

UNIVERSITÀ DELLA VALLE D'AOSTA  
UNIVERSITÉ DE LA VALLÉE D'AOSTE  
Dipartimento di Scienze economiche e politiche

---

Corso di laurea magistrale in Economia e politiche del territorio e dell'impresa

Curriculum Mercato e Impresa

**Le quotazioni dei prodotti energetici, tra  
shock internazionali e speculazione**

Andrea Carpentieri  
Matricola: 20 G01 263

Relatore: Chiar.mo Prof. Claudio Brenna

AA 2021-2022

# Indice

<b>1</b>	<b>Introduzione</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Il settore elettrico</b>	<b>5</b>
2.1	L'energia elettrica . . . . .	5
2.2	Il mercato elettrico in Italia . . . . .	7
2.2.1	La filiera del mercato elettrico . . . . .	8
2.2.2	I principali attori del mercato elettrico italiano . . . . .	12
2.3	Articolazione del mercato elettrico italiano . . . . .	14
2.3.1	Il mercato elettrico a pronti . . . . .	15
2.3.2	Il mercato elettrico a termine . . . . .	19
2.4	Caratteristiche del mercato elettrico italiano . . . . .	20
2.5	Formazione dei prezzi dell'energia elettrica . . . . .	23
2.5.1	Il mercato del gas naturale . . . . .	29
2.5.2	Il mercato dei certificati di emissione . . . . .	31
<b>3</b>	<b>L'analisi dei dati</b>	<b>36</b>
3.1	Le principali componenti . . . . .	37
3.1.1	La serie storica del PUN . . . . .	37
3.1.2	La serie storica dell'ICE Dutch TTF Natural Gas . . . . .	40
3.1.3	La serie storica del prezzo dei permessi di emissione . . . . .	42
3.1.4	Il modello di regressione . . . . .	46
3.1.5	La serie storica del margine per MWh . . . . .	53
3.2	Analisi bivariata . . . . .	62
<b>4</b>	<b>La stima del PUN tramite modello di regressione</b>	<b>70</b>
4.1	I regressori . . . . .	70
4.2	La regressione multipla . . . . .	73
4.3	La stima del PUN . . . . .	78
<b>5</b>	<b>Conclusioni</b>	<b>82</b>

## Ringraziamenti

Un sentito grazie al mio relatore Claudio Brenna per la sua infinita disponibilità e tempestività ad ogni mia richiesta, per i suoi indispensabili consigli e per le conoscenze che mi ha trasmesso durante tutto il percorso di stesura dell'elaborato.

Ringrazio infinitamente i miei genitori, mio fratello, mia nonna e tutta la mia famiglia per avermi permesso di completare il mio percorso di studi, appoggiando ogni mia decisione e non facendomi mai mancare il loro supporto ed incoraggiamento.

Un enorme grazie ad Eleonora, la mia compagna di vita e di avventure ormai da molto tempo, che nonostante sia spesso distante riesce ad essermi sempre vicino, spronandomi a dare il meglio.

Grazie a Enri e Apo per tutti i momenti vissuti durante questi anni universitari, senza di voi non sarebbe stata la stessa cosa.

Grazie a tutti i miei amici e alle mie amiche, la mia isola felice, la famiglia che mi sono scelto, per tutti i bei momenti passati insieme, senza di voi tutto sarebbe stato più complicato e noioso.

Infine ringrazio me stesso perché se ho raggiunto questo risultato è soprattutto grazie alla mia determinazione e al mio impegno.

# 1 Introduzione

Il seguente elaborato si focalizza sullo studio del mercato elettrico italiano e, in particolare, sulla produzione di energia elettrica tramite centrali termoelettriche che sfruttano la combustione del gas naturale per produrre energia.

Nello specifico, attraverso tale lavoro, si vuole cercare di comprendere se il recente aumento dei prezzi dell'energia elettrica sia imputabile ad un incremento dei relativi costi variabili di produzione, quali il costo della materia prima (gas naturale) ed il costo dei certificati di emissione o ad altri fattori, primo fra tutti la speculazione.

Dunque, mediante la seguente trattazione si vuole provare a rispondere alle seguenti domande di ricerca:

1. Quanto la variazione del prezzo dell'energia elettrica è determinata dall'aumento dei costi variabili di produzione, primi su tutti del prezzo del gas e del prezzo dei certificati di emissione? Il margine dei produttori, ovvero la differenza fra il prezzo di vendita dell'energia e i costi per produrla, è rimasto sempre costante nel tempo o negli ultimi anni, sfruttando la particolare situazione attuale, è aumentato notevolmente a causa di fenomeni speculativi?
2. Quali scenari si prospettano per gli anni a venire alla luce dell'analisi effettuata sulle serie storiche considerate?

Per rispondere a tali domande si procederà in un primo momento ad un'analisi della letteratura della materia, in quanto ci permetterà di comprendere meglio le caratteristiche del mercato elettrico italiano, la sua evoluzione nel tempo e il funzionamento.

Dopodiché verrà analizzata la politica di *pricing* utilizzata in questo settore che sarà di fondamentale importanza per comprendere le dinamiche del mercato stesso.

Si procederà poi con la descrizione delle variabili che verranno prese in considerazione, quali il prezzo del gas naturale, il prezzo dei certificati di emissione e il prezzo dell'energia elettrica, con l'obiettivo di capirne le caratteristiche essenziali e la loro importanza nella determinazione del prezzo.

Nella parte centrale dell'elaborato si cercherà, tramite l'utilizzo di un modello di regressione, di comprendere l'incidenza delle variabili sopra citate nella determinazione del prezzo dell'energia elettrica in modo da capire il ruolo giocato da queste ultime e, nel caso, da altri fattori come la speculazione.

Inoltre, dato che ci troviamo in un contesto di prezzi eccezionali dovuti dai recenti eventi (Covid-19 e guerra in Ucraina su tutti), verrà effettuata un'analisi considerando due periodi distinti:

- Pre-Covid (fino al 2019);
- Post-Covid (dal 2020 a giugno 2022).

In seguito, per implementare la nostra indagine e andare alla ricerca di ulteriori conferme per trarre le nostre conclusioni, si ricorrerà a un modello di regressione multiplo, nel quale verranno considerati diversi regressori per andare a stimare la serie del PUN. Quest'ultima sarà poi confrontata con la serie originale tratta dal GME.

In chiusura, sfruttando i risultati ottenuti dalle analisi sopra citate e altri report in materia, verranno effettuate delle riflessioni sui *future* che ci permetteranno di ipotizzare se il boom del prezzo dell'energia elettrica è atteso a proseguire o meno.

## 2 Il settore elettrico

### 2.1 L'energia elettrica

Al giorno d'oggi la società ha un continuo bisogno di una forma di energia per garantire il funzionamento della maggior parte delle infrastrutture e dei servizi, e quella elettrica risulta essere la più adatta di tutte. Si presenta però una problematica legata al fatto che l'energia elettrica non esiste in natura, se non nei fulmini, e per questo motivo è necessario produrla.

È possibile ricorrere a diverse tipologie di impianti per la produzione di energia, tra i più comuni e conosciuti si possono ricordare:

1. *Le centrali nucleari*: si tratta di impianti che sfruttano le reazioni nucleari per scaldare il fluido termovettore<sup>1</sup> che viene a sua volta utilizzato come combustibile per la creazione di energia elettrica;
2. *Le centrali idroelettriche*: questa tipologia di impianto trasforma l'energia idraulica di un corso d'acqua, naturale o artificiale che sia, in energia elettrica rinnovabile attraverso l'utilizzo di turbine<sup>2</sup>;
3. *Le centrali termoelettriche*: utilizzano una combustione per portare l'acqua a temperatura di ebollizione ed ottenere vapore acqueo grazie al quale, sfruttando la pressione che lo caratterizza, è possibile mettere in moto una turbina, generando in questo modo energia. Chiaramente possono essere utilizzate diverse tipologie di combustibili per la combustione come il carbon fossile, l'olio combustibile o il gas naturale;
4. *Gli impianti fotovoltaici*: producono energia elettrica grazie al movimento rapido degli elettroni della cella fotovoltaica che compone il pan-

---

<sup>1</sup>Fa riferimento ad una sostanza che può presentarsi in forma liquida o gassosa che è in grado di accumulare e trasportare il calore.

<sup>2</sup>Turbomacchina motrice che è in grado di trasformare l'energia cinetica e l'entalpia di un fluido in energia elettrica.

nello. In questa circostanza sono la luce del sole e l'energia dei fotoni che la compongono che consentono l'attivazione degli elettroni.

Com'è facilmente intuibile dalla breve descrizione del funzionamento dei vari impianti, è possibile creare energia elettrica sia mediante fonti rinnovabili<sup>3</sup> sia mediante fonti non rinnovabili<sup>4</sup>. Questo è un aspetto da tenere bene a mente in quanto risulterà importante per comprendere alcune dinamiche di prezzo dell'energia che vedremo nel Capitolo successivo.

In ogni caso, focalizzandosi sulla situazione globale attuale, è possibile affermare che la percentuale di energia prodotta attraverso fonti non rinnovabili è di gran lunga superiore a quella dell'energia definita come “pulita”, anche se con il passare del tempo si sta cercando di promuovere una produzione sempre più *green*. In Italia, secondo il monitoraggio nazionale effettuato dal GSE, ovvero il Gestore dei Servizi Energetici, la quota dei consumi interni lordi di energia elettrica coperta da fonti rinnovabili è pari al 38,1% [www.gse.it].

Inoltre, occorre sottolineare come nonostante alcuni Paesi abbiano una capacità produttiva tale da soddisfare il fabbisogno nazionale<sup>5</sup> di energia vi sono molti altri Stati, come ad esempio l'Italia, la cui produzione nazionale di energia non è sufficiente a soddisfare la domanda interna, motivo per cui è necessario ricorrere all'importazione della stessa da Paesi vicini come la Francia.

In conclusione, dopo aver esposto brevemente gli aspetti più rilevanti dell'energia elettrica, che verranno poi analizzati più a fondo nei Capitoli successivi, è doveroso ricordare come, nonostante l'energia possa essere prodotta ricorrendo a diverse tipologie di impianti, ciò che è di nostro interesse, ovvero alla quale faremo riferimento durante l'intero lavoro, sono le centrali termoelettriche, in particolare quelle strutture che utilizzano come fonte per

---

<sup>3</sup>Riconducibili a fonti naturali che non sono soggette ad esaurimento.

<sup>4</sup>Fonti destinate all'esaurimento in quanto il consumo ne riduce la quantità presente in natura.

<sup>5</sup>È la domanda di energia elettrica che il sistema elettrico nazionale deve soddisfare.

la combustione il gas naturale in quanto risultano essere le più rilevanti non solo in termini di quantità di energia prodotta, ma anche per il fatto che rappresentano il punto di riferimento per la determinazione del prezzo dell'energia prodotta mediante altre modalità. Inoltre, concentrandosi su questa tipologia di impianto, sarà possibile rispondere a una delle domanda di ricerca riguardante quanto il recente aumento del prezzo dell'energia elettrica è giustificato dall'aumento del prezzo della materia prima, ossia il gas.

## 2.2 Il mercato elettrico in Italia

Il mercato elettrico è un *marketplace* telematico costituito in Italia a seguito dell'approvazione del Decreto Legislativo n. 79 del 16 marzo 1999<sup>6</sup>, attraverso il quale è stato avviato il processo di liberalizzazione del settore elettrico. Tale mercato è gestito dal Gestore dei Mercati Elettrici (GME), una società controllata dal Gestore dei Servizi Energetici, ed è il luogo in cui avvengono le negoziazioni di energia elettrica all'ingrosso in base ad una specifica disciplina che stabilisce le regole sia per il funzionamento del mercato che per la partecipazione dei vari operatori [GME, 2007].

Nonostante non sia obbligatoria la partecipazione a tale mercato per acquistare o vendere energia elettrica, i vari operatori del settore sono liberi di concludere contratti definiti *over the counter*, ovvero contratti bilaterali conclusi al di fuori del *marketplace* telematico, anche se è caldamente consigliata la partecipazione allo stesso in quanto permette di promuovere una maggior competizione nelle attività di produzione e di vendita all'ingrosso oltre che di favorire la massima trasparenza ed efficienza dell'attività di dispacciamento [GME, 2007]. Nello specifico il sistema elettrico nazionale è un sistema a rete organizzato all'interno del quale vengono svolte diverse attività, ciascuna delle quali è esercitata da soggetti differenti.

Da quanto detto si evince una importante complessità del sistema, motivo per cui si è deciso di presentare brevemente i segmenti che lo compongono,

---

<sup>6</sup>Noto come Decreto Bersani [Scarpa, 1999].

oltre che i principali soggetti che vi operano. Questo permetterà di avere più chiara la struttura del mercato e faciliterà, in seguito, la comprensione di alcuni meccanismi e dinamiche.

### 2.2.1 La filiera del mercato elettrico

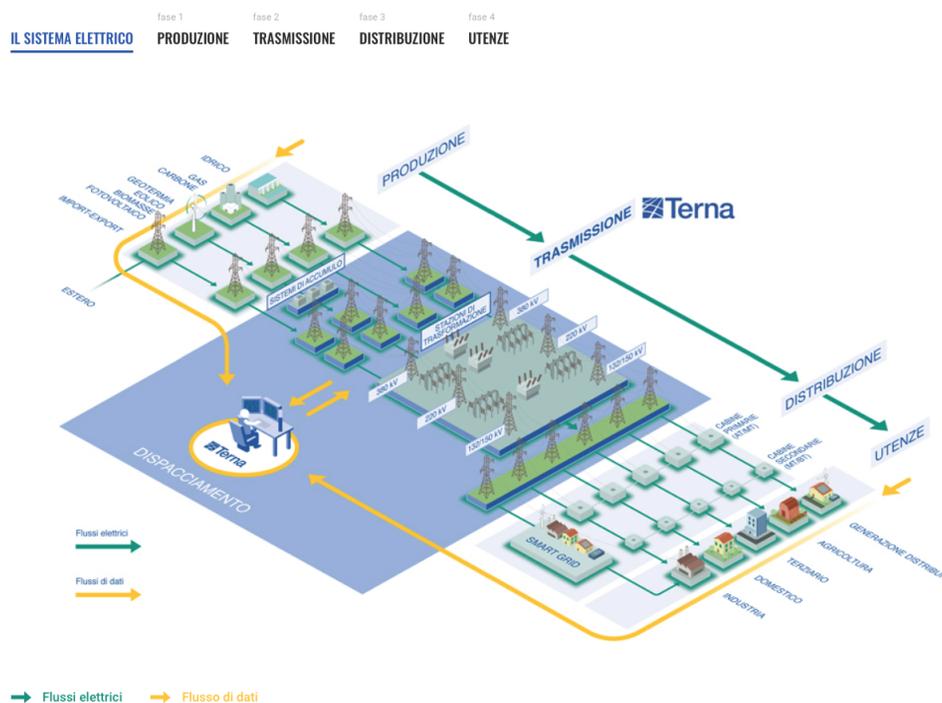


Figura 1: Articolazione del sistema elettrico nazionale.  
[www.terna.it]

Come si può notare dalla Figura 1, il sistema elettrico nazionale è articolato in quattro fasi ciascuna delle quali opera in un regime di mercato differente:

1. *Produzione*: è la prima fase della filiera e consiste nella produzione di energia elettrica attraverso lo sfruttamento di fonti rinnovabili o, nella maggior parte dei casi, non rinnovabili. Inoltre, come avevamo anticipato in precedenza, in Italia non essendo la produzione in grado di

soddisfare la domanda totale ci si deve rivolgere all'estero ricorrendo all'importazione. Tale attività è caratterizzata da un regime di libero mercato, ovvero un sistema economico basato sulla domanda e sull'offerta senza alcun controllo, o comunque limitato, da parte delle istituzioni pubbliche [www.terna.it] [GME, 2007]. I produttori potrebbero sfruttare tale aspetto a proprio favore, cioè cercando di applicare prezzi più elevati di quanto previsto dal sistema dei costi marginali<sup>7</sup> tipico del mercato elettrico, facendo così registrare sovraprofiti. In realtà, però, grazie alla fitta concorrenza che caratterizza questa fase, è possibile escludere l'ipotesi che possano essere gonfiati i margini;

2. *Trasmissione*: questo segmento centrale è gestito da Terna S.p.A., che oltre ad essere responsabile della trasmissione, intesa come gestione, mantenimento e sviluppo della rete elettrica nazionale ad alta tensione, si occupa anche del servizio di dispacciamento, un'attività fondamentale che consente di gestire i flussi di elettricità sulla rete in ogni momento. In questo caso l'attività è regolata e caratterizzata da un regime di monopolio naturale; quest'ultimo risulta essere la migliore configurazione in quanto consente di avere un unico operatore sul territorio nazionale [www.terna.it]. In ogni caso si tratta di un regime di monopolio regolato dall'ARERA; infatti, la remunerazione<sup>8</sup> dei servizi di trasmissione e dispacciamento assicurati da Terna si basa su un sistema tariffario che è stabilito proprio da ARERA mediante specifiche delibere. In particolare la remunerazione di Terna è pari al 5,6%, valore più basso dell'intero settore elettrico italiano oltre che molto inferiore rispetto alla media europea che è pari al 6,4% [www.terna.it]. Un'altra caratteristica fondamentale di questa fase della filiera è il fatto che tut-

---

<sup>7</sup>I costi marginali sono i costi aggiuntivi che un'impresa deve sostenere per incrementare le quantità prodotte.

<sup>8</sup>La remunerazione di Terna S.p.A. deriva dal pagamento dei corrispettivi da parte degli impianti di produzione e dei clienti finali, indipendentemente dalla loro localizzazione geografica, dovuto per l'accesso e l'utilizzo della rete di trasmissione nazionale.

ta l'energia che viene immessa nella rete venga prelevata senza che sia possibile andare a stabilire da quale impianto di produzione provenga la stessa energia consumata [GME, 2007];

3. *Distribuzione*: la penultima fase che compone il sistema elettrico è quella della distribuzione, attività anch'essa regolata, che consiste nella consegna di energia elettrica in media e bassa tensione agli utenti. Tale trasformazione dell'elettricità avviene attraverso le cabine primarie<sup>9</sup>, le cabine secondarie<sup>10</sup> e i trasformatori. La rete nazionale di energia elettrica a bassa tensione viene però sezionata in diverse reti locali, ciascuna delle quali è gestita da diverse società di distribuzione che operano in regime di concessione e che sono responsabili della relativa manutenzione [www.terna.it] [GME, 2007]. Data la designazione territoriale del sistema, ogni comune possiede una propria società di distribuzione che dovrà gestire il relativo tratto di rete in regime di concessione. Anche in questo caso, come per la produzione, le imprese di distribuzione sono obbligate a connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne fanno richiesta, facendo loro pagare un corrispettivo per l'accesso e l'utilizzo;
4. *Utenze*: è il segmento finale del mercato elettrico in cui le società di vendita o di fornitura provvedono alla commercializzazione dell'energia elettrica prodotta e trasmessa attraverso il complesso sistema a rete composto da linee, stazioni elettriche e di trasformazione agli utenti finali tra cui le imprese operanti nei vari settori (agricole, industriali e terziarie) e le famiglie [www.terna.it] [GME, 2007]. Quest'attività è stata quella maggiormente interessata dal processo di liberalizzazione, tant'è vero che è stata data la possibilità a tutti gli operatori interessati di entrare sul mercato in veste di società fornitrice, peraltro senza richiedere un titolo abilitativo per il suo esercizio. In ogni caso, ciò che l'utente finale paga per garantirsi la fornitura di energia elettrica è la

---

<sup>9</sup>Cabine che trasformano l'elettricità ad alta tensione in elettricità a media tensione.

<sup>10</sup>Cabine che trasformano l'elettricità dalla media tensione alla bassa tensione.

sommatoria di diverse componenti di prezzo; tra le principali abbiamo la materia prima, il trasporto, gli oneri di sistema e le imposte (tra cui l'IVA).

Prima di procedere con una rapida analisi di quelli che sono i principali soggetti che operano sul mercato elettrico, è doveroso soffermarsi su alcuni aspetti caratterizzanti le attività di trasmissione e dispacciamento.

In particolare, queste due fasi del sistema elettrico italiano sono soggette a vincoli tecnici molto stringenti che è importante conoscere per comprendere la domanda e la formazione del prezzo dell'energia elettrica:

- La richiesta di un bilanciamento istantaneo e continuo tra la quantità di energia immessa in rete e quelle prelevate dalla rete, al netto delle perdite di trasporto e distribuzione [GME, 2007];
- Il mantenimento della frequenza e della tensione dell'energia in rete all'interno di un intervallo ristrettissimo, per tutelare la sicurezza degli impianti [GME, 2007];
- La necessità che i flussi di energia su ogni singolo elettrodo non superino i limiti massimi di transito ammissibili sull'elettrodo stesso [GME, 2007].

Nel momento in cui si presentano delle deviazioni, seppur minime e di breve durata (qualche secondo), da uno di questi vincoli è possibile che il sistema entri rapidamente in stato di crisi. Vi sono però delle problematiche, o meglio delle difficoltà, che caratterizzano il sistema elettrico italiano e che possono rendere poco agevole il rispetto di questi parametri. Tra queste troviamo:

- La variabilità, l'inelasticità e la non razionalità della domanda, considerato che la richiesta di potenza sulla rete evidenzia una grande stagionalità oraria, settimanale e stagionale [GME, 2007];

- La non possibilità di stoccaggio e vincoli dinamici all'adeguamento in tempo reale dell'offerta. Infatti, non è possibile immagazzinare energia elettrica in quantità significative, se non in maniera indiretta, e vi sono dei limiti minimi e massimi di potenza erogabili dagli impianti oltre che dei tempi minimi necessari per l'accensione o la variazione della potenza erogata [GME, 2007];
- Le esternalità sulla rete a causa delle quali, riprendendo quanto già anticipato in precedenza, è reso impossibile il tracciamento del percorso dell'energia [GME, 2007].

### 2.2.2 I principali attori del mercato elettrico italiano

Dai Paragrafi precedenti è possibile intuire la complessità del sistema elettrico italiano dovuto della moltitudine di attività che lo caratterizzano e di soggetti che vi operano. La normativa di riferimento attribuisce a ciascun operatore un ruolo preciso che andremo a vedere in maniera sintetica in modo da non appesantire l'elaborato ma, al tempo stesso, cercando di dare un'inquadratura generale del funzionamento del sistema.

Oltre al Governo e al Parlamento, che per forza di cose sono protagonisti nel settore energetico, vi sono molti altri soggetti tra cui:

1. *Ministero dello Sviluppo Economico (MISE)*: il MISE oltre a svolgere l'importante attività di indirizzo nei confronti dell'ARERA e del settore energetico, garantendo in questo modo la sicurezza e l'economicità del sistema elettrico nazionale, concede le concessioni ai distributori, garantendo la concorrenza e limitando la possibilità di questi ultimi di generare profitti extra [www.mise.gov.it];
2. *Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA)*: questa autorità è stata istituita con la Legge n. 481 del 14 novembre 1995 con la funzione di svolgere l'attività di regolazione e controllo nei vari settori dell'energia elettrica oltre che del gas naturale, dei servizi idrici,

del ciclo dei rifiuti e del termocalore. Nello specifico, ARERA definisce le condizioni economiche e tecniche per l'accesso all'infrastruttura e determina gli obiettivi qualitativi e quantitativi per lo svolgimento dell'attività di fornitura, fissando i prezzi di riferimento per le forniture di energia elettrica [Giustiniani, 2020];

3. *Terna S.p.A.*: come anticipato in precedenza Terna S.p.A. è l'attore che opera in regime di monopolio naturale<sup>11</sup> con riferimento alla fase di trasmissione e dispacciamento, e nonostante all'apparenza possa risultare un soggetto con grande potere di mercato, quindi con ampie possibilità di fare grandi margini, in realtà viene limitato dall'azione di ARERA. Le sue funzioni principali, in quanto società responsabile della gestione del sistema elettrico, sono il servizio di dispacciamento, che garantisce un costante equilibrio fra la domanda e l'offerta di energia, lo sviluppo della rete e la sua manutenzione [www.terna.it];
4. *Gestore dei Servizi Energetici (GSE)*: si tratta di una *holding* pubblica<sup>12</sup> che gioca un ruolo fondamentale nello sviluppo e nella diffusione delle fonti rinnovabili attraverso l'erogazione di incentivi. Tale attore, di cui è azionista unico il MEF (Ministero dell'Economia e delle Finanze), è a sua volta controllore di due società, ovvero dell'Acquirente Unico e del Gestore dei Mercati Energetici [www.gse.it];
5. *Acquirente Unico (AU)*: questa figura deve garantire la fornitura di energia elettrica per l'intera domanda dei clienti vincolati. Per farlo dovrà acquistare la capacità di energia necessaria e andare a rivenderla ai distributori a pari e idonee condizioni consentendo, in questo modo, di applicare un'unica tariffa a livello nazionale<sup>13</sup>. Si evince

---

<sup>11</sup>Si tratta di un mercato che date le caratteristiche si predispone al funzionamento ottimale attraverso un unico attore.

<sup>12</sup>Società per azioni a capitale pubblico.

<sup>13</sup>Si parla di PUN, ovvero prezzo unico nazionale.

che il suo operato è regolato in maniera tale da limitare i comportamenti opportunistici che possono essere messi in atto con riguardo al prezzo, ovvero all'AU non viene data la possibilità di applicare prezzi diversi ai distributori, garantendo così la concorrenza sul mercato [[www.acquirenteunico.it](http://www.acquirenteunico.it)];

6. *Gestore dei Mercati Energetici (GME)*: è uno dei soggetti principali operanti all'interno del sistema elettrico nazionale e alla quale faremo riferimento più volte nel corso del testo. Il GME, tra i suoi compiti, deve organizzare e gestire l'IPEX, acronimo di *Italian Power Exchange*, il mercato del gas e dell'ambiente secondo criteri di neutralità, trasparenza e obiettività volti ad assicurare una maggiore e leale concorrenza tra i vari produttori. La seguente società è da rammentare poiché gestisce i tre sottomercati del mercato elettrico a pronti (MPE) ed il mercato elettrico a termine (MTE), di cui parleremo in seguito, garantendo in ciascuno di essi una concorrenza tra i produttori che li incentivi ad andare alla continua ricerca di costi di produzione inferiori per cercare di aumentare il proprio margine [[www.mercatoelettrico.org](http://www.mercatoelettrico.org)].

### 2.3 Articolazione del mercato elettrico italiano

Un ultimo aspetto del mercato elettrico italiano da conoscere per poter poi capire la formazione e l'evoluzione nel tempo del prezzo dell'energia è l'articolazione dello stesso.

Innanzitutto è bene sapere che il sistema elettrico nazionale è diviso in diverse reti di trasmissione che vengono definite come zone e che possono riferirsi a zone geografiche, cioè ad aree geografiche fisiche, o a zone virtuali, cioè aree che non hanno un diretto corrispondente fisico.

Tale distinzione è rilevante dato che i vari aggregati di zone sono caratterizzati da un determinato prezzo zonale dell'energia oltre che da un limite di transito, sia in entrata che in uscita, che viene stabilito sulla base di un preci-

so modello di calcolo. Questo limite di transito è da tenere in considerazione in quanto, per rispettarlo, le varie zone dovranno ricorrere all'importazione o all'esportazione di energia, determinando in questo modo una formazione del prezzo differente in base all'area di riferimento.

Inoltre, il mercato elettrico italiano, che ricordiamo è gestito ed organizzato dal Gestore dei Mercati Energetici, è articolato in due mercati: il Mercato Elettrico a Pronti ed il Mercato Elettrico a Termine oltre che dalla Piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull'IDEX<sup>14</sup>.

### 2.3.1 Il mercato elettrico a pronti

Il mercato elettrico a pronti opera con orizzonti temporali brevi ed è a sua volta composto da tre sottomercati:

1. **Il mercato del giorno prima (MGP)**: nonostante il termine possa ingannare, con mercato del giorno prima ci si riferisce alla seduta che apre alle ore 8:00 del nono giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 9:15 del giorno precedente il giorno di consegna. Si sostanzia nel mercato in cui i soggetti abilitati a parteciparvi, cioè coloro che hanno acquisito la qualifica di “operatore del mercato elettrico”, possono presentare offerte di acquisto o di vendita mediante le quali comprare o vendere l'energia elettrica necessaria per il giorno successivo. Tali offerte devono essere presentate all'interno di un determinato intervallo di tempo, che prende il nome di seduta, e devono riportare diverse indicazioni fra cui, le più importanti, la quantità offerta<sup>15</sup> e il prezzo relativo della quantità<sup>16</sup>. Il MGP è uno dei mercati spot più rilevanti in quanto è quello in cui avviene il maggior scambio di energia

---

<sup>14</sup>È la sede in cui vengono registrate le transazioni dei contratti finanziari derivati sull'energia stipulati.

<sup>15</sup>Ci si riferisce alla quantità di energia elettrica che si è disposti ad acquistare o a vendere.

<sup>16</sup>Corrisponde al prezzo che si è disposti a pagare per la specifica quantità richiesta.

ed è organizzato secondo un modello ad asta implicita. In particolare, le offerte che sono state presentate dagli operatori abilitati vengono accettate solo al termine della seduta di riferimento sulla base del merito economico e nel rispetto dei limiti di transito tra le zone [GME, 2007] [www.mercatoelettrico.org]. È bene precisare che gli operatori che possono operare su tale mercato sono tutti i soggetti, persone fisiche o giuridiche, che hanno seguito un procedimento ben preciso. È infatti necessario presentare la domanda di ammissione al GME che si impegnerà, entro quindici giorni dalla data di ricezione della domanda, a verificare il possesso dei requisiti e la veridicità della documentazione presentata in modo da poter comunicare l'accoglimento o il rigetto della domanda. È fondamentale che il soggetto che effettua la richiesta abbia competenza e professionalità nell'uso di sistemi telematici, non sia condannato con sentenza definitiva e non sia stato precedentemente escluso dallo stesso mercato. In ogni caso è possibile identificare i quattro operatori più rilevanti del MGP:

- *Produttori*: chiaramente sono i soggetti abilitati dal GME a produrre energia. Possono essere sia persone fisiche che producono energia per sé, ad esempio attraverso pannelli fotovoltaici, sia gruppi societari, per il nostro scopo più rilevanti, che producono energia sfruttando diverse tipologie di impianti per cercare di soddisfare la domanda nazionale. Tra le società che hanno maggiormente contribuito alla produzione lorda di energia elettrica vi sono ENEL, ENI e Edison [ARERA, 2021];
- *Intermediario*: è un soggetto terzo specializzato al quale i produttori possono affidarsi per la vendita dell'energia elettrica prodotta. Così facendo i produttori, oltre ad ottenere il ricavo risultante dalla vendita, ricevono anche un premio di immissione che permette di attenuare le fluttuazioni a lungo termine dei prezzi di mercato;

- *Consumatori finali*: sono coloro che acquistano energia per soddisfare il proprio fabbisogno energetico. Questi operatori si distinguono in domestici e non domestici; questi ultimi sono coloro che acquistano l'energia per usi diversi da quelli casalinghi, come per lo svolgimento di attività lavorative o commerciali;
- *Acquirente Unico*: operatore di cui abbiamo già parlato in precedenza ma di cui è importante sottolineare il ruolo nel MGP. Infatti, l'AU svolge l'attività di approvvigionamento di energia per il Servizio di Maggior Tutela destinato ai clienti finali, nello specifico per i consumatori che non hanno scelto un fornitore da cui acquistare. Più chiaramente agisce come “rappresentante” della domanda di quei consumatori che presi singolarmente hanno un basso potere contrattuale; in questo modo si riescono ad ottenere delle condizioni di fornitura molto più economiche [www.acquirenteunico.it].

2. **Il mercato Infragiornaliero (MI)**: è il sostituto del mercato di aggiustamento, introdotto con la Legge n. 2 del 1999, il cui nome ci permette di comprendere intuitivamente la sua funzione. Infatti, il MI consente ai soggetti idonei ad operare sul mercato elettrico di modificare i programmi di immissione e di prelievo che sono stati determinati durante le negoziazioni sul Mercato del Giorno Prima in modo tale da essere in grado di aggiornare costantemente le offerte di vendite e di acquisto [www.mercatoelettrico.org]. È costituito da quattro sedute, le prime due<sup>17</sup> nel giorno antecedente a quello di consegna, dunque a valle del MGP, e le altre due<sup>18</sup> nel giorno di consegna e per questo definite sedute infragiornaliere [GME, 2007];

3. **Il mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD)**: è il mercato in

---

<sup>17</sup>Operative dal 31 ottobre 2009.

<sup>18</sup>Operative dal 1 gennaio 2011.

cui Terna S.p.A. si approvvigiona dei servizi di dispacciamento necessari alla gestione e al controllo del sistema. In altre parole è il mercato in cui la società per azioni Terna stipula in prima persona offerte di vendita e di acquisto. Si articola in due fasi, una prima fase ex-ante finalizzata all'acquisto o alla vendita di energia elettrica in modo da evitare congestioni e garantire riserve, e una seconda fase, definita come mercato di bilanciamento proprio perché la sua finalità è quella di bilanciare le offerte ricevute nel corso della seduta [www.mercatoelettrico.org]. A sua volta la fase ex-ante è articolata in tre sottofasi e il mercato di bilanciamento in 5 sessioni [GME, 2007].

	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.

Figura 2: Articolazione delle sedute del mercato a pronti.  
 [GME, 2007]

La Figura 2 risulta molto utile per comprendere meglio la distribuzione temporale, dunque la composizione, delle varie sedute dei tre mercati che compongono il mercato a pronti.

Nella tabella riportata MGP rappresenta il mercato del giorno prima, MI1 e MI2 le due sedute del mercato infragiornaliere operative dal 31 ottobre 2009, MSD1, MSD2, MSD3 le tre sottofasi del mercato dei servizi di dispacciamento, MB1, MB2, MB3, MB4, MB5 le cinque sessioni del mercato di bilanciamento e infine MI3 ed MI4 che identificano le ul-

teriori due sessioni del mercato infragiornaliero operative dal 1 gennaio 2011.

### 2.3.2 Il mercato elettrico a termine

Il mercato elettrico a termine, anche identificato attraverso la sigla MTE, è la sede in cui possono operare tutti i soggetti ammessi al mercato elettrico e in cui avvengono le negoziazioni di contratti a termine dell'energia elettrica con obbligo di consegna e ritiro della stessa. Su tale mercato le negoziazioni avvengono in maniera continuativa durante tutto l'arco della seduta, ovvero tutti i giorni dalle 9:00 alle 17:30, eccetto il penultimo giorno di mercato del mese in cui la chiusura è anticipata alle ore 14:00 [www.terna.it][GME, 2007].

Sul MTE è possibile negoziare contratti *baseload*, cioè contratti il cui sottostante è l'energia elettrica da consegnare in tutti i periodi rilevanti dei giorni appartenenti al periodo di riferimento, e contratti *peakload*, cioè contratti il cui sottostante è l'energia elettrica da consegnare nei periodi rilevanti dal nono al ventesimo dei giorni appartenenti al periodo di consegna, esclusi il sabato e la domenica [www.terna.it]. In altre parole, i contratti *baseload* sono quei contratti volti a garantire la fornitura di una certa quantità di base di energia per un determinato periodo di tempo, mentre i contratti *peakload* servono per assicurare la fornitura di energia elettrica volta a soddisfare i periodi di picco della domanda. Entrambe le tipologie di contratto possono avere come periodo di consegna il mese, il trimestre oppure l'anno [GME, 2007].

Gli operatori abilitati, per partecipare alle negoziazioni di questo mercato, devono presentare delle proposte in cui sono indicate le varie tipologie e il periodo di consegna del contratto, il numero dei contratti oltre che, naturalmente, il prezzo alla quale sono disposti ad acquistare o vendere. Tutte le proposte ricevute saranno poi inserite e organizzate dal GME all'interno di un book di negoziazione; quest'ultimo sarà differente in base alla tipologia di contratto e al periodo di consegna richiesto. In ogni caso sul book le

offerte inserite verranno distinte sulla base del prezzo, o meglio le offerte di acquisto saranno ordinate in maniera decrescente mentre le offerte di vendita saranno ordinate in maniera crescente. Nella circostanza in cui si presentino due offerte con medesimo prezzo prevarrà quella che è stata presentata prima, dunque ci si baserà su un criterio di priorità temporale di immissione dell'offerta [GME, 2007]. Come già anticipato la negoziazione continua, caratterizzante questo mercato, fa sì che avvenga una conclusione dei contratti mediante l'abbinamento automatico delle offerte aventi segno opposto sul book e ordinate secondo i criteri di priorità visti sopra. Vi è la necessità di sottolineare come in alcune circostanze possa essere presentata una proposta di acquisto o di vendita senza l'indicazione relativa al prezzo. In questi casi si parla di offerta senza limiti di prezzo, la quale determina l'abbinamento a capienza con una o più offerte di vendita (o di acquisto) aventi prezzo minore o uguale (maggiore o uguale) a quello della proposta inserita [www.terna.it].

## 2.4 Caratteristiche del mercato elettrico italiano

Dopo aver analizzato in maniera sufficientemente approfondita la struttura e l'articolazione del mercato elettrico italiano, fondamentale per comprendere meglio il contesto in cui lavoreremo durante tutto l'elaborato, spostiamo la nostra attenzione su alcune peculiarità rilevanti del mercato stesso vista la loro capacità di influenzare e determinare il prezzo dell'energia elettrica.

1. *Impossibilità di stoccaggio dell'energia elettrica*: l'elettricità, intesa come merce, ha molte caratteristiche interessanti, la maggior parte delle quali derivano dal fatto che non vi è la possibilità di immagazzinarla<sup>19</sup> [Bessembinder and Lemmon, 2002]. Tale peculiarità fa sì che si debba avere un costante equilibrio tra domanda e offerta, in particolare la produzione e il consumo di energia avvengano in simultanea, ovvero nel

---

<sup>19</sup>È doveroso rimarcare come l'energia potenziale, invece, può essere immagazzinata ad esempio sotto forma di bacini d'acqua o scorte di carburante, nonostante la capacità di convertire rapidamente questa energia potenziale in energia rimane limitata.

momento in cui viene prodotta deve essere consumata [Peter Zweifel, 2017] [Cramton, 2017]. Ciò implica che, non essendovi scorte, non è possibile attenuare gli eventuali shock della domanda o dell'offerta con conseguente volatilità molto elevata dei prezzi;

2. *Stagionalità, passività ed inelasticità al prezzo della domanda*: una seconda caratteristica del mercato elettrico italiano è relativa alla particolare domanda. Infatti, quest'ultima risulta essere passiva in quanto il prezzo dell'energia non dipende dal comportamento del consumatore, dato che non è possibile immagazzinare energia nei periodi più convenienti ovvero nelle cosiddette ore fuori picco o off-pick. Tali periodi si contrappongono ai peakload o orari di picco in cui il prezzo dell'energia risulta essere superiore. Inoltre, si parla di inelasticità della domanda al prezzo poiché essendo l'energia un bene che non ha un sostituto a prescindere dal prezzo che la contraddistingue, verrà dunque acquistata poiché essenziale nella vita dell'essere umano.

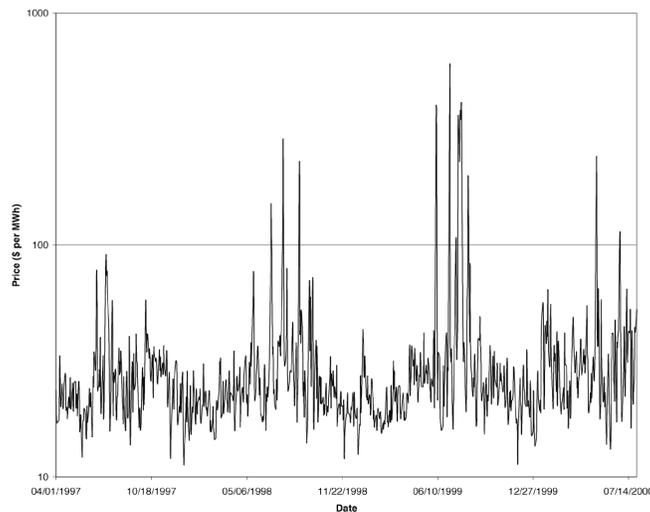


Figura 3: Prezzi medi giornalieri dell'energia.  
[Bessembinder and Lemmon, 2002]

Osservando la Figura 3 è possibile rimarcare un'ulteriore caratteristica della domanda, cioè la stagionalità. Sono infatti evidenti picchi rialzisti ampi ma temporanei oltre che un rialzo dei prezzi durante ogni stagione estiva. Per questo si parla di stagionalità oraria, essendo che dalle 7 alle 9 la domanda è molto più elevata rispetto alle ore notturne; di stagionalità giornaliera, dato che nei giorni lavorativi la domanda è superiore rispetto ai giorni festivi. Si parla anche di stagionalità con riferimento alle stagioni, legata al fatto che la domanda nei mesi invernali ed estivi è più elevata rispetto ai mesi primaverili ed autunnali [Bessembinder and Lemmon, 2002];

3. *Offerta flessibile*: data la domanda molto volatile del mercato elettrico, per andare a soddisfarla è necessario che l'offerta sia flessibile. In questo senso l'attività di dispacciamento, di cui abbiamo parlato nella sezione precedente, svolge un ruolo fondamentale nell'evitare blackout o congestioni di rete che potrebbero portare ad un aumento sconsiderato dei prezzi. Dati i vari metodi di produzione che vi sono a disposizione, che vanno a definire il "fuel mix", è ragionevole pensare che la domanda verrà soddisfatta in maniera differente, in particolare, si cercherà di ricorrere all'impianto caratterizzato dal minore costo marginale di produzione possibile. Dunque, per soddisfare la domanda di base<sup>20</sup> si ricorrerà ad impianti di base caratterizzati da alti costi fissi ma bassi costi variabili il che li rende adatti, o più efficienti se vengono fatti lavorare costantemente per lunghi periodi di tempo. Per soddisfare la domanda di punta, e quindi i picchi della stessa, invece entreranno in scena gli impianti di punta che, al contrario di quanto visto per i precedenti, hanno costi fissi elevati ma bassi costi variabili [Bessembinder and Lemmon, 2002][Peter Zweifel, 2017]. Quanto detto ci fa capire come i costi che le varie centrali devono sostenere per produrre un certo

---

<sup>20</sup>È il livello minimo di energia richiesto dai consumatori, al di sotto di tale limite non si scende mai.

livello di energia siano diversi a seconda della tipologia di impianto alla quale facciamo riferimento.

## 2.5 Formazione dei prezzi dell'energia elettrica

Dopo aver evidenziato gli aspetti più importanti del mercato elettrico dal punto di vista teorico, andiamo ad analizzare come si formano i prezzi all'ingrosso<sup>21</sup> relativi all'energia.

Innanzitutto bisogna sapere che il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso è caratterizzato dal Marginal System Model, noto anche come “pay-as clear”, il che significa che tutti ottengono lo stesso prezzo per l'elettricità che si sta producendo in quel momento [energy.ec.europa.eu]. In particolare, ipotizzando una concorrenza perfetta sul mercato, che è l'obiettivo che si è voluto ottenere attraverso la liberalizzazione del settore energetico, mediante tale modello viene applicato un prezzo ( $P$ ) pari ai costi marginali di produzione ( $MC$ ):

$$P = MC \tag{1}$$

Nel concreto, in base al tipo di impianto, il costo marginale comprenderà diverse componenti:

1. *Carburante*: il costo del carburante che viene sostenuto per generare elettricità dipende proporzionalmente dal prezzo dello stesso carburante (all'aumentare del prezzo aumenta il costo dello stesso e di conseguenza i costi marginali di produzione) e in maniera inversamente proporzionale all'efficienza del carburante (se l'efficienza aumenta, con meno carburante è possibile produrre più energia e si ha dunque una riduzione dei  $MC$ ) [Peter Zweifel, 2017];
2. *Quote di emissioni di  $CO_2$* : per cercare di mitigare il problema dell'inquinamento, in particolare di ridurre le emissioni di  $CO_2$ , l'UE ha

---

<sup>21</sup>Nel mercato spot all'ingrosso i produttori vendono ai rivenditori, che a loro volta distribuiscono energia ai loro clienti.

introdotto il sistema ETS EU attraverso il quale, stabiliti dei tetti massimi alle emissioni per tutte le aziende che producono gas bioalternati, viene data la possibilità alle società di negoziare quote di emissione. Pertanto, il costo marginale della produzione di elettricità dipende anche dalla quantità di anidride carbonica che viene emessa dalla centrale, oltre che dal prezzo di mercato delle relative quote [Peter Zweifel, 2017] [Ellerman and Joskow, 2008].

Dunque, secondo tale modello ciascun produttore presenterà sul mercato la propria offerta il cui prezzo sarà stabilito in base al proprio costo di produzione. Va da sé che giungeranno alcune offerte più economiche, con riferimento alle centrali più efficienti che sono in grado di produrre energia ad un costo di produzione inferiore, e altre offerte più costose. Queste singole offerte e richieste per una data ora verranno raccolte ed aggregate per formare la curva di offerta e la curva di domanda orarie e verranno ordinate seguendo il principio dell'ordine di merito, secondo cui la domanda verrà totalmente soddisfatta partendo dalle offerte economicamente più vantaggiose. Una volta soddisfatta l'intera domanda tutti gli operatori del mercato otterranno il prezzo dell'ultimo produttore da cui è stata acquistata elettricità, che prende il nome di market clearing price, il quale è determinato dall'intersezione delle due curve come nella figura qui riportata:

Nella Figura 4, riportata alla pagina successiva, si può notare come tutte le offerte di vendita valide vengano ordinate per prezzo crescente, facendo assumere alla curva di offerta aggregata un'inclinazione positiva, mentre le richieste di acquisto vengono ordinate per prezzo decrescente, determinando un'inclinazione negativa della curva di domanda totale. Il punto di intersezione fra le due curve determina sia il prezzo di equilibrio,  $P^*$ , che la quantità di equilibrio,  $Q^*$ , ovvero il prezzo che viene applicato alla quantità complessivamente scambiata.

Tali diversi prezzi di vendita offerti dai produttori rispecchiano il fatto che le varie tipologie di impianto sono caratterizzate da costi per la produ-



Figura 4: Determinazione del prezzo di equilibrio.  
[GME, 2007]

zione di energia differenti, il che fa sì che alcuni produttori, in particolare quelli che sono caratterizzati da  $MC$  inferiori rispetto a quelli dell'ultima offerta accettata, hanno la possibilità di ottenere margini superiori che gli permettono di spendere gran parte dei costi fissi.

Quanto appena detto è il caso tipico dei generatori che sfruttano le fonti energetiche rinnovabili poiché queste ultime hanno dei  $MC$  praticamente nulli o comunque molto inferiori rispetto alle fonti non rinnovabili che fanno "slittare" verso destra nell'ordine di merito le altre offerte di mercato ricevute e validate.

Dunque, l'area compresa fra la retta orizzontale tratteggiata, che indica il prezzo di equilibrio, e la curva di offerta totale rappresenta il margine dei produttori che diminuisce all'aumentare dei costi marginali fino a che, per l'ultima offerta accettata, è pari a 0 in quanto il prezzo di equilibrio applicato è uguale ai costi variabili sostenuti per la produzione.

Ciò comporta che nel caso in cui il prezzo del gas naturale aumenti, essendo quest'ultimo un costo variabile, aumenteranno anche i costi marginali degli impianti a turbogas, facendo aumentare il prezzo di mercato se questi risultano essere gli impianti le cui offerte sono le ultime accettate. Ne conse-

gue che le altre centrali che adoperano diverse modalità per la produzione di energia se rientrano, per ordine di merito, all'interno delle offerte accettate (e quindi tra l'origine e il punto di intersezione fra le due curve) trarranno beneficio dall'aumento di prezzo della materia prima gas, poiché il prezzo di equilibrio aumenterà ma i loro  $MC$  resteranno invariati, determinando un maggior margine [Pindyck and Rubinfeld, 2018].

Riferendoci alle zone che compongono la rete, di cui abbiamo parlato nella Sottosezione precedente, è doveroso fare un appunto. Infatti, se i flussi sulla rete derivanti dai programmi non violano nessun limite di transito, si determinerà un unico prezzo a livello nazionale pari a  $P^*$ . Di conseguenza, saranno accettate tutte le offerte che hanno un prezzo inferiore o uguale al prezzo di equilibrio e tutte le richieste che hanno un prezzo superiore o uguale al prezzo di equilibrio. Se anche solo un limite è stato violato il mercato verrà diviso in due zone, una importatrice e l'altra esportatrice, in ciascuna delle quali avverrà un processo di incrocio fra le curve di domanda e offerta indipendente e che determinerà un prezzo di equilibrio zonale ( $Pz$ ) diverso nelle due zone di mercato [Peter Zweifel, 2017][GME, 2007]. Nello specifico si avrà che il prezzo di equilibrio zonale è maggiore nella zona importatrice rispetto a quello della zona esportatrice.

A questo riguardo il GME ha creato un algoritmo che è in grado di determinare un prezzo unico di acquisto a livello nazionale (PUN) nonostante l'esistenza di diversi prezzi zionali. Il PUN viene calcolato come una media dei diversi prezzi zionali ponderata per i consumi della stessa zona [GME, 2007]:

$$PUN = \frac{\sum_{i=0}^n \cdot (Pz_i) \cdot Qz_i}{\sum_{i=0}^n \cdot Qz_i}. \quad (2)$$

Questo modello ha reso il sistema del mercato elettrico efficiente e trasparente, permettendo anche di incentivare i produttori a mantenere i costi di produzione più bassi possibile in quanto con bassi  $MC$  è molto più probabile vendere l'energia prodotta oltre che, se particolarmente bassi, generare extra profitti che consentano di coprire non solo i costi variabili di produzione ma

anche parte dei costi fissi quali gli ammortamenti ed il costo del personale.

Inoltre, con riferimento alla formazione dei prezzi nei mercati spot è bene tenere presente che i prezzi orari dell'energia elettrica sono relativamente volatili e per questo motivo i prezzi medi giornalieri vengono studiati separatamente per i periodi di punta, ovvero i periodi in cui il prezzo è superiore a causa di una domanda di energia maggiore, e i periodi non di punta, cioè tipicamente le ore notturne e i giorni festivi, in cui il prezzo è inferiore. In dettaglio una parte di queste fluttuazioni può essere spiegata da fattori prevedibili, quali gli effetti del calendario, mentre un'altra parte è determinata da fattori non prevedibili sulla quale è importante rivolgere la nostra attenzione [Peter Zweifel, 2017].

Quanto detto a parole può essere riassunto tramite la seguente equazione di regressione che si riferisce alla media giornaliera dei prezzi di picco e di fuori picco:

$$\ln p_t = c_0 + c_1 \cdot \textit{Friday} + c_2 \cdot \textit{Saturday} + c_3 \cdot \textit{Sunday} + c_4 \cdot \textit{PublicHoliday} + c_5 \cdot \textit{SchoolVacation} + c_6 \cdot \textit{ChristmasTime} + c_7 \cdot \ln p_{F,t-1} + u_t. \quad (3)$$

In questa regressione le prime sei variabili sono delle dummy, ovvero variabili che assumono valore pari a 0 se l'osservazione non rientra nella categoria pertinente o pari a 1 se invece rientra all'interno della categoria. La settima variabile invece, cioè  $\ln p_{F,t-1}$ , rappresenta il prezzo di picco e rispettivamente il prezzo fuori picco, il cui coefficiente,  $c_7$ , incorpora gli effetti che vengono prodotti sia dal costo dal carburante che dai certificati di emissione di  $CO_2$ , oltre che da altre variabili che possono andare ad incidere e influenzare il prezzo medio giornaliero. Per ultima  $u_t$  rappresenta la componente imprevedibile nonché la componente erratica o residua della stima effettuata mediante il metodo dei minimi quadrati (OLS<sup>22</sup>) [Peter Zweifel, 2017].

---

<sup>22</sup>Dall'inglese Ordinary Least Squares è una regressione attraverso la quale è possibile andare a stimare la curva più adatta a rappresentare un insieme di dati.

Dall'Equazione (3) è possibile andare a calcolare i prezzi corretti del mercato del giorno prima,  $p_t^*$ , che includono esclusivamente la componente non prevedibile della variazione:

$$\ln p_t^* = c_0 + \hat{u}_t + c_5 \cdot \text{mean}(\ln p_{F,t-1}) \quad (4)$$

In base all'elasticità al prezzo della domanda e dell'offerta, piccole variazioni nella domanda o nell'offerta di energia possono generare forti fluttuazioni durante i periodi di picco, mentre hanno un impatto limitato nei periodi non di punta. Secondo degli studi condotti da Routledge, Seppi e Spart, i prezzi dell'energia per i periodi di punta sono quasi il doppio rispetto a quelli dei periodi off-peak [Routledge et al., 2000]. Da ciò deriva una differente distribuzione dei prezzi di picco e fuori picco.

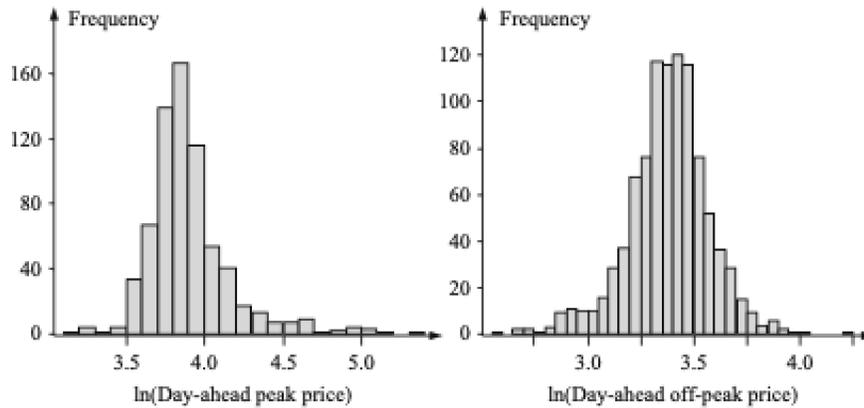


Figura 5: Istogrammi dei prezzi corretti del mercato.  
[Peter Zweifel, 2017]

Si può notare dalla Figura 5 come i prezzi fuori picco siano caratterizzati da una distribuzione praticamente simmetrica, cioè una Normale o Gaussiana, mentre i prezzi di picco hanno una distribuzione inclinata a sinistra, cioè asimmetrica positiva.

Quanto detto finora ha come ipotesi di base la concorrenza perfetta del settore energetico, il che implica che nessun operatore del mercato ha la

possibilità di portare il prezzo del mercato all'ingrosso al di sopra del livello concorrenziale ( $P = MC$ ) in quanto si rischierebbe di essere tagliato fuori dal mercato [Mas-Colell et al., 1995].

Come sappiamo però i  $MC$  rappresentano solo una parte della funzione di costo dell'elettricità; ciò significa che per i produttori vi è un grande rischio di non riuscire a spesare i costi fissi relativi alla produzione. Il costo totale per i produttori può essere espresso da:

$$TC = F + \frac{\alpha}{c} \cdot (Qp_i) \quad (5)$$

in cui  $F$  sono i costi fissi,  $Qp_i$  è l'output che viene prodotto dal produttore,  $c$  è una costante che può assumere valori maggiori o uguali a 2 e  $\alpha$  sono i costi marginali che vengono sostenuti dai produttori. L'implicazione, abbastanza ovvia, di tale formula è che i  $MC$  di produzione, dati da  $\frac{\alpha}{c}$  aumentano all'aumentare della produzione e se il parametro di costo  $c$  è maggiore di 2 i costi marginali aumenteranno ad una velocità crescente a causa dell'aumento della convessità dei costi [Bessembinder and Lemmon, 2002].

### 2.5.1 Il mercato del gas naturale

Una delle determinanti che influenza il prezzo dell'energia elettrica, ed in particolare i costi marginali di produzione della stessa, è il costo del carburante. In questo elaborato, come anticipato, ci focalizzeremo sulla produzione di energia che avviene attraverso le centrali termoelettriche, ovvero impianti che adoperano il gas naturale come combustibile. Proprio per tale motivo si ritiene utile presentare a grandi linee il mercato del gas naturale, con particolare attenzione alle caratteristiche del mercato e alla formazione del prezzo del gas.

Innanzitutto, il gas naturale è la terza fonte di energia primaria a livello mondiale, dietro al petrolio greggio e al carbon fossile, in quanto è caratterizzato da tecnologie ad alta efficienza energetica che consentono di rilasciare

relativamente poche emissioni di biossido di carbonio. D'altra parte, però, la criticità di questa materia prima sono le modalità di trasporto; infatti quest'ultimo viene movimentato mediante delle reti di gasdotti che sono geograficamente poco flessibili e sono strutture che non possono essere utilizzate per altri scopi. I clienti che acquistano gas naturale nella maggior parte dei casi non hanno la possibilità di stoccaggio o comunque, anche se vi è, risulta molto costosa a causa della bassa densità energetica, motivo per cui i fornitori seguono da vicino la domanda e in base al suo andamento programmano le consegne. Nel mercato all'ingrosso del gas naturale vi operano due tipi di imprese:

1. *I produttori*: possono essere società pubbliche o private che solitamente hanno delle forniture che eccedono la domanda e che vendono sul mercato;
2. *Gli importatori e le società di distribuzione del gas*: al contrario dei produttori, sono imprese che cercano di soddisfare una domanda superiore rispetto all'offerta che possono assicurare mediante la produzione propria, hanno quindi meno gas di quanto sarebbe necessario per soddisfare la domanda.

Date le seguenti definizioni, a meno che non vi sia un'integrazione verticale fra le due società, vi è la necessità per entrambe di scambiare gas in modo da chiudere le loro posizioni lunghe (con riferimento ai produttori) e corte (con riferimento agli importatori o distributori) [Peter Zweifel, 2017]. Per farlo si ricorre all'utilizzo di contratti a lungo termine, che rappresentano un sostituto imperfetto dell'integrazione verticale, attraverso i quali è possibile ripartire il rischio fra importatori ed esportatori, anche se questa tipologia di contratti è efficace nella misura in cui nessuna delle parti ha un interesse in una risoluzione anticipata [Crocker and Masten, 1991]. Il gas naturale viene anche scambiato sui mercati spot e futures ricorrendo ad hub fisici o virtuali del gas che danno la possibilità ai commercianti di accedere all'infrastruttura.

In entrambi i casi il prezzo del gas è collegato all'andamento del prezzo del gasolio da riscaldamento in quanto sono beni vicini sostituiti nel mercato del riscaldamento d'ambiente, anche se nel lungo periodo si può rimarcare una divergenza fra i due a causa della forte stagionalità dei prezzi del gas (dovuto al costo di stoccaggio elevato del gas), dell'impatto dei volumi di stoccaggio e dei costi di trasporto che possono far variare i prezzi nelle diverse zone [Peter Zweifel, 2017]. Inoltre, sul MGP del gas i prezzi non rappresentano il punto di intersezione fra la curva di domanda e la curva di offerta, come abbiamo visto per quanto riguarda il mercato elettrico, dato che vengono calcolati come media ponderata sui volumi delle transazioni che sono state registrate.

### **2.5.2 Il mercato dei certificati di emissione**

Per cercare di mitigare il problema dell'inquinamento nel 2005 l'UE ha introdotto il sistema di scambio di quote di emissione (EU ETS), ispirato dal Protocollo di Kyoto. In pratica l'ETS si sostanzia in un classico sistema cap-and-trade con il quale, dopo che vengono fissati dei limiti assoluti di emissioni di  $CO_2$ , si attribuiscono gratuitamente delle quote agli impianti che, se in eccesso o insufficienti per coprire le effettive emissioni, possono essere vendute o acquistate sul mercato. Una quota dà la possibilità di emettere una tonnellata di  $CO_2$  ed una volta l'anno le imprese dovranno restituire un ammontare di quote tale da compensare le emissioni di biossido di carbonio che si sono fatte registrare nel periodo di riferimento [Ellerman and Joskow, 2008].

Per riuscire a raggiungere l'obiettivo di riduzione di gas ad effetto serra non è possibile stabilire un prezzo a priori come proposto da Nordhaus and Boyer [2000] o Böhringer et al. [2000] bensì è necessario adottare l'approccio dei prezzi standard secondo cui è, in un primo momento, necessario fissare il livello di emissioni che si vuole raggiungere per poi procedere all'imposizione di un prezzo fiscale che mi permetta di raggiungerlo. Per stabilire la quota

di  $CO_2$  tollerabile viene utilizzata la seguente equazione:

$$M_t = M_{t-1} - \frac{1}{\tau} \cdot (M_{t-1} - M_{pre}) + \beta \cdot Em_t \quad (6)$$

dove  $M_{t-1}$  indica l'inventario di  $CO_2$  realizzato al tempo  $t - 1$ ,  $\frac{1}{\tau}$  è il tasso stimato di decadimento annuo che moltiplicato per  $(M_{t-1} - M_{pre})$  dà il decadimento dell'inventario aggiunto al suo livello pre-industriale,  $\beta$  indica la percentuale di emissioni che viene "assorbita" dall'atmosfera, dagli oceani e dagli alberi e  $Em_t$  rappresenta le emissioni di biossido di carbonio nel periodo  $t$  [Peter Zweifel, 2017]. Una volta che viene fissata la quantità di emissioni tollerabile per l'anno, quest'ultima deve essere ripartita tra le varie imprese attraverso la distribuzione di diritti o quote di emissioni. Possono essere seguite varie logiche di distribuzione:

1. *Grandfathering approach*: distribuisce le quote tenendo in considerazione il livello di emissioni dell'area in un determinato periodo di riferimento. Ciò fa sì che verranno attribuiti più diritti ai Paesi ed alle industrie che hanno elevate emissioni [Peter Zweifel, 2017];
2. *Benchmark approach*: verranno attribuite le quote sulla base del livello di attività, ad esempio tenendo in considerazione il fatturato. Per cui saranno privilegiati i Paesi più ricchi che riceveranno più diritti di emissione [Peter Zweifel, 2017];
3. *Egalitarian approach*: quest'ultimo approccio stabilisce uno stesso livello di quote di emissione procapite, motivo per cui a ricevere maggiori permessi saranno le nazioni con popolazioni più numerose [Peter Zweifel, 2017].

A prescindere dalla distribuzione che viene scelta, è sempre possibile (dato che il sistema EU ETS lo permette) andare a modificarla mediante scambi. Nello specifico le imprese che non ricevono gratuitamente quote di emissioni

o le ricevono ma in misura insufficiente possono rivolgersi al mercato acquistandole da altre imprese che ne hanno in eccesso [Ellerman and Joskow, 2008]. Questo scambio di emissioni consente non solo di generare reddito ai Paesi più poveri ma contribuisce anche ad aumentare l'efficienza complessiva delle strategie di riduzione dei gas ad effetto serra.

Quanto detto a parole con riferimento al meccanismo di scambio delle quote di  $CO_2$  può essere riassunto graficamente come segue:

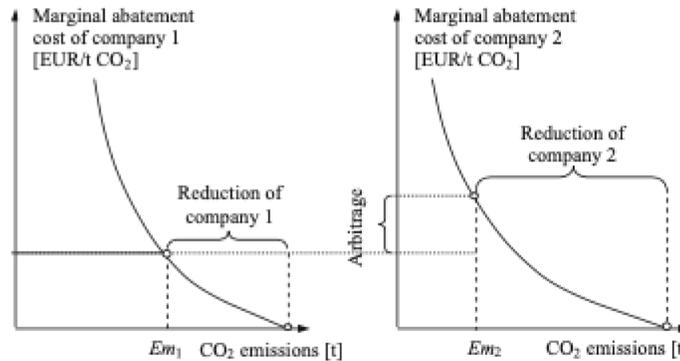


Figura 6: Costi marginali di abbattimento delle emissioni di due imprese.  
[Peter Zweifel, 2017]

Le due imprese nella Figura 6 sono caratterizzate da una quantità di emissioni diverse prima dell'assegnazione delle quote e pari al punto di intersezione fra l'asse delle ascisse e la curva dei costi marginali di abbattimento in quanto lo sforzo di abbattimento è pari a 0. Nel momento in cui vogliono andare a ridurre le loro emissioni, spostandosi verso sinistra sull'asse delle ascisse, dovranno sostenere un determinato costo di abbattimento che sarà differente per le due imprese. Dunque, dopo che vengono fissati i diritti di emissione rispettivamente pari a  $Em_1$  ed  $Em_2$  le due compagnie dovranno ridurre le proprie emissioni sostenendo uno sforzo economico. Data la forma della curva dei costi marginali di abbattimento, evitare le prime tonnellate di emissioni risulta essere meno impegnativo rispetto alle successive [Pindyck and Rubinfeld, 2018]. Inoltre, per la società 1 caratterizzata da una curva

più inclinata costerà meno raggiungere il suo obiettivo rispetto alla società 2, motivo per cui quest'ultima sarebbe disposta a pagare il costo marginale evitato per acquistare ulteriori quote di emissione.

Tale differenza nei costi di abbattimento genera arbitraggio, indicato anche nel grafico, che incentiva le due imprese a scambiarsi quote fintanto che, almeno nell'ottimale, l'arbitraggio non viene eliminato e di conseguenza si riesce a raggiungere l'obiettivo di emissione sostenendo costi inferiori [Peter Zweifel, 2017].

Dopo aver compreso il funzionamento di questo sistema introdotto dall'UE è rilevante, ai nostri fini, verificare la serie storica dell'EU ETS spot price in modo da identificare l'andamento.



Figura 7: Serie storica prezzi diritti di emissione  $CO_2$ .  
[tradingeconomics.com]

Come si può notare dalla Figura 7 nel 2005, anno di creazione del mercato, i prezzi relativi ai diritti di emissione di  $CO_2$  sono saliti fino a quasi 30 €/t, dopodiché sono andati a ridursi fino a giungere in prossimità dello zero nel 2007. Si è poi assistito ad un rialzo dei prezzi nel 2008, dovuto da un aumento

delle multe per il mancato raggiungimento del obiettivo fissato, seguito da una nuova riduzione nel 2011 alla luce del fatto che il trasporto aereo è stato introdotto all'interno dell'EU ETS. Dopo questi vari periodi di fluttuazione a partire dal 2013 il prezzo dei diritti di emissioni si è stabilizzato ed è rimasto costantemente al di sotto di 10 €/t fino al 2018, anno in cui si è assistito ad un'impennata del prezzo fino a raggiungere l'apice di 89 €/t nel gennaio 2022.

Data la grande volatilità del prezzo dei certificati di emissioni, molti studiosi ritengono che l'EU ETS abbia fallito. In realtà il sistema ha avuto un discreto successo in quanto ha permesso di ridurre notevolmente le emissioni di  $CO_2$  limitando, allo stesso tempo, i costi necessari per farlo.

### 3 L'analisi dei dati

L'obiettivo di questo elaborato è quello di comprendere se il recente aumento del prezzo dell'energia elettrica è determinato da un aumento dei costi variabili di produzione o dalla messa in atto di comportamenti opportunistici da parte dei produttori (in breve, se vi sono in atto fenomeni di speculazione) volti a incrementare il proprio “clean spark spread”<sup>23</sup>.

Per dare una risposta a tale domanda, il primo passo da fare consiste nell'andare a studiare e rappresentare graficamente le serie storiche di nostro interesse, in modo da comprenderne le caratteristiche salienti e individuarne gli aspetti critici. In particolare, lavoreremo sulla serie storica mensile del prezzo di acquisto dell'energia elettrica<sup>24</sup> (ossia il PUN), sulla serie dell'indice Dutch TTF Natural Gas<sup>25</sup> ed infine sulla serie storica del prezzo dei certificati di emissione di  $CO_2$ <sup>26</sup>.

Prima di andare ad analizzarle una per una, è bene sottolineare l'orizzonte temporale di riferimento con il quale si andrà a lavorare, ovvero dodici anni. Infatti, le serie saranno considerate da aprile 2010<sup>27</sup> fino a giugno 2022 per un totale di, considerando la cadenza mensile dei dati, 147 osservazioni. Questa frequenza mensile è stata scelta poiché è risultata essere quella ottimale per il livello di dettaglio che si desiderava ottenere nel seguente elaborato. Ovviamente, lavorando con orizzonti temporali mensili è stato possibile ottenere un andamento dei dati più regolare che ci ha permesso di focalizzarci meglio sull'andamento della stessa. In aggiunta a ciò, i dati mensili sono risultati

---

<sup>23</sup>Si parla di “spark spread” se si effettua la sola differenza tra il PUN e il costo del combustibile mentre si parla di “clean spark spread” se si va a sottrarre anche il costo delle  $CO_2$ .

<sup>24</sup>La serie è stata tratta da [www.mercatoelettrico.org/it/Statistiche](http://www.mercatoelettrico.org/it/Statistiche).

<sup>25</sup>L'acronimo TTF sta per “Title Transfer Facility” ed è un mercato virtuale avente sede nei Paesi Bassi dedicato allo scambio di gas naturale; viene considerato come uno dei principali mercati di riferimento per l'UE. La serie storica è stata reperita su [it.investing.com](http://it.investing.com).

<sup>26</sup>Anche quest'ultima serie è stata tratta da [it.investing.com](http://it.investing.com).

<sup>27</sup>Tutte le serie saranno prese in considerazione da aprile 2010 in quanto due di esse sono caratterizzate da valori mancanti nei mesi precedenti.

molto più completi, precisi e attendibili rispetto a quelli settimanali o giornalieri, i quali sono tipicamente caratterizzati da diversi *missing values*, oltre che da diversi valori poco verosimili.

Inoltre, bisogna considerare che su alcune di queste serie storiche sarà necessario effettuare delle trasformazioni in modo tale che, in un secondo momento, si potrà fare un confronto e, a seguito di semplici operazioni, ottenere la serie storica del margine al MWh per i produttori.

Sarà proprio su quest'ultima serie che ci focalizzeremo e faremo gran parte dei nostri ragionamenti, dato che analizzandola sarà possibile mettere in luce l'andamento del margine dei produttori nel corso del tempo e di conseguenza rispondere ad una delle domande di ricerca che ci si è posti a monte.

## 3.1 Le principali componenti

### 3.1.1 La serie storica del PUN

Come anticipato nella Sezione 2, il PUN è il prezzo unico nazionale dell'energia elettrica che viene determinato dal GME facendo una media ponderata per i consumi dei diversi prezzi zonali. Tale prezzo è il punto di riferimento relativamente al mercato dell'energia elettrica e per tale motivo si è deciso di lavorare su questa serie, reperendo i dati storici direttamente dal sito del Gestore dei Mercati Energetici.

Nella Figura 8 è possibile osservare la rappresentazione grafica dei dati mensili relativi al PUN, a partire da aprile 2010. Come si può notare, la serie è caratterizzata da un'importante volatilità tale per cui il prezzo, fino a maggio 2020, ha oscillato in maniera continua all'interno del range<sup>28</sup> che va da 21,79 €/MWh a 89,04 €/MWh. Nel corso di questo arco temporale la serie è contraddistinta da un valore medio di 57,76 €/MWh e da una

---

<sup>28</sup>È la differenza tra l'osservazione più grande e quella più piccola di un insieme di dati [Levine et al., 2002].

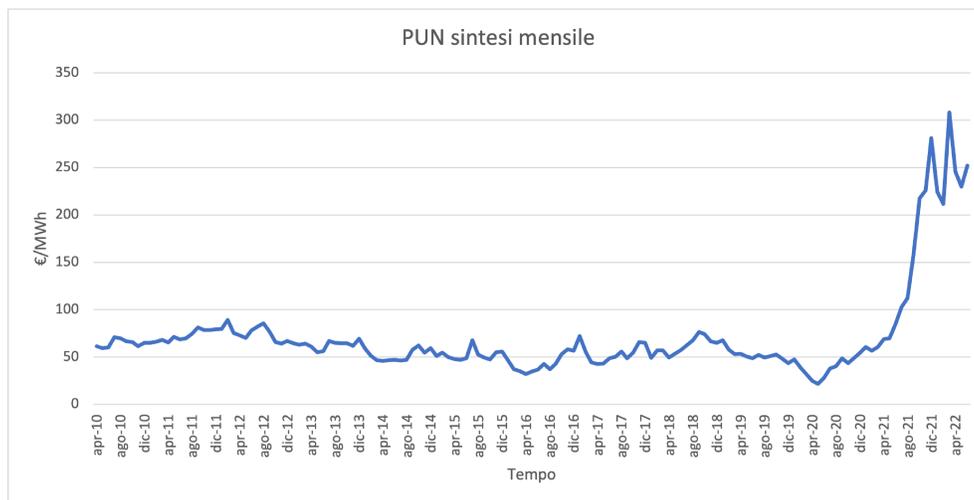


Figura 8: Serie storica prezzo energia elettrica (PUN).  
[\[www.mercatoelettrico.org/it/Statistiche\]](http://www.mercatoelettrico.org/it/Statistiche)

deviazione standard<sup>29</sup> di 12,80 €/MWh. In ogni caso in questo periodo il trend della serie è stato tendenzialmente negativo visto che si è passati da un valore di partenza di 63,45 €/MWh a un valore di 21,79 €/MWh nel maggio 2020 con una variazione complessiva del -64%.

A partire da giugno 2020, però, la situazione è drasticamente cambiata poiché il prezzo dell'energia elettrica ha iniziato a crescere vertiginosamente facendo registrare in poco tempo, in particolare negli ultimi due anni (tra maggio 2020 e giugno 2022), un aumento del 1056% passando da 21,79 €/MWh di maggio 2020 a 251,95 €/MWh di giugno 2022. In quest'ultima fase troviamo anche il picco raggiunto dalla serie nel marzo 2022, momento in cui l'energia elettrica ha raggiunto il costo di 308,07 €/MWh, il più alto mai registrato in Italia.

Le caratteristiche qui evidenziate, e tratte a seguito della semplice osservazione del grafico, sono sostenute e confermate anche da alcuni indicatori di

<sup>29</sup>La deviazione standard, o scarto quadratico medio, non è altro che la radice quadrata della varianza e indica la distanza media delle singole osservazioni dal valore medio [Levine et al., 2002].

dinamica<sup>30</sup>, uno su tutti il tasso medio di variazione annua che risulta essere davvero molto utile in quanto ci permette di sintetizzare tutte le informazioni in un unico dato.

Occorre sottolineare che non si tratta semplicemente della divisione del tasso di variazione complessivo per il numero di anni che separano il dato di testa dal dato di coda, bensì per calcolarlo è necessario utilizzare la seguente formula matematica:

$${}^{t_n-t_0}\sqrt{\frac{Y_{t_n}}{Y_{t_0}}} - 1. \quad (7)$$

In tale circostanza la decrescita dei valori fino a metà 2020 è evidenziata dal valore negativo del tasso medio di variazione annua e pari a -10,13%; così come il vertiginoso aumento del prezzo dell'energia elettrica degli ultimi due anni può essere quantificato grazie a tale indicatore, che assume un valore pari a +240,04%.

Data la situazione appena descritta, sta a noi capire quali sono i fattori che hanno determinato questa rapida impennata dei prezzi, naturalmente tenendo anche presente delle particolari situazioni che hanno colpito e stanno colpendo il mondo in questi ultimi anni, primi fra tutti la crisi sanitaria mondiale causata dal Covid-19 e l'inizio della guerra in Ucraina.

È doveroso fare un ultimo appunto rispetto alla serie del PUN. Infatti, quest'ultima non necessita di alcun aggiustamento o trasformazione in quanto l'unità di misura della serie è già espressa in €/MWh. Questo ci permetterà di fare un confronto con le altre serie al fine di raggiungere i nostri obiettivi, ovvero: identificare il margine dei produttori per un'unità di MWh di corrente elettrica prodotta e, lavorando su quest'ultimo, capire se l'eventuale aumento o riduzione dei margini derivi da fenomeni speculativi o meno.

---

<sup>30</sup>Gli indicatori di dinamica sono degli strumenti che vengono utilizzati per andare ad effettuare delle misurazioni di variabili economiche [Merelli, 2013].

### 3.1.2 La serie storica dell'ICE Dutch TTF Natural Gas

Come già visto in precedenza, l'energia elettrica nelle centrali termoelettriche può essere prodotta ricorrendo a diverse tipologie di combustibile: solidi, gas naturale, gas derivati e prodotti petroliferi. Ciascuno di essi differisce dagli altri per il grado di efficienza relativo alla combustione, la disponibilità sul mercato, il prezzo e l'impatto ambientale causato dalle emissioni di  $CO_2$ .

In questo lavoro abbiamo deciso di focalizzarci sul gas naturale in quanto è la materia prima attraverso la quale, ai giorni nostri, avviene la produzione elettrica lorda maggiore in Italia, oltre che essere la meno inquinante tra i combustibili fossili. Il "motore" alla base della produzione di energia, però, non è sempre stato il gas naturale. Infatti, fino all'inizio del 1998 il combustibile maggiormente adoperato nelle centrali termoelettriche consisteva nei prodotti petroliferi, primo fra tutti il gasolio.

Fonte	1990	1995	2000	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015
	<b>TWh</b>									
<b>Solidi</b>	32,0	24,1	26,3	43,6	39,7	44,7	49,1	45,1	43,5	43,2
<b>Gas naturale</b>	39,7	47,0	101,4	149,3	152,7	144,5	129,1	108,9	93,6	110,9
<b>Gas derivati</b>	3,7	3,4	4,3	5,8	4,7	5,4	5,0	3,4	3,1	2,2
<b>Prodotti petroliferi</b>	102,7	120,8	85,9	47,1	21,7	19,9	18,9	15,5	14,2	13,4
<b>Altri combustibili</b>	0,1	0,4	1,9	6,2	11,6	13,1	14,8	19,4	21,2	21,8
<b>Totale da combustibili</b>	<b>178,3</b>	<b>195,8</b>	<b>219,7</b>	<b>252,0</b>	<b>230,5</b>	<b>227,7</b>	<b>216,8</b>	<b>192,2</b>	<b>175,5</b>	<b>191,5</b>

Figura 9: Produzione elettrica lorda per combustibile.  
[www.isprambiente.gov.it]

Quanto affermato lo si può osservare nella tabella riportata in Figura 9 in cui, a partire dal 1990, vi è stato un aumento costante di energia elettrica prodotta utilizzando il gas naturale a discapito di una riduzione, in termini di importanza, di quantità e di produzione mediante i prodotti petroliferi. Si può dire, osservando i dati, che nel 2015 la produzione di energia usando gas naturale rappresentava il 58% della produzione italiana totale.

In merito al prezzo del gas naturale sarebbero diversi gli indici che potrebbero essere presi in considerazione ma, in questo caso, come riferimento per il prezzo del gas naturale in Italia è stato considerato l'indice Dutch TTF

Natural Gas, poiché quest'ultimo rappresenta il mercato virtuale europeo nel quale avvengono il maggiore numero di negoziazioni e di scambi della materia prima.

Nella Figura 10 riportata in seguito si può osservare un andamento molto simile a quanto visto e descritto per la serie del PUN. Infatti, il periodo che va da aprile 2010 a maggio 2020 evidenzia un trend decrescente, passando da un valore di 14,1 €/MWh a uno di 4,385 €/MWh, per una variazione complessiva del -69% e un tasso medio di variazione annuale del -11,023%. All'interno di questa fase i prezzi del gas hanno un valore medio di 19,92 €/MWh e oscillano all'interno del range che va da 10,11 €/MWh a 28,27 €/MWh.

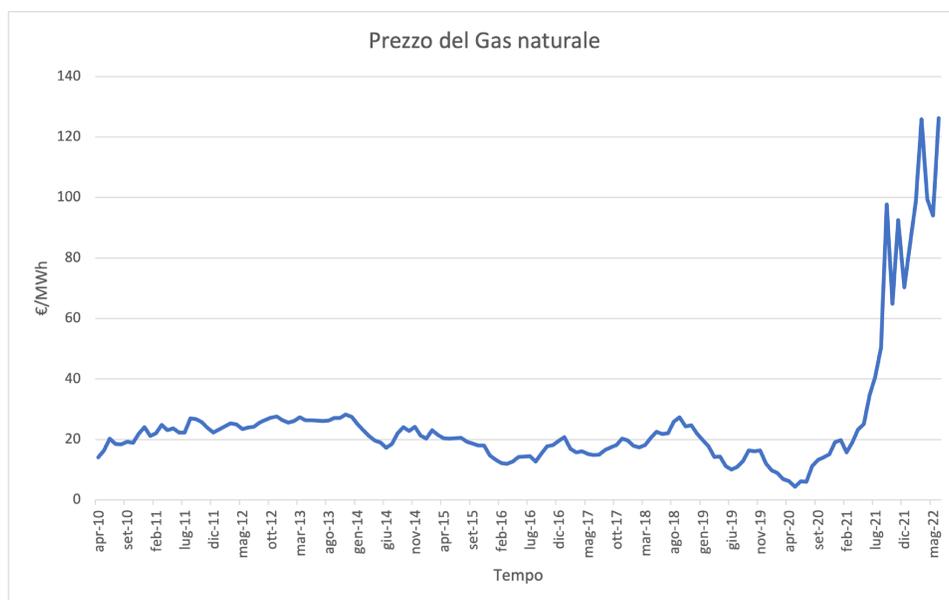


Figura 10: ICE Dutch TTF Natural Gas.  
[it.investing.com]

In questa circostanza però, rispetto alla serie del PUN, si ha una volatilità minore delle osservazioni nel periodo pre-maggio 2020 dato che lo scarto quadratico medio è pari a 5,25 €/MWh. Ciò significa che in questo primo intervallo temporale le osservazioni non si discostano di molto dal valore

medio di tutti i dati oggetto di analisi, il che implica che nei diversi periodi i valori sono piuttosto simili e tendenzialmente uniformi.

Anche il prezzo del gas, dopo essere sceso al di sotto dei 10 €/MWh nel 2020 e aver raggiunto il suo punto di minimo nel maggio 2020 (così come la serie del PUN), a causa della riduzione della domanda dovuta prevalentemente dalla pandemia mondiale che ha bloccato i consumi e di conseguenza le produzioni e il consumo di gas naturale, ha fatto registrare una grande crescita a partire da giugno 2020 fino a raggiungere il picco di 126,3 €/MWh nel giugno 2022. Dunque, in poco più di due anni il prezzo del gas naturale è aumentato di 27,8 volte con una variazione media annua del +436,68%, con un'apparente continua crescita di questo trend.

Questa somiglianza nell'andamento delle serie è legata al fatto che il sistema elettrico italiano è, come dicevamo, in gran parte basato sull'utilizzo di combustibili fossili e nello specifico di gas naturale. Quindi è facilmente intuibile che una variazione del prezzo di queste componenti vada a influenzare il prezzo dell'energia elettrica (ad esempio si consideri il fatto che per entrambe le serie il valore registrato a maggio 2020 identifica il punto di minimo). Inoltre, questa relazione è ancora più forte se si considera, come in questo caso, la produzione da centrali termoelettriche poiché queste ultime hanno costi marginali tipicamente superiori rispetto alle altre tecnologie con cui compete, motivo per cui le offerte provenienti dalle stesse si trovano nelle ultime posizioni nell'ordine di merito delle offerte, risultando la fonte che determina il prezzo<sup>31</sup> [dataenergia.altervista.org].

Anche per questa serie non è stato necessario effettuare alcuna trasformazione poiché il valore delle osservazioni è già espresso in €/MWh.

### **3.1.3 La serie storica del prezzo dei permessi di emissione**

La seconda determinante del prezzo dell'energia elettrica, e dunque la seconda variabile che prenderemo in considerazione per poter poi andare a

---

<sup>31</sup>Si parla in questa circostanza di tecnologia marginale.

calcolare il “clean spark spread”, è il prezzo dei certificati di emissione che, come abbiamo visto, sono lo strumento introdotto dall’Unione Europea nel 2005 mediante la creazione del sistema EU ETS per cercare di ridurre la problematica dell’inquinamento atmosferico.

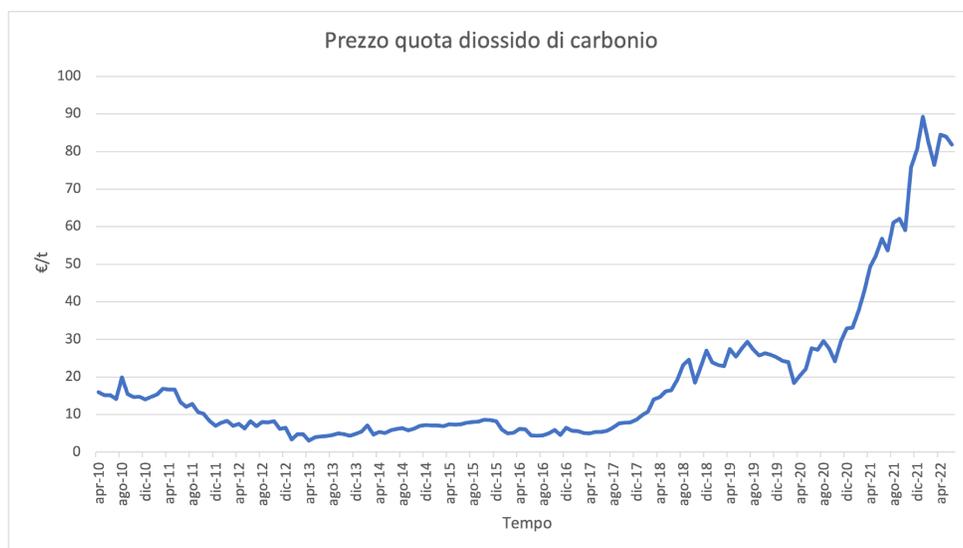


Figura 11: Prezzo certificati di emissione.  
[it.investing.com]

Ciascun permesso di emissione dà diritto all’impresa che lo detiene, in questo caso alle centrali termoelettriche, a emettere una tonnellata di  $CO_2$ ; dunque la linea blu continua del grafico riportato alla Figura 11 rappresenta il costo in euro di una tonnellata di emissioni di anidride carbonica. Anche in questa circostanza, come già descritto nella Sezione 2, l’andamento della serie è molto simile a quello osservato per le altre due. Infatti, si ha un primo periodo, che va da aprile 2010 ad aprile 2017 (più corto rispetto a quanto visto per le altre due serie), caratterizzato da un trend decrescente. Nel dettaglio, in questo arco temporale, si osserva una variazione percentuale complessiva del -69% e una variazione media annua pari a -15,41%. Il valore medio del prezzo dei certificati verdi in questi primi sette anni di analisi è di

8,05 €/t e la volatilità è piuttosto limitata dato che la deviazione standard è pari a 3,92, valore inferiore tra tutte le serie studiate.

Da aprile 2017, però, ci si trova davanti a un'impennata dei prezzi della  $CO_2$  provocata prevalentemente dalla fissazione di obiettivi di matrice più ecologica e sostenibile in termini di emissioni sempre più stringenti e dalla progressiva diffusione delle fonti rinnovabili.

A giugno 2022 la  $CO_2$  è arrivata a costare 81,88 €/t, circa 15,57 volte in più rispetto a 5 anni fa, crescendo a un tasso medio annuo di variazione del 75,34%. Anche il valore medio della seconda sezione della serie, considerando aprile 2017 come nodo, è notevolmente superiore rispetto al primo periodo e pari a 32,67 €/t, così come la volatilità che ha raggiunto quota 23,42 €/t.

Inoltre, è stato necessario lavorare sulla seguente variabile al fine di identificare quello che è il costo sostenuto, in termini di emissioni di  $CO_2$ , per la produzione di 1 MWh di energia. In altre parole, si è reso necessario effettuare alcune operazioni affinché fosse possibile passare dall'unità di misura originale della serie, cioè l'€/t, agli €/MWh, aspetto fondamentale per poter poi effettuare un confronto con le altre serie.

**Tabella 2.3** – Fattori di emissione di  $CO_2$  da produzione termoelettrica lorda per combustibile ( $gCO_2/kWh$ ).

Combustibili	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018
<b>Solidi</b>	876,9	863,2	852,0	919,9	889,5	899,8	895,7	870,0	884,3
<b>Gas naturale</b>	529,9	518,8	480,4	396,2	387,9	364,8	367,5	368,3	367,3
<b>Gas derivati</b>	1.816,4	1.855,8	1.498,3	1.906,3	1.664,9	1.624,8	1.639,5	1.498,4	1.651,2
<b>Prodotti petroliferi</b>	683,5	674,0	713,0	675,1	691,8	562,4	548,4	547,9	545,7
<b>Altri combustibili<sup>[1]</sup></b>	1.231,6	540,0	265,0	296,8	255,8	136,2	137,6	133,3	132,8
<b>Altri combustibili<sup>[2]</sup></b>	2.463,1	2.439,8	1.253,1	1.394,8	1.381,9	1.224,0	1.209,6	1.185,9	1.194,0
<b>Totale termoelettrico<sup>[1]</sup></b>	708,0	680,6	633,6	571,4	522,4	487,7	465,6	445,4	444,4
<b>Totale termoelettrico<sup>[2]</sup></b>	708,2	681,6	638,0	582,6	544,8	542,6	516,3	491,0	493,8

Figura 12: Fattori di emissione di  $CO_2$  da produzione termoelettrica lorda per combustibile ( $gCO_2/KWh$ ).

[[www.isprambiente.gov.it](http://www.isprambiente.gov.it)]

Partendo dalla tabella riportata nella Figura 12, è possibile osservare i fattori di emissione di  $CO_2$  da produzione termoelettrica lorda per combustibile, espressa in g/KWh. Focalizzandosi sul gas naturale si nota una diminuzione del valore delle emissioni col passare del tempo, grazie all'ammodernamento

degli impianti che ha consentito di ottenere un conseguente miglioramento e aumento dell'efficienza delle tecnologie adoperate. Nel concreto, dal 1990 al 2018 è stata registrata una riduzione dei fattori di emissione di  $CO_2$  da produzione termoelettrica lorda per gas naturale del 44%, a seguito di una variazione annuale media di -4,3%. Ovviamente, di anno in anno, il tasso di variazione è differente e questo è un aspetto che terremo in considerazione nel momento in cui lavoreremo per trovare il costo della  $CO_2$  espresso in €/MWh.

Prendendo i suddetti dati come punto di partenza, si effettua una semplice trasformazione, ovvero si moltiplicano per 1000 i valori in tabella, in modo da poter esprimere gli stessi in g/MWh. A questo punto si deve identificare il prezzo al grammo delle emissioni; per farlo si divide il costo di un certificato di emissione, nonché i valori della serie sopra riportata (che ricordiamo essere espressi in €/t), per 100000.

L'ultimo passaggio consiste nel moltiplicare il costo al grammo della  $CO_2$  ottenuto per i grammi di  $CO_2$  generati per la produzione di 1 MWh di energia, ovviamente tenendo presente che i fattori di emissione sono cambiati nel corso del tempo, in modo da trovare il costo imputabile a questa determinante per 1 MWh di energia prodotta. Per tenere in considerazione la riduzione delle emissioni nel corso del tempo si è moltiplicato il costo al grammo della  $CO_2$  per il livello di emissioni, espresse in g  $CO_2$ /MWh, caratterizzanti il periodo di riferimento. In dettaglio sono stati presi in considerazioni nove livelli differenti di emissioni: dal 1990 al 1994, dal 1995 al 1999, dal 2000 al 2004, dal 2005 al 2009, dal 2010 al 2015, il 2016, il 2017 e dal 2018 al 2022.

La Figura 13 riporta la rappresentazione grafica della serie del costo della  $CO_2$  per MWh di energia prodotto mediante gas naturale, nonché il risultato dei calcoli sopra effettuati.

Ovviamente è possibile vedere come la linea abbia mantenuto una forma, e dunque un'andatura, praticamente identica a quella della curva che identificava il prezzo della quota del diossido di carbonio, sebbene con valori

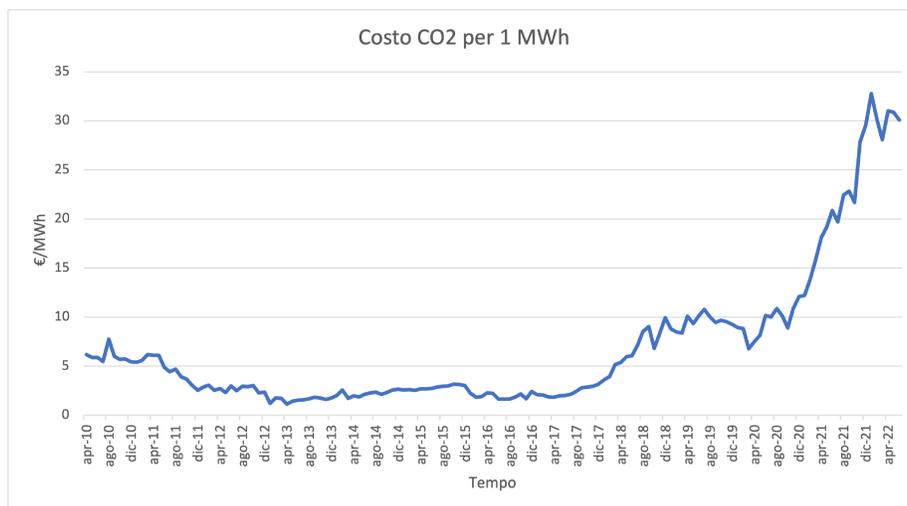


Figura 13: Prezzo in Euro della  $CO_2$  per la produzione di 1 MWh di energia.

riproporzionati in difetto.

Nel complesso, il prezzo delle emissioni da aprile 2010 è aumentato del +386%, passando da un costo di 6,18 €/MWh a uno di 30,07 €/MWh. Il trend generale è sempre lo stesso: una prima fase di decrescita caratterizzata da una volatilità piuttosto limitata e una seconda fase, di durata più breve, di grande crescita con un conseguente aumento della variabilità dei dati.

### 3.1.4 Il modello di regressione

Dopo avere analizzato e studiato le tre variabili di nostro interesse che saranno successivamente utilizzate per la costruzione della serie del margine, risulta importante comprendere il peso delle due determinanti e la relativa influenza sul prezzo dell'energia.

Per farlo ricorremo ad un modello di regressione lineare che considererà come variabile dipendente (denominata  $Y$ ) il prezzo unico nazionale (PUN) e come variabili indipendenti le due voci più significative dei costi variabili, ossia il prezzo dei certificati verdi ( $X_1$ ) e il costo del gas naturale ( $X_2$ ).

In concreto il modello di regressione lineare assume la forma:

$$\hat{Y} = \alpha + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \varepsilon \quad (8)$$

dove  $\hat{Y}$  indica il valore stimato di  $Y$  attraverso la regressione esplicitata,  $\alpha$  rappresenta l'intercetta, ovvero il valore della variabile dipendente  $Y$  nel momento in cui il valore dei regressori è pari a zero,  $\beta_1$  e  $\beta_2$  sono invece i coefficienti che esprimono l'aumento o la diminuzione del valore della  $\hat{Y}$  al variare di un unità dei relativi regressori  $X_1$  e  $X_2$  quando tutti gli altri regressori sono fissi (in altre parole esprimono l'impatto della singola variabile indipendente sulla variabile dipendente, escludendo gli effetti degli altri regressori) e infine  $\varepsilon$  che rappresenta la componente di errore che si commette nella stima dei valori dovuto dall'uso del modello di regressione, o meglio quella parte di  $Y$  che non può essere spiegata congiuntamente da tutti i regressori inclusi nel modello. Quest'ultima componente può essere calcolata come differenza fra  $Y$ , cioè il valore osservato, e  $\hat{Y}$ , cioè il valore predetto, ed è molto rilevante poiché esprime l'influenza esercitata sulla  $Y$  da tutti quei fattori "casuali" che non sono stati presi esplicitamente in considerazione.

In primo luogo, sfruttando il modello sopracitato, è stata elaborata una regressione lineare multivariata utilizzando i dati che vanno da aprile 2010 a giugno 2022 di tutte le variabile considerate.

Dalla Figura 14, che riporta l'output ottenuto dalla regressione lineare multivariata, si può notare un  $R^2$  corretto<sup>32</sup> pari a 0,911, il che ci consente di affermare che il modello utilizzato è molto affidabile dato che permette di spiegare circa il 91% della variabilità della  $Y$ . Inoltre, trattandosi di regressione multipla, si impiegano due test di determinazione della significatività del modello:

1. *Test di indipendenza globale (F-test)*: verifica che almeno un regressore sia statisticamente associato a  $Y$  nella popolazione. Per farlo controlla

---

<sup>32</sup>Prendiamo in considerazione l' $R^2$  corretto in quanto, facendo riferimento ad una regressione multivariata, ci consente di tenere conto del numero di regressori impiegati.

che almeno un  $\beta$  sia diverso da zero. In questa circostanza, dato il valore del test della regressione è possibile dire che si ha una significatività statistica del modello di regressione;

2. *Test di significatività dei  $\beta$  (T-test)*: in questo caso il test controlla la significatività dei singoli  $\beta$  al fine di accertare quali regressori hanno un reale impatto sulla  $Y$ . Anche in tale circostanza, osservando l'output ottenuto e nello specifico il valore di significatività delle diverse variabili, si può dire che sia il prezzo del gas naturale che il prezzo dei certificati verdi risultano essere caratterizzati da una significatività statistica dei risultati.

OUTPUT RIEPILOGO

<i>Statistica della regressione</i>					
R multiplo		0,955			
R al quadrato		0,913			
R al quadrato corretto		0,911			
Errore standard		14,287			
Osservazioni		147			

ANALISI VARIANZA					
	<i>gdl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>Significatività F</i>
Regressione	2	306663,184	153331,592	751,155	6,50505E-77
Residuo	144	29394,385	204,128		
Totale	146	336057,569			

	<i>Coefficienti</i>	<i>Errore standard</i>	<i>Stat t</i>	<i>Valore di significatività</i>
Intercetta	14,647	1,862	7,865	7,97544E-13
P. gas naturale	1,888	0,089	21,216	3,65979E-46
P. CO2	1,179	0,253	4,665	6,97795E-06

Figura 14: Output di riepilogo della regressione lineare multivariata.

Interpretando i dati ottenuti nell'output della regressione lineare multivariata, si può affermare che il prezzo dell'energia elettrica ha un valore basilare,

ossia corrispondente al valore dell'intercetta, pari a 14,647 €/MWh. Questo significa che l'energia elettrica, nonostante un costo pari a 0 sia dei certificati di emissione che del gas naturale, ha un prezzo minimo di 14,647 €/MWh. Tale valore aumenta di 1,888 €/MWh nel momento in cui il prezzo del gas naturale aumenta di un'unità mentre aumenta di 1,179 €/MWh quando vi è un incremento unitario del prezzo dei certificati di emissione. Pertanto, se vi è un incremento di 1 €/MWh sia del prezzo del combustibile sia del prezzo della  $CO_2$  si avrà una crescita complessiva di 3,067 €/MWh del prezzo dell'energia elettrica.

Osservando il valore dei  $\beta$  si nota come il peso del prezzo del gas naturale è superiore (quasi il doppio) rispetto al prezzo dei certificati di emissione, ciò ci permette di dire che la variabile relativa al combustibile ha un'influenza maggiore nella formazione del prezzo dell'energia. È possibile calcolare l'impatto in percentuale dei due  $\beta$ , e di conseguenza delle relative due variabili, all'interno del seguente modello di regressione semplicemente rapportando il valore dei singoli  $\beta$  per la loro somma totale. Effettuando tale calcolo si è trovato che il prezzo del gas naturale incide per circa il 61,55% mentre il prezzo dei certificati di emissione per il 38,45% rispetto alla variabile dipendente.

Altro aspetto rilevante è l'analisi grafica dei residui<sup>33</sup>, in quanto ci permette di comprendere se la funzione di regressione è adatta a modellizzare i dati, cioè se il modello di regressione che è stato utilizzato è ben specificato o meno.

Guardando i grafici riportati nelle Figure 15 e 16 e la dispersione dei dati si può affermare che il modello di regressione è ben specificato. Infatti, i residui sono casuali con riferimento ad entrambi i regressori anche se, per valori maggiori di entrambe le variabili, si assiste ad un maggiore distanza tra i residui.

Proprio per tale motivo si è deciso di ripetere l'elaborazione dei dati

---

<sup>33</sup>Il tracciato dei residui mostra gli errori, ovvero la variabilità della  $Y$ , dedotto il trend stimato dalla retta di regressione.

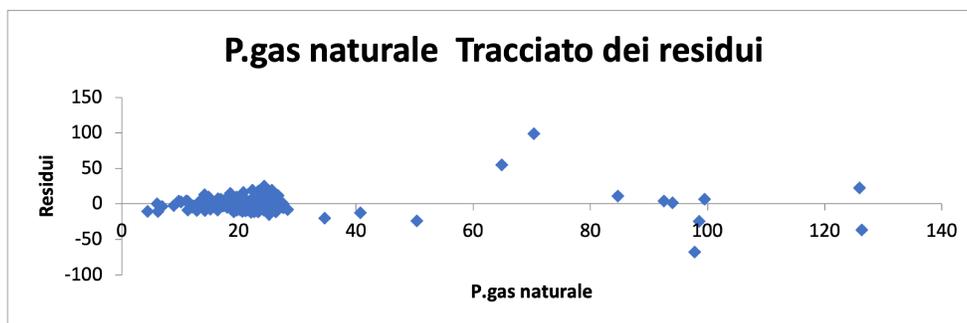


Figura 15: Tracciato dei residui del gas naturale.

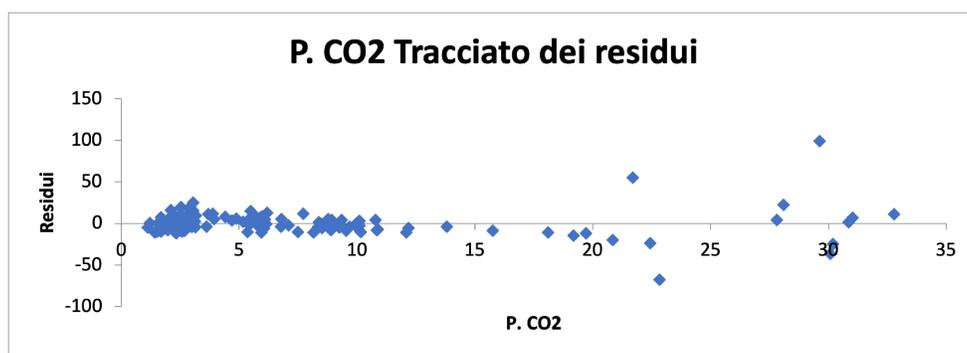


Figura 16: Tracciato dei residui dei certificati di emissione.

utilizzando lo stesso modello di regressione andando però ad escludere gli ultimi due anni, ovvero il 2021 e il 2022, in cui per tutte le serie oggetto di analisi si rimarca un aumento della volatilità, molto probabilmente legato alle condizioni di incertezza e all'inflazione che stanno caratterizzando questo periodo<sup>34</sup>.

Come si può evincere dalla Figura 17 l' $R^2$  corretto è 0,648, minore rispetto a quello ottenuto con la regressione completa, ma comunque un ottimo valore dato che il modello spiega più della metà della variabilità della variabile dipendente. Inoltre, focalizzandoci sul test di indipendenza globale e sul test

<sup>34</sup>Il Covid-19, prima, e la guerra in Ucraina, poi, hanno avuto un forte impatto sull'economia globale e sulle prospettive dei consumatori, generando una crescita di incertezza generale e un conseguente aumento della volatilità.

OUTPUT RIEPILOGO

<i>Statistica della regressione</i>	
R multiplo	0,808
R al quadrato	0,654
R al quadrato corretto	0,648
Errore standard	7,755
Osservazioni	129

ANALISI VARIANZA					
	<i>gdl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>Significatività F</i>
Regressione	2	14301,455	7150,727	118,899	9,75263E-30
Residuo	126	7577,780	60,141		
Totale	128	21879,235			

	<i>Coefficienti</i>	<i>Errore standard</i>	<i>Stat t</i>	<i>Valore di significatività</i>
Intercetta	11,049	3,443	3,210	0,00168661
P. CO2	1,086	0,256	4,247	4,17234E-05
P.gas naturale	2,105	0,139	15,178	3,14801E-30

Figura 17: Output del modello di regressione con l'esclusione degli ultimi due anni.

di significatività dei beta, si può affermare che anche in tale circostanza il modello risulta essere statisticamente significativo così come risultano esserlo anche i due regressori e l'intercetta.

L'impatto del prezzo dei certificati di emissione e del prezzo del gas naturale, però, cambia rispetto al caso precedente. Nel dettaglio, si riduce quello dei certificati verdi dato che, a seguito di un aumento unitario di tale variabile, si verificherà un aumento del prezzo dell'energia elettrica di 1,086 €/MWh (inferiore di 0,093 €/MWh rispetto a prima) mentre aumenta il peso del prezzo del gas naturale; infatti, se quest'ultimo cresce di una unità, si avrà un aumento del PUN di 2,105 €/MWh (superiore di 0,217 €/MWh rispetto al modello precedente). In questo caso, dunque, l'incidenza del prezzo del combustibile nella determinazione del prezzo dell'energia è effettivamente il doppio rispetto ai certificati verdi. Quanto detto è anche dimostrato dal

calcolo dell'impatto percentuale dei  $\beta$  all'interno del modello, infatti, il prezzo del gas naturale ha un'incidenza del 65,97% mentre il prezzo dei certificati verdi del "solo" 34,03%.

In aggiunta a ciò, com'era abbastanza intuibile, escludendo gli ultimi due anni in cui si è assistito ad una crescita esponenziale del PUN (che, come detto in precedenza, sono stati caratterizzati da forte incertezza a causa del perdurare della pandemia da Covid-19, dalla guerra in Ucraina e dal forte rialzo dell'inflazione); il valore dell'intercetta, e quindi il prezzo dell'energia nel momento in cui le altre due determinanti  $X_1$  e  $X_2$  sono nulle, è inferiore rispetto a quello del modello completo ed è pari a 11,049 €/MWh, 3,598 €/MWh in meno. Anche in questo caso per verificare la bontà del modello adoperato andremo ad analizzare il tracciato dei residui delle due determinanti.

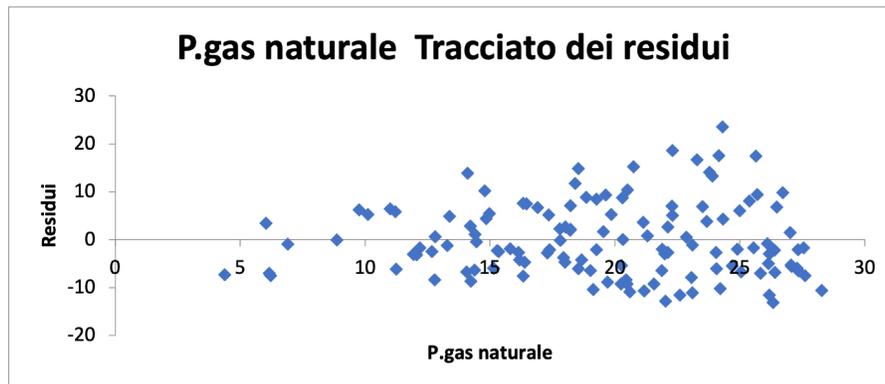


Figura 18: Tracciato dei residui del gas naturale.

Dalla Figura 18 si può vedere come i residui relativi al prezzo del gas naturale siano distribuiti in maniera più casuale rispetto al caso precedente, anche se la nuvola di punti assume una leggera forma a imbuto. Questo significa che la varianza della variabile dipendente (ovvero la nostra  $Y$ ) non è costante, bensì al crescere della  $X$  anche gli errori aumentano. In queste

circostanze di parla di eteroschedasticità<sup>35</sup> e, in presenza di tale fenomeno, i parametri  $\alpha$  e  $\beta$  rimangono corretti ma perdono di efficienza.

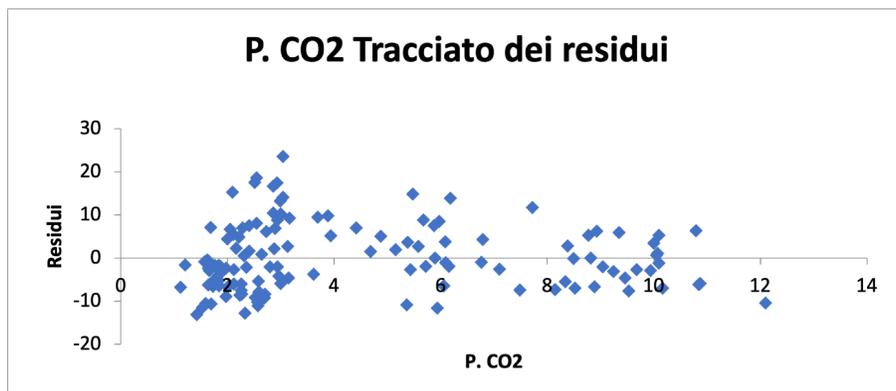


Figura 19: Tracciato dei residui dei certificati verdi.

Osservando il grafico dei residui del prezzo dei certificati verdi riportato nella Figura 19 si può notare, come visto per l'altra variabile, una distribuzione più casuale dei punti anche se, pure in questa occasione, si ha una nuvola di punti con una forma a imbuto, seppure di verso opposto rispetto al caso precedente. Dunque si è in presenza di eteroschedasticità, la varianza di  $Y$  non è costante e al crescere della  $X$  gli errori diminuiscono.

### 3.1.5 La serie storica del margine per MWh

Dopo aver presentato le diverse variabili, aver effettuato le necessarie trasformazioni al fine di ottenere, per tutte le serie, i valori espressi in €/MWh, e averne compreso i pesi nella determinazione del prezzo dell'energia, è possibile andare a calcolare la serie del margine per MWh, ovvero quanto resta nelle mani dei produttori per ogni MWh di energia prodotta e venduta. Questo ci consentirà di trarre le prime conclusioni e in particolare di comprendere

---

<sup>35</sup>L'eteroschedasticità si contrappone al concetto di omoschedasticità, il quale indica una situazione in cui la nuvola di punti si dispone in modo casuale all'interno di una fascia orizzontale e dunque la varianza della  $Y$  è costante.

se nel corso del tempo i margini dei produttori sono rimasti costanti o sono cresciuti in maniera abnorme.

È bene precisare sin da subito che i margini non sono identici per tutti i produttori. Questo poiché, come abbiamo visto in precedenza, ci troviamo in un mercato in cui vige un sistema di prezzi marginali, motivo per cui le offerte di vendite sono diverse tra i produttori e dipenderanno dalla tecnologia che viene utilizzata per produrre energia e di conseguenza dai costi variabili sostenuti per produrla.

Le offerte di vendita sono organizzate secondo il principio dell'ordine di merito. Esso prevede che l'elettricità più economica venga acquistata per prima, seguiranno le altre offerte via via più costose fino a che non viene soddisfatta l'intera domanda. Giunti a questo punto si avrà l'intersezione tra la curva di domanda aggregata (inclinata negativamente) e la curva di offerta aggregata (inclinata positivamente) che determinerà il prezzo di tutta l'energia venduta<sup>36</sup>.

Da quanto detto sopra è possibile capire il motivo per cui alcuni produttori, in grado di produrre sostenendo costi minori<sup>37</sup>, hanno la possibilità di ottenere margini superiori mentre altri, a fronte di costi maggiori, hanno margini limitati o addirittura, in alcuni casi, negativi. Tale premessa è importante poiché dai calcoli effettuati si otterrà un'unica serie dei margini per MWh ben sapendo, però, che si tratterà di una media dei margini dei diversi operatori del mercato nel corso degli anni.

Per costruire questa serie storica dei margini si deve effettuare la differenza tra il prezzo dell'energia elettrica (PUN) e la somma tra le due determinanti dei costi marginali, cioè il prezzo del gas naturale (TTF index) e il prezzo dei certificati verdi. È bene sottolineare che per la costruzione di questa serie che ci permette di individuare il “clean spark spread” non sono

---

<sup>36</sup>Si fa riferimento a quanto già espresso nella Sezione 2 e in dettaglio a quanto rappresentato nella Figura 4 della stessa.

<sup>37</sup>In assoluto i costi minori ce li hanno i produttori che sfruttano le fonti rinnovabili in quanto queste ultime sono caratterizzate da costi praticamente nulli.

stati presi in considerazione i costi fissi, i costi di trasporto e i volumi di fonti rinnovabili immessi sul mercato. Inoltre, in un primo momento, è stata assunta come ipotesi che gli impianti avessero un rendimento del 100%.

In termini matematici il tutto può essere espresso come:

$$\text{Serie margine} = PUN - (TTF \text{ index} + \text{Carbon emissions}) \quad (9)$$

o ancora più semplicemente come:

$$\text{Serie margine} = PUN - MC \quad (10)$$

Data la seguente formula risulta utile, in un primo momento, confrontare graficamente la serie del prezzo dell'energia elettrica con la serie dei costi marginali, quest'ultima ottenuta dalla somma fra le due determinanti sopra presentate, ovvero il prezzo dei certificati di emissione ed il prezzo del combustibile gas naturale.

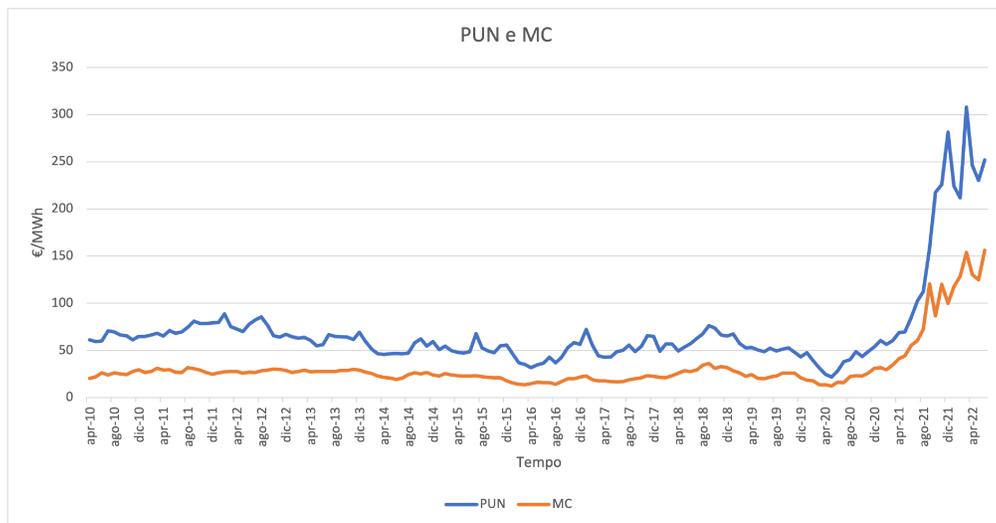


Figura 20: Serie del PUN e dei  $MC$  a confronto

Dalla Figura 20 si nota come i costi marginali sono rimasti pressoché costanti fino a maggio 2020, periodo a seguito del quale, dopo aver raggiunto

il punto di minimo di 12,531 €/MWh, vi è stato un progressivo aumento che ha fatto sì che si raggiungesse il punto di massimo di 156,374 €/MWh nel giugno 2022, facendo registrare una variazione percentuale del +1148%. Inoltre, all'interno dell'intervallo 2010-2020, i valori dei costi marginali sono rimasti abbastanza stabili e compresi all'interno del range che va da 12,531 €/MWh a 36,375 €/MWh, con un valore medio di 24,08 €/MWh e una deviazione standard di 4,96 €/MWh. Tali dati aumentano notevolmente se si lavora sugli ultimi due anni della serie, come si evince dal fatto che il valore medio è diventato 68,48 €/MWh mentre lo scarto quadratico medio 48,34€/MWh. Questa situazione ci fa ben capire come, a prescindere da tutti i nostri ragionamenti, i costi variabili relativi alla produzione di energia sono aumentati in maniera importante.

Dalla medesima Figura si osserva che la serie storica del PUN, come già accennato in precedenza, nonostante evidenzi anch'essa un trend costante nel periodo 2010-2020, all'interno dello stesso periodo è caratterizzata da una maggiore volatilità. Infatti, la curva blu che la rappresenta risulta essere molto più nervosa e lo scarto quadratico medio di gran lunga maggiore rispetto alla serie dei costi marginali analizzati nel paragrafo precedente e pari a 12,85 €/MWh. Anche qui però, a partire da maggio 2020, si evidenzia un'impennata dei prezzi ma in questa circostanza la crescita è molto più marcata, considerando che si passa da un valore di 21,79 €/MWh a 308,07 €/MWh (+1314%).

La cosa che salta subito all'occhio dal grafico, confrontando le due curve, è il fatto che fino a settembre 2021 il margine dei produttori, dato appunto dalla differenza tra il prezzo di vendita e i costi marginali di produzione, è rimasto quasi invariato negli anni, anzi si è ridotto nel corso del tempo ma a partire dallo stesso periodo le centrali termoelettriche che utilizzano il gas come combustibile hanno iniziato a generare margini maggiori, facendo così sovra-profitti.

Osservando la rappresentazione grafica della serie storica del margine ri-

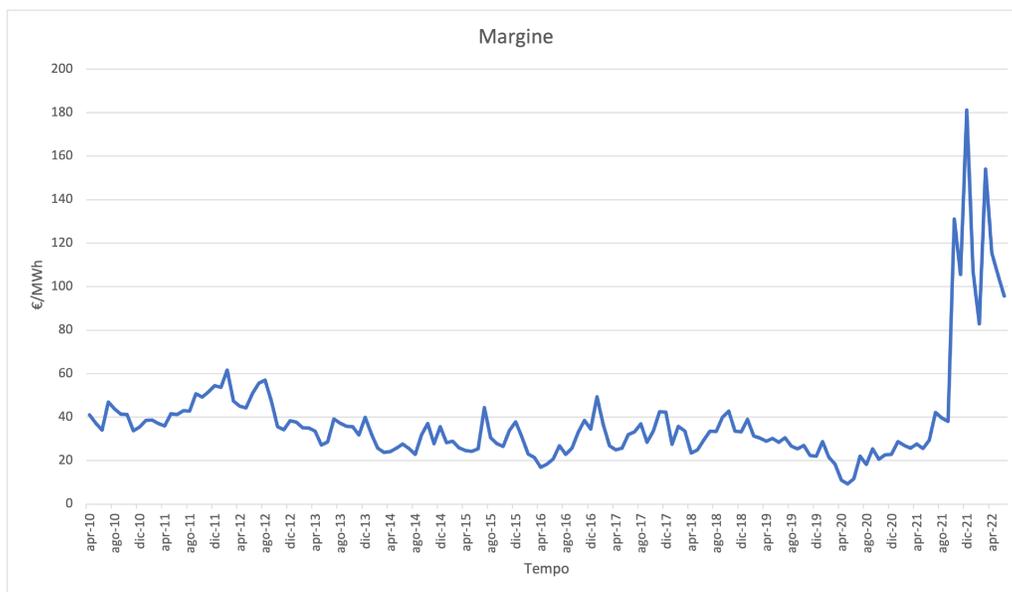


Figura 21: Serie del margine per MWh.

portata in Figura 21 è ben visibile quanto si affermava nel paragrafo precedente, ovvero il fatto che da maggio 2020 vi è stato un progressivo aumento dei margini fatti registrare dai produttori che è culminato nell’ottobre 2021. Numeri alla mano, nell’arco di un solo mese, si è passati da un margine di 37,984 €/MWh ad uno di 131,066 €/MWh, cioè una crescita del +245%, il boom più grande mai registratosi nel periodo di analisi.

Impulsivamente ci verrebbe quindi da dire che l’aumento delle quotazioni dei prodotti energetici alla quale stiamo assistendo è determinato in gran parte da un fenomeno speculativo. Inoltre, la serie del margine risulta essere molto volatile tant’è che la curva presenta molte oscillazioni, con un valore medio di 38,21€/MWh, la deviazione standard è pari a 23,98 €/MWh. La linea blu che rappresenta il “clean spark spread” nel tempo ha un andamento di base molto simile alle altre determinanti analizzate: una prima fase, dal 2010 a maggio 2020, caratterizzata da un trend decrescente e una seconda fase, gli ultimi due anni, di grande crescita. Nel primo periodo la serie ha fatto registrare una riduzione del 77%, passando dai 41,02 €/MWh del 2010

ai 9,25 €/MWh di maggio 2020 mentre nell'ultima fase la crescita è stata del 932%.

Non è possibile, però, terminare qui il nostro ragionamento. Infatti, una delle ipotesi assunte in precedenza, cioè il fatto che il rendimento degli impianti è pari al 100%, non è veritiera. Nella realtà, come anticipato, è assurdo pensare che tutto il gas che viene bruciato permette di ottenere, proporzionalmente parlando, il massimo quantitativo di energia (cioè che da 1 MWh di gas si ottenga 1 MWh di energia elettrica), oppure il fatto che le centrali producano costantemente a pieno regime.

A tal proposito, le centrali su cui ci stiamo concentrando per il seguente lavoro hanno tipicamente un rendimento del 60% circa, e ciò implica che è doveroso apportare ulteriori modifiche alle variabili per ottenere un output più realistico. Se un impianto termoelettrico è caratterizzato da un rendimento del gas dello 0,6 significa che per produrre 1 MWh di energia elettrica, sarà necessario bruciare quasi il doppio del gas, cioè poco meno di 2 MWh di gas, e di conseguenza verranno prodotte anche maggiori emissioni di anidride carbonica.

Per tenere conto di questo aspetto rilevante, andremo a dividere sia il costo del gas naturale che il prezzo dei certificati di emissione per 0,6, facendoli così aumentare e rendendoli più realistici.

Nella Figura 22, riportata alla pagina successiva, è rappresentata la serie del costo del gas naturale dopo averla trattata e aver diviso i valori della serie di base per 0,6.

Ovviamente l'andamento della curva è rimasto il medesimo di quanto già visto e descritto precedentemente nella Sottosezione dedicata alla descrizione dell'indice TTF, tuttavia i valori aumentano per effetto del rendimento al 60% che caratterizza l'impianto termoelettrico. Tale aspetto ha come conseguenza l'aumento dei costi variabili unitari che le imprese devono sostenere per svolgere la propria attività produttiva poiché, come abbiamo detto in precedenza, ora per produrre 1 MWh di energia elettrica non sarà più suffi-

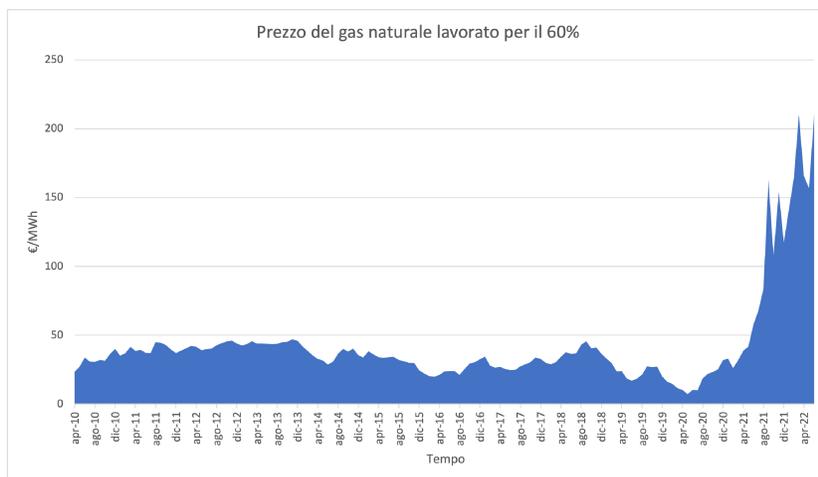


Figura 22: Prezzo del gas naturale trattato per 0,6.

ciente prendere in considerazione lo stesso quantitativo di gas naturale dato che sarà necessario bruciare più gas per ottenere 1 MWh.

Lo stesso discorso vale per la serie trattata dei certificati di emissione, rappresentata in Figura 23.

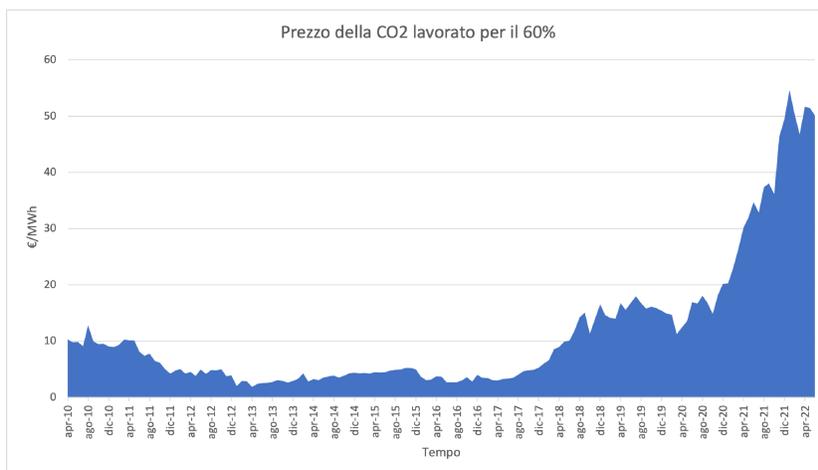


Figura 23: Prezzo della  $CO_2$  trattato per 0,6.

Anche qui, infatti, l'andamento della curva è lo stesso di quanto osservato per la serie originale nelle Sottosezioni precedenti con la sola differenza

che i valori sono riponderati in modo che tengano in considerazione l'effetto generato dal rendimento al 60% delle centrali.

Una volta calcolati i nuovi costi caratteristici di un impianto avente un rendimento del 60%, risulta fondamentale confrontare nuovamente la serie storica del PUN con la nuova serie dei costi marginali, trovata sommando i valori aggiornati delle due determinanti, per controllare come i margini si siano evoluti nel corso del periodo di analisi.

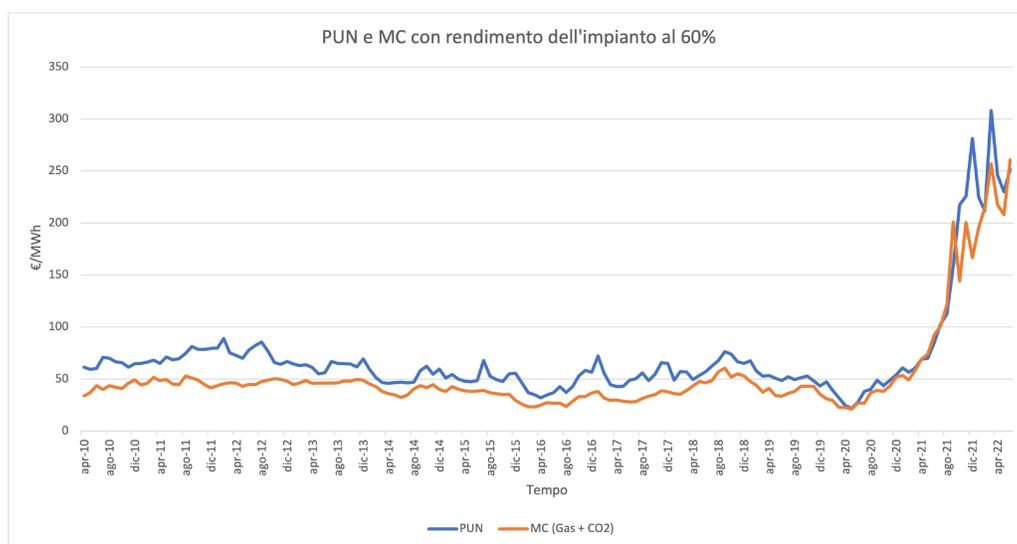


Figura 24: Serie del PUN e dei *MC* con rendimento al 60% a confronto.

Come viene messo in luce dalla Figura 24, i margini si sono complessivamente ridotti per tutto l'arco temporale. Questo è abbastanza ovvio se si pensa che la serie del prezzo di vendita dell'energia è rimasta giustamente invariata mentre le voci di costo variabili sono aumentate. Tale "meccanismo" ha fatto sì che in alcuni periodi il "clean spark spread" fosse molto vicino allo zero se non, in alcune circostanze, addirittura negativo.

Soffermandosi sulle due curve del grafico si può infatti vedere come la distanza verticale fra il PUN e i costi marginali sia sensibilmente inferiore rispetto al caso precedente, in cui si è ipotizzato un rendimento del 100% e

in alcuni mesi, essenzialmente nel periodo post Covid-19, la linea arancione relativa ai  $MC$  interseca e supera la linea blu facente riferimento al PUN.

Tutto ciò che stiamo affermando confrontando le due serie è osservabile più nel dettaglio nella Figura 25 in cui è rappresentata la sola serie del margine dei produttori quando il rendimento dell'impianto è del 60%.

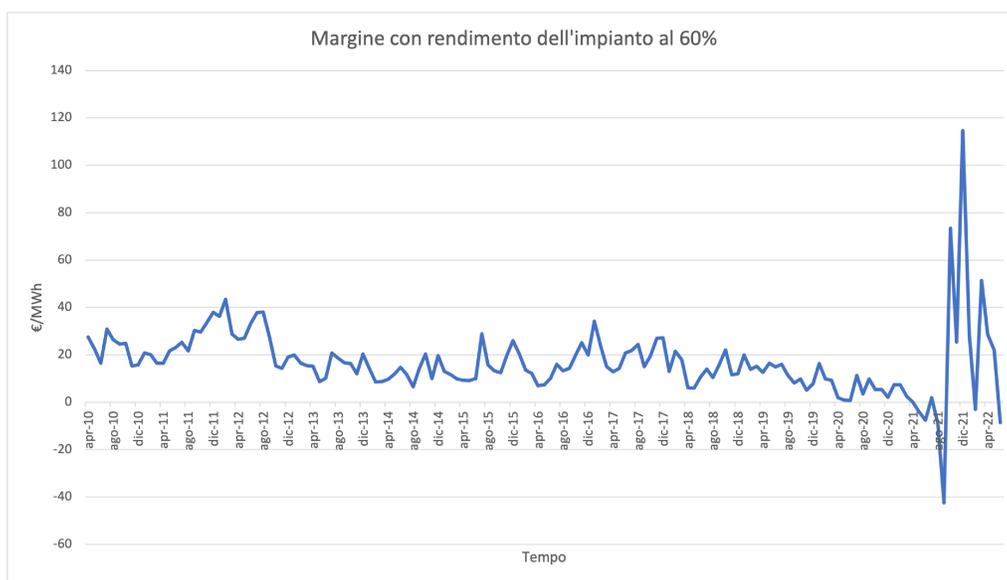


Figura 25: Margine dei produttori con rendimento dell'impianto al 60%.

È evidente come da aprile 2010 fino a settembre 2021 il trend del margine sia stato negativo: si è passati da 27,50 €/MWh di spread a -42,42 €/MWh per una variazione generale del -254%. In questo arco temporale il valore medio del margine è di 15,56 €/MWh e la volatilità è 10,48 €/MWh, valore che pare nella media considerando gli scarti quadratici medi calcolati per l'analisi delle altre serie. Spostandoci nella fase post settembre 2021 è possibile rimarcare un nuovo aumento piuttosto marcato dei margini seppur questi ultimi siano caratterizzati da un rischio maggiore dato che la curva presenta fluttuazioni molto ampie. Analizzando i dati infatti è possibile sottolineare un valore medio di 28,99 €/MWh (quasi il doppio rispetto al periodo precedente) associato a una volatilità di 43,98 €/MWh che conferma quanto

detto rispetto ad un'incertezza maggiore per i produttori e le loro possibilità di guadagno.

### 3.2 Analisi bivariata

Un elemento che salta all'occhio a seguito della costruzione della serie dei margini è il fatto che la serie del PUN e quella dei costi marginali sembrano avere un andamento molto simile, tant'è che anche il grafico in cui vengono rappresentate contemporaneamente le due serie lo evidenzia. Per questo motivo si ritiene interessante andare a studiare più nel dettaglio il legame che vi è fra queste due variabili, sfruttando gli indicatori di maggior rilievo della statistica multivariata<sup>38</sup>.

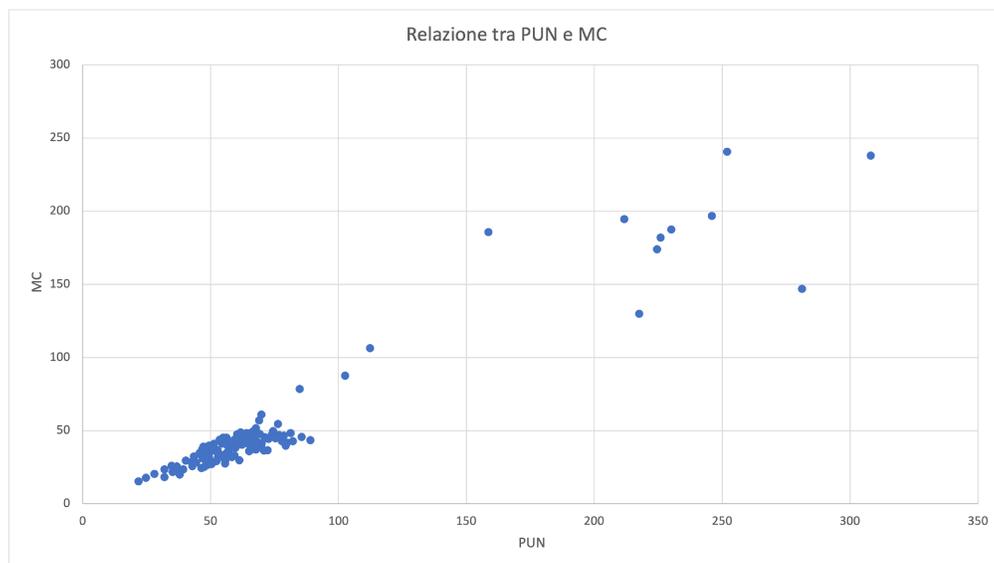


Figura 26: Legame tra PUN e *MC*.

Osservando il grafico a dispersione riportato nella Figura 26 si può desumere che tra il Prezzo Unico Nazionale e i costi marginali vi sia una relazione

---

<sup>38</sup>Si parla di statistica multivariata nel momento in cui l'oggetto di analisi, in questo caso il PUN, è influenzato naturalmente da almeno due componenti.

lineare positiva. Questo implica che ad un aumento del PUN sembri corrispondere un aumento dei costi marginali. Inoltre, tale legame sembra essere piuttosto forte data la distribuzione dei punti, ovvero sono molto vicini fra loro e pare possano essere ben approssimati con una retta interpolante inclinata positivamente.

Ciò che stiamo dicendo semplicemente guardando il grafico (*scatterplot*) può essere studiato nel concreto grazie ad alcune misure tipiche dell'analisi multivariata, come accennato precedentemente. Più nel dettaglio l'associazione fra due variabili quantitative, in questo caso PUN e *MC*, può essere analizzata attraverso la covarianza o il coefficiente di correlazione. Si ritiene che questi due indici di relazione lineare siano i più adatti da utilizzare poiché è ragionevole pensare che all'aumentare del Prezzo Unico Nazionale anche i costi marginali aumentino in maniera lineare, o comunque in maniera tale da non giustificare il ricorso a indici e regressioni polinomiali.

In concreto la covarianza è un indice che ci permette di misurare la concordanza o discordanza lineare tra due variabili quantitative e viene calcolata come media dei prodotti degli scostamenti delle variabili  $X$  e  $Y$  dalle rispettive medie [Micheli and Manfredi, 1995]. In formula:

$$COV(X; Y) = \frac{\sum(x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{n} \quad (11)$$

dove per semplicità  $X$  corrisponde al PUN e  $Y$  ai *MC*. Dunque è necessario, in un primo momento, trasformare le due variabili come scarti dalla media e si otterrà il grafico riportato alla pagina successiva.

A questo punto sarà più immediato applicare la formula vista poc'anzi ma, prima di procedere al calcolo della covarianza, è doveroso sottolineare come interpretare i valori di quest'ultima. Tale indice, infatti, può assumere tutti i valori appartenenti all'intervallo che va da  $-\infty$  a  $+\infty$  e, in base all'intervallo all'interno del quale sono compresi, avranno un significato differente:

- Da  $-\infty$  a 0 significa che vi è una relazione lineare negativa che sarà

tanto più forte quanto più negativa sarà la covarianza;

- 0 nel caso in cui le due variabili oggetto di analisi sono fra loro indipendenti o nel caso in cui siano legate da un rapporto di dipendenza non lineare;
- Da 0 a  $+\infty$  significa che vi è una relazione lineare positiva che sarà tanto più forte quanto maggiore sarà la covarianza.

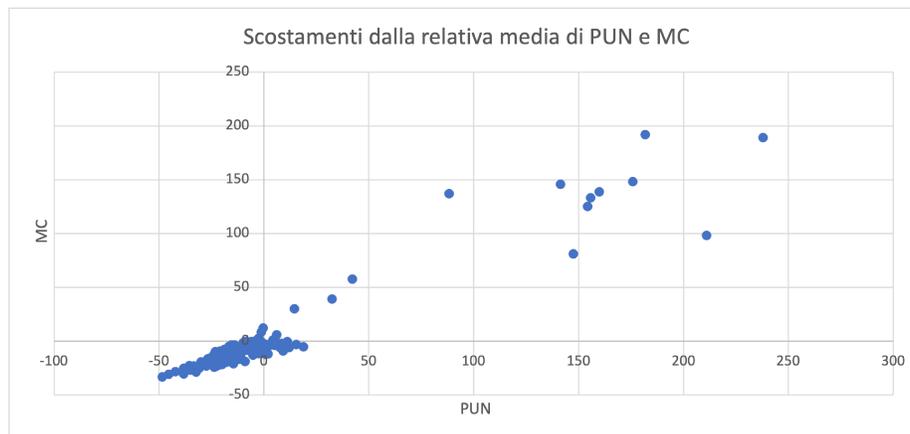


Figura 27: Trasformazione delle due variabili come scarti.

La covarianza calcolata tra il PUN e i costi marginali risulta essere pari a 1803, il che conferma quanto affermato in precedenza rispetto all'esistenza di una relazione lineare positiva tra le due variabili. Tuttavia, risulta complicato capirne l'intensità dato che, come si può intuire dalla formula dell'indice, il dato dipende dall'unità di misura delle osservazioni<sup>39</sup>, senza menzionare il fatto che l'unità di misura stessa non può essere analizzata per comprendere il legame tra le due variabili.

Per ovviare a tale problematica si può ricorrere al coefficiente di correlazione lineare o coefficiente di Pearson, che non è altro che il valore della

---

<sup>39</sup>Per tale motivo la covarianza non può essere utilizzata per fare confronti con altre coppie di variabili.

covarianza standardizzata, ovvero divisa per il suo valore massimo. Per tale ragione l'indice in questione "eredita" il segno della relazione evidenziato dalla covarianza ma allo stesso tempo è in grado di fornirci maggiori informazioni relativamente all'intensità dell'associazione [Agresti and Finlay, 2015]. Matematicamente si avrà:

$$r_{XY} = \frac{COV(X;Y)}{\sigma_X\sigma_Y}. \quad (12)$$

Questo coefficiente è di più semplice lettura, poiché i risultati sono compresi all'interno dell'intervallo che va da -1 a +1 e l'interpretazione dei valori è la seguente:

- $r_{XY} > 0$  se il PUN e gli  $MC$  sono correlati positivamente, ovvero i due caratteri si muovono insieme, per cui all'aumentare del PUN aumenteranno anche i costi marginali anche se in maniera non proporzionale;
- $r_{XY} < 0$  se il PUN e gli  $MC$  sono correlati negativamente, ovvero i due caratteri si muovono in maniera opposta, per cui all'aumentare del PUN i costi marginali diminuiranno in maniera non proporzionale;
- $r_{XY} = 1$  se il PUN e gli  $MC$  sono perfettamente correlati positivamente, ovvero i due caratteri si muovono insieme e all'aumentare del PUN anche i costi marginali aumenteranno dello stesso ammontare in maniera proporzionalmente;
- $r_{XY} = -1$  se il PUN e gli  $MC$  sono perfettamente correlati negativamente ovvero i due caratteri si muovono in maniera opposta e all'aumentare del PUN i costi marginali diminuiranno dello stesso ammontare in maniera proporzionalmente;
- $r_{XY} = 0$  se il PUN e gli  $MC$  sono linearmente indipendenti fra loro oppure se hanno un legame di dipendenza non lineare.

Per quanto riguarda le variabili oggetto di analisi il coefficiente di correlazione di Person è pari a 0,96 il che, riprendendo i risultati ottenuti dal valore della covarianza, dà ulteriori conferme sull'esistenza di una relazione lineare positiva tra PUN e *MC* che, tra l'altro, risulta essere molto forte<sup>40</sup> dato il valore molto prossimo all'unità.

Bisogna, però, fare una precisazione su un aspetto rilevante ovvero il fatto che la covarianza, e di conseguenza anche la correlazione, sono molto sensibili agli outlier [Corbetta, 2014]. Essendo che nella Figura 26 e nella Figura 27 è ben visibile la presenza di alcune osservazioni “distanti” dalle altre, è stata ripetuta l'analisi escludendo il periodo successivo a maggio 2021, cioè il periodo nel quale sono presenti questi valori anomali, per verificare che l'associazione fra le due variabili studiata in precedenza non ne sia stata influenzata.

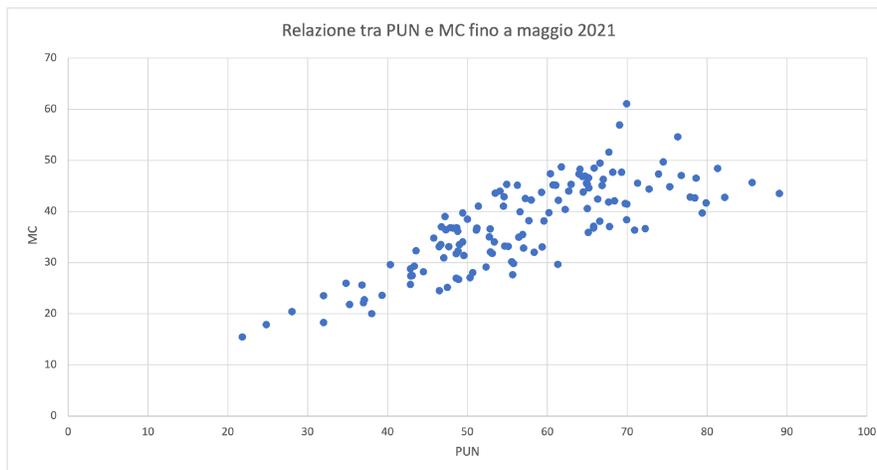


Figura 28: Associazione tra PUN e *MC* escludendo il periodo post maggio 2021.

Come si può denotare dalla Figura 28, la nuvola di punti risulta essere meno schiacciata a seguito dell'esclusione dell'ultimo anno caratterizzato

---

<sup>40</sup>Vista l'esistenza di un range di valori che possono essere assunti dal coefficiente, quest'ultimo ci permette di comprendere, oltre che l'esistenza dell'associazione e il verso della stessa, anche l'intensità del legame.

da valori molto superiori alla norma. Ciò non toglie che anche in questa circostanza sia osservabile l'associazione lineare positiva fra le due variabili secondo cui all'aumentare del PUN aumentano anche i costi marginali di produzione, seppur in maniera non proporzionale. Calcolando gli scarti delle due determinanti nel periodo antecedente a maggio 2021 si nota come questi ultimi siano inferiori rispetto alla situazione precedente poiché sono esclusi i periodi con maggiore variabilità. La covarianza è pari a 88 e questo implica che il legame positivo tra le due variabili esiste e la correlazione calcolata è pari a 0,80, leggermente inferiore rispetto al caso precedente ma denota comunque una forte relazione lineare fra PUN e *MC*.

Risulta altrettanto interessante indagare l'esistenza di un'associazione fra il prezzo della  $CO_2$  e il prezzo del gas naturale, cioè le voci che nel seguente elaborato compongono i costi marginali di produzione.

Infatti, indagando la correlazione fra queste due variabili è possibile verificare l'eventuale presenza di effetti di multicollinearità<sup>41</sup>. La situazione ottimale sarebbe quella di dimostrare che le due variabili sono fra loro indipendenti (correlazione pari a zero o comunque non significativa), poiché in questo modo si potrà affermare che il modello predittivo che verrà utilizzato per stimare la serie del PUN sarà molto efficiente.

Dalla Figura 29 riportata alla pagina successiva si può notare come tra le due variabili oggetto di analisi sia presente una relazione lineare positiva, anche se apparentemente meno evidente rispetto al caso precedente. Quanto riportato è confermato da una covarianza pari a 114 che, seppur non direttamente confrontabile, indica l'esistenza di questo legame positivo, e dalla correlazione pari a 0,75, che mette in luce la relazione positiva nonostante sia meno forte rispetto all'altra analisi. Ad ogni modo l'esistenza di questa correlazione positiva tra i due regressori non ci porta alla multicollinearità

---

<sup>41</sup>Si parla di multicollinearità quando i regressori sono molto correlati fra loro, arrivando anche a influenzarsi a vicenda, e la loro aggiunta nel modello non fa aumentare l' $R^2$  poiché non si andrebbero ad aggiungere informazioni rilevanti che ci aiutino a spiegare la variabile dipendente [Agresti and Finlay, 2015].

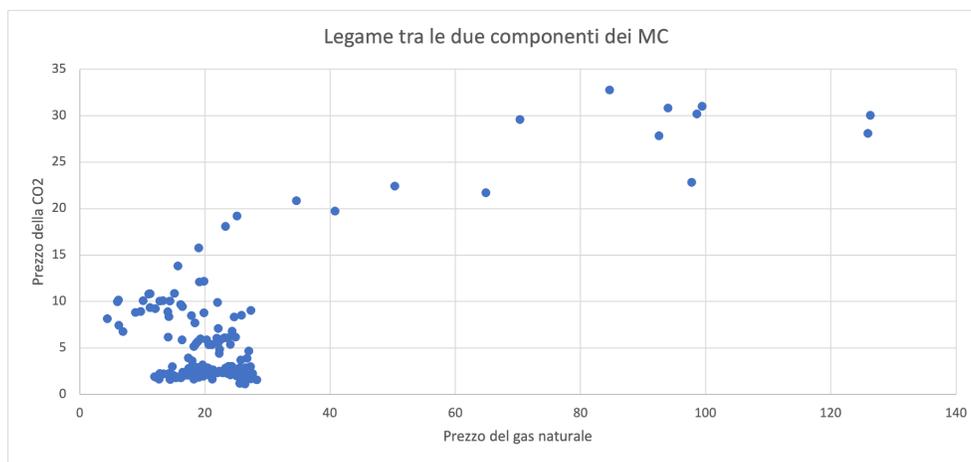


Figura 29: Associazione tra il prezzo del gas naturale e il prezzo dell’anidride carbonica.

grazie al fatto che i problemi derivanti da tale “difetto” tendono a essere riassorbiti nel caso in cui si vanno ad utilizzare grandi campioni, come nel suddetto caso.

Similmente con l’analisi appena svolta, anche tra le serie del TTF index e dei certificati di emissioni è stato condotto nuovamente lo studio, escludendo l’ultimo anno per verificare l’eventuale esistenza di una differente associazione nel periodo precedente.

Osservando il diagramma a dispersione in Figura 30 si può dire che nel periodo che va dal 2010 a maggio 2021 fra le due variabili esiste una lieve relazione lineare negativa. Infatti, sia la covarianza che la correlazione assumono valori negativi molto prossimi allo zero, rispettivamente di  $-6,23$  e  $-0,31$ . In realtà, dato il valore assunto della correlazione e data la distribuzione dei punti nel grafico, si può affermare che molto probabilmente la correlazione fra i due caratteri non è significativamente negativa, e quindi può essere considerata nulla.

Questo ci fa capire come, escludendo l’ultimo anno, i due regressori siano indipendenti nel loro andamento, facendo sì che ciascuno di essi porti informazioni rilevanti differenti che ci aiuteranno, insieme ad altri regressori,

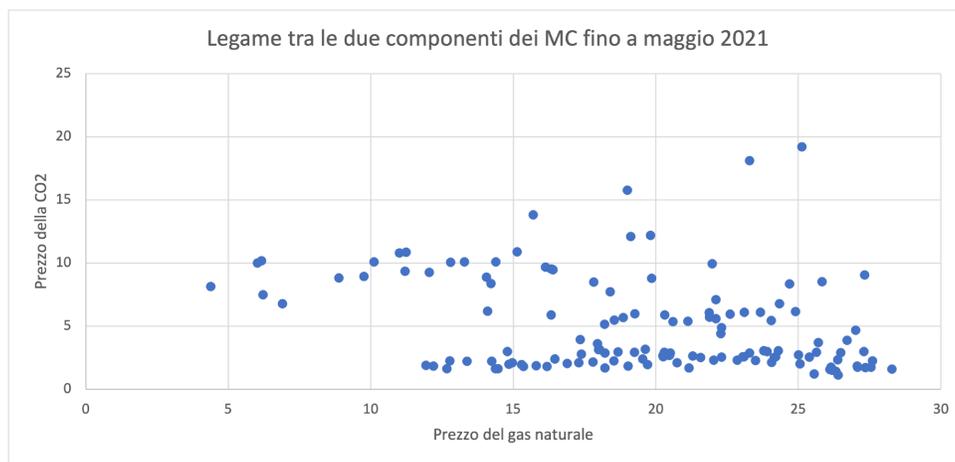


Figura 30: Associazione tra il prezzo del gas naturale e il prezzo dell'anidride carbonica escludendo il periodo post maggio 2021.

ad aumentare il potere predittivo del modello di regressione che adopereremo per stimare il PUN. Il risultato ottenuto da questa seconda analisi, cioè il ribaltamento del segno dei due indici, ci fa capire quanto sia importante trattare i dati prima di procedere con il lavoro. Il rischio sarebbe quello di considerare la serie nel suo complesso ottenendo così risultati distorti e fuorvianti.

## 4 La stima del PUN tramite modello di regressione

Dopo aver analizzato in modo approfondito le singole variabili di nostro interesse (PUN, TTF index e i certificati verdi) e aver adoperato alcune delle principali misure statistiche per indagare l'esistenza di eventuali associazioni fra le stesse, è possibile procedere per raggiungere il fine dell'elaborato.

Infatti, nonostante già nella Sezione 3, a seguito della costruzione della serie dei margini dei produttori, sia stata fatta qualche osservazione in merito all'esistenza di un fenomeno speculativo che facesse aumentare il prezzo dell'energia, si vuole ora andare implementare un'ulteriore analisi che ci consenta di trarre le conclusioni finali.

Nel dettaglio si andrà ad impostare una regressione multipla nella quale verranno inseriti diversi regressori, oltre ai due principali descritti nel testo, e che ci consentirà di stimare la serie del PUN. Una volta completato il modello e stimata la serie del PUN sarà possibile confrontarla con la serie originale descritta in precedenza e tratta direttamente dal GME per verificare l'esistenza di eventuali discrepanze e poter effettuare dei ragionamenti.

### 4.1 I regressori

Come anticipato, per la costruzione di questo modello di regressione complesso sono stati utilizzati diversi regressori. Chiaramente la scelta di questi ultimi non è stata casuale, bensì è sostenuta da una scrupolosa ricerca che ci ha permesso di selezionare solo quelle variabili che potenzialmente sono legate al PUN e che ci potrebbero aiutare a spiegare meglio la serie. Nello specifico, per scegliere le variabili da inserire ci si è basati in gran parte su motivazioni teoriche, che verranno argomentate in seguito, ma anche a fini esplorativi, ovvero per verificare se e quanta variabilità di  $Y$  (PUN) potrebbe essere spiegata attraverso il loro impiego.

Per tale motivo, prima di procedere con la regressione vera e propria, si sono voluti presentare brevemente i regressori utilizzati in modo da spiegare il motivo per il quale sono stati presi in considerazione. Tra questi, escludendo i due maggiormente rilevanti già descritti nella Sezione 2, troviamo:

1. **Prezzo del petrolio grezzo:** in diversi report incentrati sul costo dell'energia elettrica, tra cui quelli del [www.ilsole24ore.com](http://www.ilsole24ore.com) e di [www.confindustria.it](http://www.confindustria.it), viene citata questa variabile come influente nella determinazione del prezzo. Questo poiché, oltre ad essere beni sostituiti, il prezzo dell'energia prodotta attraverso il gas è comunque legato al prezzo del petrolio dato che sfruttando quest'ultima fonte viene prodotta l'energia più costosa che molto spesso si trova tra le ultime offerte accettate, e che quindi determina il costo di scambio dell'intero sistema;
2. **Temperatura media:** il legame con l'energia, e di conseguenza con il suo prezzo, è piuttosto ovvio. Nel momento in cui la temperatura media è bassa o alta, tipicamente inverno o estate, verrà richiesta maggiore energia e dunque il PUN tenderà ad aumentare; mentre nel momento in cui si ha una temperatura media mite, tipicamente autunno e primavera, la domanda di energia sarà inferiore e dunque anche il PUN tenderà a ridursi;
3. **Consumo di energia:** il consumo di energia non è altro che la domanda di energia e, date le leggi classiche della microeconomia, all'aumentare della domanda il prezzo aumenterà mentre al ridursi della domanda il prezzo diminuirà. Con riferimento al presente regressore non è disponibile la serie mensile, motivo per cui è stata analizzata la serie annuale al fine di ricavare quella mensile. Per farlo è stata calcolata la variazione percentuale annuale da cui poi è stata ricavata la variazione mensile<sup>42</sup>;

---

<sup>42</sup>Per convertire il tasso di variazione annuale in mensile non è sufficiente rapportare il tasso annuale per le mensilità, bensì è necessario utilizzare la seguente formula di conversione:  $(\frac{V_f}{V_i})^{\frac{1}{12}} - 1$  dove  $V_f$  sta per il valore di finale mentre  $V_i$  sta per valore iniziale.

4. **PII:** è forse la variabile indipendente un po' più forzata, ma comunque di base un Paese con PII elevato è più ricco e sviluppato e sarà caratterizzato dalla presenza di maggiori industrie, che implicheranno consumi maggiori, e tipicamente anche i prezzi aumenteranno (compreso quello dell'energia elettrica);
5. **Offerta di energia da fonti non rinnovabili:** per questa variabile vale lo stesso discorso fatto per la variabile della domanda, ovvero il fatto che all'aumentare dell'offerta i prezzi diminuiranno, in quanto vi è una maggiore quantità di prodotto disponibile, mentre al ridursi dell'offerta il prodotto è meno reperibile e di conseguenza vi sarà un aumento dei prezzi (coerentemente con il principio di scarsità economica dei mercati). Inoltre, anche su questo regressore è stato necessario mettere mano dato che non è stato possibile reperire la serie mensile. Quest'ultima è stata ricavata nello stesso modo visto in precedenza con riferimento al consumo di energia, cioè dal tasso di variazione annuale è stato calcolato quello mensile da cui poi è stata ipotizzata la serie mensile;
6. **Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e scambiata sul mercato:** si tratta di un regressore molto rilevante in quanto, come già abbiamo affermato in precedenza, il costo di produzione di energia mediante l'uso di fonti rinnovabili è notevolmente inferiore rispetto alle altre tecniche di produzione; ciò fa sì che all'aumentare dell'offerta di questa energia "green" si riduca il prezzo dell'energia prodotta dalle centrali termoelettriche a turbogas per effetto dello *shift* verso destra della curva di offerta aggregata, come descritto in Figura 4 della Sezione 2.

## 4.2 La regressione multipla

Dopo aver esplicitato tutti i regressori che potrebbero aiutarci nello stimare l'andamento del PUN e aver discusso della loro importanza nella determinazione e formazione del prezzo dell'energia elettrica, è ora possibile focalizzarsi sulla specificazione del modello di regressione e sulle tecniche adoperate per la sua costruzione.

Come anticipato nella Sottosezione precedente, trattandosi di regressione multipla sono diversi i regressori che possono essere inseriti nel modello, dai più semplici ai più complessi, ma non è detto che tutte le variabili sopra descritte, aventi un legame “teorico” con il PUN, risultino poi determinanti e significative nello stimare lo stesso.

Per tale motivo si è deciso di procedere con la strategia di scelta dei regressori più semplice da applicare, ossia la *backward elimination*, secondo cui deve essere in primo luogo specificato un modello che includa tutte il maggior numero di potenziali variabili esplicative. Dopodiché si vanno ad osservare i valori assunti dal test di indipendenza globale (F-test) e dal test di significatività dei beta (T-test), nonché dai valori assunti dalla probabilità, ovvero significatività, associata a questa statistica (ossia il valore anche chiamato p-value associato) per verificare che siano significativi.

Nel caso in cui, fissato un certo livello di significatività  $\alpha$ , entrambi i test risultino significativi allora il modello verrà accettato così com'è altrimenti verrà rimosso un regressore alla volta, ovviamente partendo da quello meno significativo, quindi con il p-value più alto, finché sia la regressione che tutti i  $\beta$  risulteranno significativi<sup>43</sup>.

Pertanto, il punto di partenza risulta essere la specificazione di un modello in cui vengono inseriti tutti i regressori più rilevanti per l'analisi, in questo contesto le sei variabili precedentemente descritte. Si avrà, dunque,

---

<sup>43</sup>Con la strategia *backward elimination* in genere si eliminano quei regressori non significativi partendo da quelli con un p-value maggiore; può succedere che debbano essere eliminati prima altri regressori come nel caso delle interazioni tra le variabili considerate.

un modello del tipo:

$$\begin{aligned}
 PUN = & \alpha + \beta_1 P.gas + \beta_2 P.CO_2 + \beta_3 P.petrolio + \beta_4 Temperatura \\
 & + \beta_5 Consumo di energia + \beta_6 PIL + \beta_7 Off. fonti rinnovabili \\
 & + \beta_8 Off. fonti non rinnovabili + \varepsilon.
 \end{aligned}
 \tag{13}$$

L'output riportato in Figura 31 è stato ottenuto dall'elaborazione dei dati secondo il modello esplicitato nell'Equazione 13.

**OUTPUT RIEPILOGO**

<i>Statistica della regressione</i>					
R multiplo		0,964			
R al quadrato		0,929			
R al quadrato corretto		0,925			
Errore standard		13,17			
Osservazioni		147			

<b>ANALISI VARIANZA</b>					
	<i>gdl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>Significatività F</i>
Regressione	8	312120,87	39015,1087	224,9301373	3,26274E-75
Residuo	138	23936,69906	173,454341		
Totale	146	336057,569			

	<i>Coefficienti</i>	<i>Errore standard</i>	<i>Stat t</i>	<i>Valore di significatività</i>
Intercetta	-240,54031	87,660	-2,744	0,006876579
P. Gas	1,66375	0,117	14,251	6,6706E-29
P. CO2	2,10383	0,437	4,810	3,89315E-06
P. Petrolio	-0,03250	0,075	-0,433	0,665374184
Temperatura	-0,41416	0,171	-2,428	0,016483946
Domanda energia	0,00068	0,000	1,907	0,058635642
PIL	-0,00021	0,000	-0,716	0,475130296
Off. fonti rinnovabili	0,30186	0,272	1,109	0,269495478
Off. fonti non rinnovabili	0,00030	0,000	1,169	0,244229064

Figura 31: Output modello di regressione con tutti i regressori.

Si può dire, osservando i valori dei vari test di significatività (F-test e

T-test) e fissando un valore di significatività  $\alpha$  al 5%, che il modello è globalmente significativo anche se, focalizzandosi sui singoli regressori, alcuni non risultano esserlo. In particolare, non risultano significativi il prezzo del petrolio, il PIL, l'offerta di energia da fonti rinnovabili, l'offerta di energia da fonti non rinnovabili e la domanda di energia.

A questo punto si procede, come stabilito dalla *backward elimination*, eliminando il regressore con il p-value più alto; in questo caso il prezzo del petrolio è caratterizzato da un p-value di 0,6653, quindi si procederà rielaborando i dati. Si ripeterà questa procedura fintanto che dall'output del modello si otterranno un Test-F e i T-test associati ai regressori significativi.

Per evitare di appesantire eccessivamente l'elaborato, nel testo che seguirà non saranno riportate tutte le elaborazioni intermedie dei dati, dunque tutti gli output del modello dopo aver rimosso di volta in volta il regressore meno significativo, bensì ci limiteremo alla visualizzazione dell'output finale, ovvero di ciò che si ottiene al termine dell'applicazione della metodologia *backward*.

Come si può notare dalla Figura 32, riportata alla pagina successiva, attraverso l'utilizzo della metodologia di scelta dei regressori adottata, partendo da un modello iniziale comprendente otto variabili si è giunti ad un modello composto da quattro caratteri. Durante i vari step sono stati, infatti, eliminati quattro regressori: il prezzo del petrolio, il PIL, la domanda di energia e l'offerta di energia da fonti non rinnovabili. L'ordine nella quale sono stati citati non è casuale poiché quest'ultimo rispecchia l'ordine di eliminazione nel corso dell'analisi, che ricordiamo essere basato sul valore del p-value assunto dalla variabile.

Focalizzandosi sui valori dell'output si può affermare che il modello è ottimo in quanto riesce a spiegare circa il 92% di varianza della variabile dipendente PUN ed è caratterizzato da un errore standard<sup>44</sup> piuttosto limitato e pari a 13,583. Tale errore può assumere valori da 0 a  $+\infty$  ed è rilevante da

---

<sup>44</sup>L'errore standard della regressione è semplicemente l'errore di predizione medio e viene calcolato mediante la formula  $\sigma(\varepsilon) = \sqrt{\frac{\sum(y_i - \hat{y}_i)^2}{n-2}}$ .

OUTPUT RIEPILOGO

<i>Statistica della regressione</i>					
R multiplo		0,960			
R al quadrato		0,922			
R al quadrato corretto		0,920			
Errore standard		13,583			
Osservazioni		147			

ANALISI VARIANZA					
	<i>gdl</i>	<i>SQ</i>	<i>MQ</i>	<i>F</i>	<i>Significatività F</i>
Regressione	4	309857,5349	77464,3837	419,8445864	1,40169E-77
Residuo	142	26200,03412	184,507283		
Totale	146	336057,569			

	<i>Coefficienti</i>	<i>Errore standard</i>	<i>Stat t</i>	<i>Valore di significatività</i>
Intercetta	40,08743	6,440	6,225	5,11594E-09
P. Gas	1,85494	0,085	21,818	3,39816E-47
P. CO2	1,30245	0,242	5,378	3,02442E-07
Off. fonti rinnovabili	-0,34300	0,098	-3,513	0,000594183
Temperatura	-0,40329	0,175	-2,310	0,022354133

Figura 32: Output modello di regressione al termine del *backward elimination*.

prendere in considerazione poiché ci permette di misurare il potere predittivo della regressione; tanto maggiore sarà  $\sigma(\varepsilon)$  tanto minore sarà il potere predittivo della retta di regressione.

Inoltre, la statistica  $F$  associata alla qualità globale del modello di regressione è molto bassa ( $1,40169E - 77$ ), il che ci permette di dire che si ha una significatività statistica del modello di regressione e così allo stesso modo sono molto piccoli, e di conseguenza significativi, i p-value dei singoli parametri.

Osservando i coefficienti di regressione parziali è possibile comprendere qual è l'impatto del singolo regressore associato alla  $Y$ , tenendo costanti tutti gli altri regressori. In particolare si ha che:

- Il valore teorico di  $Y$ , e quindi del PUN, quando tutti i regressori valgono 0 è di 40,08743 €/MWh (corrisponde al coefficiente associato

all'intercetta in figura);

- Ad una variazione unitaria del prezzo del gas naturale, in questo caso del TTF index, si avrà una variazione stimata della variabile  $Y$  di 1,85494 €/MWh (il valore è sensato ed è simile a quanto già osservato nella Sezione 3, infatti, all'aumentare del costo del gas, materia prima più rilevante con riferimento al processo produttivo di energia delle centrali a turbogas, aumentano i  $MC$  e di conseguenza il PUN);
- Ad una variazione unitaria del prezzo dei certificati di emissione si avrà una variazione stimata della variabile  $Y$  di 1,30245 €/MWh (tanto maggiore è il costo delle quote di emissione di  $CO_2$  e tanto maggiore sarà il costo dell'energia elettrica dato che per la produzione di quest'ultima viene rilasciata nell'ambiente anidride carbonica derivante dalla combustione del gas e non solo);
- Ad una variazione unitaria dell'offerta di energia da fonti rinnovabili si avrà una variazione stimata della variabile  $Y$  di -0,343 €/MWh (come detto prima se aumenta l'offerta di energia prodotta da fonti rinnovabili, che ha costi di produzione minori, per effetto dello spostamento della curva di offerta aggregata si avrà una riduzione del prezzo sul mercato dell'energia, dunque ha senso il valore negativo ottenuto);
- Ad una variazione unitaria della temperatura si avrà una variazione stimata della variabile  $Y$  di -0,40329 €/MWh (anche in questo caso il valore negativo è giustificato poiché all'aumentare della temperatura si ha una riduzione della richiesta di energia e conseguentemente una riduzione del prezzo).

Prima di utilizzare i coefficienti per andare a stimare la serie del PUN, operazione che sarà fatta nella Sottosezione successiva, è bene portare all'attenzione un'osservazione rilevante, ovvero il fatto che nonostante molti

regressori dal punto di vista teorico e economico fossero legati e avrebbero potuto aiutare a spiegare meglio la serie del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso, in realtà nell'analisi non risultano essere significativi. Questo fatto può dipendere da due motivi: il primo è che i regressori esclusi potrebbero essere molto correlati fra loro e questo implica che, se considerati insieme, spiegano molto della varianza di  $Y$  ma se presi singolarmente non risultano essere molto esplicativi e, dunque, non significativi (ci si riconduce al fenomeno della multicollinearità); il secondo risiede nel fatto che di tutti i regressori esclusi si è dovuto estrapolare la serie mensile a partire dalle variazioni annuali e questo ha fatto sì che le serie fossero meno precise e più approssimative.

### 4.3 La stima del PUN

L'applicazione della *backward elimination* al modello completo ci ha permesso di individuare il modello ridotto più adatto, il cui output è già stato riportato in Figura 32, e dal quale è possibile effettuare la stima del PUN:

$$\begin{aligned}
 PUN = & \alpha + \beta_1 P.gas + \beta_2 P.CO_2 + \beta_3 Off. fonti rinnovabili \\
 & + \beta_4 Temperatura + \varepsilon.
 \end{aligned}
 \tag{14}$$

Sfruttando la specificazione del modello ridotto espressa dalla Formula 14 e considerando i valori ottenuti dall'elaborazione dello stesso, è infatti possibile stimare la serie del PUN grazie alla semplice sostituzione dell' $\alpha$  e dei  $\beta$  con i relativi coefficienti di regressione parziale. Chiaramente i coefficienti saranno costanti nella loro applicazione nell'equazione descritta, ovvero saranno gli stessi con riferimento a tutti i periodi, e verranno moltiplicati per il valore assunto dalla serie originale del rispettivo regressore nei diversi periodi, che per forza di cose sarà diverso a seconda del valore osservato.

Utilizzando il procedimento sopra descritto è stato possibile andare a stimare i valori di tutti i periodi della serie del PUN, che sono stati rappresentati

graficamente nell'immagine che segue:

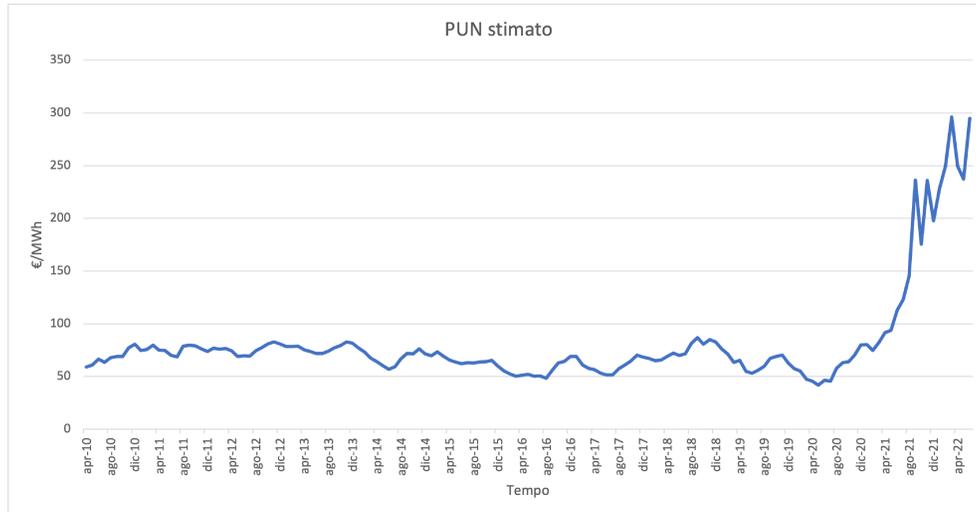


Figura 33: Serie del PUN stimata attraverso il modello di regressione.

La serie storica stimata evidenzia un primo periodo, da aprile 2010 a maggio 2020, in cui la curva è meno nervosa e l'andamento più costante e un secondo periodo, a partire da maggio 2020, in cui vi è una rapida crescita del prezzo dell'energia accompagnata da un aumento della volatilità. Sono infatti presenti molti più alti e bassi che rendono la curva più spezzettata e meno continua.

Anche in questa circostanza alcune misure statistiche confermano le osservazioni effettuate dalla semplice ispezione visiva della Figura 33:

- Il valore medio passa da 67,57 €/MWh dei primi 10 anni a 145,25 €/MWh degli ultimi due, facendo registrare un +115%, il che testimonia l'impennata subita dai prezzi dell'energia;
- La varianza aumenta notevolmente nel periodo post maggio 2020, di conseguenza anche la deviazione standard aumenta arrivando a 84,94 €/MWh dato un valore nel periodo pre 2020 di 9,76 €/MWh, per una variazione totale del 770%. Questo aspetto convalida quanto affermato

relativamente all'aumento della volatilità, e quindi dell'incertezza, negli ultimi anni.

Date le caratteristiche della serie stimata del PUN, sembra che quest'ultima sia molto simile a quella originale tratta dal GME e descritta nella Sezione 3. Ciò significa che i regressori inseriti nel modello sono in grado di spiegare abbastanza bene l'andamento della variabile dipendente. Al fine di verificare la bontà della stima della serie del PUN attraverso il modello di regressione, si può ricorrere ad un grafico in cui vengono riportate contemporaneamente le due curve:

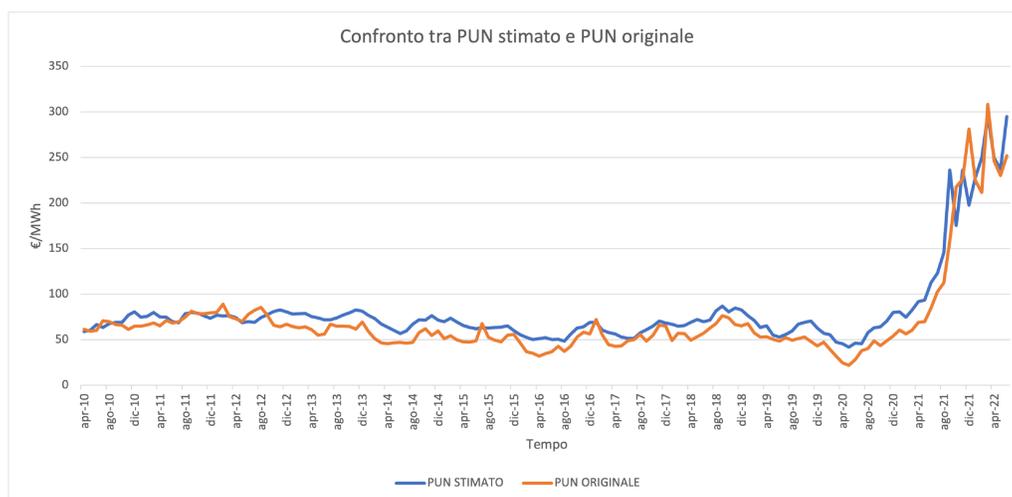


Figura 34: Confronto tra la serie del PUN stimata e la serie del PUN originale.

Come si può notare dalla Figura 34, la serie stimata del PUN (linea blu) ha un andamento praticamente identico a quello della serie originale (linea arancione), anche se la curva risulta essere più *smooth*, tant'è che la deviazione standard è 46,07 €/MWh, ovvero 1,90 €/MWh in meno rispetto alla serie originale. Nonostante l'andamento di fondo sia quasi uguale, fra le due curve vi è una lieve discrepanza in alcuni periodi e questo implica che, se presente, la speculazione dei produttori è davvero minima.

In realtà si può notare come la serie del PUN stimata sia caratterizzata, in quasi tutti i periodi, da valori superiori rispetto alla serie originale. Infatti, il valore medio di 80,78 €/MWh è maggiore di oltre 10 €/MWh rispetto alla serie osservata. Questo aspetto ci porterebbe ad escludere l'esistenza di fenomeni speculativi rialzisti poiché in caso di presenza di questi ultimi la serie originale dovrebbe trovarsi a livelli superiori rispetto a quelli stimati.

Dunque, questa leggera differenza tra le due curve potrebbe essere determinata dal fatto che non sono stati presi in considerazione alcuni fattori che avrebbero potuto aiutarci a spiegare meglio la variabilità della  $Y$ . Nello specifico, un regressore rilevante che non è stato possibile includere nel modello è il costo di trasporto dell'energia poiché non è reperibile una serie storica univoca dal momento che ARERA fissa, attraverso una formula, il tetto massimo relativo al costo di trasporto applicabile; tuttavia, ciascuna impresa è libera di fissare un livello differente al di sotto, o al più uguale, di questa soglia.

Da quanto scaturito dalla seguente analisi e da quella condotta in precedenza con riferimento alla serie dei margini, ci verrebbe quindi da dire che la recente impennata dei prezzi dell'energia non è dovuta, in via principale, da fenomeni speculativi bensì da altri fattori, fra cui quelli considerati come covariate nel modello di regressione esplicitato.

Infatti, lo scopo dell'andare a stimare la serie del PUN utilizzando un modello di regressione multiplo è quello di verificare, grazie all'impiego di diverse variabili indipendenti, la capacità di replicare l'andamento della serie originale escludendo così alcuni fenomeni per cui non è possibile effettuare controlli, in questo caso ricollegabili alla speculazione.

## 5 Conclusioni

Associando i risultati ottenuti dalle analisi svolte nei capitoli precedenti e lo studio della letteratura in materia, è possibile procedere con le osservazioni conclusive che ci consentiranno di rispondere alle domande di ricerca che ci siamo posti alla base del lavoro.

In primo luogo, ci eravamo interrogati sul fatto che il margine dei produttori di energia possa essere aumentato a causa di fenomeni speculativi; in particolare ci siamo chiesti se questo sia dovuto a un aumento dei costi di produzione o dei prezzi di vendita. Dall'analisi effettuata nel corso del Capitolo 3 emerge che il margine dei produttori ha avuto un andamento decrescente fino ad aprile 2021, periodo dopo il quale ci si trova di fronte a surplus prossimi allo zero o addirittura negativi nel trimestre successivo.

Verrebbe da chiedersi se, a partire da ottobre 2021, sia possibile trarre le stesse conclusioni, dato che il margine assume valori straordinariamente elevati. Sulla base dei risultati ottenuti e dal confronto rispetto all'analisi delle serie del PUN e dei costi marginali, in un primo momento si può notare come si siano registrati due picchi di valori dovuti, rispettivamente, a un aumento dei prezzi per far fronte alle perdite registrate nel periodo precedente (già emerse nel corso del 2020) e ad una conseguente riduzione dei costi marginali di produzione.

Analizzando quest'ultima fase, si può verificare un'inversione di tendenza tale per cui i prezzi sono rimasti tendenzialmente costanti (nonostante la maggiore incertezza e variabilità del periodo), mentre i costi marginali si sono ridotti per effetto della contrazione della domanda dovuta alla pandemia da Covid-19, portando a una forte crescita dei margini rilevati. Tuttavia, quest'ultima sembra essere ritornata a una situazione di equilibrio in quanto si è ripristinata grazie ad una convergenza dei valori registrati tra il PUN e i costi marginali.

Quanto è emerso dalla prima analisi trova ulteriori conferme se si effettua la ricostruzione della serie del PUN attraverso dei modelli di regressione

multivariati.

Nello specifico questi modelli ci permettono di ricostruire la serie considerando il maggior numero possibile di variabili collegate al PUN, in modo tale da escludere la possibilità che l'aumento registrato dei margini sia dovuto a fenomeni speculativi visto il rialzo dei prezzi. Infatti, inserendo diversi regressori quali il prezzo dei certificati di emissione o l'offerta di energia prodotta da fonti rinnovabili, si è ottenuto che la serie stimata risulta avere valori appena superiori rispetto a quelli registrati per la serie osservata; questo implica che i caratteri considerati sembrano essere sufficienti per riprodurre l'andamento della serie (poiché presentano un trend molto simile) e ne giustificano il prezzo, escludendo fenomeni speculativi.

Quanto si sta dicendo non vale con riferimento ai produttori di energia che utilizzano fonti rinnovabili. Se si tiene in considerazione il fatto che il mercato è caratterizzato dal *system marginal price* ovvero il prezzo sul mercato, determinato dall'intersezione tra la curva di offerta aggregata e la curva di domanda aggregata, è applicato da tutti i produttori di energia (indipendentemente dalla fonte con cui è stata prodotta), e dunque la possibilità di presentare offerte più vantaggiose sul mercato, chi utilizza fonti rinnovabili si trova in una situazione favorevole poiché la sua offerta sarà la prima ad essere accettata, nonché quella in grado di generare margini superiori grazie alla maggiore distanza tra il *market clearing price* e i costi marginali.

Questo è uno dei motivi principali per cui nonostante molti Paesi siano caratterizzati da un'incidenza maggiore di energia prodotta da fonti rinnovabili<sup>45</sup>, come la Francia e l'Olanda, hanno comunque un prezzo dell'energia molto elevato. Questo perché i produttori di rinnovabili e nucleare vendono le loro partite di corrente alla borsa elettrica cercando di spuntare il miglior prezzo possibile, collocando le loro offerte a un valore immediatamente inferiore a quello dei concorrenti fossili, facendo così registrare margini molto

---

<sup>45</sup>In questo caso facciamo riferimento alle fonti non fossili, dunque includiamo oltre alle classiche fonti rinnovabili anche il nucleare.

interessanti [www.ilsole24ore.com].

In linea di massima, si può dunque concludere che il tanto “chiacchierato” fenomeno speculativo non è il fattore principale che ha portato, e sta portando tutt’ora, al boom dei prezzi dell’energia elettrica.

Quanto scaturito dal presente elaborato trova conferme nella realtà dei fatti poiché, andando più a fondo sulla questione grazie ai numerosi articoli a riguardo, si scopre che sono altri i motivi che spiegherebbero, in via principale, il recente aumento del prezzo dell’energia elettrica. In particolare tra questi vi sono:

- *Domanda di energia alle stelle e offerta bassa:* a seguito della pandemia mondiale vi è stato una forte ripresa delle industrie che ha portata a una crescita dell’energia richiesta. I produttori, dal canto loro, per cercare di coprire le perdite fatte registrare nei periodi precedenti e a causa del forte aumento dei costi marginali hanno limitato l’offerta in modo da ottenere un prezzo di scambio sul mercato maggiore [www.ilsole24ore.com];
- *Scarsità di materie prime:* il metano fatica a stare al passo con la crescita della produzione il che fa sì che, con riferimento a questa materia prima, si abbia una domanda molto elevata ma un’offerta limitata che implica un aumento delle quotazioni del gas. Inoltre, nonostante la disponibilità, molti Stati e imprese hanno fatto chiudere appositamente i pozzi di petrolio e gas in modo da tenere il prezzo del combustibile fossile elevato e trarre maggiori profitti [www.ilsole24ore.com];
- *Scarsa quantità di energia prodotta da fonti rinnovabili:* come abbiamo già visto in precedenza, l’energia prodotta da fonti rinnovabili si trova ancora a un livello insufficiente affinché possa garantire una riduzione generale del prezzo di scambio sul mercato grazie all’effetto “shift” generato sulla curva di offerta aggregata. Dunque queste ultime non sono in grado di mitigare il fenomeno dei rincari [www.ilsole24ore.com].

Questo aspetto è dovuto anche al fatto che gli investimenti rinnovabili non sono più così convenienti in quanto ne è aumentato notevolmente il costo;

- *Normative ambientali sempre più stringenti*: dall'UE, oltre che dai vari Stati, vengono implementate normative relative alle emissioni di  $CO_2$  sempre più stringenti al fine di raggiungere gli obiettivi fissati nell'EU ETS. Questo, insieme ai recenti e numerosi incendi che hanno distrutto vaste aree di foreste la cui funzione era quella di neutralizzare le emissioni di  $CO_2$ , ha fatto accrescere il valore dei certificati verdi e di conseguenza del prezzo dell'energia [[www.ilsole24ore.com](http://www.ilsole24ore.com)].

Oltre a tali aspetti più immediati e visibili, il [corriere.it](http://corriere.it) sottolinea come il propulsore dominante e più incisivo che sta dietro all'aumento dei prezzi delle energie fossili sia la Cina.

In particolare, l'articolo di Helen Thompson pubblicato su [www.ft.com](http://www.ft.com) dimostra che ci troviamo all'interno di un ciclo ventennale che ha avuto inizio con il boom della domanda cinese. Infatti, se in un primo momento l'effetto della crescita dei consumi cinesi (quintuplicati dal 2000 al 2019) era mascherato dall'aumento della produzione americana (raddoppiata dal 2010 al 2019) oggi, a causa delle normative verdi di Washington e del disinvestimento di Wall Street che hanno disincentivato gli investitori e portato a una minore produzione, è ben visibile. Non ci si è accorti immediatamente del problema in quanto nel 2020 si è presentato il Covid-19, che ha completamente bloccato il mondo, comprese le industrie cinesi e la relativa domanda. Ma non appena è ripartita la produzione, e con essa ovviamente i consumi, i prezzi sono impazziti, come si poteva ben notare dai vari grafici analizzati nel corso di questo elaborato.

In Italia il grande aumento del prezzo del gas ha un impatto sul costo di produzione dell'energia ancora più rimarcabile poiché il mix energetico del nostro Paese privilegia tale fonte (il 42% del consumo di energia totale nel 2020), considerando anche che il 94% del gas utilizzato proviene dall'estero,

evidenziando una scelta discutibile: perché non sfruttare i ricchi giacimenti di gas metano presenti nel Mar Adriatico?

Infatti, le nostre società estrattive, oltre a non sfruttare pienamente i pozzi di estrazione per vincoli burocratici e per l'opposizione degli ambientalisti, vendono il metano estratto sui mercati internazionali con lo scopo di ottenere il prezzo più vantaggioso possibile massimizzando il valore del bene. Anche per la Stato tale scelta risulta essere profittevole grazie alle royalty, ovvero una quota che incassa dalle società estrattive a fronte della concessione di giacimenti.

Per cercare di arginare il rincaro delle quotazioni dei prodotti energetici diverse soluzioni possono essere adottate. A riguardo, Confindustria nel suo report [www.confindustria.it](http://www.confindustria.it) avanza due percorsi:

1. Aumentare la produzione nazionale di gas naturale incrementando l'attività estrattiva dei giacimenti già operativi oltre che aprirne di nuovi. Tutto ciò, insieme alla limitazione delle esportazione del prodotto, permetterebbe di aumentare il quantitativo disponibile di gas in modo tale da, secondo le leggi economiche, ridurre il prezzo di equilibrio sul mercato italiano, in aggiunta al fatto che i produttori di energia vedrebbero una riduzione dei relativi costi marginali di produzione, con conseguente riduzione del PUN;
2. Effettuare una riforma strutturale del mercato elettrico in modo tale da disaccoppiare le offerte derivanti da fonti rinnovabili da quelle derivanti da centrali termoelettriche a gas. Agendo in questo modo sarebbe possibile evitare quanto spiegato in precedenza relativamente al fatto che i produttori da fonti rinnovabili ottengano margini elevati grazie al fatto che applicano prezzi immediatamente inferiori a quelli dei concorrenti fossili, non tenendo in considerazione i loro costi marginali. Andando a generare due mercati differenziati per fonte energetica si avrebbe che il mercato delle rinnovabili risulterebbe avere un prezzo inferiore grazie all'aumento dell'offerta e ai costi marginali ridotti, limitandone i

sovraprofiti che avrebbero ottenuto in un mercato unico. D'altro canto le fonti non rinnovabili sarebbero incentivate ad abbassare i relativi costi di produzione potendo poi presentare sul mercato offerte economicamente più vantaggiose che consentano loro di non essere esclusi dal mercato.

In secondo luogo, sfruttando i risultati ottenuti dalle analisi svolte nell'elaborato e altri report in materia ([www.worldbank.org](http://www.worldbank.org), [www.milanofinanza.it](http://www.milanofinanza.it), [www.corriere.it](http://www.corriere.it), [www.confindustria.it](http://www.confindustria.it), [www.ilsole24ore.com](http://www.ilsole24ore.com)), è possibile fare delle riflessioni sui *future* che ci permettono di ipotizzare se il boom del prezzo dell'energia elettrica è atteso a proseguire o meno, rispondendo così alla seconda domanda di ricerca.

Essendo che, come abbiamo visto dai vari grafici che rappresentavano l'andamento dei costi marginali, gran parte dell'aumento del prezzo dell'energia è dovuto proprio dalle commodity, è fondamentale, in prospettiva, capire se i rincari a monte relativi al prezzo del gas naturale e al prezzo dei certificati di emissione su tutti sono temporanei oppure permanenti.

Bisogna anzitutto precisare che dare una risposta certa è impossibile, non solo perché il 100% di probabilità non esiste nella concretezza dei fatti, ma soprattutto perché questa fase storica è di per sé molto incerta e caratterizzata da fenomeni particolari che si manifestano in sequenza (Covid-19, guerra in Ucraina e calamità naturali su tutti).

In ogni caso, con riferimento al mercato del gas, è possibile ipotizzare che i rincari che si sono registrati siano stati causati non tanto da una scarsità effettiva della materia prima, ma piuttosto da tensioni geo-politiche nel territorio europeo [[www.confindustria.it](http://www.confindustria.it)]. Per questo motivo si può pensare che se vengono risolte le tensioni tra i Paesi, allora si assisterà a una riduzione del prezzo del gas naturale.

Quanto si è detto è sostenuto dalla previsione effettuata dalla Banca Mondiale in cui viene mostrato come a partire dagli ultimi mesi del 2022, e proseguendo nel 2023, il prezzo del metano scenderà, anche se rimarrà co-

munque a livelli molto elevati rispetto a quelli pre-2019 (quasi il doppio) [[www.worldbank.org](http://www.worldbank.org)].

In merito ai certificati di emissione, invece, si prospetta una continua crescita dei relativi prezzi a causa delle nuove misure che sono state inserite nella riforma dell'EU ETS, ovvero norme molto più restrittive per far sì che il mercato possa allinearsi con gli obiettivi climatici che sono stati fissati per il 2030 <sup>46</sup>. Gli esperti su [www.milanofinanza.it](http://www.milanofinanza.it) prevedono un aumento medio annuale nel decennio 2020-2030 del 36%, il che farebbe arrivare il prezzo dei diritti di emissione a valori superiore a 100 €/t.

Questi due elementi, letti insieme ai dati del PUN degli ultimi mesi in cui hanno raggiunto livelli record, ci portano a dire che al momento e nel futuro prossimo sarà difficile aspettarsi una riduzione marcata del prezzo dell'energia e, anzi, si potrebbe assistere ancora a lievi rialzi. Ciononostante, a partire da qualche anno, grazie al progressivo aumento dell'offerta di gas naturale e ai sempre maggiori investimenti in energie rinnovabili, sarà possibile osservare una nuova riduzione delle quotazioni energetiche anche se difficilmente si ritornerà a livelli pre-crisi.

Personalmente credo che, date le tensioni politiche sempre maggiori tra i principali Stati mondiali, l'aumento continuo della popolazione mondiale e la sempre minore disponibilità di materie prime, nello specifico di combustibili fossili, questo scenario non possa far altro che condurre, almeno per i prossimi due o tre anni, a una crescita dei prezzi dell'energia.

Questa prospettiva non è affatto positiva neanche per le imprese poiché queste ultime vedranno aumentare sempre di più le bollette e ciò implicherà una brusca frenata dei margini operativi. Infatti, per le imprese risulta complesso riuscire a trasferire i rincari delle materie prime sui clienti superato un certo livello di costi.

Considerando il particolare tessuto economico italiano, caratterizzato dal-

---

<sup>46</sup>Il Fit for 55 è il nuovo pacchetto climatico deliberato dall'UE e ha come obiettivo quello di ridurre le emissioni di  $CO_2$  del 55% entro il 2030.

la presenza di molte piccole e medio imprese, le previsioni potrebbero essere ancora peggiori, in quanto le piccole aziende nella maggior parte dei casi non sono in grado di far fronte all'aumento delle spese causato dal boom dei costi dell'energia e si ritrovano a dover chiudere le loro attività.

Per tali motivi credo che ci aspetti un periodo difficile, caratterizzato da inflazione crescente, che farà lievitare il livello medio di spesa, soffocando l'operatività di molte imprese. Il tutto, ovviamente, ricadrà sui consumatori finali che assisteranno ad un aumento dei prezzi dei prodotti acquistati e dei tipici costi domestici.

La speranza è, dunque, quella di un intervento da parte dello Stato che possa calmierare la situazione, ad esempio alleggerendo la componente fiscale delle bollette o fissando un tetto massimo di prezzo per alcune materie prime, trasmettendo altresì una visione più positiva per il futuro e per le prossime generazioni.

## Riferimenti bibliografici

- Alan Agresti and Barbara Finlay. *Metodi statistici di base e avanzati per le scienze sociali*. Pearson London, UK, 2015.
- ARERA. Relazione annuale arera, 2021.
- Hendrik Bessembinder and Michael L Lemmon. Equilibrium pricing and optimal hedging in electricity forward markets. *the Journal of Finance*, 57(3):1347–1382, 2002.
- Christoph Böhringer, Jesper Jensen, and Thomas F Rutherford. Energy market projections and differentiated carbon abatement in the european union. In *Efficiency and Equity of Climate Change Policy*, pages 199–219. Springer, 2000.
- Piergiorgio Corbetta. *Metodologia e tecniche della ricerca sociale*. il Mulino Bologna, 2014.
- Peter Cramton. Electricity market design. *Oxford Review of Economic Policy*, 33(4), 2017.
- Keith J Crocker and Scott E Masten. Pretia ex machina? Prices and process in long-term contracts. *The Journal of Law and Economics*, 34(1):69–99, 1991.
- A Denny Ellerman and Paul L Joskow. *The European Union's emissions trading system in perspective*. Pew Center on Global Climate Change Arlington, VA, 2008.
- Giovanni Giustiniani. Il mercato dell'energia elettrica: la distribuzione del vettore energetico, 2020.
- GME. Vademecum della borsa elettrica, 2007.

- David M Levine, Timothy C Krehbiel, and Mark L Berenson. *Statistica*. Apogeo Editore, 2002.
- Andreu Mas-Colell, Michael Dennis Whinston, Jerry R Green, et al. *Microeconomic theory*, volume 1. Oxford university press New York, 1995.
- Marco Merelli. *Macroeconomia: comprendere l'economia globale*. Zanichelli, 2013.
- Giuseppe A Micheli and Piero Manfredi. *Correlazione e regressione*. Angeli Milan, 1995.
- William D Nordhaus and Joseph Boyer. *Warming the world*, 2000.
- Georg Erdmann Peter Zweifel, Aaron Praktiknjo. *Energy Economics, Theory and Applications*. Springer, 2017.
- Robert S. Pindyck and Daniel L. Rubinfeld. *Microeconomia (9. edizione)*. Pearson; Milano, Torino, 2018.
- Bryan R Routledge, Duane J Seppi, and Chester S Spatt. Equilibrium forward curves for commodities. *The Journal of Finance*, 55(3):1297–1338, 2000.
- Carlo Scarpa. Chi ha paura della concorrenza nel settore elettrico? note a margine del decreto bersani. *Mercato concorrenza regole*, 1(1):105–126, 1999.

## Sitografia

[www.mercatoelettrico.org](http://www.mercatoelettrico.org)  
[www.terna.it](http://www.terna.it)  
[energy.ec.europa.eu](http://energy.ec.europa.eu)  
[www.arera.it](http://www.arera.it)  
[www.acquirenteunico.it](http://www.acquirenteunico.it)  
[tradingeconomics.com](http://tradingeconomics.com)  
[www.gse.it](http://www.gse.it)  
[ec.europa.eu](http://ec.europa.eu)  
[it.investing.com](http://it.investing.com)  
[www.mercatoelettrico.org/it/Statistiche](http://www.mercatoelettrico.org/it/Statistiche)  
[www.isprambiente.gov.it](http://www.isprambiente.gov.it)  
[www.mise.gov.it](http://www.mise.gov.it)  
[dataenergia.altervista.org](http://dataenergia.altervista.org)  
[www.treccani.it](http://www.treccani.it)  
[www.ilsole24ore.com](http://www.ilsole24ore.com)  
[www.confindustria.it](http://www.confindustria.it)  
[www.corriere.it](http://www.corriere.it)  
[www.ft.com](http://www.ft.com)  
[www.worldbank.org](http://www.worldbank.org)  
[www.milanofinanza.it](http://www.milanofinanza.it)