

La centrale pubblica scaccia quella privata

Gli effetti della proprietà pubblica sui prezzi dell'elettricità

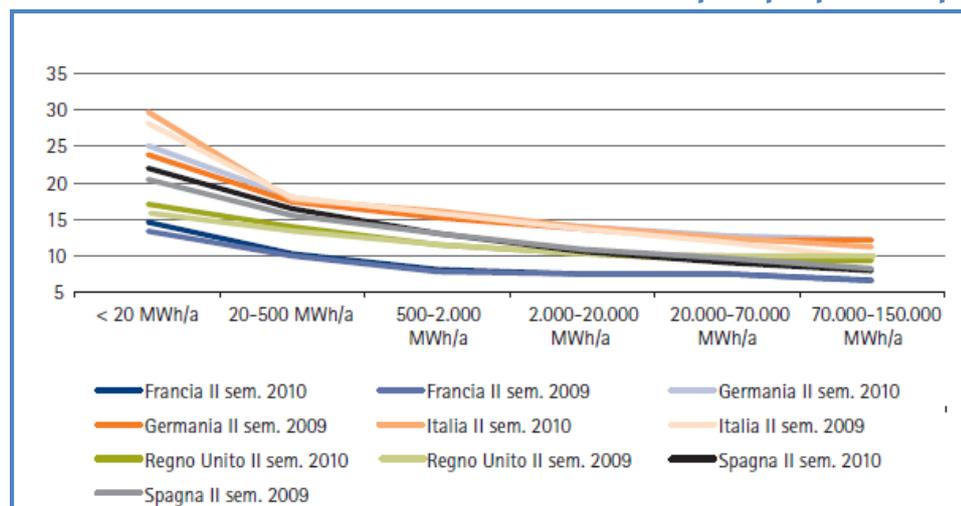
Di Mattia Bacciardi e Carlo Stagnaro

1. Introduzione¹

Negli ultimi due anni il prezzo dell'energia elettrica italiana (PUN), registrato dalla Borsa dell'energia elettrica nazionale (IPEX), è stato superiore a quello di tutti gli altri paesi europei. Nel 2009, la media italiana era 63,72 €/MWh (più di 25 €/MWh al di sopra della media europea), e nel 2010 era 64,12 €/MWh (18 €/MWh al di sopra della media europea). La differenza è particolarmente impressionante se si guarda ai prezzi spagnoli e tedeschi, inferiori rispettivamente di 27 €/MWh e 19 €/MWh. Queste differenze nel mercato a pronti si riflettono sui prezzi pagati dai consumatori industriali, superiori alla media europea per tutte le fasce di consumo. Per la fascia più bassa (con consumi tra 500 e 2000 MWh all'anno), che è anche la più rappresentativa della popolazione industriale italiana, il prezzo lordo era più elevato di un 26% e il prezzo al netto delle imposte era superiore alla media europea del 18%, come mostrato nella Figura 1.

FIGURA 1

Prezzi lordi finali (€/MWh) dell'energia elettrica per usi industriali nei principali paesi europei



Fonte: AEEG

Il divario Italia-Europa è stato spiegato con una serie di ragioni. AEEG (2009) e AEEG (2011a) suggerisce che la principale causa sia l'eccessiva dipendenza

¹ Gli autori desiderano ringraziare, per l'aiuto nel reperimento dei dati o per i commenti alle bozze di questo paper, Enrico Benedetti, Ieva Balsyte, Massimo Parati e Massimo Ricci.

KEY FINDINGS

- Sebbene il mercato elettrico italiano sia sostanzialmente liberalizzato, una quota maggioritaria del mercato è in mano a società a controllo pubblico;
- La presenza di soggetti pubblici può avere effetti negativi sulla concorrenza potenziale, disincentivando l'ingresso di nuovi competitori;
- Infatti un soggetto pubblico potrebbe ricevere un trattamento di favore, sia in virtù delle sue capacità lobbistiche, sia per il conflitto di interessi in capo ai governi nazionale e locali;
- In questo paper viene sviluppato un modello per verificare se la quota di mercato pubblica nella generazione elettrica abbia effetti sui prezzi di mercato in Italia;
- Il modello trova una correlazione robusta e statisticamente significativa, con segno negativo, tra la quota pubblica nella generazione e i prezzi;
- A parità di condizioni, una minore pervasività delle aziende pubbliche è associata a prezzi più contenuti;
- Una politica di privatizzazioni potrebbe dunque avere effetti sui prezzi aumentando la concorrenza potenziale.

Mattia Bacciardi è laureato in Political Economy presso la LSE e lavora al London Stock Exchange.

Carlo Stagnaro è Direttore Ricerche e Studi dell'Istituto Bruno Leoni.

dal gas naturale come fonte primaria, a causa degli elevati costi marginali di tale fonte. Inoltre, sempre secondo il regolatore, lo scarso livello di concorrenza nel settore gas è concausa del caro-elettricità, in quanto slega i prezzi del gas dagli andamenti reali del mercato e tende ad ancorarli ai costi e alle condizioni contrattuali dell'ex monopolista. Talvolta si è indicato l'eccessivo peso della fiscalità e degli oneri generali di sistema (in particolare legati all'incentivazione delle fonti rinnovabili). Altri ancora hanno insistito sui costi delle congestioni, dovuti all'ancora non ottimale sviluppo delle reti di trasmissione nazionale. Infine, per quanto possano esistere rendite monopolistiche locali dovute principalmente ai "colli di bottiglia" infrastrutturali, difficilmente si può ricondurre il differenziale tra i prezzi italiani ed europei al mero contesto competitivo, visto che le liberalizzazioni hanno interessato il settore elettrico in misura profonda, imponendo, tra l'altro, la separazione proprietaria tra l'operatore di rete e l'ex monopolista (De Paoli e Gullì 2010; Beccarello e Floro 2011).

Questo lavoro si propone di indagare una possibile ulteriore ragione: la pervasività della presenza pubblica, attraverso società interamente o parzialmente controllate da enti pubblici. A parte l'operatore di rete, Terna, per il 30% in pancia alla Cassa depositi e prestiti (CDP) e per il 6% al Tesoro, quasi tutti i maggiori operatori sono controllati dal settore pubblico. L'ex monopolista, ENEL, con una quota di mercato nella generazione elettrica nel 2010 pari al 28,1%, è del Tesoro per oltre il 31%. Il secondo operatore del mercato, Edison, con una quota del mercato del 10,8%, ha tra i suoi azionisti di riferimento A2A e IREN, entrambe controllate da un pool di comuni, che a loro volta hanno una quota di mercato, rispettivamente, del 3,8% e dell'1,9%. Il terzo operatore, ENI, col 9,9%, è per un terzo pubblico, e così una serie di altri soggetti che influenzano pesantemente il mercato, quali Edipower (controllata da Edison e A2A, con una quota di mercato del 5,5%), Acea (1,9%), e altri operatori minori dei quali il principale è la bolognese HERA. Ai fini di questa indagine non vengono considerate "pubbliche" le società controllate da governi o enti pubblici stranieri, pure ampiamente presenti nel nostro mercato.

La presenza pubblica, in un contesto formalmente concorrenziale, può determinare un aumento dei prezzi attraverso una riduzione della concorrenza potenziale. Infatti, i potenziali nuovi entranti scontano, nelle loro decisioni di investimento, il conflitto d'interessi latente tra lo Stato-azionista e lo Stato-regolatore. Se è vero che in Italia si è affermato, nel settore dell'energia, un modello di regolazione indipendente che, finora, non è stato accusato di trattare in modo diverso i soggetti pubblici e quelli privati, è ugualmente vero che, a livello normativo, non sono mancati gli esempi di comportamenti difficilmente spiegabili se non con l'interesse del settore pubblico a mantenere in buona salute le sue partecipazioni. Va ascritta a questo fenomeno, per esempio, la resistenza contro la separazione proprietaria della rete di trasporto nazionale del gas dall'ex monopolista (Stagnaro e Testa 2011).

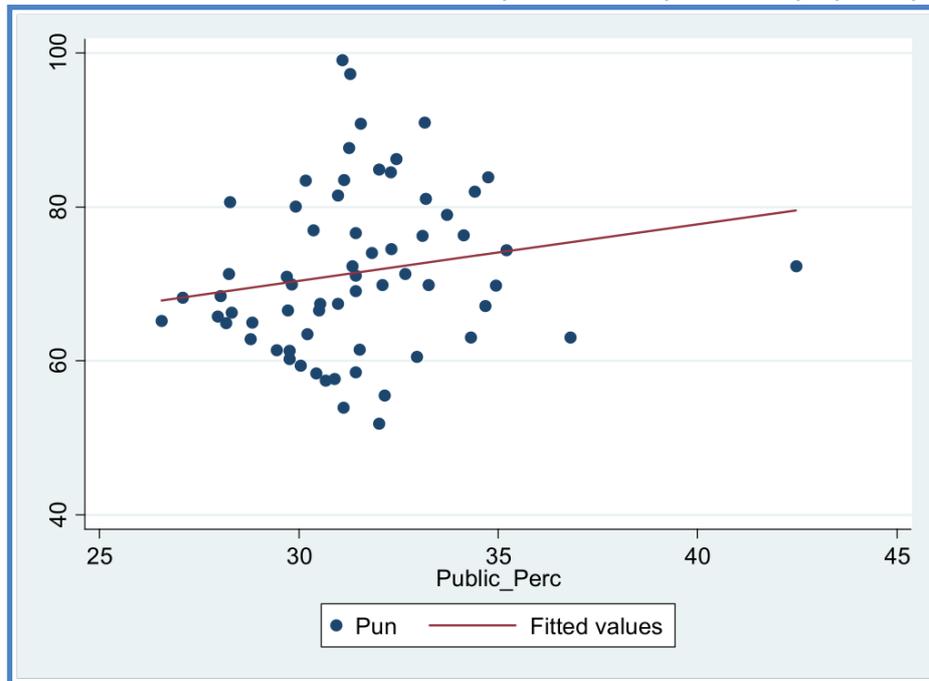
La privatizzazione delle *utilities* non è oggetto di alcuna direttiva europea, sicché non vi è alcun obbligo giuridico per lo Stato italiano a procedere in tal senso. Alcune proposte sono state avanzate, tuttavia, proprio nell'ottica di privatizzare per creare concorrenza (IBL 2011).

Per studiare l'effetto della proprietà pubblica – e verificare se l'ipotesi di un suo effetto negativo sulla concorrenza potenziale abbia fondamento empirico – abbiamo deciso di utilizzare la percentuale di quote di aziende produttrici detenuta da un'autorità pubblica italiana (Stato, regione o amministrazione comunale). Questo saggio è interessato solo all'effetto della proprietà pubblica sul prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica imputabile alla deterrenza all'ingresso e alla conseguente minore concorrenza. Non con-

sideriamo, cioè, la potenziale inefficienza delle aziende pubbliche. Le evidenze *prima facie* mostrate in Figura 2 indicano un basso livello di correlazione (17%) tra la variabile dipendente (PUN) e la variabile esplicativa (Percentuale di proprietà pubblica).

FIGURA 2

Correlazione positiva tra il prezzo e la proprietà pubblica



Tuttavia, data l'elevata volatilità dei prezzi dell'elettricità e il numero di variabili che intervengono nel determinarli, non ci si aspetta che la nostra variabile esplicativa possa spiegare singolarmente una parte preponderante della variazione dei prezzi. Analoga evidenza *prima facie* emerge dal confronto della serie temporale, come illustrato in Figura 3 alla pagina seguente.

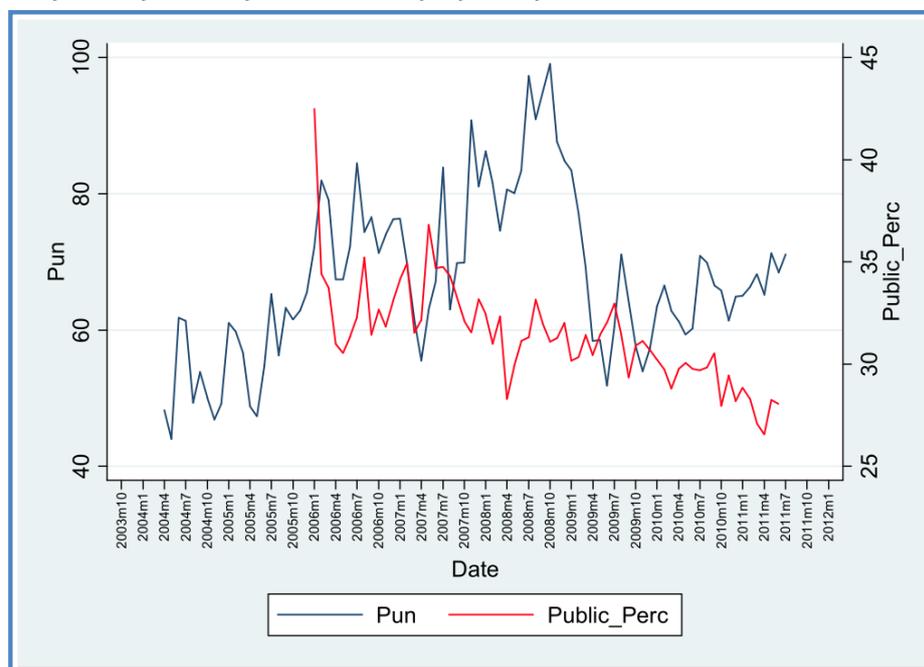
Il saggio è suddiviso come segue: la sezione 2 propone una rassegna della letteratura rilevante, sia dal punto di vista teorico sia da quello empirico, in merito al mercato dell'energia elettrica e in particolare alle questioni sollevate dalla liberalizzazione e dalla privatizzazione. La sezione 3 introduce i dati, e spiega i metodi utilizzati per raccogliarli. La sezione 4 illustra le strategie empiriche e i risultati ottenuti. La sezione 5 riporta una serie di controlli sulla robustezza dei risultati, e la sezione 6 conclude il lavoro.

2. Letteratura

La maggior parte della letteratura che analizza il mercato dell'energia elettrica si concentra sui diversi aspetti della privatizzazione e sul dilemma fra pubblico e privato, privilegiando però le conseguenze delle politiche di liberalizzazione e privatizzazioni sull'efficienza delle aziende. La maggioranza degli autori sembra sostenere che la decisione finale circa l'opportunità di privatizzazione delle imprese pubbliche, che siano operatori storici o soggetti a concorrenza in un mercato frammentato, si fondi sul rendimento potenziale o effettivo della società risultante. Dato il suo ruolo pionieristico nella liberalizzazione del mercato europeo e nella vendita di imprese pubbliche, l'esperienza britannica è spesso l'argomento principale degli studi empirici.

FIGURA 3

Serie temporale, prezzo e percentuale di proprietà pubblica



Così, Newbery e Pollitt (1997) analizzano l'esperienza britannica per misurare il guadagno o la perdita di efficienza a seguito dello smantellamento e della privatizzazione del Central Electricity Generating Board. Gli autori valutano la differenza nei costi (costo del lavoro, beni e servizi utilizzati per la produzione di energia elettrica) e nei prezzi dell'energia elettrica, e includono le entrate fiscali in vari scenari basati su presupposti diversi. Così facendo, riscontrano un taglio dei costi permanente del 5% annuo per produttori e loro investitori, mentre governo e consumatori vedono peggiorare la propria situazione. Caves (1990) trae alcune conclusioni sui guadagni determinati dalla privatizzazione delle imprese pubbliche in Gran Bretagna e derivanti dall'efficienza allocativa, da miglioramenti tecnici, da migliori incentivi, dalle economie di scala e dalla ristrutturazione societaria. Parker e Martin (1995) studiano i cambiamenti nelle prestazioni risultanti dalla privatizzazione in undici settori industriali britannici diversi fra loro, come quelli dell'energia elettrica, delle telecomunicazioni e dell'automobile. Anche se gli autori affermano che «è risaputo che laddove esiste la proprietà pubblica, i governi sono incentivati a limitare la concorrenza e introdurre sussidi per proteggere le loro società», la loro attenzione non è rivolta all'effetto di efficienza dovuto alla struttura del mercato, ma legato alla crescita della produttività del lavoro e della produttività totale dei fattori. Trovano che la produttività del lavoro migliora in una maggioranza di casi, a conferma della teoria del sovradimensionamento degli occupati nelle società pubbliche. Tuttavia, sottolineano anche che è difficile stabilire se tale miglioramento sia dovuto al processo di ristrutturazione societaria pre-privatizzazione o alla privatizzazione stessa. In modo simile, Bishop e Thompson (1992) esaminano l'effetto della privatizzazione e delle riforme del mercato sulla produttività delle venti più grandi società britanniche di proprietà pubblica. E trovano un aumento della produttività superiore al corrispondente aumento di produttività dell'economia nel suo complesso per lo stesso periodo.

Atkinson e Halvorsen (1986) testano empiricamente l'efficienza di costo relativa di società di servizi elettrici a proprietà privata e pubblica negli Stati Uniti, e non riscontrano nessuna differenza significativa. Sia le aziende private sia quelle pubbliche sono mol-

to inefficienti, il che suggerisce che la natura della proprietà non sia così importante da influenzare le prestazioni. Gli autori forniscono anche una buona rassegna di studi precedenti sullo stesso argomento. Magginson, Nash e Radenborgh (1994) forniscono un'analisi trasversale completa nella quale misurano l'operato e la performance finanziaria prima e dopo la dismissione del governo e la vendita al mercato, riscontrando un significativo incremento di redditività, produttività del lavoro, spese in conto capitale e occupazione totale. Benché non riescano a stabilire una determinante univoca dietro questo cambiamento, escludono con sicurezza l'aumento dei prezzi dalle possibili spiegazioni, e suggeriscono come risposta preliminare l'internalizzazione dei benefici del miglioramento delle prestazioni.

Questo lavoro, comunque, si affida alla teoria dei mercati contendibili e studia l'effetto del conflitto d'interessi intrinseco alla proprietà pubblica della produzione di elettricità. Per questo motivo, si basa su quei modelli di organizzazione industriale che vagliano la deterrenza all'ingresso in mercati che mostrano un certo grado di non-concorrenzialità, come il mercato elettrico. Più in particolare, sosteniamo che la proprietà pubblica si associa alla deterrenza all'ingresso e allo scoraggiamento dei potenziali concorrenti (privati). E questo, a sua volta, porta a maggiori costi di produzione, mitigando l'effetto disciplinante esercitato da potenziali ingressi.

Per una breve sintesi della teoria dei mercati contendibili si veda Baumol (1982), il quale definisce un mercato come «perfettamente contendibile» se «l'ingresso è assolutamente libero e l'uscita è assolutamente priva di costi». Nella misura in cui la concorrenza perfetta è il punto di riferimento teorico per la massimizzazione del benessere, quindi, i mercati sono perfettamente contendibili. Fino a quando non ci sono barriere all'ingresso (come costi non recuperabili elevati, necessità di grandi risorse finanziarie o di grandi investimenti in ricerca e sviluppo, o un vantaggio tecnologico irraggiungibile) un mercato con pochi operatori (oligopolio) può essere competitivo tanto quanto un mercato con un numero elevato di competitori indifferenziati. I concorrenti potenziali possono esercitare un'influenza sul mercato e far abbassare i prezzi al livello dei costi marginali minacciando una strategia "mordi e fuggi". Di conseguenza, non si riscontra un prezzo puramente monopolistico nemmeno in quei mercati che risultano controllati da un unico produttore. Per una critica pura della teoria dei mercati contendibili si veda Shepherd (1984). Subito dopo il primo esperimento di liberalizzazione e privatizzazione in Gran Bretagna, la nuova tecnologia della turbina a gas a ciclo combinato (CCGT), assieme al contratto a termine a protezione del prezzo dell'elettricità, resero credibile la minaccia dell'ingresso di potenziali concorrenti indipendenti (Newbery 1997). Per una disamina completa delle barriere all'ingresso nel mercato elettrico si veda Hammond, Helm e Thompson (1986). Questi autori, tra l'altro, sottolineano l'importanza, nello scoraggiare l'ingresso di altri, dell'esistenza di un rischio di fallimento debole per quanto concerne gli operatori pubblici. Inoltre, dal momento che le società pubbliche sono il più delle volte massimizzatori di output (e non di profitto), possono indire una rappresaglia più credibile in caso di ingresso dei concorrenti.

Fershtman (1990) elabora un modello molto vicino al cuore dell'analisi empirica di questo lavoro, concentrandosi sugli effetti della privatizzazione in diverse strutture di mercato. Più in particolare, crea un modello di duopolio di Cournot nel quale l'operatore parzialmente nazionalizzato (cioè in parte di proprietà del governo) affronta il rischio dell'ingresso di un nuovo operatore privato. Questo modello di bene omogeneo in cui le aziende competono sulla quantità è particolarmente adatto a descrivere il mercato dell'energia elettrica. Fershtman dimostra che un operatore parzialmente nazionalizzato, che può godere del sostegno finanziario del governo o di altri vantaggi legati al suo status, può plausibilmente scoraggiare l'ingresso di un concorrente privato. Come con-

sequenza, una privatizzazione potrebbe cambiare la struttura del mercato e renderlo più competitivo grazie a un miglioramento dell'ingresso. Ma il governo, che è proprietario dell'operatore monopolista, potrebbe avere un interesse acquisito nel mantenere il mercato non competitivo. Con le parole di Fershtman: «Chiaramente, in questi casi il possibile cambiamento nella struttura del mercato influenza il prezzo che il governo può ottenere per la sua quota della società, poiché gli acquirenti privati capiscono che i profitti futuri potrebbero diminuire a causa della concorrenza attesa nel mercato». E questo è proprio l'oggetto della nostra analisi.

Ben diverso è l'esame del professor Ware degli operatori pubblici che detengono una posizione di monopolio naturale (1986). I modelli di Ware mostrano un operatore pubblico che massimizza il benessere totale (sociale) piuttosto che quello privato e dimostrano che, a seguito di costi non recuperabili dovuti alla capacità di produzione disponibile, verrà sempre dissuaso l'ingresso di un concorrente privato. La situazione non cambia una volta che il monopolio è stato privatizzato senza essere smantellato. L'operatore privato risultante continuerà comunque a scoraggiare l'ingresso degli altri. Il saggio di Ware sostiene che la privatizzazione non determina nessun miglioramento nel benessere se non è accompagnata dalla liberalizzazione della struttura del mercato. Per un'analisi empirica dell'importanza della regolamentazione nel giustificare e determinare il successo del processo di privatizzazione del mercato elettrico si veda Bortolotti, Fantini e Siniscalco (1998). Questi autori effettuano un'analisi panel di dati cross-country operando una regressione del numero di liquidazioni nel settore dell'energia elettrica in base al livello e alla qualità della regolamentazione, ottenendo risultati positivi. Per una descrizione approfondita dell'esperienza leader britannica e degli aspetti principali del processo di liberalizzazione in Europa continentale si veda Newbery (2002). Newbery propone un dettagliato programma di ristrutturazione del mercato dell'energia elettrica e sottolinea come il passaggio dai produttori pubblici a fornitori privati concorrenti possa ridurre i costi di produzione e i prezzi finali.

Per quanto riguarda gli aspetti più empirici della riforma del mercato elettrico, Ernst&Young (2006) ha pubblicato una rassegna generale dei risultati del processo di liberalizzazione del mercato europeo dell'elettricità. I dati mostrano una forte e significativa correlazione negativa tra i prezzi dell'elettricità per i consumatori industriali e il livello di liberalizzazione del mercato. Si opera qui una regressione cross-country dei prezzi su due indicatori di competitività del mercato per un periodo di quindici anni. Questi indicatori sono l' "apertura del mercato", definita come la percentuale di consumatori che ha la possibilità di scegliere un fornitore, e la quota di mercato non servita dai tre maggiori generatori di energia. Poi, si fa regredire secondo questi stessi indicatori la differenza tra i prezzi nazionali e la media europea calcolata rispetto a un anno di riferimento, in modo da controllare le differenze nel mix di combustibili usati per la generazione di energia elettrica nei diversi paesi che possono influenzare la stima, dal momento che il Nord Europa ha costi di generazione più bassi grazie al gas locale e alle centrali idroelettriche. I nuovi risultati confermano la correlazione negativa, ma con un basso significato statistico. In modo simile, ma più accurato, Steiner (2001) esegue un'analisi cross-country in cui vengono fatti regredire i prezzi al netto delle imposte e diversi indici di performance su una serie di indicatori normativi che danno conto del livello di riforma del mercato elettrico. I principali indicatori utilizzati sono la disaggregazione della produzione dalla trasmissione, la proprietà privata della generazione, l'accesso di terzi, l'esistenza di una borsa dell'energia elettrica, mantenendo sempre sotto controllo le variabili specifiche per paese e combustibile. I risultati confermano l'effetto negativo della riforma sui prezzi e l'effetto positivo sulla produttività; tuttavia, la proprietà privata è associata a prezzi (leggermente) più alti. Questi

risultati riflettono in parte l'influenza di una proprietà privata storica, come in Giappone e negli Stati Uniti, piuttosto che di mercati riformati più di recente, il maggior costo del capitale, i minori vantaggi fiscali e il minore utilizzo di centrali idroelettriche nei paesi che registrano i prezzi più elevati. Anche l'esistenza di mercati post-privatizzazione ad alta concentrazione (come il Belgio e inizialmente Gran Bretagna) concorre a spiegare questi risultati.

L'aspetto peculiare della nostra analisi è che, a differenza dei casi citati, essa si riferisce a un mercato come quello italiano, dove il monopolio è venuto meno da tempo, mentre gli operatori pubblici sono stati, in larga maggioranza, privatizzati parzialmente. Dunque non vi è, nel nostro caso, il rischio di osservare, con l'eventuale privatizzazione, il trasferimento di un monopolio pubblico in mani privati. Quello che rileva, in altre parole, è capire se la proprietà pubblica abbia o meno un intrinseco effetto anti-competitivo. Se la risposta è affermativa, allora privatizzare è per definizione una misura pro-concorrenziale dalla quale ci si può attendere, tra l'altro, una riduzione dei prezzi.

3. Dati e statistiche riassuntive

I prezzi all'ingrosso in Italia si formano su un mercato regolamentato (la borsa elettrica, o IPEX) che consente all'offerta e alla domanda di incontrarsi. Il mercato è retto da un algoritmo che massimizza il valore delle transazioni soggette al vincolo fisico di trasmissione. Tutte le offerte di vendita valide e adeguate che vengono ricevute sono classificate in ordine di prezzo crescente su una curva di offerta aggregata, e tutte le offerte di acquisto valide e adeguate ricevute vengono classificate in ordine di prezzo decrescente su una curva di domanda aggregata. L'intersezione delle due curve dà: il volume complessivo scambiato, il prezzo di equilibrio, le offerte accettate e i prospetti di immissione e prelievo ottenuti come somma delle offerte accettate. Il prezzo di equilibrio così formato è diverso per zone, vale a dire delle aree geograficamente omogenee in cui è idealmente divisa la penisola italiana. Il prezzo di ogni zona contribuisce, in una media ponderata in base ai volumi scambiati in ciascuna zona, a determinare il "Prezzo Unico Nazionale" (PUN). Il PUN, che rappresenta l'equilibrio orario di mercato, come risultato dei prospetti dei costi dei fornitori e delle fluttuazioni idiosincroniche della domanda, è la variabile dipendente della nostra analisi. Il prezzo di equilibrio coincide, in pratica, coi costi marginali dell'impianto marginale in ogni dato momento.

I dati sui prezzi del mercato a pronti del giorno prima (PUN, Prezzo Unico Nazionale) sono tratti dalla banca dati del GME (Gestore dei Mercati Energetici), che organizza e gestisce economicamente la Borsa elettrica. Nel nostro modello useremo dati mensili, invece che giornalieri, per a due ragioni: la prima è che il mercato a pronti italiano è stato aperto solo nel 2005, per cui una serie temporale annuale non sarebbe abbastanza lunga da permetterci l'analisi empirica; la seconda è che anche se i dati sono diffusamente pubblicati su base giornaliera, l'oggetto di questo lavoro è l'effetto della struttura proprietaria dei fornitori, che non cambia su base quotidiana, per cui è più opportuno utilizzare dati mensili, ove disponibili, e loro aggregati, ove necessario. I dati sono messi a disposizione dal sito internet del GME su media mensile nazionale, con prezzi massimi e minimi nonché la percentuale delle forniture provenienti da zone fisiche estere e scambiati sia nell'IPEX (MGP) sia nella PCE (Piattaforma dei Conti Energia a termine).

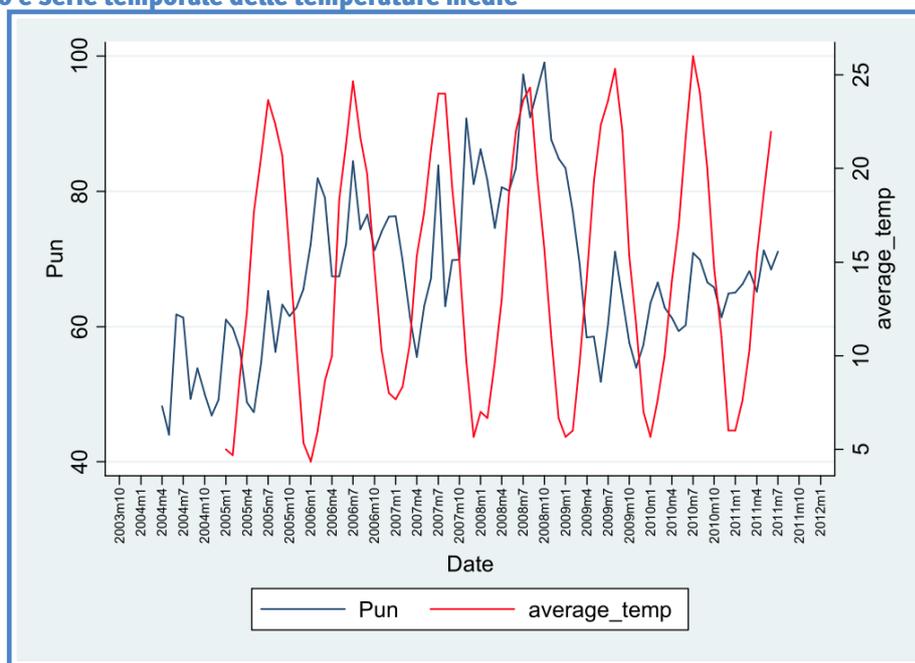
A titolo di controllo utilizzeremo una serie di variabili utili a spiegare le quantità domandate o i costi di generazione del sistema elettrico italiano, in modo da tener conto, tra l'altro, delle fluttuazioni periodiche (per esempio le stagionalità) e dell'ambiente ma-

croeconomico esogeno (per esempio per riflettere le rigidità del mercato gas italiano, dominato da contratti a lungo termine indicizzati ai prezzi petroliferi).

I dati sulle temperature sono tratti da Wunderground, un sito meteo online che offre i dati storici sulle condizioni climatiche di migliaia di stazioni meteorologiche. Data la difficoltà del raccogliere un'unica temperatura media mensile che copra una fascia climatica così diversificata come la penisola italiana, le medie mensili sono state raccolte da tre diverse aree microclimatiche (Milano, Roma e Napoli). Il vantaggio del raccogliere i dati provenienti dalle tre più grandi città italiane è legato anche all'effetto sulla domanda di energia elettrica ad altissima densità di riscaldatori e condizionatori d'aria, responsabili di parte delle stagionalità di questo mercato. Average è la media delle temperature medie mensili nelle tre città citate. Averdd è la media dei gradi giorno di riscaldamento e raffreddamento. Si riferisce al fatto che le temperature non possono influenzare la domanda di elettricità in modo lineare, ma lo fanno in modo non lineare quando raggiungono valori al di sopra e al di sotto di soglie specifiche note come "zone di comfort". Si tratta delle temperature al di sopra e al di sotto delle quali il corpo umano ha bisogno di riscaldamento o raffreddamento esterno, in misura generalmente proporzionale all'aumento della distanza dalla soglia. Così 1 grado giorno corrisponde a un giorno in cui la temperatura registrata è stata di un grado al di sopra della soglia di raffreddamento o al di sotto della soglia di riscaldamento. La figura 4 mostra l'andamento delle temperature medie nelle tre città e i picchi dei prezzi.

FIGURA 4

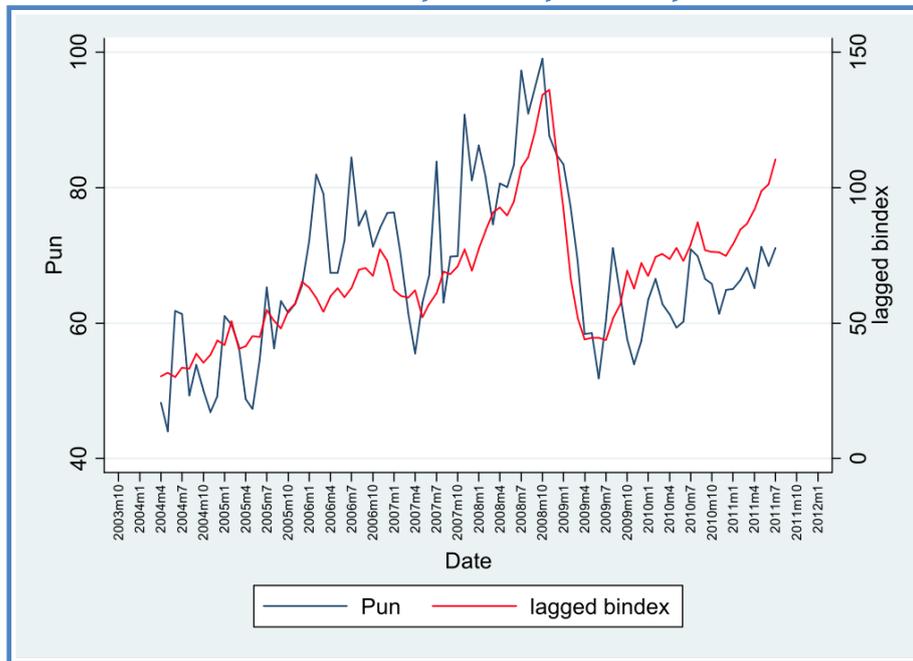
Prezzo e serie temporale delle temperature medie



I dati sul ciclo economico sono stati raccolti dall'Istituto Italiano di Statistica (ISTAT) e dall'OCSE. Vista la mancanza di un indice generale del PIL su base mensile, abbiamo utilizzato la misura della produzione industriale, la misura della disoccupazione e l'indice dei prezzi al consumo. Bindex è il prezzo del greggio sul mercato internazionale, ma l'analisi prende spesso in considerazione il valore ritardato di tre mesi (LaggedBindex) per dar conto delle coperture finanziarie e dei meccanismi di indicizzazione. Come mostrato in Figura 5, le serie di PUN e Bindex ritardato mostrano un alto livello di correlazione.

FIGURA 5

Prezzo e serie temporale del prezzo del petrolio ritardato di tre mesi



Infine la variabile di interesse principale è la percentuale della produzione a controllo pubblico sul totale della fornitura elettrica. I dati sull'offerta di elettricità giornaliera, che ammonta a più di 60.000 offerte al giorno, sono stati raccolti dal database del GME. Per aggregare la quota di produzione nazionale di ciascuna società, per ogni mese sono stati presi in considerazione tre mercoledì (come giorni lavorativi) e una domenica (come giorno festivo). Le aziende che totalizzavano meno dello 0,4% della fornitura complessiva mensile sono state scartate e si è così ottenuto un elenco di circa venti società al mese. Questo procedimento, intrapreso allo scopo di avere un elenco di aziende funzionale, ha comportato una perdita di informazioni, ma è stata conservata una percentuale di dati compresa fra il 93% e il 97%. Inoltre, se la soglia prescelta (0,4% dell'offerta totale) può essere considerata ortogonale alla probabilità di una società di essere soggetta al controllo pubblico, la misura finale è un buon campione. È stata effettuata una ricerca approfondita, in genere sui siti dei produttori, per esaminare la struttura proprietaria delle società elencate e sono stati registrati, ogni qual volta sono stati riscontrati, i cambi di proprietà avvenuti nel corso del tempo. A queste società, poi, è stato assegnato un numero da 0 a 100, dove gli estremi indicano rispettivamente una società interamente privata o totalmente di proprietà pubblica e dove i valori intermedi corrispondono alla percentuale di azioni detenute, direttamente o indirettamente, da un ente pubblico (Stato, regione o comune). Queste percentuali sono state soppesate per la quota di produzione correlata a ciascuna società e le misure finali vengono sintetizzate per illustrare la quota di produzione mensile direttamente o indirettamente controllata da un ente pubblico. Per esempio, il 31% delle azioni ENEL è detenuto dal governo (tramite il Ministero delle Tesoro e la Cassa Depositi e Prestiti); dal momento che la sua quota di produzione mensile si aggira intorno al 19% del totale, significa che un 6% circa della produzione di energia elettrica (la quota di riferimento a ENEL) è in mano pubblica. Purtroppo una quota importante delle offerte – tra un quarto e un quinto – era soggetta a contratti bilaterali immessi in forma anonima nel sistema, per cui una informazione importante va necessariamente persa. Questo, probabilmente, spiega anche la differenza tra la quota mensile di ENEL, relativamente

bassa, e la sua *market share* nella generazione, ben superiore a un terzo in quasi tutti gli anni considerati.

L'HHI (Herfindahl-Hirschman Index) è una misura della concentrazione del mercato ed è definito come $HHI = H = \sum_{i=1}^N s_i^2$, dove s_i è la quota di mercato della società i nel mercato, e N è il numero di aziende. L'indice può variare da 0 a 10.000; le cifre inferiori a 100 convenzionalmente indicano un mercato altamente competitivo, quelle superiori a 2000 una grande concentrazione. Il GME ha i valori orari HHI disaggregati a livello di zona, così che per costruire un valore nazionale mensile abbiamo aggregato i dati, pesandoli coi volumi forniti da ciascuna zona. La serie temporale va da aprile 2004 a luglio 2011 (86 osservazioni), mentre i dati sulla percentuale di elettricità "pubblica" risalgono fino al gennaio 2006, per un totale di 66 osservazioni. La Tabella 1 mostra le statistiche di riepilogo.

TABELLA 1

Statistiche di riepilogo

Variable	Obs	Mean	Std.Dev.	Min	Max
Month	103	6.330	3.448	1	12
PUN	86	67.56	11.89	43.98	99.07
Min	88	21.69	8.296	1.100	47.98
Max	88	153.5	41.38	84.43	378.5
Public perc	66	31.40	2.496	26.56	42.47
Bindex	91	69.54	24.23	30.05	136.2
Foreign bilateral	65	8.277	3.089	4.300	16
Abroad perc	65	7.075	3.107	1.300	11.70
Ind prod	88	- 0.126	1.839	- 4.904	4.259
UnempD1	89	7.417	0.802	5.900	8.700
Cons pr	90	0.170	0.178	-0.363	0.519
Average	78	14.49	6.619	4.333	26
Averdd	78	12.15	6.399	3.333	24

4. Le regressioni

Innanzitutto abbiamo creato una regressione di base inserendo nelle equazioni le determinanti fondamentali della domanda e dell'offerta del mercato elettrico e l'abbiamo stimata con il metodo OLS. Abbiamo anche sfruttato le serie temporali dei dati. L'equazione di base è:

$$Y_t = + Bindex_t + PubPerc_t + Average_t + Averdd_t + \epsilon_t \quad (1)$$

Dove Y è la media mensile del prezzo dell'energia elettrica (PUN), $Bindex$ è il prezzo del greggio, $PubPerc$ è la percentuale della produzione direttamente o indirettamente controllata da un ente pubblico, $Average$ e $Averdd$ sono rispettivamente la temperatura media e la media di gradi giorno di riscaldamento e raffreddamento delle tre città monitorate. I risultati si possono ritrovare nella colonna 1 della Tabella 2; mostrano come i coefficienti di $Bindex$ e $PubPerc$ sono statisticamente significativi e hanno il segno atte-

so. I coefficienti della temperatura, tuttavia, non sono statisticamente diversi da zero. Questi risultati non sono affatto definitivi poiché ci potrebbero essere dei problemi di distorsione da variabile omessa e l'equazione può spiegare solo una piccola frazione della variazione; l' R^2 corretto è solo 20%.

Più nello specifico, alcune relazioni possono non essere necessariamente lineari e, come suggerisce la teoria economica, le fluttuazioni del prezzo del petrolio non si traducono immediatamente in oscillazioni del prezzo dell'elettricità in virtù della capacità di stoccaggio che consente ai fornitori di energia elettrica di appianare il prezzo nel tempo e delle tecniche di indicizzazione che legano il prezzo del gas nei contratti a lungo termine non al prezzo puntuale del greggio, ma ai prezzi di un paniere di greggi e prodotti raffinati nei mesi precedenti (generalmente sei). Per tener conto di ciò, quindi, abbiamo incluso una variabile ritardata di tre mesi per il prezzo del petrolio e una variabile non lineare per la temperatura. La nuova equazione è la seguente:

$$Y_t = + \text{LaggedIndex}_t + \text{PubPerc}_t + \text{Average}_t + + \epsilon_t \quad (2)$$

Dove LaggedIndex è il prezzo del petrolio ritardato di tre mesi ritardato del prezzo del petrolio e Average^2 è il quadrato della temperatura media. Ora tutti i coefficienti sono statisticamente significativi e la percentuale di variazione spiegata è più del doppio. È interessante notare che le variabili di temperatura hanno segni diversi, anche se l'effetto della variabile lineare è di un ordine di grandezza maggiore. Questo può rappresentare il fatto che la temperatura media è abbastanza bassa, così che aumentando si avvicina sempre più alla zona di comfort, riducendo la necessità di riscaldamento elettrico e facendo scendere il prezzo. La variabile al quadrato però dimostra che i picchi di temperatura (ben al di sopra della zona di comfort) aumentano di nuovo la domanda di energia elettrica, incidendo così positivamente sul prezzo. Una spiegazione alternativa potrebbe essere che Average è un valore *proxy* per l'inverno e Average^2 per l'estate e che riflettono semplicemente la stagionalità della produzione industriale. Lo verificheremo più avanti.

Anche il prezzo del petrolio e la percentuale di produzione pubblica potrebbero avere un effetto non lineare sui prezzi, dunque abbiamo verificato quest'ulteriore ipotesi includendo sia il quadrato di LaggedIndex che di PubPerc . Il coefficiente della variabile petrolio ora non è significativamente diverso da zero, mentre i due coefficienti di produzione pubbliche hanno segno opposto, a indicare che possiamo tralasciare le variabili non lineari (Colonna 3). Per verificare il problema della distorsione da variabile omessa legato al ciclo economico abbiamo incluso un vettore di covariate, nonché una misura di HHI.

$$Y_t = + \text{LaggedIndex}_t + \text{PubPerc}_t + \text{Average}_t + + \mu X_t + \text{HHI}_t + \epsilon_t \quad (4)$$

Dove X_t è un vettore di covariate che include la variazione di disoccupazione, produzione industriale e l'indice dei prezzi al consumo. Come anticipato da gran parte della letteratura economica, l'HHI ha un potere predittivo povero per quanto riguarda il prezzo di mercato dell'elettricità. Questo può essere spiegato dal fatto che, a causa dei problemi tecnici di congestione lungo la rete causati da shock idiosincratici nella domanda, locali e imprevedibili, una sola società può produrre in condizione di monopolio per qualche tempo, imponendo un prezzo superiore ai suoi costi marginali. Di conseguenza, un indice "macro" come l'HHI, che misura le quote di mercato, è piuttosto inefficiente.

te. I risultati mostrano un piccolo miglioramento per quanto riguarda l'aderenza della stima alla realtà, ma ora, probabilmente a causa della mancanza di variazione dei dati, i coefficienti delle temperature non sono distinguibili da zero. I coefficienti del prezzo del petrolio e della produzione pubblica mantengono i loro segni e sono entrambi statisticamente significativi, mentre nessuna delle covariate del ciclo economico lo è.

Si ottengono una maggiore aderenza e dei coefficienti più coerenti quando viene presa in considerazione la possibilità di autocorrelazione della variabile dipendente. È probabile che il prezzo del mercato a pronti dell'energia elettrica non vari così tanto da un mese all'altro e che parte di questa "dipendenza da percorso" possa essere spiegata ritardando il prezzo di un mese. La Colonna 5 mostra che il prezzo ritardato di un mese (PUNL1) è altamente significativo, come lo sono le variabili di temperatura. Tra le covariate del ciclo economico solo l'indice dei prezzi al consumo è correlato (positivamente) al prezzo.

TABELLA 2

PUN mensile

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Variables	PUN	PUN	PUN	PUN	PUN
Public perc	1.227** (0.524)	1.507*** (0.417)	15.39*** (4.596)	1.632*** (0.486)	0.976** (0.418)
Bindex	0.226*** (0.0629)				
Average	0.112 (0.279)	-1.958** (0.893)	-2.223** (0.859)	-1.528* (0.907)	-1.543** (0.765)
Averdd	0.496* (0.286)				
BindexL3		0.389*** (0.0524)	0.358 (0.354)	0.387*** (0.0562)	0.162** (0.0633)
Average2		0.0647** (0.0294)	0.0708** (0.0281)	0.0519* (0.0299)	0.0545** (0.0252)
Public perc2			-0.210*** (0.0689)		
BindexL32			0.451 (3.254)		
HHI				-0.00406 (0.00967)	-0.0119 (0.00807)
Ind prod				-0.877 (0.525)	-0.395 (0.440)
Cons pr				11.70** (5.574)	11.29** (4.569)
UnempD1				0.628 (4.964)	-1.458 (4.073)
PUNL1					0.526*** (0.103)
Constant	7.741 (18.29)	7.079 (17.25)	-224.8** (90.84)	5.231 (19.80)	18.36 (16.81)
Observations	64	64	64	62	60
R2	0.251	0.527	0.594	0.587	0.700
Deviazione standard in parentesi					
*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1					

5. Controlli di robustezza, prezzi massimi e minimi

Abbiamo dimostrato che il coefficiente della nostra variabile esplicativa principale è statisticamente significativo e mantiene il segno positivo in tutte le diverse specifiche. È possibile, però, che ciò che stiamo misurando con il valore *proxy* per la proprietà pubblica non sia effettivamente ciò che riteniamo. Per esempio, è possibile che, dal momento che la maggior parte della produzione italiana proviene da produttori italiani che sono parzialmente pubblici, mentre alcuni dei produttori che noi abbiamo considerato privati sono in realtà controllati da governi stranieri (come EDF, GDF-Suez e E.On), in realtà non abbiamo misurato altro che l'effetto causale della produzione nazionale sui prezzi. Poiché l'elettricità importata da altri paesi è prodotta con un diverso mix di combustibili (come il nucleare), può darsi che i coefficienti stiano registrando i costi più bassi dei combustibili nella produzione straniera piuttosto che gli assetti proprietari. Per verificare questa possibilità abbiamo introdotto la variabile *Foreign*, che misura la percentuale della fornitura proveniente dall'estero. Questa variabile è calcolata come somma delle percentuali di fornitura scambiata in zone fisiche straniere (gli interconnettori italiani con Grecia, Slovenia, Austria, Svizzera e Francia) e la percentuale di volumi stranieri scambiati sulla PCE (Piattaforma dei Conti energia a termine). L'obiettivo è verificare se la percentuale di proprietà pubblica sia un *proxy* per la produzione nazionale. Il coefficiente della variabile *Foreign* è negativo, come previsto, ma non è statisticamente diverso da zero e non migliora la precisione della misurazione (Tabella 3, Colonna 1).

Successivamente abbiamo controllato se le misure usate per le temperature stessero condizionando i risultati. Per fare questo abbiamo sostituito le medie tra le città utilizzate nella prima serie di regressioni con le temperature medie di ogni città e i loro quadrati, per verificare se il clima di una delle tre città possa essere il vero motore dei consumi elettrici italiani e se il suo effetto venga diluito quando se ne fa la media con gli altri. Dal momento che nessuno dei coefficienti è statisticamente significativo, si può concludere che la temperatura media è una misura più accurata della domanda correlata al clima (Colonna 2). Inoltre, si è introdotta una variabile *dummy* per l'inverno (pari a 1 nel mese di dicembre, gennaio e febbraio) e una per l'estate (luglio e agosto), per capire se le principali responsabili della stagionalità della domanda di energia elettrica fossero le temperature estreme (Colonna 3). E questo perché dall'analisi del mercato elettrico sappiamo che il prezzo dell'elettricità dipende dai costi di produzione degli impianti marginali e dalla tecnologia utilizzata. Quindi, potrebbe darsi che prezzi significativamente più elevati si registrino in quei mesi in cui la maggiore domanda richiede l'utilizzo di una tecnologia marginalmente più costosa. Le due variabili fittizie sono state inserite insieme a quelle che rappresentano la media e la media al quadrato delle temperature, con il risultato che nessuno dei coefficienti è statisticamente significativo, probabilmente perché la variazione correlata al clima viene ora diluita tra quattro diverse variabili. Infine, abbiamo verificato l'ipotesi che le temperature influenzino la domanda (e quindi il prezzo) soprattutto allontanandosi dalla cosiddetta zona di comfort (la temperatura alla quale il corpo umano non ha bisogno di riscaldamento o aria condizionata per sentirsi a proprio agio), generalmente fissata a circa 18° C. Per esaminare questo aspetto, abbiamo usato la media e la media al quadrato del numero di gradi giorno di riscaldamento e raffreddamento in un mese (Colonna 4). Anche in questo caso, i coefficienti delle nuove variabili non sono statisticamente significativi e non migliorano l'aderenza della regressione.

In seguito, abbiamo controllato se le stesse variabili che determinano il prezzo medio nazionale siano anche responsabili del prezzo più alto e più basso registrato nel mercato a pronti. La teoria suggerisce che il prezzo di picco e il prezzo minimo dovrebbero

TABELLA 3

Controlli di robustezza

	(1)	(2)	(3)	(4)
Variables	PUN	PUN	PUN	PUN
Public perc	1.381*** (0.506)	1.126** (0.551)	1.348** (0.520)	1.452*** (0.507)
BindexL3	0.340*** (0.0629)	0.322*** (0.0650)	0.326*** (0.0659)	0.344*** (0.0646)
Average2	0.0325 (0.0320)	-0.354 (0.422)	0.00666 (0.0640)	0.116 (0.0875)
HHI	-0.00679 (0.00970)	-0.00676 (0.0105)	-0.00771 (0.0101)	-0.00866 (0.00986)
Ind prod	-1.092** (0.536)	-1.198** (0.547)	-1.155** (0.555)	-1.087** (0.541)
Cons pr	11.34** (5.504)	6.637 (6.268)	10.92* (5.581)	10.15* (5.550)
UnempD1	-0.482 (4.948)	-0.724 (5.157)	-0.340 (5.009)	-0.180 (4.952)
Foreign	-1.065 (0.680)	-1.453* (0.759)	-1.154 (0.699)	-1.120 (0.684)
Temp rm		-3.987* (2.152)		
Temp mln		2.152 (1.323)		
Temp na		-0.852 (1.577)		
Temp rm2		0.204 (0.165)		
Temp mln2		0.0819 (0.137)		
Temp naz		0.135 (0.130)		
Average	-1.051 (0.946)		-0.486 (1.962)	-4.117 (3.095)
Winter			-0.463 (4.986)	
Summer			4.778 (5.335)	
Averdd				0.751 (0.847)
Averdd2				-0.0554 (0.0379)
Constant	35.81 (27.62)	71.25* (35.71)	38.54 (30.25)	62.19 (39.58)
Observations	62	62	62	62
R2	0.606	0.639	0.613	0.623
Errori standard in parentesi				
*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1				

riflettere le condizioni estreme nei prospetti dell'offerta e della domanda. Se crediamo che in condizioni d'informazione completa e mercati perfettamente concorrenziali il prezzo sia determinato dal costo marginale dato un determinato prospetto e dalle preferenze dei consumatori mantenendo fissa la curva dell'offerta, qualsiasi perturbazio-

ne dal prezzo di equilibrio deve essere determinata da shock esogeni. Più in particolare, ci aspettiamo che la parte più imprevedibile della domanda (cioè le temperature) e la variabile di offerta meno controllabile (per esempio i costi del carburante) guidino le fluttuazioni dei prezzi estremi.

Siamo partiti dall'analizzare le determinanti del prezzo mensile massimo registrato (Tabella 4). Abbiamo innanzitutto specificato una semplice strategia empirica in cui il prezzo (Max) viene regredito su alcune variabili fondamentali:

$$Y_t = \alpha + \beta_1 \text{Bindex}_t + \beta_2 \text{PubPerc}_t + \beta_3 \text{Average}_t + \beta_4 \text{Averdd}_t + \epsilon_t \quad (5)$$

Dove Y_t è ora il valore massimo raggiunto dal prezzo nel mese. I risultati sono simili a quelli ottenuti usando il prezzo medio, con due differenze degne di nota: 1) il prezzo internazionale del petrolio non contribuisce a determinare in alcun modo significativo il prezzo, 2) l'accuratezza della misura è ben al di sotto di quella riscontrata per i prezzi medi. Non sorprende che in merito a questa seconda sfida il prezzo massimo sia influenzato da altre variabili non incluse nella regressione.

Come in precedenza, abbiamo verificato la possibilità che la domanda di energia elettrica stagionale sia guidata principalmente dai mesi più caldi e più freddi dell'anno. Inoltre, abbiamo tenuto conto di un effetto ritardato (di tre mesi) del prezzo del carburante. Per farlo abbiamo aggiunto alla regressione una variabile *dummy* per i mesi caldi (*Summer*), una variabile *dummy* per i mesi freddi (*Winter*) e l'indice dei prezzi del petrolio ritardato (*BindexL3*). I risultati (Colonna 2) mostrano un lieve miglioramento nell'aderenza della misura, ma ora il coefficiente dei mesi estivi mostra di avere un grande impatto sul prezzo: luglio e agosto sono associati con i prezzi massimi, superiori di 40,5 €/MWh al resto dell'anno (il prezzo massimo medio dell'intero campione è di 153 €/MWh). Sorprendentemente, però, l'indice del prezzo del petrolio ritardato non influenza statisticamente i prezzi massimi dell'energia elettrica. Ciò può essere spiegato facendo riferimento alla possibilità che i produttori di energia elettrica tendano a proteggersi contro i picchi più acuti del mercato del petrolio in un modo che non è possibile replicare per le oscillazioni delle temperature. Per le stesse ragioni non abbiamo incluso nell'equazione un vettore di controllo per le variabili del ciclo economico, perché è improbabile che possano influenzare i prezzi massimi viste le fluttuazioni più moderate e prevedibili.

Nella regressione seguente abbiamo cercato un diverso insieme di variabili della temperatura, inserendo i quadrati delle medie per tener conto della non-linearità delle temperature assieme a una misura della concentrazione del mercato (HHI). I risultati confermano la teoria (Colonna 3), ma con scarsi miglioramenti nell'aderenza della misura. Infine, abbiamo verificato la possibilità di autocorrelazione per capire quanta parte del prezzo massimo attuale è determinata dal prezzo medio del mese precedente. Per fare questo abbiamo inserito una variabile ritardata di un mese del prezzo nazionale (*PUNL1*). I risultati mostrano un ulteriore miglioramento della variazione spiegata, con la variabile ritardata che mostra un effetto positivo statisticamente significativo (Colonna 4). Nel complesso, però l'aderenza della misurazione continua a presentare una percentuale deludente, a sottolineare che i prezzi massimi nazionali sono molto influenzati da shock idiosincratichi non catturati dalle stesse determinanti del prezzo medio. Tra queste possiamo supporre la speculazione finanziaria e le fluttuazioni economiche a brevissimo termine, che risultano analizzate meglio attraverso un insieme di dati giornalieri o addirittura orari, piuttosto che con macro aggregati mensili. Inoltre variazioni anche piccole nella domanda o nell'offerta nelle ore di picco, per esempio

un aumento (o una riduzione) improvvisa e breve delle temperature o un guasto a un impianto, possono produrre effetti importanti sui prezzi massimi (e minimi) che non influenzano, invece, i prezzi medi.

Successivamente, abbiamo analizzato le variabili che determinano il prezzo minimo mensile (Tabella 5). Siamo partiti dalla stessa regressione di base (5), con la differenza che si è tenuto conto subito della correlazione non lineare tra la temperatura e il prezzo (*Average*²) e di un effetto ritardato del prezzo del petrolio (*BindexL1*). A differenza di prima, il prezzo del carburante è ora statisticamente significativo, ma i coefficienti di temperatura non lo sono (Colonna 1). La formulazione migliora leggermente inserendo le variabili *dummy* per i mesi estivi e invernali (Colonna 2), ma si ottiene un vero miglioramento includendo un diverso insieme di variabili di temperatura:

$$Y_t = + \text{Bindex}_t + \text{PubPerc}_t + \text{TempRm}_t + \text{TempMn}_t + \mu \text{TempNa}_t + + + + \epsilon_t \quad (6)$$

Dove Y_t è ora il prezzo minimo mensile, e TempRm , TempMn , TempNa sono le temperature medie mensili rispettivamente di Roma, Milano e Napoli, con i relativi quadrati. I risultati vengono riportati nella Colonna 3 e mostrano un effetto significativo (sia per ordine di grandezza sia statisticamente) delle temperature di Roma e Milano. Curiosamente, il coefficiente ha segno opposto (negativo il primo e positivo il secondo) il che significa che un aumento della temperatura media di Roma (inverni più miti) riduce i prezzi minimi, mentre il contrario è vero per Milano (estati più calde che spingono il prezzo verso l'alto). Ciò potrebbe significare che la domanda a Roma (e nelle zone con clima simile) è più sensibile al riscaldamento, mentre a Milano è più vincolata all'aria condizionata. Il che è esattamente il contrario di ciò che ci si sarebbe aspettati viste le loro posizioni geografiche.

Nella Colonna 4 troviamo altre due variabili relative alla percentuale di gas proveniente dall'estero e al livello di concentrazione del mercato, ma non si riscontra nessun cambiamento significativo. Infine, nella Colonna 5 si tiene conto della correlazione seriale, ottenendo un significativo miglioramento nell'adeguatezza della misurazione. È interessante notare che le temperature di Milano e Roma mantengono i loro segni e il loro *t-value* quando si cambia la strategia empirica. Le conclusioni che si possono trarre per i prezzi minimi sono simili a quelle per i prezzi massimi, anche se condizionate a una misurazione leggermente migliore. La gran parte della varianza della variabile dipendente non risulta spiegata dalle stesse determinanti del prezzo medio e gli shock idiosincratichi rispondono della maggior parte della nostra ignoranza. Le temperature sono i principali fattori d'influenza sui livelli dei prezzi minimi, mentre i produttori di energia elettrica si proteggono dalle fluttuazioni del prezzo del petrolio.

7. Conclusione

Questo lavoro suggerisce, coerentemente con parte della letteratura sul ruolo degli ingressi potenziali nell'abbassamento dei prezzi di un mercato concentrato, che la proprietà pubblica della produzione di elettricità è parzialmente responsabile dei prezzi più elevati del mercato a pronti italiano. È stata utilizzata la percentuale di azioni direttamente o indirettamente controllate da un ente pubblico come valore *proxy* dell'interferenza pubblica nella produzione di energia elettrica. È stato dimostrato che i prezzi del mercato a pronti sono correlati positivamente con la percentuale di proprietà pubblica, anche quando si effettuano controlli per una serie di covariate che rappresentano il 70% della varianza. I risultati possono però essere influenzati da problemi legati agli

TABELLA 4

Prezzo massimo

	(1)	(2)	(3)	(4)
Variables	Max	Max	Max	Max
Public perc	5.488*** (2.049)	5.671*** (2.049)	6.185** (2.330)	4.022* (2.398)
BindexL3		0.133 (0.247)	0.205 (0.249)	-0.451 (0.346)
Average	2.506** (1.097)	-0.973 (1.357)	-8.349 (15.14)	-2.549 (14.79)
Summer		40.50** (18.03)		
Winter		-8.233 (16.57)		
Bindex	0.0295 (0.242)			
Averdd	2.476** (1.133)		9.573** (4.019)	8.038** (3.954)
HHI			-0.0118 (0.0476)	-0.0233 (0.0464)
Averdd2			-0.374** (0.185)	-0.268 (0.183)
Average2			0.288 (0.424)	0.135 (0.414)
PUNL1				1.532** (0.582)
Constant	-79.96 (71.37)	-16.76 (75.35)	-25.60 (170.4)	-44.88 (164.6)
Observations	66	66	65	63
R2	0.221	0.231	0.277	0.360
Errori standard in parentesi				
*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1				

errori di misurazione della variabile esplicativa, dal momento che il 20% circa delle offerte d'asta mensili di energia elettrica vengono riportate come offerte bilaterali dal gestore senza alcuna possibilità di risalire alle società offerenti. Ciò non rappresenta comunque un ostacolo insuperabile fino a quando queste offerte possono essere considerate, con un certo grado di sicurezza, riconducibili casualmente all'elenco delle società incluse nell'analisi. In realtà è plausibile che la maggior parte dei contratti bilaterali interessino soprattutto i grandi produttori, che, come abbiamo visto, sono perlopiù a controllo pubblico. È quindi possibile che il nostro modello tenda addirittura a sottostimare l'effetto della proprietà pubblica sui prezzi medi.

Questo dimostra che come la privatizzazione non è di per sé sufficiente a garantire la competitività del mercato in un settore storicamente caratterizzato dall'integrazione verticale degli operatori come quello elettrico, così la liberalizzazione da sola non evita il rischio di comportamento strategico. La separazione proprietaria della rete elettrica nazionale dall'*incumbent*, la creazione di una borsa dell'energia indipendente e lo smantellamento del precedente monopolio pubblico in generatori indipendenti (GenCo) sono tutti passi necessari verso la creazione di un mercato elettrico competitivo. Tuttavia, lo Stato non dovrebbe svolgere contemporaneamente il ruolo di arbitro e giocatore. Allo stesso modo, le amministrazioni comunali che partecipano in società produttrici possono scoraggiare l'ingresso di potenziali concorrenti privati per mez-

TABELLA 5

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Variables	Min	Min	Min	Min	Min
Public perc	0.467 (0.347)	0.471 (0.342)	0.374 (0.349)	0.168 (0.427)	- 0.104 (0.420)
BindexL1	0.169*** (0.0408)	0.175*** (0.0402)	0.159*** (0.0414)	0.127** (0.0534)	0.0501 (0.0579)
Temp Mln			2.578*** (0.748)	2.678*** (0.765)	2.362*** (0.743)
Temp Rm			- 3.938*** (1.436)	- 4.085*** (1.453)	- 3.207** (1.419)
Temp Na			- 1.111 (1.135)	- 0.982 (1.193)	- 0.473 (1.155)
Temp Mln2			- 0.0928*** (0.0325)	- 0.0899*** (0.0322)	- 0.0649** (0.0323)
Temp Na2			0.0353 (0.0369)	0.0314 (0.0374)	0.0108 (0.0366)
Temp Rm2			0.101** (0.0405)	0.0985** (0.0419)	0.0674 (0.0411)
Average	0.508 (0.744)	- 0.512** (0.228)			
Winter		- 5.452* (2.744)			
Summer		2.139 (2.966)			
Average2	-0.0227 (0.0245)				
HHI				0.00639 (0.00812)	0.00171 (0.00789)
Foreign				-0.249 (0.648)	- 0.618 (0.631)
PUNL1					0.212** (0.0823)
Constant	-6.129 (14.03)	3.481 (12.24)	27.47 (17.65)	29.18 (29.89)	34.09 (28.94)
Observations	66	66	66	65	63
R2	0.227	0.265	0.357	0.360	0.432
Errori standard in parentesi					
*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1					

zo di interferenze legali, o possono semplicemente rallentare la costruzione di nuove centrali elettriche negando le autorizzazioni. L'implicazione politica più immediata di questi risultati è che il governo e le amministrazioni comunali dovrebbero vendere loro azioni, ponendo così fine a un conflitto di interessi che riduce il benessere sociale. I prezzi dell'elettricità hanno davvero un effetto *pass-through* che riduce il benessere dei consumatori e mina la competitività dei produttori italiani. Tuttavia, la privatizzazione è complicata dallo stesso conflitto di interessi che concerne il mercato dell'energia elettrica. I governi nazionali e cittadini hanno un interesse acquisito nei generosi pro-

fitti derivanti da prezzi più elevati nel mercato dell'elettricità. Queste partecipazioni, che per alcune aziende superano il 50%, sono spesso giustificate sostenendo che la proprietà pubblica possa migliorare il benessere sociale, impedendo la massimizzazione del profitto perseguita dalle aziende private per mezzo di pratiche strategiche. Ma non c'è ragione di credere che i governi non perseguano la massimizzazione del gettito fiscale nello stesso modo in cui le aziende private cercano di ottimizzare i loro profitti, senza contare le evidenze che la proprietà pubblica sia associata al fiorire di x-inefficienze (cioè costi superiori per i fattori di produzione, e in particolare del fattore lavoro). Con riferimento alla massimizzazione del benessere dei consumatori, il successo stesso delle esperienze di liberalizzazione europee nella riduzione dei prezzi e nel miglioramento dell'efficienza e dell'affidabilità della fornitura sta a significare che il governo è più efficiente nello scrivere le regole del mercato, piuttosto che nel produrre energia elettrica.

Bibliografia

- AEEG (2009). “Memoria per l’audizione presso la Commissione straordinaria, per la verifica dell’andamento generale dei prezzi al consumo per il controllo della trasparenza dei mercati, del Senato della Repubblica”, 22 aprile 2009.
- AEEG (2011a). “Memoria per l’audizione presso la Commissione straordinaria, per la verifica dell’andamento generale dei prezzi al consumo per il controllo della trasparenza dei mercati, del Senato della Repubblica”, 13 luglio 2011, PAS 15/11.
- ARENSEN, M. e KUNNEKE, R. (1996). “Economic Organization and Liberalization of the Electricity Industry. In Search of Conceptualization”, *Energy Policy*, vol.24, no.6, pp.541-552.
- ATKINSON, S. e HALVORSEN, R. (1986). “The Relative Efficiency of Public and Private Firms in a Regulated Environment: The Case of U.S. Electric Utilities”, *Journal of Public Economics*, vol.29, no.3, pp.281-294.
- BAUMOL, W.J. (1982). “Contestable Markets: An Uprising in the Theory of Industry Structure”, *The American Economic Review*, vol.72, no.1, pp.1-15.
- BECCARELLO, M. e FLORO, D. (2011). “Mercato elettrico”, in STAGNARO, C. (a cura di), *Indice delle liberalizzazioni 2011*, Torino, IBL Libri.
- BISHOP, M. e THOMPSON, D. (1992). “Regulatory Reform and Productivity Growth in the UK’s Public Utilities”, *Applied Economics*, vol.24, no.1, pp.1181-1190.
- BORTOLOTTI, B., FANTINI, M. e SINISCALCO, D. (1998). “Regulation and Privatization: The Case of Electricity”, FEEM, *Note di lavoro*, no.70.
- CAVES, R. (1990). “Lessons from Privatization in Britain. State Enterprise Behavior, Public Choice, and Corporate Governance”, *Journal of Economic Behavior and Organization*, vol.13, no.2, pp.145-169.
- DE PAOLI, L. e GULLÌ, F. (2010). “Bilancio della liberalizzazione del mercato dell’elettricità e del gas in Italia: 1999-2009”, *Economia delle Fonti di Energia e dell’Ambiente*, XXXXXXXXXXXXXXXX
- ERNST&YOUNG (2006). “Final Report”, Department of Trade and Industry Research Project on “The case for Liberalization”.
- ESCRIBANO, A., PEÑA, J.I., e VILLAPLANA, P. (2011). “Modeling Electricity Prices: International Evidence”, *Oxford Bulletin of Economics and Statistics*, vol.73, no.5, pp.622-650.
- FERSHTMAN, C. (1990). “The Interdependence between Ownership Status and Market Structure: The Case of Privatization”, *Economica*, vol.57, no.227, pp.319-328.
- GREEN, R. e NEWBERY, D. (1997). “Competition in the Electricity Industry in England and Wales”, *Oxford Review of Economic Policy*, vol.13, no.1, pp.27-46.
- HAMMOND, E.M., HELM, D.R. e THOMPSON, D.J. (1986). “Competition in Electricity Supply. Has the Energy Act Failed?”, *Fiscal Studies*, vol.7, no.1, pp.11-33.
- HELM, D.R. e POWELL, A. (1992). “Pool Prices, Contracts and Regulation in the British Electricity Supply Industry”, *Fiscal Studies*, vol.13, no.1, pp.89-105.
- IBL (2011). “Uscire dalla crisi. Un’agenda di privatizzazioni”, *IBL Policy Paper*, 23 agosto 2011.
- MEGGINSON, W.L., NASH, R.C. e VAN RANDERBORGH, M. (1994). “The Financial and Operating Performance of Newly Privatized Firms: An International Empirical Analysis”, *Journal of Finance*, vol.49, no.2, pp.403-452.
- NEWBERY, D. (1997). “Privatisation and Liberalisation of Network Utilities”, *European Economic Review*, vol.41, no.3-5, pp.357-383.
- NEWBERY, D. (2002). “Issues and Options for Restructuring Electricity Supply Industries”, *Cambridge Working Papers in Economics*, no.0210.
- NEWBERY, D. e POLLITT, M. (1997). “The Restructuring and Privatization of Britain’s CEGB – Was it Worth It?”, *The Journal of Industrial Economics*, vol.45, no.3, pp.269-303.
- PARKER, D. e MARTIN, S. (1995). “The Impact of UK Privatization on Labour and Total Factor Productivity”, *Scottish Journal of Political Economy*, vol.42, no.2, pp.201-220.
- SHEPHERD, W.G. (1984). “Contestability vs Competition”, *The American Economic Review*, vol.74, no.4, pp.572-587.

- STAGNARO, C. e TESTA, F. (2011). “Non indurli in tentazione. Elementi per una decisione informata su Snam Rete Gas”, *IBL Briefing Paper* no.98.
- STEINER, F. (2001). “Regulation, Industry Structure and Performance in the Electricity Supply Industry”, *OECD Economic Studies*, no.32, 2001/1, pp.143-182.
- WARE, R. (1986). “A Model of Public Enterprise with Entry”, *Canadian Journal of Economics*, vol.19, no.4, pp.642-655.

IBL Briefing Paper

CHI SIAMO

L'Istituto Bruno Leoni (IBL), intitolato al grande giurista e filosofo torinese, nasce con l'ambizione di stimolare il dibattito pubblico, in Italia, promuovendo in modo puntuale e rigoroso un punto di vista autenticamente liberale. L'IBL intende studiare, promuovere e diffondere gli ideali del mercato, della proprietà privata, e della libertà di scambio. Attraverso la pubblicazione di libri (sia di taglio accademico, sia divulgativi), l'organizzazione di convegni, la diffusione di articoli sulla stampa nazionale e internazionale, l'elaborazione di brevi studi e briefing papers, l'IBL mira ad orientare il processo decisionale, ad informare al meglio la pubblica opinione, a crescere una nuova generazione di intellettuali e studiosi sensibili alle ragioni della libertà.

COSA VOGLIAMO

La nostra filosofia è conosciuta sotto molte etichette: "liberale", "liberista", "individualista", "libertaria". I nomi non contano. Ciò che importa è che a orientare la nostra azione è la fedeltà a quello che Lord Acton ha definito "il fine politico supremo": la libertà individuale. In un'epoca nella quale i nemici della libertà sembrano acquistare nuovo vigore, l'IBL vuole promuovere le ragioni della libertà attraverso studi e ricerche puntuali e rigorosi, ma al contempo scevri da ogni tecnicismo.

I BRIEFING PAPER

I "Briefing Papers" dell'Istituto Bruno Leoni vogliono mettere a disposizione di tutti, e in particolare dei professionisti dell'informazione, un punto di vista originale e coerentemente liberale su questioni d'attualità di sicuro interesse. I Briefing Papers vengono pubblicati e divulgati ogni mese. Essi sono liberamente scaricabili dal sito www.brunoleoni.it.