

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Gestionale



Tesi di Laurea Magistrale

**Il Mercato elettrico italiano: funzionamento, formazione
dei prezzi e strumenti di copertura.**

Relatore:

Franco Varetto

Candidato:

Lorenzo Baroni

Anno accademico 2019/2020

Il Mercato elettrico italiano: funzionamento, formazione dei prezzi e strumenti di copertura.

Abstract

Il mercato elettrico italiano ha cambiato completamente volto dopo la liberalizzazione avvenuta nei primi anni 2000, e da quel momento sta vivendo periodi di grandi cambiamenti. In particolare, con la liberalizzazione sono stati messi in evidenza tutti quegli aspetti caratteristici che ne determinano poi le caratteristiche alla base della formazione del prezzo: stagionalità, impossibilità di immagazzinare, bilanciamento costante tra domanda e offerta, forte correlazione con variabili esogene come il prezzo dei carburanti (gas su tutti). Queste peculiarità, aggiunte ad altre, come la struttura e il potere di mercato esercitabile dai player più grandi, determinano una grande volatilità del prezzo nei mercati spot. Dopo aver analizzato tutte queste caratteristiche, verrà proposto un modello di previsione per il prezzo spot. Nei capitoli successivi verranno invece introdotti quegli strumenti finanziari (forward e future) che permettono agli operatori di proteggersi dall'elevata volatilità nei prezzi spot. Le peculiarità tecniche del mercato elettrico, in particolare l'impossibilità di stoccaggio, non permettono l'utilizzo delle metodologie classiche per giungere ad una relazione di equilibrio tra il prezzo spot e il prezzo a termine, per questo verranno proposti metodologie alternative, ed infine verrà proposto un modello per spiegare, almeno in parte l'andamento dei prezzi a termine. Infine, nell'ultimo capitolo volgerà sul problema della tutela del credito nel mercato elettrico. Verranno analizzate gli strumenti utilizzabili nei mercati OTC ed in quelli regolamentati dai diversi operatori. Verrà infine analizzato l'impatto del mercato a termine sul potere di mercato e sulla liquidità.

Indice

Introduzione.....	1
--------------------------	----------

Capitolo 1

Il Mercato elettrico italiano.....	5
---	----------

1.1	La filiera elettrica.....	5
1.2	I principali attori nel mercato elettrico italiano.....	6
1.3	Funzionamento del mercato elettrico italiano.....	9
1.3.1	Zone di mercato.....	14
1.3.2	Il Mercato Spot.....	15
1.3.3	Il Mercato del Giorno Prima (MGP).....	16
1.3.4	CDE.....	18
1.3.5	PCE.....	19

Capitolo 2

Caratteristiche del mercato elettrico.....	19
---	-----------

2.1	Non immagazzinabilità.....	19
2.2	Domanda di energia elettrica.....	21
2.3	Offerta di energia elettrica.....	22
2.4	Effetto delle FENR sul comportamento del prezzo nel MGP.....	24
2.5	Prezzi di equilibrio nel MGP.....	26

Capitolo 3

Prezzi spot nei maggiori mercati europei.....	30
--	-----------

3.1	Germania (EpexSpot).....	30
-----	--------------------------	----

3.1.1 Germania-Italia.....	33
3.2 Francia (EpexSpot).....	34
3.2.1 Francia-Italia.....	38

Capitolo 4

Operatori e potere di mercato nel mercato

elettrico.....	39
-----------------------	-----------

4.1 Operatori di Mercato.....	39
4.2 Produttori di energia elettrica e Il Merit Order.....	39
4.3 Concentrazione di mercato	44

Capitolo 5

Evidenze nel mercato elettrico italiano.....	46
---	-----------

5.1 I dati.....	46
5.2 Introduzione ai modelli spot e forward : il mercato del gas.....	49
5.3 Stagionalità dei prezzi nell’MGP.....	53
5.4 Il metodo della main-reverting.....	55

Capitolo 6

Modello strutturale per il prezzo spot dell’energia

elettrica.....	59
-----------------------	-----------

6.1 I dati analizzati e l’approccio.....	59
6.2 Il Modello e i risultati ottenuti.....	61

Capitolo 7

Strategie di hedging sul mercato elettrico tramite

contratti a termine.....	63
---------------------------------	-----------

7.1 Pricing di contratti a termine (forward e future).....	64
7.2 No arbitrage pricing model.....	67
7.3 Conseguenza dell'impossibilità di immagazzinare energia elettrica.....	68
7.4 Equilibrium Fundamentals e premi per il rischio.....	69
7.5 Prezzi spot vs future.....	73
7.6 Strategia di copertura.....	76
7.7 Le opzioni sull'energia elettrica.....	80

Capitolo 8

La tutela del credito e l'impatto del mercato a termine nel mercato all'ingrosso.....82

8.1 La tutela del credito nel mercato elettrico.....	82
8.1.1 Contesto.....	83
8.1.2 Contratti bilaterali OTC.....	85
8.1.3 Mercati organizzati.....	87
8.2 Impatto del mercato a termine sulla struttura e sul funzionamento di mercato.....	90

Conclusioni.....94

Bibliografia.....100

Capitolo 1

Il mercato elettrico italiano

1.1 La Filiera Elettrica

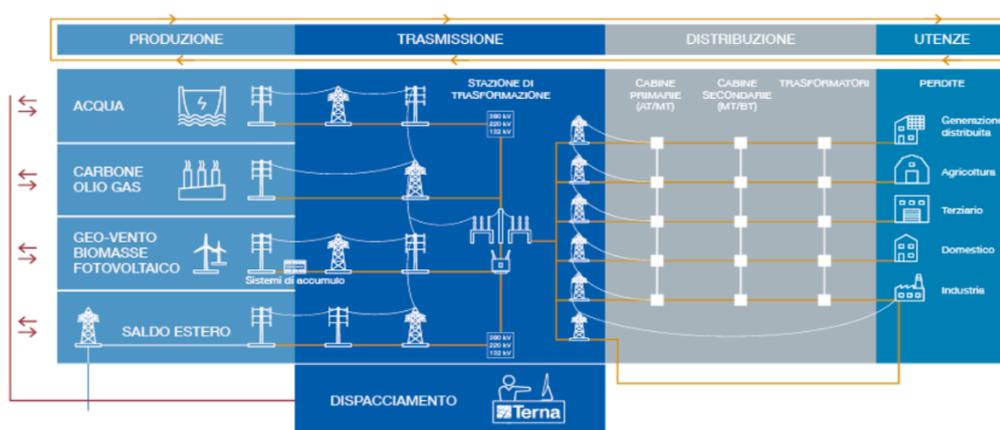


Fig.1 Il percorso dell'energia, dalla distribuzione al consumo, tramite trasmissione e distribuzione. Fonte Terna.

La filiera elettrica comprende le seguenti attività : produzione, trasmissione, dispacciamento, distribuzione e infine il consumo dell'energia. Le diverse attività della filiera godono di diversi regimi di mercato. La produzione è concorrenziale così come la distribuzione, mentre la trasmissione e il dispacciamento sono in regime di monopolio di stato controllate da Terna. Per garantire la concorrenza la trasmissione, ovvero il trasporto dell'energia in media e in alta tensione, è offerta a tutti gli operatori a prezzi uguali. Lo stesso vale per il dispacciamento , ovvero l'insieme delle attività necessarie a bilanciare istante per istante la produzione e il consumo.

1.2 I principali attori del mercato elettrico italiano

Nonostante il mercato sia stato liberalizzato, i meccanismi alla base del funzionamento e della regolamentazione nel mercato elettrico sono decisi da enti, ministeri o autorità che collaborano tra di loro per rendere il mercato più efficiente e concorrenziale, in concordanza con quelle che sono le direttive che arrivano dall'Unione europea , per la creazione di un mercato più omogeneo e sempre più integrato. Gli attori più importanti in questo senso sono :

Ministero dell'economia e delle finanze (MEF)



Il Ministero dell' economia e delle finanze (MEF) svolge le funzioni di indirizzo e di regia della politica economica e finanziaria dello stato. Nonostante il mercato sia stato liberalizzato alla concorrenza a partire dal 1999 con il decreto Bersani ed operativamente con l'apertura della borsa elettrica nel 2004 svolge ad oggi un ruolo da assoluta protagonista all'interno del mercato stesso. Prima di tutto promuove lo sviluppo dei mercati all'ingrosso e al dettaglio dell'energia, in relazione a quelle che sono le norme europee, in un progetto di integrazione tra i mercati. Ha sotto il suo controllo il gestore del mercato elettrico(GME), il gestore dei servizi energetici (GSE), Terna , responsabile della trasmissione e del dispacciamento e Arera, che svolge l'attività di regolazione nei settori dell'energia elettrica, del gas naturale e dei servizi idrici. Inoltre , è l'azionista di maggioranza di ENEL S.p.A. , maggior player elettrico italiano ed ENI, leader nel mercato del gas ed importante produttore di energia elettrica in Italia. Tutti le autorità e gli attori descritti brevemente sopra verranno approfonditi in seguito, ma è già chiaro come nonostante il settore sia concorrenziale, lo stato attraverso il ministero e a sua volta attraverso gli enti sopra citati, dia forma a sostanza al mercato elettrico.

Gestore del Mercato Elettrico (GME)



Il GME è stato costituito dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE S.p.A.), società interamente partecipata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze. Il GME gestisce ed organizza i mercati dell'energia elettrica, del gas naturale e quelli ambientali. Nel processo di liberalizzazione, al GME è stata affidata la gestione e l'organizzazione del mercato elettrico all'ingrosso nel rispetto dei principi di neutralità, trasparenza e concorrenzialità. Agisce da controparte nelle transizioni registrate nei mercati elettrici organizzati, detti IPEX (Italian Power Exchange), gestisce il mercato dei servizi di dispacciamento per conto di Terna, una piattaforma per la registrazione delle transizioni avvenute OTC tramite contratti bilaterali (PCE) e una per la registrazione di derivati con obbligo di immissione e prelievo

Gestore dei servizi Energetici (GSE)



Il GSE è la società che per conto dello stato persegue gli obiettivi di sostenibilità ambientale, nei due fondamenti: le fonti rinnovabili e l'efficienza energetica. Il suo ruolo centrale è quello di pubblicizzare, gestire ed organizzare la promozione e l'erogazione degli incentivi economici per l'installazione e la produzione da fonti rinnovabili. Si occupa inoltre, del ritiro e del collocamento sul mercato dell'energia prodotta tramite energia rinnovabile, di emettere i cosiddetti certificati verdi e quelli per d'incentivo per l'aumento dell'efficienza energetica e di tutte quelle attività a tutela dell'ambiente e alla produzione di energia da fonti meno inquinanti e sostenibili.

Terna



Il Gruppo Terna è proprietario e responsabile della trasmissione e del dispacciamento sulla rete di trasmissione italiana in alta e altissima tensione. È il più grande operatore per la trasmissione di energia elettrica in Europa. Assicura, tramite il suo operato, l'equilibrio 24 ore su 24 tra domanda ed offerta. Opera in un regime di monopolio secondo le regole definite da Arera e in attuazione degli indirizzi del Ministero dello sviluppo Economico (MiSE). È inoltre responsabile dell'interconnessione della rete con l'estero tramite 26 diverse interconnessioni con i paesi confinanti.

Acquirente Unico



Acquirente Unico svolge l'attività di approvvigionamento di energia elettrica per quei clienti del Servizio di Maggior Tutela e del mercato di salvaguardia che non hanno ancora scelto sul mercato libero un fornitore. In questo contesto, possono rientrare solo domestici e piccole imprese. I prezzi di vendita sono stabiliti da ARERA. Sebbene la sua importanza sia andata via via a diminuire, sono ancora numerosi i clienti finali che si affidano ad AU per la fornitura dell'energia elettrica e del Gas. Sebbene negli ultimi anni più volte sia stata data una deadline per i consumatori di maggior tutela per scegliere un fornitore sul mercato libero, termine che avrebbe messo fine all'attività svolta dall'Acquirente Unico, la data deve ancora essere scelta e concordata.

ARERA (Autorità di Regolazione per l'energia Reti e Ambiente)



L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) svolge attività di regolazione e controllo nei settori dell'energia elettrica, del gas naturale, dei servizi idrici, del ciclo dei rifiuti e del telecalore. Istituita con la legge n.481 del 1995, è un'autorità amministrativa indipendente che opera per garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza nei servizi di pubblica utilità e tutelare gli interessi di utenti e consumatori. Funzioni svolte armonizzando gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti i servizi con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse. È responsabile inoltre della pubblicazione di dati aggregati per la tutela della trasparenza nei settori che regola e controlla.

1.3 Funzionamento del mercato elettrico italiano

Il mercato elettrico è stato liberalizzato a partire dalla fine degli anni 90 ed in particolare con il decreto Bersani, allora ministro dell'industria e del commercio del 1999 che prevedeva all'articolo 1:

“1. Le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica sono libere nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico contenuti nelle disposizioni del presente decreto. Le attività di trasmissione e dispacciamento sono riservate allo Stato ed attribuite in concessione al gestore della rete di trasmissione nazionale di cui all'articolo 3. L'attività di distribuzione dell'energia elettrica è svolta in regime di concessione rilasciata dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato.”

Di fatto prima di questo decreto, tutta la filiera elettrica, dalla produzione alla vendita erano nelle mani di ENEL, per conto del ministero delle economie e delle finanze. Prima di tutto il decreto ha disposto la separazione, societaria e proprietaria a seconda dei casi di ciascuna delle parti di questa filiera, così da rendere tutto il settore libero, e dare la possibilità a nuovi soggetti di entrare nei vari segmenti di mercato. La concorrenza avrebbe poi portato l'efficienza ed un abbassamento dei prezzi. Il piano di dismissione Enel

Il decreto-legge n.79 del 1999 prevede che "a partire dal 2003 nessun soggetto potrà produrre o importare più del 50% dell'energia elettrica totale prodotta e importata". A tal proposito, il decreto dispone che Enel dovrà sempre entro il 2003 cedere non meno di 15.000 MW della propria capacità sulla base di un piano di cessioni da concordare con il governo. Gli impianti, individuati nel piano di cessione ammontarono ad una capacità di poco superiore ai 15.000 MW. I criteri per la dismissione degli impianti furono decisi sulla base di prevedere che i nuovi produttori dovranno disporre di un parco impianti caratterizzato da una capacità produttiva necessaria a garantire economicità ed efficienza della produzione. Le dismissioni dovranno riguardare un mix di impianti di base e di punta tali da consentire di concorrere in ogni fase della domanda, una diversificazione nelle fonti di energia primaria ed un' adeguata articolazione geografica, ad impedire che si possano creare monopoli locali. Le tre società erano:

- Eurogen 1 , con potenza totale pari a 7,477 GW che venne venduta alla Edipower S.p.A.
- Eurogen 2 con una potenza installata di 5,564 GW venduta alla società spagnola Endesa e
- Interpower 1 , venduta all'attuale Acea, con una potenza totale di 3,043 GW.

SOCIETÀ	INVESTIMENTI PREVISTI miliardi di lire	IMPIANTO RICONVERTITO (MW)		
		base	mid-merit	totale
EUROGEN (A)				
<i>IMPIANTI TERMOELETTRICI</i>	2.010	3.340	614	6.711
<i>IMPIANTI IDROELETTRICI</i>		137	629	766
TOTALE	2.010	3.477	1.243	7.477
ELETTROGEN (B)				
<i>IMPIANTI TERMOELETTRICI</i>	1.665	3.780	770	4.550
<i>IMPIANTI IDROELETTRICI</i>		57	957	1.014
TOTALE	1.665	3.837	1.727	5.564
INTERPOWER (C)				
<i>IMPIANTI TERMOELETTRICI</i>	1.433	2.980		2.980
<i>IMPIANTI IDROELETTRICI</i>		27	36	63
TOTALE	1.433	3.007	36	3.043
TOTALE A+B+C	5.108	10.321	3.006	16.084
DI CUI TERMO	5.108	10.100	1.384	14.241
DI CUI IDRO		221	1.622	1.843

Fig.2 Impianti messi in vendita da Enel in seguito al decreto-legge n.79 del 1999, divisi per società che hanno acquistato. Fonte ARERA(Autorità per Autorità di Regolazione per l'energia Reti e Ambiente)

All'interno di questo discorso è necessario ricordare come entrarono nel mercato diverse municipalizzate tra cui le più importanti quelle dei comuni di Milano, Roma e Torino(IREN).

La trasmissione di energia elettrica dal punto di produzione a quello di consumo è limitata alla capacità di trasmissione tra le due zone. Gli investimenti in capacità di trasporto privata sono inefficienti : è sicuramente meno costoso far passare tutta l'energia attraverso la stessa rete di infrastrutture piuttosto che crearne ogni volta una diversa. Si può fare un po' lo stesso discorso che vale un po' per tutte quelle infrastrutture nelle quali i costi di investimento sono molto alti,

e creare un'infrastruttura parallela a quella esistente è di fatto impossibile. Per rendere meglio l'idea, ad esempio, la rete ferroviaria in alta velocità è una, nonostante il servizio sia offerto sia da Trenitalia che da Italo. La trasmissione di energia è quindi per sua natura una parte della filiera elettrica non concorrenziale.

La rete di trasmissione venne quindi trasferita dal controllo di Enel, a quella di Terna S.p.A. anch'essa sotto il controllo del Ministero dell'economia e delle finanze, ufficialmente dal 2004, da quando venne quotata alla borsa di Milano. Una delle innovazioni più importanti di questo progetto è stata sicuramente l'apertura ad un mercato Spot all'ingrosso, dove vige la cosiddetta legge del mercato, ovvero l'incontro fra domanda ed offerta. La società responsabile dell'organizzazione di tale mercato è il GME (gestore del mercato elettrico S.p.A.) che secondo criteri di trasparenza, neutralità e concorrenza gestisce oltre al Mercato Elettrico, il Mercato del Gas e i Mercati dell'Ambiente. Il GME è interamente partecipato dal GSE che a sua volta è partecipata al 100% dal Ministero delle Economie e delle Finanze. La Borsa Elettrica, piattaforma virtuale di incontro tra produttori e grossisti è strumento fondamentale per la creazione di un mercato concorrenziale. Il mercato dell'Energia Elettrica in particolare si articola nel seguente modo: Mercato Elettrico a Pronti dell'Energia (MGP Mercato del Giorno del Prima, MI Mercato infragiornaliero, Mercato per il servizio di Dispacciamento), Mercato a termine dell'Energia con obbligo di consegna dell'energia. A partire dal 2007, il GME gestisce anche la Piattaforma dei Conti Energia a Termine, ovvero la negoziazione al di fuori della borsa degli operatori tramite contratti privati bilaterali.

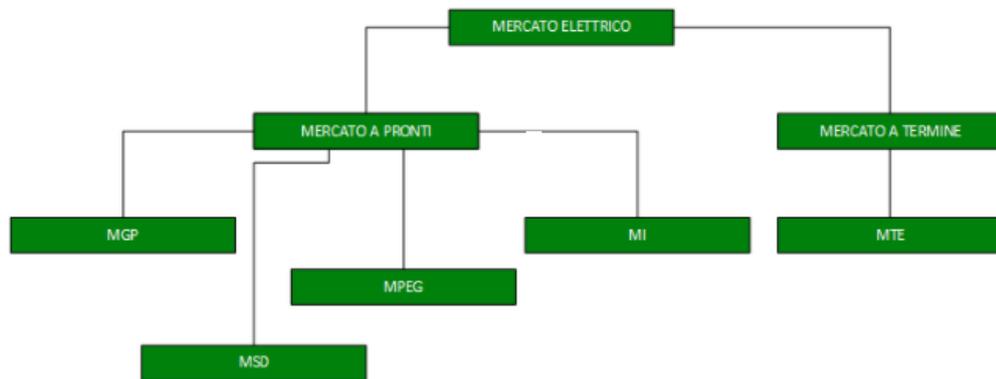


Fig.3 Organizzazione del mercato regolamentato italiano gestito dal GME. Fonte GME.

Il mercato elettrico, quindi nato anch'esso dal decreto legislativo Bersani, nasce come marketplace telematico per l'incontro tra produttori e grossisti, nel quale il prezzo di equilibrio avviene nel punto d'incontro tra domanda ed offerta. Tuttavia, come prima accennato la Borsa elettrica non è obbligatoria, ma le transazioni possono avvenire anche tramite contratti OTC.

1.3.1 Zone di Mercato

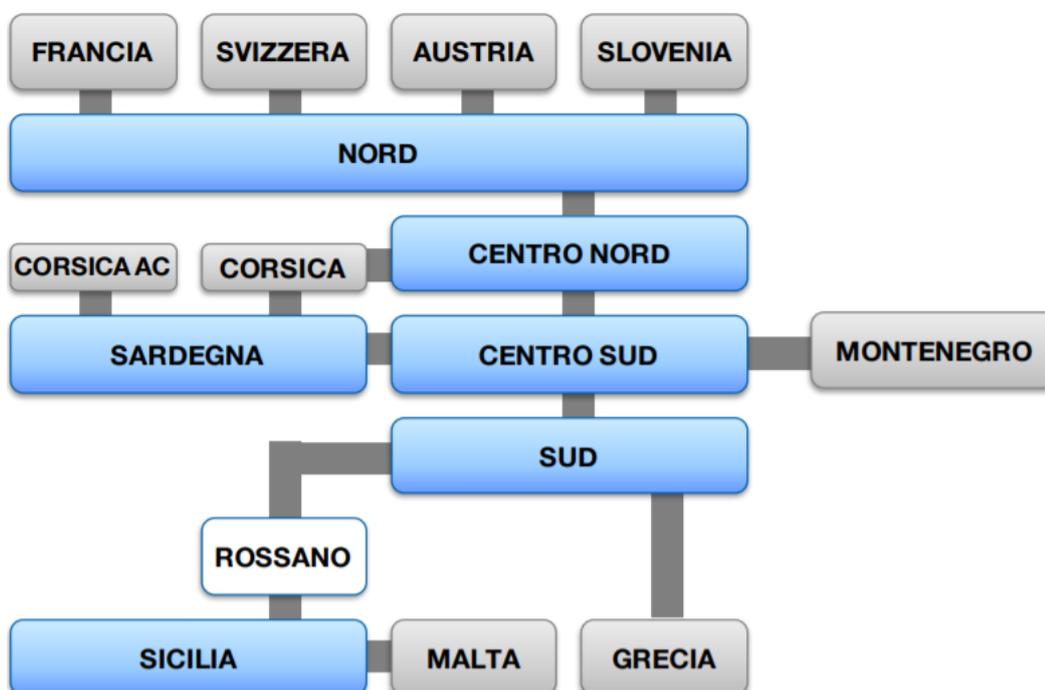


Fig.4 divisione del mercato elettrico italiano per zone; zone geografiche in azzurro, zone virtuali in grigio e poli di produzione in bianco. Fonte GME.

Per semplificare la trasmissione, soprattutto col fine di aumentare la sicurezza e per evitare congestioni sulla rete, il territorio è diviso in zone virtuali o geografiche. Ogni zona è caratterizzata da limiti di transito fisici in entrata e in uscita (import e export). Questi limiti, determinati sulla base di un algoritmo saranno fondamentali per determinare il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso e per far sì che una zona con carenze di produzione o con una produzione di energia elettrica sbilanciata su un mix di produzione più costoso non soffra sbilanciamenti di prezzo. Seppur necessario questo modello, dettato più da necessità fisiche che da vere intenzioni può creare potere di mercato, dovuto alla concentrazione: la concentrazione in una particolare zona infatti può portare squilibri rispetto ad una zona più concorrenziale. A livello internazionale, la rete di trasmissione è connessa con l'estero attraverso 22 linee di cui 4 con la Francia, 12 con la Svizzera, 2 con la Slovenia, 1 con l'Austria, 1 con la Grecia e 2 tra

Corsica e Sardegna. A titolo di esempio sono riportati in grafico gli scambi avvenuti tra l'Italia e i paesi vicini il 15 novembre 2020.

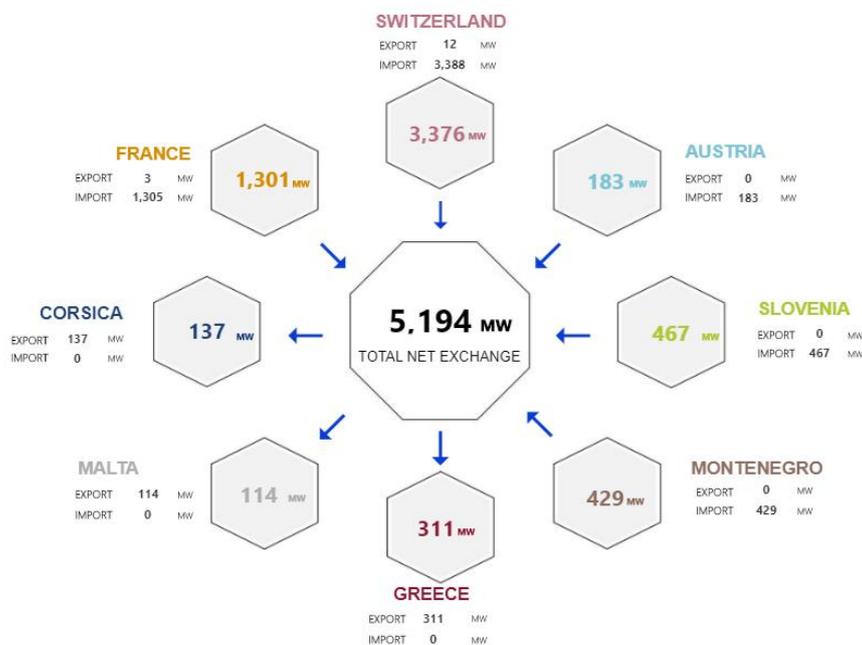


Fig.5 Scambi in import ed export nel mercato elettrico italiano tramite la rete di interconnessione internazionale del 15/11/2020. Fonte Terna.

1.3.2 Il mercato Spot

Il cosiddetto mercato a pronti è organizzato in tre mercati, suddivisi e sempre più vicini alla data di consegna, quindi praticamente in diretta:

- il Mercato del Giorno Prima (MGP) dove i produttori i grossisti e i clienti finali possono acquistare o vendere energia per il giorno dopo.
- il Mercato Infragiornaliero (MI) che dà la possibilità agli operatori di aggiustare i programmi che si sono determinati nel mercato del giorno prima, organizzato in 4 sessioni, che partono dopo la scadenza del MGP fino a qualche ora prima del tempo reale.

- il Mercato per i servizi di Dispacciamento (MSD) sul quale il responsabile della gestione della rete, Terna S.p.A. compra l'energia necessaria al controllo e alla sicurezza del sistema, quindi per la risoluzione delle congestioni e per il bilanciamento in tempo reale di immissione e prelievo.

Le sessioni di mercato sono organizzate come segue:

	MGP	MI1	MI2	MSD1	MB1	MB2	MI3	MSD2	MB3	MI4	MSD3	MB4	MB5
Giorno di riferimento	D-1				D								
Informazioni preliminari	08.45	12.30	14.40	n.d.	n.d.	n.d.	07.30	n.d.	n.d.	11.45	n.d.	n.d.	n.d.
Apertura seduta	08.00**	10.45	10.45	15.10	*	22.30*	16.00*	*	22.30*	16.00*	*	22.30*	22.30*
Chiusura seduta	09.15	12.30	14.40	16.40	*	05.00	07.30	*	11.00	11.45	*	15.00	21.00
Esiti generali	10.30**	12.55	15.05	20.30	##	##	07.55	9.50	##	12.10	14.05	##	##
Esiti individuali	10.45	13.00	15.10	20.40	#	#	08.00	10.00	#	12.15	14.15	#	#

** L'ora si riferisce al giorno D-9

* L'ora si riferisce al giorno D-1

* Si utilizzano le offerte presentate sulla prima sottofase del MSD

** Esiti provvisori

Quindicesimo giorno mese M+2

La comunicazione degli esiti generali avviene su base oraria, 1 ora dopo la fine di ciascun periodo orario.

Fig.6 Organizzazione temporale delle sessioni del mercato spot italiano, divise per Mercato del giorno prima(MGP) , mercato infragiornaliero (MI), mercato del bilanciamento (MB) e mercato del dispacciamento(MSD). Fonte GME.

1.3.3 Il mercato del giorno Prima (MGP)

Il MGP è sicuramente il più importante tra i mercati Spot, sia per i fini di questa tesi sia perché è quello nel quale gli operatori di scambiano più energia. Circa il 75% dell'energia venduta all'ingrosso passa attraverso questo mercato. Nonostante possa ingannare, per giorno prima si intende il giorno nel quale si chiude il mercato, che apre nove giorni prima alle ore 8 e chiude il giorno prima alla data di consegna alle 9.15. Per esempio, l'energia che gli operatori si scambieranno il 31 di ottobre è negoziabile a partire dal 22 ottobre alle 8 fino alle 9.15 del 30 ottobre. La controparte centrale , che finge proprio da vero e proprio gestore della Borsa così come una qualsiasi Borsa finanziaria, è il Gestore del Mercato Elettrico. L'incontro tra domanda e offerta avviene nel seguente modo:

- le offerte di vendita esprimono la disponibilità a vendere non più della quantità indicata ad un prezzo non inferiore a quello indicato
- le offerte di acquisto esprimono la disponibilità ad acquistare non più della quantità indicata ad un prezzo non maggiore rispetto a quello indicato.

Il modello è quello ad asta marginale implicita, nel quale le offerte accettate vengono tutte valorizzate al PUN (Prezzo unico nazionale), pari alla media ponderata dei prezzi zonali.

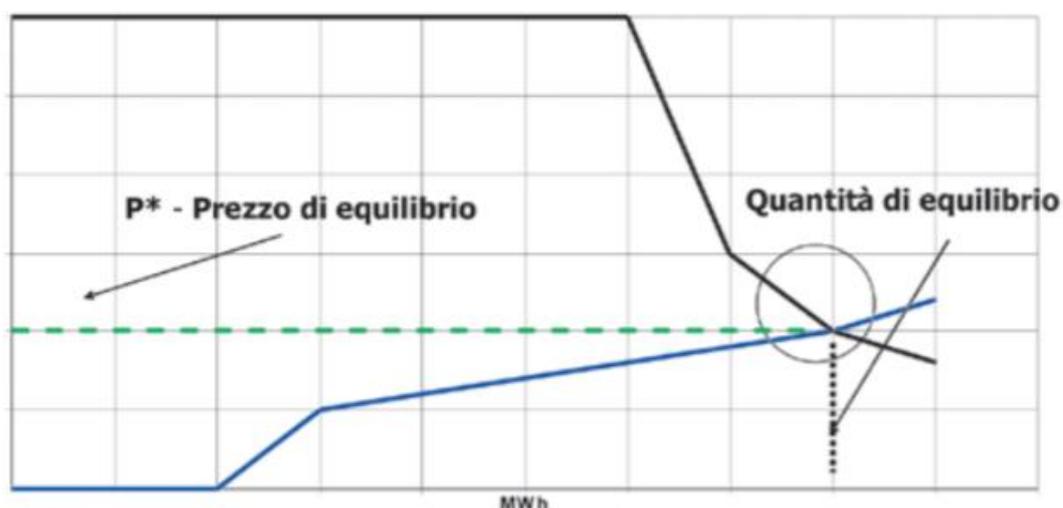


Fig.7 Incontro tra domanda ed offerta nel mercato del giorno prima. Esempio qualitativo. Fonte GME.

L' algoritmo funziona genericamente nel seguente modo:

- 1- Se nessun limite di transito è violato, il prezzo è unico e pari al Prezzo di equilibrio per tutte le zone (PUN).
- 2- Se anche solo un limite di transito è violato, il mercato viene separato in 2 zone: una a monte, esportatrice ed una a valle, importatrice e per ciascuna zona, ripete l'algoritmo sopra descritto, cercando l'interazione di domanda e offerta per le due zone. Ovviamente il risultato è un prezzo zonale P_z diverso per le due zone, con la zona che esporta, ad un prezzo più basso e quella che importa ad un prezzo più alto. Nel caso si verificassero altri problemi di transito il meccanismo verrebbe

ripetuto ancora. Sono riportati in basso volumi scambiati e la liquidità sul MGP.



Fig.8 Volumi scambiati e liquidità sul mercato del giorno prima. Fonte GME.

1.3.4 CDE (Piattaforma per la consegna dei contratti conclusi sull'IDEX)

Il 29 aprile del 2009 , in accordo con la legge 2/09 che ha dato via all'inizio del percorso di cambiamento del mercato elettrico, il GME ha inizio la collaborazione con Borsa Italiana S.p.A. per la gestione dei derivati elettrici, quotati sull'IDEX, per dare la possibilità a quegli operatori che partecipano ad entrambi i mercati di consegnare i contratti per la consegna dell'energia a termine. L'accordo tra le due parti prevede che coloro che hanno una posizione aperta sull'IDEX possano esercitare l'opzione di consegna fisica richiedendo così che la loro posizione venga regolata tramite consegna fisica; a fronte del fatto che l'operatore abbia le sufficienti garanzie finanziarie e che siano rispettati i limiti di transito, l'operatore iscritto può registrare l'operazione. Il GME applica un costo pari a 0,045 €/MWh per la consegna + 0,02 €/MWh per la registrazione della transizione sulla PCE. Per esempio, il costo di transizione dovuto al GME per un contratto annuale baseload è pari a : $24 \cdot 365 \cdot (0,045 + 0,02) = 569,4 \text{ €}$,

ovvero pari al corrispettivo dovuto all'ora per il numero di ore in un anno.

1.3.5 PCE (Pronti contro energia)

Anche l'energia scambiata tramite l'utilizzo di contratti privati, bilaterali, cosiddetti OTC (Over The Counter) devono essere controllati e gestiti dal GME ,soprattutto perché concorrono ad occupare capacità di transito. Ovviamente nel caso di contratti bilaterali tra due parti il corrispettivo è liberamente deciso tra le controparti. Inoltre, rispetto a contratti conclusi sull'IDEX il compratore/ venditore stipulano il contratto direttamente con la controparte in questione, lasciando quindi ampio spazio alla personalizzazione del contratto. Il fatto che l'accesso alla Borsa Elettrica non sia obbligatorio può sembrare scontato ma in realtà in termini di funzionamento, efficienza e comportamento degli operatori è tutt'altro che marginale, come verrà descritto nel capitolo 8.

Capitolo 2

Caratteristiche del mercato elettrico

Il mercato elettrico è un mercato che per molti versi non ha nulla a che fare con qualsiasi altro mercato. Alcune caratteristiche ne determinano i meccanismi alla base della formazione dei prezzi, per cui vanno esaminati e compresi. Di seguito verranno riportate le più importanti:

2.1 Non immagazzinabilità

Lungo la rete di trasmissione elettrica, deve essere mantenuta costante l'equilibrio tra domanda e l'offerta o, per meglio dire, l'immissione e il prelievo di energia dalla rete. Una volta prodotta, l'energia deve essere quindi consumata istantaneamente, senza la possibilità di immagazzinarla, se non a costi non competitivi e in quantità ad oggi irrilevanti. La maggior parte della capacità di immagazzinamento, ad oggi è dovuta alle centrali idroelettriche a pompaggio, che durante la notte, utilizzano l'offerta in eccesso sul sistema per pompare l'acqua da valle a monte e di giorno, utilizzano l'acqua pompata di notte per soddisfare i picchi di domanda, come in figura. Spesso si sente parlare dello sviluppo di batterie come se fosse l'unico modo possibile per accumulare energia; tuttavia l'Italia, paese ricchi di corsi d'acqua e di molti rilievi, avrebbe un modo molto più semplice ed economico di stoccare energia: tramite appunto impianti idroelettrici di stoccaggio. L'Italia è il paese europeo che ha più potenza e capacità di pompaggi idroelettrici: una potenza di quasi 8 GW, per circa 8 TWh annui accumulabili. Tuttavia, dopo gli 8 TWh utilizzati nel 2003, oggi si è scesi a 1-2 TWh annui. Volendo, si potrebbero utilizzare per accumulare grandi quantità di elettricità (tramite acqua) quando la produzione di eolico e solare è in eccesso, evitando di sprecarla. Tuttavia, 6 degli 8 GW installati appartengono ad Enel che non ha particolare interesse ad abbassare il prezzo, ma preferisce usare le sue centrali a carbone e a gas durante i momenti di

picco di PUN. Questo è un primo caso che anche se fuori argomento, può far capire come in Italia esiste un problema di concentrazione del mercato. Le conseguenze dell'impossibilità di immagazzinare energia sono enormi: la domanda è passiva, oltre che fortemente inelastica. Prima di tutto l'energia elettrica è un bene di prima necessità, sia per le famiglie che per le imprese. In secondo luogo, non esiste un bene sostituto all'energia elettrica, almeno per il momento. Questo rende la domanda inelastica. L'impossibilità di mettere a magazzino l'energia elettrica quando è più conveniente, durante la notte o nei periodi primaverili o autunnali la rende inoltre passiva, nel senso che il prezzo che paga non dipende dal suo comportamento. Infatti, i prezzi dell'elettricità sono molto volatili, nonostante i consumi sono rimasti negli ultimi anni piuttosto costanti.

2.2 Domanda di energia elettrica

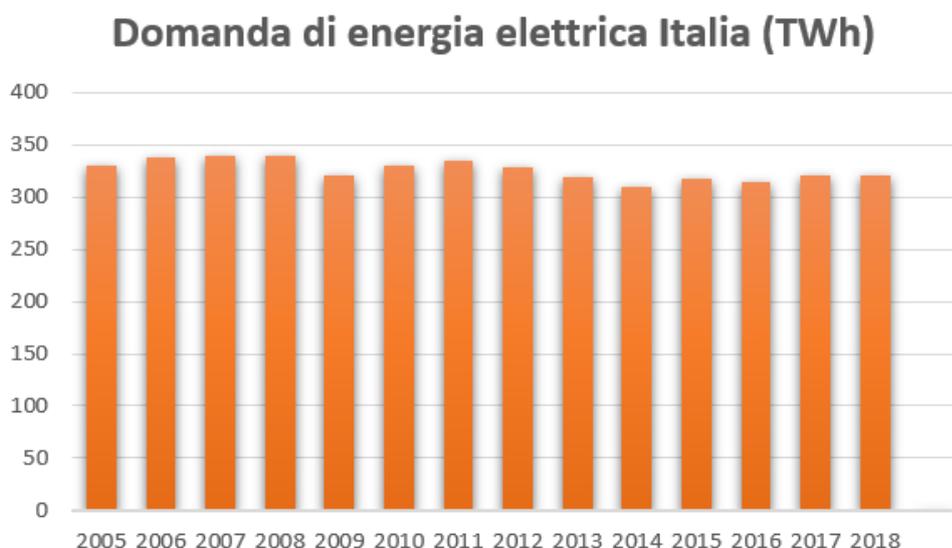


Grafico 1. Consumi energia elettrica in Italia dal 2005 al 2018. Elaborazione su dati fonte Terna.

Come abbiamo visto, la domanda nel lungo periodo, è pressochè costante, subisce delle variazioni che dipendono principalmente da fenomeni di carattere macroeconomico, primo su tutti l'andamento della produzione industriale. Gran parte dell'energia viene infatti consumata dalle imprese: solo poco più del 10% viene utilizzato dalle abitazioni domestiche. Nel breve periodo invece, la domanda di

energia mostra una elevata volatilità sia a livello mensile nel breve - medio termine che nel brevissimo termine: nell'arco della giornata, ad esempio, si alternano ore ad elevatissima domanda di energia elettrica (ore di picco-peackload) e ore a ridotta richiesta di potenza (ore fuori picco-offpeack).Dalle 7 alle 9 di mattina la domanda di energia cambia radicalmente e allo stesso modo gli impianti che devono essere azionati per rispondere alla crescente domanda. È riportato a titolo esemplativo l'andamento del prezzo orario negli anni 2015-2016-2017-2018 prendendo in considerazione 35040 osservazioni. Come si può notare, nonostante le curve che rappresentano i prezzi orari non siano coincidenti in conseguenza ad andamenti annuali, la forma della curva e quindi l'andamento dei prezzi orari segue un andamento parallelo, in dimostrazione del fatto che il prezzo dell'energia ha un forte componente di stagionalità oraria. Come si può notare dal grafico, l'andamento del prezzo è legato alla quantità di energia richiesta nelle ore dal sistema. Infatti, nelle ore in cui si presentano dei picchi di domanda entrano in funzione anche quegli impianti con costo marginale più alto, che nonostante la loro inefficienza riescono a vendere l'energia essendo la domanda così rigida. Un altro aspetto, che si può notare anche graficamente, è quello di mean-reverting, ovvero di ritorno alla media. Il concetto generale, comune a molte commodity, è che nonostante la volatilità che si registra nei prezzi, nel lungo periodo il prezzo torna alla sua media, che tende al costo marginale dell'energia prodotta, nonostante la sua volatilità.

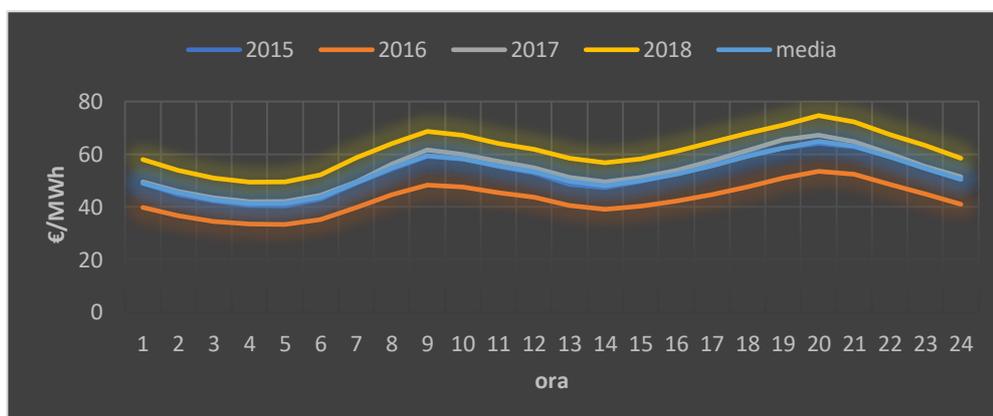


Grafico 2. Prezzi medi orari nel mercato del giorno prima, 2015/2016/2017/2018. Elaborazione su dati storici GME.

2.3 Offerta di energia elettrica

Ad una domanda molto volatile nel breve periodo, deve rispondere un'offerta altrettanto flessibile. Da un punto di vista fisico, la trasformazione delle fonti energetiche in energia elettrica deve avvenire nel momento esatto in cui essa viene richiesta, e quindi si rendono necessarie le operazioni di dispacciamento per bilanciare in ogni istante la domanda e l'offerta di energia elettrica sulla rete, affinché non si creino blackout e congestioni di rete, che si ripercuotono i termini di prezzo con picchi positivi incontrollati. Nonostante il fatto che l'energia si presenti come bene estremamente omogeneo e impossibile da differenziare, il mix di produzione è estremamente eterogeneo e variabile negli anni. Come è possibile notare dal grafico a pagina 19 a partire dal 2000 ad oggi, le fonti di produzione e la loro importanza è cambiata molto, in conseguenza al voler una produzione sempre più ecologica e meno inquinante. Questo è legato anche a prezzi crescenti dei così detti pacchetti di emissione di sostanze inquinanti (la Co₂ su tutte) e ad incentivi ad installare fonti di produzione rinnovabili, principalmente eolico e solare, che hanno reso l'installazione e la produzione di energia elettrica più conveniente rispetto alle tradizionali fonti di produzione termoelettriche. L'utilizzo così diversificato di fonti di produzione (Fuel Mix) permette di modificare l'utilizzo delle diverse fonti per soddisfare la domanda al minor costo di generazione possibile. In particolare, solitamente si utilizzano impianti "di base" per soddisfare la domanda detta appunto di base, ovvero quel livello di domanda minimo al di sotto del quale la domanda di energia elettrica non scende mai. Gli impianti utilizzati, tipicamente termoelettrici (a gas o a combustibile) sono caratterizzati da alti costi fissi e costi variabili bassi (estremamente legati al costo dei combustibili utilizzati) e sono efficienti se fatti lavorare per un numero elevato di ore, da un lato per la loro struttura dei costi, dall'altro perché a differenza di altri impianti più reattivi, hanno tempi di accensione molto lunghi e quindi non hanno la capacità di rispondere a picchi improvvisi della domanda. I picchi di domanda sono invece solitamente soddisfatti dai cosiddetti impianti di punta, tipicamente

idroelettrici o a turbogas, con struttura dei costi opposta all'altra per cui i costi fissi possono essere recuperati anche in poche ore di utilizzo.

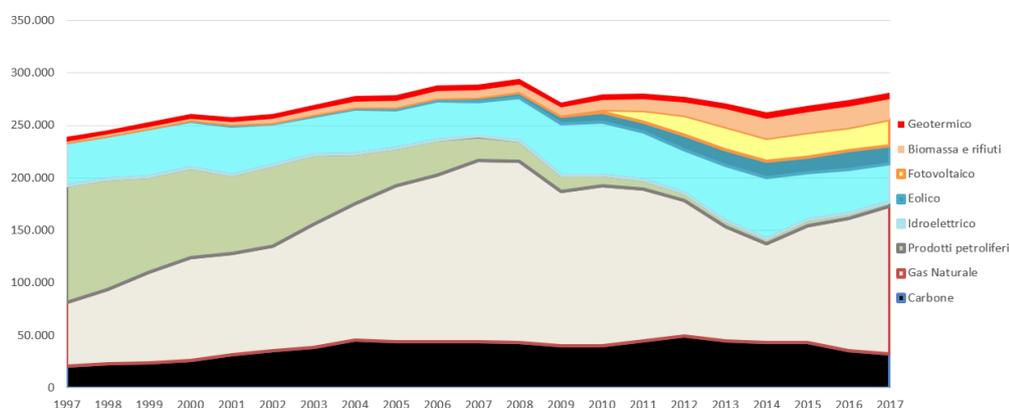


Grafico 3. Andamento della produzione di energia elettrica in Italia divisa per fonte di produzione. Elaborazione su dati ARERA (Autorità di Regolazione per l'energia Reti e Ambiente).

2.4 Effetto della diffusione di Fonti energetiche non programmabili sul comportamento del prezzo nel MGP

Come si può notare dalla figura sopra il mix di produzione energetico italiano è cambiato radicalmente negli ultimi due decenni; in particolare ha perso tutta la sua importanza quella che nel 1997 era la maggiore fonte di produzione italiana, ovvero quella da prodotti petroliferi passata velocemente dal produrre oltre 110 TWh nel 1997 a meno di 5 TWh nel 2017. Il suo posto è stato compensato da un maggior ricorso al gas naturale come principale fonte energetica utilizzata, che pesa oltre il 40% nel 2017 e da una crescente importanza delle fonti rinnovabili, soprattutto dopo gli incentivi che sono arrivati a partire dal 2009. L'aumento della diffusione delle rinnovabili ha completamente cambiato gli scenari sul mercato elettrico. L'effetto che ha avuto sul PUN sia può apprezzare nei grafici seguenti, divisi per anno e zona geografica

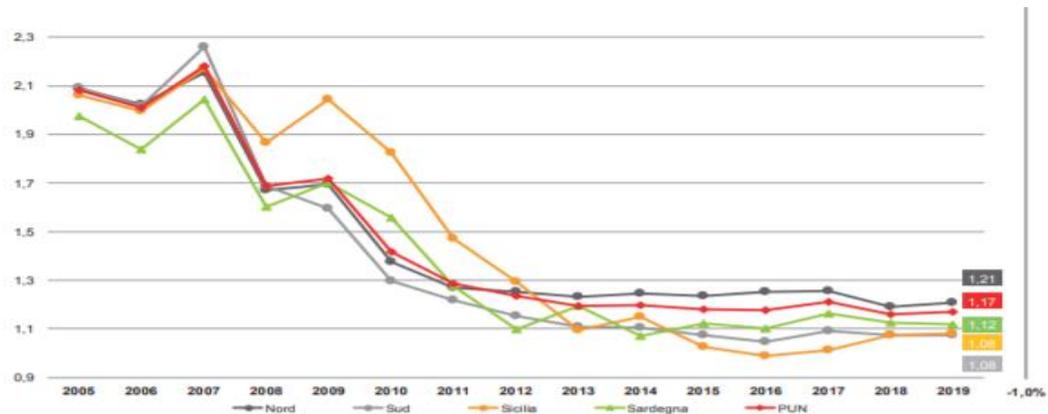


Fig.9 Rapporto tra i prezzi negli orari di picco (9-21) e prezzi fupri picco (22-8). Fonte relazione annuale sui mercati energetici 2019 GME.

Il grafico seguente riporta il rapporto tra il prezzo dell'energia nelle ore di punta(8-21) e le ore fuori punta(22-7). Come si può notare a seguito della diffusione delle rinnovabili, i prezzi di picco e fuori si sono allineati molto: nel 2007, negli orari di punta il prezzo era il doppio dei prezzi notturni, negli ultimi anni sono più alti di circa il 10/15 %. Questo perché negli orari di punta, ovvero nelle ore centrali del giorno, la produzione fotovoltaica è molto abbondante e i prezzi riescono a rimanere costanti rispetto alle ore notturne nelle quali producono principalmente grandi impianti termoelettrici (a gas o a carbone).

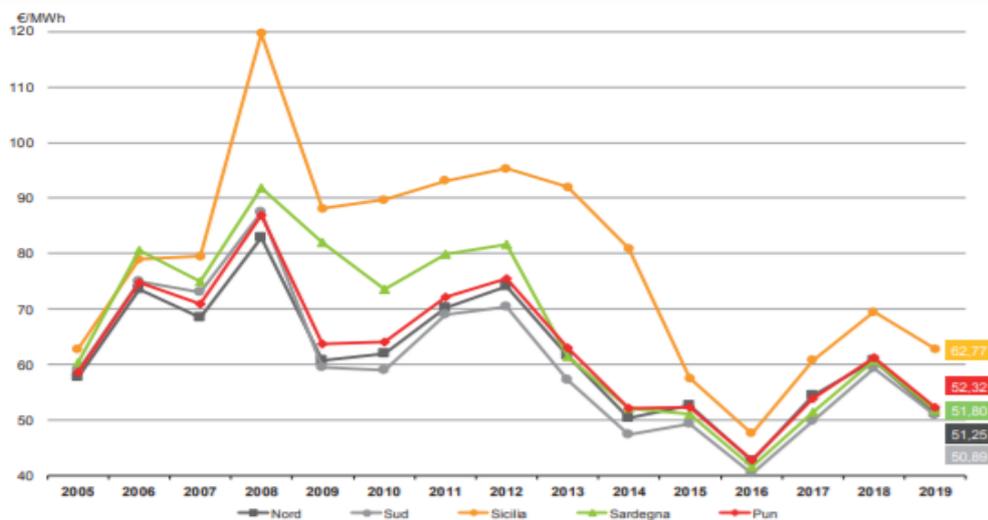


Fig.10 Andamento dei prezzi medi annuali nelle zone geografiche italiane. Fonte relazione annuale sui mercati energetici 2019 GME.

2.5 Prezzo di equilibrio nel MGP

Come si può notare, inoltre i prezzi prima e post diffusione delle rinnovabili non programmabili, utilizzando l'anno 2011 come spartiacque, sono bene diversi. Prima di tutto i prezzi si sono sensibilmente abbassati, passando dai 70 €/MWh ai circa 50-40 €/MWh che si sono registrati negli ultimi anni nel MGP. L'energia prodotta da impianti rinnovabili infatti viene offerta a prezzo zero, e remunerata al PUN, questo per evitare che non si sprechi energia prodotta da tecnologie non inquinanti e che allo stesso tempo non è programmabile, per cui occorre utilizzarle quando producono. Nelle sessioni di MGP, organizzato in Italia secondo il criterio dell'ordine di merito economico e con valorizzazione dell'energia all'offerta marginale, le fonti rinnovabili in generale, ed eolico e fotovoltaico in particolare, che hanno costi marginali di produzione pressoché nulli, spazzano dalla curva di offerta gli impianti tradizionali, meno efficienti e quindi più costosi, contribuendo così a ridurre il prezzo dell'energia in esito al mercato, come in figura:

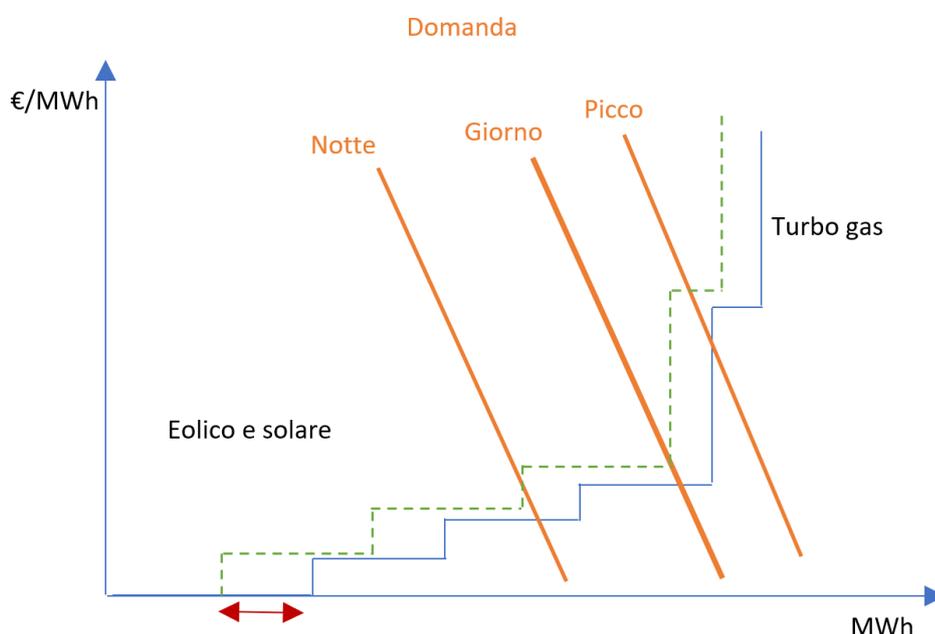


Grafico 4. Incontro tra domanda in arancione e offerta con (blu) e senza (in verde) produzione da parte delle fonti rinnovabili non programmabili.

Il grafico, molto più qualitativo che quantitativo, mostra semplificando cosa succede sul MGP quando entrano in azione gli impianti rinnovabili, che contribuiscono notevolmente ad abbassare il livello del PUN. La principale caratteristica di alcune FER, in particolare eolico, fotovoltaico ed idroelettrico ad acqua fluente, è la non programmabilità dei profili di produzione. Per questo, in presenza della disponibilità delle fonti necessarie alla produzione di energia, sole e vento in particolare, gli impianti producono energia indipendentemente dal livello di domanda. Per via di tale caratteristica non è possibile comandarne la produzione quando richiesto, se non per ridurre la potenza erogata rinunciando, quindi, all'energia che potrebbero produrre. Gli impianti rinnovabili di questo tipo (es. eolici, fotovoltaici, idroelettrici ad acqua fluente), vengono definiti a Fonte Rinnovabile Non Programmabile (FRNP). La produzione di energia da parte di FRNP ha seguito nel 2017 l'andamento descritto in figura in basso. Come si può notare dal suo andamento a campana, esso è strettamente legato alla produzione di energia da fonte fotovoltaica, come dimostra anche il picco nelle ore centrali del giorno.

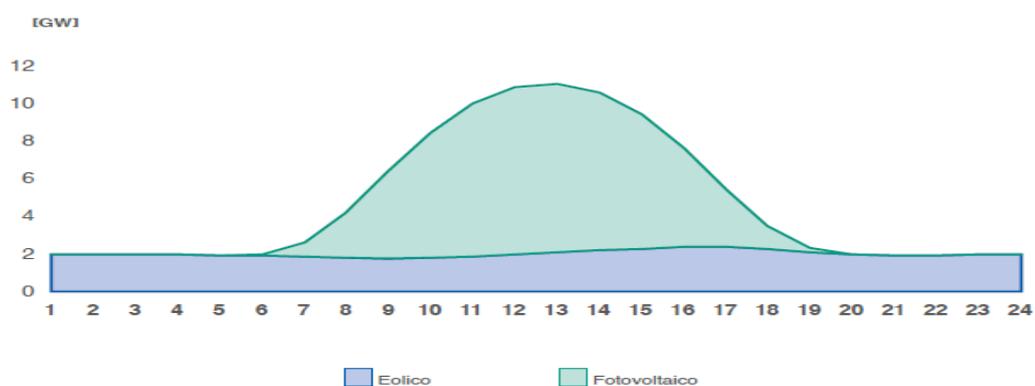


Fig. 11 Andamento della produzione rinnovabile nelle 24 ore del giorno. Fonte Terna.

A partire dal concetto di FRNP, possiamo definire il Carico Residuo, ovvero la differenza tra fabbisogno e la produzione da fonte rinnovabile non programmabile. Tale grandezza assume un'importanza rilevante, essendo di fatto il carico necessario e quello residuo per soddisfare il fabbisogno residuo che deve essere prodotto

da fonti energetiche “programmabili” .Col passare degli anni , e con la crescente penetrazione da fonti rinnovabili, il fabbisogno (Domanda totale) e il Carico Residuo si sono sempre più discostati l’uno dall’altro. Di conseguenza, in giornate caratterizzate dalla possibilità di produrre energia da FRNP, il carico residuale tenderà ad assumere la forma tipica di curve “ duck” con picchi concentrati nelle ore serali, quando la produzione fotovoltaica tende a sparire.

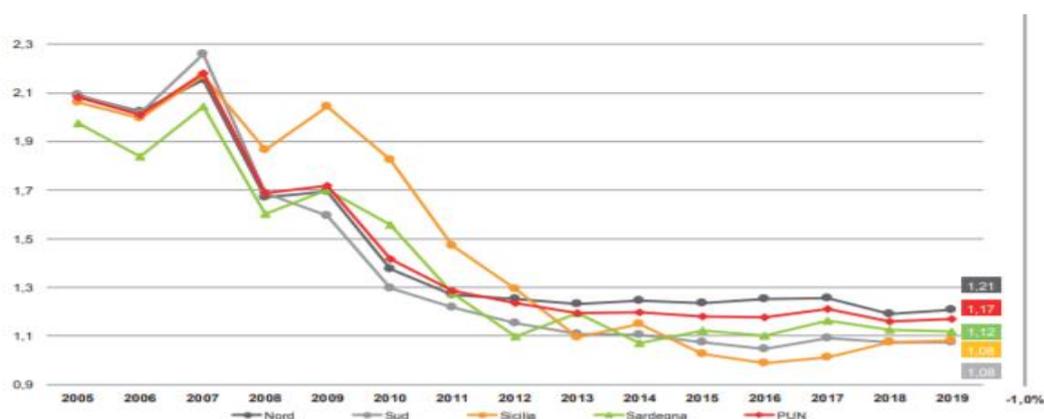


Grafico 5. Andamento del fabbisogno, della produzione da fonti energetiche non programmabili e del carico residuale nel mercato elettrico italiano. Elaborazione dati GME.

Tuttavia, non è tutto oro quello che luccica, infatti non sempre ad un PUN più basso si riflette un prezzo minore per i consumatori. Nonostante l’energia prodotta da FRNP sia offerta a prezzo praticamente nullo, gli incentivi spesi per cercare di spostare la produzione verso le rinnovabili sono stati ingenti. Definito l’LCOE (leverage cost of energy) come il prezzo che deve essere pagato al produttore affinché rientri dei costi e ottenga un profitto, prendiamo ad esempio uno studio condotto da Flavio Parozzi (degli ordini degli ingegneri di Milano) e da Luigi Mazzocchi (ricercatore sistema energetico) denominato appunto anatomia dei costi. In questo studio viene ipotizzato un investimento iniziale in capacità produttiva, finanziato per il 25% da equity, e per il 75% da debito. Il tasso di rendimento del debito è del 7% mentre quello per gli azionisti è del 12%. Gli impianti che risultano più costosi sono quelli rinnovabili, con un LCOE compreso tra 150 e i 329 €/MWh per gli impianti fotovoltaici, mentre per gli impianti eolici compreso tra 102 e 152 €/MWh. Gli

impianti che risultano più economici sono quelli a carbone, nucleari e a gas, con un LCOE rispettivamente e approssimativamente pari a 55, 66 e 80 €/MWh. Per sopperire a questo deficit, presente negli anni in cui sono state installate lo stato ha deciso di incentivare la diffusione di quest’impianti attraverso i cosiddetti certificati verdi, che permettevano l’installazione di impianti rinnovabili a prezzi vantaggiosi. I dati nel grafico in basso sono in Milioni di €.

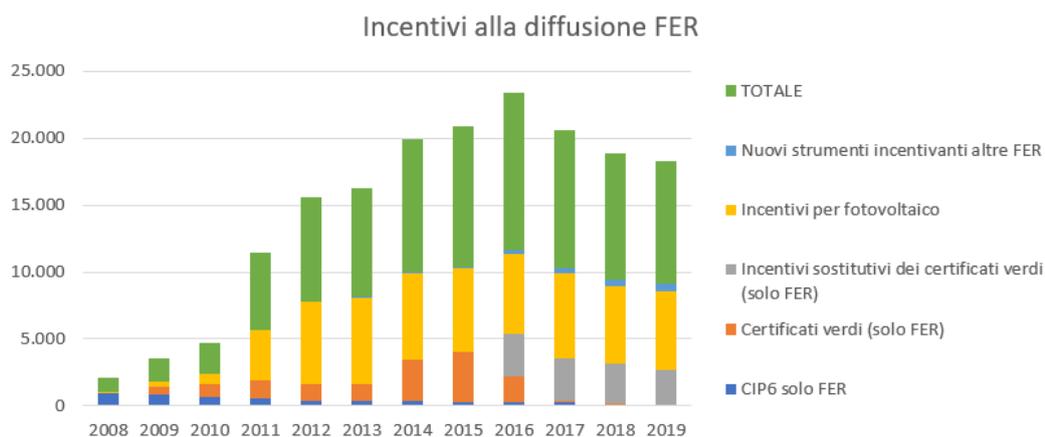


Grafico 6. Incentivi alla diffusione di fonte energetiche rinnovabili dal 2008 al 2019 in Milioni di euro. Fonte ARERA.

Inoltre , viene da domandarsi se ha ancora senso utilizzare questo modello di mercato ad asta marginale. Il prezzo sul mercato del giorno prima viene fissato in base ai costi variabili degli impianti di produzione. Tuttavia, gli impianti rinnovabili hanno alti costi iniziali ma costi di produzioni variabili praticamente nulli, quindi i segnali che il prezzo dovrebbero dare agli operatori rischiano di perdersi. Inoltre, vi è da considerare come un abbassamento eccessivo sul mercato del giorno prima, rischia di rendere non profittevoli gli impianti di base, che sono costretti ad alzare il prezzo artificialmente quando vi sono picchi della domanda, per sopperire alle perdite che hanno subito durante i giorni nei quali il prezzo è stato molto basso. Questo effetto, chiamato Merid Order, è ben noto anche sui mercati tedeschi, dove lo sviluppo delle rinnovabili è stato impressionante nell’ultimo decennio, e dove l’abbassamento dei prezzi rischia di rendere seriamente non profittevoli gli impianti tradizionali.

Capitolo 3

Prezzi spot nei maggiori mercati europei

Questa sezione volgerà principalmente sui principali mercati elettrici europei, sia per volumi scambiati, che per similarità come dimensioni al paese italiano. La natura di questo confronto nasce da due considerazioni. La prima è che in un mercato sempre più integrato come quello europeo, per non creare ulteriori distorsioni nei mercati spot, tra l'altro già in parte presenti sul mercato europeo, è fondamentale che i paesi che rientrano a far parte dello stesso sistema, siano tra loro abbastanza omogenei, perlomeno per quanto riguarda i prezzi. La seconda è che la presenza di prezzi non competitivi su alcune borse europee, può portare gravi problemi all'intero sistema economico del paese, con particolare riguardo al settore industriale e a quei settori particolarmente energivori, che vedono nell'energia una delle loro principali voci di costo. I paesi presi in considerazione in questa sezione sono Germania e Francia (entrambi i mercati scambiati sul EEX. I dati sui mercati spot sono stati resi disponibili da Montel EQ, grazie ad una sua collaborazione con Epexspot, sezione dell'EEX.

3.1 Germania (EpexSpot)

Il mercato tedesco spot è uno dei più liquidi al mondo. Con sede a Lipsia, l'EEX (European energy Exchange) è una piattaforma, nel quale gli operatori hanno la possibilità di compravendita dell'energia all'ingrosso. Sviluppa, gestisce e collega mercati sicuri, liquidi e trasparenti per energia e prodotti correlati, inclusi contratti derivati su energia, quote di emissione, prodotti agricoli e merci. In questo mercato infatti sono presenti prodotti come ad esempio futures energetici, per la copertura sul rischio di un prezzo di un po' tutte le principali borse europee. Il mercato tedesco è uno di quelli più maturi in Europa. La decisione di abbandonare la produzione energetica nucleare avvenne per la Germania a partire dal 2000 (in Italia già a partire della metà degli anni '80) e venne accelerata nel 2011 a seguito

della catastrofe di Fukushima in Giappone. A causa dell'elevato numero di reattori nucleari presenti in Germania il processo di uscita dell'energia nucleare è avvenuto in maniera graduale e si sta ad oggi ancora concludendo. Sono in attività ancora 7 reattori che producono energia. La chiusura dell'ultimo reattore è prevista per il 2022. Il progetto energetico tedesco per il futuro, il così detto "Energiewende" è ambizioso: prevede che il consumo energetico lordo di energia (quindi non solo dell'energia elettrica ma di tutta l'energia consumata dal paese) provenga per il 30% da rinnovabili nel 2030, il 45% entro il 2040 e il 60% entro il 2050. Nel 2018, la produzione di energia elettrica nel 2018 è stata prodotta come segue: il 39,5% da carbone(carbone fossile 15,2%-lignite 24,3%), il 38,55 da energie rinnovabili (eolico19%, solare 7%, 9,1% da biomassa), il 14% da energia nucleare e solo l'8,5% da gas, che in Italia ha invece un ruolo preponderante.

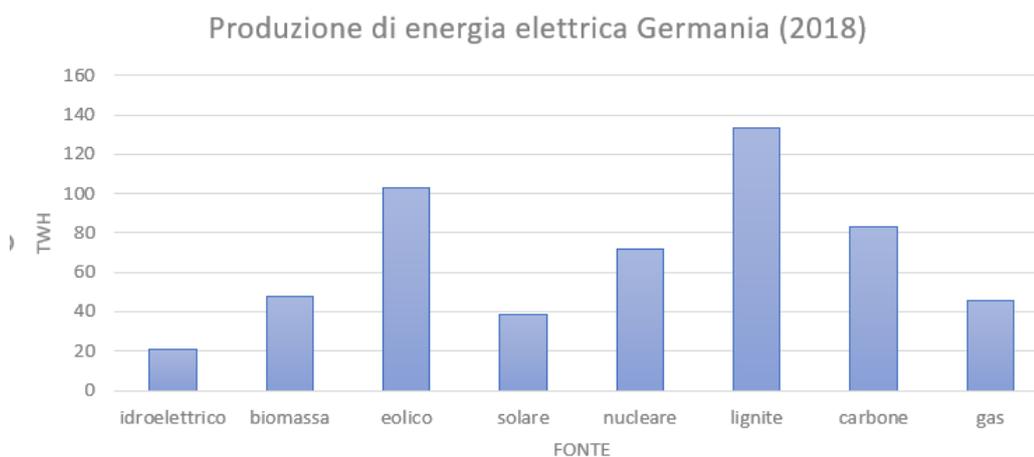


Grafico7. Mix di produzione elettrico tedesco. Fonte EEX (European energy Exchange)

Come di può notare da questa breve analisi, il comparto di produzione tedesco è estremamente diverso da quello italiano: sebbene il progetto di trasformazione verso un' energia più pulita sia in atto, l'energia tedesca è ancora molto dipendente dal carbone e dalla lignite in particolare, di cui il territorio è ricco. Se da una parte la transizione energetica sta procedendo, dall'altra l'idea di abbandonare il nucleare rende appunto il carbone una fonte imprescindibile. Come è risaputo, il prezzo del carbone è molto meno volatile rispetto di altre fonti

energetiche, ed è ampiamente disponibile sul suolo. Tuttavia, tale modello potrebbe creare problemi. Mentre l'elettricità da fonte rinnovabili è immessa nella rete a prezzi fissi (prossimi allo zero) ed in via prioritaria, quella proveniente dalle centrali alimentate da combustibili fossili è sotto la legge del mercato, quindi del classico incontro tra domanda e offerta. Le maglie negli ultimi anni si sono fatte molto strette, come si può notare dal grafico.

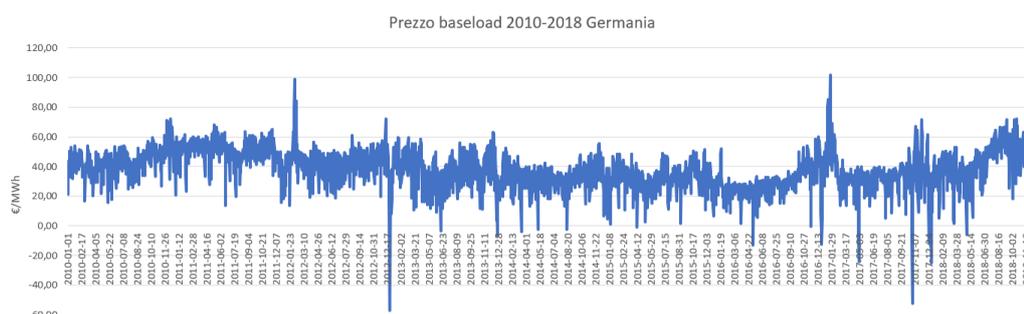


Grafico 8. Andamento del prezzo dell'elettricità tedesco nel mercato spot. Fonte dati Montel EQ su dati EEX.

Infatti, nel periodo che va dal 2010-2011 passando al 2013-2014-2015, il valore pagato ai produttori è passato dai 60 €/MWh del 2011 ai 20 €/MWh del 2015. Sembra dunque essere messa sotto minaccia la presenza di operatori convenzionali. Ovviamente questo discorso vale in ogni mercato nel quale la regolamentazione spinge fortemente verso una diffusione sempre più forte di un parco di generazione rinnovabile, che è bene ricordarlo ha pur sempre dei limiti tecnici non trascurabili. Partendo da un dato pubblicato dal Trend research institute le centrali elettriche convenzionali e nucleari sono scese sotto la soglia critica di produzione, vale a dire che non sono più redditive ma anzi sono impianti che registrano perdite sistematiche. Per quanto riguarda le ripercussioni sul mercato spot, non solo tedesco, il funzionamento è il seguente: quando la produzione di energia elettrica da fonte solare ed eolica è molto alta, può succedere che l'offerta supera la domanda (come si può notare dal grafico sopra, in alcune giornate si registrano prezzi negativi, quindi è come se venissero pagati gli operatori per prelevare energia dalla rete) e l'energia in surplus viene esportata verso i paesi vicini. D'altro canto, durante le ore nelle

quali non è disponibile energia rinnovabile, in caso di picchi di domanda le centrali termoelettriche non sono sufficienti a colmare il gap , quindi viene importata energia dai paesi vicini: Svizzera, Francia, Olanda e i paesi del Nord a livelli non sempre economici. Questo è uno dei principi alla base del funzionamento del market coupling, in Germania in atto da parecchio tempo. Quindi nonostante la direzione verso energia sempre più pulita, gli impianti di produzione a carbone svolgono tutt'ora un ruolo preponderante, nonostante l'insistenza mediatica sulla vertiginosa crescita delle fonti rinnovabili.

3.1.1 Germania-Italia

Nonostante le considerazioni sopra enunciate, se si confrontano i prezzi tedeschi con quelli italiani, il confronto è impietoso. I prezzi tedeschi sono sempre più bassi, nonostante i problemi sia sul piano del mix energetiche che su quello della concentrazione del mercato, in parte mediato dalla crescita delle rinnovabili. L'utilizzo diffuso di centrali termoelettriche a carbone sposta i prezzi di equilibrio molto più in basso rispetto a quelli italiani, correlati soprattutto a quelli del gas, più costoso e volatile.

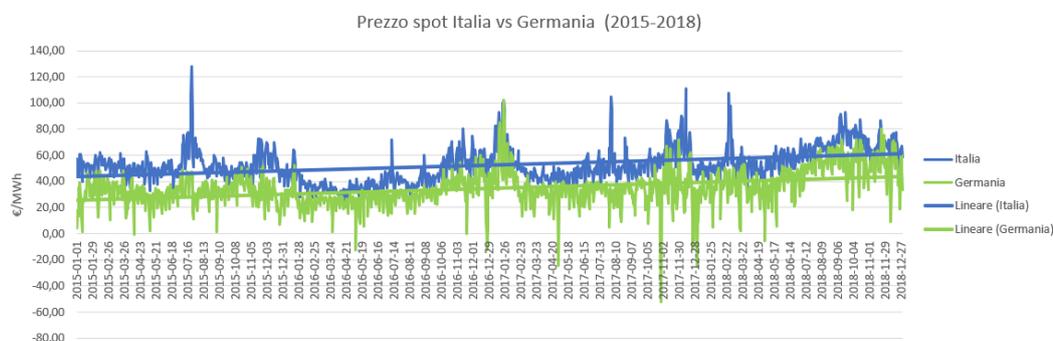


Grafico 9. Andamento dei prezzi nel mercato spot italiano(in verde) e tedesco(in blu). Fonte dati Montel EQ su dati EEX e GME.

3.2 Francia (EpexSpot)

La Francia rappresenta, dopo la Germania il mercato elettrico più grande d'Europa, con consumi annui che si aggirano intorno ai 450 TWh. La prima considerazione scontata da fare è che l'energia elettrica viene per la stragrande maggioranza prodotta da impianti nucleari, come si evince dal grafico riportato in basso.

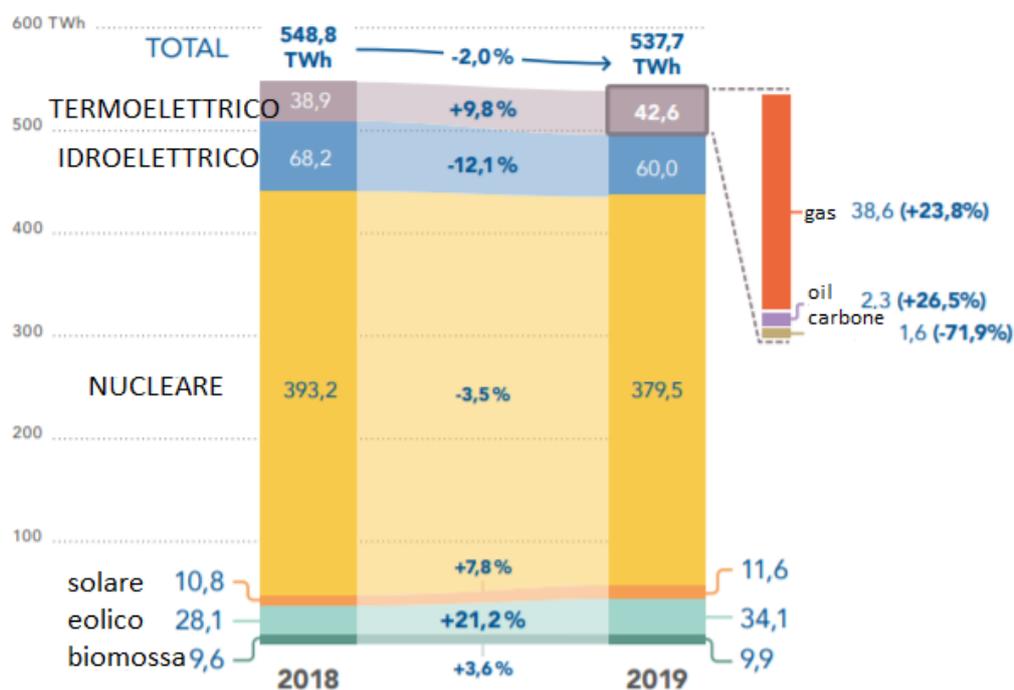


Fig. 12. Mix di produzione energia elettrica in Francia. Fonte , RTE.

Storicamente l'Italia è un paese importatore netto di energia elettrica. Ciò è causato da un mix di generazione come più volte ricordato sbilanciato sui cicli combinati, che comporta costi di generazione più alti rispetto ai paesi confinanti, con conseguenti prezzi di mercato più elevati. Il paese che maggiormente beneficia di tale situazione è sicuramente la Francia.

La presenza di un'elevata capacità installata, soprattutto nucleare, permette di garantire flussi di export estremamente elevati, oltre a coprire la domanda interna, come mostra la figura in seguito. Questa situazione è il risultato della politica energetica iniziata negli anni 70 per contrastare la crisi petrolifera degli inizi degli anni 70, con particolare riferimento al piano nucleare del 1973, per permettere di sganciare il proprio settore elettrico dalle turbolenze dei mercati petroliferi e a quelli legati ad esso, come quello del gas naturale. La capacità nucleare installata nel 2016 era pari a 62,1 GW, ma va ricordato come, siccome la maggior parte degli impianti nucleari francesi è stata installata tra il 1977 e il 1990 e la vita utile per la maggior parte degli impianti non va oltre i 40 anni, lo scenario potrebbe notevolmente variare nei prossimi anni. L'approvazione della "Transition énergétique pour la croissance verte" prevede una produzione di energia elettrica che passa dal 75% al 50% di energia prodotta da centrali nucleari dal 2025. In Italia, nonostante la crescente penetrazione delle rinnovabili, l'import non ha mai subito grandi variazioni:

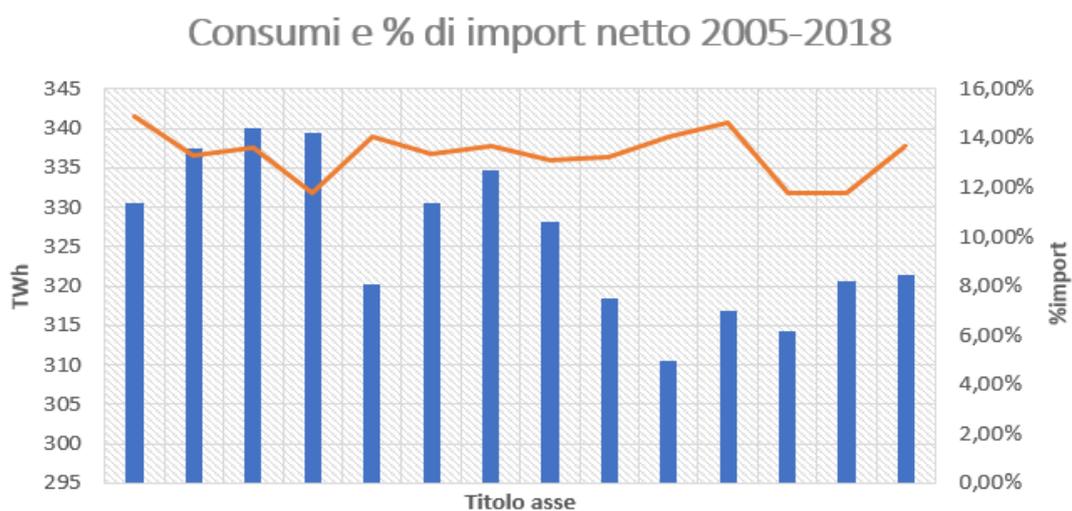


Grafico 10. Andamento dei consumi e delle importazioni nette sui consumi di energia elettrica in Italia. Fonte dati GME e ARERA.

Gli anni nei quali l'import ha subito una diminuzione, comunque sempre poco significativa, sono dovuti principalmente alla minor produzione nucleare che ha costretto la Francia a esportare in maniera

meno massiccia. Tuttavia, le importazioni non hanno subito modifiche. La spiegazione è che l'aumento delle installazioni rinnovabili, non hanno spiazzato le esportazioni nel Merit order, bensì i cicli combinati, poiché le esportazioni, soprattutto quelle derivanti dalle centrali nucleari francesi sono sempre rimaste competitive.

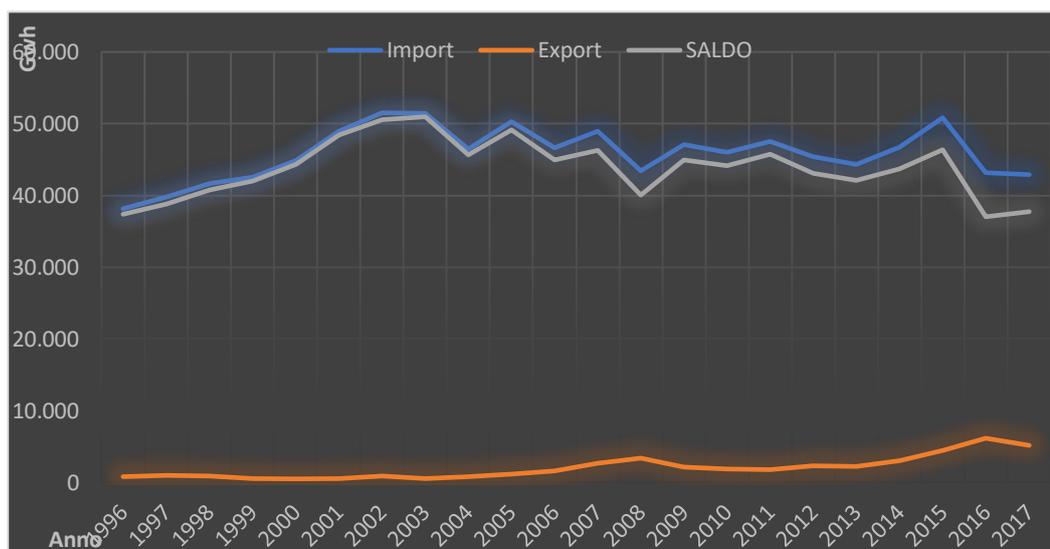


Grafico 11. Andamento delle importazioni (in blu), delle esportazioni (in arancione) e del saldo netto (in grigio) di energia elettrica in Italia da e verso i paesi confinanti. Elaborazione su dati ARERA.

Analizzando i flussi fisici di energia, quelli che passano da una nazione ad un'altra confinante, sembrerebbe come se la maggior parte delle importazioni di energia italiana derivi dalla Svizzera. In termini percentuali, siamo intorno al 50% dalla Svizzera, il 35% dalla Francia, e il restante 15% da altri Paesi, soprattutto dall'Austria e dalla Slovenia. Tuttavia, analizzando i saldi commerciali, si può notare come la Svizzera non rappresenti altro che una nazione di transito: l'export della Francia verso la Svizzera viene poi riesportato dalla Svizzera all'Italia. Questo avviene a causa dei limiti di transito che impedirebbero all'energia di passare direttamente dall'Italia alla Francia. Quindi oltre l'80% delle importazioni italiane derivano direttamente dalla Francia; cambiamenti nel parco di generazione francese con particolare diminuzione dell'utilizzo di centrali nucleari si rifletterebbe sui mercati italiani con un aumento dei prezzi non

facilmente quantificabile. A questo proposito, ci viene incontro una ricerca dell'università degli Studi di Genova che ipotizza 3 scenari:

1. Chiusura degli impianti con vita a 40 anni: nel 2030 la potenza nucleare francese è pari a 11,5 GW
2. Manutenzione degli impianti con conseguente aumento della vita utile: al 2030 la potenza nucleare francese è pari a 53 GW
3. Stop alle esportazioni francesi dal 2030

Gli aumenti di prezzo nei tre scenari sono intorno a :

Scenario	1	2	3
Aumenti di prezzo(€/MWh)	14	1	20

Tale scenario cambierebbe radicalmente la situazione energetica italiana, infatti si passerebbe da una situazione di over-capacity ad una di shortage, che renderebbe necessari ingenti investimenti in capacità produttiva rinnovabile e termoelettriche, con conseguente aumento della dipendenza italiana dal gas naturale.

3.2.1 Francia (epexspot) vs Italia (PUN)

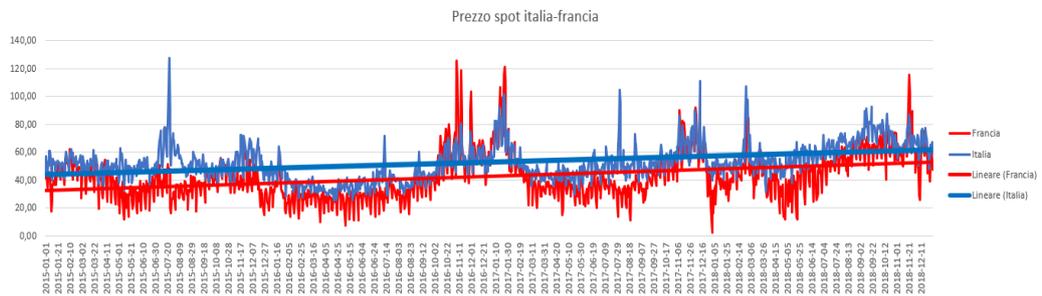


Grafico 12. Andamento dei prezzi nei mercati spot italiano e francesi dal 2015 al 2019. Elaborazione dati Montel EQ su dati EEX.

Come annunciato prima, anche i prezzi francesi sono più competitivi rispetto a quelli italiani, anche se con gap minore rispetto ai prezzi tedeschi. I prezzi spot sul mercato francese sono stabilmente più bassi con differenze nell'intorno di 10 €/MWh. Come si può notare i prezzi risentono della stessa stagionalità, con prezzi più alti in estate e in inverno. I prezzi nel mercato francese sono stati più alti che nel mercato italiano a seguito dello stop a causa di numerosi centrali francese all'inizio del 2016, dimostrando ancora una volta la competitività del nucleare e la sua importanza.

Capitolo 4

Operatori e potere di mercato nel mercato elettrico italiano

4.1 Operatori di mercato

Uno dei primi effetti della liberalizzazione del mercato elettrico, sia pure ancora ad uno stadio iniziale, è l'entrata di nuovi concorrenti e la nascita di nuovi operatori. I soggetti giuridici che hanno iniziato ad operare sul mercato libero sono grossisti, produttori, distributori e consorzi. A tali operatori si aggiunge la figura del trader, riconducibile alla più generale fattispecie di intermediario. Per produttore si intende colui che produce energia ai fini di vendita o autoconsumo. Il distributore è colui che compra o vende energia in reti ad alta tensione (trasmissione) o su reti a medio bassa tensione (distribuzione). Per grossista si intende colui che acquista o vende energia elettrica senza esercitare l'attività di produzione, trasmissione o distribuzione; tale soggetto assume però la titolarità dei contratti di fornitura. Per analogia può essere descritto anche il trader che però a differenza del grossista non è titolare dei contratti di fornitura ma agisce da vero e proprio intermediario. Ricordiamo che prima di questo passaggio tutte le operazioni venivano svolte da ENEL in regime monopolistico integrato verticalmente.

4.2 Produttori di energia elettrica e Merit Order

La liberalizzazione del mercato elettrico ha portato alla nascita di molti operatori di mercato. Il piano di dismissione di ENEL, che da quel momento non poteva più avere una quota maggiore del 50% della produzione totale ha cercato di creare un settore concorrenziale, nel quale tutti i produttori presenti potessero immettere la loro energia; il mercato avrebbe premiato i più efficienti secondo il meccanismo di asta a prezzo marginale. Ovviamente, secondo l'approccio

dell'economia industriale si puntava al raggiungimento di un mercato potenzialmente il più concorrenziale possibile, in modo tale da massimizzare il benessere sociale. L'equilibrio in un mercato perfettamente competitivo è quello che massimizza il benessere sociale, misurato dalla somma del surplus, del consumatore e di quello del produttore. In generale esiste una relazione inversa tra potere di mercato e benessere sociale. Per potere di mercato, qui si intende la capacità di una impresa di aumentare il prezzo sopra un certo livello di riferimento in maniera profittevole, quantificato come differenza tra i suoi costi marginali e i prezzi offerti. Ovviamente la quantità di benessere che si perde passando dalla concorrenza perfetta ad un mercato sempre più concentrato, dipende strettamente dall'elasticità della domanda al prezzo. Più la domanda è inelastica, più il produttore può alzare il prezzo sopra al livello concorrenziale senza perdere quote di mercato, aumentando così i suoi profitti. Nel mercato elettrico, la domanda è fortemente anelastica per diversi motivi : prima di tutto l'energia elettrica è un bene di prima necessità che non può essere sostituito con altri beni (non ha beni sostituti) e in secondo luogo i consumatori non hanno la possibilità di fare scorte strategiche nel momento in cui il prezzo di mercato è particolarmente basso perché non è possibile stoccare in quantità e a prezzi accettabili l'energia elettrica. La possibilità di produrre energia tramite un mix diversificato di tecnologie di produzione consente di soddisfare la domanda al minor costo possibile. L'utilizzo dei diversi impianti dipende dall'intensità della domanda. Si può così dividere la domanda in :

- domanda di base, che è quel livello di domanda costante sotto il quale non si scende praticamente mai , soddisfatta solitamente tramite l'utilizzo di impianti di base, cioè quegli impianti che hanno alti costi fissi ma bassi costi variabili (impianti termoelettrici ad alto rendimenti, impianti idroelettrici ad acqua fluente)
- domanda di picco , soddisfatta solitamente tramite impianti idroelettrici a bacino, a serbatoio o a pompaggio, o tramite l'utilizzo di impianti termoelettrici ad esempio i cicli combinati meno efficienti nel lungo periodo, cioè con alti costi variabili e bassi costi fissi

- -domanda intermedia, ovvero una media tra le due soluzioni sopra citate.

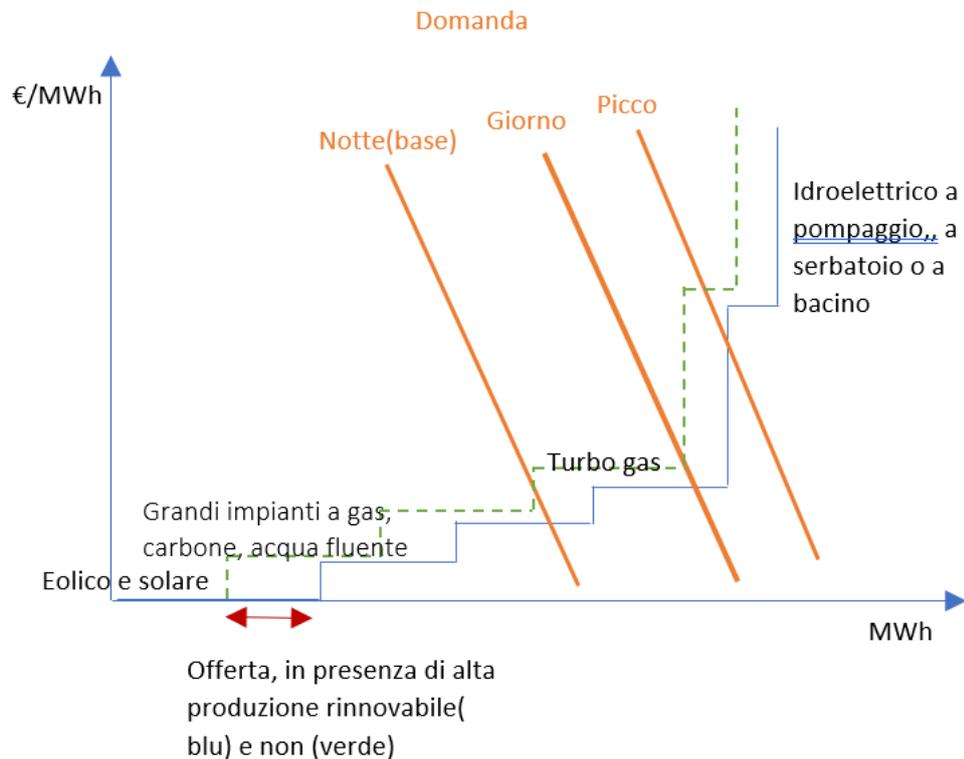


Grafico 13. Merit order delle diverse fonti di produzione di energia elettrica.

Questa caratteristica del settore elettrico, sommata al fatto che l'energia rinnovabile viene offerta nel sistema a prezzo nullo crea di fatto dei mercati paralleli all'interno dei quali si possono distinguere impianti di base, che possono competere solo per la domanda di base e impianti di punta che possono competere solo per la domanda di punta nelle ore caratterizzate da una domanda più elevata, che devono essere quindi più reattivi e flessibili, perché in presenza di abbondante produzione di energia rinnovabile tali impianti nonostante siano in funzione rimarrebbero fuori dal mercato. Questo all'interno di un mercato commodities che per sua natura è non

differenziabile. Investire in capacità produttiva quindi, può essere oltre che rischioso inutile, soprattutto se questo porta ad un prezzo di equilibrio più basso e ad una diminuzione delle quote di mercato di tutti gli operatori. Questo è uno dei motivi per i quali il mercato elettrico è caratterizzato da barriere all'ingresso. Anche la possibile divisione in mercati separati (zone) nel caso di congestionamento delle linee di trasmissioni o di non rispetto dei limiti di capacità crea delle zone (mercati). Come già ricordato, l'esercizio di potere di mercato è facilitato da una domanda particolarmente rigida e dalla concentrazione di mercato. Inoltre, nei casi in cui la domanda si avvicina alla capacità totale installata, un operatore con una quota importante di capacità installata può diventare fondamentale per soddisfare la domanda. In un mercato estremamente complicato come quello elettrico, il potere può essere esercitato in diverse forme. Ad esempio, una impresa con un'elevata quota di capacità installata può decidere di dichiarare indisponibile un impianto, sapendo che l'equilibrio tra domanda e offerta si troverà ad un prezzo più alto. In tal modo potrà ottenere dei profitti maggiori sugli altri impianti con costi variabili minori. Ovviamente quest'operazione sarà tanto profittevole quanto la domanda si avvicina alla capacità massima disponibile. Nel mercato elettrico, la domanda è stabile e prevedibile, e nel lungo periodo gli economici alla base di un aumento della domanda (stagionalità, aumento della produzione industriale) sono anch'essi facilmente prevedibili. L'elevato grado di trasparenza nel mercato elettrico, unito alla ripetitività delle operazioni a livello giornaliero e intra giornaliero rendono gli operatori sempre più capaci di comprendere e apprendere il funzionamento del mercato, mentre la complessità è indicata da molti come fattore fondamentale per rendere l'abuso di potere di mercato meno probabile. Va sottolineato ancora una volta come l'energia elettrica è bene estremamente omogeneo, e la maggior parte delle imprese presenti nel mercato hanno una struttura di costi simmetrica, il che li rende più facili comportamenti strategici o collusivi. In oltre il mercato italiano, così come tanti mercati europei, sono mercati molto concentrati. Ovviamente la diffusione delle rinnovabili ha diluito la quota di mercato degli operatori più importanti, Enel su tutti, ed ha diminuito la possibilità di esercitare potere di mercato. Il contributo alla

produzione nazionale di energia rinnovabile da parte dei maggiori gruppi, fa capire molto come la diffusione di tecnologia, in particolare come l'eolico e il solare, abbia contribuito molto ad abbassare la quota di vendite dei produttori più importanti; l'eolico e il solare, ovvero quelle fonti di produzioni che più contribuiscono alla produzione totale sono particolarmente diffusi nella voce altri operatori, ovvero di quegli operatori che hanno quote di mercato estremamente residue. I dati in tabella in percentuale.

	IDROELETTRICO	GEOTERMICO	EOLICO	SOLARE	BIOENERGIE
Enel	37,5	100,0	7,3	0,1	0,9
A2A	9,7	0,0	0,0	0,9	10,6
Edison	5,7	0,0	9,0	0,9	0,0
Alperia	8,7	0,0	0,0	0,2	0,0
ERG	2,7	0,0	11,2	1,0	0,0
CVA	5,9	0,0	1,7	0,1	0,0
Hydro Dolomiti Energia	6,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Iren	2,8	0,0	0,0	0,1	0,2
Falck Renewables	0,0	0,0	3,4	0,2	1,3
Hera	0,0	0,0	0,0	0,0	4,7
Acea	0,9	0,0	0,0	0,1	1,9
Ital Green Energy Holding	0,0	0,0	0,0	0,2	3,7
Altri operatori	19,6	0,0	67,5	96,1	76,7

Tabella 2. Quote delle principali imprese italiane nella produzione di energia elettrica in Italia. Dati in percentuale. Elaborazione su dati ARERA

4.3 Concentrazione di Mercato

Ovviamente la diffusione delle tecnologie rinnovabili ha aumentato il livello di competitività nel mercato. Nel grafico successivo si può notare come, man mano che il mercato è diventato più maturo le quote di mercato dei gruppi più importanti sono andati via via diminuendo. L'indice CR3 e CR5 indicano la quota venduta rispettivamente dai primi 3 e dai primi 5 operatori di mercato. L'indice è in costante diminuzione dal 2005 al 2019. Anche le quantità vendute in assenza di concorrenza, misurate dall'indice IOR Q.tà è in netta diminuzione passando dal 30% nel 2005 al 4,7% nel 2019. L'indice ITM CCGT, ovvero l'indice che indica per quante ore, percentualmente l'impianti a ciclo combinato turbogas sono stati l'impianti marginali, ovvero quelli che hanno fissato il prezzo sul MGP, si può notare come sono stati marginali per più del 50% delle ore.

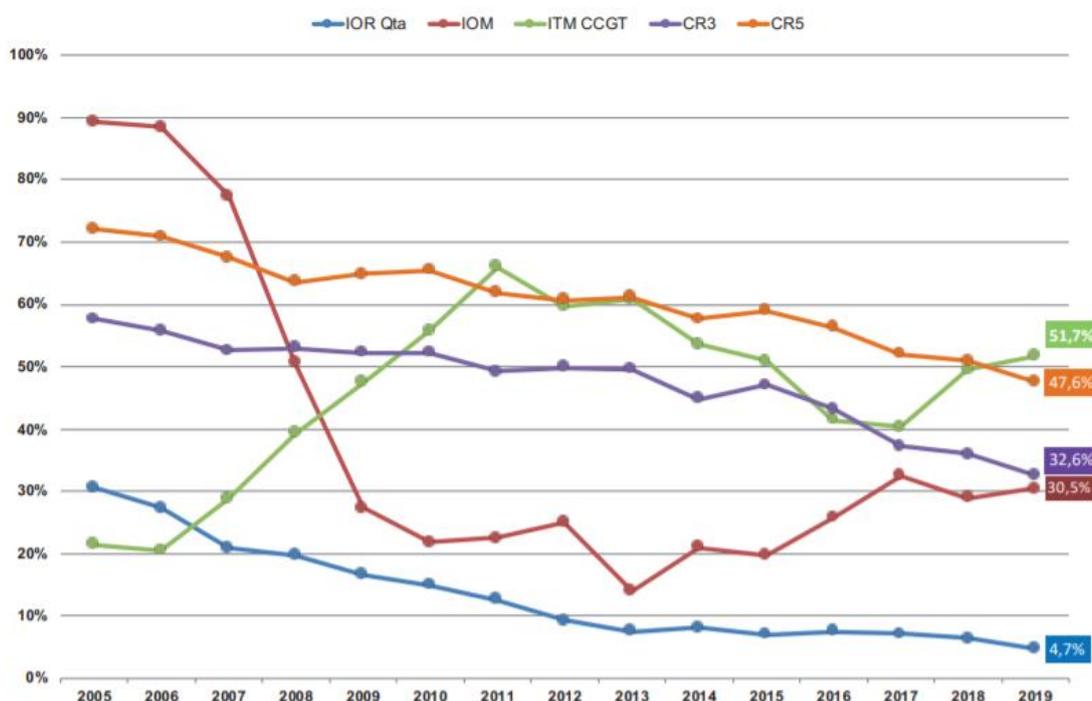


Fig.13 Indici di competitività nel mercato elettrico italiano dal 2005 al 2019. Fonte GME.

Riassumendo, la diffusione delle tecnologie rinnovabili, ha notevolmente modificato la struttura del mercato, sia in termini di concorrenza che nelle caratteristiche dell'andamento dei prezzi; i prezzi in generale sono diminuiti negli ultimi anni, e la differenza tra prezzo nelle ore di picco e fuori picco si è livellata molto. Tuttavia, le tecnologie che risultano maggiormente marginali ed importanti da considerare per valutare la formazione del prezzo e stabilire quali sono quegli economics che più incidono sul PUN sono quelle che utilizzano il gas. L'utilizzo per la produzione di energia elettrica del gas naturale è ampiamente diffuso in Italia, come verrà approfondito nel prossimo capitolo.

Capitolo 5

Evidenze nel mercato elettrico italiano

5.1 Dati

Come in ogni lavoro sperimentale, la disponibilità di dati aggiornati e adeguatamente dettagliati è un requisito tanto necessario, quanto, a volte non sufficiente. In particolare, nei mercati elettrici si alternano informazioni ampiamente disponibili ad altre quasi indisponibili. Un prerequisito del lavoro di tesi è stato quello di lavorare utilizzando solo le informazioni disponibili gratuitamente a tutti. I risultati raggiunti, risentono quindi delle informazioni disponibili gratuitamente. Ad esempio, per il modello spot, sono stati utilizzati principalmente dati disponibili sul sito del GME, che pubblica i dati con grande dettaglio e accuratezza. Lo stesso vale anche per i dati disponibili sul GME, riguardanti il Mercato Spot del gas, e a quelli riguardanti il mercato a termine sempre gestito dal GME. Tuttavia, questi ultimi due casi, non superano il requisito fondamentale di adeguata liquidità: per entrambi i mercati i dati sono disponibili, ma purtroppo i mercati non sono sufficientemente liquidi per dare segnali forti agli operatori, e quindi per essere utilizzati nei modelli. Nel primo caso, ad esempio, il problema è stato superato grazie al fatto che nonostante il mercato spot del gas gestito dal GME fosse poco liquido, il prezzo di riferimento seguiva strettamente quello su mercati più liquidi, come il PVS. Nel caso di contratti a termine si sono resi necessarie ricerche su mercati più liquidi. Mi sembra doveroso ringraziare, in tale contesto, la disponibilità di Montel Eq, società danese che mi ha gentilmente fornito alcune serie storiche sui contratti a termine scambiati all'EEX con particolare riferimento a contratti a termine mensili sul gas e sull'energia elettrica. Alcuni dati, necessari per approfondire la tesi, soprattutto per valutare il pricing di strumenti di copertura, non erano disponibili gratuitamente, quindi non si è potuto approfondire l'argomento quanto voluto. Questo vale soprattutto per lo scambio di contratti a termine sull'energia, poiché la maggior parte degli operatori utilizzano borse terze per questi strumenti, quasi sempre poco trasparenti.

I dati sul mercato elettrico italiano sono disponibili sul sito gestito dal Gestore del Mercato elettrico (mercatoelettrico.org/it), che li aggiorna quotidianamente per renderli disponibili agli operatori e per aumentare la trasparenza nel mercato. Di particolare interesse ai fini di questa tesi sono i dati disponibili sui risultati che si sono registrati sul Mercato del Giorno Prima. I dati sono divisi, anno per anno, e scaricabili in formati Excel. Un esempio dell'organizzazione dei dati in figura, che riporta i dati del 2013.

Data/Date (YYYYMMDD)	Ora Hour	PUN	AUST	BRNN	BSP	CNOR	COAC	CORS	CSUD	FOGN	FRAN	GREC	NORD	PRGP	ROSN	SARD	SICI	SLOV	SUD	SVIZ	
20130101	1	79,21	79,04	79,04	15,00	79,04	79,04	79,04	79,04	79,04	79,04	79,04	79,04	81,00	79,04	79,04	81,00	79,04	79,04	79,04	
20130101	2	77,24	76,89	76,89	5,00	76,89	76,89	76,89	76,89	76,89	76,89	76,89	76,89	81,00	76,89	76,89	81,00	76,89	76,89	76,89	
20130101	3	70,03	69,00	69,00	0,50	69,00	69,00	69,00	69,00	69,00	69,00	69,00	69,00	81,00	69,00	69,00	81,00	69,00	69,00	69,00	
20130101	4	61,79	60,00	60,00	0,05	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	81,00	60,00	60,00	81,00	60,00	60,00	60,00	
20130101	5	51,07	48,33	48,33	0,01	48,33	48,33	48,33	48,33	48,33	48,33	48,33	48,33	81,00	48,33	48,33	81,00	48,33	48,33	48,33	
20130101	6	51,08	48,40	48,40	0,05	48,40	48,40	48,40	48,40	48,40	48,40	48,40	48,40	81,00	48,40	48,40	81,00	48,40	48,40	48,40	
20130101	7	52,48	50,00	50,00	8,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	81,00	50,00	50,00	81,00	50,00	50,00	50,00	
20130101	8	59,17	55,00	55,00	10,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	55,00	109,00	55,00	55,00	109,00	55,00	55,00	55,00	
20130101	9	52,06	47,00	47,00	2,02	47,00	47,00	47,00	47,00	47,00	47,00	47,00	47,00	109,00	47,00	47,00	109,00	47,00	47,00	47,00	
20130101	10	51,80	46,50	46,50	9,10	46,50	46,50	46,50	46,50	46,50	46,50	46,50	46,50	109,00	46,50	46,50	109,00	46,50	46,50	46,50	
20130101	11	49,65	46,50	46,50	10,21	46,50	46,50	46,50	46,50	46,50	46,50	46,50	46,50	83,00	46,50	46,50	83,00	46,50	46,50	46,50	
20130101	12	49,65	46,50	46,50	10,57	46,50	46,50	46,50	46,50	46,50	46,50	46,50	46,50	83,00	46,50	46,50	83,00	46,50	46,50	46,50	
20130101	13	59,91	57,74	57,74	11,50	57,74	57,74	57,74	57,74	57,74	57,74	57,74	57,74	83,00	57,74	57,74	83,00	57,74	57,74	57,74	
20130101	14	49,00	45,93	45,93	12,10	45,93	45,93	45,93	45,93	45,93	45,93	45,93	45,93	83,00	45,93	45,93	83,00	45,93	45,93	45,93	
20130101	15	52,58	50,00	50,00	11,70	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	83,00	50,00	50,00	83,00	50,00	50,00	50,00	
20130101	16	61,79	60,00	60,00	11,03	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	83,00	60,00	60,00	83,00	60,00	60,00	60,00	
20130101	17	66,45	64,99	64,99	19,35	64,99	64,99	64,99	64,99	64,99	64,99	64,99	64,99	84,00	64,99	64,99	84,00	64,99	64,99	64,99	
20130101	18	77,53	74,00	74,00	31,00	74,00	74,00	74,00	74,00	74,00	74,00	74,00	74,00	120,01	74,00	74,00	120,01	74,00	74,00	74,00	
20130101	19	78,96	75,11	75,11	37,00	75,11	75,11	75,11	75,11	75,11	75,11	75,11	75,11	125,01	75,11	75,11	125,01	75,11	75,11	75,11	
20130101	20	86,39	83,13	83,13	36,57	83,13	83,13	83,13	83,13	83,13	83,13	83,13	83,13	125,01	83,13	83,13	125,01	83,13	83,13	83,13	
20130101	21	81,36	77,97	77,97	55,00	77,97	77,97	77,97	77,97	77,97	77,97	77,97	77,97	120,01	77,97	77,97	120,01	77,97	77,97	77,97	
20130101	22	80,51	77,83	77,83	55,00	77,83	77,83	77,83	77,83	77,83	77,83	77,83	77,83	110,01	77,83	77,83	110,01	77,83	77,83	77,83	
20130101	23	76,68	73,99	73,99	34,61	73,99	73,99	73,99	73,99	73,99	73,99	73,99	73,99	105,01	73,99	73,99	105,01	73,99	73,99	73,99	
20130101	24	67,64	64,99	64,99	20,50	64,99	64,99	64,99	64,99	64,99	64,99	64,99	64,99	95,01	64,99	64,99	95,01	64,99	64,99	64,99	
20130102	1	49,47	46,50	46,50	21,96	46,50	46,50	46,50	46,50	46,50	46,50	46,50	46,50	81,00	46,50	46,50	81,00	46,50	46,50	46,50	
20130102	2	37,86	35,57	35,57	23,49	35,57	35,57	35,57	35,57	35,57	35,57	35,57	35,57	62,62	35,57	35,57	62,62	35,57	35,57	35,57	
20130102	3	37,01	35,29	35,29	19,23	35,29	35,29	35,29	35,29	35,29	35,29	35,29	35,29	56,00	35,29	35,29	56,00	35,29	35,29	35,29	
20130102	4	36,48	34,75	34,75	14,21	34,75	34,75	34,75	34,75	34,75	34,75	34,75	34,75	56,00	34,75	34,75	56,00	34,75	34,75	34,75	
20130102	5	34,75	34,75	34,75	14,89	34,75	34,75	34,75	34,75	34,75	34,75	34,75	34,75	34,75	34,75	34,75	34,75	34,75	34,75	34,75	
20130102	6	36,94	35,32	35,32	21,15	35,32	35,32	35,32	35,32	35,32	35,32	35,32	35,32	56,00	35,32	35,32	56,00	35,32	35,32	35,32	
20130102	7	59,02	60,00	60,00	33,50	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	68,46	60,00	68,46	60,00	68,46	60,00	60,00	
20130102	8	68,06	65,00	65,00	65,00	65,00	65,00	65,00	65,00	65,00	65,00	65,00	65,00	109,00	65,00	65,00	109,00	65,00	65,00	65,00	
20130102	9	74,32	71,68	71,68	37,74	71,68	71,68	71,68	71,68	71,68	71,68	71,68	71,68	109,08	71,68	71,68	109,08	71,68	71,68	71,68	
20130102	10	73,64	72,29	68,00	39,66	72,29	68,00	68,00	68,00	68,00	68,00	72,29	68,00	72,29	109,08	68,00	68,00	109,08	72,29	68,00	72,29
20130102	11	71,47	71,90	68,00	40,40	71,90	68,00	68,00	68,00	68,00	68,00	71,90	68,00	82,07	68,00	68,00	82,07	71,90	68,00	71,90	
20130102	12	68,51	68,79	68,02	41,04	68,79	68,02	68,02	68,02	68,02	68,79	68,02	68,79	68,02	68,02	68,02	68,02	68,79	68,02	68,79	
20130102	13	65,00	65,00	65,00	41,57	65,00	65,00	65,00	65,00	65,00	65,00	65,00	65,00	65,00	65,00	65,00	65,00	65,00	65,00	65,00	

Fig.14 Esempio dei dati analizzati disponibili sul sito del GME.

I prezzi nel mercato del giorno prima vengono determinati 24 ore al giorno, una per ogni ora. A partire dalle colonne a sinistra sono riportate la data, l'ora e il PUN che è la somma ponderata dei prezzi zonalì sulle quantità vendute zona per zona come segue: definito il *Prezzo zonale* i (Pz_i) €/MWh e la quantità venduta nella zona i come Qz_i MWh si definisce il PUN all'ora k come

$$PUN_k = \frac{\sum_{i=0}^n (Pz_i) Qz_i}{\sum_{i=0}^n Qz_i} (\text{€})$$

Le quantità vendute, zona per zona sono disponibili sul secondo foglio dello stesso documento. Ai fini della tesi i prezzi sono stati ulteriormente trasformati , da prezzi orari a prezzi giornalieri, attraverso un media semplice. Il prezzo giornaliero del giorno j , è la media semplice (aritmetica) dei prezzi orari delle 24 ore.

$$P_j = \sum_{k=1}^{24} PUN_k$$

La motivazione del perché i dati vengono trattati così sono molteplici. In primo luogo, perché in letteratura i dati vengono solitamente studiati così, e quindi per avere la possibilità di confrontare i risultati raggiunti con quelli da altri studi. In secondo luogo, perché risulta più comodo nel trattare contratti finanziari. Il risultato della trasformazione è ad esempio:

Data/Date (YYYYMMDD)	Ora Hour	PUN	Data	Prezzo giornaliero
20130101	1	79,21	20130101	64,33
20130102	1	49,47	20130102	64,74
20130103	1	60,72	20130103	66,00
20130104	1	61,73	20130104	65,61
20130105	1	56,00	20130105	54,46
20130106	1	54,80	20130106	54,54
20130107	1	64,28	20130107	66,24
20130108	1	48,19	20130108	64,24
20130109	1	57,94	20130109	68,43
20130110	1	56,93	20130110	67,78
20130111	1	52,00	20130111	62,78
20130112	1	51,34	20130112	62,50
20130113	1	59,87	20130113	55,06
20130114	1	49,31	20130114	67,93
20130115	1	51,30	20130115	67,68
20130116	1	51,26	20130116	65,22
20130117	1	60,70	20130117	74,97
20130118	1	63,70	20130118	73,49
20130119	1	63,29	20130119	65,73
20130120	1	60,50	20130120	57,88
20130121	1	53,60	20130121	64,55
20130122	1	51,17	20130122	61,73
20130123	1	55,38	20130123	69,59
20130124	1	60,61	20130124	70,54
20130125	1	58,90	20130125	66,84
20130126	1	58,55	20130126	63,82
20130127	1	58,90	20130127	59,96
20130128	1	45,67	20130128	63,68

Fig.15 Esempio elaborazione dati MGP per passare da prezzi orari a prezzi giornalieri

5.2 Il mercato del gas

Come già citato, il GME gestisce anche i mercati del gas. La liberalizzazione del mercato del gas è stata parallela a quella avvenuta nel mercato elettrico. La filiera del mercato del gas prevede l'approvvigionamento, tramite produzione o importazione, il trasporto tramite gas-dotti o via nave, di GNL (gas naturale liquefatto) , lo stoccaggio, la distribuzione e la vendita.

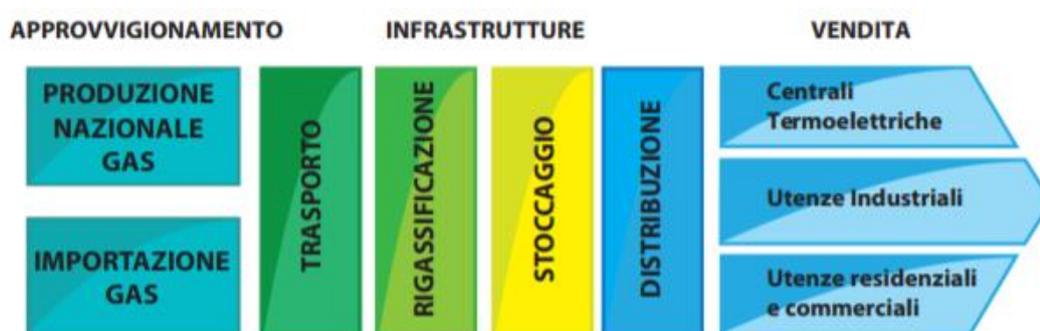


Fig.16 Dall'approvvigionamento al consumo del gas naturale. Fonte Arera

Il gas viene solitamente utilizzato in ambito industriale, come fonte di riscaldamento per le residenze e gli esercizi commerciali e infine come fonte energetica primaria per la produzione di energia elettrica nelle centrali termoelettriche. Di seguito i consumi di gas divisi per settore, dal 2000 al 2019.

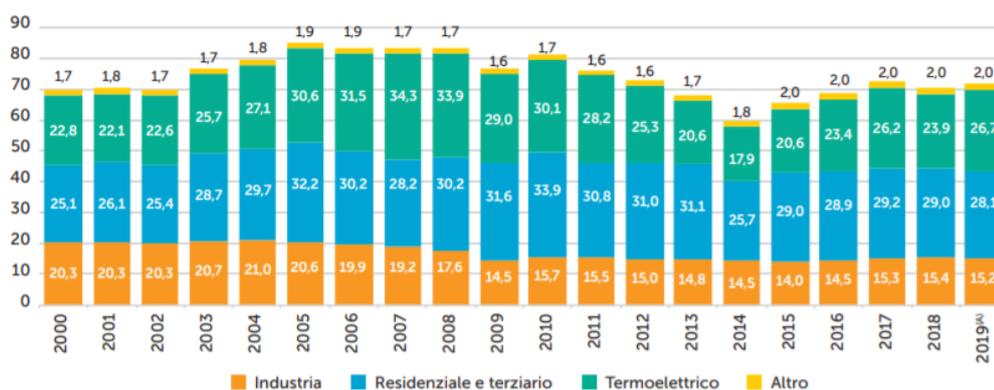


Fig.17 Consumi di gas naturale in Italia dal 2000 al 2019

Dei 71,9 G(m³) complessivamente consumati in Italia, solo una piccolissima parte è stata prodotta in Italia pari a 4,7 G(m³), mentre la restante parte deriva da importazioni pari a 67,2 G(m³) che contribuiscono per oltre l'85% dei consumi. Il gruppo Eni, operatore dominante nel mercato del gas contribuisce tra produzione ed importazione per 35,4 G(m³).

Come si può notare già da questa primissima introduzione, il mercato del gas ha una struttura molto diversa rispetto a quello elettrico : possibilità di stoccaggio e grande ricorso alle importazioni. Inoltre, mentre nei mercati energetici la maggior parte dell'energia viene scambiata tramite contratti spot, L'analisi dei contratti di importazione evidenzia anche per il 2019 una struttura piuttosto lunga, come in figura.

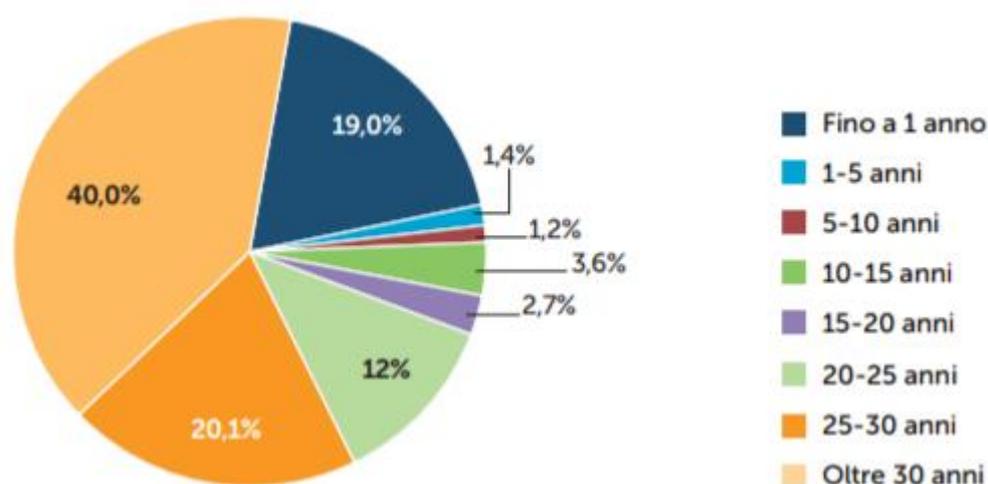


Fig.18 Distribuzione percentuale della durata dei contratti di fornitura del gas. Fonte Terna

La quota di contratti di lungo periodo cioè quelli di durata maggiore di 20 anni si aggira nel 2019 a circa il 72,1 %. Le importazioni spot, ovvero quelle di durata fino ad 1 anno, pesano per circa il 19%. Nel 2019 le imprese che hanno dichiarato di svolgere attività di vendita nel mercato all'ingrosso o al mercato finale nell'indagine annuale svolta da ARERA sono state 583 , su un totale di 744 attive. Di queste 63 hanno dichiarato di essere inattive, 74 hanno venduto gas solamente nel mercato all'ingrosso e sono quindi state classificate come grossisti

puri, 325 hanno venduto gas solo nel mercato finale e le restanti in entrambi i mercati. Il totale del gas complessivamente commercializzato è stato pari a 313,6 G(m³). Di questi , 255,6 G(m³) sono stati movimentati nel mercato all'ingrosso. Le importazioni e gli acquisti al PSV sono le modalità utilizzate più di frequente da parte dei grossisti per acquistare la materia prima che poi rivendono: il 63,7% dal PSV e il 21,4% dalle importazioni. Gli acquisti sulle piattaforme gas gestite dal GME risultano utilizzate molto poco, con un' incidenza sui volumi totali scambiati pari al 1,7%. Il PSV è un hub (punto di scambio) virtuale, cioè un punto concettualmente localizzato tra i punti di entrata e i punti di uscita della Rete nazionale , in cui gli operatori possono effettuare scambi di gas. Il PVS è nato nel 2003 e con il passare del tempo ha accresciuto velocemente la sua importanza, sia come volumi che per numero di contrattazioni sottostanti. I contratti scambiati sul PSV sono standardizzati, e dal 2006 anche i trader hanno la possibilità di effettuare transazioni senza essere utenti del sistema di trasporto. La rete di distribuzioni, formato da gasdotti nazionali e regionale, è gestita per quasi la totalità da Snam rete gas, così come avviene con Terna per la rete di distribuzione elettrica. Il Punto di Scambio Virtuale permette di notificare a Snam le transizioni avvenuti tra gli utenti, sia tramite contratti bilaterali (over the counter) che quelle realizzate nei mercati regolamentati gestiti dal GME. Dal 2015, inoltre è possibile per gli operatori registrare con borse terze, ovvero borse gestite in mercato regolamentate, su cui sono quotati strumenti finanziati derivati che possono prevedere anche la consegna fisica. Il grafico seguente mostri i volumi scambiati sul PSV, dall'anno di apertura ad oggi. Di particolare importanza è il churn rate , indicatore che misura il numero medio di volte che la commodity è stata scambiata dal momento della prima vendita a quello della vendita sul mercato finale. Più il churn rate è alto, più si dice che il mercato è liquido.

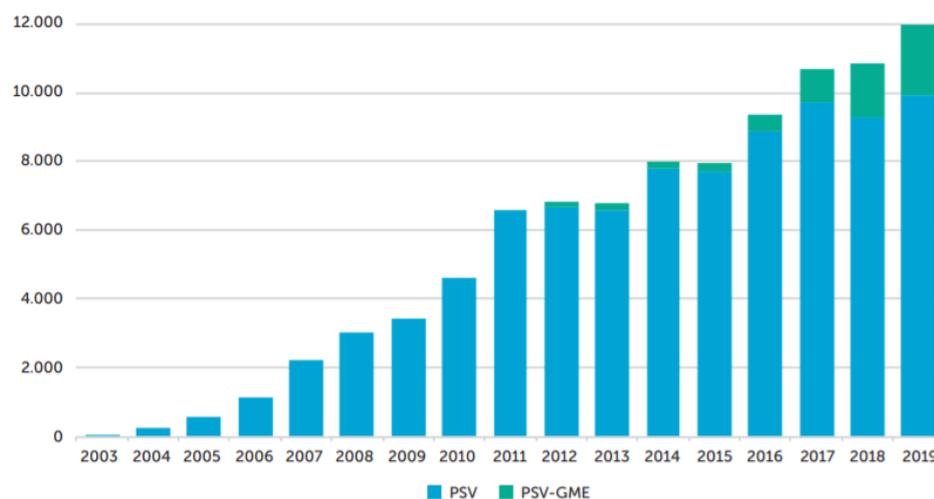


Fig.19 Andamento dei volumi scambiati sul PSV. Fonte Terna

Le transizioni sul PVS sono aperte tutti i giorni dal lunedì al venerdì.

Giorno gas/ Gas day (YYYYMMDD)	Prezzo medio ponderato/ Weighted average price
	€/MWh
20171001	17,719
20171002	18,686
20171003	18,899
20171004	18,969
20171005	19,000
20171006	19,314
20171007	18,623
20171008	18,391
20171009	19,024
20171010	19,924
20171011	19,870
20171012	19,384
20171013	18,992
20171014	18,401
20171015	17,974
20171016	19,102
20171017	19,592
20171018	19,597
20171019	19,919
20171020	19,690
20171021	19,188
20171022	18,442
20171023	19,647
20171024	19,392
20171025	19,374
20171026	19,424
20171027	19,385
20171028	18,759
20171029	18,477

Fig.20 Data, e Prezzo medio ponderato sul mercato spot del gas. Elaborazione su dati GME.

Ai fini della tesi sono stati utilizzati i dati reti disponibili dal GME sul Mercato del Giorno Prima – Gas. I dati sono organizzati in maniera leggermente diversa, ovvero sono suddivisi secondo anni Termici, che vanno dal 1° ottobre dell'anno n al 31 settembre dell'anno n+1. Anche se i mercati gestiti dal GME è meno liquido, i prezzi rispecchiano le scelte degli operatori e possono essere utilizzati per catturare il modo nel quale influenzano i prezzi sul MGP dell'energia elettrica. I dati nel MGP del gas non rappresentano il prezzo di equilibrio tra domanda e offerta come nel mercato elettrico, bensì sono calcolati come media ponderata sui volumi delle transazioni registrate, transazione per transazione.

5.3 Stagionalità dei prezzi

Nonostante la diffusione delle rinnovabili abbia livellato il PUN (Prezzo unico Nazionali) nei prezzi tra picco e fuori picco, il prezzo dell'energia elettrica risulta essere comunque ancora molto volatilità. La stagionalità nei prezzi si può notare a livello orario, settimanale e mensile. La curva che descrive i prezzi medi orari ha cambiato molto l'andamento negli ultimi anni. La crescita della capacità installata fotovoltaica ha aiutato ad appiattire la curva dei prezzi nelle ore mediane del giorno, e ora i prezzi più alti si possono riscontrare nelle ore serali, dalle 19 alle 21. È possibile modellare la stagionalità oraria come nel grafico seguente, dove è stata fatta una media del prezzo nella 24 ore del giorno per gli anni 2015-2016-2017-2018. L'andamento dei prezzi nei vari anni segue curve parallele, con due picchi, uno verso le 9 perché la domanda è abbondante e la produzione rinnovabile (soprattutto solare) è bassa, i prezzi poi tendono a scendere per poi alzarsi nuovamente nelle ore serali.

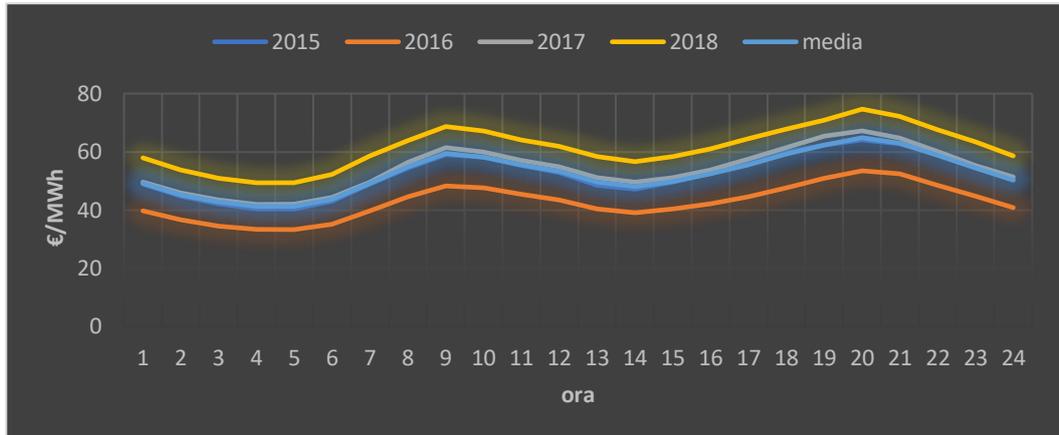


Grafico 15. Stagionalità oraria del prezzo dell'energia elettrica Italia(PUN),2015/2018. Elaborazione su dati GME.

È possibile inoltre notare una stagionalità a livello giornaliero: i prezzi infatti sono più alti durante i giorni lavorativi, in particolare dal lunedì al venerdì per poi abbassarsi sensibilmente durante il weekend, con prezzi più bassi de 10-15% il sabato e la domenica in seguito alla chiusura, in alcuni casi parziali, delle attività industriali e commerciali. L'impronta più importante all'andamento dei prezzi è data dalla stagione di riferimento: i prezzi sono più alti in inverno, per l'aumento nei prezzi del gas e soprattutto in estate (per l'abbondante utilizzo dei condizionatori) mentre tendono ad essere più moderati in autunno e in primavera, caratterizzati da prezzi del gas più bassi e una domanda più debole.



Grafico 16. Andamento del prezzo mensile PUN, 2015/2019. Elaborazione su dati GME.

I prezzi risultano sempre sensibilmente più alti in estate e in inverno; la prevalenza nei prezzi di una stagione piuttosto che un'altra dipende molto dall'andamento nei prezzi del gas e dalla temperatura media registrata durante l'anno. Durante gli anni caratterizzati da un caldo

intenso, i picchi nei prezzi si concentrano nei soprattutto in estate. Per questo, spesso i modelli che cercano di catturare i movimenti nei prezzi dell'energia elettrica, utilizzano come variabile aggiuntiva, la temperatura per modellare la stagionalità e la produzione fotovoltaica.

5.4 Il metodo della mean reverting

L'evidenza qualitativa nei prezzi dell'elettricità è che nonostante i prezzi siano estremamente volatili, nel medio lungo periodo il valore medio tende a tornare a valori stabili. L'idea è che nonostante i prezzi soffrano di variazioni dovuti alla stagionalità dei prezzi dei combustibili e di picchi della domanda, un picco positivo o negativo nel prezzo tende ad essere compensato da un salto di segno opposto che riporta il prezzo verso la media di lungo periodo. Nel caso in cui si parli di una merce come in questo caso e non di un asset finanziario puro, il prezzo medio nel lungo periodo tende a coincidere con il costo marginale di produzione di quel bene. Il processo più comune di mean reverting è quello di Ornstein-Uhlenbeck. Per modellare il prezzo di una commodity il modello più semplice, in un mondo risk-neutral è

$$\frac{dM}{M} = \mu(t)dt + \sigma dW$$

Dove dW è un processo di Wiener, μ è il rendimento atteso e σ è la volatilità del bene. Il processo di Ornstein-Uhlenbeck è il seguente: $dM = \lambda(\mu - M)dt + \sigma dW$, nel quale μ è il livello di prezzo di lungo periodo della variabile M e λ è la velocità con la quale la variabile M converge verso μ . Passando dal differenziale al discreto, si procede come segue :

$$M(t) - M(t - 1) = \lambda[\mu - M(t - 1)]\Delta t + \sigma \varepsilon \Delta t$$

Per la stima dei parametri con il metodo dei minimi quadrati, si pone $a = \lambda\mu\Delta t$, $b = \lambda\Delta t$ e $\mu(t) = \sigma\varepsilon\sqrt{\Delta t}$, e si stima :

$$M(t) - M(t - 1) = a + bM(t - 1) + \mu(t).$$

Ottenuti i parametri tramite la regressione, si può ricavare

$$\lambda = \frac{b}{\Delta t}, \mu = \frac{a}{b} \text{ e } \sigma = \text{scartoquadratico medio} \left[\frac{\mu(t)}{\sqrt{\Delta t}} \right].$$

Una volta stimati i parametri si possono utilizzare per costruire simulazioni Monte Carlo. Con il metodo di Ornstein-Uhlenbeck sono stati stimati i valori dei parametri O-U per vedere se effettivamente i prezzi si comportano nella maniera descritta, per i prezzi all'ingrosso in Italia, Germania, Francia e Nord Pool.

Paese	Media	μ	λ	σ
Italia	52,52786	52,52645	-0,15219	6,45729
Germania	38,6637	38,62864	-0,27383	8,98964
Francia	43,976	44,6112	-0,31074	14,771
Nord Pool	34,04608	33,92113	-0,03619	3,880651

Tab.1 Parametri Ornstein-Uhlenbeck per i mercati spot dei paesi elencati.

I parametri sono ricavati dai prezzi giornalieri dei diversi mercati, nel periodo 2015-2019, tramite una regressione con il metodo dei minimi quadrati, regredendo la differenza di prezzo $P(t)-P(t-1)$ sul prezzo $P(t-1)$. Come si può notare, la media di lungo periodo μ tende a quella effettiva per tutte e quattro i mercati. La velocità di ritorno alla media è più alta tra tutti per il mercato francese. Ciò può essere facilmente spiegato dal fatto che il mercato francese è quello che soffre meno di variazioni di prezzo dei carburanti e di produzione rinnovabile fra tutti, essendo la produzione molto sbilanciata sul nucleare che ha un costo molto stabile nel tempo. Tuttavia, tutti i modelli hanno una bontà di adattamento piuttosto bassa, con R^2 compreso per tutti i mercati tra 0,05 e 0,25, soprattutto per la presenza di stagionalità nei prezzi che tende a sfuggire dal modello. In seguito, sono riportati a titolo di esempio alcune simulazioni effettuate con il Metodo Montecarlo, utilizzando i parametri sopra citati, per i principali mercati europei.



Grafico 17. Simulazione Monte Carlo processo di main reverting Ornstein-Uhlenbeck Italia . Parametri calcolati sul mercato del Giorno prima italiano.



Grafico 18. Simulazione Monte Carlo processo di main reverting Ornstein-Uhlenbeck Germania . Parametri calcolati sul mercato del giorno prima tedesco

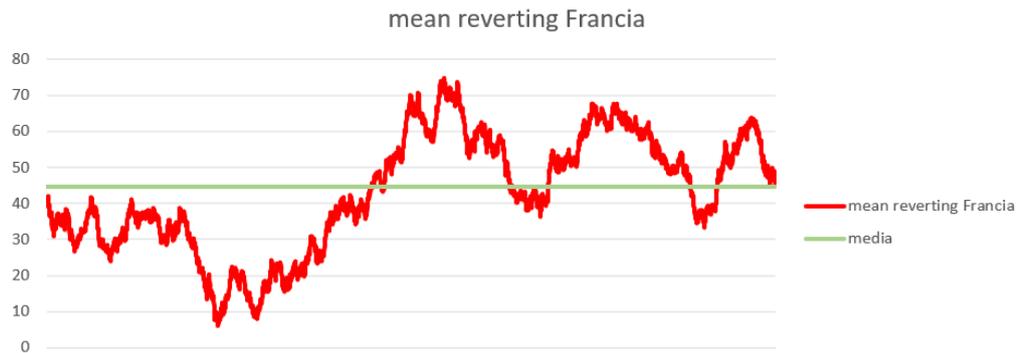


Grafico 19. Simulazione Monte Carlo processo di main reverting Ornstein-Uhlenbeck Francia . Parametri calcolati sul mercato del giorno prima francese.

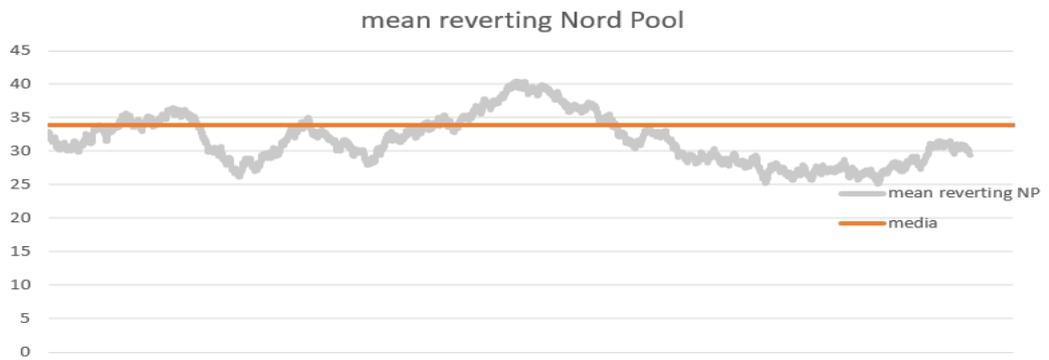


Grafico 20. Simulazione Monte Carlo processo di main reverting Ornstein-Uhlenbeck nord Pool . Parametri calcolati sul mercato del giorno prima Nord Pool.

Capitolo 6

Modello strutturale per il prezzo spot dell'energia elettrica

Una volta noti i fattori che influenzano maggiormente il prezzo è possibile utilizzare le informazioni sugli economics con la quale è possibile modellare i prezzi dell'elettricità secondo una reazione di causa effetto. L'idea di fondo, quindi è cercare di utilizzare la conoscenza sui fondamentali che maggiormente influenzano il prezzo per cercare di spiegare il più possibile il prezzo spot. Una volta definita la domanda, prevedibile nel breve medio periodo e modellabile tramite la stagionalità, utilizzando la temperatura resta da modellare l'offerta. Considerando quella che per i produttori è la voce di maggior rilievo, è possibile modellare il costo di generazione e quindi i costi del produttore tramite il prezzo del combustibile per alimentare la centrale. In Italia il combustibile più utilizzato è il gas naturale. Inoltre, la tecnologia che risulta spesso marginale è quella dove viene utilizzato il gas come combustibile (CCGT). Per capire se effettivamente il prezzo è maggiormente influenzato dalle variabili sopra citate, è possibile regredire il prezzo dell'elettricità sulle variabili sopra citate.

6.1 I dati analizzati e l'approccio

In particolare, sono state utilizzate le seguenti:

- volume giornaliero, espresso in MWh scambiato sul Mercato del giorno prima
- prezzo giornaliero del gas, espresso in €/MWh scambiato sul mercato spot del gas organizzato dal GME
- condizioni ambientali, modellati nel seguente modo: partendo dalle informazioni storiche della Temperatura media registrata a Milano $((T_{max}+T_{min})/2)$, per gestire in maniera parallela il caldo e il freddo, sono stati calcolati i coefficienti di caldo e freddo come segue.

Coefficiente di freddo= $\text{MAX}(0; 16 \text{ C}^\circ - T_{\text{media}})$

Coefficiente di caldo= $\text{MAX}(0; T_{\text{media}} - 16 \text{ C}^\circ)$

In questo modo se il coefficiente che modella il caldo è uguale a zero, quello che modella il freddo è diverso da zero, ma entrambi non possono essere diversi da zero allo stesso momento.

- mix di produzione: sono stati utilizzati i dati forniti da Terna sulla produzione elettrica italiana a livello orario e sono stati trasformati in dati giornalieri. La produzione e le diverse fonti sono state divise nella seguente maniera: Produzione termoelettrica, eolica, fotovoltaica e idroelettrica per vedere il diverso impatto delle fonti sul prezzo.
- il PUN nazionale modellato per trasformarlo da prezzo orario a prezzo giornaliero, tramite la media aritmetica semplice.

Tutti i dati si riferiscono al periodo che va dal 01/01/2017 al 31/12/2019.

Regredendo le seguenti variabili sul PUN si può notare come la bontà di adattamento sia molto alta. La retta di regressione è la seguente:

6.2 Il modello e i risultati ottenuti

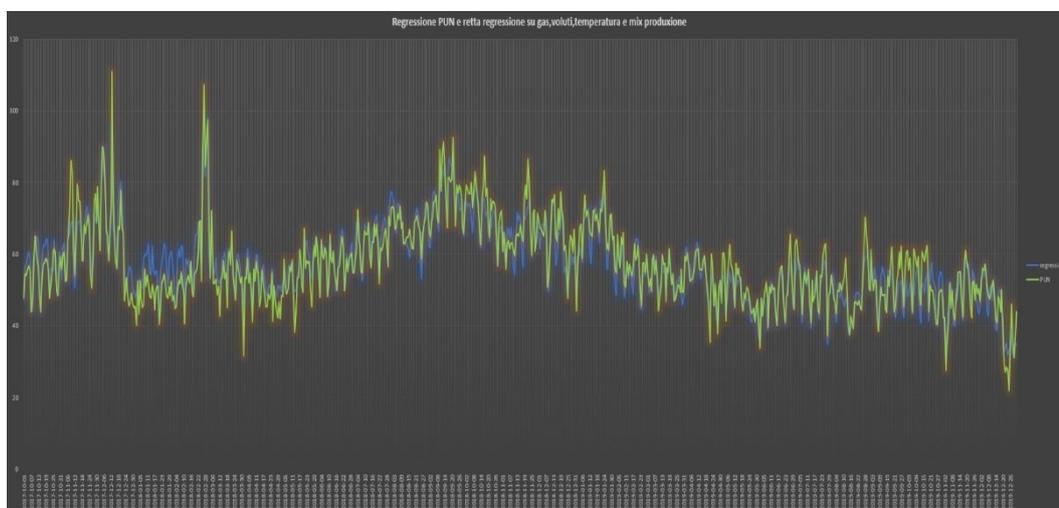


Grafico 21. Modello strutturale per il prezzo dell'elettricità in Italia. In verde l'andamento reale del PUN dal 01/01/2017 al 31/12/2019, mentre in blu la simulazione utilizzando la regressione.

Statistica della regressione

R multiplo	0,911605461
R al quadrato	0,831024516
R al quadrato corretto	0,829361781
Errore standard	4,682833638
Osservazioni	822

I risultati ottenuti con questo semplice modello di regressione sono buoni, tuttavia, il limite principale di questo modello è che i risultati sono ottenibili solo ex-post. Per utilizzare questo modello per la previsione di prezzi spot nel breve periodo, si dovrebbe avere la possibilità di stimare e quindi di fare previsioni sulla disponibilità degli impianti, sul prezzo dei combustibili e sulle condizioni atmosferiche. Tuttavia, nel breve periodo la domanda è prevedibile, così come a costi accessibili sono disponibili previsioni atmosferiche molto dettagliate, che possono essere facilmente utilizzate per prevedere la disponibilità

rinnovabile. Il problema principale di questo modello resta quello di modellare i picchi, che tramite la regressione vengono gestiti dal prezzo del gas: un picco nel prezzo del gas si riflette istantaneamente in un picco nel prezzo dell'elettricità. Tuttavia, anche i picchi di prezzo nel mercato del gas non sono facilmente prevedibili, perché dovuti principalmente a guasti nel sistema di conduzione e a situazione geopolitiche instabili non prevedibili. Gli operatori possono tuttavia mitigare il rischio di prezzo tramite l'utilizzo di strumenti di copertura come i forward(OTC) e i future(sulle borse regolamentate) o strumenti che permettono una maggiore flessibilità come le opzioni. A titolo di esempio viene riportato un modello previsionale che utilizza le previsioni atmosferiche per stimare i prezzi nel breve periodo.

I volumi, nel breve medio termine sono prevedibile e poco variabili, così come le condizioni ambientali, tramite strumenti di previsioni sempre più potenti e precisi sono in grado di dare osservazioni di base importante per gli operatori che possono così prevedere il prezzo futuro. Gli operatori più importanti sulla borsa elettrica utilizzano software per prevedere il prezzo del giorno dopo dell'energia, tramite machine learning e utilizzo di serie storiche per prevedere la produzione rinnovabili di impianti eolici, solari e idroelettrici. Lo stesso può essere fatto anche tramite importanti indicazioni che possono essere tratte anche dal prezzo a termine del gas, positivamente correlato con il prezzo a termine dell'energia.

Capitolo 7

Strategie di hedging nel mercato elettrico tramite contratti a termine

L'alta volatilità dei prezzi nel mercato elettrico, sommata alla difficoltà nel prevedere i prezzi futuri può portare grossi rischi per gli operatori di mercato e può portare all'alternanza di momenti di grandi profitti ad altri di perdite non sostenibili. Fortunatamente, le esperienze passate, come ad esempio la crisi energetica Californiana del 2000, hanno portato alla nascita di mercati a termine, nelle quali gli operatori possono coprire le loro posizioni. La tipologia di contratti maggiormente utilizzata per le strategie di hedging price sono i forward e i future. Un contratto forward è utilizzato per acquistare o vendere un'attività, ad un prezzo concordato, in una data futura. I contratti forward, solitamente sono negoziati OTC(over the counter) , cioè fuori borsa e tutte le condizioni sono stabilite dalle due controparti. Questo dà agli operatori grande flessibilità, rispetto a contratti standard scambiabili sulle borse regolamentate, ma dall'altro lato li espone al rischio che il non venga onorato. Dall'altro lato, ci sono i future, uguali ai contratti forward, ma con la differenza più importante che sono contratti standardizzati generalmente trattati in borsa. Il Gestore della borsa, così come avviene per i GME nella borsa elettrica, funge da controparte per entrambi gli operatori, che sono quindi coperti dal rischio e sono sicuri che alla scadenza il contratto verrà onorato. L'oggetto del contratto future può essere o una merce o un'attività finanziaria, ma a differenza di quanto riguarda i forward , il contratto solitamente impone il deposito di una somma in garanzia, al fine di rendere minimo il rischio di controparte. Al di là delle differenze che si possono notare a livello tecnico, supponiamo che il prezzo di equilibrio di un forward e di un future, avente lo stesso sottostante e la scadenza caratteristica sia lo stesso. Nei contratti a termini, chi ha l'obbligo di acquistare a termine assume una posizione lunga, mentre la controparte, obbligato a vendere, assume una posizione corta. Nei mercati finanziari i contratti a termini vengono

sottoscritti con l'obiettivo principale della condivisione del rischio con la controparte. Quindi, i produttori di energia assumono posizioni corte per fissare in anticipo il prezzo di vendite, mentre i grossisti/clienti finali assumono posizioni lunghe per evitare di dover subire costi eccessivi dovuti a picchi di prezzo. Nel primo caso, l'attività viene detta short hedge (copertura corta), ovvero quando si possiede una attività che si vuole vendere in futuro. Nel secondo caso la strategia viene detta long hedge (copertura lunga) ovvero quando si intende comprare a termine l'attività.

7.1 Pricing di contratti a termine

Nel momento che due controparti stipulano un contratto future o forward, non avviene nessuno scambio di denaro. I flussi di cassa avvengono tutti alla scadenza. Nel momento in cui viene stipulato un contratto future, al tempo t , il valore del contratto è nullo perché il prezzo di scambio a termine K (prezzo strike) è uguale al prezzo forward $(F_{t,T})$. Questo prezzo, quindi rappresenta sia il prezzo unitario futuro del bene acquistato, che il prezzo che riflette le due controparti si aspettano di vedere a termine. Al giorno $t+1$, lo strike price K rimarrà uguale, mentre il prezzo forward oscillerà in base alle aspettative degli operatori sulle attività sottostanti. Quindi lo stesso contratto, con il passare del tempo potrà assumere valore positivo o negativo, in base ai nuovi prezzi future. Prima di cercare di stabilire una relazione che legghi il prezzo spot con quello future, è bene distinguere tra contratti a termini scritti su due tipologie di attività sulle quali è possibile scrivere un contratto a termine:

1. Beni di investimento. Sono attività utilizzate ai fini di investimento. Rientrano in questa classe, le azioni, gli indici azionari, le obbligazioni...
2. Beni di consumo. Sono attività che sono negoziate con la principale finalità operativa. In questa classe rientrano ad esempio il petrolio, il rame, il gas naturale e altri beni di consumo utilizzati per scopi operativi.

I prezzi a termine delle attività di investimento sono i più facili da spiegare, utilizzando la teoria dell'arbitraggio. Si supponga che il mercato finanziario goda delle seguenti caratteristiche:

- assenza di costi di transazioni
- tassazione nulla o uguale per tutti gli operatori
- esiste un tasso di interesse i , detto tasso risk free a cui tutti gli operatori possono indebitarsi o investire
- tutti gli operatori hanno la possibilità di sfruttare opportunità di arbitraggio non appena si manifestano.

È bene ricordare come qui, l'arbitraggio è quella strategia per la quale è possibile ottenere profitti certi, senza sostenere rischi ed autofinanziandosi. Sia S_t il prezzo spot dell'attività sottostante al tempo t , sia i il tasso risk-free al quale tutti gli operatori possono indebitarsi, e $\Delta t = (T - t)$. Il prezzo a termine di equilibrio $F_{(t,T)}$ concordato in t con scadenza T è:

$$F_{(t,T)} = S_t e^{i(\Delta t)}$$

Questa semplice relazione è ricavata appunto dalla teoria del non arbitraggio. Infatti, se

- $F_{(t,T)} > S_t e^{i(\Delta t)}$, l'arbitraggista potrebbe indebitarsi al tempo t per una somma pari a S_t al tasso risk free comprare l'attività sul mercato spot, andare corto sul forward ed ottenere un profitto certo pari a $F_{(t,T)} - S_t e^{i(\Delta t)}$. Infatti a termine incasserà il prezzo forward col quale chiuderà il debito ed otterrà un profitto certo.
- $F_{(t,T)} < S_t e^{i(\Delta t)}$, l'arbitraggista potrebbe vendere l'attività allo scoperto al tempo t , incassando S_t , allo stesso tempo andare lungo sul forward ed investire il capitale incassato con la vendita allo scoperto al tasso risk-free ed ottenere un profitto certo pari a $S_t e^{i(\Delta t)} - F_{(t,T)}$.

Ovviamente l'essenza fondamentale dell'arbitraggio è la possibilità di vendere allo scoperto. Con la vendita allo scoperto (short selling), si vendono titoli che non si hanno ma che si prendono a prestito da un broker, con l'impegno di riacquistarli entro un certo lasso di tempo. Lo short selling non è disponibile per tutte le attività, e in alcuni casi come durante le crisi finanziarie come ad esempio l'ultima nel 2020, la vendita allo scoperto viene vietata per evitare cadute eccessive dei prezzi e ridurre le speculazioni al ribasso. In un mercato con

informazione efficiente e disponibile a tutti gli operatori, tutti gli investitori cercherebbero di approfittare delle opportunità, portando così il prezzo forward ad aggiustarsi automaticamente secondo la relazione sopra indicata. Le cose si fanno più complicate se si pensa ai beni di consumo dove si deve considerare prima di tutto il costo di immagazzinamento e di conservazione del bene fino alla scadenza. A questo punto il prezzo di equilibrio a scadenza, utilizzando sempre la teoria del non arbitraggio sarà:

- $-F_{(t,T)} = (S_t + M)e^{i(\Delta t)}$ nel caso in cui i costi di magazzino M vengano considerati come costi fissi

Oppure,

- $-F_{(t,T)} = S_t e^{(i+m)(\Delta t)}$ nel caso in cui i costi di magazzino m siano proporzionali al costo del sottostante.

Le considerazioni fatte per i beni di investimento valgono anche qui: infatti se il prezzo a termine è maggiore del prezzo di equilibrio conviene acquistare spot, sostenere i costi di magazzino e vendere a termine, mentre se il prezzo a termine è minore del prezzo di equilibrio conviene vendere allo scoperto sul mercato spot e comprare a termine. Questo vale soprattutto per quei beni che possono essere visti sia come beni di investimento che come beni di consumo, come il petrolio o i metalli preziosi. Alcuni beni di consumo però possono essere usati prevalentemente come beni di consumo o per il processo produttivo. In questo caso chi detiene la merce, non intende effettuare arbitraggi e sostituirla con contratti a termine soprattutto perché non è detto che l'operatore in questione riesca a trovare sul mercato contratti per la merce a termine nel momento esatto in cui ne ha bisogno. In questo caso se $F_{(t,T)} > (S_t + M)e^{i(\Delta t)}$ l'arbitraggio può funzionare, l'operatore acquista spot, sopporta i costi di magazzino e allo stesso tempo vende sul mercato a termine. Nel caso in cui invece $F_{(t,T)} < (S_t + M)e^{i(\Delta t)}$, l'arbitraggio funzionerebbe vendendo la merce spot allo scoperto e acquistandola a termine. Come spiegato in precedenza questa situazione verrebbe percepita con sfavore dagli operatori che hanno effettivamente bisogno della merce e in questo caso lo squilibrio tra i prezzi potrebbe persistere per molto tempo. Questo aspetto introduce il fatto non secondario che chi possiede il

bene al tempo t ha un'utilità maggiore di chi invece ha acquistato il bene a termine: infatti, la disponibilità di quel bene gli concede la sicurezza operativa e la disponibilità in caso di scarsità futura di quel bene. È possibile esprimere tale vantaggio tramite il convenience yield (tasso di convenienza), c_y . Il concetto di convenience yield è stato introdotto da due economisti, Kaldor e Working (Kaldor, 1940) mentre studiavano the theory of storage. In questo contesto appunto, c_y rappresenta il beneficio del possesso al netto del costo di magazzino. Brennan e Schwartz (1985) incorporano il convenience yield nella valutazione di derivati, in particolare nella relazione tra prezzi spot e future. A questo punto la relazione di equilibrio tra il prezzo a termine e il prezzo spot può essere riscritta come

- $F_{(t,T)} = (S_t + M)e^{(i-c_y)(\Delta t)}$

Oppure,

- $F_{(t,T)} = S_t e^{(i+m-c_y)(\Delta t)}$ nel caso in cui di magazzino vengano scritti nell'uno piuttosto che nell'altra maniera.

Quest'ultima relazione può essere utilizzata per spiegare gran parte dei prezzi a termini sui mercati commodities. Anche in questo caso tuttavia l'energia elettrica fa un'eccezione: l'impossibilità 1 di immagazzinarla e 2 di venderla allo scoperto rendono la strategia di arbitraggio sopra descritta non utilizzabile per il mercato elettrico.

7.2 No arbitrage pricing model

L'impossibilità di immagazzinare, rende difficile pensare che gli arbitraggisti possano utilizzare le strategie sopra descritte per sfruttare squilibri di prezzo. Prima di tutto, un arbitraggista non potrebbe acquistare spot per vendere a termine e non potrebbe neanche vendere allo scoperto. In secondo luogo, anche il tasso di convenienza assume un significato ambiguo, siccome non si può valutare il valore, psicologico o economico che gli operatori danno alla riserva di energia piuttosto che ad un contratto a termine, appunto per l'impossibilità tecnica di farla. Alcuni studi passati si sono chiesti se tale modello potesse essere utilizzato per spiegare i prezzi a termine di quei

mercati a termini che utilizzano come principale fonte di produzione l'idroelettrico. Se è vero, infatti che l'energia elettrica non è cumulabile, lo è l'acqua, soprattutto per gli impianti a bacino, a serbatoio o a pompaggio. Tuttavia, anche in questo caso le metodologie proposte non sono riuscite a modellare adeguatamente i prezzi forward.

7.3 Conseguenze dell'impossibilità di immagazzinare energia elettrica

L'impossibilità di immagazzinare l'energia elettrica rende i contratti elettrici a termine particolari anche per il periodo di consegna. Come già ricordato, il contratto (forward o future) deve specificare il sottostante, lo strike price e la data di consegna. Tuttavia, l'energia elettrica deve essere acquistata ora per ora, giorno per giorno per essere consumata nel momento stesso in cui viene consegnata, quindi se un'impresa volesse disporre di una certa quantità di energia in futuro non potrebbe comprarla tutta in un istante per poi utilizzarla via via quando gli serve. I derivati elettrici, quindi prevedono un periodo di consegna che inizia in T (T_i) e finisce in T_f . Per il mercato italiano, sono quotati strumenti con periodo di consegna pari ad un mese, ad un trimestre o ad un anno. I contratti possono poi prevedere la consegna fisica dell'elettricità o il risarcimento per contante, pari alla differenza tra il prezzo spot che si registra sul mercato del giorno prima (PUN) e lo strike concordato. Inoltre, possono prevedere la copertura in tutte le 24 ore (baseload) o solo per le ore di picco (peackload) , quindi dalle 9 alle 21. In tale contesto, possiamo quindi distinguere la figura dell'operatore di mercato, e quella del trader. Quindi i contratti a termine prevedono lo spacchettamento del contratto ora per ora, per tutti i giorni di consegna. Ad esempio, i contratti baseload prevedono che lo scambio fisico o in contante avvenga:

- 744 volte per i contratti mensili ($24*31$)
- 2160 volte per i contratti trimestrali ($24*90$)
- 8760 volte per i contratti annuali ($24*365$)

Quindi, nel caso di un contratto a termine, si deve calcolare quello che è il valore medio atteso nel periodo di consegna, e nel caso in cui il contratto, così come avviene nella maggior parte dei contratti, prevedono quantità di sottostanti uguali per tutti i periodi, il prezzo strike può essere riscritto come

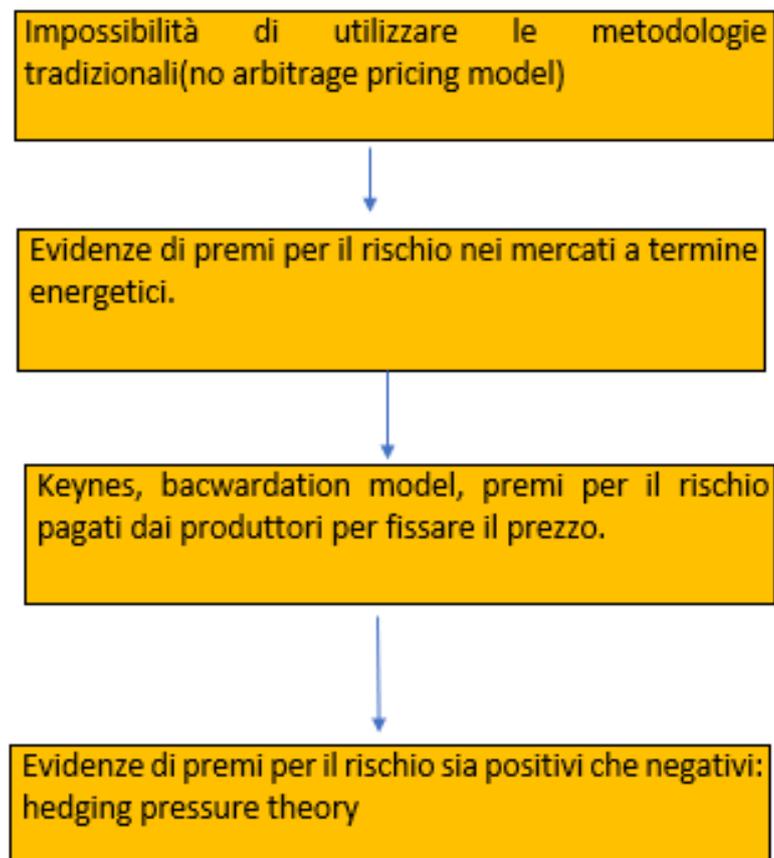
$$F_{t,Ti,Tf} = E\left[\sum_{g=i}^f \sum_{h=1}^{24} S_{t,h,g}\right] \frac{1}{24 * (Tf - Ti)}$$

Dove h rappresenta l'ora e g il giorno, compreso tra la data di consegna T_i e la data di scadenza T_f . Quindi gli operatori dovranno concentrarsi sul cercare di prevedere il prezzo medio che si risconterà sul mercato e non prevedere il prezzo ora per ora. Questo rende teoricamente il risultato più semplice. Tuttavia, data l'impossibilità di utilizzare le metodologie di pricing tradizionali si dovrà ricorrere ad altri metodo per cercare di spiegare questa relazione.

7.4 Equilibrium fundamentals e premi per il rischio

Nel 1930, Jhon Maynard Keynes con la sua teoria detta "normal backwardation" (Treatise on Money, capitolo 29,1930) si concentrò sul rischio finanziario sul mercato agricolo, e appunto sul fatto che i mercati a termini esistessero per facilitare la copertura di prezzo. Nella sua visione i prezzi a termini non sono stimatori del prezzo spot futuro. Secondo lui, i produttori sono più propensi a pagare un premio per liberarsi dal rischio di prezzo, a differenza dei consumatori che non agiscono nello stesso modo. Quindi nella sua visione, è normale vedere prezzi spot maggiori dei prezzi a termine, perché i prezzi future rispecchiano un premio pagato dai produttori ai consumatori, sottoforma di sconto, per avere un incasso certo. Questa condizione viene chiamata appunto backwardation e si avvera nel momento in cui i prezzi future sono minori delle aspettative sui prezzi spot a scadenza, e può essere utilizzata per spiegare premi di rischio negativo. La condizione opposta, quella nella quale i prezzi future sono maggiori dei prezzi spot attesi viene detta contango. Nel mercato elettrico, le evidenze empiriche sono di premi per il rischio tanto positive che negative, per cui anche i consumatori/grossisti di energia elettrica

sono disposti a pagare un premio per fissare il prezzo ed evitare di rischiare rialzi eccessivi nel prezzo. Questo aspetto è spiegato da un richiamo della teoria di Keynes, detta hedging pressure theory (Hirshleifer, 1990). Il concetto fondamentale di questa teoria è che lo strike price può essere scritto come la somma delle aspettative sui prezzi spot future più un premio per il rischio, positivo o negativo.



Prima di tutto, occorre dare la definizione di premio per il rischio. Il premio per il rischio si può dividere in premio ex-ante e premio ex-post. Il premio per il rischio ex-ante, si può definire come la differenza tra il prezzo strike e le aspettative future sul prezzo spot, entrambe fissate al tempo t . Ovviamente, le aspettative future sul prezzo a termine sono difficilmente calcolabili, per cui si può definire il premio per il rischio ex-post

$$PR(Tf) = F_{t,Ti,Tf} - [S_{Ti,Tf}](Tf),$$

nel quale tutti gli elementi di questa equazione sono definiti una volta che si sono determinati: il prezzo future per il periodo (T_i , T_f) è già osservabile al tempo t , mentre il prezzo spot nel periodo ($T_f - T_i$) sarà osservabile al tempo T_f .



Grafico 22. Premi per il rischio, per future mensili italiani, con posizione corta . I dati si riferiscono a future contrattati sull' EEX e a prezzi registrati sul MGP organizzato dal GME.

Il grafico mostra i premi per il rischio di futures mensili sull'energia quotati sull'EEX (European energy Exchange). Nonostante l'obiettivo iniziale, fosse quello di studiare, tra le altre cose se esistesse una relazione tra premio e scadenza, l'indisponibilità di dati rende possibile solo una parte del lavoro inizialmente pensato. I dati storici sui future mensili, sono stati resi disponibili sotto la concessione di Montel EQ gratuitamente; si tratta di pacchetti di dati che in realtà hanno un costo non indifferente ma che sono stati gentilmente concessi ai fini della tesi. I dati storici sui future riguardano lo strike su future mensili, da aprile 2014, fino a novembre 2020. Purtroppo per scadenze diverse (trimestrali, annuali) non sono disponibili dati, perché l'idea era quella di fare una tesi con i dati disponibili gratuitamente, sfruttando quindi la trasparenza nel mercato. Altri dati, erano disponibili sul mercato elettrico a termine gestito dal GME, ma gli scambi su quel mercato sono molto rari, per cui potevano risultare poco significativi. L'EEX è una borsa terza, su cui sono disponibili diversi strumenti derivati sull'energia elettrica (e non solo, gas naturale ad esempio) come future e opzioni.

Come si può notare, l'evidenza è di premi per il rischio tanto positivi quanto negativi. Il premio è calcolato come segue:

$$PR(Tf) = F_{t,Ti,Tf} - E\left[\sum_{g=i}^f \sum_{h=1}^{24} S_{t,h,g}\right] \frac{1}{24 * (Tf - Ti)}$$

ovvero la differenza tra il prezzo a termine mensile e la media oraria mensile di quel mese.

Per spiegare il perché premi per il rischio positivi, si alternano a premi per il rischio negativi, prendiamo a modello Bessembinder che nel 2002 pubblicò sul journal of finance "Equilibrium pricing and optimal hedging in electricity forward markets". L'idea del modello è la seguente: quando la domanda prevista è bassa, e la sua volatilità è modesta il desiderio di coprire i ricavi porta una tendenza al ribasso nei prezzi a termine; al contrario, quando la domanda è alta o comunque si avvicina alla capacità produttiva, la distribuzione dei prezzi spot è asimmetrica positivamente. Quindi i consumatori, che hanno posizione lunghe sui forward, rischiano di perdere grosse somme nel caso in cui si verificano picchi di prezzo, quindi i prezzi a termini si alzeranno per compensare l'asimmetria nella distribuzione del prezzo spot. Quindi per farla breve, secondo il loro approccio, il premio per il rischio (per i produttori) è positivo nei mesi dove la domanda è alta e il prezzo rischia di subire Jump positivi, mentre nel caso contrario il premio per il rischio è negativo perché i produttori pagano uno sconto ai consumatori per fissare in anticipo il prezzo a termine e per evitare di subire cadute improvvise nel prezzo spot (Kolb,1992). In Italia la domanda è più alta in estate e in inverno. Le abitudini sociali spingono il prezzo più in alto in estate. In Italia infatti, per il riscaldamento viene prevalentemente utilizzato il gas, mentre in estate si registra un'elevata domanda di energia elettrica per l'utilizzo diffuso dei condizionatori.

7.5 Prezzo spot vs future. Modello per il prezzo forward

Prima di valutare la possibilità di trovare una relazione che lega il prezzo spot con il prezzo a termine è bene notare una cosa: i prezzi spot sono estremamente più volatili dei prezzi future. Ovviamente questa è una diretta conseguenza del fatto che i prezzi spot variano di ora in ora, mentre i prezzi a termine riguardano la consegna continua di energia per almeno un mese, se non per intervalli più lunghi. Questo è un primo ostacolo alla definizione di una relazione di equilibrio tra il prezzo spot e il prezzo future. Inoltre, l'introduzione al premio per il rischio inserisce un ulteriore problema: il prezzo future è realmente una previsione del prezzo a termine? Nella teoria, i future così come tutti i derivati finanziari, dipendono dalla natura stessa del sottostante, quindi il prezzo a termine deve dipendere dal prezzo spot del sottostante. Tuttavia, i prezzi a pronti (spot) risentono sicuramente della domanda e della stagionalità, ma il fattore determinante per spiegare l'andamento dei prezzi spot è sicuramente il prezzo spot del carburante.

Siccome in Italia, la tecnologia che risulta più frequentemente marginale, oltre ad essere storicamente la più utilizzata è il gas naturale, per modellizzare i prezzi spot è stato utilizzato il prezzo spot del gas, e come si è visto il modello si presta molto bene a spiegare l'andamento dei prezzi spot. In secondo luogo, siccome la domanda nel breve periodo è prevedibile (la domanda complessiva ad esempio del mese di gennaio 2019, sarà simile a quella di gennaio 2018, o comunque un aumento o una contrazione della domanda sarebbe prevedibile perché dipende sostanzialmente da fattori macroeconomici come l'aumento della produzione industriale), così come la stagionalità dettata dalle condizioni climatiche (nonostante negli ultimi anni si registrano temperature mediamente più elevate per il riscaldamento globale ecc..) da cosa dipendono le aspettative del prezzo a termine degli operatori? L'idea è la seguente: siccome i prezzi spot sono altamente volatili, e quindi difficilmente utilizzabili per fare delle previsioni sul prezzo a termine dell'elettricità gli operatori utilizzano i prezzi a termine del gas. Anche per il gas naturale esistono

oltre a mercati spot, i mercati a termine. Come nel caso dell'elettricità il GME organizza anche il mercato a termine. Tuttavia, tale mercato è poco liquido e le contrattazioni sono rare. Per questo, per verificare se realmente gli operatori utilizzano i contratti a termine sul gas per valutare e prezzare l'energia a termine, sono stati utilizzati contratti future con scadenza mensile, prezzati sempre sull'EEX, ampiamente più utilizzate. I contratti sono sul gas italiano PSV (piattaforma di scambio virtuale). Le contrattazioni sull'EEX sono disponibili tutti i giorni dal lunedì al venerdì. I dati sono stati quindi organizzati in maniera tale da valutare la variazione dei prezzi in maniera parallela. I contratti utilizzati sono contratti mensili, sul gas e sull'elettricità. Per valutare le conseguenze di un movimento di prezzo sul mercato del gas rispetto a quello , i dati sono stati organizzati su scadenze uguali, come segue:

Data contrattazione	Data consegna Power	Strike price power	Data contrattazione	Data consegna gas PVS	Strike price gas
01/11/2017 00:00	dic-17	61,5	01/11/2017 00:00	dic-17	20,516
02/11/2017 00:00	dic-17	60,55	02/11/2017 00:00	dic-17	20,503
03/11/2017 00:00	dic-17	59,87	03/11/2017 00:00	dic-17	20,151
06/11/2017 00:00	dic-17	61,23	06/11/2017 00:00	dic-17	20,813
07/11/2017 00:00	dic-17	62,08	07/11/2017 00:00	dic-17	21,135
08/11/2017 00:00	dic-17	64,05	08/11/2017 00:00	dic-17	21,257
09/11/2017 00:00	dic-17	64,33	09/11/2017 00:00	dic-17	21,321
10/11/2017 00:00	dic-17	63,63	10/11/2017 00:00	dic-17	21,626
13/11/2017 00:00	dic-17	64,75	13/11/2017 00:00	dic-17	21,771
14/11/2017 00:00	dic-17	62,98	14/11/2017 00:00	dic-17	21,168
15/11/2017 00:00	dic-17	61,5	15/11/2017 00:00	dic-17	20,942
16/11/2017 00:00	dic-17	61,39	16/11/2017 00:00	dic-17	21,093
17/11/2017 00:00	dic-17	59,67	17/11/2017 00:00	dic-17	20,79
20/11/2017 00:00	dic-17	61,14	20/11/2017 00:00	dic-17	21,298
21/11/2017 00:00	dic-17	61,62	21/11/2017 00:00	dic-17	21,626
22/11/2017 00:00	dic-17	62,78	22/11/2017 00:00	dic-17	21,463
23/11/2017 00:00	dic-17	63,46	23/11/2017 00:00	dic-17	21,907
24/11/2017 00:00	dic-17	63,5	24/11/2017 00:00	dic-17	22,334
27/11/2017 00:00	dic-17	63,83	27/11/2017 00:00	dic-17	22,663
28/11/2017 00:00	dic-17	63,06	28/11/2017 00:00	dic-17	22,369
29/11/2017 00:00	dic-17	63,71	29/11/2017 00:00	dic-17	22,4
01/12/2017 00:00	gen-18	66,58	01/12/2017 00:00	gen-18	22,843
04/12/2017 00:00	gen-18	68,05	04/12/2017 00:00	gen-18	23,414
05/12/2017 00:00	gen-18	67	05/12/2017 00:00	gen-18	23,504
06/12/2017 00:00	gen-18	66,5	06/12/2017 00:00	gen-18	23,457
07/12/2017 00:00	gen-18	65,9	07/12/2017 00:00	gen-18	23,504
08/12/2017 00:00	gen-18	66,05	08/12/2017 00:00	gen-18	20,879
11/12/2017 00:00	gen-18	65,2	11/12/2017 00:00	gen-18	23,153
12/12/2017 00:00	gen-18	66,95	12/12/2017 00:00	gen-18	24,893
13/12/2017 00:00	gen-18	65,66	13/12/2017 00:00	gen-18	22,643
14/12/2017 00:00	gen-18	64,84	14/12/2017 00:00	gen-18	22,674
15/12/2017 00:00	gen-18	66,22	15/12/2017 00:00	gen-18	23,274
18/12/2017 00:00	gen-18	65,31	18/12/2017 00:00	gen-18	22,627
19/12/2017 00:00	gen-18	64,55	19/12/2017 00:00	gen-18	22,525
20/12/2017 00:00	gen-18	64,99	20/12/2017 00:00	gen-18	22,479
21/12/2017 00:00	gen-18	64,82	21/12/2017 00:00	gen-18	22,285

Fig.21 , organizzazione dati per valutare il modello per il prezzo forward dell'energia elettrica. Riorganizzazione ed elaborazione su dati EEX.

La prima colonna si riferisce alla data di contrattazione dei contratti future mensili sull'energia elettrica, che come si può notare è la stessa in colonna 5. La seconda colonna riguarda il periodo di consegna dei contratti futures sull'energia elettrica, uguale a quella del gas PVS. La terza colonna riguarda lo strike price sull'energia elettrica, mentre la sesta lo strike sul gas naturale per la stessa scadenza. Regredendo i prezzi dell'energia su quelli del gas, tramite il metodo dei minimi quadrati, il risultato è il seguente:

R multiplo	0,839198
R al quadrato	0,704253
R al quadrato corretto	0,70367
Errore standard	4,830429
Osservazioni	509

La bontà di adattamento del modello è buona: viene spiegato circa il 70% del prezzo a termine dell'elettricità tramite il prezzo del gas. La retta di regressione è la seguente:

$$F_{t,T,power} = 24,159 + 1,68F_{t,T,gas}$$

Dove $F_{t,T,power}$ è il prezzo forward dell'energia negoziata in data t con periodo di consegna T e $F_{t,T,gas}$ è il prezzo dell'energia negoziata nella medesima data t con il medesimo periodo di consegna T. Utilizzando la retta di regressione si può valutare la differenza tra il prezzo empirico e quello teorico. I dati si riferiscono a contratti futures con scadenza da dicembre 2017 a dicembre 2019.

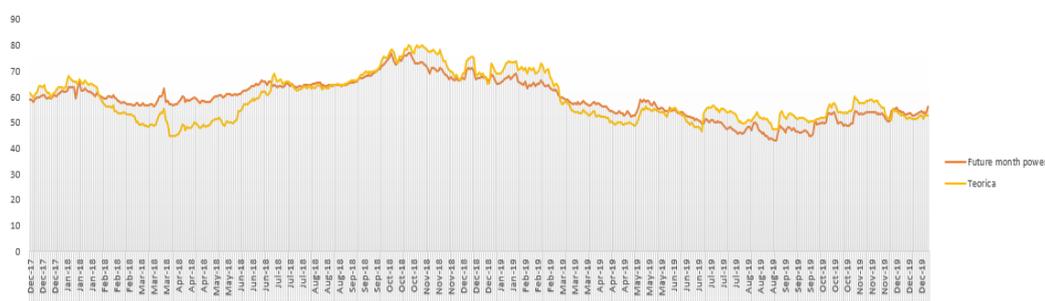


Grafico 23. In rosso l'andamento reale di prezzi (strike) su future mensili, mentre in giallo la simulazione utilizzando come variabile lo strike su contratti mensili per

la stessa data di scadenza nello stesso giorno di contrattazione. I dati si riferiscono a contratti scambiati sull'EEX da dicembre 2017 a dicembre 2019.

I risultati quindi dimostrano come le aspettative degli operatori sul prezzo a termine dell'elettricità in Italia si basano sull'andamento del prezzo a termine del gas. I risultati ottenuti sono importanti: il modello riesce a spiegare buona parte dell'andamento dei prezzi future in un mercato dove non si possono utilizzare le metodologie tradizionali di pricing dei derivati, tramite un modello relativamente semplice. Tuttavia, i prezzi forward non riescono a prevedere i prezzi nel modo a termine e i rendimenti di questi strumenti sono molto elevati e variabili, sia positivi che negativi. A dimostrazione, anche nel foglio illustrativo della borsa italiana tali strumenti sono classificati come "Rischio 7" in una scala di rischiosità che va da 1 a 7, appunto perché sono possibili a termine grandi perdite ma anche grandi profitti. A dimostrazione in figura l'andamento dei rendimenti dei forward corti mensili, calcolati come :

$$r_{t,T} = \frac{(F_{t,T} - S_t)}{F_{t,T}}$$



Grafico 24. Rendimento a scadenza per future mensili sull'energia italiana scambiati sull'EEX, con posizione corta sui future.

7.6 Strategia di copertura

Supponiamo ora di voler decidere la strategia ottima di copertura per un produttore di energia elettrica. L'ipotesi è che il produttore produca tutta la sua energia tramite un unico impianto a gas (per semplicità). Come abbiamo visto, per ridurre l'esposizione nei mercati del giorno prima, dove il prezzo dell'energia elettrica è molto volatile, i produttori

hanno la possibilità di entrare in contratti a termine per fissare il prezzo in anticipo. Tuttavia, pur riducendo l'esposizione nei prezzi, una posizione corta in un contratto a termine per la vendita di energia determina l'obbligo di consegna in quel determinato mercato. Questo può portare ad ulteriori perdite dovuto a fermi macchina non sempre prevedibili. In tal caso, per coprire la sua posizione aperta con il contratto a termine, il produttore ha l'obbligo di acquistare sul mercato spot, con possibile perdita nel caso di prezzi sfavorevoli. Chiamiamo questo rischio come rischio di disponibilità (Pineda, Conejo, Carrion, 2004).

Come abbiamo visto precedentemente, i prezzi spot del gas e dell'energia elettrica sono fortemente correlati. Lo stesso può essere visto sui prezzi a termine. Consideriamo due contratti a termine corti, sul gas e sull'energia elettrica. Nonostante, come abbiamo visto i prezzi a termine elettrici non hanno la caratteristica di prevedere i prezzi spot a termine, essi vengono spiegati molto bene dai prezzi a termine sul gas. Quindi, siccome la correlazione tra i prezzi spot elettrici e del gas è alta, così come è buona la correlazione tra i prezzi a termini elettrici e quelli del gas, ad un rendimento positivo di un contratto future sull'energia elettrica con scadenza in T contrattato in t ci si aspetta un rendimento dello stesso segno e di entità simile sul mercato del gas. La figura mostra l'evidenza appena descritta, graficamente.

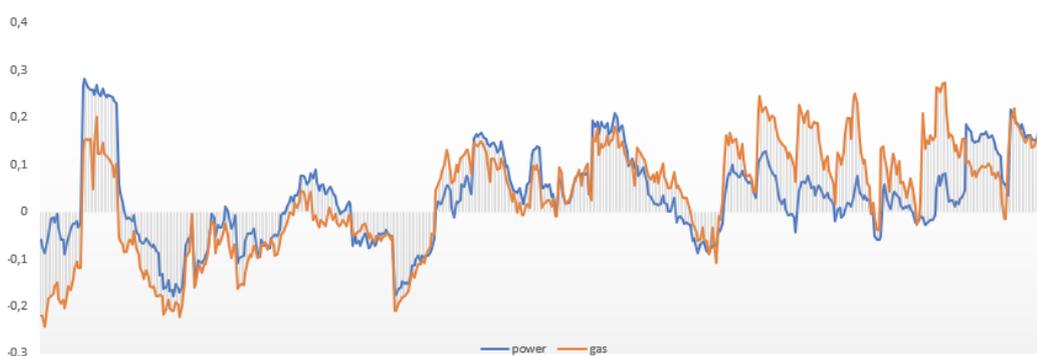


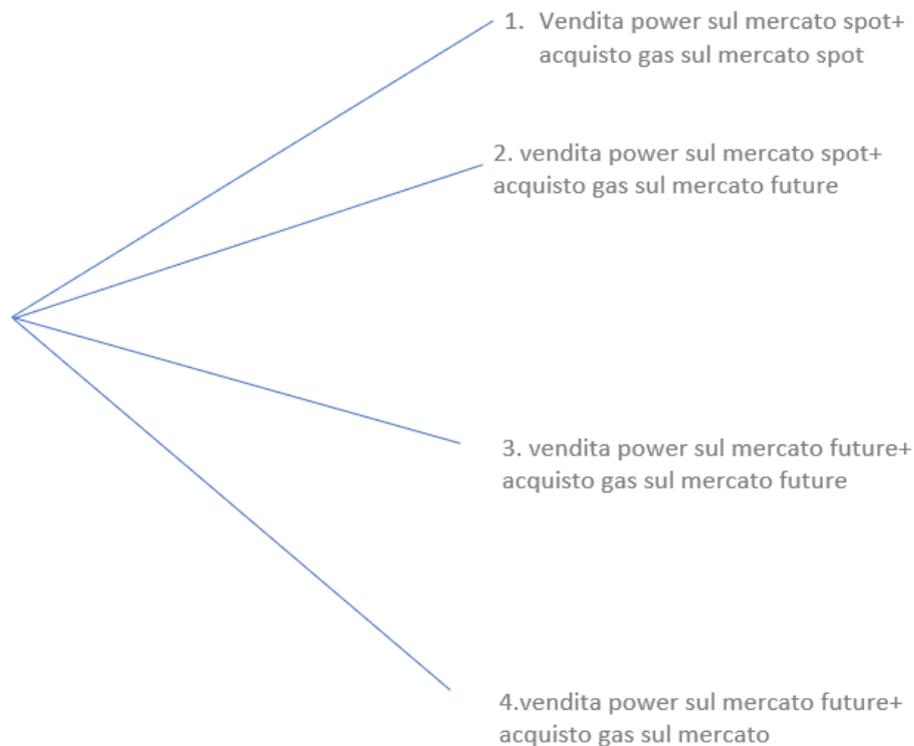
Grafico 25. Rendimento per future mensili scambiati sull'EEX, in blu dell'energia elettrica e in arancione per il gas. Entrambe le posizioni si riferiscono a posizioni corte (chi vende).

La correlazione tra i rendimenti dei due contratti a termine è

$$\rho_{Pg} = 0,76349$$

La correlazione tra i rendimenti si riferisce a posizioni dello stesso segno (corte) sui due mercati, con contratti negoziati alla stessa data, per la stessa scadenza. I contratti sono sempre future baseload month, dove il rendimento dei contratti è stato calcolato come prima ($r_{t,T} = \frac{(F_{t,T} - S_t)}{F_{t,T}}$).

L'idea di una strategia di hedging è quella di salvaguardare il profitto diminuendone nel tempo la varianza. Data l'ipotesi di un produttore con un unico impianto a gas, la sua strategia ha 4 possibili scenari:



Per valutare la strategia migliore, andremo a calcolare i payoff del produttore nei 4 scenari, e a valutare le performance in termini di valore medio e varianza dei movimenti di cassa. Le ipotesi sono le seguenti:

- il rendimento termodinamico dell'impianto è del 50%;
- il payoff del produttore è calcolato come : $\pi = P_{power} - 2 * P_{gas}$, poiché i prezzi del gas sono espressi in €/MWh
- per semplicità l'unico costo considerato per il produttore è quello del gas, tuttavia, se il produttore vende la sua energia sul mercato del giorno prima e il $\pi = P_{power} - 2 * P_{gas}$ è minore di 5, resta fuori dal mercato, perché nella realtà non avrebbe la possibilità di ripagare i suoi costi.
- l'impianto del produttore ha bisogno di interventi di manutenzione ordinaria una volta ogni due mesi (6 volte all'anno); se vende la sua energia sul mercato spot nei periodi di fermo impianto non vende, mentre se la vende tramite contratto a termine, è obbligato ad acquistare sul mercato spot, e a vendere sul mercato a termine.
- il tempo di fermo impianto per manutenzione è pari a 1 giorno.
- il fermo impianto è modellata tramite una funzione di distribuzione uniforme U(0,1)



Grafico 26. Simulazione flussi di cassa nei 4 casi sopra enunciati.

La deviazione standard dei flussi di cassa nelle 4 soluzioni sono:

1. energia spot+ gas spot = 7,060567
2. energia spot+ gas a termine=9,45337
3. energia a termine+ gas spot=12,00178
4. energia a termine+ gas a termine=6,87462

Le due soluzioni che risultano meno variabili sono quelle nelle quali le posizioni sono , o entrambe nel mercato spot o entrambe nel mercato a termine. Infatti, sfruttando la correlazione tra i prezzi spot e quelli fra i prezzi a termine, si può abbassare la varianza dei flussi, dove una posizione è lunga (si compra) e l'altra è corta(si vende).

7.7 Le opzioni sull'energia elettrica

Come abbiamo analizzato nei paragrafi precedenti, i contratti a termine (forward e future) danno la possibilità agli operatori di proteggersi dal rischio di volatilità del prezzo nel mercato spot. Il principale svantaggio dei contratti a termine è che la consegna è obbligatoria, e questo espone i produttori al rischio di indisponibilità degli impianti. Tuttavia, esistono strumenti per rendere più flessibile la posizione di un operatore: le opzioni. Le opzioni sono infatti contratti finanziari che danno la possibilità al compratore il diritto (e non l'obbligo) di acquistare o vendere un'attività ad un determinato prezzo in una data prefissata. Per questo, questi strumenti, disponibili nei mercati più maturi anche sull'energia elettrica danno più flessibilità agli operatori, siccome di fatto il titolare dell'opzione ha la possibilità di scegliere se esercitare l'opzione, in base alla disponibilità degli impianti e ai risultati del prezzo nel mercato spot. D'altro canto, mentre i contratti a termine non prevedono un costo, le opzioni hanno un costo per il compratore non rimborsabile. Questo costo può essere visto come il costo della flessibilità che l'opzione gli conferisce e viene chiamato prezzo dell'opzione . Le opzioni più utilizzate sono di due tipologie:

1. CALL= danno la possibilità all'acquirente della CALL di comprare una certa attività ad una certa attività ad un certo prezzo. La controparte, venditore delle opzioni, hanno l'obbligo di vendere l'attività al prezzo e alla data concordate se chi ha acquistato l'opzione la esercita. Nel caso di attività finanziarie come le azioni, colui che acquista un'opzione spera che il prezzo dell'opzione salga: nel caso in cui il prezzo dell'opzioni sia maggiore del prezzo concordato, detto Prezzo Strike , eserciterà l'opzione e otterrà un profitto pari alla differenza di prezzo. Nel caso di opzioni su commodities in generale ed in particolare se il prezzo dell'energia sul mercato è maggiore dello strike, colui che acquista l'opzione la eserciterà e il venditore sarà obbligato a venderla a quel determinato prezzo.
2. PUT= danno la possibilità a colui che l'acquista di vendere una certa attività ad una certa data ad un certo prezzo. La

controparte, anche in questo caso, sarà obbligato a comprare nel caso in cui l'acquirente della PUT eserciti l'opzione. Ovviamente colui che ha acquistato la PUT spera, o perlomeno si aspetta che il prezzo del sottostante scenda.

Per concludere il discorso iniziato prima, il prezzo concordato viene detto Strike Price (K) mentre la data Maturity Date. È necessario inoltre fare subito una prima distinzione tra le opzioni europee ed americane: le prime possono essere esercitate solo alla data di scadenza, le seconde in qualsiasi momento tra la data di scadenza e quella in cui è stata comprata, per questo le opzioni americane hanno un costo più alto di quelle europee. La metodologia tradizionale per valutare il prezzo di equilibrio di un'opzione è la formula di Black, Scholes e Merton. L'idea iniziale era quella di cercare un modello di pricing anche per questo tipo di strumenti, tuttavia l'indisponibilità dei dati non ha reso possibile il lavoro.

Capitolo 8

La tutela del credito e l'impatto del mercato a termine nel mercato all'ingrosso

8.1 La tutela del credito nel mercato energetico

L'apertura alla concorrenza nella attività di produzione ha introdotto nel mercato energetico il problema della tutela del credito. In particolare, l'accesso ad uno dei mercati energetici (in particolare qui si parla di mercati a termine, quindi tramite contratti bilaterali, OTC (forward) o tramite contratti future regolamentati e standardizzati) dipenderà dalla facilità con cui gli operatori potranno concludere gli scambi, ovvero al costo associato alla singola operazione. Più il costo legato all'operazione, più comunemente chiamato costo di transazione, è basso, più gli operatori si sentiranno liberi di scambiarsi il bene secondo le proprie necessità, e tanto più il mercato sarà liquido, ovvero chi vuole entrare in un contratto potrà facilmente trovare una controparte disponibile (Ricci,2014). Ovviamente, questo aspetto non è secondario: più il mercato è liquido, più il prezzo a cui le controparti si scambiano il bene sarà rappresentativo del bene stesso. In un mercato trasparente, ciò sarà fondamentale anche per gli operatori che dal prezzo ricevono segnali sull'evoluzione del mercato.

Il costo di transazione sarà quindi legato:

- Alla ricerca di una controparte
- Alla conclusione e stipulazione del contratto
- Alla gestione del contratto fino al momento della prestazione della controparte, con particolare attenzione al rischio di controparte

Nei mercati energetici più maturi, che hanno goduto del processo di liberazione da più tempo, il rapporto tra l'energia scambiata dagli

operatori nel mercato all'ingrosso e l'energia consegnata e consumata dai clienti finali, all'interno di un determinato arco di tempo è di circo a 20-25 (come ad esempio nel caso del Gas olandese e inglese ,rispettivamente TTF e NBP) mentre negli Stati uniti l'energia scambiata nel NYMEX arriva anche oltre le centinaia, a 300. Per l'Italia tale rapporto, è arrivato negli ultimi anni a toccare anche 3-5, non paragonabile agli altri paesi sopracitati, ma a dimostrazione del fatto che gli strumenti di copertura dal rischio di prezzo in un mercato estremamente volatile come quello energetico siano fondamentali, e non solo per questo motivo. È facile immaginare come in tale contesto, il costo legato all'operazione debba essere estremamente basso, così come il rischio di controparte gestito nella maniera più efficiente possibile.

8.1.1 Contesto

La commercializzazione e la negoziazione nei mercati energetici, si caratterizza per l'impossibilità tecnica di contestualizzare il momento tra la stipulazione del contratto e la consegna del bene; ciò può avvenire a distanza di poche ore (mercato infragiornaliero) o giorni(mercato del giorno prima), ovvero nei mercati spot, ma può avvenire anche a distanza di diversi anni (mercati a termine, tramite forward e future). Inoltre, spesso il contratto non prevede la contestualità tra consegna del bene e pagamento dello stesso. Quest'ultimo aspetto è particolarmente importante e di rilievo, soprattutto nei casi come questo, dove la consegna del bene è irreversibile. Una volta consegnata l'energia attraverso la rete di trasmissione e consumata, questa non può essere riconsegnata alla controparte venditrice nel caso in cui il consumatore risultasse insolvente. Infatti, questo espone la parte venditrice al rischio legato al pagamento dell'acquirente, e rende particolarmente importante l'utilizzo di strumenti di tutela del credito. Queste problematiche, contestualizzate all'apertura alla concorrenza hanno portato alla nascita di mercati regolamentati, che allo stesso tempo mettono a disposizione piattaforme informatiche e spesso, come nel contesto italiano avviene con il GME, offrono anche

servizi di garanzia così come avviene nelle borse finanziarie organizzate fungendo quindi da controparti nelle transazioni.

In questo contesto, possiamo distinguere :

1. contratti bilaterali conclusi tra operatori e fuori da mercati organizzati (OTC)
2. contratti conclusi su mercati organizzati

Possiamo inoltre, come precedente introdotto, distinguere tra 2 casi:

1. contratti che prevedono la consegna fisica del bene
2. contratti che prevedono lo scambio monetario che si crea dalla differenza tra il prezzo concordato (strike price) e il prezzo che si forma in un mercato di riferimento (cash settlement), che spesso è il mercato spot, tipico strumento utilizzato per la copertura del prezzo o per fini speculativi come i future o i forward

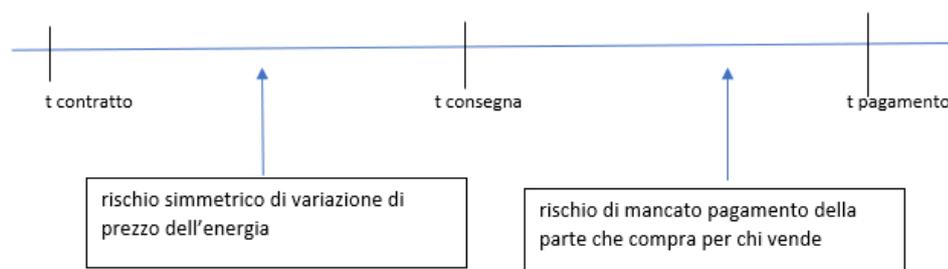
La consegna fisica avviene tramite notifica al gestore del mercato con l'utilizzo della piattaforma elettronica, che nel caso italiano avviene quindi dal GME con mandato di Terna, che gestisce il servizio di distribuzione e dispacciamento. Nei mercati OTC questo avviene direttamente dagli operatori, che in ogni caso hanno l'obbligo di informare il gestore della rete che può accettare o rifiutare tale contratto, in relazione alla gestione dei limiti di transito sulle reti energetiche.

Di conseguenza, questo espone la parte venditrice, al rischio default in 2 momenti distinti: prima che avvenga la consegna, col rischio di non trovare più una controparte disposta a comprare o che l'energia perda valore, e dopo la consegna, con il rischio di non ricevere il pagamento; il compratore invece è esposto alla possibilità che in caso di default o mancata prestazione dovuta dalla controparte, il prezzo dell'energia aumenti o addirittura di non trovare una controparte, specialmente se il mercato di riferimento è poco liquido.

Per quanto riguarda i contratti che prevedono invece di scambiarsi la differenza tra il prezzo concordato e il prezzo di riferimento, entrambe le controparti sono esposte al rischio di non pagamento , che dipende dal segno della differenza .

8.1.2 I contratti bilaterali-OTC

I contratti OTC, negoziati fuori dalle piattaforme ufficiali, si caratterizzano per il fatto che i contratti possano liberamente variare sulla base delle esigenze specifiche delle controparti. Ovviamente, con il fine di ridurre il costo di transazione, vi sono standard a cui le controparti possono fare riferimento, soprattutto se la negoziazione avviene per durate brevi e con controparti in cui è riposta la massima fiducia. Questo avviene non di rado poiché nonostante sia crescente il numero di operatori di mercato, che siano essi trader o operatori, i player maggiori sono gli stessi da parecchio tempo. In ogni modo, in caso di inadempimento degli obblighi contrattuali, è facile immaginarsi come, attraverso un semplice passa parola che si espande velocemente a macchia d'olio, l'operatore in questione venga velocemente estromesso dal mercato in maniera estremamente veloce da parte di tutto il resto degli operatori. In questo contesto , se consideriamo i contratti che prevedono la consegna fisica del bene , le parti del contratto che più impattano sul rischio di controparte sono: gli strumenti utilizzati per la tutela del credito e le tempistiche del pagamento connesse a quelle della consegna. Nei contratti bilaterali quindi il rischio si manifesta in 2 momenti ben distinti: tra il momento della stipulazione del contratto e quello della consegna, e tra il momento della consegna e quello del pagamento.

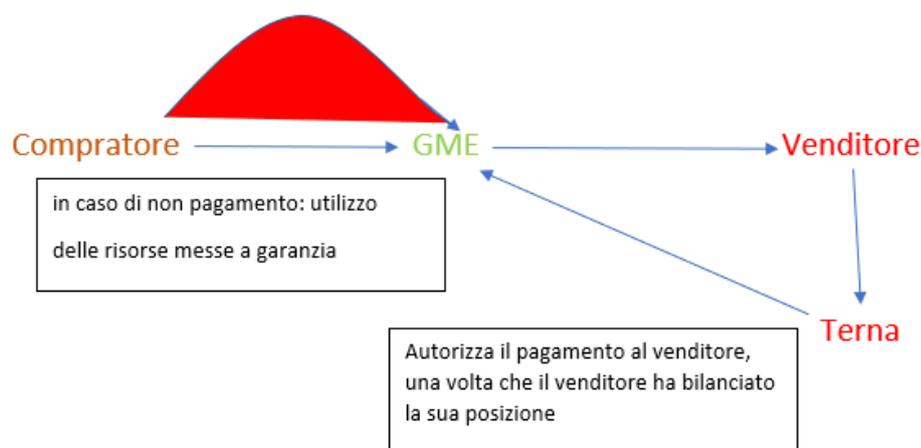


In primo luogo, entrambe le controparti sono esposte al rischio che il prezzo dell'energia vari, in caso di default della controparte tra il momento della stipula del contratto e quello della consegna. Questo rischio è legato alla distanza tra i due momenti: se il contratto prevede che l'energia venga scambiata nel giro di pochi giorni, le variazioni del valore del bene sono contenute, tenuto conto anche della componente di stagionalità che caratterizza questo mercato. Ovviamente siccome si tratta di contratti bilaterali, il rischio di variazione del prezzo è simmetrico e opposto. Per quanto riguarda il rischio di controparte legato al secondo momento, esso è spesso oggetto di tutela attraverso diversi strumenti, di cui di seguito verranno riportati i più utilizzati. Le principali possono essere divise in: deposito in contanti, pagamento contestualizzato o anticipato rispetto alla consegna, che non rappresentano uno strumento bensì un metodo, le garanzie bancarie e assicurative. Questi ultimi strumenti, anche chiamati fideiussioni, costituirebbero, se utilizzate con frequenza, un fattore limitante allo sviluppo dei mercati OTC per due motivi: il primo è il costo in commissioni non trascurabile, a volte superiore all' 1%, che le banche (o compagnie di assicurazione) chiedono per garantire l'importo nonostante vengano chieste garanzie reali, la seconda è la non trasferibilità della fideiussione, infatti posizioni di debito e di credito che un operatore assume non possono essere compensate. Quindi se un operatore decidesse di comprare per poi rivendere subito dopo, come non di rado avviene nei contratti che prevedono cash settlement sarebbe costretto ad anticipare il suo pagamento rispetto al momento in cui gli viene corrisposto il premio dalla successiva controparte. Per questi motivi, spesso i contratti OTC non prevedono strumenti di copertura ma gli operatori preferiscono fare valutazione sul merito creditizio della controparte che non di rado è la stessa per successive operazioni. Questo vale soprattutto alla luce del fatto che il mercato energetico italiano è altamente concentrato, perlomeno per quanto riguarda la produzione.

8.1.3 I mercati organizzati

Nei mercati organizzati, quelli che in Italia sono gestiti dal GME, i contratti sono standardizzati e regolati dal gestore del mercato, che offre anche il servizio di garanzia, assumendo il ruolo di controparte centrale delle transazioni (come garante delle transazioni). Il rischio si manifesta negli stessi momenti analizzati per i contratti OTC. Per quanto riguarda il momento antecedente la consegna, sebbene il mercato spot sia quello ampiamente più utilizzato, quindi con consegna posticipata al massimo di una settimana , la consegna può essere programmata anche con anni di anticipo. Questo è il caso dei future annuali. Ad esempio, durante il 2020 sono disponibili contratti future per scadenze che arrivano fino al 2023. Durante questo lungo periodo, il GME effettua un monitoraggio del rischio di controparte giornaliero, essendo in caso di default di una delle due controparti ,controparte centrale che dovrà garantire l'inadempimento verso l'altra parte. Come nei contratti OTC, anche in questo caso dopo la consegna il rischio è asimmetrico e tutto della parte che vende con il rischio di inadempimento della parte compratrice. Il grande vantaggio della presenza di una controparte centrale sta nel fatto che a differenza dei contratti OTC, garantisce la possibilità di compensare posizioni di rischio opposte, essendo appunto legati tutti alla stessa controparte centrale, riducendo in questo modo i costi connessi all'operazione. Il gestore del mercato si trova qui di fronte ad un importantissimo problema, che come vedremo inciderà notevolmente sulle scelte degli operatori, e quindi sulla struttura di mercato ed efficienza dello stesso. Infatti, il gestore deve decidere tra quale parte di rischio debba essere compensata con garanzie e quale rimane in solido al gestore e quindi, in caso di possibile suo default, a tutti gli operatori del mercato. Si può qui notare come in un mercato così complesso tecnologicamente come quello energetico, le decisioni normative siano anch'esse di primarie importanza, se non addirittura più importanti delle prime, siccome hanno la possibilità di indirizzare e cambiare la struttura del mercato in maniera molto dinamica, a differenza dell'evoluzione tecnologiche che seppur avvenga

ultimamente in tempi sempre più brevi richiede comunque più tempo per essere introdotte nel mercato. Il trade-off qui è tra la solidità e la liquidità del mercato. Ovviamente sia un elevato rischio di default che costi di partecipazioni troppo alti rappresentano delle barriere all'ingresso per gli operatori. Nei mercati regolamentati il sistema dei pagamenti avviene normalmente in questo modo:



In questo sistema, il GME procede a regolare i pagamenti verso la parte creditrice, una volta che ha ricevuto il pagamento del debitore. In questo contesto è fondamentale ridurre e velocizzare i tempi che intercorrono tra i due pagamenti, poiché durante quel periodo la somma è indisponibile ad entrambe le controparti. Allo stesso tempo è necessario che i beni messi a garanzia siano facilmente monetizzabili, infatti nel mercato energetico, così come avviene anche per altre commodities, a garanzia è possibile mettere un deposito oltre che titoli di stato, anch'essi facilmente convertibili in denaro. Oltre a questo, sono necessario nei mercati regolamentati, di requisiti minimo di merito di credito (rating) che gli istituti di credito rilasciano e che il GME deve ricevere per accettare i beni messi a garanzie.

In tale quadro, è facilmente comprensibile come, anche per gli operatori si sia davanti ad un trade-off: inserirsi in contesti più solidi ma più onerosi come i mercati regolamentati oppure i mercati OTC, che possono andare incontro alle esigenze di tutti gli operatori con

contratti estremamente flessibili. Prendendo a riferimento i dati resi disponibili dal GME la situazione nel mercato italiano è la seguente:

TWh	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Δ % 2015/2014
Mercato fisico (Terna)	320,3	330,5	334,6	328,2	318,5	309,0	315,2	2,0%
Mercato spot (IPEX)*	225,0	214,1	202,2	203,8	230,2	208,6	219,5	5,2%
Mercato a termine**	15,9	21,7	45,1	68,8	70,6	163,1	406,3	149,2%
MTE Borsa	0,1	6,3	31,7	30,4	8,0	18,4	5,1	-72,4%
MTE OTC clearing	-	-	1,8	24,6	33,1	13,9	0,0	-100,0%
Altri mercati organizzati	15,8	15,4	11,7	13,8	28,4	34,6	87,4	152,5%
Altri mercati organizzati OTC clearing	-	-	-	-	1,1	96,2	313,9	226,3%

Fig.22 Volumi divisi per mercato di riferimento, in particolare tra piattaforme regolamentate e OTC. Fonte relazione annuale 2015 GME.

Come si può notare la maggior parte dei contratti a termini, che siano essi a fini di consegna o di copertura viene scambiati su mercati OTC, a dimostrazione del fatto che gli operatori preferiscono contratti e transazioni più rischiose, a che abbiano minor costo. L'unico mercato a termine estremamente trasparente è quello gestito dal GME, il MTE borsa, che però essendo così poco liquido non può dare dei segnali di prezzo che fungano da riferimento.

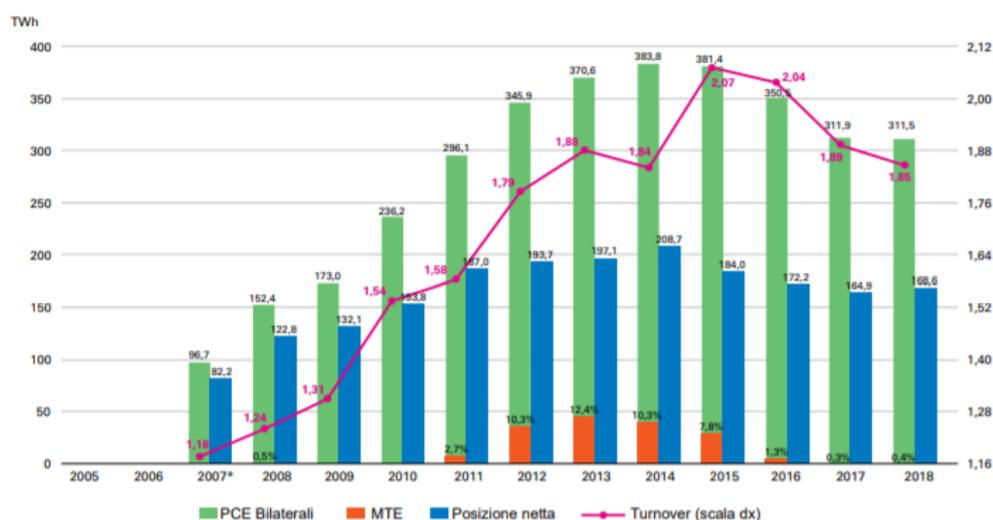


Fig.23 Volumi scambiati tramite contratti bilaterali, andamento della posizione netta e del turnover. Fonte relazione annuale 2018 GME

Questi sono l'andamento dei volumi scambiati a termini espressi in TWh; in verde quelli scambiati tramite contratti bilaterali, mentre in arancione quelli scambiati sulla borsa organizzata dal GME, dimostrando ancora una volta la preferenza degli operatori all'utilizzo di contratti più flessibile. Da notare inoltre il turnover, pari al rapporto tra la posizione netta e i volumi scambiati, ovvero tra l'energia oggetto di scambio e quella totale negoziata anche a fini di speculazione e copertura dal rischio di volatilità.

8.2 L'impatto del mercato a termine e dei contratti bilaterali sul funzionamento del mercato elettrico

I mercati spot dell'elettricità svolgono un ruolo centrale nel processo di liberalizzazione. I vantaggi di tale mercato sono molteplici: favoriscono la trasparenza nella formazione del prezzo, la modalità di asta a prezzo marginale favorisce la concorrenza nel mercato e rispetto a contratti bilaterali di lungo periodo, come avviene ad esempio nel mercato all'ingrosso del gas, i produttori ed i consumatori possono adeguare i loro programmi fino al giorno prima dello scambio, sul mercato del giorno prima. Gran parte dei benefici dipendono in maniera centrale dalla liquidità del mercato spot. La liquidità del mercato spot è influenzata negativamente dal rischio di volatilità. Infatti, la non immagazzinabilità dell'energia rende i prezzi dell'elettricità particolarmente esposti alla volatilità dei prezzi dei combustibili e agli aumenti causati di squilibri nel sistema. Al fine di dare la possibilità agli operatori di mercato di coprirsi dal rischio di volatilità, è stato creato, parallelo al mercato spot, un mercato dei derivati. La possibilità di scambi bilaterali, infatti, mitiga il rischio di potere di mercato, ma fa rimanere il problema della liquidità del mercato stesso. Si crea così un circolo vizioso, nel quale per essere efficiente, il mercato spot deve essere estremamente liquido, ma questo crea i problemi di volatilità e potere di mercato. Quale funzione

svolge allora, in tale contesto la presenza di un mercato dei derivati che accompagna quello spot, e soprattutto, quale sarebbe il livello efficiente di liquidità che dovrebbe avere il mercato spot e in quale parte invece gli operatori dovrebbero preferire contratti bilaterali? A lungo nella letteratura economica ci si è cercato di chiedere, in un mercato storicamente non competitivo dovesse essere il giusto tra mercato spot+derivati e quello dei contratti bilaterali per rendere il mercato più efficiente possibile e soprattutto da cosa è influenzato l'utilizzo di tali strumenti.

Come già detto l'efficienza di un mercato spot dipende soprattutto dalla sua liquidità, che però crea problemi per gli operatori di volatilità e per i più piccoli di potere di mercato, d'altra parte dà la possibilità agli operatori un'incredibile flessibilità operativa e commerciale, cosa che non può essere garantita dai contratti bilaterali. Ovviamente questo discorso va inserito in un mercato come quello italiano con crescente penetrazione delle rinnovabili. Questo porta inevitabilmente più avanti nel tempo, sempre più vicini alla data di consegna, una frazione sempre crescente di energia scambiata sul mercato spot. A partire dai dati del GME si può infatti dimostrare stanno via via acquisendo maggior importanza i mercati del giorno prima e quelli infragiornaliero, sempre più prossimi alla simultaneità tra aste e consegna fisica dell'energia.

Una delle conclusioni a questo dibattito (Wolak 2000;) è che la maggior parte della domanda dovrebbe essere soddisfatta tramite contratti a termine, e solo una piccola parte nel mercato spot. Ovviamente in quest'ottica, il mercato spot perderebbe la sua capacità di dare dei segnali di prezzo efficienti nel lungo periodo. Quindi i derivati offrono ai trader la possibilità di mitigare il rischio di volatilità sul mercato spot. Un altro filone della letteratura, che si è occupato principalmente di spiegare l'impatto dei derivati per mitigare il potere di mercato in strutture di mercato monopolistiche o oligopolistiche. I testi analizzati riguardavano i mercati del Regno Unito e del mercato spot dei paesi

del Nord(Scandinavia) caratterizzati appunto dalla presenza di uno o più operatori dominanti, ma tale situazione può essere facilmente traslata anche alla situazione italiana, nella quale vi è ancora la presenza di un operatore dominante.

Viene dimostrato come in presenza di contratti di copertura come i forward e i future, gli operatori dominanti perdono l'incentivo a esercitare potere di mercato sul mercato spot. Ipotizziamo una situazione nella quale metà della quantità venduta dal monopolista avviene tramite mercato a termine e l'altra metà tramite mercato spot, e consideriamo inoltre che la correlazione tra i prezzi spot e quelli future sono correlati positivamente, così come avviene nel mercato elettrico italiano. In questa situazione, gli extra-profitti derivanti dall'uso del potere di mercato nel mercato spot verrebbero compensati dalle perdite che subirebbe nei contratti a termine. Questa è una delle cause che spiega perché, nonostante il mercato spot stia diventando sempre più liquido, il mercato a termine rimanga in generale ancora poco utilizzato rispetto al mercato a termine di altre commodities: i produttori, soprattutto quelli più importanti, sono avversi ad assumere posizioni corte nei mercati a termine perché perderebbero, almeno in parte il potere che la posizione dominante gli conferisce(Cavallo, Termini 2007). Ovviamente questo non avviene in mercato dove i produttori godono della possibilità di differenziare le loro offerte nei vari impianti, nel quale tutte le unità spedite vengono pagate al prezzo market-clearing, che è uguale al prezzo offerto dall'unità più costosa tra quelle selezionate a fornire elettricità. In tale ottica i produttori hanno l'incentivo ad offrire prezzi superiori ai costi marginali. Questo ovviamente riduce l'efficienza e aumenta in maniera considerevole la volatilità dei prezzi, che sarebbe così causata dall'uso di potere di mercato e non solo da quella solitamente considerata causata dalla volatilità dei combustibili utilizzati per la generazione dell'elettricità stessa.

Una seconda parte di autori, si è concentrata invece a studiare gli effetti che gli strumenti derivati hanno sulla stabilità del sistema. Ciò con particolare riferimento a quello che è accaduto in California nei primi anni del 2000, durante i quali vi stati picchi incredibili di prezzo che hanno portato a spese insostenibili per i consumatori. Con riferimento a questo contesto, ai grossisti(distributori) è stata impedita dalla regolamentazione la possibilità di utilizzare strumenti di copertura; in questa situazione, la presenza di strumenti derivati di copertura avrebbe sicuramente aiutato a frenare le impennate nei prezzi spot (Joskow 2001).

Partendo da queste considerazioni, si può arrivare alla semplice conclusione che ad un consumatore a cui è possibile decidere se acquistare tramite contratti bilaterali o direttamente sul mercato spot, la presenza di un mercato a termine aumenta la frazione di quantità acquistata sul mercato spot, aiutando quindi positivamente ad aumentare la liquidità sul mercato spot. Come prevedibile, l'importanza di tale effetto, dipende da quanto sono positivamente correlati i prezzi spot e future; pertanto un elevata correlazione tra i prezzi spot e future ha un impatto positivo non solo sulla liquidità del mercato spot ma anche su quello dei derivati, con effetti sinergici tra i mercati spot e future (Termini, Cavallo 2007).

In secondo luogo, la possibilità di passare a contratti bilaterali, quindi nel caso in cui il mercato spot non è obbligatorio (così come il mercato italiano), contribuisce a diminuire l'utilizzo di strumenti di copertura nel momento in cui tali strumenti hanno costi troppo alti(come mostrato nel paragrafo 8.1, strumenti di copertura del credito nel mercato elettrico).

Conclusione

In questo lavoro sono stati analizzati il funzionamento, i meccanismi di prezzo nel mercato elettrico e gli strumenti di copertura del prezzo. Nel capitolo 1 è stato introdotto il mercato elettrico italiano, l'apertura alla concorrenza nel 1999 e l'attuale organizzazione della borsa elettrica gestita dal GME nelle diverse componenti, con particolare riferimento ai mercati a termine e ai mercati spot, enfatizzando sulla possibilità che gli operatori hanno di poter scambiarsi energia sia tramite la borsa, gestita centralmente dal GME che tramite contratti OTC, bilaterali, quindi liberamente decisi dalle 2 controparti. Nel capitolo 2 sono stati introdotti alcuni degli economics alla base della formazione dei prezzi. La domanda è, come si è visto, molto variabile nel breve-brevissimo periodo e a livello stagionale (più alta soprattutto in estate e anche in inverno), mentre l'offerta è composta da un mix di tecnologie di produzione molto diversificate e flessibili, per rispondere alla variabilità della domanda, e che sono cambiate molto negli ultimi anni, con una spinta molto forte alla diffusione di tecnologie rinnovabili grazie anche agli incentivi messi in campo dallo Stato per passare ad una produzione energetica sempre meno inquinante. La fonte energetica primaria principale per la produzione di energia elettrica in Italia resta comunque il gas naturale, che copre oltre il 40% della produzione annuale e risulta essere la fonte di produzione più frequentemente marginale, e che quindi fissa il prezzo nel Mercato del Giorno Prima. La caratteristica tecnica che più influenza la formazione del prezzo, è l'impossibilità tecnica di mettere a magazzino l'energia prodotta, e di conseguenza il bilanciamento costante necessario tra consumi (prelievi dalla rete) e produzione (immissioni in rete). Tale caratteristica rende i prezzi molto instabili in caso di congestionamento della rete o di indisponibilità di impianti di produzione; questa, sommata alla dipendenza dei prezzi da fattori

esogeni, uno su tutti i prezzi dei combustibili, rende il prezzo dell'energia elettrica particolarmente volatile. Inoltre, il crescente utilizzo di fonti rinnovabili hanno spinto i prezzi verso il basso, ed hanno livellato i prezzi tra picco e fuori picco.

Nel Capitolo 3 sono stati analizzati i principali mercati elettrici europei, con particolare riferimento ai prezzi registrati nei mercati Spot, e a quei paesi che per dimensione e per consumi elettrici più si avvicinano al mercato elettrico italiano: la Germania e la Francia. L'analisi si è focalizzata per entrambi i paesi sulle tecnologie di produzione utilizzate. In primis la Germania, dopo la decisione di chiudere la maggior parte delle centrali nucleari, vede nelle tecnologie rinnovabili e nel carbone (carbone e lignite) le principali fonti energetiche utilizzate. La competitività del prezzo del carbone rispetto a quelli del gas rende i prezzi spot nel mercato tedesco sensibilmente più bassi di quelli italiani. Per quanto riguarda la Francia, i ragionamenti sono simili: i consumi francesi vengono soddisfatti per oltre il 70% da centrali nucleari, e anche in questo caso i prezzi nel mercato del giorno prima risultano più bassi rispetto a quelli italiani. La competitività nei prezzi francesi, sommata ad una abbondante capacità installata, dà la possibilità al paese di essere costantemente esportatore netto di energia, in particolare con l'Italia. Per questo, un eventuale smantellamento del parco nucleare francese avrebbe grossi risentimenti anche sul mercato elettrico italiano, con l'intensità degli aumenti nei prezzi direttamente proporzionale alla capacità nucleare francese che verrà disinstallata. Nel Capitolo 4, l'attenzione è stata rivolta al Mercato elettrico italiano, al possibile esercizio di potere di mercato da parte dei produttori ed a comportamenti che potrebbero far aumentare il prezzo al di sopra di livelli concorrenziali. Il meccanismo di prezzo ad asta marginale divide implicitamente l'offerta in base all'intensità della domanda (base, intermedio e picco) in quel momento, e porta a possibile concentrazione di mercato nella produzione essendo le diverse fonti caratterizzate da differenti

rapporti tra costi fissi e costi variabili. Inoltre, gli investimenti in capacità produttiva tendono ad abbassare il prezzo di equilibrio, per cui tali investimenti risultano non di rado inefficienti; per questo il mercato elettrico è caratterizzato da barriere all'ingresso. Il congestionamento di rete causato dagli operatori, oltre al potere di abbassare l'offerta dichiarando un impianto indisponibile per far aumentare i prezzi ed i profitti sugli altri impianti, sono solo alcuni fra i vari comportamenti strategici che i produttori possono utilizzare per aumentare il prezzo artificialmente e per portare i profitti sopra a quelli concorrenziali. La diffusione di tecnologie rinnovabili (eolico e solare) ha aiutato a mitigare il potere di mercato dei principali operatori siccome queste tecnologie sono di fatto non programmabili e diffuse tra numerosissimi operatori: tutti gli indici di concentrazione sul mercato elettrico sono risultati in calo, a parte per l'indice di tecnologia marginale che risulta essere sempre per la maggior parte delle ore (più del 50%) quella a ciclo combinato turbogas.

Proprio il mercato del gas è stato introdotto nel Capitolo 5 soprattutto perché servirà nei capitoli successivi, per modellizzare il prezzo spot e quello a termine. Due altre caratteristiche ben visibili nel mercato elettrico sono quelle di stagionalità nei prezzi e di mean reversion nei prezzi di equilibrio nel lungo periodo, entrambe trattate in questo capitolo. In particolare, sono stati stimati i parametri del prezzo nei mercati del giorno prima in Italia, Germania, Francia e Nord Pool tramite il modello di Ornstein-Uhlenbeck, per ricavare la media di lungo periodo e la velocità di ritorno alla media. Per tutti i mercati la media teorica, ricavata tramite il modello tende a quella di lungo periodo effettiva, tuttavia la bontà di adattamento è piuttosto bassa per tutti i mercati, soprattutto perché nel modello non viene considerata la stagionalità dei prezzi, necessaria per avere buon fitting con la serie empirica.

Nel capitolo 6 è stato introdotto un modello per il prezzo spot italiano, che utilizza tutti gli economics sopra descritti per catturare il

comportamento del prezzo spot: il volume e la temperatura per la stagionalità, il prezzo del gas per modellizzare i picchi e i costi degli impianti marginali, e infine l'utilizzo del mix di produzione, per valutare l'abbassamento dei prezzi quando la produzione da FRNP è abbondante. Regredendo queste variabili sul PUN la bontà di adattamento è molto buona: grazie a questo modello viene spiegato oltre l'80% dei prezzi Spot. Il limite principale di questo modello sta nel fatto che tutte le variabili sopra descritte sono disponibili ex-post, tuttavia, sia i volumi che le previsioni ambientali (e quindi la produzione da FRNP) possono essere previste con accuratezza tramite gli strumenti corretti, mentre il prezzo del gas resta la variabile più difficile da prevedere. La correlazione tra i prezzi delle due commodities energetiche dà in ogni caso la possibilità agli operatori di coprirsi dalla volatilità del prezzo come verrà spiegato nel capitolo successivo. L'alta volatilità nei prezzi rende infatti necessarie adeguate strategie di copertura per evitare di passare da periodi di grandi ricavi ad altre di uguali perdite. Nel Capitolo 7 sono stati quindi introdotti gli strumenti finanziari disponibili agli operatori per mitigare la volatilità nei prezzi spot, in particolare forward e future. L'impossibilità tecnica di immagazzinare energia e di venderla allo scoperto rende i tradizionali metodi di pricing di questi strumenti non utilizzabili, con particolare riferimento all'arbitrage pricing model, ampiamente utilizzato in letteratura per spiegare la relazione tra i prezzi spot e prezzi a termine. I contratti a termine sono solitamente disponibili per periodi pari ad un mese, un trimestre o un anno. Questo rende i prezzi a termine molto meno volatili di quelli spot, e per questo ancora più difficile trovare una relazione di equilibrio tra i prezzi spot e quelli a termine. L'evidenza nei mercati energetici a termine è quella di premio per il rischio, teoria denominata normal backwardation ed introdotta da J.M. Keynes nel 1930 , che spiega premi per il rischio negativi pagati dai produttori ai consumatori per avere ricavi certi ed evitare di subire perdite dovute all'abbassamento eccessivo dei prezzi nei mercati spot.

La presenza di premi per il rischio tanto positivi quanto negativi può essere spiegata tramite una modernizzazione di tale teoria detta hedging pressure: i produttori pagano un premio ai consumatori quando la domanda è bassa ed i prezzi nel mercato spot rischiano di abbassarsi troppo, al contrario per evitare di subire eventuali picchi di prezzo, i consumatori pagano un prezzo ai produttori quando la domanda è molto alta. Per modellizzare i prezzi forward, siccome i prezzi spot sono difficilmente utilizzabili per tutti i motivi descritti prima, sono stati utilizzati ancora una volta i prezzi del gas. Ovviamente in questo caso sono stati utilizzati i prezzi a termine del gas. Anche in questo caso il risultato del modello è buono con una bontà di adattamento che va oltre il 70%. I dati utilizzati si riferiscono a contratti future mensili baseload gentilmente resi disponibili da Montelnews sul gas(PVS) e sull' Energia elettrica italiana. Per valutare la migliore strategia di copertura del prezzo, sono state valutate quattro alternative disponibili ad un produttore (con impianto a gas) : comprare e vendere a termine o spot, o le due alternative miste. Le strategie migliori risultano quelle dove entrambe le posizioni sono coperte sugli stessi mercati. La correlazione positiva tra i prezzi del gas e quelli dell'energia elettrica, sia nel mercato spot che in quelli a termine, tende a diminuire la volatilità dei ricavi, mentre per le strategie miste, la volatilità risulta più alta siccome la correlazione tra i prezzi è di segno molto meno definito. Infine nell' 8 e ultimo capitolo, sono stati introdotte gli strumenti a tutela del credito nei mercati regolamentati e in quelli OTC, con riferimento ai costi e alla flessibilità di tali strumenti e all'influenza che questi costi hanno sulle scelte degli operatori e di conseguenza sulla liquidità dei mercati e sul potere di mercato degli operatori: la presenza di strumenti di copertura e di un mercato a termine è necessario per mitigare i rischi degli operatori e l'abuso di potere dei produttori più grandi.

Bibliografia

H.Bessembinder, M.L.Lemman “ Equilibrium pricing and optimal hedging in electricity forward markets”(2002)

Vincenzo Bianco, “L’evoluzione della generazione nucleare in Francia. Quali impatti sul mercato elettrico italiano?” (2014)

Laura Cavallo, Valeria Termini “Spot, Bilateral and Future Trading in Electricity Markets. Implication for Stability”. (2007)

Colin A. Carter, Gordon C. Rausser, and Andrew “Efficient asset portfolios and the theory of normal backwardation”(1982)

EEX,www.EEX.com

EEX, www.EpexSpot/EEX.com

Rajna Gibson and Eduardo S. Schwartz Stochastic Convenience Yield and the Pricing of Oil Contingent Claims. Vol. 45, No. 3, Papers and Proceedings, Forty-ninth Annual Meeting, American Finance Association, , 1989 (1990)

GME, Relazione annuale 2015 (2016)

GME, Relazione annuale 2018 (2019)

GME, Relazione annuale 2019 (2020)

GME,www.mercatoelettrico.org/it/

GME, Vadevecum sul Mercato elettrico (2007)

D. Hirshleifer, Hedging Pressure and Futures Price Movements in a General Equilibrium Model(1990)

Joskow, P., California's Electricity Crisis, NBER Working Paper no. 8442(2001)

Kaldor, N. 'A Note of the Theory of the Forward Market', The Review of Economic Studies, 7: 196-201.(1940)

Keynes, J. N. A Treatise on Money. Vol. 2. London: Macmillan, (1930)

Robert W.Kolb "Is Normal Backwardation Normal?" (1992)

Luigi Mazzocchi, Flavio Parozzi Energia Elettrica :anatomia dei costi(2014)

MONTEL, www.MontelNEWS.com/en/

Pineda S, Conejo AJ, Carrión M Impact of unit failure on forward contracting. IEEE Trans Power Syst 23(4):1768–1775 (2004)

Massimo Ricci "Gli strumenti per la tutela del credito e la concorrenza" , Arera (2014)

RTE. <http://www.rte-france.com/en/>

TERNA, www.terna.it

Wolak, An Empirical Analysis of the Impact of Hedge Contracts on Bidding Behavior in a Competitive Electricity Market, mimeo, Department of Economics, Stanford University.(2000)