostrato, i relativi costi si scaricano sui soggetti più deboli: nuovi entranti e piccoli consumatori. Qualsiasi regolatore che non consideri, prima di agire, gli effetti potenziali del suo intervento dimostra allora di non avere capito quello che fu il vero miracolo a cui si assistette in quel di Tiberiade circa 2000 anni orsono. Esso non fu tanto la moltiplicazione dei pani e dei pesci (il maestro ed i suoi discepoli potevano nascondere un trucco), ma il fatto che dopo la loro distribuzione a nessuno fu presentato il conto.” (Goldoni, (2002a), p.4).

## 7. IL PEZZO EUROPEO<sup>60</sup>

Anche in Europa, come in Italia, l’offerta di gas era caratterizzata dal declino della produzione interna e dal progressivo aumento della dipendenza dalle importazioni extraeuropee. Per questa ragione un pezzo importante della liberalizzazione era attaccato alle condizioni di accesso alle importazioni per i nuovi entranti. L’altro pezzo era legato allo scenario di mercato che sarebbe prevalso.

Al momento della liberalizzazione, erano prefigurabili tre scenari di mercato: “guerra di prezzo”, “*business as usual*” ed “ambiente”. Nel primo scenario, la guerra di prezzo è alimentata dall’eccesso di offerta che potrebbe scaturire da una crescita dei consumi inferiore ai volumi acquisiti in virtù dei contratti esistenti<sup>61</sup>. In questo caso, pur mancando i presupposti favorevoli all’entrata di nuovi operatori, si vedrebbe probabilmente un’effettiva concorrenza di prezzo tra *incumbent*. Nel secondo scenario, l’incremento dei consumi è appena sufficiente ad assorbire i volumi dei contratti esistenti. Uno spazio esiguo per *newcomers* potrebbe esserci ma essi faticano a colmare gli svantaggi di costo ed accesso alle infrastrutture rispetto agli *incumbent*, che coesistono quietamente tra loro. Solo lo scenario “ambiente” avrebbe potuto imprimere una svolta decisa all’evoluzione del mercato del gas, spostando il settore termoelettrico verso questo combustibile. Il premio “ambientale” avrebbe assegnato al gas bruciato nelle centrali un valore sostanzialmente allineato con quello riconosciuto negli altri settori d’uso. In questo scenario, i costi più alti delle

---

<sup>60</sup> Questa parte contiene una sintesi, riveduta e corretta, delle analisi e delle considerazioni svolte in Goldoni, (2003b) e Goldoni, (2004a).

<sup>61</sup> “(...) per un buon numero di anni futuri, porzioni (ndr: molto significative) dell’incremento di domanda di gas naturale che si verrà a realizzare potranno essere soddisfatte con gas proveniente dai contratti sottoscritti da ENI nel 1997, ossia nell’imminenza dell’avvio del processo di liberalizzazione.” (IC (22), (2005), p. 163).

nuove fonti di approvvigionamento potevano quietamente coesistere con un'entrata competitiva nel mercato del gas.

Sull'esito finale avrebbero ovviamente influito le strategie delle maggiori imprese e le scelte di regolazione. Sotto questo secondo aspetto, le scelte più delicate riguardavano: 1) i tempi di apertura del mercato finale; 2) le condizioni di accesso alle reti e la struttura delle tariffe di trasporto; 3) l'organizzazione dei mercati elettrici; 4) la normativa ambientale. Dell'organizzazione dei mercati elettrici qualcosa si è detto. Per la normativa ambientale e la travagliata applicazione della direttiva “*emission trading*” si rimanda a Goldoni (2004b). Di qui in avanti si tratterà dei primi due punti.

L'Europa non ha ancora messo a punto un modello di regolazione in grado di modificare gli assetti di mercato in senso coerente al processo di liberalizzazione. In questo settore, per altro, ci sono diversi elementi che complicano il lavoro di riforma:

- l'integrazione tiene saldamente uniti approvvigionamento e trasporto internazionali;
- la stipula di un contratto di approvvigionamento di lungo periodo è praticamente impossibile se non si dimostra prima di possedere diritti di trasporto di analoga durata;
- il portafoglio-contratti degli *incumbent* è difficilmente replicabile dai concorrenti per dimensioni, varietà e convenienza;
- la Commissione, pur avendo raggiunto l'eliminazione dai contratti di approvvigionamento delle clausole di restrizione territoriale e delle clausole di destinazione d'uso, ha poi concesso privilegi eccessivi alle clausole TOP<sup>62</sup>.

Per dare a questi elementi una forma compatibile con la “concorrenza” ci sarebbero volute idee chiare ed un preciso progetto di regolazione. In caso contrario, le strategie degli *incumbent* avrebbero facilmente prevalso. Purtroppo le scelte di regolazione sono state poco accorte e lungimiranti ed hanno soffocato la concorrenza.

Se la direttiva avesse imposto più gradualità nell'apertura del mercato, gli operatori avrebbero avuto più tempo per mettere a punto strategie di segmentazione di stampo più competitivo. Se la direttiva non fosse stata confezionata sulla misura dei mercati nazionali e dei sistemi di trasporto indipendenti, i mercati non sarebbero così facilmente rimasti nelle mani degli *incumbent* ed il sistema di trasporto europeo in quelle dell'oligopolio collusivo.

Non bastasse i responsabili della DG concorrenza non hanno protetto come dovevano l'embrione di mercato e concorrenza che poteva svilupparsi lungo la direttrice nord-orientale dei transiti europei di gas. Si tratta di un via d'accesso fondamentale intorno alla quale gravita il più

---

<sup>62</sup> L'art. 25 della direttiva 98/30/EC consente di negare a terzi l'accesso alle reti di trasporto a tutela dei contratti provvisti di clausola TOP siglati prima del 1996. La conseguenza è stata l'assegnazione della capacità di trasporto secondo il criterio *first committed, first served*, in virtù della quale i contratti di *shipping* formalizzati dagli *incumbent* dopo la liberalizzazione hanno la stessa scadenza dei contratti storici di fornitura.



grosso mercato europeo: quello tedesco. In quell'area era infatti presente buona parte delle condizioni necessarie, ancorché non sufficienti, per lo sviluppo di una concorrenza accettabile, fra cui: a) pluralità di soggetti con buona disponibilità di gas e di diritti di trasporto associati; b) infrastrutture estese e con proprietà dispersa; c) comparsa dei primi *hub*. In queste condizioni, squilibri, anche modesti e temporanei, tra domanda ed offerta avrebbero potuto agevolare i tentativi di entrata nel mercato tedesco nel caso vi fosse un eccesso di domanda, ovvero i tentativi di entrata in mercati limitrofi da parte delle imprese tedesche, in caso esse avessero eccessive disponibilità di gas.

La Commissione avrebbe dovuto assumere iniziative più incisive in materia di regolamentazione di accesso e sviluppo delle reti di trasporto internazionali ad alta pressione, gettando più copiosamente i semi della concorrenza in quella “terra di nessuno” che sta a monte della “capacità in entrata” nelle reti di trasporto nazionali e riguarda l'accesso ai gasdotti internazionali e quindi alle forniture *upstream*<sup>63</sup>. Non è stato fatto nulla di serio sul piano regolamentare e antitrust per arginare le strategie *pre-emptive* con cui gli *incumbent* hanno saturato la capacità di trasporto esistente e in costruzione, ed hanno ipotecato una grossa fetta del mercato degli approvvigionamenti anche mediante l'acquisizione di compagnie di trasporto nell'est Europa. La DG Concorrenza non è mai stata un serio ostacolo alle strategie di concentrazione e di coordinamento in senso orizzontale (consorzi) e verticale (rapporti di fornitura) messe in atto dalle maggiori imprese europee del gas. Gli *incumbent* hanno quindi avuto vita facile ad impedire le nuove entrate ed aumentare progressivamente il livello di concentrazione e di coordinamento decisionale: la tipica evoluzione verso quella forma di mercato nota come oligopolio collusivo.

Nei settori che hanno una spiccata ed innata tendenza alla concentrazione, l'analisi antitrust dovrebbe muoversi su tre piani: strategico, comportamentale e “*what if*”. L'analisi strategica serve ad identificare il modello prevalente di crescita delle imprese -per vie interna o esterna- ed i suoi effetti sulla concorrenza. L'analisi comportamentale valuta la propensione delle imprese al coordinamento. L'analisi “*what if*” la completa, mettendo in luce le forme e gli obiettivi più plausibili dell'eventuale coordinamento tra imprese. Nello specifico del mercato europeo del gas l'analisi avrebbe potuto essere condotta in modo ancora più mirato. Ci si chieda quali acquisizioni, fusioni, *joint venture* e nuove entrate si sono verificate negli ultimi anni e quali effetti hanno avuto sul livello di concentrazione. Si passi poi a riflettere sull'origine delle maggiori imprese, sugli intrecci azionari ed operativi, sulle strategie di crescita e sulle condizioni strutturali del mercato per valutare se esse rendono l'industria più propensa alla competizione o al coordinamento. Infine, ci si

---

<sup>63</sup> La Commissione, ad esempio, non qualificava come discriminatorio il diverso trattamento tariffario e di accesso alle reti che molti Stati membri riservavano al transito internazionale rispetto al trasporto nazionale, anche quando la distinzione tra transito e trasporto era unicamente riferibile ai soggetti richiedenti il servizio e non alle infrastrutture. (Commissione, (2002), “Commission Staff Working Paper - Second benchmarking on the implementation of the internal electricity and gas market” Sec (2002) 1038).

interroghi sulla direzione che prenderebbe oggi il coordinamento strategico e quali variabili metterebbe sotto controllo.

Molti casi delicati sono passati in questi anni sul tavolo della DG Concorrenza. Essi sono stati esaminati seguendo uno schema di ragionamento differente, che è finito spesso per contraddire gli obiettivi di liberalizzazione posti dalla direttiva. La fusione tra E.on e Ruhrgas è stato certamente un caso emblematico. Data la centralità del mercato tedesco, il giudizio delle autorità nazionali ed europee sulle mosse operate in quella zona avrebbe condizionato gli sviluppi del mercato europeo. Il regolatore inglese espresse a questo proposito una serie di argomentate preoccupazioni ai Commissari europei dell'energia e della concorrenza<sup>64</sup>. L'unica risposta conosciuta fu l'assenso, implicito, dato dalla Commissione alla fusione. Che le preoccupazioni non fossero infondate lo prova il primo verdetto negativo dell'Antitrust tedesco. In caso di diniego da parte del Bundeskartellamt, la legge tedesca consente però di chiedere l'autorizzazione direttamente al Ministero federale dell'economia e della tecnologia sulla base di motivi di carattere non economico. Quel che E.On fece invocando ragioni superiori di pubblico interesse. Non stupisce, a questo punto, il consenso dato dal Ministero alla fusione, ma che tra le motivazioni addotte ve ne sia una di carattere squisitamente economico, vale a dire che la nuova impresa sarebbe stata più pronta ad acquisire altre società nel mercato europeo che si stava liberalizzando e privatizzando<sup>65</sup>. Alla luce di questa dichiarata motivazione appare ancor più incredibile che la DG concorrenza si fosse dichiarata non competente a valutare il caso perché due terzi del fatturato di ciascuna società era realizzato nel mercato nazionale. Dando voce alle proteste del relatore presso il Parlamento europeo della nuova direttiva sul mercato elettrico: *"It is ridiculous that a 83 billion euros merger is not subject to Eu competition policy"*<sup>66</sup>.

Per mettere meglio a fuoco lo schema di ragionamento applicato dalla DG concorrenza, altri elementi utili sono ricavabili dall'istruttoria sull'acquisizione da parte di Rhurgas, GazdeFrance e Gazprom di una partecipazione del 49% nella società di trasporto slovacca SPP<sup>67</sup>. Di questa

---

<sup>64</sup> La lettera del 18 febbraio 2003 parlava di "serious concerns about the consequences for the establishment of competition in the German market and to the proper functioning of the European energy market. (...) The development of further competition is likely to be further impeded as a result of the acquisition's impact on market structure. The E.ON/Ruhrgas deal serve to increase the horizontal market concentration combined with a further entrenchment of the industry structure. (...), it is important that European and national competition law is both robust and consistent". Il testo è disponibile a: <http://www.ofgem.gov.uk>

<sup>65</sup> Il disegno strategico che si andava in questo modo componendo in Germania mostrava un'industria che, da un lato, proteggeva il mercato interno e, dall'altro, procedeva alla sua espansione verso l'estero cercando di acquisire il controllo dei corridoi orientali di accesso al gas russo. La connessione e la coesione strategica fra il mercato interno ed i mercati esteri erano assicurate dal regime vigente di accesso negoziato alle infrastrutture di trasporto nazionali. (BDI e altri, (2002), "Association's Agreement on third party access for natural gas (VV II)" a [www.elan-ec.com](http://www.elan-ec.com) ).

<sup>66</sup> Vedi POWER IN EUROPE n. 380/2002.

<sup>67</sup> Nelle *pipelines* gestite da SPP transitava all'epoca il 75% delle forniture russe all'Unione Europea. Preme sottolineare la DG concorrenza non ha mai trattato espressamente degli effetti dell'integrazione verticale sulla concorrenza, anche solo per valutare in quale modo la definizione e l'estensione geografica dei mercati rilevanti fossero influenzate dalla presenza e dall'intensità di relazioni verticali tra mercati e tra imprese. In questo modo, la DG Concorrenza ha occultato i possibili profili anticompetitivi dell'integrazione verticale, proprio quando con la liberalizzazione dei mercati e la regolamentazione dell'accesso alla rete e della fornitura dei servizi di trasporto e di stoccaggio si moltiplicavano le varianti delle condotte anticompetitive praticabili dalle imprese

istruttoria non convincono, in particolare: (1) l'analisi sommaria dei contratti di transito coinvolti nell'operazione e degli incroci, azionari e commerciali, tra le compagnie prima e dopo l'acquisizione; (2) la dichiarazione esplicita dell'assenza di effetti sulla concorrenza nel mercato europeo del gas; (3) la mancata contestazione dell'assenza di *early termination clauses* nei contratti di trasporto internazionali, che sarà valutata alla stregua di una barriera all'entrata nel successivo caso ENBW/ENI/GVS.

Anche quando si è trovata a giudicare operazioni che coinvolgevano il settore *upstream* la DG concorrenza ha mostrato un approccio poco coerente con la promozione della concorrenza. Le analisi fatte nel corso della valutazione del trasferimento da BP a Statoil di una quota del 49% della joint venture per lo sfruttamento del giacimento algerino di In Salah, a cui partecipa anche Sonatrach, testimoniano un atteggiamento estremamente permissivo nei confronti del coordinamento decisionale e delle posizioni dominanti. Tutto ha origine dal fatto che la DG concorrenza attribuisce al mercato rilevante dell'*upstream* una dimensione mondiale, sia che si tratti di petrolio –e qui si può anche essere d'accordo- sia che si tratti di gas naturale. Qui, sbagliando, non considera che il trasporto via tubo del gas, con i suoi investimenti idiosincratici, vincola l'*upstream* ad un mercato di destinazione preciso. La prospettiva ingannatrice si riflette sulla valutazione degli effetti dell'operazione sulla concentrazione del mercato, dato che essi sono misurati in base alla sommatoria delle quote del mercato rilevante detenute dai soggetti interessati, prima e dopo di essa. La decisione finale deriva, infatti, dal seguente schema di ragionamento:

1. le posizioni dominanti che conferiscono potere di mercato sono da evitare;
2. il potere di mercato si concretizza al superamento di una soglia massima di concentrazione;
3. la decisione di autorizzare o meno dipende dal livello di concentrazione nel mercato rilevante rispetto alla soglia massima.

In questo ragionamento non hanno spazio altri modi di alterare la natura del processo concorrenziale attraverso un'operazione di acquisizione o fusione. Ad esempio, perché: *“può anche rendere il coordinamento più facile, più stabile o più efficace per imprese che si coordinavano prima della concentrazione”* (Commissione, (2004), “Orientamenti relativi alla valutazione delle concentrazioni orizzontali a norma del regolamento del Consiglio relativo al controllo delle concentrazioni tra imprese”, CE/31/03).

Sarebbe invece importante estendere il campo dell'analisi oltre le quote di mercato tutte le volte che:

- (-) i mercati coinvolti, in senso “orizzontale” e “verticale”, sono molteplici;

---

integrate, che possono assumere forme più nascoste e sfuggenti, ma non per questo meno insidiose e dannose alla concorrenza. Salvo giungere con ritardo alle seguenti conclusioni: **“Wherever competition infringements are facilitated by vertical integration between supply and generation and infrastructure businesses and insufficient unbundling, the full force of the Commission’s powers to prevent future abuse needs to be applied.”** (DG Competition, (2007), p.13, grassetto in originale).

- (-) la definizione di mercato e la sua delimitazione geografica sono incerte;
- (-) è in corso un delicato processo di liberalizzazione.

Si sarebbe allora potuto ritenere che l'inclusione di Statoil nel progetto di In salah potesse avere altri scopi, privi di attinenza specifica con lo sviluppo del progetto, come, ad esempio: (a) agevolare il coordinamento strategico; (b) consolidare l'oligopolio nella produzione e nell'approvvigionamento del gas; (c) incentivare le maggiori imprese attive sul mercato europeo ad assumere comportamenti collusivi anziché concorrenziali<sup>68</sup>.

Uno sguardo retrospettivo alle *interlocking directories* utilizzate dalle sette sorelle all'epoca della massima espansione geografica dei mercati e della massima crescita dei consumi petroliferi avrebbe permesso di ravvisare una forte somiglianza con l'attuale allargamento della trama di relazioni tra le compagnie del gas europee. Lo stato attuale dell'industria del gas presenta forti analogie con quello dell'industria petrolifera poco prima del "grande balzo":

- (-) dimensione continentale, o sub-continentale, dei mercati;
- (-) crescita dei consumi vincolata alle disponibilità dell'offerta;
- (-) progressivo esaurimento delle risorse più vicine ai mercati finali.

Con una differenza sostanziale, che riguarda il trasporto del gas. Dati i costi elevati e la rigidità degli sbocchi, la messa in produzione di nuovi giacimenti distanti dai mercati di vendita è senz'altro più onerosa e rischiosa. L'ipotetico coordinamento decisionale non riguarderebbe le variabili "prezzo" e "quantità" considerate tradizionalmente dalla teoria dei cartelli, ma la combinazione di "filiera di trasporto" e "scansione degli investimenti" capace di garantire alle compagnie la massima valorizzazione del patrimonio minerario<sup>69</sup>. Sotto questo profilo, il coordinamento tra *upstream* e trasporto potrebbe essere effettivamente necessario allo sviluppo di nuovi giacimenti<sup>70</sup>. Sarebbe stato molto strano che in questo ambiente le imprese assumessero strategie aggressive, di prezzo e di entrata, tipiche di un regime di concorrenza. Si sta invece definendo ulteriormente il contesto oligopolistico. L'asse russo-tedesco si è consolidato intorno al progetto di un gasdotto sottomarino; sono stati firmati accordi di collaborazione tra Gazprom e

---

<sup>68</sup> Un veloce esame del portafoglio-contratti e della localizzazione del gas nella disponibilità delle maggiori compagnie gasiere dell'Unione Europea -Gaz de France, Ruhrgas, Wingas, Centrica, ENI, Gasunie, Distrigaz, BP, Shell, Exxon-Mobil- avrebbe consentito di accertare che il loro gas poteva essere immesso nel sistema di trasporto europeo indifferentemente in corrispondenza di almeno due delle principali direttrici di trasporto. Quel che Statoil non poteva fare prima della sua inclusione nel progetto algerino.

<sup>69</sup> Si stima che 2/3 delle riserve mondiali siano custodite tra: le regioni remote della Russia, le zone desertiche del Golfo arabo: Qatar, Arabia Saudita e Emirati Arabi, e le poco accessibili aree minerarie dell'Iran. Buona parte di esse non è ancora sfruttabile a causa dei costi proibitivi della logistica di trasporto. Lo sfruttamento di questo patrimonio è spesso subordinato a valutazioni di tipo comparativo sulla crescita attesa dei mercati finali, sulla possibilità di interconnettersi ad infrastrutture esistenti e sulla possibilità del mercato di destinazione di accedere ad altre fonti di approvvigionamento. Normalmente, i mercati europei hanno prospettive di minor crescita e di prezzi più alti rispetto ai mercati asiatici.

<sup>70</sup> Un indizio ulteriore del coordinamento esistente tra le compagnie del gas europee è la corrispondenza quasi perfetta riscontrata nel medio periodo tra: (1) gas disponibile, in base ai contratti sottoscritti; (2) domanda di gas, in base alle stime ufficiali; (3) capacità di importazione, in base ai potenziamenti ed ai nuovi progetti.

Sonatrach; si sono intensificati contatti tra Iran e Gazprom; si è parlato pubblicamente dell'esigenza di dare una veste ufficiale al coordinamento in modo simile al cartello Opec.

Affinché la concorrenza potesse portare frutti era importante mettere *incumbent* e nuovi entranti su un *level playing field*, cosa che può avvenire utilizzando la regolazione asimmetrica. Con questo tipo di regolazione si cercano di compensare i fattori di vantaggio che dipendono più dal momento in cui le imprese sono entrate nel mercato che dalla loro efficienza.

Nella deregulation americana, la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) ha fatto ricorso alla regolazione asimmetrica per superare due snodi difficili. Il primo riguardava gli effetti anticompetitivi dei contratti TOP, che furono sterilizzati creando, nel 1982, tre categorie contrattuali: “*New Gas*”, “*Old Gas*” e “*High-Cost Gas*”, che furono inserite in un sistema di compensazione degli extra-costi causati dalla liberalizzazione. Il sistema permetteva agli operatori di trasferire i loro extra-costi ai clienti, anche perché la FERC aveva ragione di pensare che questi ultimi avrebbero beneficiato in seguito della concorrenza (MacAvoy, 2000, p. 61-75). Il pacchetto fu completato nella seconda metà degli anni ottanta da misure volte a facilitare la rinegoziazione dei contratti esistenti. L'effetto a cascata fu: (1) il rialzo dei prezzi del gas a bocca di pozzo; (2) un surplus di offerta; (3) la nascita di un doppio mercato: un *contract market*, caratterizzato da prezzi più alti, ed uno *spot market*, con prezzi più bassi. Proprio la divaricazione dei prezzi convinse la FERC che era arrivato il momento di procedere più celermente lungo il percorso di liberalizzazione. Il secondo snodo affrontò e superò la storica integrazione tra trasporto ed approvvigionamento, quel che permise di definire condizioni di accesso alle reti *interstate* più eque e meno discriminatorie. All'inizio degli anni novanta, le *merchant pipelines* avevano modellato il core business intorno al trasporto puro e semplice, e la FERC poté affinare il regime tariffario in funzione del potenziamento e dello sviluppo delle reti, incentivando fra l'altro forme di coordinamento *upstream*-trasporto più compatibili con la concorrenza, come la procedura *open season*.

Nella liberalizzazione europea l'intervento diretto sui contratti “storici” di fornitura non era forse una soluzione facile da praticare. E' però vero che i privilegi che sono stati accordati sui diritti di accesso ai TOP sembrano meno giustificati rispetto alla realtà americana perché in Europa è il costo dei nuovi contratti ad essere più alto. Il privilegio consiste nell'assegnazione prioritaria dei diritti di trasporto in misura corrispondente ai volumi ed alla durata dei contratti storici di fornitura. Il privilegio è rafforzato dalla persistente integrazione tra trasporto ed approvvigionamento, che permette agli *incumbent* di subordinare le decisioni sullo sviluppo delle infrastrutture alle loro strategie<sup>71</sup>. La riparazione del *vulnus* inferto da questo privilegio alla parità di trattamento nelle

---

<sup>71</sup> Nello spazio di tempo che passa tra il completamento di un'infrastruttura di trasporto e la sua saturazione è normale che la capacità resti temporaneamente inutilizzata. Il cosiddetto *built-up* può confondersi e in certi casi sconfinare in una strategia *pre-emptive*, abusiva ed illecita, che prende il nome di *capacity hoarding*. Anche la *reservation of capacity* da parte degli *incumbent* può allo

condizioni di accesso, anche attraverso misure di regolazione asimmetrica, dovrebbe rientrare nella sfera delle competenze dell'Unione europea<sup>72</sup>. Ai fini della promozione della concorrenza, soluzioni che sarebbe indispensabile adottare sono:

- (a) separazione della proprietà delle reti ad alta pressione e divieto di controllo da parte di soggetti con interessi potenzialmente in conflitto con la promozione della concorrenza;
- (b) attribuzione alla Commissione dei poteri di regolamentazione delle tariffe di trasporto che coinvolgono più Stati, e dei poteri di autorizzazione dei nuovi progetti al di sopra di una certa soglia dimensionale.

Il Regolamento n. 1775/2005 sulle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale ha modificato poco o nulla dell'assetto vigente. Si registra un timido passo in avanti verso l'introduzione del principio *"use-it-or-lose-it"* come azione contrasto alle strategie *pre-emptive* (vedi nota 71), da applicare però in forma molto blanda ai contratti esistenti (art.5). Mentre le misure di regolazione asimmetrica da attuare per mezzo delle tariffe di accesso sono di fatto impedito dall'orientamento ai costi e dal divieto di compensazione incrociata (art.3).

In qualche documento della Dg Concorrenza è contenuta questa affermazione: *"The regulatory and the competition approaches -...- have the same objectives and reinforce each other"*. Se si volesse davvero promuovere la concorrenza, si dovrebbe cambiare radicalmente su ambedue i fronti: (1) adottare un approccio più intransigente in sede antitrust; (2) cercare il sostegno degli Stati membri per una riforma più incisiva degli assetti industriali, dato che l'*unbundling* legale non garantisce condizioni di accesso soddisfacenti.

La separazione di trasporto ed approvvigionamento è il solo modo di evitare la domanda che sarebbe altrimenti posta: se l'integrazione verticale è l'assetto industriale più efficiente o comunque più adatto alla realtà europea, per quale motivo è stata avviata la liberalizzazione? Forse che l'integrazione verticale si è dimostrata più compatibile con la concorrenza? Oppure la liberalizzazione doveva servire ad eliminare lacci e laccioli che imprigionavano i monopolisti? La conclusione alla quale perviene la Commissione in un suo ragionamento su mercato e concorrenza suona a questo punto ambigua: *"Due to its strong dependency on gas imports and transits, the gas market requires harmonised solutions"* (DG TREN, (2004) "Third benchmarking report on the implementation of the

---

stesso modo costituire una barriera alla concorrenza (Brattle Group: Lapuerta C., Buaz M. (2002), "Convergence of non-discriminatory tariff and congestion management systems in the European Gas Sector" London, p. 28). Non è però facile individuare e soprattutto sanzionare l'eventuale *capacity hoarding* tra una *"reservation of capacity"* iniziale e la sua successiva utilizzazione, che avviene in ragione della domanda da servire.

<sup>72</sup> Per questa ragione si auspicava l'apertura di un dossier sui gasdotti di approvvigionamento che avrebbe dovuto chiarire le responsabilità in materia di assegnazione e sviluppo della capacità; la struttura proprietaria dei gasdotti; le regole ed i contratti, internazionali e nazionali, in riferimento ai quali erano determinate le condizioni di accesso ai gasdotti. Una durata pluriennale dei contratti di *shipping* nel caso di infrastrutture nuove si può infatti giustificare come mezzo di riduzione del rischio e quindi del costo del capitale, ma nel caso di infrastrutture esistenti ed ormai ammortizzate è facile prevalga una valenza strategica. (Goldoni, 2003a).

internal electricity and gas market”, Draft Working Paper, p. 6). Anche il coordinamento strategico delle imprese, se esiste, opera nella convinzione che “*the gas market requires harmonised solutions*”<sup>73</sup>.

Adattare le condizioni di accesso con la finalità di compensare le asimmetrie del mercato potrebbe essere l’ultimo tentativo a disposizione della Commissione per di promuovere la concorrenza nel mercato interno del gas. Si potrebbero concedere deroghe sull’accesso regolato ai nuovi punti di entrata (salvo si tratti di progetti degli *incumbent*) ed essere più rigidi nell’applicazione del principio “*use-it-or-lose-it*” nei confronti dei contratti storici rispetto ai nuovi contratti. Si potrebbero applicare tariffe “agevolate” di accesso ed uso del sistema di trasporto a valle dei nuovi punti di entrata da compensare con l’inasprimento delle tariffe ai punti di entrata dove vige la priorità di assegnazione per i contratti esistenti.

Su questi temi purtroppo la Commissione ha una posizione molto più intransigente di quella dimostrata di fronte a Fusioni e Acquisizioni<sup>74</sup>. Contrariamente a quanto si è visto finora in Italia con le vendite innovative dell’ENI, forse il rafforzamento dei programmi di *gas release* da parte degli *incumbent*, che la Commissione sollecita nelle conclusioni della sua *Energy Inquiry*, sarà davvero uno strumento in grado di promuovere la concorrenza in modo più strutturale di una decisa regolazione asimmetrica delle condizioni di accesso alle infrastrutture di trasporto (DG Competition, (2007), p.12).

## 8. CONCORRENZA E REGOLAMENTAZIONE: IL MOSAICO INGLESE

Le riforme economiche nate nel segno della privatizzazione e della concorrenza affidano alla regolamentazione il delicato compito di preparare il terreno per trasferire dallo Stato al mercato il controllo sulla produzione e sull’uso da parte degli agenti economici di beni e servizi, ritenuti spesso essenziali, e di certi tipi di risorse naturali. La misura dei progressi compiuti sul terreno delle riforme è data dall’ampliamento delle funzioni di controllo completamente affidate al mercato, a cui dovrebbe corrispondere il progressivo ritiro della regolamentazione nel suo ambito proprio: il presidio delle aree dove persistono fallimenti del mercato ineliminabili allo stato della tecnologia, come capita alle attività caratterizzate da condizioni di monopolio naturale. Non è però mai possibile scindere completamente le attività liberalizzate dalle attività in monopolio. Le tengono unite legami fisico-tecnici e produttivo-economici, che non possono essere recisi perché sono essenziali per le relazioni economiche che si intrecciano nei mercati e per il funzionamento operativo dei sistemi. Una riforma ben progettata sfrutta le doti plastiche della regolamentazione per

---

<sup>73</sup> Di recente la Commissione si è mostrata consapevole della minaccia rappresentata dal coordinamento, seppure vedendo solo una particolare tipologia di effetti: “**Market partitioning remains one of the most serious obstacles** to market integration. The fight against collusion between incumbents remains a priority of antitrust enforcement action, reflecting the overall priority of the Commission to fight attempts by undertakings to coordinate rather than to compete.” (DG Competition, (2007), p. 13)

<sup>74</sup> Commission Staff Working Paper SEC (2007) 535 del 20 aprile 2007.

tenere insieme in modo efficiente questi aspetti. Sotto questo profilo, la regolamentazione del settore del gas fatta nel Regno Unito è esemplare. Ofgem è arrivata a mettere a punto una batteria di incentivi massimamente compatibile con il mercato, con la quale spinge le attività in monopolio all'efficienza senza causare evidenti distorsioni nelle scelte degli agenti economici.

La liberalizzazione di questo settore per dirsi riuscita deve avere raggiunto un buon compromesso tra:

- (1) sicurezza delle forniture, sotto il profilo delle quantità e dei costi;
- (2) uso e sviluppo efficienti della rete di trasporto;
- (3) promozione delle forme di concorrenza sostenibili nei mercati all'ingrosso e di fornitura, e nei mercati dei servizi di rete legati al trasporto. (Goldoni, (2005a), p.21).

Un buon lavoro di squadra tra Ofgem, Antitrust e Ministero ha reso più incline alla concorrenza un contesto che si presentava comunque più predisposto per l'ampia disponibilità di risorse da sfruttare. Le difficoltà non sono però mancate:

“Per dare qualche spazio ai nuovi entranti fu da subito operativa (1989) la regola 90:10 per i nuovi giacimenti del Mare del Nord, in base alla quale British Gas si impegnava ad acquistare non più del 90% del gas estratto. Inoltre, la MMC si riservava di intervenire sulla struttura dell'industria del gas se nei successivi cinque anni la concorrenza non si fosse sviluppata in modo soddisfacente. Come poi in effetti fece”. (Goldoni, (2003a), p. 52)

Ofgem è stato poi abile a sfruttare la leva della forte richiesta di gas per aprire il mercato e favorire le nuove entrate che hanno, a loro volta, agito da moltiplicatore sui consumi. Grazie a questo effetto-leva la quota di mercato dell'*incumbent* è scesa rapidamente, ed i rischi di una posizione dominante sono stati allontanati sfruttando il metodo più naturale e più compatibile con la promozione della concorrenza. Nell'anno termico 2001/2002, quando era trascorso ormai un decennio dall'avvio della riforma, la quota delle vendite di gas controllata dall'ex monopolista era del 36%, secondo un rapporto della Competition Commission. Il dato era composto di un 20% per le forniture *non-domestic* e di un 63% per le forniture *domestic*. Ma il fatto più significativo era che la produzione sotto il controllo diretto dell'*incumbent*, ovvero la sua quota nel mercato all'ingrosso, era intorno all'11-12%<sup>75</sup>.

Dal contesto, ovvero dalle caratteristiche strutturali ed operative dell'industria, dipendono la recettività ed il tipo di risposta fornito dagli operatori agli stimoli lanciati dal regolatore attraverso le leve di comando di cui dispone: le autorizzazioni da rilasciare; i codici di rete da aggiornare; i prezzi (o le tariffe) da sorvegliare (Goldoni, (2005a), p. 21). Dovendo, prima di tutto, salvaguardare l'aspetto tecnico ed operativo del sistema, gli elementi di base della regolamentazione non hanno

---

<sup>75</sup> La tendenza alla riduzione delle quote di mercato controllate da BG era giudicata persistente dal regolatore.



sempre un'attinenza diretta o preminente con la concorrenza. Ofgem, nello specifico, ha impostato la regolamentazione su questi elementi di base:

- la tipologia dei servizi di trasporto offerti agli utenti e la loro natura: autonoma, complementare o sostitutiva;
- l'attribuzione delle responsabilità di gestione ed offerta dei servizi di trasporto;
- l'allocazione dei costi riconosciuti per tipologia e natura dei servizi;
- la definizione di criteri di assegnazione della capacità in modo coerente allo stato del sistema;
- l'elaborazione di incentivi rivolti a proprietà, gestione ed utenza del sistema di trasporto tra loro coerenti e funzionali agli obiettivi verso i quali si vuole portare il sistema<sup>76</sup>.

Il tipo di rifinitura e le modalità di applicazione di questi elementi dipendono dallo stadio di evoluzione in cui si trova la regolamentazione:

- (I) controllo dei prezzi e della rendita di monopolio;
- (II) separazione di funzioni (proprietà e gestione, etc.), attribuzione di responsabilità e determinazione delle condizioni di accesso dei terzi alle reti;
- (III) processo di integrazione ed armonizzazione tra regolamentazione e concorrenza;
- (IV) uso di schemi di incentivo per migliorare l'efficienza.

Ofgem ha ormai portato stabilmente il centro della regolamentazione del trasporto del gas al quarto ed ultimo stadio. Insieme alla conoscenza approfondita degli elementi di base, un presupposto essenziale all'adozione degli schemi di incentivo è:

“la *consistency*, che deve caratterizzare: la forma dei singoli schemi, l'unione con le altre parti della regolamentazione e l'architettura d'insieme<sup>77</sup>. Dipende da queste ultime due caratteristiche degli schemi più che dal livello degli incentivi il grado di efficienza conseguibile dal sistema di trasporto e dalle sue componenti: sia quelle attive, che lo costituiscono, sia quelle passive, che ne fanno uso.” (Goldoni (2005b) p. 42).

In questo senso, il caso inglese è un:

“esempio più unico che raro di costruzione meticolosa e di manutenzione accurata della regolamentazione che, combinandosi ed integrandosi con i comportamenti degli operatori, è riuscita a dare all'intera regolazione del mercato l'orientamento più favorevole alla promozione della concorrenza. Il mutamento delle prevalenti condizioni di offerta di gas (ndt: produzione del Mare del Nord in rapido calo) sta imponendo un adeguamento di questa costruzione, che andrà probabilmente in direzione di un calo di complessità, coerenza e trasparenza, fisiologico all'integrazione della regolamentazione in un contesto di mercato diverso e apparentemente meno incline alla concorrenza di quello che lo ha preceduto.” (Goldoni, (2005a), p. 46)

---

<sup>76</sup> Estremamente delicata è la comprensione di come gli incentivi si combinano tra loro: ad esempio, l'incentivo al bilanciamento delle posizioni individuali che influenza i *traders* e l'incentivo alla minimizzazione dei costi di sistema che condiziona il gestore.

<sup>77</sup> Arrivare ad architettare “la regolamentazione sulla base di relazioni d'ordine e di grado organizzate secondo schemi logici è indicativo di una lodevole ricerca di *consistency*, ovvero, secondo la definizione data dal Webster Dictionary: “the characteristic of two or more propositions and derivatively of properties and propositional functions in logic that appertains if their conjunction does not result in contradiction”.

Il metodo di lavoro di Ofgem dovrebbe essere replicabile anche in contesti come quello italiano ed europeo che sono meno inclini alla concorrenza. Esso:

“è sorretto da due solidi pilastri. Da una parte, la competenza e l'indipendenza comprovate del regolatore; dall'altra, una partecipazione fattiva di tutti gli operatori dell'industria alle procedure di definizione delle regole. Il cemento che rende stabili i due pilastri è il conflitto di interessi tra gli operatori, che si è manifestato spesso nel corso delle procedure di consultazione avviate dal regolatore. In questi ultimi anni, la regolamentazione inglese si è specializzata nell'elaborazione di sistemi (o schemi) di incentivazione rivolti ai monopolisti: quella che è altrimenti conosciuta sotto il nome di *incentive regulation*. Lo sviluppo di questi schemi progredisce come una ragnatela dentro la quale si vorrebbero avvolgere i comportamenti degli operatori che entrano nel raggio di azione della regolamentazione. Nello sforzo incessante di adattarsi alle regole si scorge anche il comprensibile tentativo degli operatori di sfuggire ad esse o di aggirarle. Da questo punto di vista, le capacità di presa e di tenuta della ragnatela non potranno mai essere perfette e ci sarà sempre bisogno di manutenzione. L'obiettivo più ragionevole è progettare una regolamentazione che guidi l'evoluzione del sistema verso la direzione e la forma più desiderabili, anticipando, per quanto è possibile, le esigenze di manutenzione di domani nelle regole di oggi. L'esperienza inglese conforta l'impressione che l'efficienza dei mercati e il grado di condivisione delle regole siano strettamente interrelati, essendo entrambi condizionati dalla fiducia riscossa dalle istituzioni che reggono le sorti dei mercati e della regolamentazione. Si può anche compiere un passo ulteriore ed operare la separazione dei componenti elementari, che sono: la fiducia nel mercato e la fiducia nelle regole. La prima è alimentata dall'assenza di posizioni dominanti e dal contrasto agli abusi di mercato eventualmente perpetrati. La fiducia nelle regole è infusa negli operatori dalla competenza e dall'indipendenza dimostrate dal regolatore nella definizione e nell'applicazione delle regole. E lo è tanto più profondamente quanto più le buone qualità del regolatore riescono ad entrare in circolo virtuoso con il coinvolgimento e lo spirito di collaborazione degli operatori. In questo favorevole contesto, una gestione equilibrata degli interessi in gioco da parte del regolatore riesce spesso a trasformare situazioni fisiologiche di conflitto in occasioni di conoscenza utili al miglioramento della regolamentazione.” (Goldoni (2005a), p. 49)

Il ragionamento che segue spiega in quale modo la regolamentazione, quando si trovava al terzo stadio di evoluzione, e la concorrenza hanno iniziato a compenetrarsi per dare origine alla regolazione del mercato del gas.

“Il primo paletto (ndt: del ragionamento) sostiene che l'effetto desiderato della regolazione cambia in funzione del tempo e, cambiando l'effetto desiderato, cambiano anche le forme di controllo. In monopolio, il regolato presidia due aree di attività che sono tenute distinte sotto il profilo del controllo e delle decisioni, ma che sono contigue sotto il profilo logico e temporale. Nella prima area si trovano le attività di gestione operativa e di sicurezza del sistema; nella seconda le attività connesse allo sviluppo del sistema. Il problema è quello di ideare una regolamentazione che porti il monopolista a prendere decisioni efficienti e coerenti nelle due aree. Attenzione, inoltre: se i test di coerenza devono rispettare la logica, il giudice più intransigente dell'efficienza è il tempo. Nel campo della concorrenza, invece, la regolazione esercita indirettamente la sua influenza sulle scelte di prezzo e di quantità e sulla valutazione delle opportunità di entrata o di uscita dal settore. Il secondo paletto mette il filo del ragionamento nella giusta prospettiva. Mentre un set di alternative che si rivela sostenibile nel tempo in un mercato concorrenziale è anche automaticamente una combinazione di scelte complementari e compatibili, in caso di monopolio, il regolatore sostituisce in modo talmente imperfetto il mercato da rendere possibili condizioni permanenti di scarsità o di eccesso di offerta. Quel che non è solo inefficiente, ma è anche contrario alla logica che sta alla base della teoria economica. La risposta tipica del mercato al set di scelte di breve periodo degli agenti economici, prezzi e quantità, si esprime in forma di ricavi e di costi. Proiettati nel tempo, essi danno corpo ad aspettative (razionali) di profitto, dalle quali dipendono le decisioni di entrata e di uscita. Il regolatore, invece, è solito applicare canoni di controllo che portano il monopolista ad effettuare scelte che stentano a ricomporsi in un mosaico finale comprensibile e coerente. Il canone di riferimento classico della regolamentazione economica è il controllo dei prezzi. Essi devono risultare equi e non discriminatori per gli utilizzatori, e consentire un livello ragionevole di remunerazione del capitale investito al monopolista. Se si applica unicamente questo canone di controllo alle due aree distinte e contigue presidiate dal monopolista si ottengono quasi inevitabilmente risultati confusi ed imperfetti. La ragione è che per ricomporre le tessere in un mosaico unico, comprensibile e coerente, la regolamentazione dovrebbe seguire l'intera estensione dei numerosi legami “polivalenti” che si intrecciano lungo le due catene che essa comanda:

- 1) prezzi, ricavi, investimenti e sviluppo del sistema;
- 2) prezzi, condizioni di accesso, gestione del sistema e concorrenza;

Cosa che non succede se l'attenzione si concentra sull'anello iniziale delle catene, come avviene inevitabilmente quando il regolatore si limita al controllo dei prezzi." (Goldoni, (2005a), p. 56)

L'*incentive regulation* nella regolamentazione di prezzi ha lo scopo di simulare l'effetto della concorrenza in termini di efficienza. Nella regolamentazione dell'accesso alle reti, le aste aprono uno spiraglio direttamente alla concorrenza. L'uso di entrambi gli strumenti deve essere calibrato non solo in funzione dell'efficienza economica ma anche dello sviluppo e della gestione del sistema.

"(...) E' evidente che Ofgem ha prestato grande attenzione ai legami "polivalenti", alle loro concatenazione ed ai loro intrecci. Distrarre l'intreccio e percorrere tutta la catena sono, infatti, condizioni indispensabili per affiancare nuove forme di controllo più efficaci al tradizionale *price control*. Ofgem sta correntemente applicando in modo estensivo l'*incentive regulation* come mezzo di controllo dell'intera gestione di sistema e la sta integrando con aste per l'assegnazione della capacità di trasporto, che usa come metodo innovativo e sperimentale di selezione degli investimenti per lo sviluppo del sistema. Così facendo, Ofgem ha quasi perfettamente sigillato la regolamentazione del bilanciamento in un circuito chiuso. Il funzionamento del circuito dipende da come sono collegati tra loro gli elementi interni. Non è affatto semplice usare incentivi e disincentivi per collegare gli elementi del circuito in modo da spingere il SO (ndt: system operator della rete di trasporto) verso l'efficienza economica, che significa la minimizzazione dei costi di uso della rete e di bilanciamento, senza però che la loro entità complessiva si riduca ad un punto tale che il loro valore unitario, a cui le tariffe di bilanciamento e di uso della rete da parte degli shipper dovrebbero essere commisurate, possa rivelarsi insufficiente ad evitare un uso collettivo distorto o addirittura dannoso." (Goldoni (2005a) p. 66)

Da questo approccio emerge anche il diverso dosaggio degli ingredienti tecnici ed economici. La componente tecnica è prevalente nello sviluppo di legami polivalenti tra bilanciamento e capacità di trasporto, mentre la componente economica è stata fondamentale per impiantare con successo le aste nel *price-control* di Transco. Altra caratteristica da rimarcare di questo approccio è che il filo che salda i legami è tessuto dal tempo. Il filo non deve restare troppo teso nei punti in cui entra in contatto con la mutevolezza dei mercati, e troppo molle nei punti dove gli opportunismi colpirebbero più facilmente. E' stato molto interessante osservare come Ofgem è venuto a capo dell'intricata matassa tra bilanciamento e capacità di trasporto, che hanno tra loro:

"una specie di rapporto simbiotico, all'interno del quale una parte, il bilanciamento, gestisce la circolazione interna dei flussi, mentre dall'altra dipende la regolazione dei flussi con l'esterno. Il rapporto tra bilanciamento e capacità è condizionato dal tempo. Da esso dipende, in particolare, il passaggio di stato: da un sistema e da una regolamentazione che operano in funzione del bilanciamento operativo dei flussi, ad un sistema e ad una regolamentazione che operano in funzione della disponibilità di capacità di trasporto per gli shipper ed il mercato. Affinché il passaggio si compia senza soluzione di continuità e sia anche reversibile, tutta la regolamentazione, e non solo la parte che cura gli incentivi, dovrà essere messa a punto con pazienza certosina e tenuta in ordine con meticolosa attenzione. Il bilanciamento è la condizione vitale del sistema: esso deve essere permanente, se si vuole evitare l'interruzione dell'erogazione di gas. Solo a scopo di regolamentazione, è stato possibile scomporre il bilanciamento in periodi discreti e riferire al *gas day* gli incentivi riguardanti i volumi di *linepack* ed i prezzi del gas utilizzato a scopo di bilanciamento<sup>78</sup>. Non è certo dovuto ad un caso, se il giorno è anche l'unità temporale di riferimento più piccola per l'offerta di capacità in entrata. E' in corrispondenza di quella precisa unità di tempo che, in base alla regolamentazione,

---

<sup>78</sup> L'artificiosità di questa separazione è stata più volte sottolineata nei due articoli dedicati alla regolamentazione inglese. Il punto in cui l'artificiosità è forse di evidenza più macroscopica è nell'istante di chiusura-apertura dei *gas day* quando, di fatto, lo stesso volume di *linepack* entra nel calcolo di due diversi incentivi.

avviene il passaggio di stato del sistema. Per la regolamentazione, il punto di passaggio è anche un punto di incastro.” (Goldoni, (2005b), p. 43).

Il binomio “consistenza e sostituibilità” conferisce alla regolamentazione coerenza, rispetto agli obiettivi di efficienza, e flessibilità, rispetto agli andamenti reali del mercato.

“Rispettando la terminologia originale, Ofgem ha inteso dapprima conoscere il grado di *substitutability* tra le varie azioni che Transco, nelle vesti di operatore del sistema di trasporto, può effettuare per raggiungere un medesimo obiettivo. Il passo successivo è stato ordinarle in una regolamentazione contraddistinta da: *consistency across the NTS incentive schemes*. Lo sforzo di Ofgem è culminato nella costruzione di un insieme di schemi di incentivo che mette Transco in condizioni di “comandare”, simultaneamente e coerentemente, il bilanciamento e lo sviluppo del sistema più efficienti da un punto di vista economico. I problemi di *consistency* hanno origine dal fatto che bilanciamento e sviluppo non dipendono solo ed esclusivamente da decisioni di Transco, ma sono esposte al mercato. Essere esposti al mercato implica che soprattutto le relazioni di grado, a cui soggiace per prima la *substitutability*, sono mutevoli. Praticamente ogni volta che mutano le condizioni di mercato, emergono un problema di *consistency* ed il bisogno di effettuare la manutenzione della regolamentazione.” (Goldoni, (2005a) p. 55).

L’aspetto più innovativo introdotto da Ofgem sono le aste che funzionano da sensori del mercato nell’assegnazione della capacità esistente e nell’accertamento della domanda incrementale.

“Tutti gli schemi di incentivazione, alla fine, non sono altro che variazioni elaborate sul tema di fondo del *price control*: costi riconosciuti e ricavi consentiti. Nell’impostazione della *incentive regulation*, lo snodo tra investimenti, costi fissi e connessi ricavi resta il più insidioso ed intricato da sistemare. Il problema del trattamento dei nuovi investimenti lo è doppiamente. Quando una fase di crescita dei consumi dura a lungo, lo sviluppo delle infrastrutture arriva inevitabilmente ad essere una questione di vitale importanza per la regolamentazione. Anche perché tempi e modi dello sviluppo finiscono con il condizionare la concorrenza. Ofgem ha ritenuto di avere trovato nelle aste un buon punto di equilibrio. Le aste pluriennali, in particolare, dovrebbero sia fornire informazioni attendibili sulle effettive esigenze di sviluppo, sia limitare le distorsioni della concorrenza.

Le aste sono uno dei vari metodi possibili per trovare, all’interno di un’area racchiusa dai criteri tariffari seguiti dal regolatore e dalle scelte di investimento fatte dal monopolista, il punto di incontro delle tre direttrici fondamentali della regolamentazione tariffaria:

- (1) lo sviluppo efficiente del sistema da parte del monopolista;
- (2) l’applicazione di condizioni eque, ragionevoli e non discriminatorie nell’assegnazione della capacità disponibile;
- (3) la coerenza dei ricavi tariffari rispetto agli incentivi all’efficienza di cui al punto (1) ed ai prezzi pagati dagli shipper nel rispetto delle condizioni viste al punto (2).

Fin dal concepimento, la parte della regolamentazione attinente alla capacità di trasporto è stata organizzata per rispondere ad una doppia finalità: la promozione della concorrenza tra shipper e l’incremento dei consumi di gas. In un’industria che azzardava i primi passi dal monopolio alla concorrenza, fu adottata la scelta abbastanza eccentrica di assegnare<sup>79</sup> capacità in entrata agli shipper con un sistema di *booking* privo di limitazioni nel senso che non era previsto alcun pagamento per la prenotazione, ed i corrispettivi si applicavano solo alla quota di capacità prenotata ed effettivamente utilizzata dallo shipper. La scelta eccentrica fu tollerata finché non emersero congestioni “virtuali” nei punti d’entrata. Ma fino ad allora, il *booking* svolse accettabilmente bene un paio di compiti: 1) evitare che l’accesso al sistema potesse costituire una barriera all’entrata insormontabile per i *newcomers*; 2) fornire a Transco informazioni sulla localizzazione e sulla dimensione degli incrementi di capacità ritenuti più urgenti dagli shipper.” (Goldoni, (2005b), p. 44)

---

<sup>79</sup> Sono davvero molti i possibili criteri di assegnazione: pro-rata; *grand fathering*; *first-come, first-served*; aste, etc... Essi sono spesso integrati da clausole accessorie di natura *anti-hoarding*, come: tetti individuali, obbligo di cedere i diritti non utilizzati; *reserve prices*.

Aste organizzate per tipologie di capacità e profili temporali diversi dovrebbero assolvere ancora meglio ai compiti di promuovere la concorrenza e soddisfare la domanda incrementale di gas, senza essere fonte di opportunismi e distorsioni.

“Le basi su cui è stato costruito questo pezzo di regolamentazione sono tre:

- 1) l'uso ottimale della capacità di trasporto esistente presuppone l'offerta commerciale di tutta la capacità disponibile nel sistema, in più riprese e fino all'ultimo istante tecnicamente possibile;
- 2) il prezzo della capacità messa in vendita per ultima e la qualifica del contratto di trasporto: continuo o interrompibile, devono essere coerenti con i volumi cumulati assegnati in precedenza: tanto maggiori essi sono tanto più appropriata sarà la qualifica di interrompibile, data la più alta probabilità di interruzione, e, a parità di qualifica, tanto più alto sarà il prezzo di assegnazione, data la scarsità dell'offerta residua;
- 3) i volumi e la scadenza dei contratti offerti dovranno tenere conto anche della qualità dell'informazione disponibile a Transco ed agli shipper. A parità di altre condizioni, la curva cumulata dei volumi offerti (venduti e non) deve raggiungere il suo apice quando si offrono i contratti con scadenza più ravvicinata, perché quanto più prossimi si è all'uso della capacità tanto più certe ed affidabili sono le informazioni sulle condizioni del sistema.” (Goldoni, (2005b), p. 45)

Di recente, la prospettiva di un declino della produzione di gas nel Mare del Nord ha reso più scivoloso il piano su cui si gioca la concorrenza. Anche in questa situazione, la capacità della regolamentazione di conformarsi al nuovo stato sarà decisiva per non fare arretrare la concorrenza.

“Poiché non esiste alternativa alle importazioni in grado di compensare l'ormai inevitabile declino della produzione nazionale, l'adeguamento delle infrastrutture per accogliere gas di importazione è un'esigenza ineludibile. La posizione dell'operatore del sistema dovrebbe entrare spontaneamente in sintonia con le esigenze imposte dai tempi e dai volumi del deficit di produzione nazionale. Più difficilmente la sua posizione entrerà in spontanea sintonia con quella degli shipper a proposito del punto di entrata più adatto alle nuove immissioni: gli shipper saranno condizionati dal vincolo della provenienza del gas, mentre l'operatore del sistema dovrebbe guardare soltanto a come si modifica l'equilibrio del sistema a seguito del nuovo profilo di immissioni, anche se, in realtà, egli sarà soprattutto condizionato dalla regolamentazione delle condizioni di accesso. Ancora più improbabile sarà la sintonia tra i progetti degli shipper. Per meglio dire, la vera concorrenza tra shipper la esclude ed affida agli umori del mercato la selezione ex ante ed il confronto ex post. Nei primi anni 2000 Transco (ed indirettamente Ofgem) abbandonò uno scenario di offerta nel quale il punto di entrata di St. Fergus avrebbe accolto flussi incrementali di gas dai pozzi del Mare del Nord di entità sufficiente a colmare il deficit provocato dalla crescita della domanda e dalle minori immissioni in altri punti di entrata, giustificandolo alla luce di nuove previsioni, meno confortanti sulla produzione futura dell'UK continental shelf. Lo scenario che lo sostituì è stato indirettamente avvalorato dai risultati delle successive assegnazioni pluriennali a Saint Fergus. Pur essendo esaurita la capacità disponibile, le aste non hanno dato luogo al rilascio di *Permanent Obligated Incremental Capacity* per i successivi tre o quattro anni, come sarebbe dovuto invece accadere nel vecchio scenario. Fino a quale punto la conferma del nuovo scenario sia dipesa da *self-fulfilling prophecies* non è possibile sapere. Ma almeno da Hotelling in poi, sono invece ampiamente risapute le leggi economiche che regolano lo sfruttamento delle risorse naturali esauribili. Volgarizzandole al caso nostro: i volumi e i tempi del deficit della produzione inglese dipendono da una sequenza (co)ordinata di condizioni:

- (1) intensità di sfruttamento dei giacimenti operativi nell'UKCS;
- (2) entità delle spese destinate dalle compagnie ad esplorare i fondali dell'UKCS e a sviluppare nuovi giacimenti per rimpiazzare quelli giunti a fine vita;
- (3) grado effettivo di esaurimento del patrimonio minerario presente nell'UKCS.

Spesso è comodo imputare alla terza condizione quello che dipende invece dalla seconda condizione, con riferimento alla quale le imprese hanno una libertà di azione molto più ampia di quella che usano nello sfruttamento dei giacimenti operativi esistenti. Da un punto di vista logistico (e logico), esistono due ingressi possibili per le importazioni: punti di entrata esistenti e nuovi punti di entrata. Poiché in quasi tutti i punti esistenti candidati ad accogliere i nuovi flussi di gas importato (Bacton ed Easington, in primis) esiste un'ampia capacità non utilizzata, un sistema di incentivi che premia gli incrementi di capacità per ASEP non mette Transco in condizioni neutrali di fronte alla scelta tra esistente e nuovo. E' anche vero che la scelta degli shipper non sarà del tutto indifferente ai valori di *price steps*, che si prospettano molto diversi nei due casi. Per lo shipper, però, il costo della capacità in entrata è solo uno degli input decisionali, e probabilmente

non è neppure tra quelli più determinanti. Ofgem e Transco avevano iniziato a considerare il problema di come integrare nel funzionamento delle aste di lungo periodo le scelte di localizzazione e dimensionamento di un nuovo punto di entrata fin dal 2003. Ne è prova il lungo estratto che segue, in cui Transco sgrana l'intera catena di relazioni che vanno dal coordinamento dei tempi e dei progetti, alla dimensione delle infrastrutture con le loro economie di scala, nel tentativo di sostenere le ragioni di una proposta di modifica al Network Code, che avrebbe consentito di organizzare sessioni pluriennali riservate ai nuovi punti di entrata. "One particularly important contributing factor to an efficient outcome would be the efficient sizing of onshore infrastructure to meet entry capacity demand. We would wish to facilitate such an outcome, which is in the interests of both the wider community and specifically developers of infrastructure upstream of potential new entry points and shippers who might wish to use incremental entry capacity. Efficient outcomes may be challenging to deliver in instances where there are multiple developments planned for a new Aggregate System Entry Point, particularly where respective timescales do not enable information to be aggregated into a clear investment signal at a single point in time. (...) it may be possible to establish a clearer signal of future capacity requirements in cases where infrastructure investment projects are envisaged but which have different anticipated start-up dates. Information can then be aggregated over a longer bidding period so that efficient investment can be made to underpin whatever capacity allocation arises. An extended auction may allow economies of scale to be realised by all Users who bid into it. Users will also have the opportunity to secure capacity at an initial (early) stage and a later final stage." (Transco 2003c, p. 55-56). (Goldoni (2005b) p. 59)

Sono più che probabili modifiche nel modello di mercato e nelle forme di concorrenza tra operatori a seguito del nuovo scenario di offerta.

"Per quanto è dato di intendere, in futuro ci sarà un numero più ristretto di shipper ad acquistare gas o partecipando direttamente ai progetti *upstream* o sottoscrivendo contratti di approvvigionamento molto impegnativi, in termini sia di durata sia di volumi. Se queste saranno le condizioni nell'*upstream*, la disponibilità di capacità in entrata per gli shipper diventerà un requisito iniziale indispensabile e non più un vincolo successivo abbastanza remoto. Dopo di che, l'ascesa dei livelli di concentrazione dovrebbe avvenire abbastanza rapidamente, a partire dal mercato all'ingrosso, dove sarà più netto ed evidente il predominio degli shipper di maggiori dimensioni. (Goldoni (2005b) p. 48)

Il giudizio rassicurante espresso da Ofgem nel corso della valutazione dei nuovi progetti LNG: arrivano concorrenti nuovi, si instaura una nuova filiera, si dà maggior sicurezza agli approvvigionamenti, non può tranquillizzare del tutto riguardo alle prospettive della concorrenza

"Scendere la china salita faticosamente con la riforma è facile. Dal controllo oligopolistico del mercato, all'autoreferenzialità nella definizione delle regole ed alla cattura del regolatore i passi sono già segnati. Anche la fine è nota: cambia la percezione del ruolo del regolatore e si interrompe il circuito virtuoso di fiducia nel mercato e nelle regole. Per concludere non resta che una domanda. La crescente concentrazione nei mercati all'ingrosso e della fornitura è il segno dell'arrivo tempestivo ad un giusto stadio di maturità industriale; è il ritorno inevitabile a condizioni di offerta propizie al coordinamento oligopolistico tipico di questa industria; è il frutto ancora acerbo di scelte di regolamentazione troppo ambiziose per essere anche prive di difetti?" (Goldoni (2005b), p. 63)

## 9. CONCORRENZA E REGOLAMENTAZIONE: IL PASTICCIO ITALIANO<sup>80</sup>.

Abbastanza sconcertante e per certi versi impietoso risulta a questo punto il confronto con l'esperienza italiana. Una regolamentazione che non solo è stata incapace di promuovere la concorrenza ma anche di darsi quel minimo di coerenza indispensabile a garantire una gestione sicura e ordinata del sistema. Dello stato dell'offerta e della concorrenza si è parlato prima. I problemi di regolamentazione potrebbero apparire diversi da quelli del Regno Unito. Ma non è

---

<sup>80</sup> Salvo pochi aggiornamenti, questa parte riprende l'analisi della regolamentazione svolta in Goldoni (2006)

affatto così. Anche da noi, sviluppo delle infrastrutture e bilanciamento della rete sono esposti alle mutevolezze del mercato. Lo sono però in così malo modo da essere facili vittime degli opportunismi, come insegnano le vicende narrate dei gasdotti esteri e quelle di cui si parla adesso dell'uso degli stoccaggi.

La gestione degli stoccaggi segue l'andamento climatico e la convenienza economica. In un contesto liberalizzato, la funzione della regolamentazione è rendere le decisioni prese dai gestori e dagli utenti degli stoccaggi compatibili con la sicurezza del sistema e la continuità delle forniture di gas. La causa apparente di due crisi consecutive che hanno colpito gli stoccaggi italiani è stato un eccesso di prelievi avvenuto in largo anticipo rispetto alla stagione climatica. L'AEEG ha esplicitamente accusato alcuni tra i maggiori operatori di mercato di avere fatto un utilizzo degli stoccaggi nell'inverno 2005-2006 non conforme all'assetto normativo, con prelievi *'superiori a quelli che, in ragione dell'effettivo andamento climatico avrebbero dovuto destinare a soddisfare le finalità a cui detta priorità (ndt: di assegnazione) è funzionale'* (delibera 37/06). E cioè il servizio di modulazione stagionale. Se è stato possibile attingere alle riserve di gas per incrementare la produzione elettrica, pur essendo le riserve destinate prioritariamente ai consumi civili, significa che il sistema vigente di regole è carente ed imperfetto: non penalizza abbastanza gli usi non prioritari del gas stoccato, ed anche quando ciò provoca uno stato di crisi, non scarica su questi comportamenti i costi sostenuti per affrontare la crisi.

Le disposizioni in materia di stoccaggi tracciano un quadro confuso. In primo luogo, il servizio di modulazione stagionale, che dovrebbe riguardare il quantitativo di gas erogato dagli stoccaggi a copertura dei consumi civili dell'intero inverno, è distinto poco e male dal servizio di prestazione di punta, che è essenziale per la sicurezza del sistema nei cosiddetti giorni critici e la cui disponibilità è funzione del quantitativo, variabile, di gas presente negli stoccaggi<sup>81</sup>. In secondo luogo, non è garantita la coerenza necessaria tra: responsabilità del servizio, conferimento di spazio e destinazione del gas. Quasi mai i soggetti responsabili di fornire il servizio di modulazione sono gli stessi che hanno accesso agli stoccaggi e sono parte attiva del bilanciamento giornaliero. Gli

---

<sup>81</sup> Volendo stimare la massima prestazione di punta richiesta agli stoccaggi nel giorno più freddo, si deve per prima cosa determinare la richiesta del sistema in quel giorno, al netto delle forniture interrompibili attivabili, e quanta parte di essa può essere soddisfatta da importazioni e produzione nazionale. Il dato va poi confrontato con la curva di prestazione di punta degli stoccaggi in funzione dello svasso e con la probabilità di accadimento dell'evento "giorno più freddo" nel corso della stagione invernale, in modo da ricavare una curva ottimale di erogazione in funzione del tempo. Dai dati forniti da SRG, risulta ad esempio che il picco di prelievo giornaliero nell'inverno 2006 si registrò tra il 25 e il 26 gennaio, quando la richiesta fu rispettivamente di 443 e 441 milioni di metri cubi, ripartiti tra: impianti di distribuzione (263-268), usi termoelettrici (109-108); impianti industriali (54-55); consumi e perdite di sistema (17-9). Al picco, si fece fronte con importazioni (242-243), produzione nazionale (31-31) e stoccaggi (170-168). Scorrendo i dati giornalieri, sembra che né gli usi termoelettrici né quelli industriali abbiano subito interruzioni di fornitura in coincidenza con il picco. Poiché lo svasso degli stoccaggi aveva superato a quell'epoca il 42%, la residua capacità di erogazione degli stoccaggi ricavabile dai FA individuali (vedi oltre) era di circa 190 milioni metri cubi, e quindi sufficiente. Avendo però il Cesi stimato che la massima domanda "1 in 20 peak-day" a carico degli impianti di distribuzione è di 290-300 milioni di metri cubi, ovvero 30 milioni in più del dato misurato il 26 gennaio 2006, la disponibilità di erogazione residua degli stoccaggi non sarebbe stata sufficiente (AEEG, (2005), "Determinazione degli obblighi di modulazione e dei criteri e priorità di conferimento della capacità di stoccaggio", dicembre, p. 53)..

*shipper* non hanno inoltre obbligo di dichiarare in quale modo i flussi nominati ai punti di entrata ed agli stoccaggi ai fini del bilanciamento giornaliero si distribuiscono ai punti di uscita e di riconsegna in relazione alla tipologia dei clienti, cosicché sarebbe comunque impossibile sincerarsi che la destinazione del gas stoccato per il servizio di modulazione sia coerente alle finalità del servizio ed ai criteri di conferimento<sup>82</sup>. Questo stato di cose ha consentito al settore termoelettrico di prelevare indisturbato un miliardo di metri cubi di gas dagli stoccaggi senza averne diritto.

Un difetto d'approccio notato di frequente nel regolatore italiano è dimenticare che le tariffe non toccano solo la redditività delle imprese monopoliste ma anche il comportamento degli utenti dei servizi da essi erogati. Un primo esempio dei problemi provocati da questo difetto arriva dalle componenti tariffarie di movimentazione degli stoccaggi, che l'AEEG ha legato a penalità riferite sia al profilo ottimale delle curve di prelievo mensili sia ai volumi di gas rimasti negli stoccaggi al termine della stagione di prelievo. Tariffe e penalità sono state concepite in relazione all'esigenza di garantire a Stogit ricavi adeguati in qualsiasi circostanza climatica. Il fatto è che la movimentazione degli stoccaggi non è indipendente da qualsiasi circostanza e che condizioni climatiche eccezionali non si hanno solo in caso di inverno eccezionalmente freddo. L'inverno 2006-2007, ad esempio, è stato eccezionalmente caldo e l'AEEG è stata costretta a sospendere l'applicazione di alcune penalità relative alle curve di prelievo (delibera 67/07)<sup>83</sup>. Se la regolamentazione anziché attutire amplifica l'effetto degli sbalzi climatici -ad esempio, premiando chi preleva di più quando è freddo, e chi preleva di meno quando è caldo- allora è sbilanciata ed espone di più il sistema alle mutevoli convenienze economiche degli operatori. D'altra parte, correggere le regole in corso d'anno sarebbe un altro errore da evitare.

Si dovrebbe cominciare a pensare all'invio di segnali corretti agli utenti fin dalla scelta dei parametri tariffari e dei legami funzionali. La soluzione ideale sarebbe far combaciare la tariffa con il costo del servizio, per chi lo eroga, ed il valore della prestazione, per chi ne usufruisce. Le penalità, oltre a dissuadere gli utenti dall'utilizzare prestazioni superiori a quelle a cui hanno diritto e/o che il sistema è in condizione di fornire, hanno anche lo scopo di far tendere il costo del servizio verso il valore della prestazione. Prendiamo l'esempio della capacità di punta in fase di erogazione, cioè la risorsa scarsa che più affligge il nostro sistema di stoccaggio. La teoria economica insegna che l'aumento del prezzo serve anche a razionare la domanda. Siccome la nostra risorsa scarsa

---

<sup>82</sup> Anche fosse richiesta, l'informazione potrebbe rivelarsi inutile, dato il ruolo complementare degli stoccaggi nelle equazioni di bilanciamento. Tutto risulterebbe in regola anche se uno *shipper* imputasse totalmente allo stoccaggio i prelievi civili, in modo non coerente con i parametri di determinazione del fabbisogno di modulazione.

<sup>83</sup> La campagna di iniezione 2007-2008 è partita da una giacenza iniziale negli stoccaggi di circa 5,1 miliardi di metri cubi. Rispetto al massimo riempimento hanno potuto essere iniettati solo 3 miliardi metri cubi. E' probabile che la situazione anomala abbia prodotto in sede di conferimento iniziale un'allocazione non ottimale della capacità di stoccaggio per il servizio di modulazione e abbia causato difficoltà di gestione dei flussi di importazione soggetti a clausole *take-or-pay*. Si consideri che nella campagna precedente, aprile-ottobre 2006, gli stoccaggi dovettero essere nuovamente riempiti con 9,3 miliardi di metri cubi, che erano stati erogati nell'inverno attingendo anche alle riserve strategiche.



influenza anche la sicurezza della prestazione, nel prezzo dovrebbe essere incluso anche il fattore di rischio più alto. La regolamentazione ha cercato di tenere insieme scarsità e rischio della prestazione di punta ponendo l'utente di fronte ai costi del servizio (tariffe e penali) ed ai profili di quantità disponibili (fattori di adeguamento). Ma la sicurezza della fornitura di prestazioni di punta dipende anche dalla quantità offerta dall'impresa di stoccaggio rispetto alla massima potenzialità del sistema. Quanto più l'offerta effettiva si avvicina alla potenzialità tanto più elevato è il grado di rischio a cui il sistema è esposto. L'attuale assetto delle tariffe incentiva l'impresa di stoccaggio a massimizzare l'offerta, lasciandole ampia discrezionalità nell'offerta di capacità di erogazione interrompibile o extra<sup>84</sup>. E non è previsto uno schema di controllo-compensazione in base al quale quando le prestazioni di punta attese scendono sotto un livello di guardia o il minimo garantito, allora i ricavi incrementali dell'impresa di stoccaggio dovuti alla maggior offerta sono prioritariamente destinati all'attuazione di misure per ripristinare la sicurezza del sistema e rispettare le garanzie contrattuali.

In questo quadro di regole confuso l'utente del servizio di stoccaggio deve redigere i programmi di erogazione del proprio gas districandosi tra:

- curva di declino della capacità di erogazione,
- andamento della propria giacenza di gas,
- giorni mancati al 31 marzo (per evitare penali di movimentazione),
- flessibilità di altre fonti di approvvigionamento;
- previsione dei prelievi,

per trovare il piano stagionale più compatibile con il sistema di incentivi formato dai corrispettivi di stoccaggio e di bilanciamento e dai ricavi di mercato.

Il sistema di incentivi è "sballato" se chi conserva più a lungo gas in stoccaggio aiuta il sistema, ma resta più esposto a fine stagione al rischio di dovere utilizzare una prestazione di erogazione in eccesso rispetto alla propria disponibilità e pagare quindi penali. Il sistema di incentivi è "sballato" se consente all'impresa di stoccaggio più opportunità di aumentare i propri ricavi offrendo capacità di erogazione interrompibile o extra all'inizio della stagione invernale, quando è relativamente più abbondante, e non compensa le opportunità con il rischio di forti penali a carico delle medesima impresa qualora sopraggiungesse un'ondata di freddo eccezionale.

Anche gli incentivi presenti nelle tariffe di trasporto del gas sono stati causa di distorsioni. Descrivendo la formula del *price-cap*, l'AEEG spiegava che avere determinato il corrispettivo

---

<sup>84</sup> La preferenza degli utenti per il servizio interrompibile dipende dallo sconto concesso rispetto al servizio continuo e dalla probabilità attesa di interruzione. Chi offre il servizio è invece sensibile all'effetto sui ricavi. In linea di massima, l'interruzione scatta nel momento in cui l'allocatione giornaliera (nomine) mette in evidenza il superamento della capacità disponibile, salvo che nel contratto Stogit 2006-2007 è contemplata la possibilità, surreale, di interruzione ex-post.

variabile di trasporto ad un livello più alto rispetto ad un'allocazione fedele dei costi<sup>85</sup> spronava l'impresa di trasporto: *“a promuovere il più elevato utilizzo delle infrastrutture e quindi l'aumento del gas trasportato, che è remunerato ad un ricavo marginale superiore al costo marginale.”* (AEEG 2001, “Presupposti per la definizione dei criteri per la determinazione delle tariffe per il trasporto e dispacciamento del gas naturale e per l'utilizzo dei terminal di Gnl”, maggio, p. 26). In effetti, si è trattato più che altro di un pretesto per premiare Snamreagas (SRG). L'effetto-leva sui volumi non c'è stato<sup>86</sup>, così come l'impatto positivo sulla concorrenza e sull'entrata.

Tra SRG e AEEG è mancato uno scambio pubblico di informazioni paragonabile a quello tra Transco ed Ofgem che culmina nella pubblicazione degli scenari del *Winter Outlook* e del *Ten Year Statement*. Il fatto è doppiamente grave perché SRG è controllata da ENI e perché, fino alla delibera 166/05, gli investimenti di SRG erano incentivati in modo indiscriminato e senza controlli ex-post. La delibera 166/05 ha compiuto un piccolo passo in avanti: *“prevedendo l'erogazione selettiva degli incentivi, costringerà SRG a dichiarare almeno formalmente la tipologia di investimento”*<sup>87</sup>. Con essa comincia finalmente ad emergere la consapevolezza che la concorrenza è aiutata da un eccesso di capacità di trasporto, soprattutto in entrata. Gli incentivi più alti sono perciò destinati agli investimenti più rischiosi e che dovrebbero portare più vantaggi alla concorrenza: investimenti per la realizzazione di nuova capacità di trasporto nazionale funzionale alla capacità di importazione ed investimenti per rendere disponibile una maggiore capacità in ingresso alle frontiere.<sup>88</sup>

## CONCLUSIONI

Con l'apertura totale dei mercati finali dal 1 luglio 2007 per la domanda di energia elettrica e di gas si è arrivati al punto di non ritorno della liberalizzazione. Riguardo allo stato di

---

<sup>85</sup> L'allocazione fedele dei costi sarebbe rispecchiata da un rapporto 90:10 o 95:5 tra corrispettivo fisso e corrispettivo variabile. L'AEEG ha invece adottato il rapporto 70:30. Evidentemente l'orientamento ai costi di cui al Regolamento n. 1775/2005 vale solo per le tariffe di accesso alle reti di trasporto....

<sup>86</sup> Poiché i volumi trasportati dipendono dagli *shipper* sarebbe strano osservare una crescita dei flussi indotta da un costo variabile di trasporto più alto

<sup>87</sup> E' prevista soltanto una possibilità di verifica dell'AEEG anche mediante controlli a campione (delibera 166/05, art. 4.5).

<sup>88</sup> Resta intatto il problema della localizzazione, visto che né la struttura delle tariffe né gli incentivi contengono segnali su dove sia preferibile collocare le nuove infrastrutture. Le modalità di sviluppo della rete nazionale dovrebbero essere contenute in un fantomatico piano approvato dal MAP il 4 luglio 2003 sullo sviluppo a lungo termine della capacità in entrata con scadenza 30 settembre 2013 di cui si è persa traccia. In una sua consultazione (AEEG, (2004), “Conferimento di capacità di trasporto di gas naturale di nuova realizzazione presso i punti della rete nazionale di gasdotti interconnessi con l'estero e con i terminali di rigassificazione”, giugno), l'AEEG sosteneva l'esigenza di coordinare meglio i piani di sviluppo della rete di trasporto nazionale con il potenziamento e la realizzazione di nuova capacità di importazione. Era però più sensibile ai tempi di comunicazione e conferimento ed alla tutela degli interessi di SRG, che alle modalità di assegnazione e faceva qualche cenno ad una procedura “open season” da attivare da parte di chi progettava nuova capacità di importazione. Tale procedura non è proprio contemplata dalla legge 239, del 23 agosto 2004, che si occupa dell'allocazione della nuova capacità, concedendo ai soggetti che investono, direttamente o indirettamente, l'esenzione dal diritto di accesso dei terzi, per un periodo di almeno venti anni e per una quota di almeno l'80% della nuova capacità (art.1, comma 17 e 18). Gli stessi benefici di legge si estendono ai nuovi stoccaggi in sotterraneo, che sono però cosa molto diversa dalle infrastrutture di approvvigionamento soprattutto per quel che concerne la concorrenza. Il MAP e l'AEEG dovrebbero spiegare se e come la legge vale anche per gli investimenti incentivati di SRG e di Stogit e come, nel caso di Stogit, la legge 239/2004 si integra con i criteri attualmente seguiti nel conferimento e nella gestione degli stoccaggi.

avanzamento della concorrenza nei due settori, che era l'argomento principale dell'attività di ricerca condotta in questi anni, a distanza di dieci anni il giudizio netto ed unanime è che di concorrenza se ne è vista assai poca sia in Italia sia in Europa. Tanto che si potrebbe dire, per assonanza, che la liberalizzazione sul lato dell'offerta è ancora al punto di non partenza.

Le imprese hanno battagliato più sul terreno delle acquisizioni che su quello dei prezzi, con il risultato di aumentare la concentrazione industriale e di rafforzare le posizioni dominanti. Tutto il contrario di quello che ci si sarebbe attesi dalle liberalizzazioni. Tanto che alla fine viene il dubbio che l'errore più grave sia stato commesso da chi, volendo studiare i problemi di regolazione di questi mercati, aveva preso a riferimento l'esperienza inglese, da considerare, a questo punto, come un'anomalia.

I temi più specifici della ricerca riguardavano le condizioni normative, tecniche ed economiche della liberalizzazione ovvero il ruolo della regolazione e dei comportamenti degli agenti economici rispetto alla concorrenza. A tale proposito si può osservare che nel caso italiano:

- gli interventi diretti sulla struttura dell'offerta sono stati all'inizio troppo cauti e poi sono cessati del tutto,
- le misure di regolamentazione asimmetrica, che potevano indirettamente favorire la concorrenza, sono state impalpabili;
- le sanzioni comminate agli abusi di posizione dominante sono state sbagliate nella forma e inefficaci nella sostanza.

Sotto il profilo della regolamentazione Bruxelles si è interessata molto ai problemi del *congestion management* delle reti elettriche e dell'accesso ai gasdotti internazionali, ma con un approccio non del tutto corretto nel primo caso e troppo timido nel secondo. L'Europa, invece, dopo avere dato il via al processo di liberalizzazione, si è colpevolmente dimenticata delle riforme quando, dovendo esaminare casi molto delicati di acquisizione e fusione, avrebbe dovuto valutare le conseguenze delle sue decisioni sulla concorrenza, attuale e futura. Se potere di mercato e strategie di consolidamento nei settori del gas e dell'energia elettrica non sono stati adeguatamente contrastati è dipeso anche da come la DG Concorrenza ha applicato la *merger regulation*. E adesso è forse davvero troppo tardi per inserire la *merger regulation* tra i rimedi all'eccessiva concentrazione di mercato:

"This makes the Community's action under the merger regulation essential so as to ensure that the competitive structure in relevant markets (which currently are at most national in scope) does not further deteriorate." (DG Competition (2007) ).

Ed è decisamente troppo tardi in Italia per sfruttare la privatizzazione al fine di dare un assetto più aperto alla concorrenza ai due settori. Ad altri fini la pseudo-privatizzazione era evidentemente rivolta.

Verona, luglio 2007

## BIBLIOGRAFIA

- Armstrong M., Cowan S., Vickers J. (1994), "Regulating Reform: Economic Analysis and British Experience", MIT Press.
- Baldwin R., Cave M. (1999), "Understanding Regulation. Theory, Strategy and Practice" Oxford University Press, Oxford 1999
- Baumol W.J., Sidak G.J. (1995), "Transmission Pricing and Stranded Cost in the Electric Power Industry" The AEI Press, Washington
- Bohn, R.E., Caramanis M.C., Schweppe F.C. (1984), "Optimal Pricing in Electrical Networks over Space and Time", Rand Journal of Economics, Vol 15 n.3 Autumn, pp 360-376
- Bushnell J., Stoft S. (1996), "Electric Grid Investment under a Contract Network Regime", Journal of Regulatory Economics, vol.10, pp.61-79
- Cardell J., Hitt C., Hogan W. (1997), "Market Power and Strategic Interaction in Electricity Networks", Resource and Energy Economics, Vol. 19, pp. 109-137.
- Chao H., Peck S. (1996), "A Market Mechanism for Electric Power Transmission", Journal of Regulatory Economics, vol.10. pp. 27-59.
- Chao H., Peck S. (1997), "An Institutional Design for an Electricity Contract Market with Central Dispatch", The Energy Journal, vol.18, n.1, pp.85-110.
- Dahl C.A., Matson C.A. (1998), "Evolution of the U.S. Natural Gas Industry in Response to changes in transaction costs" Land Economic, August, Vol. 74, n.3, pagg. 390-408.
- Darr F.P. (1995), "A State Regulatory Strategy for the Transitional Phase of Gas Regulation" The Yale Journal on regulation, vol. 12, pagg.69-104
- De Vany A., Walls D.W. (1994), "Natural Gas Industry Transformation, Competitive Institution and the Role of Regulation" Energy Policy, vol. 22, n.9, pagg. 755-763
- Estrada J., Moe A., Martinsen C.D. (1995), "The development of European Gas Markets. Environmental, economic and political perspectives" John Wiley & Sons.
- Clò A. Goldoni G., (1993), "Il mercato unico e il nuovo atteggiamento della Comunità verso l'industria energetica", Rapporto Nomisma sull'industria italiana, Il Mulino, pp. 293-332.
- Clò A. Goldoni G., (1994), "Frammenti di un discorso sulle privatizzazioni", Rapporto Nomisma sull'industria italiana, Il Mulino, pp. 283-308.
- Goldoni G., (1995), "Il regolatore nel Paese della concorrenza", Energia, n.2, pp. 14-30.
- Goldoni G., (1996), "Scenari evolutivi nella produzione e distribuzione di energia elettrica in Europa", Acquisizioni, Fusioni, Concorrenza, n.2, pp. 33-44.
- Goldoni G., (1999), "Il prezzo della trasmissione di energia elettrica: condizioni efficienti e casi concreti" Energia n.1, pp. 38-55.
- Goldoni G., (2000a), "Il rinnovamento del parco termoelettrico italiano", Atti XIX Convegno di Merceologia, Vol. II, pp. 593-601.
- Goldoni G., (2000b), "Un'introduzione al nuovo mercato elettrico inglese", Energia n.4, pp. 32-45.
- Goldoni G., (2001), "Asimmetrie normative, tecniche ed organizzative nel recepimento della direttiva 96/92/CE concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica", in "Dalla Comunità Economica Europea verso l'Unione Europea: problemi e prospettive per il futuro" vol. 6 (a cura di G. Savio), pp. 83-92.
- Goldoni G., (2001), "C'era una volta in America", Energia n. 1, pp. 2-4
- Goldoni G., (2002a), "La moltiplicazione dei pani e dei pesci" Energia n.1, pp. 2-4
- Goldoni G., (2002b), "Il rinnovamento del parco termoelettrico italiano: un aggiornamento", Atti del Convegno Euroconference on University and Enterprise. A partnership for training, research, employment and social development, Roma, 26-28 settembre.
- Goldoni G., (2003a), "E' più facile che un cammello...", Energia, n.1, pp. 46-57.
- Goldoni G., (2003b), "Il regolatore nel paese della concorrenza - Attraverso lo specchio", Energia, n.2, pp.38-69.
- Goldoni G., (2004a), "E' più facile che un cammello...navighi verso il mercato del gas", Energia, n.3, pp. 28-46.

- Goldoni G., (2004b), “Stati di alterazione climatica (e non solo)”, *Energia* n. 4, pagg. 36-56.
- Goldoni G., (2005a), “Regolamentazione del trasporto del gas nel Regno Unito (I parte)”, *Energia* n. 2, pp. 20-47.
- Goldoni G., (2005b), “Regolamentazione del trasporto del gas nel Regno Unito (II parte)”, *Energia* n. 3, pp. 42-72.
- Goldoni G., (2006) “Lo stato della regolamentazione del gas in Italia”, *Energia* n. 3, pp. 20-36.
- Green R. (1999), “The electricity contract market in England and Wales”, in *Journal of Industrial Economics*, vol. XLVII n. 1, pp. 107-124
- Green R. (1997), “Electricity Transmission Pricing: an International Comparison”, *Utilities Policy* vol.6 n.3, pp. 177-184.
- Green R., Newbery D.M. (1997), “Competition in the electricity industry in England and Wales”, in *Oxford Review of Economic Policy*, 13, n. 1, pp. 27-46
- Green R., Newbery D.M. (1992), “Competition in the British Electricity Spot Market”, in *Journal of Political Economy*, vol. 100, n. 5, pp. 929-953.
- Helm D. (1994), “British Utility regulation: Theory, Practice and Reform.” *Oxford Review of Economic Policy*, vol.10, n.3, pagg. 17-39.
- Helm D. (1994), “Regulating the transition to the Competitive Electricity Market”, in M.E. Beesley, “Regulating our utilities: The Way forward”, IEA, London, pagg. 89-114
- Helm D., Jenkinson T. (1997), “The Assessment: Introducing Competition into Regulated Industries” *Oxford review of economic policy*, Vol. 13, n.1, pagg. 1-14
- Helm D., Yarrow G. (1988), “The Assessment: The regulation of Utilities” *Oxford review of economic policy*, vol. 4, n.2, pagg. 1-31
- Henney A. (1994), “A Study of the Privatisation of the Electricity Supply Industry in England and Wales”, EEE ltd, London
- Hogan W.W. (1992), “Contract Networks for Electric Power Transmission”, *Journal of Regulatory Economics*, vol. 4, pp. 211-242.
- Hogan W.W. (1993), “Markets in Real Electric Networks Require Reactive Prices”, *The Energy Journal*, Vol. 14 n.3, pp 171-200.
- Hogan, W.W. (1997), “A Market Power Model with Strategic Interaction in Electricity Networks”, *The Energy Journal*, vol.18, n.4, pp. 107-141.
- Hsu M. (1997), “An Introduction to the Pricing of Electric Power Transmission”, *Utilities Policy* vol.6 n.3 pp. 257-270.
- Hunt S., Shuttleworth G. (1996), “Competition and Choice in Electricity “ John Wiley & Sons.
- Joskow P.L., Schmalensee R., (1983), “Markets for power – An Analysis of Electric Utility Deregulation” MIT press
- Littlechild S.C. (1993), “New developments in electricity regulation”, in M.E. Beesley, *Major issues in regulation*, IEA London, pp. 119-139
- Littlechild S.C.(1988) “Spot pricing of Electricity. Arguments and Prospects”” *Energy Policy*, August 1988, pagg. 398-403
- MacAvoy P. (2000), “Natural Gas Market” Yale University Press, New Haven
- MacAvoy P., Spulber D.F., Stangle B.E. (1989), “Is Competitive Entry Free? Bypass and Partial Deregulation in the Natural Gas Markets” *The Yale Journal on regulation*, vol. 6 pagg. 209-247
- Newbery D.M. (1995), “Power Markets and Market Power”, in *The Energy Journal*, vol. 16 (3), pp. 19-41.
- Olsen O.J. (1995), “Competition in the Electricity Industry” DJOF Publishing, Copenhagen
- Oren S., (1997), “Economic Inefficiency of Passive Transmission Rights in Congested Systems with Competitive Generation”, *The Energy Journal*, vol. 18, n., pp. 63-83.
- Pierce R.J. jr (1993), “Experiences with Natural Gas regulation and competition in the U.S. Federal system: Lessons for Europe” in “Natural gas in the Internal Market” ed. E.J. Mestmacker, Graham and Trotman ltd,

- Sidak G.J., Spulber D.F. (1998), “Deregulation and Managed Competition in Network Industries“, Yale Journal on Regulation, vol. 15, pagg. 117-147
- Stern J.P., (1998), “Competition and Liberalization in European Gas Markets. A diversity of Models”, Royal Institute for Energy Studies
- Stoppard M. (1996), “A New Order for Gas in Europe?”, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford
- Teece D.J. (1990) ,“Structure and Organisation of the Natural Gas Industry: Differences between the United States and the Federal Republic of Germany and Implications for the Carrier Status of Pipelines” The Energy Journal, Vol. 11, n.3, pagg.1-35
- Tenenbaum B, Lock R., Barker J. (1992), “Electricity privatisation. Structural, Competitive and Regulatory Options”, Energy policy, dicembre, pagg. 1134-1159
- Vickers J., Yarrow G. (1991), “The British Electricity Experiment” Economic Policy april n.12 pagg. 188-232
- Yarrow G. (1991), “Vertical Supply Arrangements: Issues and Applications in the Energy Industries” Oxford review of economic policy, vol. 7, n. 2, pagg. 35-53.
- Waddams Price C. (1997), “Competition and Regulation in the UK Gas Industry”, Oxford Review of Economic Policy, vol. 13, n.1, pagg. 47-63.
- Wu F., Varaiya P., Spiller P., Oren S., (1996) “Folk Theorems on Transmission Access: Proofs and Counterexamples”, Journal of Regulatory Economics, vol.10, pp. 5-23.

#### DOCUMENTAZIONE

AEEG: [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it) ,

AGCM: [www.agcm.it](http://www.agcm.it) ,

Competition Commission: [www.competition-commission.org.uk](http://www.competition-commission.org.uk)

DG concorrenza: <http://ec.europa.eu/comm/competition/sectors/energy/inquiry/index.html> e  
<http://ec.europa.eu/comm/competition/mergers/cases/>

DG energia: [http://ec.europa.eu/energy/electricity/florence/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/electricity/florence/index_en.htm) e  
[http://ec.europa.eu/energy/gas/madrid/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/gas/madrid/index_en.htm)

FERC: [www.ferc.gov](http://www.ferc.gov)

GME: [www.mercatoelettrico.org](http://www.mercatoelettrico.org)

GTE: <http://waxinteractive3.com/>

Ofgem: [www.ofgem.gov.uk](http://www.ofgem.gov.uk) ,

Transco: [www.nationalgrid.com/corporate](http://www.nationalgrid.com/corporate)