

Impatti della crisi dei prezzi delle *commodities*
sull'elasticità della domanda e sui prezzi *futures*
dei mercati elettrici

Prof. Alfredo Pallini

RELATORE

Prof. Francesco Del Pizzo
Ing. Federico Quaglia
Dott.ssa Silvia Scamporrino

CORRELATORE

Matr.252691
Laura Giannuzzi

CANDIDATO

Anno Accademico 2022/2023

*Qui non ci sono regole,
stiamo solo cercando di combinare qualcosa!*

Thomas A. Edison

Indice

INTRODUZIONE	5
1. GENERALITÀ SUL SISTEMA ELETTRICO ITALIANO	8
1.1 IL SISTEMA ELETTRICO	8
1.2 IL CONTESTO EUROPEO	8
1.3 IL SISTEMA ELETTRICO ITALIANO	10
2. IL MERCATO ELETTRICO	16
2.1 INTRODUZIONE AL MERCATO ELETTRICO	16
2.2 LA STRUTTURA DEI MERCATI ELETTRICI	17
2.3 MERCATO DEL GIORNO PRIMA	20
2.4 MERCATO INFRAGIORNALIERO	25
2.5 MERCATO PER IL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO	26
2.6 ACCENNO SU <i>FUTURES ELECTRICITY PRICE</i>	27
3. LA DOMANDA ELASTICA NEI MERCATI ELETTRICI CON ANALISI QUANTITATIVA	28
3.1 COS'È L'ELASTICITÀ DELLA DOMANDA	28
3.2 L'ELASTICITÀ DELLA DOMANDA NEL MERCATO ELETTRICO	29
3.3 <i>REVIEW</i> DELLA LETTERATURA SULL'ELASTICITÀ DELLA DOMANDA ELETTRICA	30
3.4 ANALISI DELL'ELASTICITÀ DELLA DOMANDA NEL MGP	35
3.4.1 Analisi anno 2018	36
3.4.2 Analisi anno 2019	41
3.4.3 Analisi anno 2020	46
3.4.4 Analisi anno 2021	51
3.4.5 Analisi anno 2022	56
3.4.6 Significatività.....	61
3.5 SINTESI ANALISI ELASTICITÀ DELLA DOMANDA NEGLI ANNI 2018-2022	63
4. CONTRATTI <i>FORWARD</i> E <i>FUTURES</i> NEI MERCATI ELETTRICI	65
4.1 CONTRATTI A TERMINE	65
4.2 <i>FORWARD</i> E <i>FUTURES</i> NEI MERCATI ELETTRICI	66
4.3 PROBLEMATICHE RELATIVE ALLA DETERMINAZIONE DEI PREZZI DEI CONTRATTI	68
4.4 MERCATI ELETTRICI	70
4.5 PERCHÉ SI DEVE RICORRERE A <i>FORWARD</i> E <i>FUTURES</i> NEI MERCATI ELETTRICI	74
4.6 ANALISI SUI <i>FUTURES ELECTRICITY PRICES</i>	76
4.6.1 Francia	77
4.6.2 Germania	84
4.6.3 Italia	90
4.6.4 Osservazioni finali sull'andamento dei <i>futures</i> nel periodo 2018-2022	96
CONCLUSIONI	98
BIBLIOGRAFIA	100

Introduzione

L'elasticità dei mercati elettrici *spot* è la misura della sensibilità della domanda e dell'offerta di energia elettrica rispetto alle variazioni di prezzo su tale mercato. Questa influisce sulla formazione dei prezzi dell'energia elettrica e sulle strategie di gestione del rischio degli operatori del mercato. Nel tempo, l'evoluzione dell'elasticità è stata influenzata da una serie di fattori, tra cui la deregolamentazione del settore dell'energia elettrica, l'aumento della capacità di generazione di energia di energia rinnovabile e una crescente innovazione tecnologica.

La prima parte di questa Tesi si concentra sul cambiamento che si è verificato negli ultimi anni nell'elasticità della curva di domanda nei mercati elettrici *spot*; quest'analisi è particolarmente interessante in un periodo storico che vede un costante aumento della generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili nonché il susseguirsi di fenomeni socio-economici di rilievo internazionale (pandemia da COVID-19, conflitto tra Russia e Ucraina).

In passato i mercati elettrici *spot* erano caratterizzati da una bassa elasticità, dunque, i volumi in acquisto erano sostanzialmente insensibili al variare del prezzo (“domanda anelastica”). Ciò era in gran parte dovuto al fatto che il mercato dell'energia elettrica era fortemente regolamentato e monopolizzato ed il livello tecnologico dei processi di consumo e di misura non era sufficientemente avanzato per consentire una gestione “*close-to-real-time*” della domanda.

Se consideriamo il panorama internazionale, il cambiamento dell'elasticità dei mercati elettrici *spot* è stato influenzato dalla crescente domanda di energia elettrica, soprattutto nei Paesi in via di sviluppo, che hanno visto una crescita economica significativa negli ultimi anni. Inoltre, l'aumento delle fonti di energia rinnovabile, come l'energia solare e l'energia eolica, ha ridotto la dipendenza dal combustibile fossile e ha aumentato l'elasticità del mercato. Questo ha creato nuove sfide per gli operatori e ha spinto verso la creazione di sistemi di gestione della domanda e della flessibilità dell'offerta.

In Europa, il cambiamento dell'elasticità dei mercati elettrici *spot* è stato influenzato dalla liberalizzazione del mercato elettrico e dalla creazione dell'Unione europea dell'energia. Questo ha portato a un aumento della concorrenza e ha creato nuove opportunità per gli operatori del mercato. Tuttavia, la crescita dell'energia rinnovabile ha anche creato nuove sfide, poiché l'energia intermittente ha un impatto significativo sulla stabilità del sistema elettrico.

Concentrandosi sull'Italia, il Sistema Elettrico Nazionale (SEN) è strettamente legato ai mercati elettrici *spot*, dove la domanda e l'offerta vendono negoziate con un anticipo compreso tra un giorno e poche ore prima il periodo orario oggetto della contrattazione. In particolare, la maggior parte dei volumi di energia viene acquistata nel Mercato del Giorno Prima (MGP), che si svolge la mattina prima del giorno di flusso in esame e i cui esiti definiscono i programmi di immissione e prelievo per ciascuna delle 24 ore del giorno successivo, ed i relativi prezzi (tramite un approccio di prezzo marginale).

Un maggior grado di elasticità della domanda (ovvero una maggiore capacità del consumo di reagire a picchi di prezzo e condizioni di scarsità), fornirebbe al Sistema Elettrico un importante strumento di flessibilità per mitigare condizioni di scarsità nella disponibilità di energia elettrica ed evitare picchi di costo per i consumatori finali.

Questo lavoro si concentrerà dunque su un'analisi quantitativa sull'evoluzione dell'elasticità della domanda dell'energia elettrica negli ultimi anni, cercando di apprezzare anche eventuali mutamenti indotti dai regimi di alti prezzi conseguenti all'innalzamento dei costi delle *commodities* a partire dal secondo semestre del 2021 e al successivo inasprimento a partire da febbraio 2022 a seguito del conflitto tra Russia e Ucraina.

Nella seconda parte di questa Tesi viene poi presentato un approfondimento sui contratti *forward* e *futures* nei mercati elettrici, necessari per garantire un corretto funzionamento del settore e tutelare i partecipanti dai rischi. Tale analisi, come la precedente, risulta particolarmente interessante se condotta sugli anni passati per effetto dell'aumentata difficoltà nello stabilire con largo anticipo i prezzi relativi al mercato elettrico. Sarà svolta anche un'analisi di confronto tra le previsioni condotte in Francia, Germania e Italia e il corrispondente prezzo *spot*, per osservare se le ipotesi fatte nel tempo si sono dimostrate uguali al prezzo o, se in seguito a vari fattori influenzanti, siano deviate da questo.

Per mostrare al lettore quale sarà la struttura dell'elaborato, si riporta un breve riassunto di come questo sarà composto:

- Il primo capitolo si concentra sul sistema elettrico italiano, offre uno scorcio sul contesto europeo e si concentra sulle generalità di quello nazionale.

- Il secondo capitolo descrive il mercato elettrico, sia introducendo la sua struttura, sia approfondendo le varie componenti in cui è diviso. Inoltre, è presente un primo accenno ai *Future electricity prices*.
- Il terzo capitolo contiene un'analisi relativa alla domanda nei mercati elettrici. Dopo un'iniziale spiegazione delle sue caratteristiche e la citazione di studi su quest'ultima nel corso degli anni, sono presenti delle analisi per gli anni 2018-2022, in modo da mostrare i cambiamenti che si sono susseguiti sia nella domanda sia nei fattori che la influenzano.
- Il quarto capitolo si concentra sui contratti *forward* e *futures* nei mercati elettrici e, dopo aver spiegato il loro ruolo e la loro importanza, è presente un'analisi condotta su questi contratti per evidenziare differenze tra Francia, Germania e Italia e trovare una relazione con il PUN.
- Il quinto capitolo riporta le conclusioni a cui si è giunti.

1. Generalità sul sistema elettrico italiano

1.1 Il sistema elettrico

Il sistema elettrico italiano è l'insieme di infrastrutture fisiche che consentono di produrre, trasportare e distribuire l'energia elettrica in Italia. Comprende le infrastrutture e le tecnologie che consentono di garantire la sicurezza, la stabilità e la qualità dell'energia elettrica erogata ai consumatori finali.

1.2 Il contesto europeo

Il sistema elettrico italiano è connesso ai paesi confinanti e si inserisce in una rete di ampie dimensioni, che comprende quasi tutti gli operatori elettrici europei, ai quali, recentemente (nel 2022), si è unita l'Ucraina.

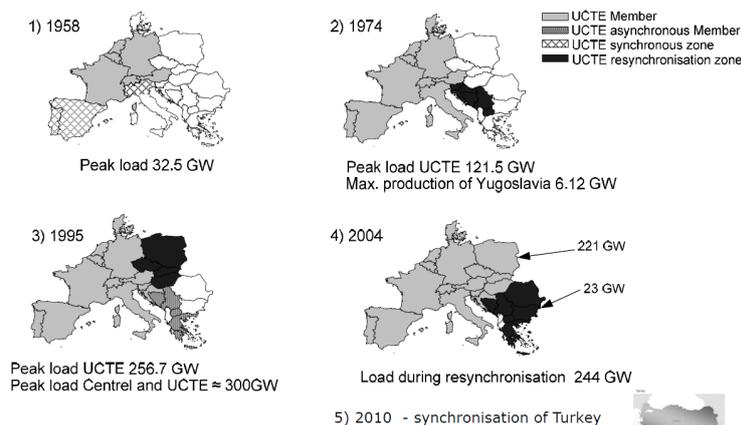


Figura 1 – evoluzione della rete europea

Nella Figura 1 si è riportata l'evoluzione storica della rete interconnessa europea, nata nel 1958 da un nucleo costituito da Francia Germania e Svizzera; l'interconnessione inizialmente è nata per garantire principalmente un esercizio in sicurezza. Difatti il principale vantaggio dell'interconnessione è costituito dal fatto che un qualsiasi evento (es. un guasto o un impianto di produzione che avesse un'avaria) che si verifici in una delle reti, viene immediatamente bilanciato da tutti i paesi interconnessi (principio di solidarietà). Questo si traduce per l'appunto in una maggiore sicurezza d'esercizio e migliore qualità della fornitura di energia elettrica. A questo motivo originario oggi si è affiancata l'opportunità di un mercato dell'energia, come si vedrà nel seguito.

ENTSOE è l'organismo che coordina l'esercizio sia della rete elettrica dell'Europa continentale (un tempo definita "UCTE") che i cosiddetti sistemi isolati, cioè caratterizzati da scambi di energia con

il sistema continentale, ma “disaccoppiati” dinamicamente da esso tramite collegamenti in corrente continua (HVDC).

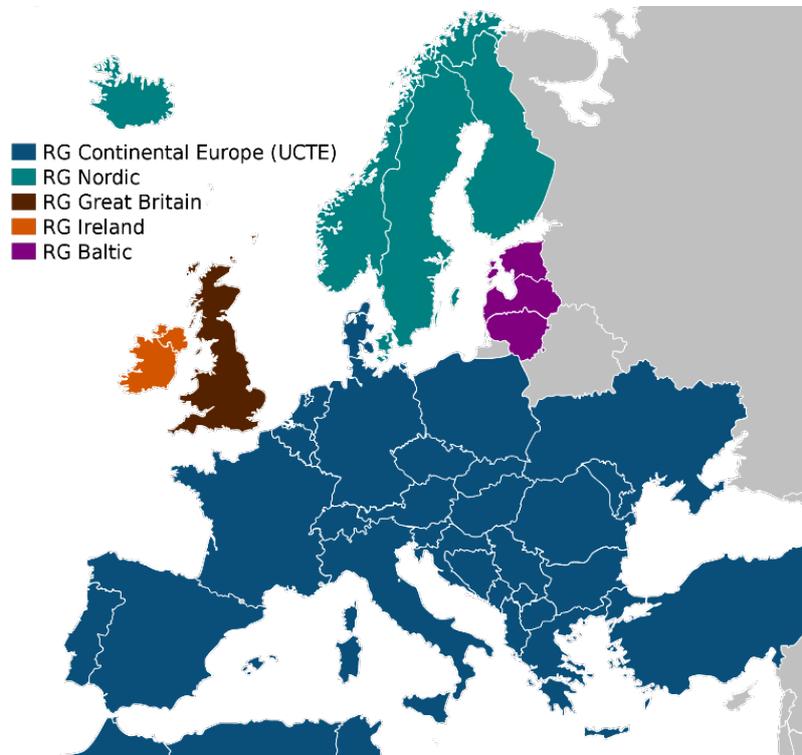


Figura 2 – Rete ENTSOE

1.3 Il sistema elettrico italiano

Il Sistema Elettrico Italiano è articolato in una filiera elettrica descritta nella figura esemplificativa seguente:

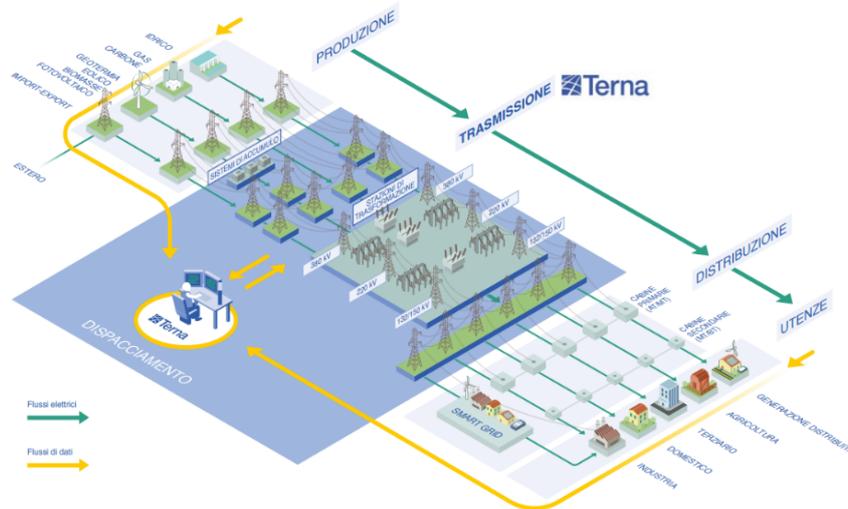


Figura 3 – la filiera elettrica

L'energia, prodotta nelle centrali da varie fonti primarie (Termico, Idrico, Eolico, etc.), viene prelevata e immessa nella rete di trasmissione insieme all'energia scambiata con le reti degli altri TSO europei confinanti (Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, Grecia); da questo momento l'energia viene instradata sulla rete di trasmissione nazionale. La trasmissione avviene in altissima tensione (400.000 Volt, in colore rosso e 220.000 Volt, in colore verde) per minimizzare le perdite di energia, i costi di costruzione e per massimizzarne l'efficienza, dato che il trasporto avviene su lunghe distanze; le strutture utilizzate sono principalmente tralicci aerei, anche se, in particolari casi (es. collegamenti sottomarini o attraversamenti di aree antropizzate), vengono adottate soluzioni in cavo interrato. Come si può notare nelle figure sottostanti, in vari luoghi della rete sono rappresentati dei "nodi" che fisicamente rappresentano dei punti di smistamento dove afferiscono una o più linee e dove possono essere eseguite delle "trasformazioni": si passa da un livello di tensione più alto (es. 400.000 Volt) a un livello più basso (es. 220.000 Volt).

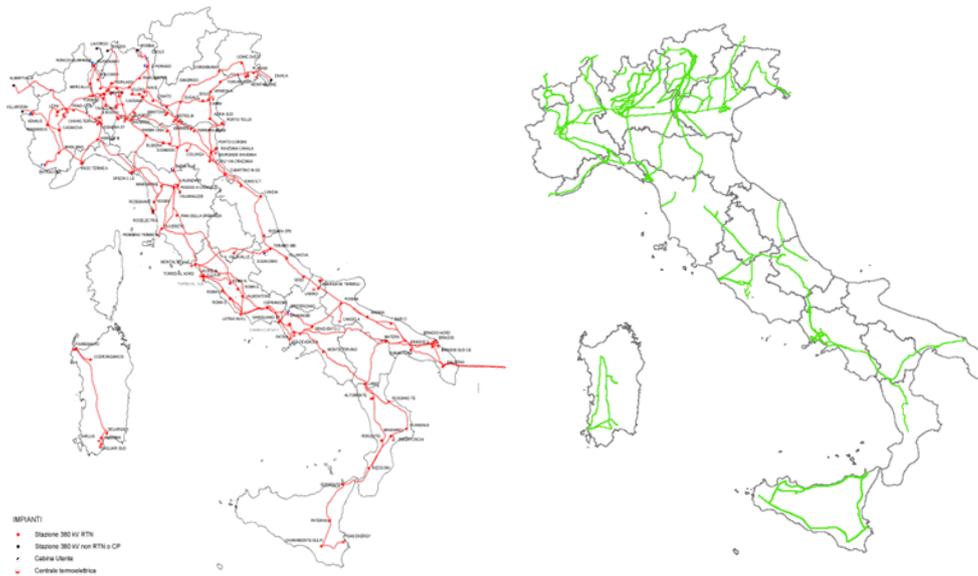


Figura 4 – Rete di trasmissione 400 kV e 220 kV

Alla struttura principale di trasporto si sovrappone quella di “subtrasmissione”, progettata per trasferire l’energia su più brevi distanze, ma in modo più capillare. I livelli di tensione adottati sono 132.000 Volt e 150.000 Volt. Man mano che si riducono le distanze di trasporto comincia a essere conveniente adottare livelli di tensione minori. Questi implicano strutture meno imponenti (tralicci) e hanno quindi minor impatto visivo, inoltre, richiedono servitù di passaggio più ridotte e oneri di realizzazione più contenuti.



Figura 5 – Rete di subtrasmissione 132-150 kV

La rete di subtrasmissione raggiunge le società di distribuzione in alcuni nodi, detti “cabine primarie”. Nella tabella che segue sono riportati alcuni dati riguardo la consistenza della rete Terna.

LINEE			
Livello di Tensione	 Linee aeree (km)	 Linee in cavo interrato (km)	 Linee in cavo sottomarino (km)
380 kV	11.726	274	1.445
220 kV	9.488	394	234
≤150 kV	46.847	1.597	83
Totale	68.061	2.265	1.762

STAZIONI E TRASFORMATORI			
Livello di Tensione	 Stazioni (#)	 Trasformatori (#)	 Potenza trasf. (MVA)
380 kV	167	422	121.658
220 kV	150	215	34.003
≤150 kV	580	132	4.579
Totale	897	769	160.240

Valori al 30 Giugno 2022

Tabella 1 – consistenza della rete Terna

Terna è proprietaria di tutti gli *asset* di trasmissione, ne cura la pianificazione e lo sviluppo oltre che la manutenzione in qualità di *Transmission System Operator*. Svolge la sua attività in un regime di monopolio secondo le regole definite dall’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA) e in attuazione degli indirizzi del Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE).

In tale contesto si inserisce il ruolo di Dispacciamento ossia il governo dei flussi “elettrici” dell’energia, nel rispetto di due principali aspetti: la sicurezza e l’economia.

La sicurezza deve essere garantita in ogni istante, verificando che il sistema elettrico possa tollerare un singolo guasto senza rischi per l’esercizio (criterio N-1); in altre parole, il guasto di un singolo elemento della rete non deve comportare sovraccarichi su tutti i restanti elementi del sistema né causare comportamenti anomali.

Per eseguire automaticamente queste verifiche, la rete elettrica viene supervisionata in tempo reale da Terna tramite un complesso sistema di Controllo (SCADA) che permette di verificare in ogni istante sia la potenza in ingresso alla rete di trasmissione, che il “percorso” dell’energia lungo la rete sino ai punti di consegna, costituiti dalle aziende di distribuzione, che a loro volta la smistano alle varie utenze. Questo sistema consente inoltre di monitorare tutti i soggetti che afferiscono ai servizi di rete e, come si vedrà nel capitolo seguente, i servizi di mercato. Il monitoraggio, oltre che essere fondamentale per verificare che il servizio sia correttamente erogato, è anche un fondamentale prerequisito per una gestione in sicurezza del sistema e presuppone una completa visibilità di tutte le

grandezze che lo caratterizzano. Tutto questo viene gestito a livello nazionale presso il Centro Nazionale di Controllo (NCC), che opera congiuntamente alla Sala Mercato, che si occupa di acquisire le risorse di mercato necessaria a un esercizio in sicurezza all'ottimo economico. Le azioni di manovra sulla rete trasmissione, nonché la supervisione della rete di subtrasmissione, sono suddivise tra tre centri regionali, distribuiti sulla penisola italiana.

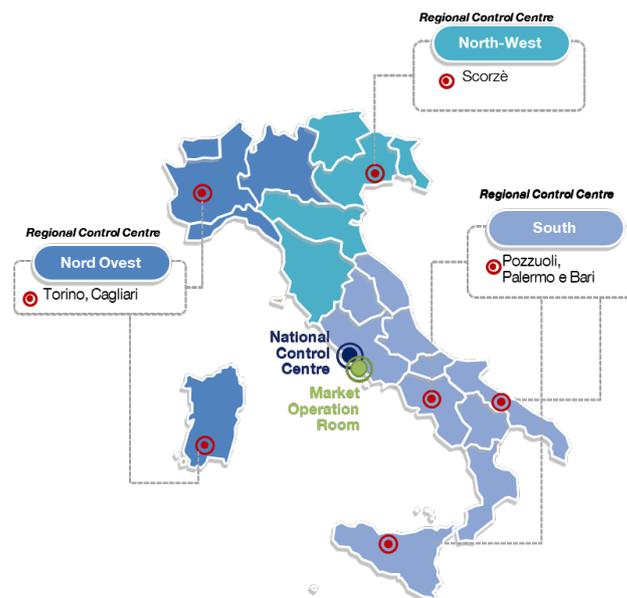


Figura 6 – Sale di Controllo e Mercato

La fonte principale delle regole per la gestione del sistema elettrico è rappresentata da “Il Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete” che disciplina le procedure a cui Terna deve attenersi nei rapporti con gli utenti della rete; in esso sono riportate, tra l'altro, le principali grandezze di riferimento da considerare per l'esercizio del sistema elettrico. In particolare, la tensione e la frequenza, misurate nei vari nodi del sistema elettrico, che devono sempre mantenersi entro certi limiti predefiniti.

La frequenza è direttamente legata alla velocità di rotazione delle macchine e il suo valore è costante quando c'è bilanciamento tra “produzione”, ossia la potenza immessa in rete dalle centrali elettriche e dall'interconnessione e “fabbisogno” ossia la potenza assorbita da tutti gli utenti di rete italiani (oltre che la potenza inevitabilmente dovuta alle perdite sulla rete).

La frequenza può variare per diversi motivi: guasti o qualsiasi causa alteri l'equilibrio tra “domanda” e “produzione” dell'energia; il valore di riferimento in Europa è 50 Hz e nel codice di rete sono definiti gli intervalli in cui la frequenza deve allocarsi in condizioni normali.

Tensione e frequenza sono automaticamente controllate, in condizioni normali, dai sistemi di regolazione automatica nelle centrali e da dispositivi particolari di regolazione di proprietà di Terna.

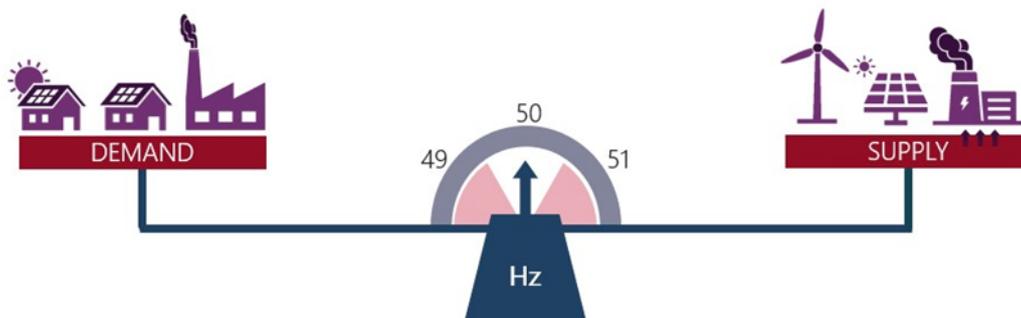


Figura 7 – Equilibrio produzione/fabbisogno

Il Dispacciamento, pertanto, gestisce un sistema che può attraversare gli stati rappresentati di seguito:

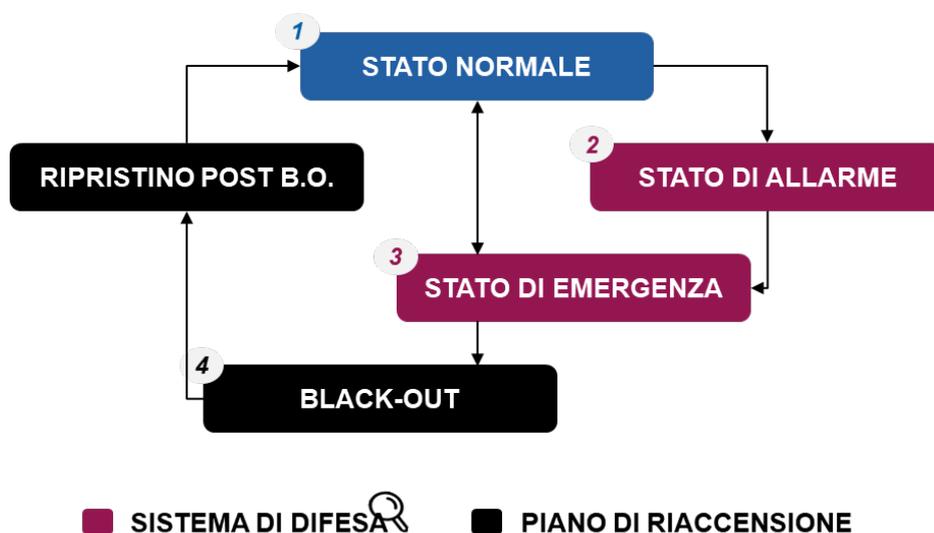


Figura 8 – stati di funzionamento del sistema elettrico

Tipicamente il sistema si trova in uno stato normale, in cui tutte le grandezze elettriche si trovano all'interno degli intervalli consentiti dal Codice di Rete e tutti i flussi sono entro i valori di programma, nel rispetto del criterio N-1.

Se avviene un evento che alteri l'equilibrio di cui sopra, si entra in uno stato di allerta, da cui si può uscire o grazie all'intervento di automatismi o di azioni umane decise dalle sale controllo.

Nel caso in cui la situazione degradi, ad esempio per ulteriori eventi critici che si susseguano in cascata, si può entrare nello stato di emergenza.

Tipicamente la transizione attraverso gli stati di allerta ed emergenza viene automaticamente “risolta” dall'intervento dei sistemi di difesa, che sono appunto sistemi deputati ad eseguire autonomamente delle azioni automatiche per ripristinare la sicurezza della rete in tempi rapidissimi (minori di 0.5 secondi) agendo sulle centrali o sui carichi elettrici della rete.

Se tutto ciò, in condizioni eccezionali, non fosse ancora sufficiente, si attraversa un ultimo stato definito “*black out*” in cui non vi è più una strada di ritorno, poiché una parte o la totalità del sistema elettrico si viene a trovare in *blackout* ossia in stato di totale disalimentazione di tutte le utenze della rete.

Dallo stato di *blackout* si può riemergere grazie a procedure codificate di Riaccensione, che consiste nella rialimentazione graduale di tutto il sistema elettrico a partire da impianti idroelettrici e/o da parti di rete rimaste in vita dopo il *blackout*.

2. Il mercato elettrico

2.1 Introduzione al mercato elettrico

Con il termine mercato elettrico si fa riferimento all'insieme delle attività commerciali e degli scambi di energia che avvengono tra i diversi attori operanti nel settore elettrico. Questo è il luogo dove i produttori di energia offrono la loro disponibilità a produrre energia elettrica, mentre i *retailer* di energia la acquistano per soddisfare la domanda dei loro clienti.

Si tratta di un "*market place*" telematico in cui viene negoziata l'energia elettrica all'ingrosso e dove il prezzo della stessa energia è determinato dall'incontro tra domanda e offerta.

A livello internazionale, a partire dagli anni '90 è stato avviato un processo di liberalizzazione del settore elettrico che ha portato alla creazione dei mercati elettrici "a termine" ("*forward*") e "a pronti" ("*spot*").

In Italia, il mercato elettrico è nato nel 1999 in seguito all'emanazione del Decreto Legislativo n.79 ("Decreto Bersani") che ha portato alla creazione di un mercato interno dell'energia.

La sua creazione è avvenuta per soddisfare due esigenze:

- Promuovere la trasparenza, l'obiettività e la competizione nelle attività di produzione e compravendita di energia.
- Garantire la gestione economica di un'adeguata disponibilità dei servizi di dispacciamento.

Il Gestore dei Mercati Energetici (GME) e Terna hanno il compito di gestire il mercato elettrico italiano, ciascuno per le aree di propria competenza, rispettando le esigenze prima elencate.

A seguito del processo implementativo messo in atto, il mercato elettrico ha avuto il via nel 2004 e questo si è progressivamente evoluto e consolidato nelle sue modalità di esecuzione.

A partire poi dalla metà degli anni 2010, grazie all'Unione Europea, è stato avviato un processo di progressiva integrazione dei mercati elettrici europei che ha portato alla costituzione di un mercato elettrico unico per l'energia (sia "*day-ahead*" che "*intraday*"). L'integrazione sta proseguendo per quanto riguarda le piattaforme di bilanciamento, in cui i singoli TSO possono scambiarsi risorse del sistema in tempo reale (o "*close-to-real-time*").

Grazie a questi progetti di integrazione europea, le regolamentazioni nazionali riguardanti mercati e sistemi elettrici risultano quindi sempre più armoniche.

2.2 La struttura dei mercati elettrici

A livello internazionale, la struttura dei mercati *spot* è cambiata notevolmente nel tempo e, ad oggi, è possibile individuare due modelli concettuali a cui fare riferimento utilizzati a livello internazionale:

- Nel **modello integrato** il gestore del sistema elettrico (SO, *System Operator*) ha l'obiettivo di ottimizzare lo *unit commitment* e il dispacciamento dei gruppi a livello centralizzato, tenendo però in considerazione i vincoli presenti nel sistema elettrico in ogni fase del mercato *spot*. Deve quindi procurare simultaneamente e co-ottimizzare energia e servizi ancillari. Sono chiamati “mercati nodali” perché la rete di trasmissione è rappresentata in modo dettagliato in tutti gli algoritmi di *clearing* (Figura 1), fin dal “mercato del giorno prima”. Questo modello è attualmente adottato in tutti i mercati liberalizzati negli Stati Uniti.

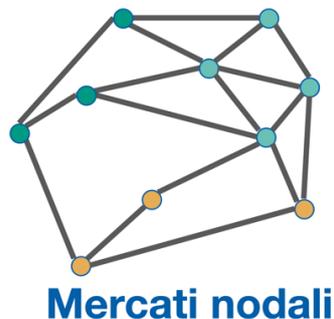


Figura 9 - Rappresentazione del sistema elettrico nei mercati nodali

- Nel **modello a borsa elettrica** sono riflessi soli i principali vincoli strutturali sulla capacità di trasporto della rete: questa è suddivisa in zone di mercato (“*bidding zone*”, Figura 10) il cui reciproco scambio di energia viene limitato sulla base della massima capacità di trasporto disponibile tra di esse (mentre non vi sono limitazioni allo scambio di energia all'interno di una zona di mercato).
A differenza del modello precedente, nei “mercati zonali” energia e servizi ancillari (servizi per il dispacciamento) sono approvvigionati in modo sequenziale e non co-ottimizzato. Questo modello viene adottato in Europa e in Australia, ed era adottato inizialmente anche negli Stati Uniti.

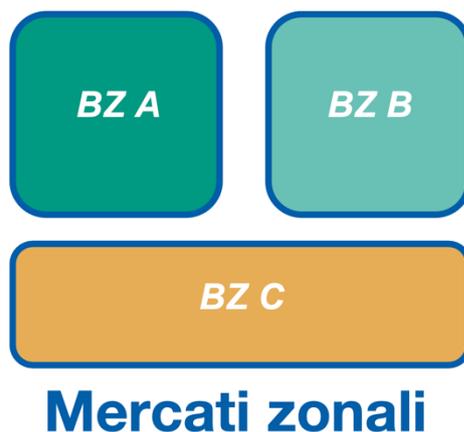


Figura 10 – struttura dei mercati zonali

Relativamente a questo modello, l’approvvigionamento dei servizi ancillari può verificarsi o tramite aste a termine dedicate ai singoli servizi – come avviene nella maggior parte dei Paesi europei – oppure tramite un procurement co-ottimizzato dei servizi in appositi mercati *spot* – come avviene in Italia.

Il mercato elettrico italiano (Figura 11), così come in essere alla data di redazione del presente documento, risulta quindi composto dalle seguenti sessioni (distinte tra quelle in cui si contratta energia e quelle in cui si contrattano servizi ancillari, compresa l’energia di bilanciamento):

- Mercato dell’energia:
 - Mercato del Giorno Prima (MGP), anche detto *Single Day Ahead Coupling* (SDAC);
 - Mercato Intragioraliero (MI), anche detto *Single IntraDay Coupling* (SIDC). Questo a sua volta è suddiviso in:
 - 3 aste con allocazione implicita della capacità di scambio tra zone di mercato (CRIDA);
 - Un mercato a contrattazione continua (XBID);
- Mercato per i servizi ancillari:
 - Mercato per il Servizio di Dispacciamento, fase “ex-ante” (MSD ex-ante);
 - Piattaforma di bilanciamento europea TERRE;
 - Mercato di Bilanciamento (“MB”)

Per chiarezza illustrativa, nel resto del documento con la dicitura “MSD” si intenderà il complesso MSD “ex-ante” e MB.

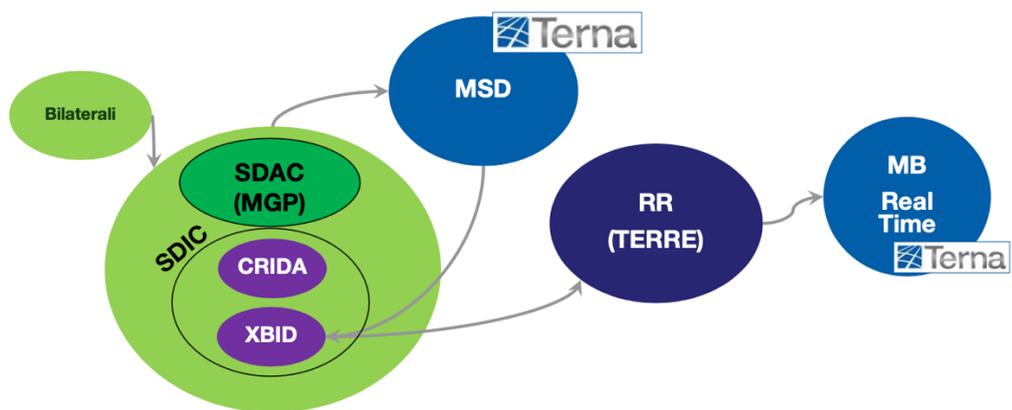


Figura 11 – struttura dei mercati spot in Italia

2.3 Mercato del giorno prima

Affrontando queste articolazioni più nel dettaglio, il mercato del giorno prima è la sessione durante la quale viene scambiata la maggior parte dei volumi di energia venduti e acquistati. È a partecipazione volontaria e si basa su un meccanismo ad asta.

Questa asta viene utilizzata per contrattare quantità di energia per il giorno successivo, a blocchi orari (*Market Time Unit*) e viene risolta usando un algoritmo centrale a livello europeo, chiamato “Euphemia”, che seleziona le varie offerte di vendita e acquisto per riuscire a massimizzare il benessere sociale.

La struttura adottata è di tipo zonale, in questo modo si può allocare in modo implicito la capacità di scambio tra le zone di mercato interne e con gli altri mercati europei (ovvero non è necessario indicare a priori il flusso di importazione / esportazione tra zone di mercato, ma questo sarà ottimizzato dall’algoritmo e fornito in output).

Infine, è usato un meccanismo di *pricing* marginale, ovvero è presente una distinzione tra offerte accettate in vendita, valorizzate al prezzo zonale, e offerte accettate in acquisto, valorizzate al PUN (Prezzo Unico Nazionale).

In Italia, la struttura zonale è la seguente:

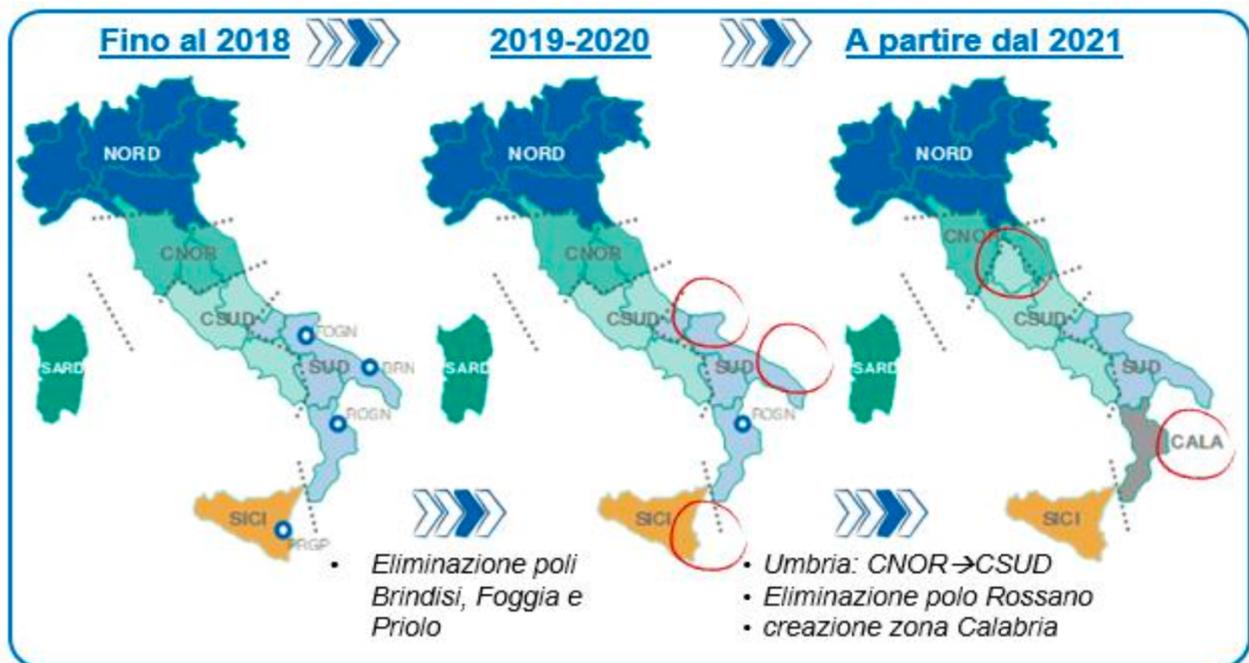


Figura 12 – struttura zonale in Italia

Come accennato in precedenza, l’algoritmo utilizzato per risolvere l’asta ha come obiettivo quello di massimizzare il benessere sociale complessivo, fornendo in esito al calcolo le quantità accettate per

ogni offerta sottomessa, i prezzi marginali zonali e le posizioni nette. Inoltre, anche sulla base di eventuali post-elaborazioni, determina i flussi sulle interconnessioni fra zone di mercato.

La curva di domanda indica la quantità di bene/servizio che un consumatore è disposto ad acquistare in relazione a un determinato livello di prezzo.

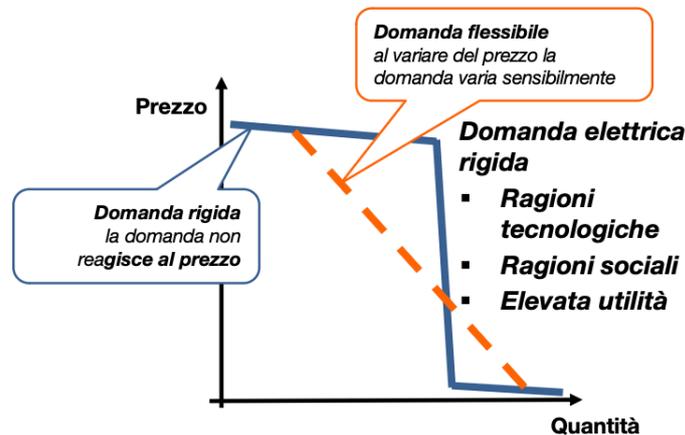


Figura 13- curva di domanda MGP

Il consumatore cercherà pertanto di massimizzare la differenza tra valore attribuito alla soddisfazione legata a una precisa quantità di prodotto/servizio – che sarebbe l'utilità totale (UT) – e il prezzo pagato per questa quantità p :

$$\frac{\partial[(UT(q) - p * q)]}{\partial q} = UM - \left(\frac{\partial p}{\partial q} + p\right) = 0$$

(2.3 - 1)

Definendo come Utilità Marginale (UM), l'utilità addizionale che il consumatore ottiene acquistando un'ulteriore unità di un determinato bene o servizio ($\frac{\partial UT(q)}{\partial q}$) e assumendo $\frac{\partial p}{\partial q} = 0$, perché in un mercato competitivo il prezzo del prodotto non varia con il comportamento di un operatore, si ottiene che:

$$p = UM$$

(2.3 - 2)

Ovvero: in un mercato elettrico perfettamente competitivo, la curva di domanda coincide con la curva dell'utilità marginale.

Per determinare la curva di offerta, si deve innanzitutto tenere in considerazione i costi di generazione:

- Costi di investimento: necessari per la costruzione dell'impianto di generazione.
- Costi di *Operation and Maintenance* (O&M): fanno riferimento alla retribuzione del personale e alla manutenzione dell'impianto. Una parte di questi rientra nei costi fissi, mentre l'altra nei costi variabili.
- Costi del combustibile: necessari all'approvvigionamento della risorsa primaria.
- Costi CO₂: sono associati all'acquisizione dei certificati/diritti per l'emissione in atmosfera.

$$CT = CV + CF$$

(2.3 - 3)

Dove:

- CT = costi totali di generazione
- CV = costi variabili divisi in:
 - Costi del combustibile
 - Costi CO₂
 - Quota variabile costi O&M
- CF = costi fissi divisi in:
 - Costi di investimento
 - Quota fissa costi O&M

Definendo il costo marginale (CM) come il costo addizionale sostenuto per produrre un'ulteriore unità di bene o servizio:

$$CM = \frac{\partial CT}{\partial q} = \frac{\partial CV}{\partial q} + \frac{\partial CF}{\partial q} = \frac{\partial CV}{\partial q}$$

(2.3 - 4)

Dove:

- CM = costi marginali di generazione (*short-run marginal costs*)
- q = quantità di energia elettrica prodotta

La curva di offerta indica qual è la quantità di prodotto /servizio che il produttore è disposto a vendere in corrispondenza di un determinato prezzo.

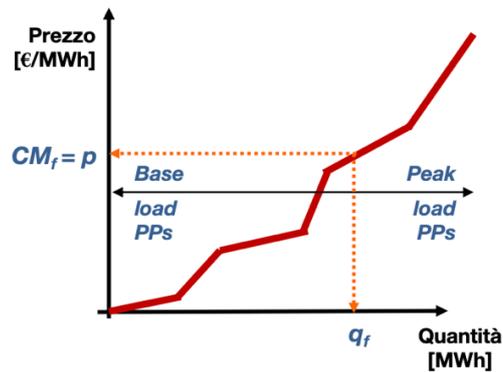


Figura 14 – curva di offerta MGP

L'obiettivo del produttore è quello di generare un profitto, pertanto dovrà analizzare e confrontare il costo di produzione di un'unità aggiuntiva di prodotto o servizio con il ricavo che deriva dalla sua vendita.

$$P_f = p * q_f - CT_f \quad \forall f$$

$$\frac{\partial P_f}{\partial q_f} = \left(p - \frac{\partial p}{\partial q_f} \right) - CM_f = 0$$

$$CM_f = p$$

(2.3-5)

In un mercato elettrico perfettamente competitivo, la curva di offerta coincide con la curva dei costi marginali.

Si noti che nella realtà questa è influenzata sia dai costi di generazione sia dal numero e dalle dimensioni dei produttori che competono sullo stesso mercato e, dunque, la curva reale potrebbe discostarsi da quella teorica.

L'obiettivo del mercato elettrico è poi quello di massimizzare il benessere sociale (NSW, *National Social Welfare*). Quest'ultimo si ottiene sommando il *Consumer Surplus* con il *Producer Surplus*, in modo da garantire un beneficio sia per il produttore che per il consumatore.

$$\max NSW (q) = \max[\text{Consumer Surplus} + \text{Producer Surplus}] = \max [(UT(q) - p * q) - (p * q - TC(q))]$$

$$UM = CM$$

(2.3-6)

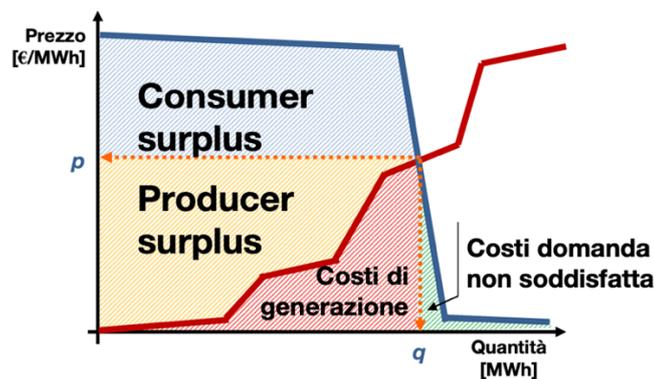


Figura 15 – benessere sociale

Nel corso degli anni, gli investimenti nello sviluppo della rete e la realizzazione di nuovi impianti di generazione hanno modificato il prezzo che l'energia elettrica aveva in Italia, anche grazie ai cambiamenti avvenuti nei prezzi dei combustibili.

Come si può vedere dalla mappa, nel 2007 la zona più economica era il nord, la situazione cambia invece a partire dal 2011 quando il sud diventa più economico.

Negli ultimi anni, si è verificato un cambiamento nell'andamento dei prezzi dell'elettricità. Nel 2019 il trend di riduzione dei prezzi ha continuato a seguire l'andamento avuto in precedenza; infatti, il PUN era pari a 52,32 €/MWh, prezzo che è sceso molto di più nel 2020 quando ha raggiunto 38,92 €/MWh.

A partire dal 2021, però, il PUN è aumentato notevolmente, raggiungendo 125,46 €/MWh. Nel 2022 questo risultato si è quasi triplicato, raggiungendo un livello pari a 303,95 €/MWh.

Questo aumento dei prezzi è stato causato dallo scoppio della guerra tra Russia e Ucraina e dall'aumento dell'inflazione, che è cresciuta vertiginosamente in particolare nel 2022.

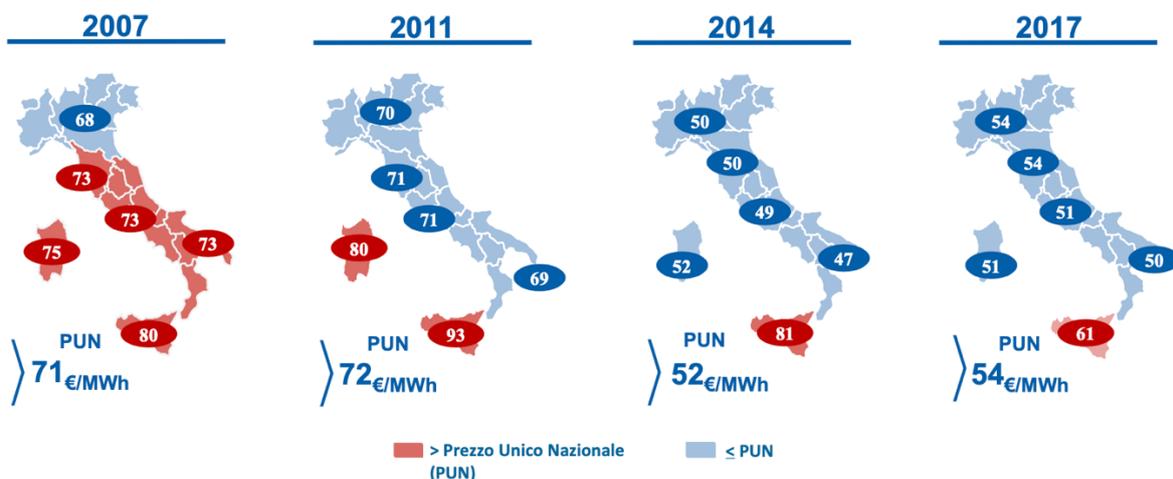


Figura 16 – evoluzione dei prezzi in Italia

2.4 Mercato Infragiornaliero

Il mercato infragiornaliero permette agli operatori di cambiare i programmi stabiliti nel MGP attraverso ulteriori offerte di acquisto e di vendita. Questo è utile per consentire agli Operatori di recepire eventuali variazioni alle informazioni sulla disponibilità delle loro risorse (es. guasti agli impianti di generazione) o alle loro previsioni (es. ventosità, irraggiamento, consumo atteso).

Le negoziazioni presenti sul MI si svolgono in tre differenti sessioni d'asta "CRIDA" e una sessione di negoziazione continua MI-XBID, queste si svolgono in modo sequenziale e non sovrapponibile.

Le sessioni di asta "CRIDA" seguono un approccio simile a quello del MGP, dove gli Operatori di mercato sottomettono offerte in vendita e in acquisto per adattare i loro programmi.

Invece, la sessione a contrattazione continua MI-XBID è divisa in tre fasi che si intervallano alle CRIDA e terminano un'ora prima della *delivery*. In questa fase, gli operatori sottomettono offerte di acquisto e vendita che vengono accoppiate tra loro appena si identifica una coppia compatibile.

Sia nelle CRIDA che in XBID si tiene conto dei limiti di scambio tra le zone di mercato.

2.5 Mercato per il Servizio di Dispacciamento

Il Mercato per il Servizio di Dispacciamento è il luogo dove Terna ottiene i necessari servizi ancillari affinché siano garantite la sicurezza e l'adeguatezza del sistema.

Questo mercato è definito “a variazione” perché Terna accetta offerte sia in incremento che in decremento rispetto al programma ottenuto in esito ai mercati dell'energia.

Le fasi che lo compongono sono due, una fase di programmazione (MSD ex-ante) e una fase di tempo reale (Mercato di Bilanciamento, MB), ognuna di queste è divisa in sei sessioni.

Le Unità Abilitate (quelle che possiedono i requisiti tecnici stabiliti nel Codice di Rete) devono partecipare in modo obbligatorio al mercato.

Infine, il MSD adotta un meccanismo di *pricing* “*pay-as-bid*”, ovvero ciascuna offerta è valorizzata al proprio prezzo di offerta.

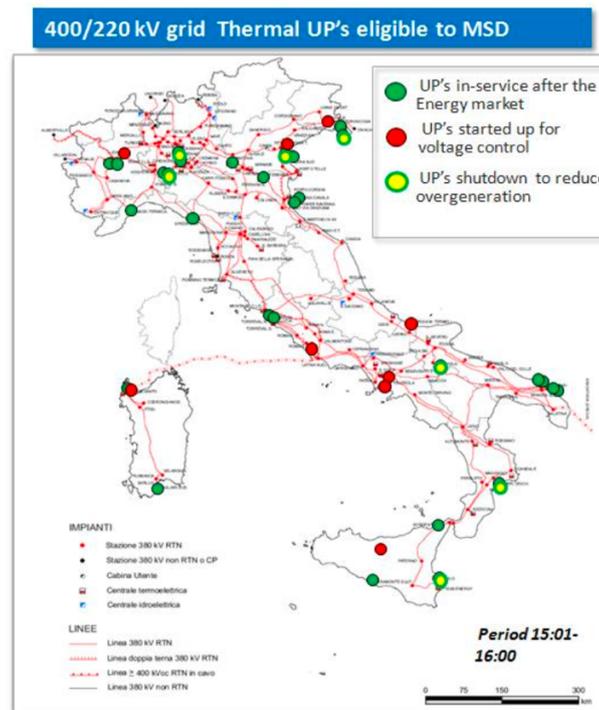


Figura 17 – esempio UP termiche elegibili per MSD

2.6 Accenno su *futures electricity price*

I *futures electricity price*, come si vedrà più nel dettaglio nel prossimo capitolo, sono degli strumenti finanziari negoziati sui mercati delle *commodities* energetiche che vengono utilizzati principalmente nel settore dell'energia per gestire il rischio associato alle fluttuazioni dei prezzi dell'elettricità.

Sono negoziati su mercati finanziari specializzati chiamati mercati dei *futures* dell'elettricità. In questi luoghi, gli acquirenti e i venditori stipulano contratti per acquistare o vendere una determinata quantità di energia elettrica a un prezzo concordato in un futuro periodo di consegna. I contratti dei *futures* dell'elettricità specificano solitamente la quantità di elettricità, la località di consegna, la durata del contratto e il prezzo pattuito.

I *futures* servono a tutelare tutti i partecipanti sul mercato, in modo da poter gestire il rischio di fluttuazione dei prezzi dell'elasticità. I loro prezzi possono essere influenzati da diversi fattori, tra cui l'offerta e la domanda di elettricità, le condizioni meteorologiche, la disponibilità delle risorse energetiche, i costi di produzione e le politiche energetiche. Gli operatori dei mercati dei *futures* dell'elettricità si basano su analisi e modelli per prevedere i movimenti dei prezzi futuri e negoziare di conseguenza.

Infine, è importante tenere in considerazione che i *futures electricity price* sono strumenti finanziari complessi e comportano rischi. I partecipanti al mercato dovrebbero avere una conoscenza approfondita del funzionamento dei mercati dei *futures* dell'elettricità e delle dinamiche del settore energetico per prendere decisioni informate e gestire adeguatamente il rischio.

3. La domanda elastica nei mercati elettrici con analisi quantitativa

3.1 Cos'è l'elasticità della domanda

L'elasticità, in termini generali, fornisce una misura del cambiamento di una variabile in risposta al mutamento di un'altra. È un concetto importante nell'economia per comprendere le dinamiche di mercato, le decisioni dei consumatori e le strategie aziendali.

Lo studio sviluppato in questo capitolo si concentrerà, più nel dettaglio, sull'elasticità della domanda di un bene/servizio rispetto alle variazioni di prezzo del medesimo bene/servizio.

In particolare, questo valore misura la percentuale di variazione della quantità domandata rispetto a una variazione percentuale del prezzo. Se l'elasticità prezzo della domanda è superiore a 1, la domanda è considerata elastica, il che significa che una variazione percentuale nel prezzo causerà una variazione percentuale maggiore nella quantità domandata. Se l'elasticità è inferiore a 1, la domanda è considerata inelastica, il che indica che una variazione percentuale nel prezzo causerà una variazione percentuale minore nella quantità domandata.

Esprimendo il concetto in termini matematici, se la curva della domanda come funzione del prezzo è $Q(p)$, allora l'elasticità in un certo punto (p, q) è espressa come:

$$\varepsilon = \left(\frac{\partial Q}{\partial p} \right) \cdot \frac{p}{q}$$

(3.1-1)

Quando l'elasticità è uguale a zero la curva della domanda è una linea verticale e la domanda rimane la stessa indipendentemente dalle variazioni del prezzo.

Se si prende in considerazione una funzione di domanda lineare come $Q(p) = a - bp$ (o un tratto della curva di domanda approssimabile con una funzione lineare), si ottiene $\varepsilon = \frac{p}{q}b$ che può essere mostrato graficamente nel seguente modo:

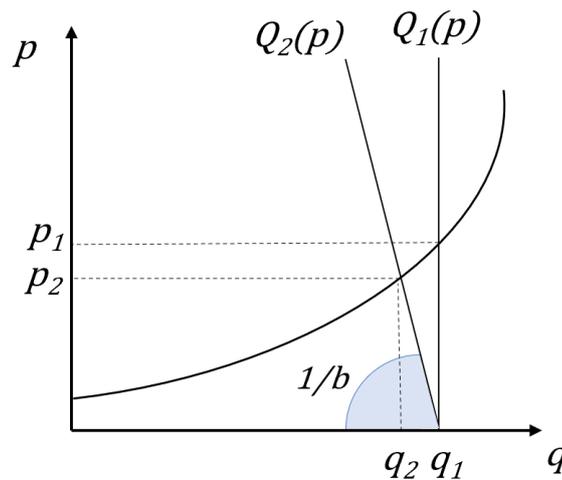


Figura 18 – Grafico elasticità della domanda

3.2 L'elasticità della domanda nel mercato elettrico

Nel contesto del mercato elettrico, l'elasticità della domanda misura la sensibilità della quantità di elettricità richiesta dai consumatori finali rispetto alle variazioni di prezzo dell'elettricità stessa.

Esistono vari fattori che possono influenzare l'elasticità della domanda di energia elettrica. Ad esempio:

- **Disponibilità di alternative:** se i consumatori hanno diverse opzioni per l'approvvigionamento di energia, come l'utilizzo di fonti alternative o l'adozione di tecnologie di efficienza energetica, l'elasticità della domanda potrebbe essere più alta. In questo caso, i consumatori potrebbero essere più disposti a ridurre la loro domanda di energia in risposta a un aumento dei prezzi dell'elettricità.
- **Flessibilità nella domanda:** se i consumatori avessero la possibilità di spostare il loro consumo energetico verso periodi di minor richiesta o di ridurre il loro consumo in risposta a un aumento dei prezzi, l'elasticità della domanda potrebbe essere più elevata. In tal senso, ad esempio, i consumatori industriali potrebbero essere in grado di pianificare le loro attività di consumo energetico in base ai prezzi dell'elettricità.
- **Natura essenziale dell'elettricità:** l'elettricità è spesso considerata un bene essenziale per molti consumatori; quindi, l'elasticità della domanda potrebbe essere relativamente bassa nel breve periodo. Ciò significa che i consumatori potrebbero essere meno in grado di ridurre la loro

domanda in risposta a un aumento dei prezzi a causa della necessità di utilizzare l'elettricità per scopi essenziali.

- Strutture tariffarie: possono influenzare l'elasticità della domanda nel mercato elettrico. Ad esempio, le tariffe più elevate durante i periodi di picco possono incentivare i consumatori a ridurre la loro domanda in quei momenti, aumentando così l'elasticità della domanda.

È importante notare, inoltre, che l'elasticità della domanda nel mercato elettrico può variare a seconda dei segmenti di consumo - come residenziale, commerciale o industriale - nonché in base alle caratteristiche specifiche del mercato e alle politiche di regolamentazione adottate.

Infine, un aspetto essenziale che caratterizza l'elasticità osservata (e strettamente connessa al grado di flessibilità della domanda) è l'orizzonte temporale sulla quale la si osserva. In particolare, possiamo distinguere tra:

- Elasticità nel medio/lungo termine: a fronte di un cambiamento duraturo nel livello di prezzo (osservato o previsto per il futuro), i clienti possono modificare i loro comportamenti di consumo per ridurre (in caso di aumento dei prezzi) o aumentare (in caso di diminuzione dei prezzi rispetto ad altre fonti) la propria domanda attraverso interventi strutturali (es. efficienza energetica, cambi infrastrutturali, ...). Questo tipo di elasticità è quella che, ad esempio, ha portato ad una progressiva decrescita della domanda elettrica a partire da metà 2021 e tipicamente influenza il livello medio di carico su tutte le ore del giorno e la tipologia di giornata (sebbene con livelli di incidenza differenti).
- Elasticità nel breve termine: capacità della domanda di variare in relazione ai prezzi dei mercati elettrici *spot*. Questo, in un contesto caratterizzato da elevata produzione delle fonti rinnovabili non programmabili (e, quindi, elevata aleatorietà dei prezzi su orizzonti ultragiornalieri), presuppone un elevato grado di flessibilità della domanda e automatismi.

3.3 *Review* della letteratura sull'elasticità della domanda elettrica

L'elasticità della domanda di elettricità è oggetto di numerosi studi, sebbene la maggior parte di essi sia focalizzata sull'elasticità nel lungo termine anziché nel breve termine.

La teoria economica suggerisce, infatti, che la domanda sia generalmente più elastica nel lungo periodo rispetto al breve periodo, il che significa che l'utilizzo dell'elettricità non risponde pienamente alle variazioni di prezzo nei mercati *spot* (es. MGP). Questo concetto risulta intuitivo, oltre che per le ragioni fisiche sottostanti, anche considerando che i grandi consumatori potrebbero fissare il prezzo

dell'elettricità o coprirlo attraverso contratti OTC (*Over-the-Counter*), come ad esempio i contratti *futures* sul prezzo dell'elettricità che verranno discussi successivamente, permettendo loro di proteggersi dalle fluttuazioni eccessive.

Tra i vari studi condotti, *Deryugina et al. (2020)* hanno analizzato l'evoluzione nel tempo dell'elasticità prezzo della domanda, esaminando gli effetti dell'introduzione di un programma di aggregazione municipale nell'Illinois. Tale programma consente alle comunità di scegliere nuovi fornitori di elettricità per conto dei residenti attraverso un *referendum* locale. Questo cambiamento ha portato a significative riduzioni di prezzo (inteso come prezzo in bolletta) per le comunità che hanno scelto di aderire all'aggregatore che forniva flessibilità al sistema. Per stimare l'elasticità al prezzo della domanda, gli autori hanno utilizzato un approccio di analisi "*difference-in-difference*": hanno associato a ciascuna comunità che ha adottato l'aggregazione cinque "comunità corrispondenti" che non l'hanno fatto, basandosi sui profili di utilizzo dell'elettricità precedenti all'aggregazione, e hanno stimato le variazioni di prezzo e utilizzo confrontandole con le rispettive "comunità corrispondenti". Ciò ha permesso di isolare l'effetto dell'aggregazione sulla domanda di elettricità. I risultati hanno mostrato che i consumatori residenziali di elettricità impiegano diversi anni per adattarsi alle variazioni di prezzo: l'elasticità prezzo della domanda è aumentata da -0,09 nei primi sei mesi a -0,27 due anni dopo l'implementazione del nuovo sistema, confermando una maggiore elasticità nel lungo termine rispetto al breve termine. Gli autori hanno ottenuto risultati simili anche utilizzando un modello dinamico di domanda in cui l'utilizzo dell'elettricità dipende dai prezzi passati, correnti e futuri, dimostrando che tali risultati sono indipendenti dal metodo utilizzato.

Un altro studio è quello portato avanti da *Csereklyei (2020)*, che evidenzia come le risposte del consumo di elettricità alle variazioni di prezzo siano piuttosto lente.

La ricerca analizza l'elasticità della domanda di elettricità residenziale e industriale nell'Unione Europea sia nel breve che nel lungo termine, basandosi su un intervallo dal 1996 al 2016.

I risultati indicano che nel lungo periodo l'elasticità prezzo per il settore residenziale si attesta tra -0,53 e -0,56, mentre per il settore industriale varia tra -0,75 e -1,01. Per quanto riguarda le elasticità nel breve periodo, sono stati osservati valori di -0,08 per i consumatori residenziali e -0,1 per quelli industriali. Tuttavia, come spiegato nel documento, questi valori si riferiscono alla risposta della domanda ai cambiamenti di prezzo anno dopo anno, e non alle variazioni di prezzo a livello orario. Un altro limite di questo approccio è la regolamentazione/calmierazione dei prezzi finali per i consumatori domestici in alcuni Paesi.

Sono presenti poi molti studi che si focalizzano sui mercati del giorno prima e in tempo reale. Per condurre queste analisi empiriche sono state utilizzate le offerte dei produttori per stimare l'elasticità della domanda.

Tra gli studi precedentemente menzionati è presente quello condotto da *Wolak* (2003), che ha calcolato l'elasticità della domanda nel mercato dell'elettricità in California al fine di valutare il potere di mercato dei cinque principali fornitori di energia. Utilizzando le offerte reali presentate dai fornitori al *California Independent System Operator (CAISO)*, *Wolak* ha calcolato l'elasticità del prezzo dell'energia elettrica per ogni fornitore, in base alla curva residua della domanda che ciascuno di loro affronta al prezzo di equilibrio di mercato per quell'ora. L'inverso di questa elasticità della domanda residua oraria indica quanto un fornitore può incrementare il prezzo di mercato in tempo reale rispetto al suo costo marginale. In altre parole, misura la capacità di un fornitore di sollevare il prezzo al di sopra del costo effettivo nel mercato in tempo reale.

Un'altra ricerca degna di nota è quella condotta da *Afzal Siddiqui* e dai suoi colleghi. Questi hanno utilizzato i dati delle aste del mercato *day-ahead* del NYISO per costruire un insieme di offerte per diverse zone in ogni ora del 2022. Hanno approssimato i consumatori con una funzione di domanda lineare per determinare l'effetto che un certo livello di elasticità ha sul prezzo di equilibrio del mercato *spot*. Hanno ottenuto il livello medio di elasticità prezzo necessario per ridurre il prezzo medio di mercato durante l'anno di una determinata percentuale. In particolare, hanno trovato che un'elasticità prezzo media del 0,23 sarebbe necessaria per ridurre il prezzo medio del 25%. Questo però non dimostra che la domanda effettiva abbia un'elasticità così elevata.

Sono presenti altri studi in cui viene adottato un metodo più diretto per calcolare l'elasticità della domanda, utilizzando i dati delle offerte di domanda.

Tra questi, ad esempio, *Bigerna e Bollino* (2014) stimano l'elasticità oraria della domanda nel MGP italiano per gli anni 2010-2011. Questa è la prima volta che nella letteratura si utilizzano i dati delle offerte di domanda nella *Power Exchange* italiana (IPEX) per calcolare l'elasticità della domanda. Per fare ciò, considerano una funzione di costo per l'utilizzo dell'elettricità e stimano 24 equazioni parametriche, una per ogni ora, utilizzando vari indicatori strutturali come sostituti degli effetti socio-economici, ad esempio giorno, settimana, mese, stagione, picco, zona e produzione industriale. Si calcola l'elasticità della domanda derivando questa funzione di costo per ogni ora, utilizzando i valori di equilibrio di mercato. I risultati mostrano che, in media e in valore assoluto, l'elasticità della domanda è compresa tra 0,05 e 0,12 nel 2010 e tra 0,02 e 0,08 nel 2011. L'elasticità più alta si osserva solo in una piccola percentuale delle ore, mentre nella maggior parte delle ore il comportamento dei

consumatori mostra elasticità più basse. Inoltre, l'elasticità della domanda varia significativamente a seconda dell'ora del giorno, del giorno della settimana, della stagione, della zona di mercato e del livello di prezzo di equilibrio. Ad esempio, i valori più alti si riscontrano in inverno, durante le ore di punta (con un picco massimo del 0,3), il mercoledì (mentre la domenica si osservano i valori più bassi nell'arco della settimana) e con livelli di prezzo più elevati.

Nel suo articolo si può vedere come *D'Errico M.C. (2020)* abbia ottenuto risultati simili, utilizzando un approccio di inferenza econometrica *bayesiana*, che considera i parametri del processo di generazione dei dati come variabili casuali e assegna loro una distribuzione di probabilità basata sui risultati di dati sperimentali precedenti. Nel suo studio, ha adottato una funzione di domanda log-lineare, in cui la variabile dipendente è il logaritmo della domanda di elettricità oraria, mentre le variabili esplicative includono il logaritmo dei prezzi corrispondenti e altri fattori socio-economici (ad esempio, le variabili *dummy* giornaliere). I risultati evidenziano una variazione dell'elasticità a seconda dell'ora del giorno, della stagione, della suddivisione delle zone e del livello di prezzo di equilibrio. Durante le ore di punta, si osserva un'elasticità più elevata rispetto alle ore non di punta, con una maggiore variabilità (passando da -0,1434 a -0,0484 durante le ore di punta e da -0,070 a -0,0359 durante le ore non di punta). Ciò suggerisce che la domanda di elettricità è più reattiva ai cambiamenti di prezzo quando le attività commerciali sono più intense. Durante le ore non di punta, invece, si riscontrano livelli inferiori di elasticità, indicando una maggiore difficoltà nel posticipare il consumo e nel modificare le abitudini degli utenti finali.

Sono presenti ulteriori studi che si concentrano sulle stime dell'elasticità della domanda nel mercato *day-ahead* europeo.

Tra questi è presente quello condotto da *Knaut (2017)* nel 2015, quando ha calcolato l'elasticità prezzo oraria della domanda di elettricità nel mercato del giorno prima tedesco. I risultati indicano una notevole variazione dell'elasticità del prezzo della domanda nel corso della giornata, che va da -0,02 a -0,13, presentando però un'elasticità più bassa durante le ore notturne.

Kulakov & Ziel (2019), invece, hanno determinato l'elasticità della domanda utilizzando le pendenze lungo una curva di domanda costruita a partire dall'analisi delle curve di mercato osservate nel mercato del giorno prima tedesco. Il loro modello stima la risposta del consumo ai prezzi di un insieme aggregato di tutti i generatori. Ottennero un valore medio di elasticità prezzo della domanda di -0,0001.

Un'altra ricerca è stata condotta da *Hirth et al. (2022)*, i quali, utilizzando dati orari sui prezzi del giorno prima e sul carico totale di elettricità in Germania, hanno stimato che un incremento di 1

€/MWh nel prezzo all'ingrosso dell'elettricità provoca una diminuzione della domanda aggregata di elettricità compresa tra 67 e 80 MW (stima lineare) o tra lo 0,12% e lo 0,14% (stima log-lineare), corrispondente a un'elasticità prezzo della domanda di circa -0,05. Le loro stime sulla distribuzione regionale della risposta della domanda coincidono con la distribuzione regionale delle industrie ad alta intensità energetica in Germania, dimostrando che i consumatori industriali sono in grado di rispondere ai prezzi all'ingrosso dell'elettricità nel paese.

Infine, nel suo studio del 2007, *Lijesen* ha analizzato il legame tra il prezzo di mercato *spot* e il carico totale del sistema nei Paesi Bassi durante le ore di picco (giorni lavorativi dalle 9:00 alle 18:00). Mediante l'utilizzo di una funzione specifica, è riuscito a stimare un'elasticità prezzo della domanda di -0,0014.

3.4 Analisi dell'elasticità della domanda nel MGP

Nel presente studio è stata condotta un'analisi quantitativa sui livelli di elasticità della domanda osservata nel mercato *day ahead* italiano (MGP) e sull'evoluzione della stessa negli ultimi anni (2018-2022), cercando di identificare eventuali relazioni con i livelli di prezzo osservati (che, a partire dal 2021, sono sensibilmente più alti che negli anni precedenti).

A tale scopo è bene ricordare che MGP prevede una curva di domanda "a gradini" e questo contrasta con la necessità di calcolarne la derivata, che risulterebbe infinita nel tratto di passaggio tra un gradino ed un altro e sarebbe pertanto nulla sulla parte costante.

In questo studio si è ovviato a tale limitazione interpolando l'intera curva di domanda (separatamente in ciascuna ora e per tutte le ore del periodo di osservazione) tramite una funzione approssimante che abbia le caratteristiche di continuità e derivabilità: una funzione *kernel-smoothing* avente una funzione di distribuzione di probabilità cumulata (cdf) ϕ e una funzione di densità di probabilità Φ . Per un parametro di *smooth* (larghezza di banda) h , la funzione di domanda aggregata si approssima come:

$$D(p) = \sum_{k=1}^K q_k \phi\left(\frac{p_k - p}{h}\right) \quad (3.4 - 1)$$

La derivata della *smooth demand function* $D(p)$ viene calcolata come:

$$\frac{dD(p)}{dp} = D'(p) = \sum_{k=1}^K -q_k \frac{1}{h} \Phi\left(\frac{p_k - p}{h}\right) \quad (3.4 - 2)$$

Lo scopo di questa tesi è condurre un'analisi quantitativa per capire la relazione tra PUN ed elasticità e, nel caso in cui questa dovesse essere individuata, studiare se ci siano stati dei cambiamenti nell'intervallo di tempo 2018-2022.

3.4.1 Analisi anno 2018

Per l'anno 2018, in base ai dati raccolti, questi sono i risultati ottenuti per l'elasticità e il PUN:

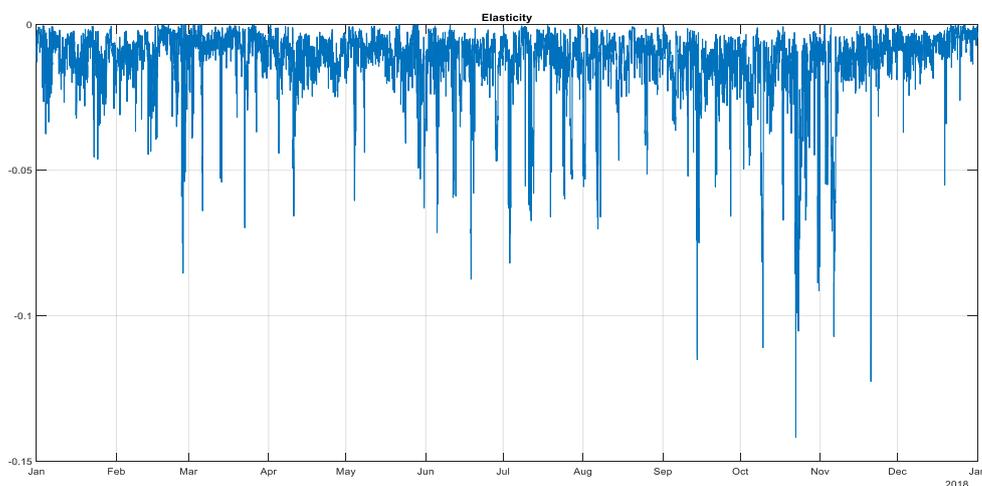


Figura 19 – Grafico elasticità anno 2018

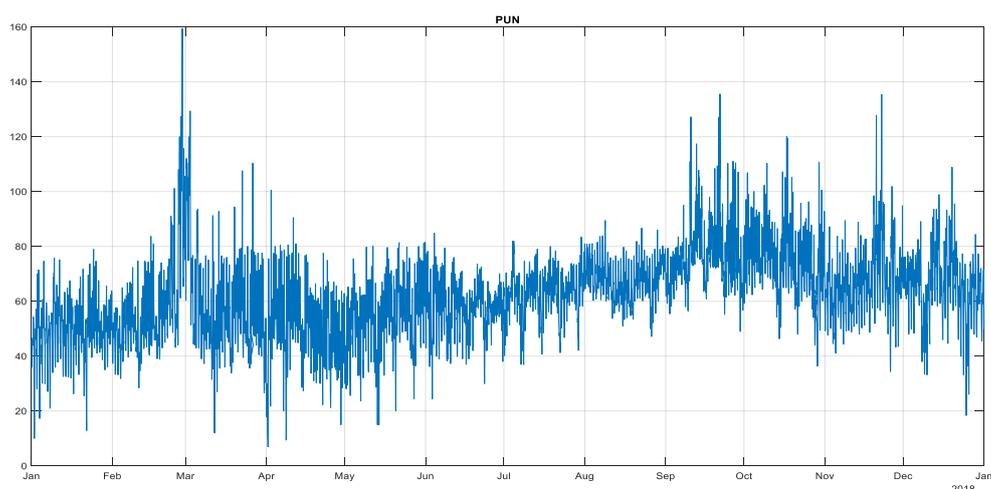


Figura 20 - Grafico PUN anno 2018

Come si può vedere dai grafici, l'elasticità presenta valori negativi più o meno simili, compresi tra un intervallo di 0 e -0,15, poiché esiste una relazione inversa tra prezzo e quantità richiesti. Il PUN, invece, ha un andamento più altalenante.

La media dei valori del PUN è pari a 61,31, con una mediana di 61,21, quindi, si può osservare come il valore si discosti dal suo valore medio; per quanto riguarda l'elasticità, presenta una media di -0,012 e una mediana di -0,009.

Infine, in termini di varianza, quella del PUN è pari a 220,27, mentre quella dell'elasticità è di 0,00015, questo mostra quindi che il primo presenta una dispersione rispetto alla media non troppo elevata, mentre l'elasticità prossima allo 0.

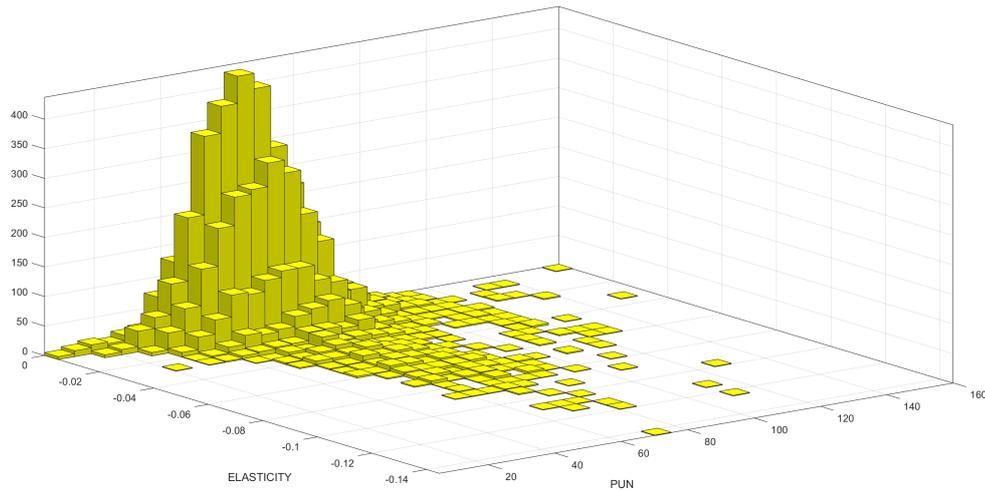


Figura 21 - Istogramma confronto anno 2018

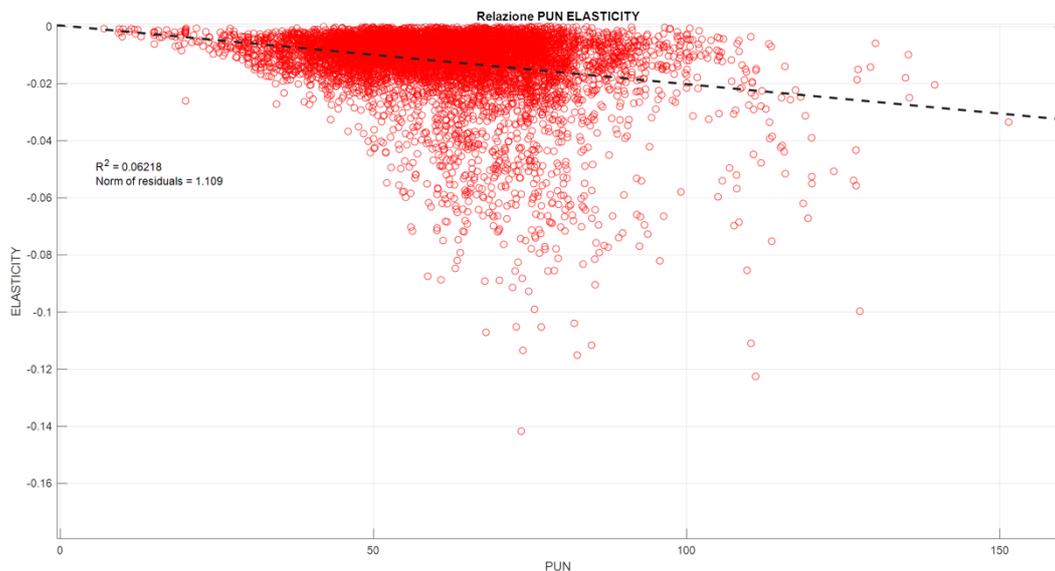


Figura 22 - Scatter Plot con retta di regressione anno 2018

I grafici mostrati mettono a confronto i dati relativi al PUN e all'elasticità.

Il primo mostra un confronto tra l'andamento dell'elasticità in relazione alle variazioni del PUN e, come si può osservare, sono presenti risultati abbastanza delineati che indicano una relazione inversa tra i due elementi.

Lo *scatter plot* sottolinea una relazione inversamente proporzionale tra gli elementi: è presente una maggiore concentrazione nella parte superiore del grafico, dove i valori si dispongono su una linea orizzontale; d'altra parte, sono presenti molti valori che si posizionano più in basso. In generale, è presente una distribuzione secondo una retta decrescente. Andando, infatti, a calcolare il coefficiente

di correlazione, questo risulta essere uguale a $-0,25$, il che indica che tra PUN ed elasticità esiste una debole correlazione negativa (ovvero all'aumentare di uno, diminuisce l'altro).

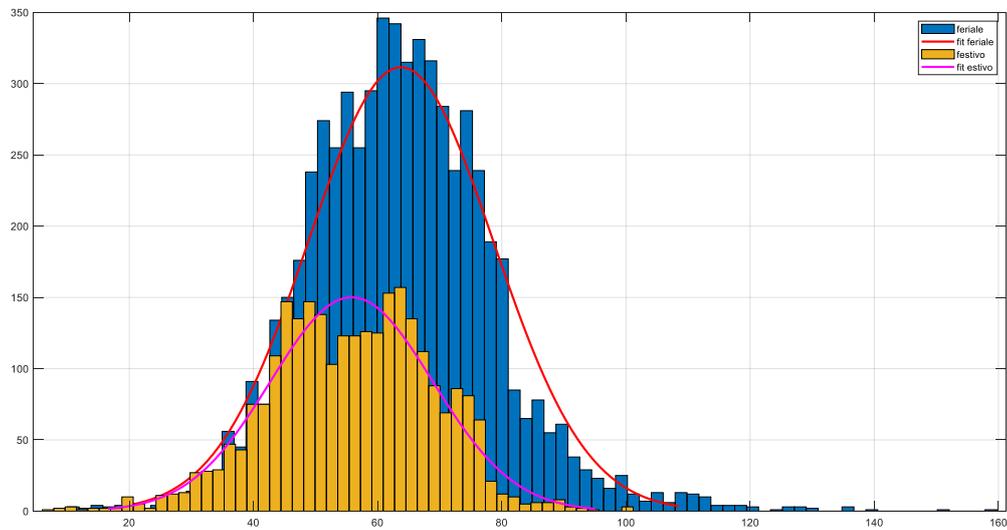


Figura 23 – Istogramma confronto PUN giorni feriali e festivi anno 2018

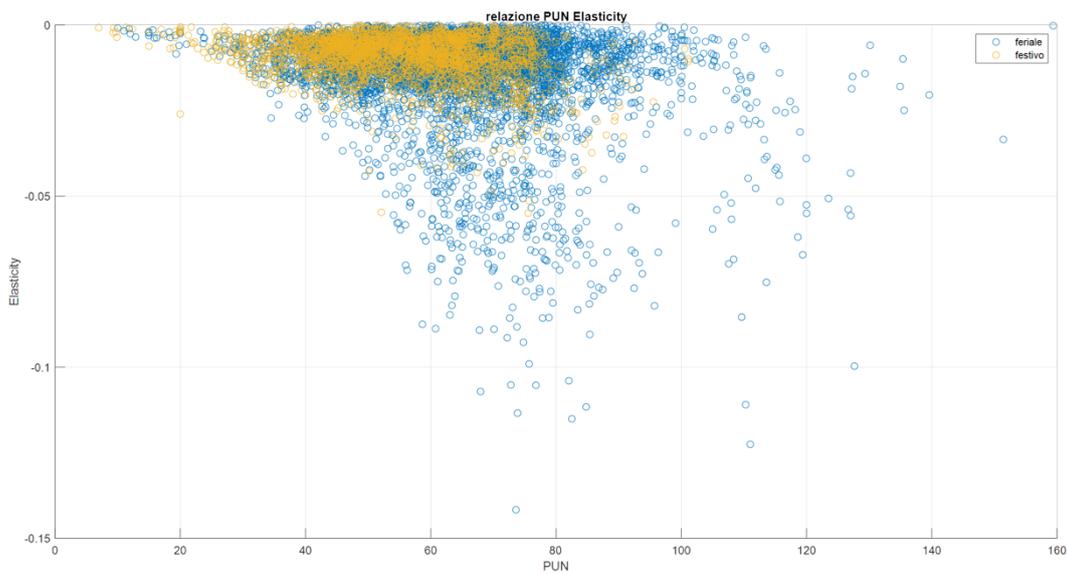


Figura 24 - Scatter plot confronto giorni feriali e festivi anni 2018

È stato condotto uno studio per individuare eventuali *trend* presenti durante l'anno. Come si può osservare dall'istogramma, i valori più elevati del PUN sono presenti durante i giorni feriali piuttosto che durante i festivi. I primi, infatti, presentano una media più elevata e una minore dispersione, i secondi hanno invece una situazione opposta, non presentando nemmeno un valore medio ben definito.

Dallo *scatter plot* si può osservare la relazione del PUN con l'elasticità e viene mostrato come i giorni festivi presentino una maggiore concentrazione: si dispongono quasi secondo una retta orizzontale; al contrario, i giorni feriali sono maggiormente dispersi.

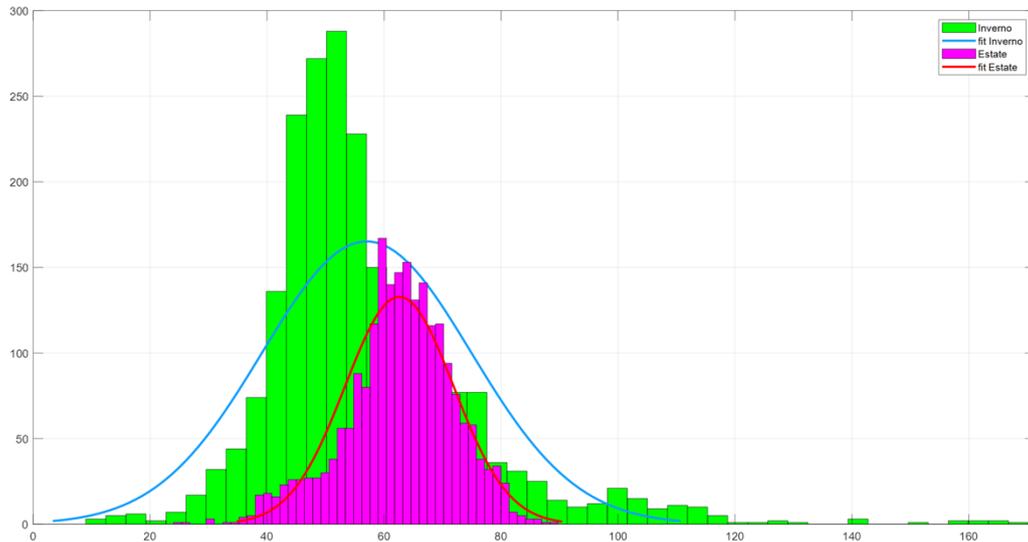


Figura 25 - Istogramma confronto PUN periodo estivo e invernale anno 2018

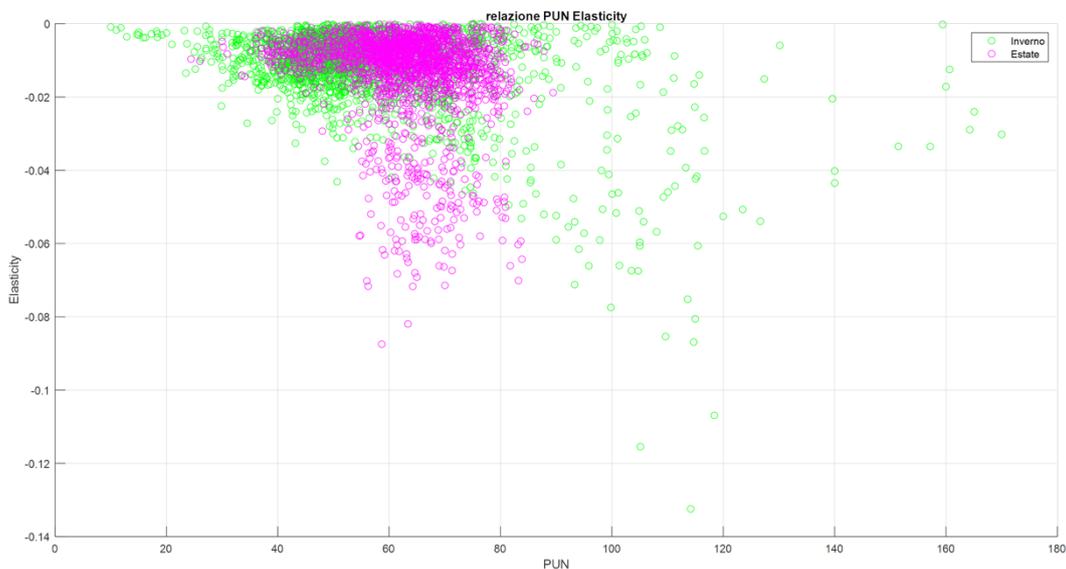


Figura 26 – Scatter plot confronto periodo estivo e invernale anno 2018

I due grafici mettono a confronto il periodo invernale (dicembre, gennaio, febbraio) con quello estivo (giugno, luglio, agosto).

L'istogramma del PUN del periodo invernale presenta una media abbastanza definita e ha una coda a destra, i valori presentano una maggiore dispersione. Il periodo estivo è rappresentato da un

istogramma con coda a sinistra e una media meno definita, inoltre la sua concentrazione è maggiore, in quanto la gaussiana assume una forma più ristretta e allungata verso l'alto.

L'estate presenta un PUN più elevato rispetto all'inverno.

Dallo *scatter plot*, si può osservare come i valori si dispongano secondo una retta decrescente per il periodo invernale; per il periodo estivo c'è una perfetta correlazione inversa negativa, in quanto i valori si distribuiscono secondo una retta verticale.

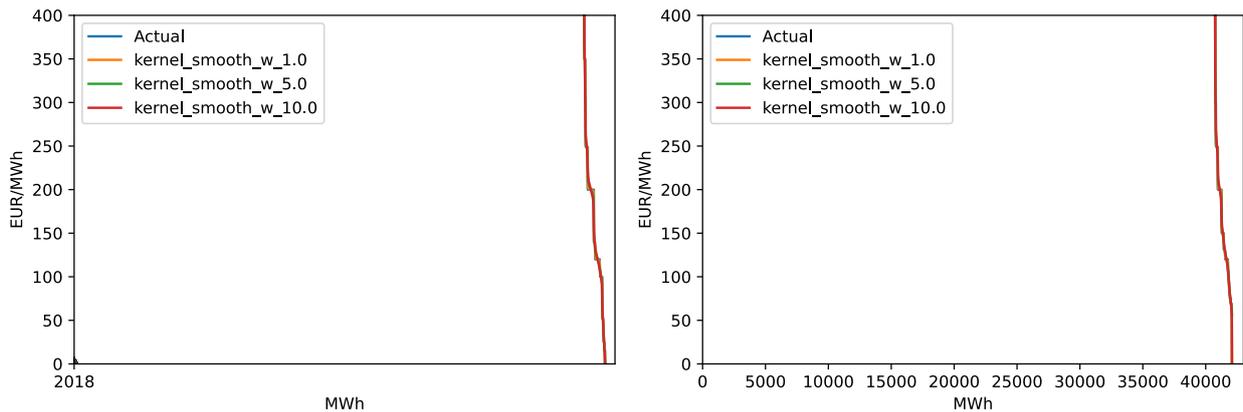


Figura 27 - Smoothing step-function per la domanda 2/5/2018 h15 (sinistra) e 2/10/2018 h20 (destra)

Si riporta per l'anno 2018 l'andamento della funzione PUN e i suoi approssimanti con i diversi *smoothing kernel* adottati.

Nel 2018 si può osservare come la domanda si disponga in modo quasi verticale, pertanto, la curva della domanda è inelastica.

3.4.2 Analisi anno 2019

In base ai dati raccolti per l'anno 2019, sono presenti i seguenti risultati per quanto riguarda elasticità e PUN:

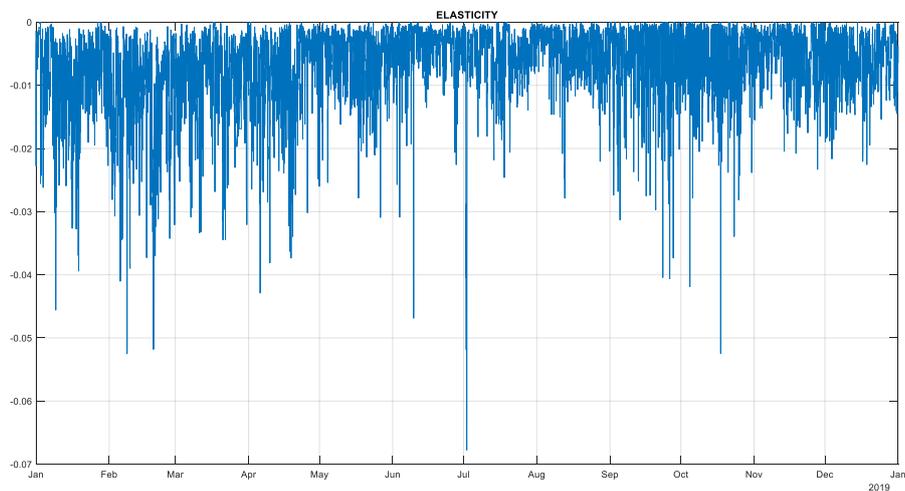


Figura 28 - Grafico elasticità anno 2019

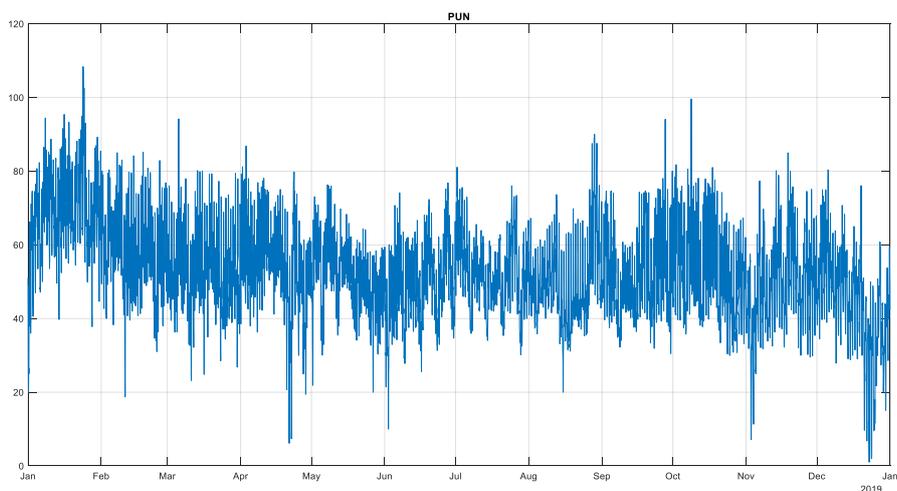


Figura 29 - Grafico PUN anno 2019

Come per il 2018, anche nel 2019 l'elasticità presenta dei valori più o meno lineari, con una media di -0,0066 e una mediana di -0,005. Il PUN presenta un andamento altalenante, il grafico mostra infatti un andamento leggermente più uniforme rispetto all'anno precedente, con una media pari a 52,32 e una mediana di 51,41.

La varianza rispecchia, infatti, una minore dispersione – rispetto al 2018- per entrambi i valori: per il PUN è uguale a 160,71, mentre per l'elasticità è 0,00004.

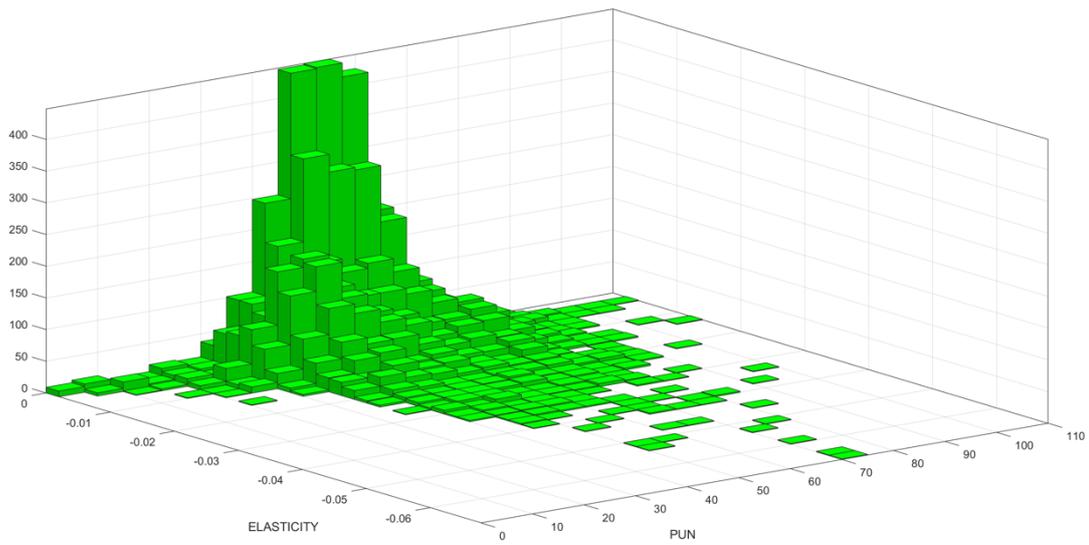


Figura 30 - Istogramma confronto anno 2019

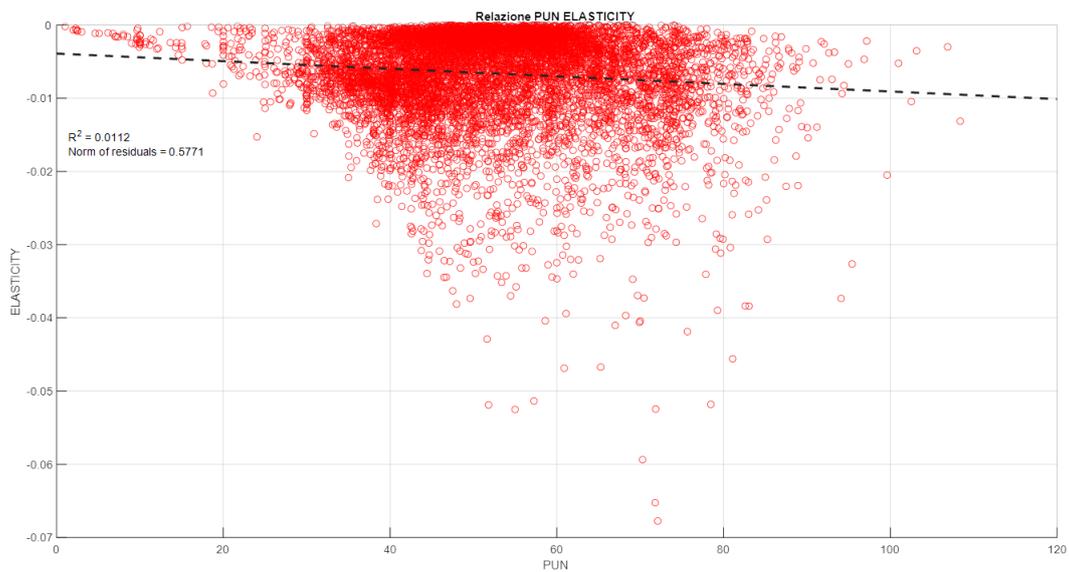


Figura 31 - Scatter Plot con retta di regressione anno 2019

Eseguendo un confronto tra i due valori, si può vedere come nel 2019 sia diminuita la relazione tra PUN ed elasticità; infatti, il coefficiente di correlazione è uguale a $-0,11$, indicando che la correlazione tra i due valori è debole e negativa. I punti, infatti, presentano una maggiore distribuzione nella parte superiore del grafico, anche se la nuvola si distribuisce leggermente come una retta con pendenza negativa.

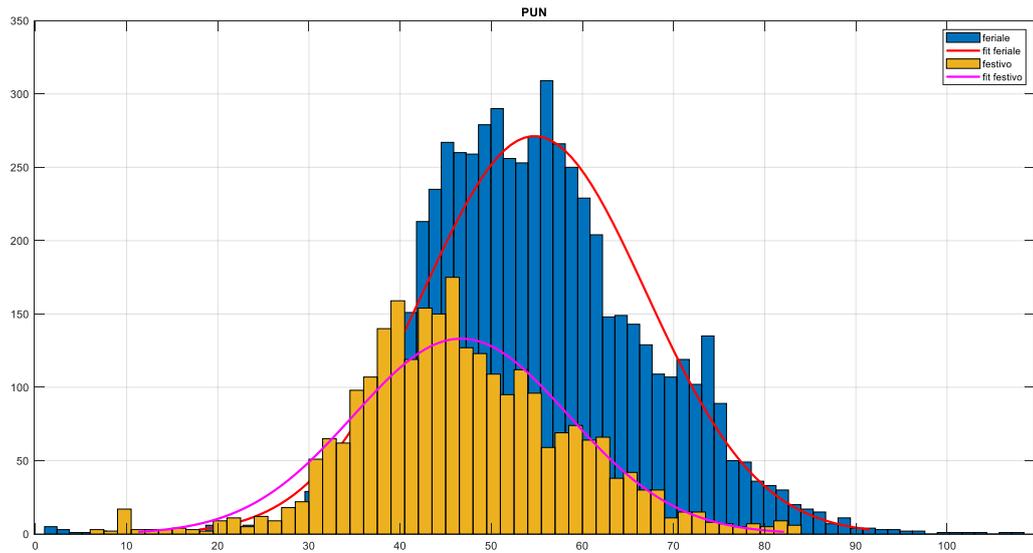


Figura 32 – Istogramma confronto PUN giorni feriali e festivi anno 2019

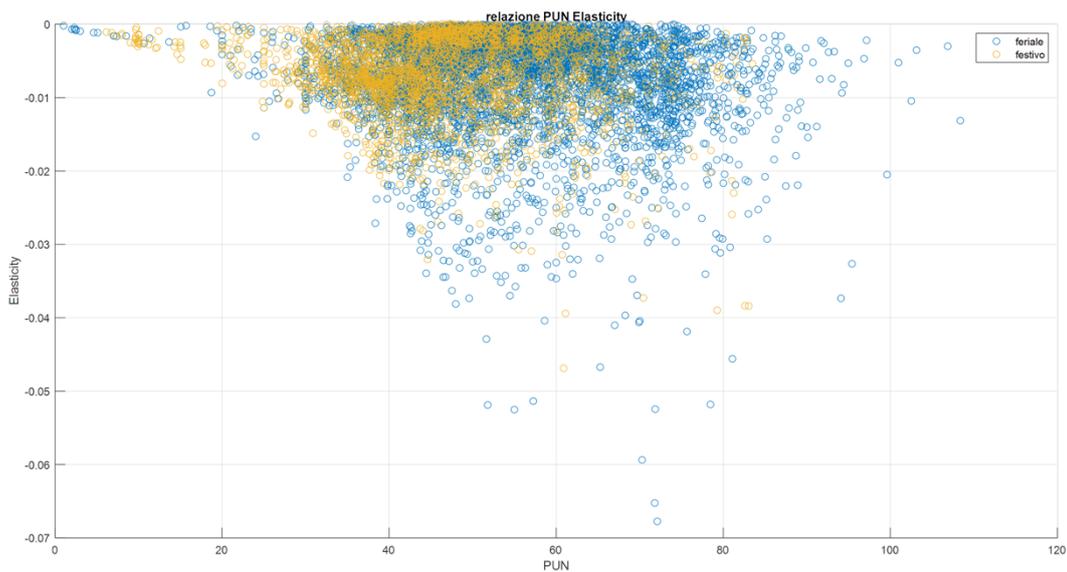


Figura 33 - Scatter plot confronto giorni feriali e festivi anno 2019

Anche durante il 2019 si possono notare valori più elevati del PUN per il periodo feriale rispetto a quello festivo, anche se, in entrambi i casi, la media è meno delineata rispetto al 2018 e si può osservare una maggiore dispersione.

Lo *scatter plot* sottolinea questa maggiore dispersione anche nella relazione del PUN con l'elasticità, in quanto i valori di entrambi i periodi sono quasi sovrapposti e presentano un andamento simile.

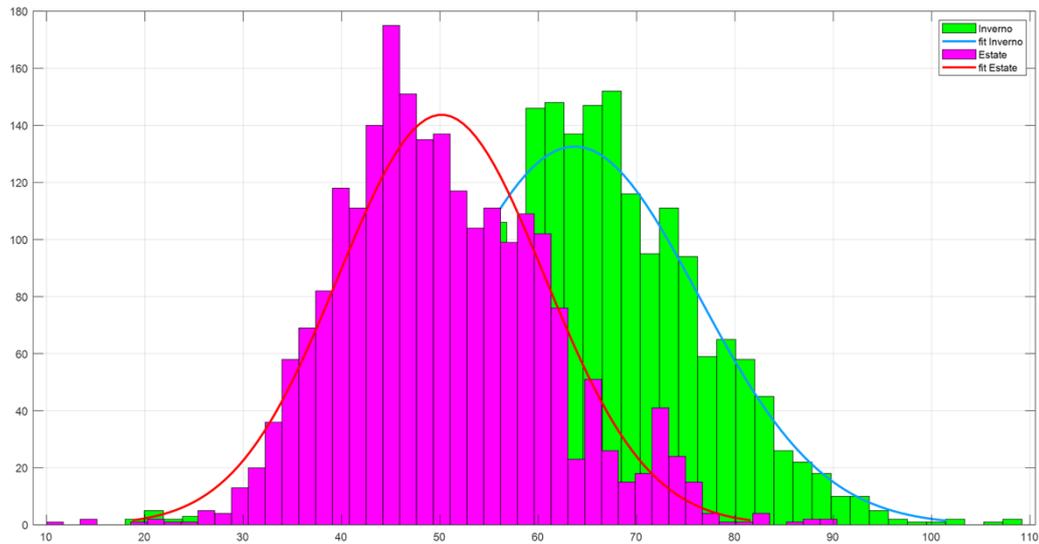


Figura 34 - Istogramma confronto PUN periodo estivo e invernale anno 2019

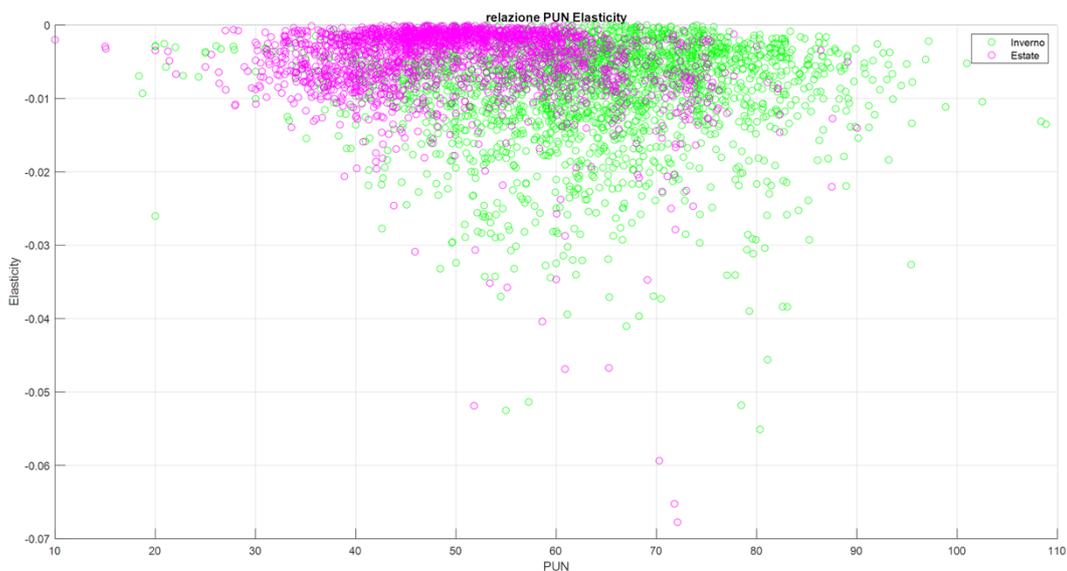


Figura 35 – Scatter plot confronto periodo estivo e invernale anno 2019

Nel periodo invernale ed estivo del 2019 è presente una situazione diversa rispetto al 2018.

L'istogramma relativo al PUN mostra come in realtà i prezzi siano meno elevati durante l'estate e più concentrati intorno alla media, anche se è presente un'asimmetria con coda a destra. L'inverno presenta dei valori simili, ma leggermente più elevati, la media non è estremamente delineata ed è presente una maggiore dispersione.

Lo *scatter plot* mostra come la relazione tra estate e inverno sia cambiata completamente da un anno all'altro. Infatti, da che i valori estivi erano disposti in modo quasi verticale, nel 2019 sono disposti

secondo una retta orizzontale - salvo alcune eccezioni – e presentano una maggiore dispersione. Per quanto riguarda i valori invernali, presentano anche questi una maggiore dispersione.

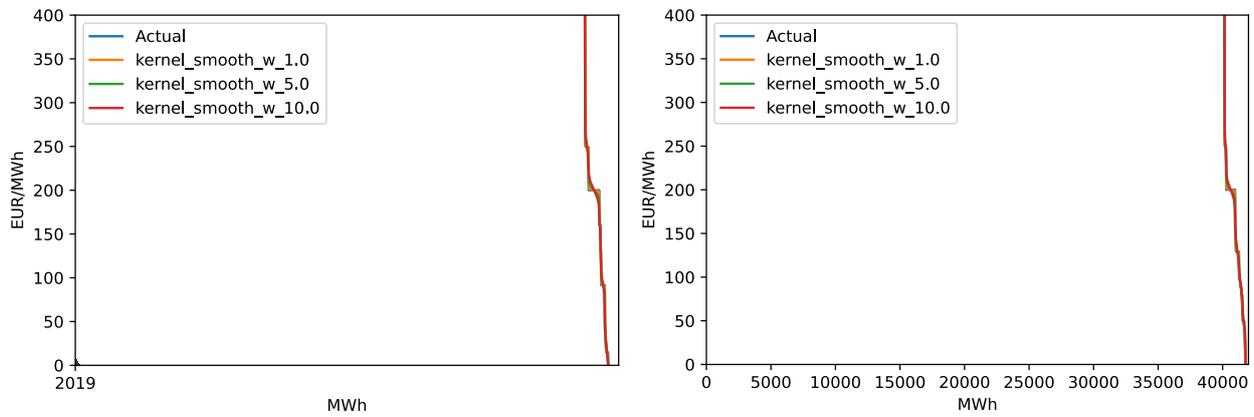


Figura 36 - Smoothing step-function per la domanda 2/5/2019 h15 (sinistra) e 2/10/2019 h20 (destra)

Nel 2019 la curva della domanda inizia ad assumere un andamento leggermente più inclinato, ma è ancora inelastica.

3.4.3 Analisi anno 2020

Nell'anno 2020 si possono osservare dei cambiamenti rispetto agli anni precedenti.

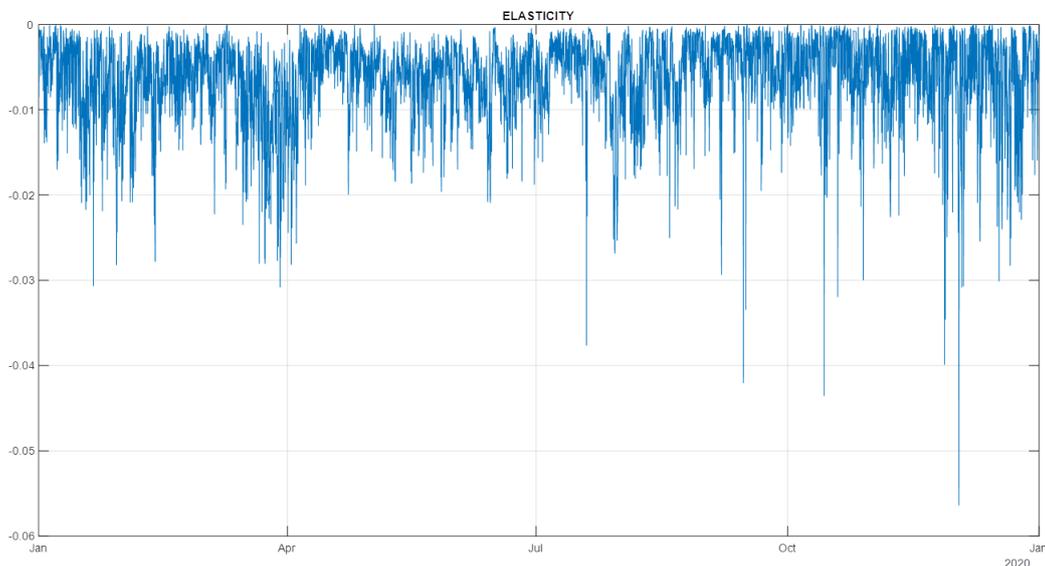


Figura 37 - Grafico elasticità anno 2020

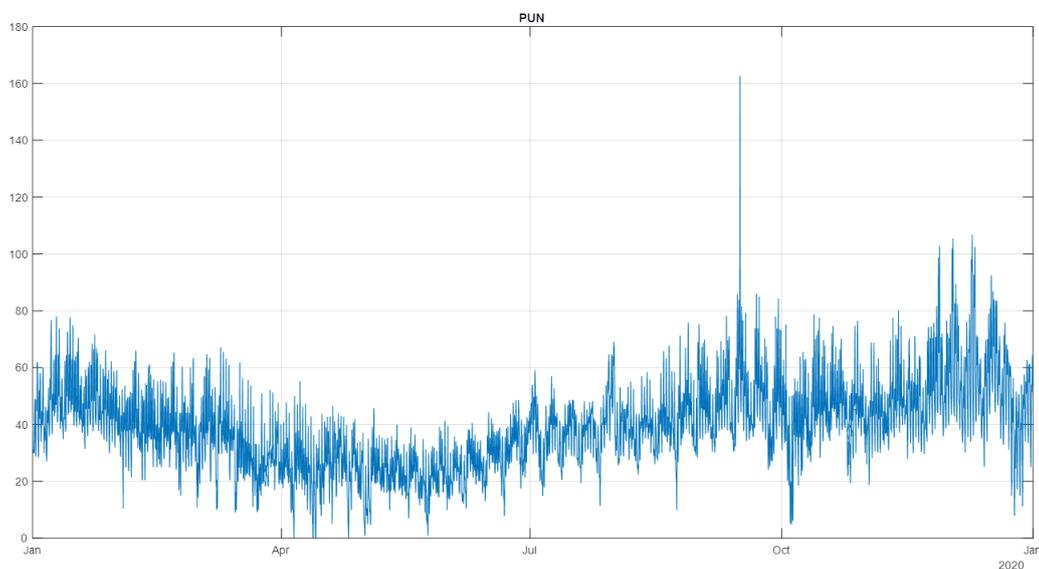


Figura 38 - Grafico PUN anno 2020

L'elasticità presenta una media pari a $-0,0062$ e una mediana di $-0,0053$, mentre il PUN ha una media di $38,92$ e una mediana di $38,5$. Il PUN ha quindi assunto, in media, dei valori più bassi rispetto agli anni precedenti, si può infatti vedere come ci sia solo un picco notevole a settembre, mentre l'elasticità è aumentata, con dei livelli che si discostano dalla media soprattutto nella parte finale dell'anno. Per quanto riguarda la varianza, il prezzo unico nazionale ha registrato, nel 2020, una volatilità più vicina

a quella del 2018, assumendo un valore pari a 214,53. L'elasticità è invece molto più stabile, la sua varianza ha infatti un valore uguale a 0,000023.

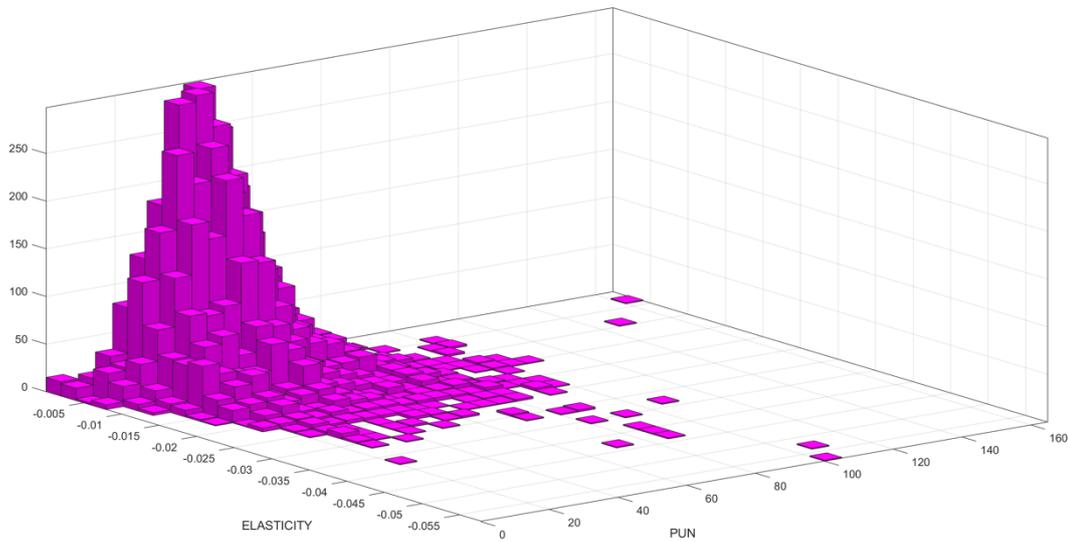


Figura 39 - Istogramma confronto anno 2020

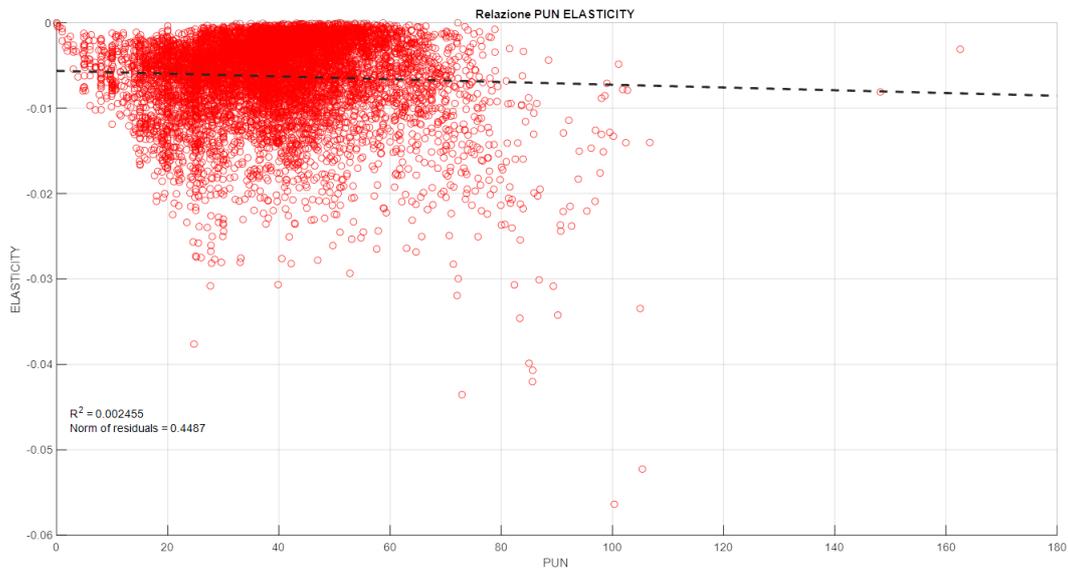


Figura 40 - Scatter Plot con retta di regressione anno 2020

Dallo studio di questi grafici si può vedere come, per questo anno, ci sia una relazione ancora meno delineata tra PUN ed elasticità; infatti, il coefficiente di correlazione è pari a -0,05, indicando che tra i due valori esiste una correlazione negativa che è però abbastanza debole; infatti, la nuvola si distribuisce maggiormente nell'angolo in alto a sinistra dello *scatter plot*. Anche l'istogramma riporta dei risultati simili, mostrando una maggiore concentrazione in un intervallo di 20-40 del PUN, si può

quindi notare come, con il passare degli anni, la relazione inversamente proporzionale tra PUN ed elasticità diminuisca.

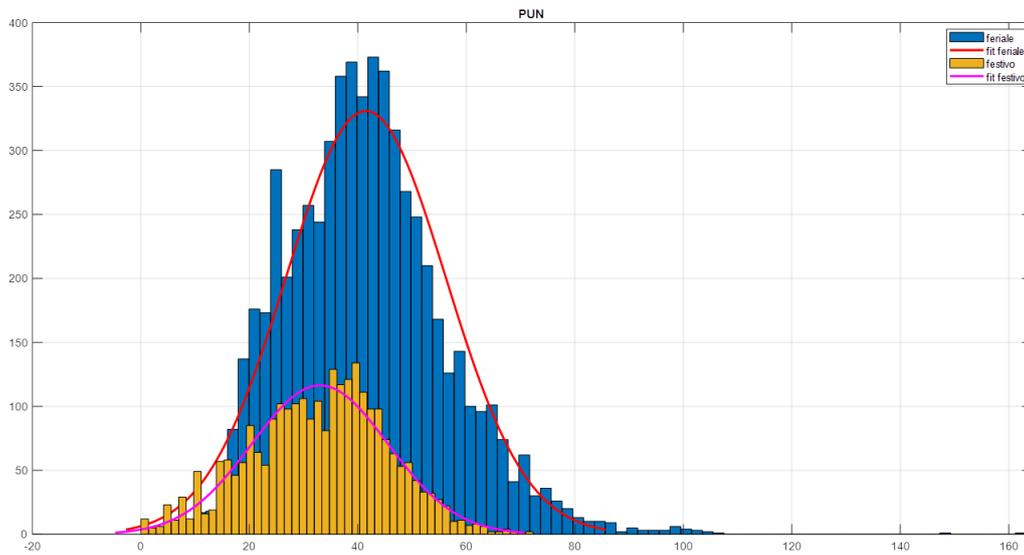


Figura 41 – Istogramma confronto PUN giorni feriali e festivi anno 2020

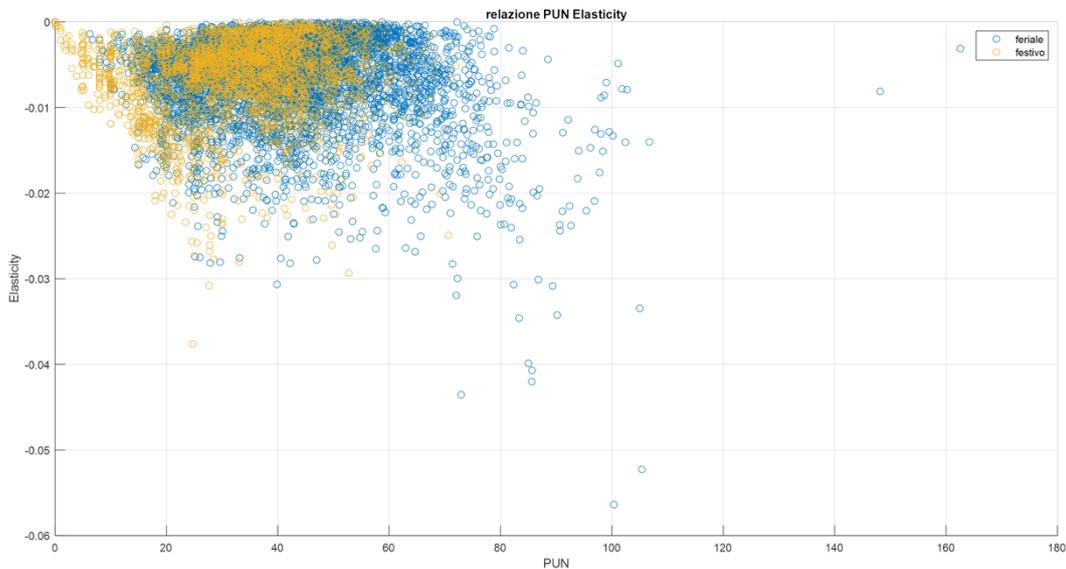


Figura 42- Scatter plot confronto giorni feriali e festivi anno 2020

Nell'anno 2020 si può vedere come nel periodo feriale ci sia un PUN elevato rispetto al periodo festivo, come per gli anni precedenti. L'istogramma del feriale presenta sempre una leggera asimmetria con coda a destra e una media abbastanza definita, non c'è un'eccessiva dispersione. Per quanto riguarda i giorni festivi, il grafico presenta un'asimmetria con coda a sinistra, la media non è ben delineata e il PUN è minore, in questo caso è presente una maggiore dispersione.

Lo *scatter plot* indica una dispersione abbastanza evidente per entrambi, i valori infatti sono sovrapposti e hanno un andamento leggermente decrescente.

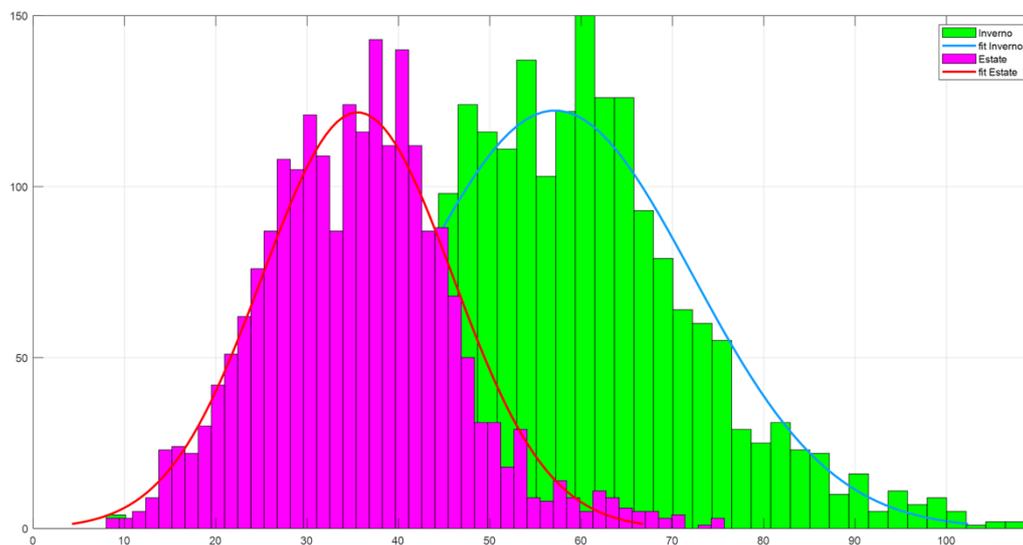


Figura 43 - Istogramma confronto PUN periodo estivo e invernale anno 2020

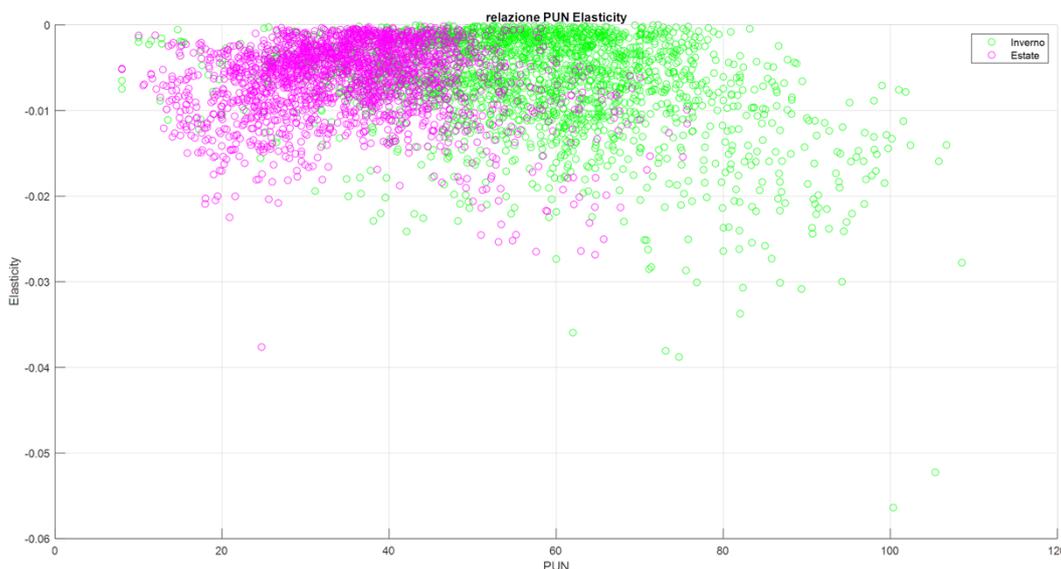


Figura 44 - Confronto periodo estivo e invernale anno 2020

Per quanto riguarda il confronto tra periodo estivo e invernale, in questo anno è presente un aumento del prezzo dell'energia durante l'inverno, il grafico presenta infatti valori più elevati per questa stagione, anche se, nel complesso, gli istogrammi di entrambi i periodi presentano un andamento simile.

Per quanto riguarda la relazione tra PUN ed elasticità, anche dallo *scatter plot*, per entrambi i periodi, si può vedere una distribuzione più o meno simile, concentrata nella parte superiore del grafico, però è presente una maggiore dispersione per il periodo invernale.

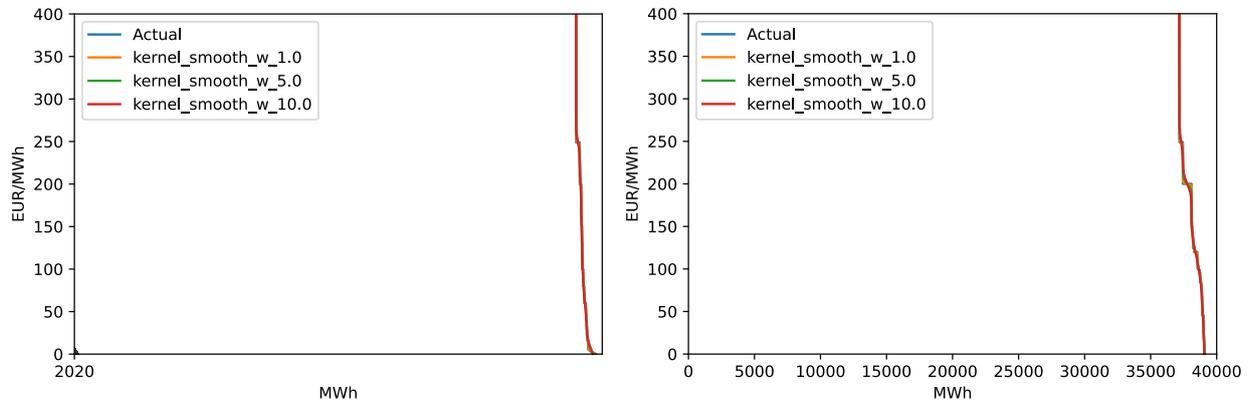


Figura 45 - Smoothing step-function per la domanda 2/5/2020 h15 (sinistra) e 2/10/2020 h20 (destra)

Nel 2020 la curva della domanda è ripida nella parte iniziale dell'anno, ma, già verso ottobre, si può osservare come la domanda diventi più elastica.

3.4.4 Analisi anno 2021

Come evidenziato nel secondo capitolo, nell'anno 2021 c'è stato un forte aumento del PUN dovuto a diversi fattori, pertanto, in questo anno, è stata registrata una grande volatilità di questo valore.

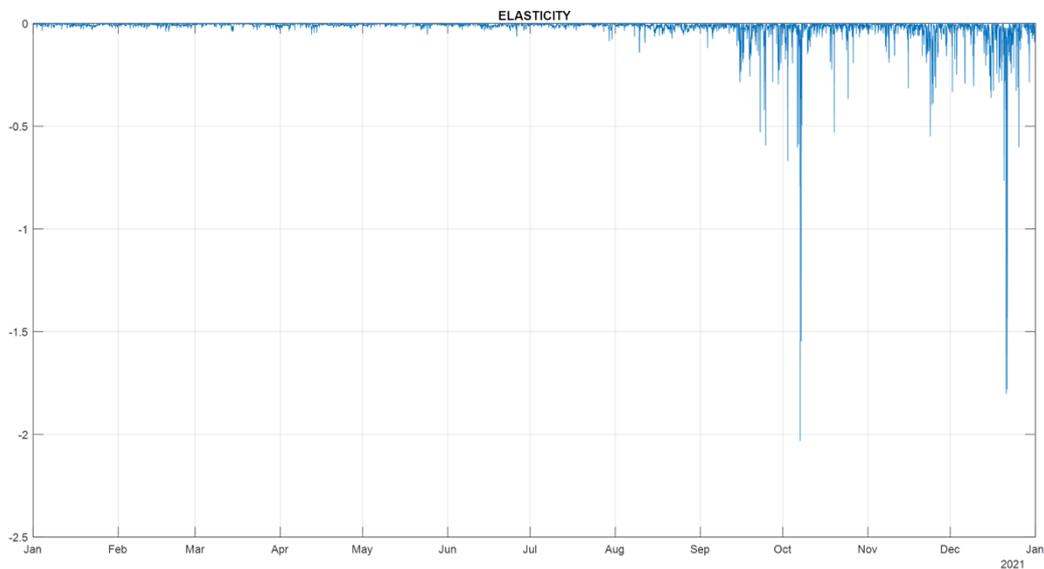


Figura 46 - Grafico elasticità anno 2021

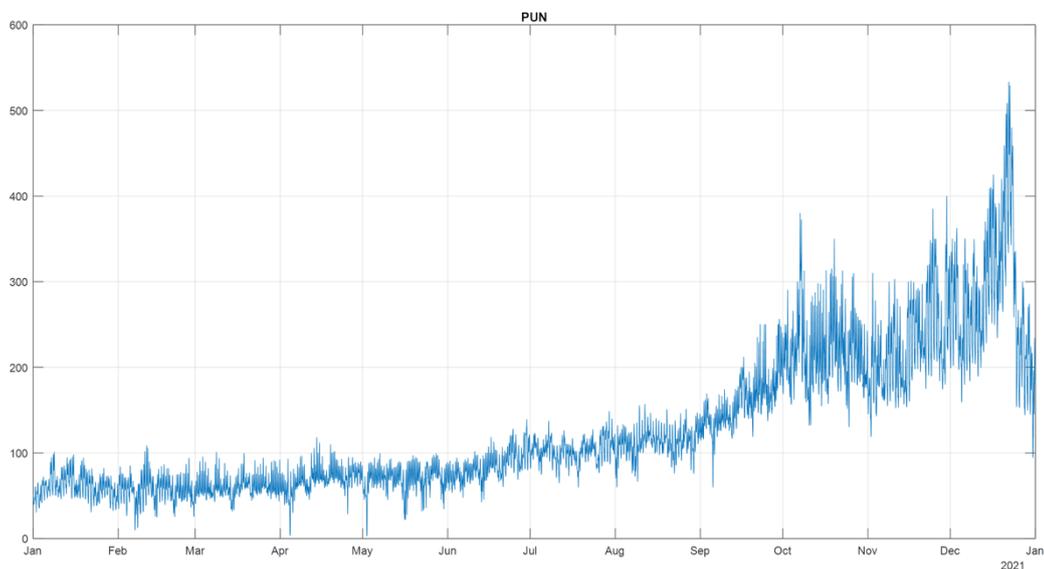


Figura 47 - Grafico PUN anno 2021

Il PUN presenta una media pari a 125,46, e una mediana di 94,46. Questi numeri sono molto diversi tra loro, il che suggerisce, come può essere visto dal secondo grafico, un andamento crescente del PUN, con un forte aumento nella parte finale dell'anno. L'elasticità, invece, presenta un andamento abbastanza stabile nella parte iniziale dell'anno e, inversamente al PUN, una forte diminuzione nella

parte finale, in particolare con due picchi significativi. La sua media è pari a -0,017 e la sua mediana a -0,006, anche qui si può osservare uno scostamento tra i due valori.

Infine, la varianza del PUN è pari a 6581,01 e quella dell'elasticità a 0,004. Durante questo anno è presente un aumento della volatilità di entrambi i valori, in particolare il primo ha una volatilità estrema, soprattutto se confrontata con quella degli anni precedenti.

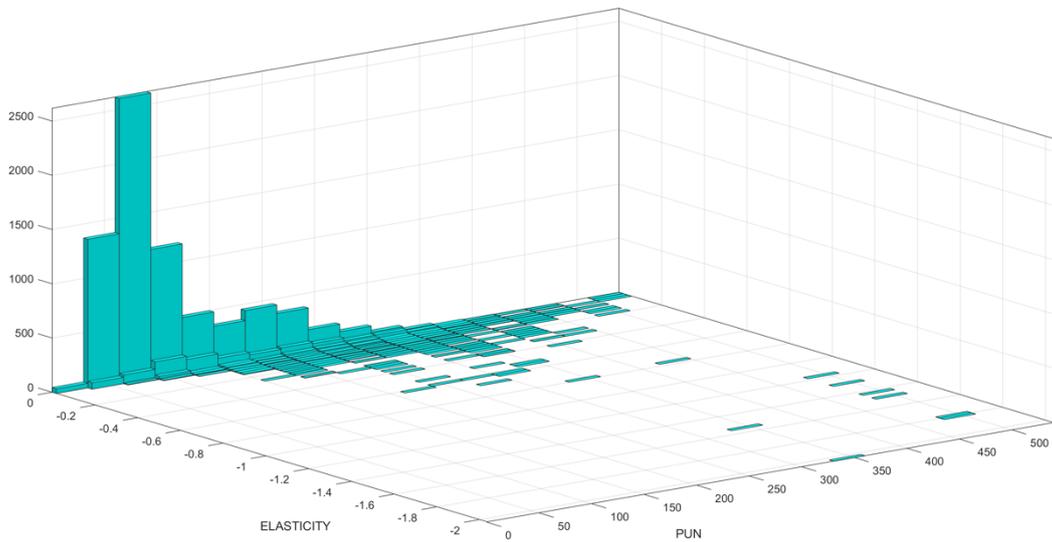


Figura 48 - Istogramma confronto anno 2021

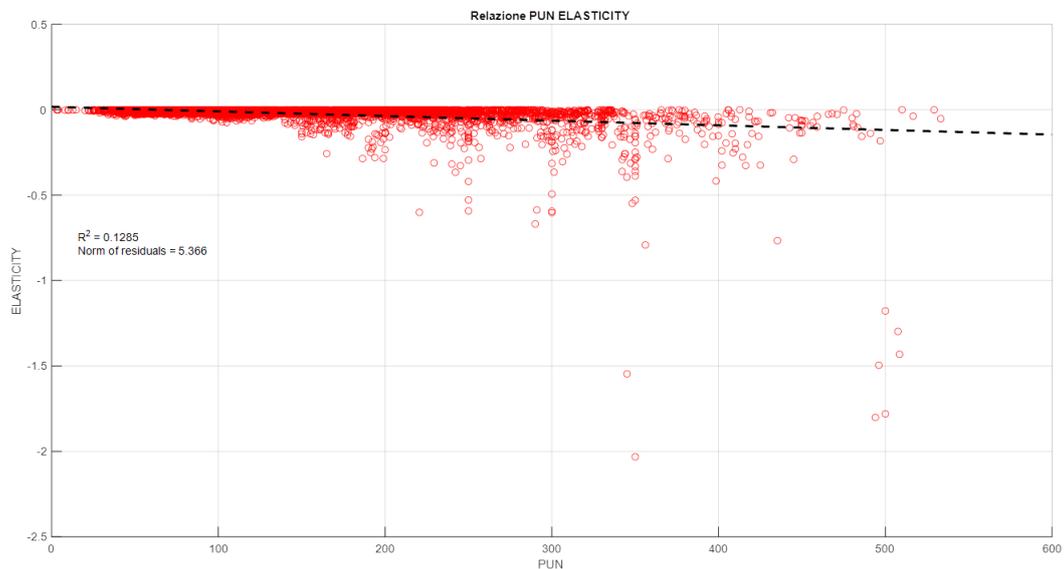


Figura 49 - Scatter Plot con retta di regressione anno 2021

Nell'anno 2021 può essere osservata una correlazione maggiore rispetto a quella dell'anno precedente, questa infatti assume un valore pari a -0,34. Questo indica che esiste una correlazione negativa tra i valori; infatti, dal grafico si può vedere come i punti si distribuiscono su una retta

orizzontale con alcune eccezioni che si trovano più in basso. La correlazione negativa è mostrata anche nei grafici sopra (1 e 2 poi metto le didascalie) poiché, nella parte finale dell'anno, a una crescita del PUN corrisponde una forte decrescita dell'elasticità.

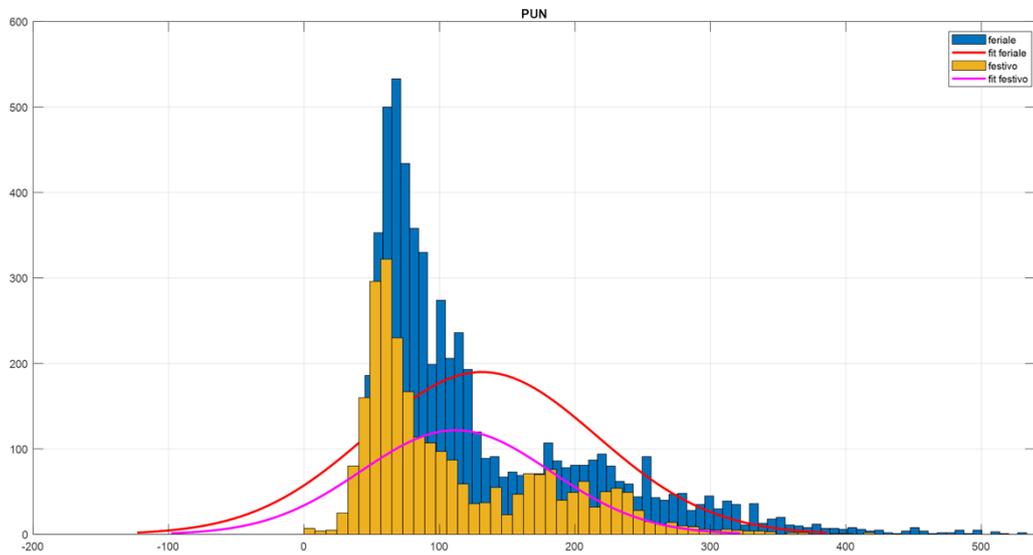


Figura 50 – Istogramma confronto PUN giorni feriali e festivi anno 2021

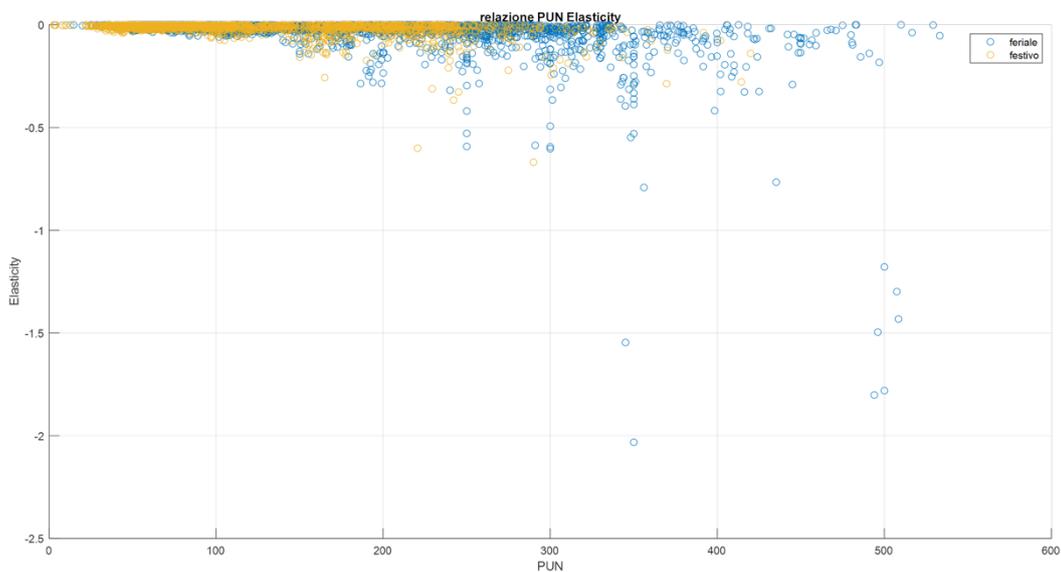


Figura 51 - Scatter plot confronto giorni feriali e festivi anno 2021

L'andamento anomalo rispetto agli anni precedenti si può osservare anche dallo studio dei giorni feriali e festivi. Entrambi gli istogrammi relativi al PUN assumono un andamento simile: sono asimmetrici con coda a destra e presentano un'elevata dispersione dei valori intorno alla media. L'unica differenza immediatamente osservabile è che, come per gli anni precedenti, il PUN dei giorni feriali è più elevato.

Per quanto riguarda il confronto tra PUN ed elasticità, i valori si dispongono in entrambi i casi secondo una retta orizzontale, questo indica un'assenza di correlazione tra i due dati.

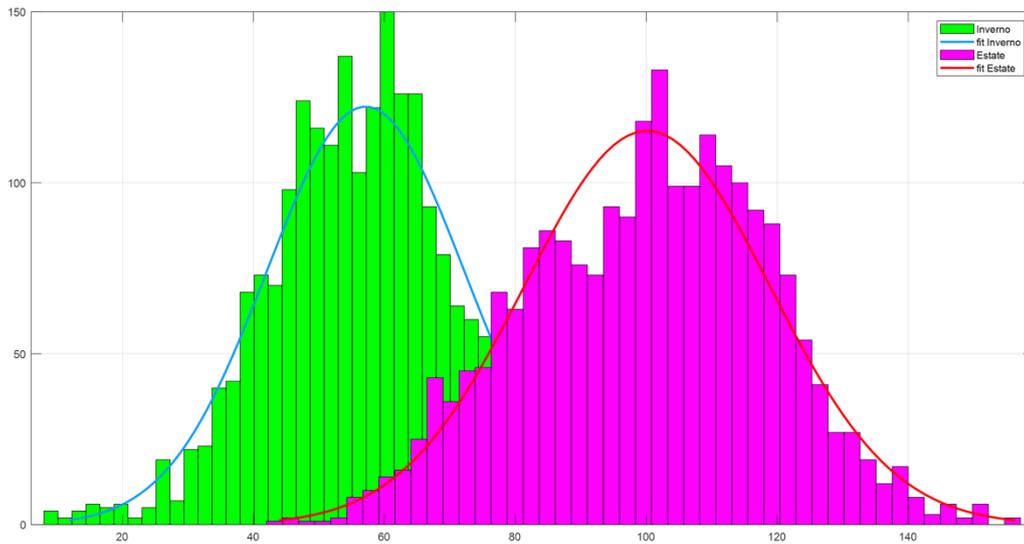


Figura 52 - Istogramma confronto PUN periodo estivo e invernale anno 2021

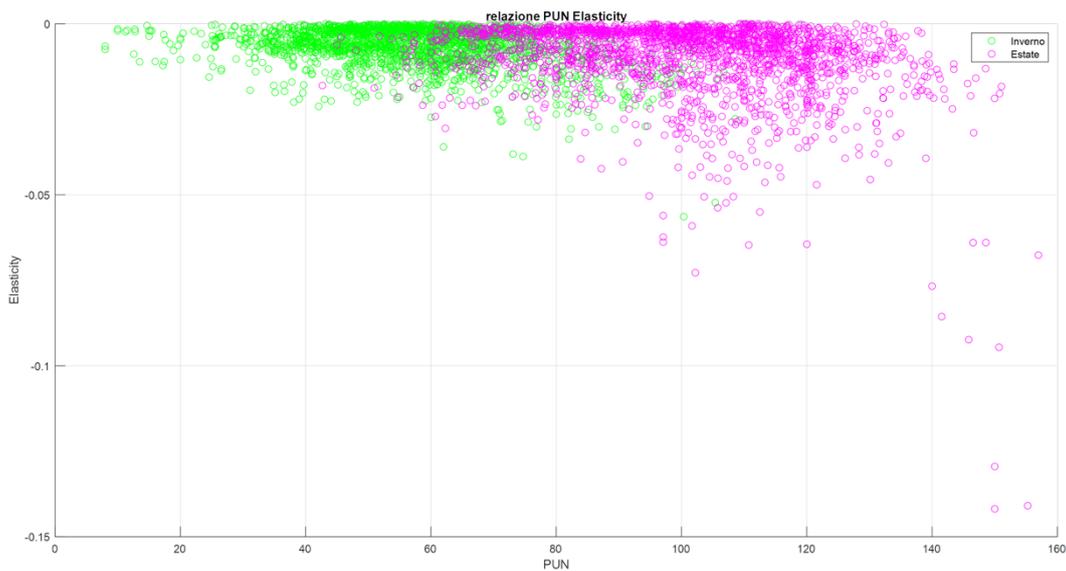


Figura 53 – Scatter plot confronto periodo estivo e invernale anno 2021

Al contrario rispetto all'anno precedente, nel 2021 il PUN estivo è più elevato di quello invernale, ma l'istogramma dell'inverno presenta una minore dispersione rispetto al grafico relativo all'estate. Lo *scatter plot* riguardante l'estate e l'inverno presenta una separazione più netta per le due stagioni, anche in questo caso è sottolineata una situazione diversa rispetto ai casi precedenti. L'estate del 2021 mostra dei valori più elevati rispetto all'inverno e presenta una maggiore dispersione. L'inverno, d'altra parte, ha valori più bassi, ma questi si distribuiscono maggiormente

secondo una linea orizzontale, quindi durante l'inverno, c'è una minore correlazione tra PUN ed elasticità.

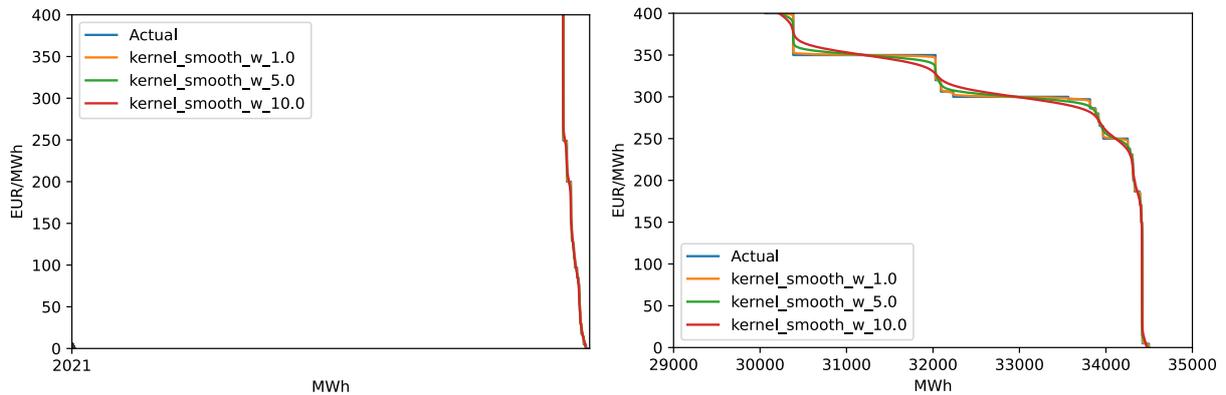


Figura 54 - Smoothing step-function per la domanda 2/5/2021 h15 (sinistra) e 2/10/2021 h20 (destra)

Dal grafico si può osservare come all'inizio dell'anno 2021 la curva della domanda sia abbastanza ripida e verticale, pertanto sottolinea l'inelasticità di questa. Procedendo verso la fine dell'anno, però, la curva assume una forma differente, in quanto nella parte iniziale è divisa in "gradini" e, in alcuni punti iniziale è orizzontale; questo sottolinea come la domanda stia diventando più elastica.

3.4.5 Analisi anno 2022

L'ultimo anno analizzato è il 2022, che presenta caratteristiche molto differenti rispetto agli anni precedenti.

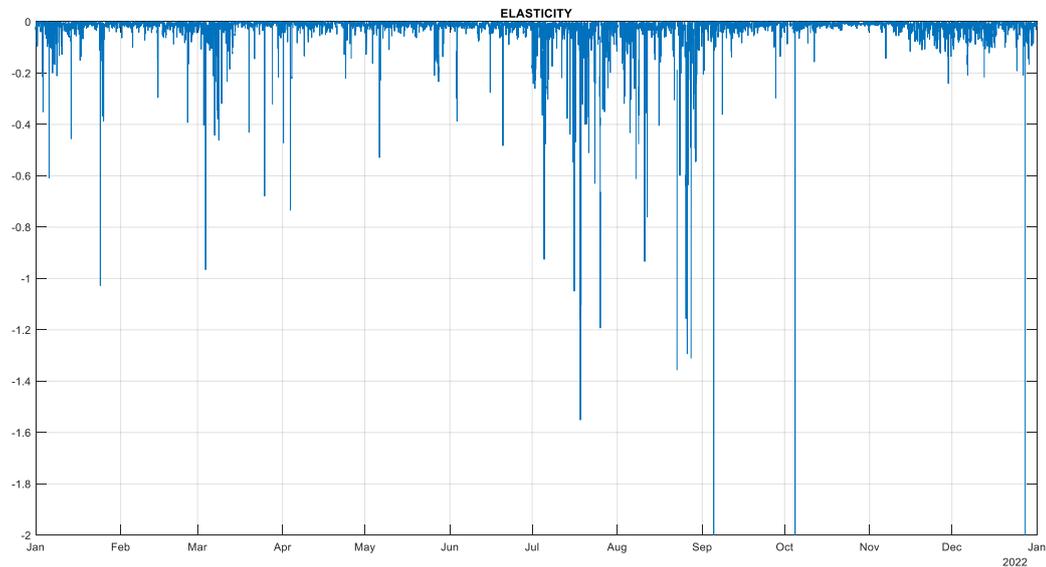


Figura 55 - Grafico elasticità anno 2022

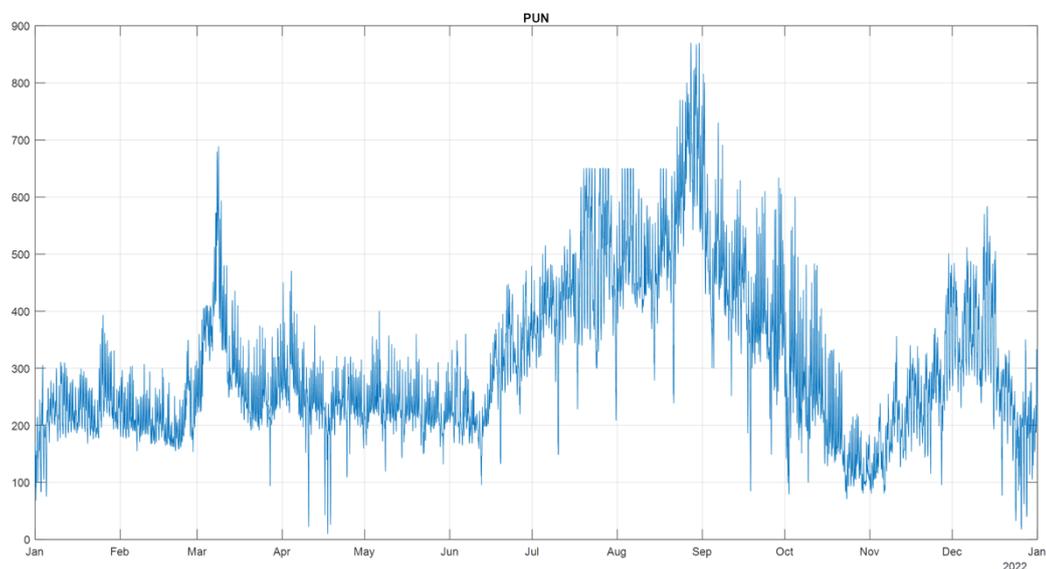


Figura 56 - Grafico PUN anno 2022

Come può essere osservato dal grafico, il PUN del 2022 risulta molto più volatile rispetto agli anni precedenti, presentando soprattutto dei picchi positivi. La sua media è pari a 303,96 e la sua mediana a 264,3, già dalla differenza tra questi due numeri si può osservare un andamento estremamente randomico di questo elemento. Per quanto riguarda l'elasticità, presenta una media di -0,037 e una

mediana di -0,008. Anche in questo caso l'elasticità presenta un andamento differente rispetto al passato e, dal grafico, si possono vedere tre forti picchi negativi. Inoltre, mentre per l'anno 2021 poteva essere osservato un rapporto inversamente proporzionale tra i due, per il 2022 non è possibile fare lo stesso; infatti, i due picchi negativi dell'elasticità non corrispondono a picchi del PUN. Infine, la varianza del PUN è 17722,92 e quella dell'elasticità è 0,51. Soprattutto la varianza del PUN è cresciuta significativamente rispetto agli anni precedenti, mostrando come effettivamente questo, nel corso dell'anno, si discosti fortemente dal suo valore medio.

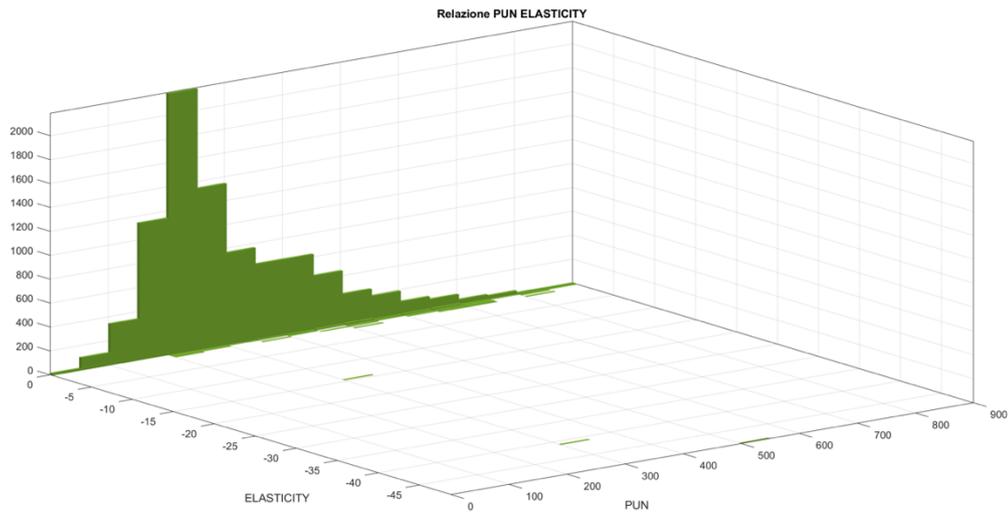


Figura 57 - Istogramma confronto anno 2022

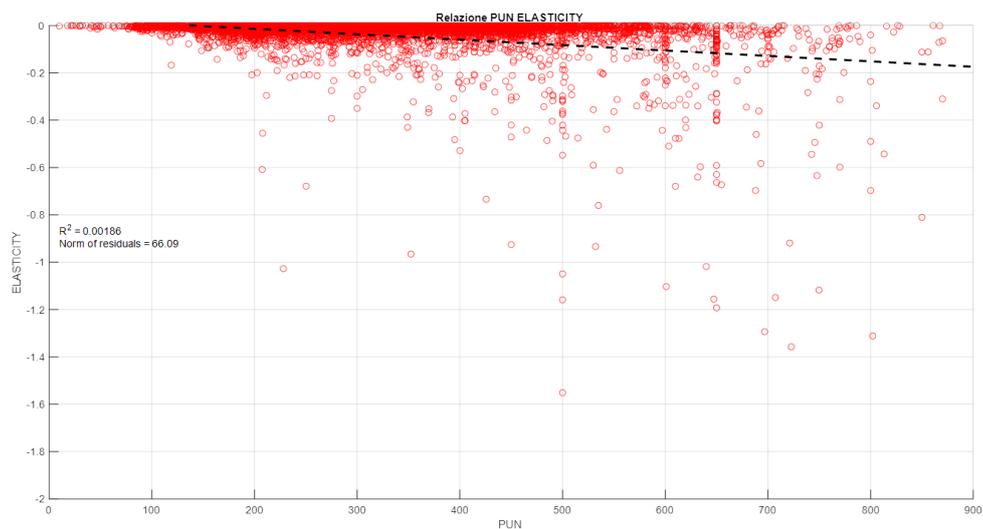


Figura 58 - Scatter Plot con retta di regressione anno 2022

L'istogramma mostra un andamento anomalo, infatti, non è presente una dispersione dei dati, ma una concentrazione nella parte superiore, soprattutto sinistra; da questo si può dedurre che non c'è una correlazione elevata tra i due valori.

La correlazione tra PUN ed elasticità è pari a $-0,043$. Dallo *scatter plot* si può infatti notare che la relazione tra i due valori sia quasi nulla: i punti si dispongono in modo orizzontale, con alcune eccezioni che si posizionano in corrispondenza di valori negativi. Pertanto, nel 2022, viene meno la correlazione negativa che si poteva osservare in precedenza, questo vuol dire che a un aumento del PUN potrebbe non corrispondere una riduzione dell'elasticità.

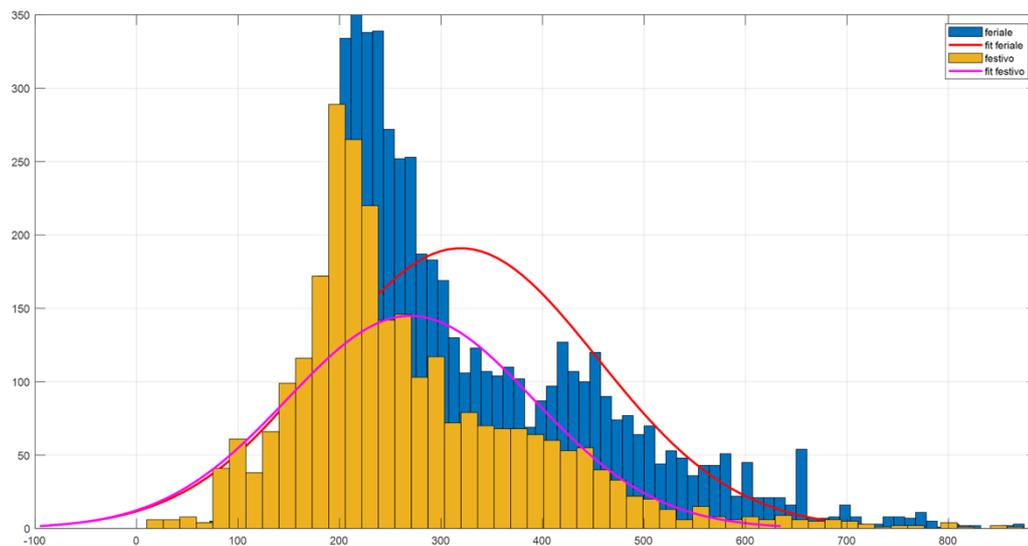


Figura 59 – Istantogramma confronto PUN giorni feriali e festivi anno 2022

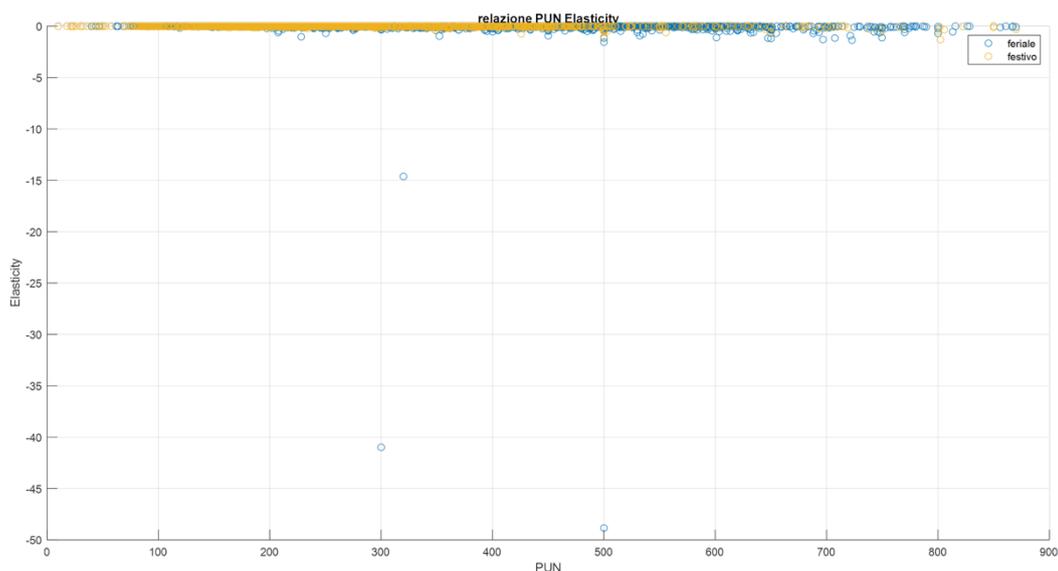


Figura 60 - Scatter plot confronto giorni feriali e festivi anno 2022

Nell'anno 2022 il PUN dei giorni festivi è quasi uguale a quello dei giorni feriali, il che è differente da quanto successo negli anni precedenti. I due grafici presentano un andamento molto simile: hanno un'asimmetria con coda a destra e presentano una dispersione quasi uguale.

Dallo *scatter plot* si può osservare come i valori siano sovrapposti, mostrando un andamento quasi uguale: sono, in entrambi i casi, disposti esattamente secondo una retta orizzontale – l'unica differenza risiede in una maggiore concentrazione per i giorni festivi – il che indica che nell'anno 2022 non è presente alcuna relazione tra il PUN e l'elasticità.

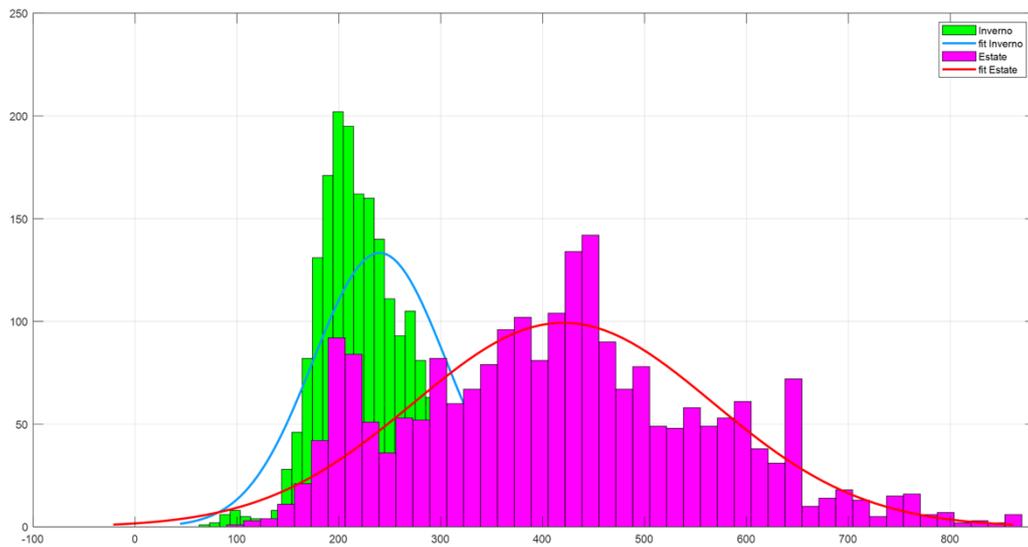


Figura 61 - Istogramma confronto PUN periodo estivo e invernale anno 2022

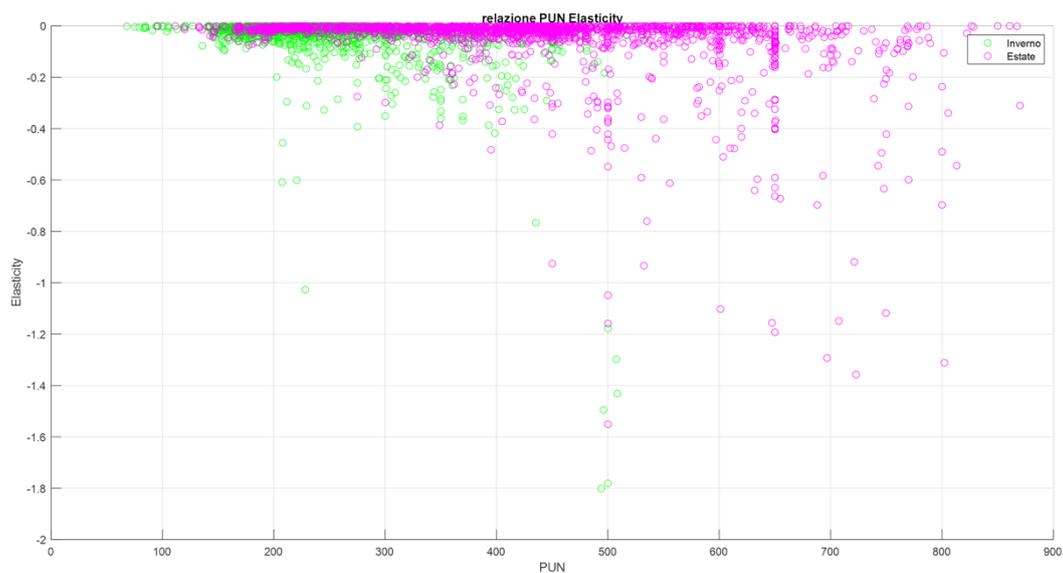


Figura 62 – Scatter plot confronto periodo estivo e invernale anno 2022

Per quanto riguarda i periodi estivo e invernale, durante l'estate è presente una dispersione molto elevata, e i valori del PUN sono decisamente più alti rispetto all'inverno, il cui grafico mostra una media più delineata, anche se presenta una coda a destra, e una maggiore concentrazione.

Dallo *scatter plot* si può osservare una situazione simile al 2021, anche se, in questo anno, i valori sono maggiormente disposti secondo una retta orizzontale; pertanto, la correlazione tra PUN ed elasticità è più debole.

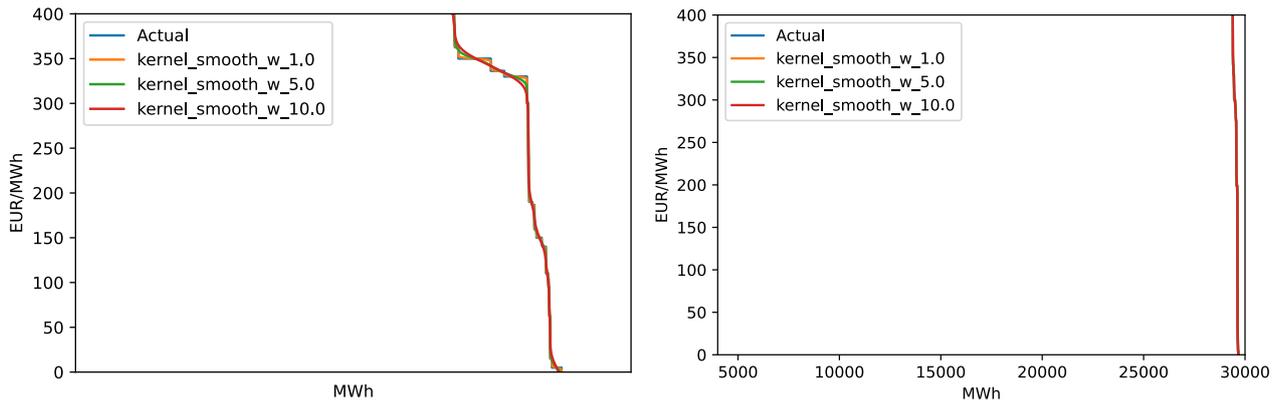


Figura 63 - Smoothing step-function per la domanda 2/5/2022 h15 (sinistra) e 2/10/2022 h20 (destra)

L'anno 2022 mostra un totale cambiamento rispetto agli anni precedenti. Infatti, in questo caso si può vedere come la curva della domanda sia decisamente più elastica, soprattutto nella parte iniziale dell'anno. Verso ottobre, invece, la curva assume quasi la forma di una retta verticale.

3.4.6 Significatività

Al fine di verificare la significatività della correlazione tra PUN ed elasticità, si è provveduto a eseguire il calcolo del “*p-value*” (p-valore) che, per valori prossimi allo 0 indica una stretta correlazione statistica tra i dati processati.

Si riscontra sempre una correlazione significativa; in tutti i casi la confidenza è superiore al 99.995%.

La Tabella 2 riporta la significatività dei valori nella correlazione presente tra PUN ed elasticità per i vari anni.

Anno	R	P
2018	-0.2494	2.73e-124
2019	-0.1058	3.0e-23
2020	-0.0496	3.4e-6
2021	-0.3584	7.46e-264
2022	-0.0431	5.38e-05

Tabella 2 – Significatività dei valori nella correlazione PUN/elasticità

I valori *P* hanno un range compreso tra 0 e 1, dove i valori prossimi a 0 corrispondono a una correlazione significativa in *R* e a una bassa probabilità di osservare l'ipotesi nulla.

Il coefficiente di correlazione (*R*) di due variabili casuali è una misura della loro dipendenza lineare. Se ogni variabile ha *N* osservazioni scalari, il coefficiente di correlazione di Pearson è definito come:

$$\rho(A, B) = \frac{1}{N - 1} \sum_{i=1}^N \left(\frac{A_i - \mu_A}{\sigma_A} \right) \left(\frac{B_i - \mu_B}{\sigma_B} \right) \quad (3.4.6 - 1)$$

dove μ_A e σ_A sono rispettivamente la media e la *deviazione standard* di *A*; invece, μ_B e σ_B sono la media e la *deviazione standard* di *B*.

In alternativa, è possibile definire il coefficiente di correlazione in termini di covarianza di *A* e *B*:

$$\rho(A, B) = \frac{cov(A, B)}{\sigma_A \sigma_B} \quad (3.4.6 - 2)$$

La matrice dei coefficienti di correlazione di due variabili casuali è la matrice dei coefficienti di correlazione per ogni combinazione di variabili a coppie:

$$\mathbf{R} = \begin{pmatrix} \rho(A, A) & \rho(A, B) \\ \rho(B, A) & \rho(B, B) \end{pmatrix}$$

(3.4.6 – 3)

Dato che A e B sono sempre direttamente correlati a loro stessi, le voci della diagonale sono solo 1, ovvero:

$$\mathbf{R} = \begin{pmatrix} \mathbf{1} & \rho(A, B) \\ \rho(A, B) & \mathbf{1} \end{pmatrix}$$

(3.4.6 – 4)

3.5 Sintesi analisi elasticità della domanda negli anni 2018-2022

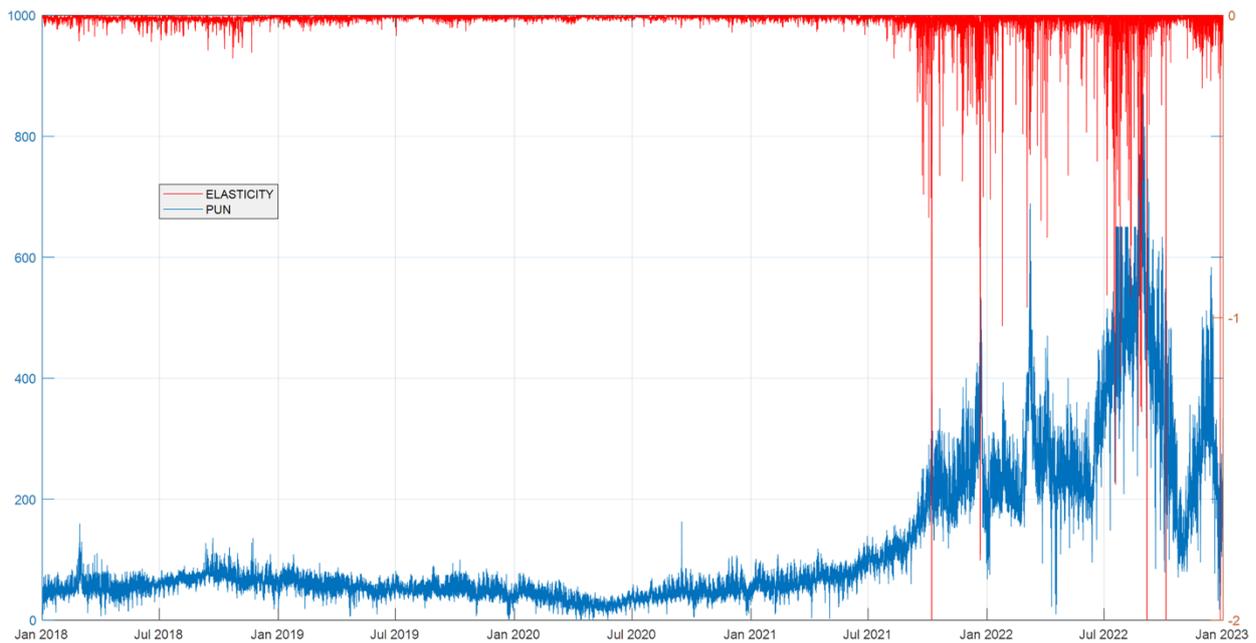


Figura 64 - Confronto elasticità/PUN anni 2018-2022

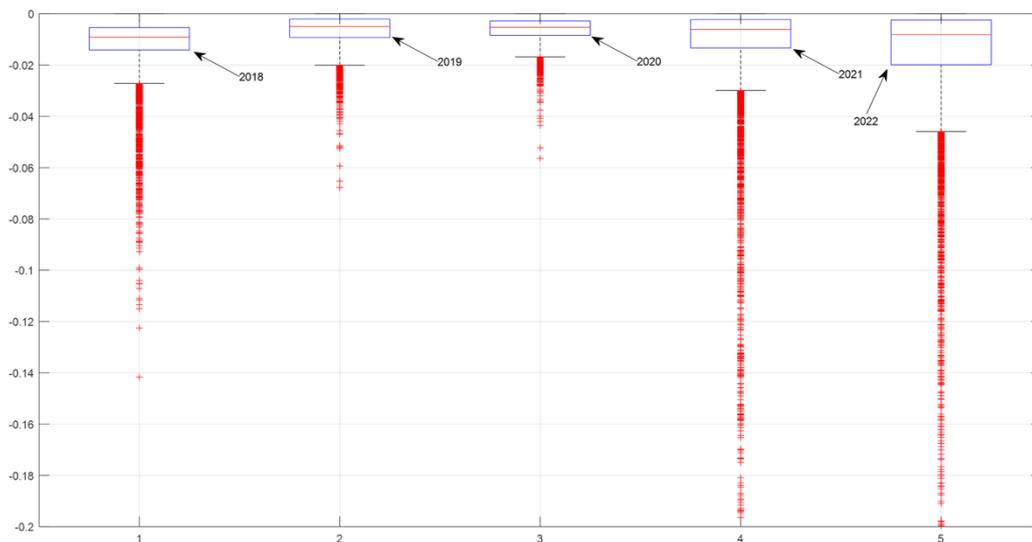


Figura 65 – box plot elasticità 2018-2022

La Figura 64 mostra l'andamento dell'elasticità e del PUN complessivo per tutti gli anni studiati. Il box plot (Figura 65) sintetizza invece il comportamento dell'elasticità nei 5 anni analizzati.

Da tale rappresentazione è possibile osservare come la variabilità del PUN e dell'elasticità sia rimasta sostanzialmente simile nell'arco dei 3 anni, con una progressiva riduzione del valore mediano

dell'elasticità. A partire dal 2021 si osserva invece un progressivo incremento dei valori del PUN e della relativa aleatorietà. A questo fenomeno corrisponde anche una maggiore variabilità dell'elasticità e un lieve rialzo del suo valor medio.

Si può osservare come il range interquartile (ovvero il 25% dei dati raccolti) si presenti, per ogni anno, con valori compresi tra 0 e -0,02. La distribuzione si presenta in tutti e cinque gli anni in modo asimmetrico, in quanto la linea mediana è leggermente sopra la metà del box fino all'anno 2020, per quanto riguarda gli anni 2021 e 2022, è possibile vedere in modo molto più chiaro tale asimmetria. Inoltre, la presenza di valori anomali, abbastanza presenti nell'anno 2018, diminuisce fino all'anno 2020; il 2021 presenta il maggior numero di valori anomali che possono essere osservati anche nel 2022.

È riportata in seguito una tabella riassuntiva delle grandezze statistiche significative:

	2018	2019	2020	2021	2022
<i>Minimo</i>	-0.1417	-0.06774	-0.05637	-2.032	-48.85
<i>Media</i>	-0.01222	-0.006592	-0.006268	-0.01692	-0.03802
<i>Mediana</i>	-0.009108	-0.004982	-0.005257	-0.0061	-0.008124
<i>Deviazione standard</i>	0.01224	0.006202	0.004794	0.06133	0.7059
<i>Range</i>	0.1417	0.06774	0.05637	2.032	48.85

Tabella 3 – grandezze statistiche associate alla elasticità anni 2018-2022

A conferma di quanto affermato, si nota che nel 2021 e 2022 i valori di elasticità raggiungono picchi di minimo notevolmente discosti dal valor medio, che invece si mantiene piuttosto contenuto; in particolare la *deviazione standard* del 2022 è pari a 0.7, contro valori molto più bassi degli anni precedenti.

4. Contratti *forward* e *futures* nei mercati elettrici

4.1 Contratti a termine

I contratti *forward* e *futures* sono una tipologia di contratti derivati, ovvero uno strumento finanziario il cui valore deriva da quello di un altro strumento o da una variabile finanziaria.

Questi contratti vengono utilizzati per copertura e speculazione. La prima si verifica quando si è esposti a un determinato rischio e ci si vuole tutelare nel caso in cui questo dovesse verificarsi. La seconda si verifica quando si vuole scommettere sulle variazioni future di prezzo di un bene o di un'attività finanziaria.

Sia i contratti *forward* che *futures* sono contratti a termine, ovvero nel momento di stipulazione del contratto viene fissato il pagamento che avverrà a una determinata data futura.

Le loro principali caratteristiche sono:

1. Indicazione dello strumento di debito che sarà scambiato nella data stabilita
2. La quantità dello strumento che sarà scambiata
3. Il prezzo dello strumento al momento in cui avviene lo scambio
4. La data in cui avverrà lo scambio

Si possono notare delle differenze per quanto riguarda i due:

- Contratti *forward*: sono contratti personalizzati, non standardizzati, che vengono scambiati sui mercati OTC (*Over The Counter*), quindi su mercati non regolamentati in cui le parti si accordano direttamente tra loro; in questo modo i termini del contratto possono essere stabiliti più liberamente. Il problema principale dei *forward* è legato al rischio di credito, infatti, non essendo un mercato regolamentato, è possibile che la controparte sia inadempiente. Un altro problema è la mancanza di liquidità: poiché i contratti sono personali ed estremamente specifici, può essere difficile trovare una controparte che si adegui alle condizioni dettate.

- Contratti *futures*: la differenza con i contratti *forward* è che sono standardizzati, quindi vengono scambiati nelle borse. Per risolvere il problema di liquidità e di rischio di credito legato ai contratti precedenti, i *futures* presentano delle caratteristiche standard, in questo modo le parti possono adeguarsi più facilmente alle condizioni previste e sono tutelate dal rischio di insolvenza grazie alla presenza della *clearing house* (cassa di compensazione e garanzia). Questa è una controparte complementare alla borsa che si comporta come un intermediario, in modo da garantire la sicurezza durante gli scambi: le parti devono infatti versare una somma al momento della stipulazione del

contratto che verrà aggiornata regolarmente in base all'andamento degli strumenti e, al termine, in caso di inadempienza, la parte danneggiata potrà rifarsi su questa.

Per quanto riguarda i mercati elettrici, esiste un'ulteriore differenza relativa alle dimensioni del contratto: i *forward* adottano solitamente multipli di 5MWh, i *futures* sono espressi in unità pari a 1MWh.

4.2 *Forward e futures nei mercati elettrici*

L'elettricità è un bene che non può essere immagazzinato, pertanto, l'unica consegna possibile è tramite una fornitura per un determinato periodo di tempo.

Per questo motivo, l'intero ciclo di vita di un contratto *forward* o di un *futures* standard sull'elettricità può essere suddiviso in un periodo di negoziazione (*trading period*) e un periodo di consegna (*delivery period*). A differenza dei casi tradizionali, la convergenza del prezzo dei *futures* verso lo *spot* non si verifica in questa situazione: alla fine del periodo di negoziazione, i prezzi dei *futures* scadono, ma il prezzo *spot* continua a cambiare per tutto il periodo di consegna.

La figura sottostante sintetizza le date e i periodi rilevanti necessari per stabilire un contratto *future*:

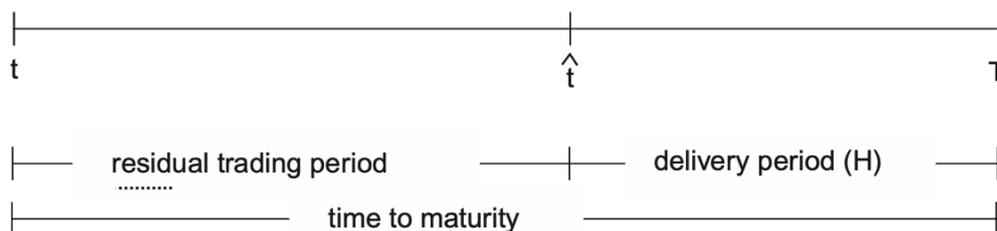


Figura 66 – quadro temporale di un contratto *future*

Le parti possono aprire posizioni su contratti *forward* e *futures* solo prima del periodo di consegna. Alla scadenza (T), cioè alla fine del periodo di consegna H (*delivery period* (H)), i contratti giungono al termine. Se è stata concordata la consegna fisica, il venditore adempie alla sua obbligazione fornendo la quantità di energia dovuta; se è stato concordato il pagamento in denaro, è possibile calcolare il *payoff*, il cui pagamento conclude il contratto.

I periodi di consegna H durano solitamente un mese, un trimestre o un anno. Ogni periodo H contiene un numero variabile di ore, a seconda del calendario.

Per misurare la lunghezza di un periodo viene utilizzato il numero di ore, quindi, ad esempio, il periodo di consegna di febbraio 2012 ha una lunghezza $\#(H = Feb - 2012) = 29 * 24 = 696$, mentre, febbraio 2013, $\#(H = feb - 2013) = 28 * 24 = 672$.

È importante sottolineare come, quando si parla di contratti *forward* e *futures* nei mercati elettrici, questi non dovrebbero essere considerati come dei contratti derivati.

L'argomento principale a sostegno di questa tesi è ancora una volta l'impossibilità tecnica di immagazzinare una quantità significativa di questa merce: quando non è possibile immagazzinare l'attività sottostante, le opportunità di arbitraggio sono escluse e quindi nulla può imporre che i prezzi dei *futures* coincidano con il prezzo a pronti (aggiustato per il tasso di interesse e la scadenza). I prezzi dei *futures* dell'elettricità sono soggetti solo all'equilibrio tra domanda e offerta come un bene primario standard.

Si faccia riferimento al prezzo *spot* dell'elettricità del giorno t come p_t e si assuma che sia calcolato come media aritmetica dei prezzi delle 24 ore:

$$p_t = \frac{1}{24} \sum_{h=1}^{24} p_{t,h}$$

(4.2 - 1)

La media aritmetica è il metodo standard per calcolare il prezzo indice giornaliero nella maggior parte dei mercati dell'energia elettrica di tutto il mondo, anche se esistono delle eccezioni (si veda a questo proposito *Falbo et al., 2010a*). Un altro indice rilevante nei mercati dell'elettricità è l'indice di picco del carico, che viene calcolato sulle ore di picco, di solito tra le 9.00 e le 20.00, solo per i giorni lavorativi.

Il prezzo stabilito in un contratto *futures* per la consegna di 1 MWh nel periodo H concordato il giorno t è definito prezzo *futures* ed è etichettato come $f_{t,H}$. Come già accennato, nella maggior parte dei casi, in un contratto *futures*, alla fine del periodo di negoziazione le parti concordano di non regolare il loro contratto attraverso la consegna fisica, ma preferiscono un regolamento in denaro. In entrambi i casi, il profitto (o la perdita) è calcolato come la differenza tra il prezzo medio dell'elettricità e $f_{t,H}$ osservato durante H . In particolare, prendendo in considerazione che il prezzo medio ex post dell'elettricità del periodo H (\bar{p}_H), sia uguale a:

$$\bar{p}_H = \frac{1}{\#(H)} \sum_{(t,h) \in H} p_{t,h}$$

(4.2 - 2)

il *payoff* di un contratto *futures* stabilito al tempo t per il periodo H è:

$$y_{\tau,H} = y_{T(H)-t,H} = \bar{p}_H - f_{t,H}$$

(4.2 - 3)

dove $\tau = T(H) - t$ è il tempo alla scadenza - cioè il numero di giorni che intercorrono tra l'ultima data di consegna del periodo H (ovvero $T(H)$) e t . τ non può mai essere inferiore alla durata di H .

Questo *payoff* è, a volte, indicato come premio per il rischio, anche se non si concorda su questa definizione. In effetti, in assenza di un'ipotesi significativa per differenziare gli acquirenti dai venditori, da un punto di vista finanziario, in un contratto *future* entrambe le parti hanno una posizione simmetrica senza alcun trasferimento esplicito di rischio da una parte all'altra.

4.3 Problematiche relative alla determinazione dei prezzi dei contratti

L'elettricità non è una risorsa accumulabile nel tempo, è un flusso: viene prodotta e consumata istantaneamente, senza poter essere immagazzinata.

Queste peculiarità rendono difficile riuscire a stabilire i prezzi dei contratti *forward* e *futures*; infatti, la valutazione dei prezzi futuri non può essere realizzata con i modelli tradizionali applicati alle materie prime e ai prodotti finanziari poiché l'approccio al costo di trasporto e di immagazzinaggio – usati solitamente per eliminare le opportunità di arbitraggio – non può essere applicato a questo contesto. D'altra parte, però, l'inelasticità della domanda e l'incertezza dell'offerta - unite all'impossibilità di conservazione - rendono l'elettricità il bene scambiato più volatile.

In seguito a queste problematiche, il meccanismo alla base della decisione dei prezzi futuri è estremamente importante, infatti i partecipanti al mercato dell'elettricità sono consapevoli dell'importanza e della necessità di riuscire a gestire il rischio in modo ottimale.

È inoltre importante capire la natura della discrepanza tra prezzi futuri e prezzi *spot* attesi (ovvero il cosiddetto premio per il rischio), anche se al momento non è ben chiara.

Sono riportati in seguito alcuni studi condotti su *forward* e *futures* e la loro relazione con i mercati elettrici *spot*.

L'approccio classico sui prezzi dei *futures* delle materie prime è presente in *Fama e French* (1987), dove è correlato alla “*theory of storage*” (teoria dello stoccaggio) ed è legato ai costi derivanti dalla detenzione degli inventari.

In questa teoria, gli operatori possono compensare la loro posizione nei contratti *forward* detenendo scorte lunghe o corte dei beni. Pertanto, i prezzi previsti per la consegna, che avverrà in una data futura, dipendono dal prezzo attuale dei beni maturato dal rendimento di convenienza, che tiene conto del valore aggiuntivo atteso dell'inventario.

Un approccio differente si basa sulla “*expectation theory*” (teoria delle aspettative), per ottenere la modellazione dei prezzi di *forward* e *futures*. Il prezzo *forward* di un bene è individuato come il

prezzo *spot* atteso dal bene sottostante durante il periodo di consegna, al quale viene sommato un premio per il rischio che serve a compensare i produttori per aver scelto l'incertezza al posto di un prezzo fisso (definito anche *hedging pressure*).

Nonostante si sostenga che queste due teorie non si escludano a vicenda, la teoria delle aspettative è il punto di partenza di molti modelli di prezzo a termine dell'elettricità. Infatti, poiché l'elettricità non può essere conservata, è più conveniente affidarsi alla teoria delle aspettative piuttosto che alla teoria dello stoccaggio.

Bessembinder e Lemmon (2002) hanno sviluppato un modello di equilibrio per i prezzi *forward* dell'elettricità basato sull'ipotesi che sia la domanda sia l'offerta siano avverse al rischio e che l'elettricità non possa essere immagazzinata.

Il prezzo a termine dell'energia elettrica viene utilizzato come previsione ribassista del prezzo *spot* futuro, se la domanda di energia elettrica prevista è bassa e il rischio di domanda è moderato. In base alla diversa avversione al rischio dei produttori e dei rivenditori nel mercato *spot*, i premi di mercato rivelati dovrebbero emergere come costi netti di copertura. Inoltre, la differenza tra il prezzo a termine e il prezzo a pronti realizzato (che è il modo standard di definire il premio per il rischio) diminuisce con la varianza anticipata dei prezzi a pronti e aumenta con l'asimmetria anticipata dei prezzi a pronti. Infine, poiché l'energia elettrica è un bene derivato - ovvero i prezzi di mercato sono spesso fissati dalle tecnologie che convertono il gas o il carbone in energia - si discute se gran parte dei premi per l'energia elettrica possa essere legata effettivamente alle scorte di combustibile.

Lucia e Torrò (2011) hanno analizzato empiricamente la relazione tra i prezzi a termine e a pronti per quanto riguarda i contratti *futures* a breve termine della *Nordic Power Exchange (Nordpool)*.

Sono state trovate delle prove significative di una deviazione dai *futures* e dagli *spot* sottostanti, la cui significatività e dimensione varia stagionalmente e in base al livello dei bacini idroelettrici.

Douglas e Popova (2008) e, in seguito, *Bloys van Trasloug e Huisman (2010)* hanno svolto studi per trovare una relazione tra il premio a termine sull'elettricità e le scorte di gas.

Huisman e Kilic (2012) hanno esaminato in che misura i prezzi a termine dell'elettricità contengano un premio di rischio atteso o siano in grado di prevedere i prezzi a pronti e se ciò possa dipendere dal tipo di fornitura di elettricità. I ricercatori hanno riscontrato premi per il rischio variabili nel tempo nel mercato olandese, ma non nel *Nordpool (Nordic Power Exchange)*, concludendo quindi che lo stesso modello non possa essere applicato a tutti i mercati dell'elettricità.

Botterud et al. (2010) hanno analizzato i prezzi a pronti e a termine *Nordpool* e hanno scoperto che i prezzi a termine tendono a essere più alti di quelli a pronti. In seguito ai loro studi, sono giunti alla conclusione che le differenze tra domanda e offerta in termini di preferenze per il rischio e la capacità di trarre vantaggio dalle variazioni di prezzo a breve termine, possono contribuire a spiegare la relazione osservata tra i prezzi a termine e quelli a pronti.

Bunn e Chen (2013) si sono concentrati sul problema relativo a trovare ex post la stima del premio ex ante per il rischio. Hanno adottato un modello che tiene conto di diverse fonti di rischio, come il rischio statistico, il rischio fondamentale e il rischio comportamentale.

Infine, *Pietz* (2009) ha analizzato i prezzi dei *futures* sul mercato tedesco *EEX* (*European Energy Exchange*), adottando una prospettiva ex post, e ha trovato la presenza di premi per il rischio significativi e positivi nei *futures* a uno e tre mesi.

4.4 Mercati Elettrici

Il processo di ristrutturazione del settore elettrico, in molti paesi del mondo, è stato accompagnato dall'apertura di mercati competitivi dell'elettricità a pronti. Prima della deregolamentazione, i prezzi dell'elettricità erano abbastanza stabili, invece, in seguito alla deregolamentazione e all'introduzione della concorrenza nei mercati dell'elettricità all'ingrosso e al dettaglio, i prezzi di quest'ultima sono diventati tra i più volatili rispetto a qualsiasi altra merce scambiata.

Negli ultimi anni è nato un dibattito sull'efficienza informativa dei diversi tipi di mercati finanziari. I mercati dell'elettricità sono rimasti fuori da questo per molto tempo, poiché la loro liberalizzazione è avvenuta più tardi (sia negli Stati Uniti che nei Paesi dell'UE) rispetto ad altri mercati di materie prime più tradizionali.

In base ad analisi empiriche condotte, è stato visto come i mercati dell'energia elettrica abbiano migliorato notevolmente la loro efficienza dopo la liberalizzazione (si veda ad esempio *Mansur e White*, 2012). Più nello specifico, prendendo in considerazione i mercati a termine dell'energia elettrica, la letteratura è meno sviluppata. Un esempio è il lavoro di *Feng et al.* (2007) che si concentra sul mercato a termine *Nordpool* dei paesi nordici europei.

I prezzi dell'elettricità sono solitamente suddivisi in prezzi del carico di base e del carico di punta, a seconda dell'ora del giorno. Prendendo come esempio Stati Uniti, si può osservare come le ore di picco si verificano solitamente nel pomeriggio, soprattutto durante i mesi estivi, quando il carico dell'aria condizionata è elevato. Queste possono anche verificarsi la sera dopo l'orario di lavoro, quando gli elettrodomestici sono molto utilizzati. Le ore di carico di base (fuori picco) e di picco, quindi, variano da paese a paese, in base al profilo della domanda. Gli impianti per il carico di base sono utilizzati durante le ore di carico di base e producono energia a un tasso costante, di solito a un costo basso rispetto ad altri impianti di produzione disponibili per il sistema. Esempi di impianti per il carico di base che utilizzano combustibili non rinnovabili sono gli impianti nucleari e a carbone. Le centrali di picco, al contrario delle precedenti, sono centrali elettriche che, di solito, entrano in funzione solo nei momenti di picco della domanda di elettricità.

Poiché forniscono energia solo occasionalmente, l'elettricità viene fornita a un prezzo per chilowattora molto più alto rispetto a quello del carico di base. Le centrali di picco sono generalmente turbine a gas che bruciano gas naturale.

I mercati dell'elettricità sono locali, nonostante la capacità di produzione e di trasmissione dell'energia sia stata ampliata nel corso degli anni e la trasmissione di energia tra paesi sia diventata più comune. Inoltre, in base ai diversi fattori produttivi utilizzati, i prezzi possono variare notevolmente da un paese all'altro. Ad esempio, in Francia la produzione del carico di base è assicurata dalle centrali nucleari, che sono tra le fonti di energia più economiche; invece, nei paesi nordici, la maggior parte del fabbisogno energetico è soddisfatto dalle centrali idroelettriche. Per quanto riguarda altri paesi, in Polonia e in Germania è utilizzato il carbone, mentre in Italia il petrolio e il gas.

A partire dal 2006, c'è stata una forte crescita della produzione rinnovabile - prevalentemente fotovoltaica ed eolica - che ha cambiato lo scenario precedentemente esistente: si è verificata una diminuzione dei prezzi sia nelle ore di punta (grazie al fotovoltaico) sia nelle ore non di punta (grazie all'eolico).

Come già trattato in precedenza, nel MGP (Mercato del giorno prima) - che è considerato il mercato *spot* dell'energia elettrica - il meccanismo di fissazione dei prezzi *spot* dell'energia elettrica è regolato da un'asta. I produttori di energia elettrica presentano offerte per ogni unità di produzione. Le offerte di prezzo/capacità vengono utilizzate per costruire un "ordine di merito" delle unità di generazione, ossia una curva di offerta del mercato, soggetta ai costi e ai vincoli di trasmissione. L'intersezione della curva di offerta del mercato con la domanda stimata determina il "prezzo marginale del sistema"

(SMP), cioè il prezzo *spot*, per ogni ora. Il prezzo di formazione è solitamente considerato come l'offerta dell'impianto più costoso necessario in quel momento. Pertanto, il generatore con il costo marginale più elevato determina il prezzo.

La caratteristica che rende unica l'elettricità è che non può essere immagazzinata: non può essere stoccata nei magazzini come la maggior parte delle merci; quindi, in qualsiasi momento la domanda deve essere soddisfatta dall'elettricità prodotta. I prezzi dell'elettricità sono dunque determinati principalmente dalla domanda e dall'offerta *spot*. Le fluttuazioni dei prezzi sono il risultato delle fluttuazioni del costo marginale.

Per quanto riguarda la domanda, la richiesta di energia elettrica fluttua quotidianamente, in base alle ore di punta o meno, di giorno e di notte. La domanda è altamente locale e varia in base non solo ai diversi paesi, ma anche in base alle diverse aree di uno stesso paese. Inoltre, fino a qualche anno fa, la domanda di energia elettrica nel mercato a breve termine è sempre stata piuttosto anelastica e non poteva essere soddisfatta attraverso lo smaltimento delle scorte. Pertanto, *shock* inattesi della domanda dovuti, ad esempio, a condizioni meteorologiche estreme (giornate particolarmente fredde o calde) o a un fabbisogno aggiuntivo di energia elettrica (tipicamente le festività natalizie), provocavano uno spostamento verso l'alto della curva domanda-offerta.

Dal punto di vista dell'offerta, i costi di produzione variano sostanzialmente tra i diversi tipi di impianto: a un estremo, sono presenti vento, sole ed energia idroelettrica che presentano un costo prossimo allo zero, al contrario, le turbine a gas hanno un costo più elevato.

Quando si verifica un aumento della domanda, si deve ricorrere a impianti più costosi e le interruzioni impreviste o nella trasmissione provocano uno spostamento della curva domanda-offerta verso l'alto, di conseguenza i prezzi crescono velocemente; questo porta alla possibilità che si verifichino improvvisi picchi di prezzo.

Il problema dello “*storage limitation*” (limitazione dell'immagazzinamento) ha come conseguenza un'estrema volatilità dei prezzi *spot* ogni giorno; pertanto, il mercato elettrico è più volatile dei mercati finanziari.

Un altro fattore che contribuisce a questo andamento dei mercati è la stagionalità: come si è potuto vedere già dai grafici del Capitolo 3, sono presenti andamenti diversi durante il giorno – dove sono presenti ore di punta e ore non di punta -, durante la settimana, durante le stagioni fredde e calde.

Ad esempio, nelle serie finanziarie “tradizionali” la volatilità è uguale circa al 10-20% dei prezzi medi, nelle materie prime questa cifra può raggiungere l'80-100% e, per alcuni prezzi dell'elettricità,

il 300-450%. Sono stati proposti vari modelli per studiare le caratteristiche dei prezzi *spot* tenendo conto della stagionalità, dell'alta volatilità e della *mean reversion* (regressione verso la media). Tra i vari studi condotti, possono essere citati *Mayer et al.* (2011), *Geman e Roncoroni* (2006), *Geman* (2005), *Deng* (2000), *Eydeland e Geman* (1999) e *Wolak* (1997).

La Tabella 4, riportata in seguito, riassume sinteticamente le principali differenze tra il mercato dell'elettricità e quello finanziario (*Falbo et al.*, 2010a).

Problema	Mercati finanziari	Mercati elettrici
Maturità del mercato	Diversi decenni	Relativamente nuovo
Attività di mercato (liquidità)	Alto	Basso
Impatto dello stoccaggio	Basso	Alto
Impatto degli eventi meteorologici	Basso	Molto alto
Impatto della stagionalità	Basso	Molto alto
Impatto dei cicli economici	Alto	Alto

Tabella 4 - Principali differenze tra mercati finanziari e mercati dell'elettricità

4.5 Perché si deve ricorrere a *forward* e *futures* nei mercati elettrici

I fornitori di energia elettrica devono tenere conto di due rischi principali: l'incertezza dei prezzi *spot* e quella relativa ai costi di produzione. La gestione del rischio può essere molto impegnativa per i produttori di energia elettrica, a causa della volatilità dei prezzi e dei rischi legati alla produzione.

I produttori, per tutelarsi, cercano la certezza dei costi e dei ricavi attraverso pratiche di copertura, contrattazione e *trading* attivo.

Le società di commercializzazione dell'energia elettrica, invece, vendono sia alle *utility* che ai consumatori al dettaglio, spesso attraverso contratti bilaterali fissi a medio termine in cui affrontano il rischio di riacquistare l'elettricità sul mercato *spot*.

I gestori di servizi di pubblica utilità acquistano elettricità e la vendono ai consumatori; spesso acquistano a prezzi fissi e affrontano il rischio di acquistare a prezzi superiori a quelli correnti al momento della consegna.

In aggiunta a questi problemi, un obiettivo tradizionale ed esplicito della regolamentazione delle *utility* è stato quello di stabilizzare i prezzi al dettaglio, anche se oggi i prezzi dell'elettricità sono volatili. Questo vincolo introduce un'ulteriore fonte di incertezza per i produttori e i commercianti, poiché non c'è flessibilità per adeguare i costi ai prezzi di vendita finali.

L'intero settore, dai produttori ai consumatori, è esposto al rischio. Questa esposizione incontrollata ai rischi dei prezzi di mercato può portare a conseguenze devastanti per coloro che partecipano al mercato.

Per citare un esempio storico importante, la crisi elettrica californiana del 2000/2001 è in gran parte attribuita al fatto che le principali società di servizi non fossero adeguatamente coperte da contratti di fornitura a lungo termine.

In aggiunta a questo, gli insegnamenti tratti dai mercati finanziari, in seguito alle più importanti crisi, suggeriscono che i derivati finanziari - se ben compresi e correttamente utilizzati - sono utili per la condivisione e il controllo dei rischi indesiderati attraverso strategie di copertura adeguatamente strutturate (Deng e Oren, 2006).

Pertanto, come forma di tutela, gli strumenti derivati per la copertura della volatilità sono essenziali nei mercati dell'elettricità.

I *forward* e i *futures* sull'energia elettrica possono aiutare i produttori, i consumatori e gli operatori di mercato a gestire la volatilità, ma introducono anche rischi propri. Tra le altre fonti di rischio, in Falbo et al. (2010a) viene descritto l'effetto controproducente sulle strategie di copertura di un indice

dei prezzi *spot* mal progettato. Un modo usuale per tutelarsi nei confronti dell'incertezza dei prezzi nei mercati elettrici è la sottoscrizione di contratti a termine. In realtà, dai dati si può vedere come meno del 5% dell'intera energia elettrica europea venga scambiata sui mercati *spot* (*Wu et al.*, 2002; *Routledge et al.*, 2000), infatti, poiché i *forward* consentono di vendere la produzione in anticipo a un determinato prezzo, ma non coprono dalla volatilità del costo del combustibile, il rischio totale può essere ridotto vendendo anche sul mercato *spot* (*Falbo et al.*, 2010b).

I primi contratti *futures* sull'elettricità sono stati emessi nel marzo del 1996 dal *New York Mercantile Exchange* (NYMEX), ed erano i contratti *California-Oregon Border* (COB) e *Palo Verde* (PV). Attualmente, i contratti *futures* sono negoziati in quasi tutti i mercati elettrici in Europa e negli Stati Uniti. I *futures* tedeschi/austriaci e francesi sono negoziati nel mercato EEX (*European Energy Exchange*).

La *Nordic Power Exchange* (*Nordpool*), la prima borsa multinazionale per il commercio di energia elettrica, è nata nel gennaio 1996 e in questa vengono negoziati contratti *spot* e *futures*.

Infine, la *Borsa di Singapore* (SGX) sta sviluppando il primo mercato asiatico dei *futures* sull'elettricità, il cui lancio è avvenuto il 31 ottobre 2015.

4.6 Analisi sui *futures electricity prices*

Per comprendere al meglio i *futures* nei mercati elettrici, è stata condotta un'analisi su tre paesi europei: Italia, Francia e Germania. Partendo dal 2018 fino al 2022, le previsioni sui *futures* relative a un mese prima (M-1), tre mesi prima (M-3), sei mesi prima (M-6) e un anno prima (Y-1) sono state confrontate, per ogni paese, con il corrispondente prezzo *spot* medio, in modo da verificare se le predizioni fossero veritiere o meno. È stato preso in considerazione sia il *base load* (fornitura di energia costante per ogni ora) che il *peak load* (presente solo nelle ore dalle 8.00 alle 20.00).

Inoltre, alla fine di ogni sotto capitolo dedicato a una nazione, saranno presenti delle Tabelle riassuntive contenenti *deviazione standard* e *mean error*.

La prima è utilizzata per capire l'accuratezza della previsione dei *futures* e segue la seguente formula:

$$DevStd_{nazione,maturità,anno} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{12} (Actual_{nazione,i} - Futures_{maturità,i})^2}{12}} \quad (4.6-1)$$

Con

- *Nazione* = Francia, Germania o Italia
- *Maturità* = M-1, M-3, M-6, Y-1
- *Anno* = 2018, 2019, 2020, 2021, 2022
- *i* = mesi dell'anno in esame

Il *mean error*, invece, serve a indicare la tendenza alla sovrastima o alla sottostima dei *futures*; viene calcolato nel seguente modo:

$$ME_{nazione,maturità,anno} = \frac{\sum_{i=1}^{12} (Actual_{nazione,i} - Futures_{maturità,i})}{12} \quad (4.6-2)$$

Con

- *Nazione* = Francia, Germania o Italia
- *Maturità* = M-1, M-3, M-6 o Y-1
- *Anno* = 2018, 2019, 2020, 2021 o 2022
- *i* = mesi dell'anno in esame

4.6.1 Francia

Osservando i grafici relativi alla Francia, appare subito evidente come, per l'anno 2018, i prezzi relativi all'elettricità siano aumentati a partire da maggio. Per quanto riguarda il *base load*, tale *trend* di incremento non è stato parzialmente intercettato a livello annuale, mentre i dati M-3 e M-1 hanno sovrastimato il prezzo *spot*.

Anche i *peak load* presentano un andamento simile ai *base load*, la differenza risiede nella minore contrattazione di tali prodotti; infatti, fino a maggio e per i mesi di agosto, ottobre e novembre non sono presenti dati M-3, tra luglio e ottobre, invece, non possono essere osservati dati Y-1. Come per il caso precedente, non sono presenti previsioni per M-6.

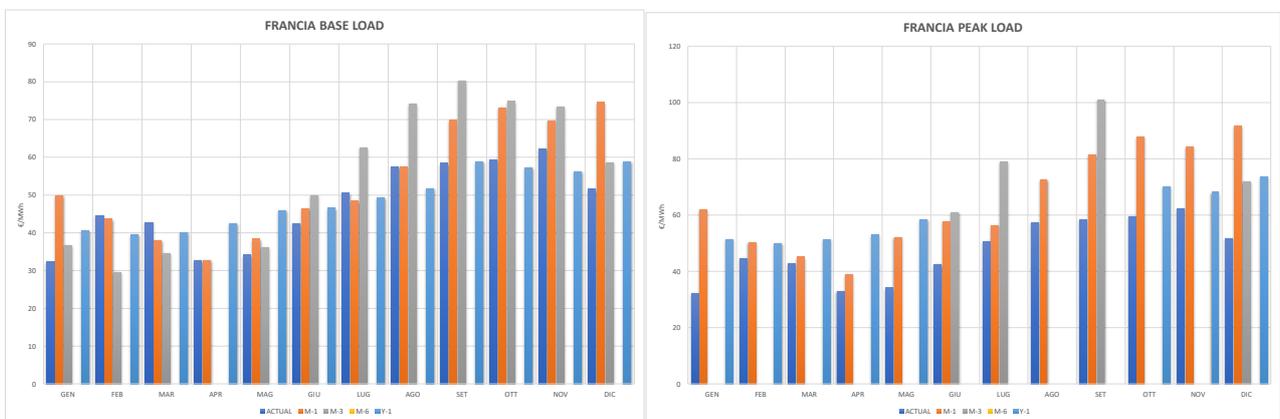


Figura 67 - Istogramma base load Francia 2018 e Figura 68 – Istogramma peak load Francia 2018

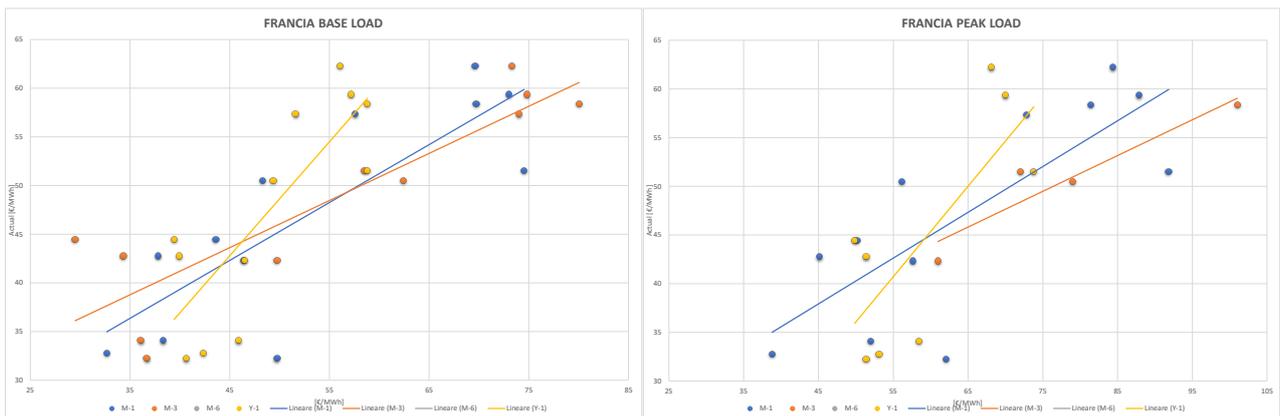


Figura 69 – Scatter plot Base load Francia 2018 e Figura 70 – Scatter plot peak load Francia 2018

Le previsioni relative all'anno 2019 sono meno precise rispetto a quelle dell'anno 2018, il che è intuitivo considerando che nel Capitolo 3 era stato evidenziato come questo anno avesse presentato un comportamento diverso dagli altri in termini di prezzi sui mercati *spot*.

Nel *base load*, i prezzi dei *futures* in M-1 sono molto diversi dall'*actual* per quanto riguarda gennaio e i mesi finali dell'anno (mentre approssimano in modo sufficientemente accurato il consuntivo nei mesi centrali). I dati M-3 presentano una tendenza alla sovrastima, mentre i valori dei *futures* in Y-1 sono sostanzialmente costanti nei vari mesi, non cogliendo la dinamica dei prezzi osservata. M-6 è presente solamente nel mese di giugno, ma ha un valore troppo alto.

Nel *peak load*, tutte le previsioni presentano dei valori molto più elevati dell'*actual*.

È interessante osservare come, in entrambi i casi, non siano presenti previsioni per i mesi di luglio e agosto.

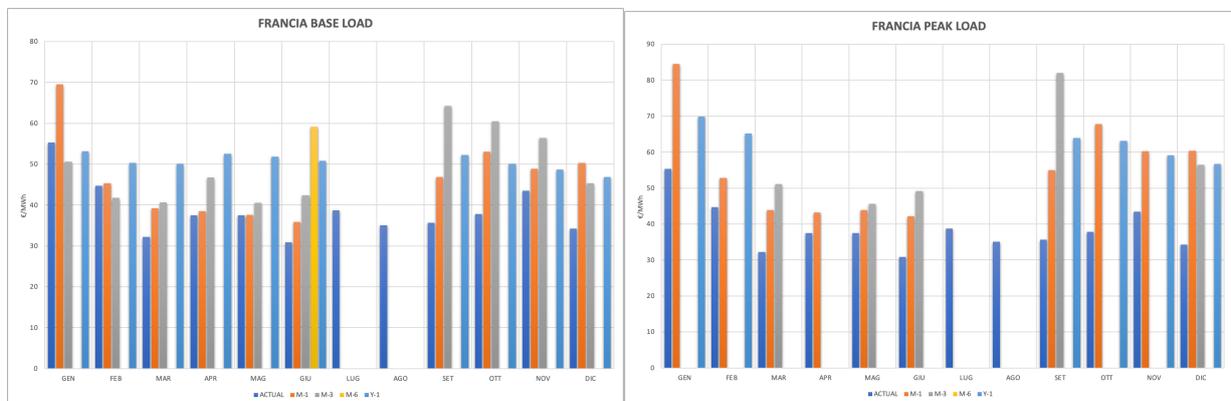


Figura 71 - Istogramma base load Francia 2019 e Figura 72 - Istogramma peak load Francia 2019

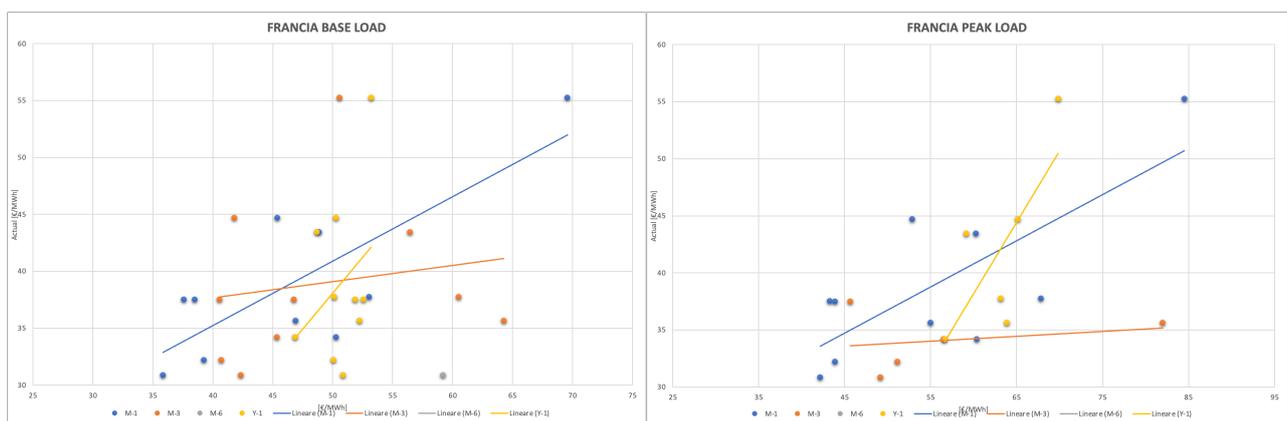


Figura 73 - Scatter plot base load Francia 2019 e Figura 74 - Scatter plot peak load Francia 2019

Il 2020 è stato caratterizzato dalla pandemia di COVID-19, pertanto, si può notare da subito come le previsioni per quest'anno siano, di conseguenza, poco accurate, soprattutto nella parte iniziale dell'anno, quando il virus ha avuto maggiore effetto sul mondo intero.

In Francia, le previsioni condotte l'anno precedente (Y-1) sono simili a quelle del 2019 e rimangono più o meno costanti per tutto l'anno, infatti, prima del 2020, il prezzo dell'elettricità era sempre stato abbastanza stabile.

Per quanto riguarda il *base load*, le previsioni condotte con tre mesi d'anticipo (M-3) e con uno (M-1) mostrano una tendenza alla sovrastima progressivamente corretta con l'avvicinarsi al tempo di consegna soprattutto nel periodo compreso tra maggio e settembre (ovvero la sovrastima in M-1 è apprezzabilmente minore rispetto a quella di M-3).

Il *peak load* presenta, ancora una volta, un numero minore di previsioni: solo per i mesi di ottobre e novembre sono presenti contratti Y-1 e solo per il mese di luglio si può osservare un M-3.

I prezzi previsti da M-1 sono più alti rispetto all'*actual*, eccezion fatta per il mese di marzo, in cui si può osservare una situazione opposta.

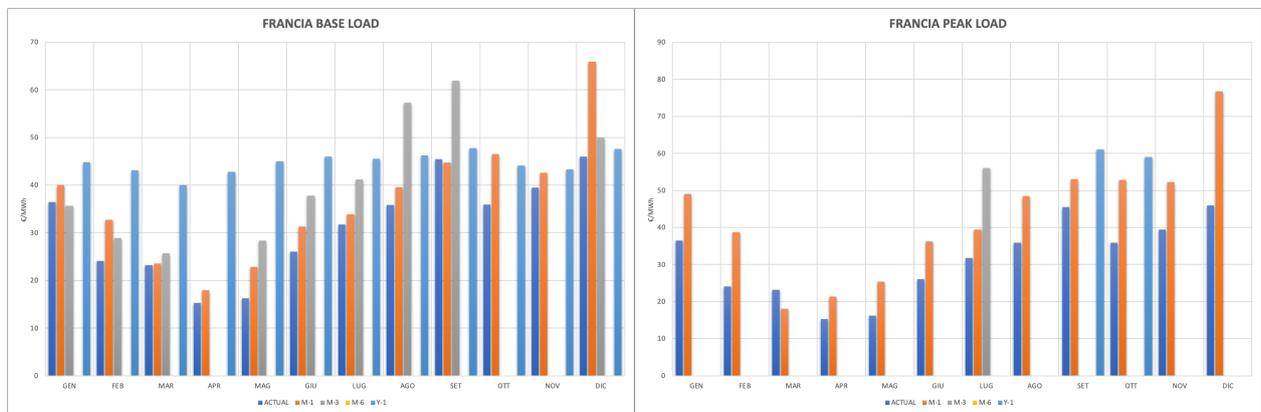


Figura 75 - Istogramma base load Francia 2020 e Figura 76 - Istogramma peak load Francia 2020

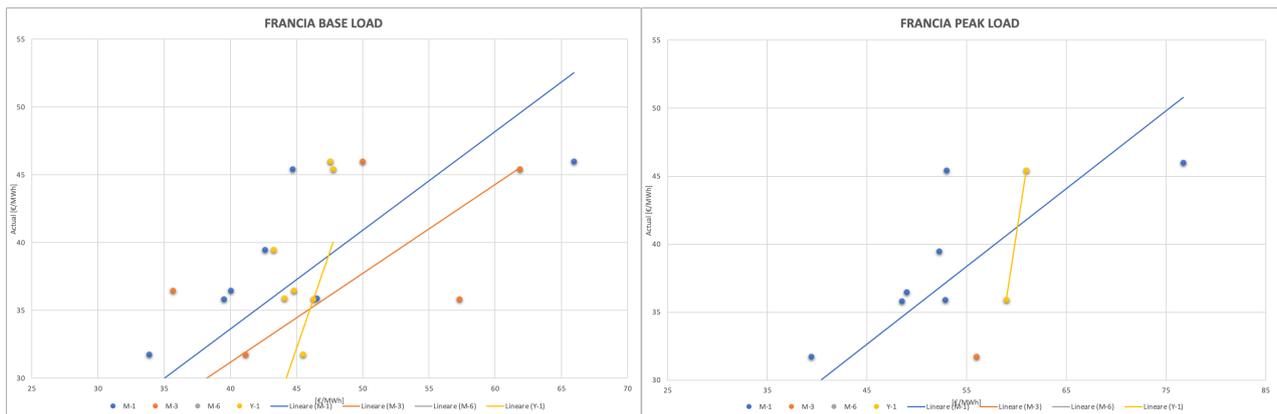


Figura 77 - Scatter plot base load Francia 2020 e Figura 78 - Scatter plot peak load Francia 2020

Nel 2021 si è verificato un andamento crescente dei prezzi dell'energia, in seguito all'incremento dei prezzi delle commodities osservato al termine della pandemia.

Nel *base load* della Francia tutte le stime relative all'inizio dell'anno sono molto precise mentre, a partire da metà anno (quando si verifica l'aumento crescente dei prezzi), i *futures* esprimono un valore crescita, cogliendo il *trend* osservato, ma con un apprezzabile sovrastima.

Per quanto riguarda il *peak load*, le previsioni di M-1 sono molto vicine all'*actual*. Non sono presenti previsioni di M-1 per i mesi di aprile, ottobre e novembre.

Per gli ultimi tre mesi dell'anno le previsioni condotte l'anno precedente sono molto precise, anche se leggermente più basse; invece, M-3 per novembre e M-1 per dicembre presentano delle stime eccessivamente elevate, che richiamano quelle del *peak load*.

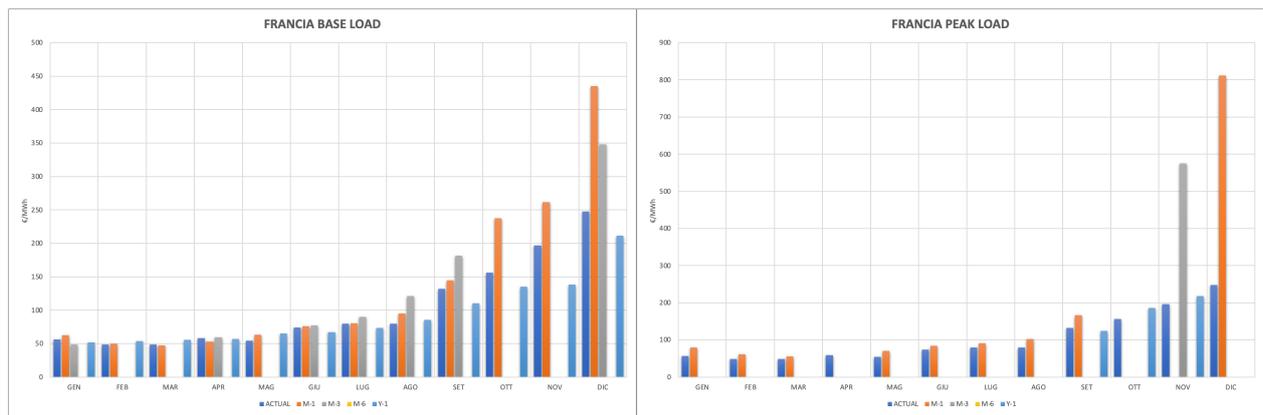


Figura 79 - Istogramma base load Francia 2021 e Figura 80 - Istogramma peak load Francia 2021

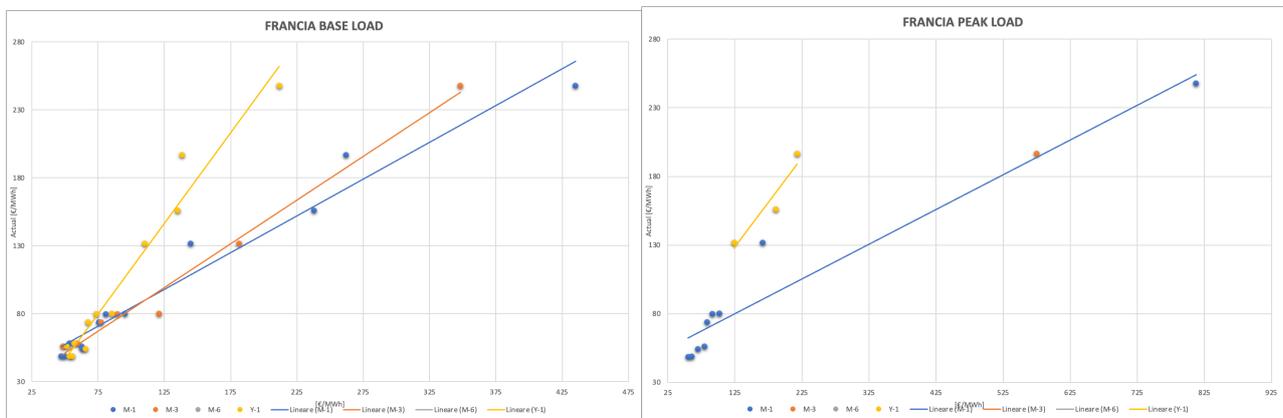


Figura 81 - Scatter plot base load Francia 2021 e Figura 82 - Scatter plot peak load Francia 2021

Da un primo sguardo ai grafici, si può subito osservare come l'andamento del 2022 sia estremamente diverso rispetto a quelli precedenti, anche in termini di valori assoluti registrati: i prezzi dell'elettricità sono infatti ulteriormente saliti a valle dello scoppio del conflitto tra Russia ed Ucraina.

Nel *base load* della Francia, i *futures* (almeno in M-1) sono stati in grado di intercettare il *trend* dei prezzi osservato nei mesi tra febbraio e maggio. A partire da giugno invece si osserva una tendenza a una sovrastima che diviene apprezzabile soprattutto a partire da settembre, quando il prezzo *spot* è poi disceso rispetto al picco registrato ad agosto 2023.

Il *peak load* mostra come le previsioni non siano state adeguate, soprattutto a partire da metà anno; inoltre, non sono presenti stime per ottobre, novembre e dicembre.

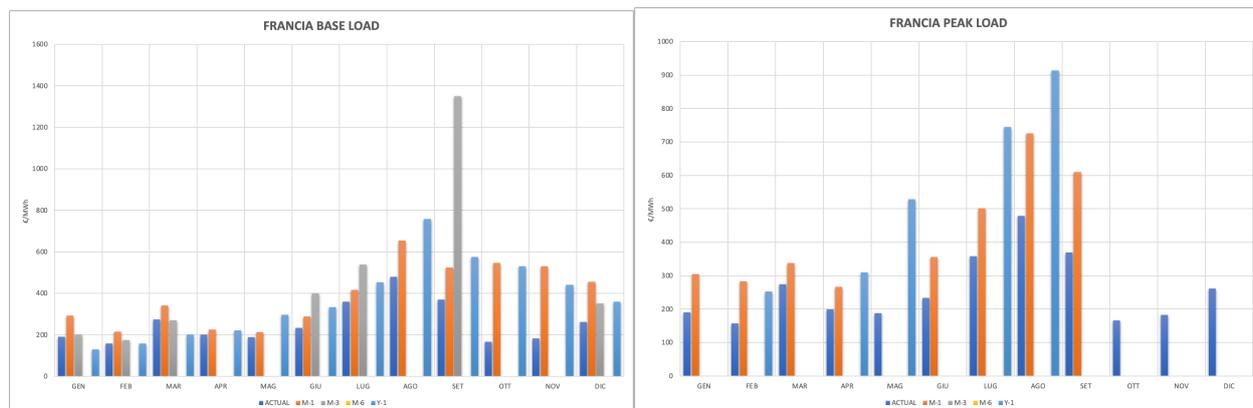


Figura 83 - Istogramma base load Francia 2022 e Figura 84 - Istogramma peak load Francia 2022

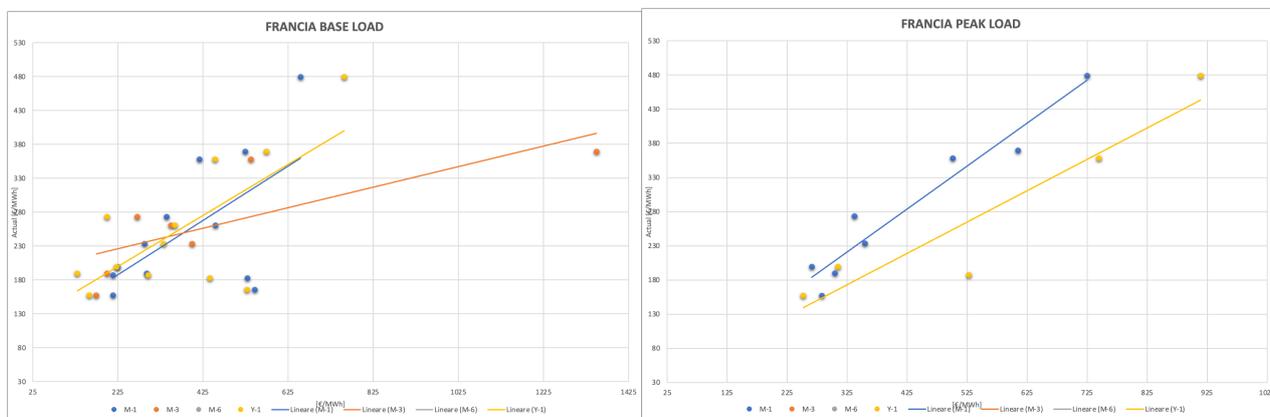


Figura 85 - Scatter plot base load Francia 2022 e Figura 86 - Scatter plot peak load Francia 2022

I dati riportati nelle Tabelle 5 e 6 fanno riferimento alla *deviazione standard* del *base load* e del *peak load* in Francia.

Per quanto riguarda la prima, si può osservare come, per i primi tre anni, le previsioni siano abbastanza precise, invece, a partire dal 2021, si possono notare dei forti scostamenti, in particolare nell'ultimo anno. Inoltre, i dati in M-1 sono (come nelle attese) più accurati rispetto a quelli in M-3, mentre quelli in Y-1 sono in media più vicini al consuntivo dei *futures* su base mensile.

BASE LOAD					
FRANCIA	2018	2019	2020	2021	2022
M-1	10,28618	8,780801	7,669353	62,25693	178,7255
M-3	15,12283	12,76027	18,77295	84,23723	341,0714
M-6		8,171134			
Y-1	6,346655	12,23586	16,03285	22,30669	175,0428

Tabella 5 – Deviazione standard base load Francia

Anche i dati relativi al *peak load* presentano una maggiore variabilità negli ultimi due anni, anche se, in questo caso, è possibile vedere come si verifichi un maggiore scostamento nel 2021 rispetto al 2022.

PEAK LOAD					
FRANCIA	2018	2019	2020	2021	2022
M-1	20,91667	17,06232	13,83797	163,7709	126,2427
M-3	16,82016	16,83067	7,001214	109,1932	
M-6					
Y-1	13,30113	15,32086	8,037498	10,82189	199,1334

Tabella 6 - Deviazione standard peak load Francia

Le Tabelle 7 e 8 riportano il *mean error* calcolato per tutti e cinque gli anni in Francia.

Per quanto riguarda quella relativa al *base load*, si può osservare come M-1 vari molto tra un anno e l'altro, con una forte crescita nel 2021 e un picco elevato nel 2022. Questo suggerisce una sovrastima dei valori reali, in particolare per gli ultimi due anni.

Anche M-3 è molto variabile, con valori positivi e negativi che si susseguono, in particolare, si può osservare una sovrastima nel 2022 dopo una sottostima del 2021.

M-6 presenta un solo dato per l'anno 2019, pertanto è difficile trarre conclusioni significative; infine, Y-1 presenta picchi negativi nel 2019 e nel 2020, seguiti da una crescita nel 2021, per poi presentare un forte picco nel 2022, dunque indica un'iniziale sovrastima, seguita da una sottostima dei valori, per poi concludersi con una sovrastima significativa.

Le due anomalie principali osservabili nella tabella sono -136,770 per M-1 e -116,241 per Y-1 nel 2022.

BASE LOAD					
FRANCIA	2018	2019	2020	2021	2022
M-1	-6,11278	-6,3219	-4,75504	-31,188	-136,779
M-3	-3,45631	-8,32947	0,745622	25,61586	-18,7947
M-6		-2,3588			
Y-1	-1,55724	-9,78146	-12,2975	10,66067	-116,241

Tabella 7 – Mean error base load Francia

La tabella relativa al *peak load* mostra una forte variabilità di M-1, in particolare per gli anni 2021 e 2022. M-3 presenta una sovrastima significativa per l'anno 2021, ma sono assenti i dati del 2022. Infine, Y-1 mostra dati molto altalenanti tra un anno e l'altro, ma, anche in questo caso, il 2022 si presenta come maggiormente volatile rispetto agli altri.

PEAK LOAD					
FRANCIA	2018	2019	2020	2021	2022
M-1	-17,6856	-13,7111	-11,3308	-58,3905	-52,4915
M-3	-9,1874	-9,48961	-2,02108	-31,5214	
M-6					
Y-1	-9,72714	-10,5546	-3,22091	-3,58714	-68,4701

Tabella 8 – Mean error peak load Francia

4.6.2 Germania

Come per la Francia, anche per la Germania i prezzi subiscono un aumento nel corso dell'anno 2018, anche se, in generale, sono più elevati di quelli francesi. Le previsioni appaiono più accurate per il *base load* rispetto al *peak load*.

Fino al mese di giugno tutte le predizioni del *base load* sono abbastanza accurate, in seguito, sono più elevate dell'*actual*. Inoltre, nel mese di aprile è presente una previsione di sei mesi precedenti che si dimostra, però, più alta dei prezzi reali.

Per quanto riguarda il *peak load*, si evidenzia una tendenza alla sovrastima, ancora più marcata rispetto a quella osservata per il *base load*.

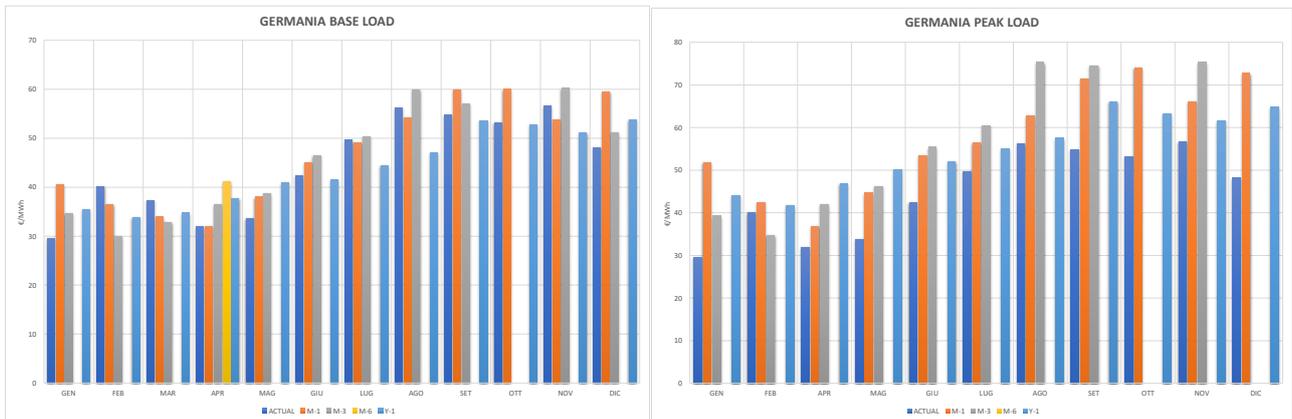


Figura 87 - Istogramma base load Germania2018 e Figura 88 - Istogramma peak load Germania 2018

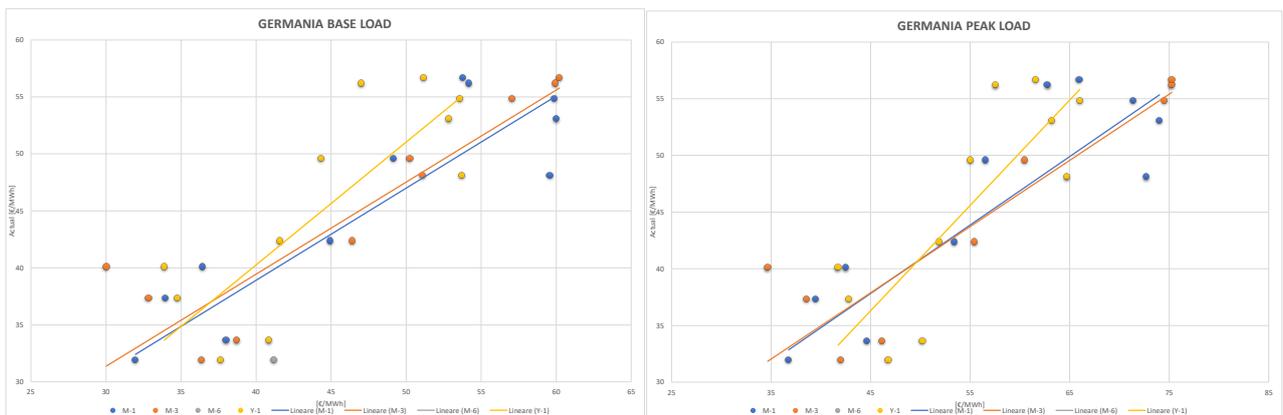


Figura 89 - Scatter plot base load Germania 2018 e Figura 90 - Scatter plot peak load Germania 2018

Anche nel 2019 la Germania presenta dei prezzi più elevati della Francia.

Nel *base load* le previsioni condotte un mese in anticipo sono abbastanza simili all'*actual* e appaiono come gli indicatori più precisi per l'intero anno, salvo poche eccezioni.

Inoltre, il *base load* presenta delle previsioni più accurate rispetto al *peak load*.

In quest'ultimo è possibile osservare delle predizioni molto più elevate dell'*actual*, specialmente prendendo in considerazione le contrattazioni in Y-1. Il 2018 aveva presentato infatti prezzi più elevati, pertanto ci si aspettava, probabilmente, un andamento simile anche nel 2019. Inoltre, similmente alla Francia, i mesi di luglio e agosto presentano il numero minore di previsioni; infatti, è presente solo quella condotta nel mese precedente.

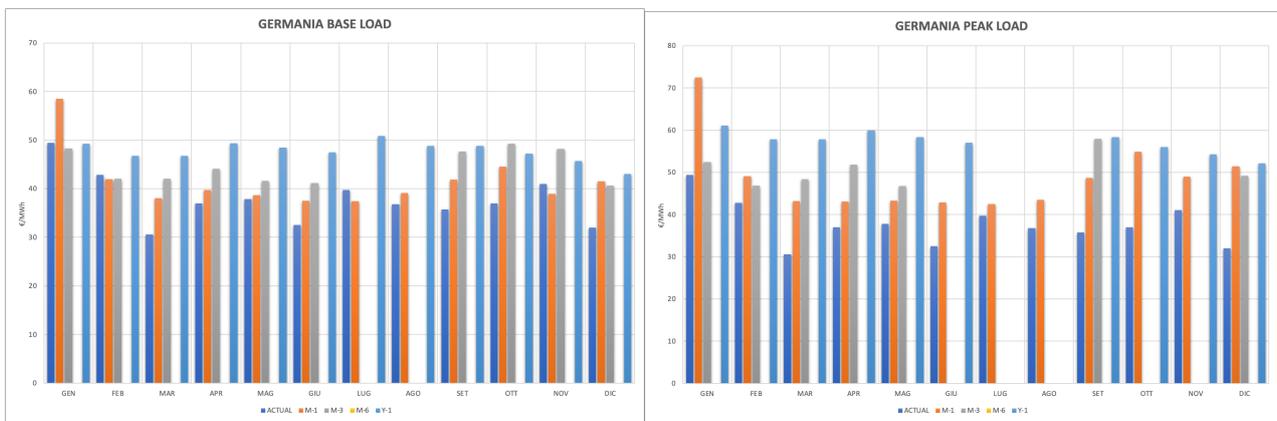


Figura 91 - Istogramma base load Germania 2019 e Figura 92 - Istogramma peak load Germania 2019

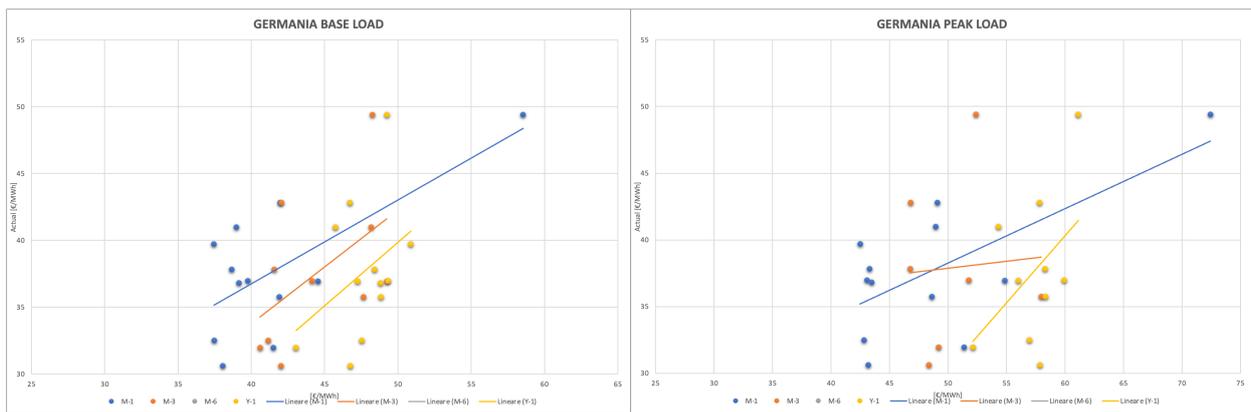


Figura 93 - Scatter plot base load Germania 2019 e Figura 94 - Scatter plot peak load Germania 2019

Le previsioni condotte l'anno precedente hanno un andamento stabile per tutti i mesi e simile a quello del 2019.

Nel *base load*, le previsioni relative a M-1 e a M-3 rispecchiano l'andamento inizialmente decrescente e poi crescente dell'*actual*, il primo è però più preciso in quanto non presenta valori troppo elevati, si osserva tuttavia una generale tendenza alla sovrastima.

Nel *peak load* le stime sono, in linea con le attese, più precise con l'avvicinarsi della *delivery*, pur permanendo una tendenza alla sovrastima.

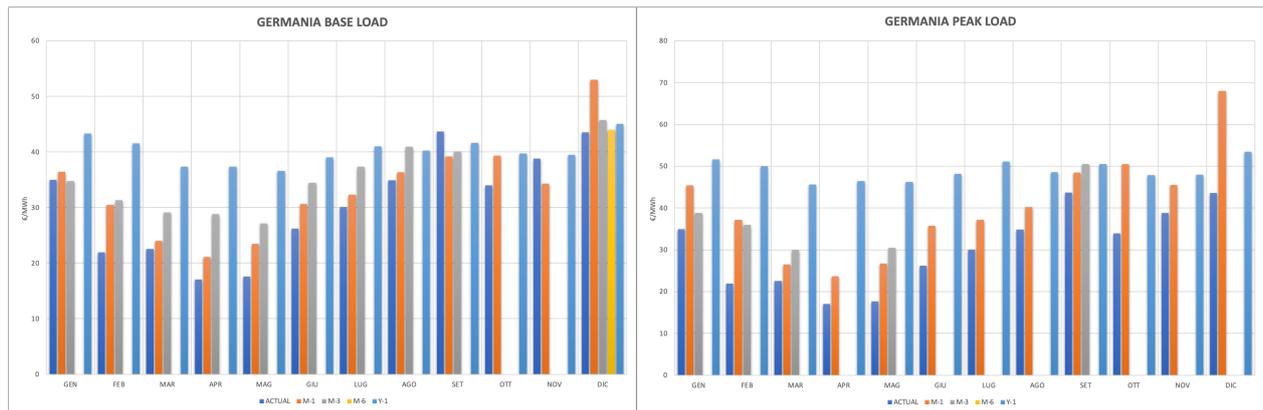


Figura 95 - Istogramma base load Germania 2020 e Figura 96 - Istogramma peak load Germania 2020

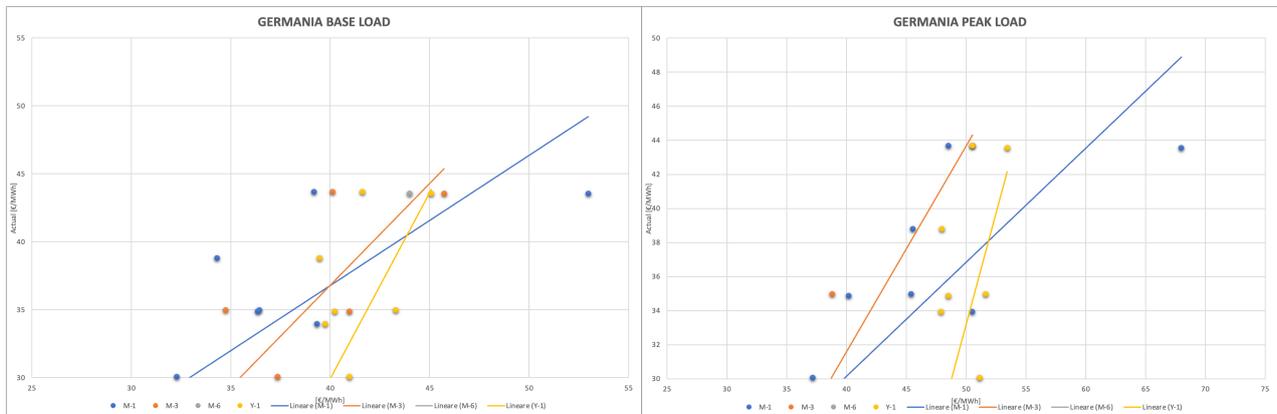


Figura 97 - Scatter plot base load Germania 2020 e Figura 98 - Scatter plot peak load Germania 2020

Anche nell'anno 2021 si può riscontrare un andamento simile a quello della Francia (sebbene i prezzi siano più elevati di quelli francesi).

Le stime di M-1 e di M-3 sono abbastanza simili all'*actual* fino a luglio, dopodiché si osserva una tendenza alla sovrastima.

In entrambi i grafici è possibile osservare come le previsioni condotte l'anno prima siano abbastanza vicine al prezzo che si è poi verificato, l'unica eccezione è relativa al mese di novembre, in cui era stata prevista una diminuzione dei prezzi.

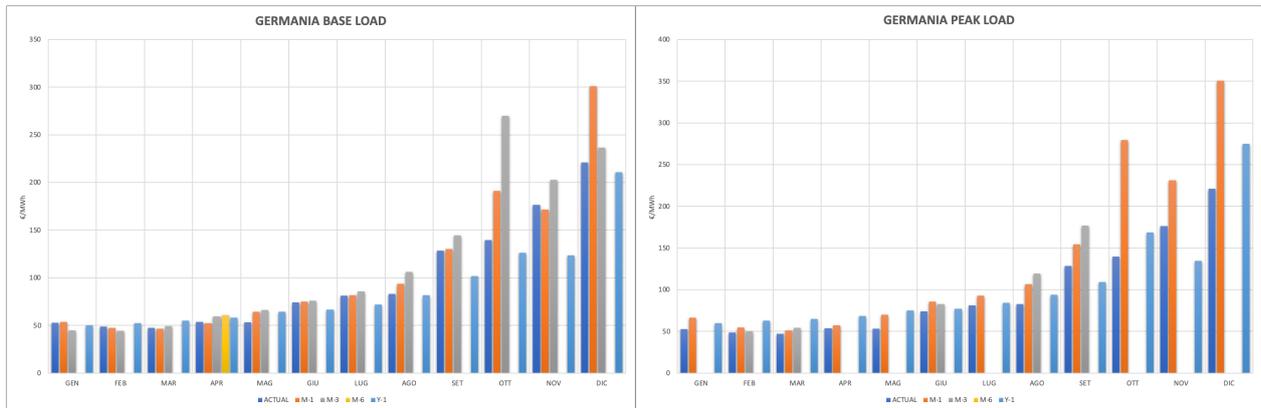


Figura 99 - Istogramma base load Germania 2021 e Figura 100 - Istogramma peak load Germania 2021

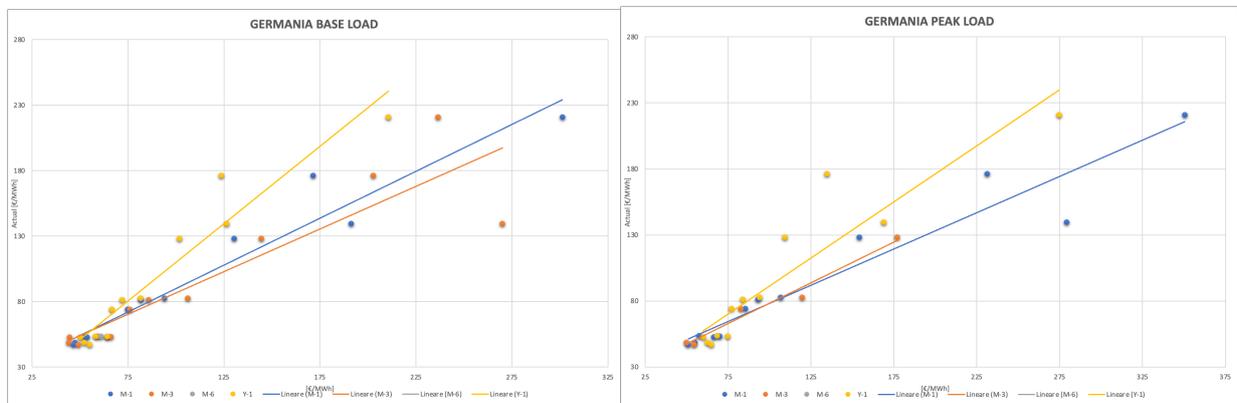


Figura 101 - Scatter plot base load Germania 2021 e Figura 102 - Scatter plot peak load Germania 2021

Per l'anno 2022, in Germania, le previsioni del *base load* sono, a differenza della Francia, più vicine all'*actual* anche nella seconda metà dell'anno. In generale, si osserva come i *futures* colgano l'andamento generale dei prezzi, presentando tuttavia una tendenza alla sovrastima sia nel *base load* che nel *peak load*.

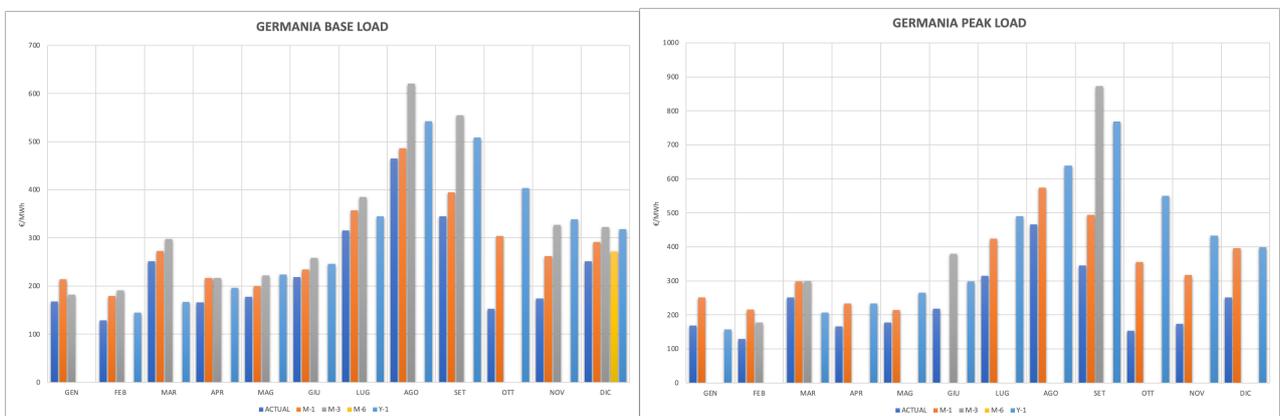


Figura 103 - Istogramma base load Germania 2022 e Figura 104 - Istogramma peak load Germania 2022

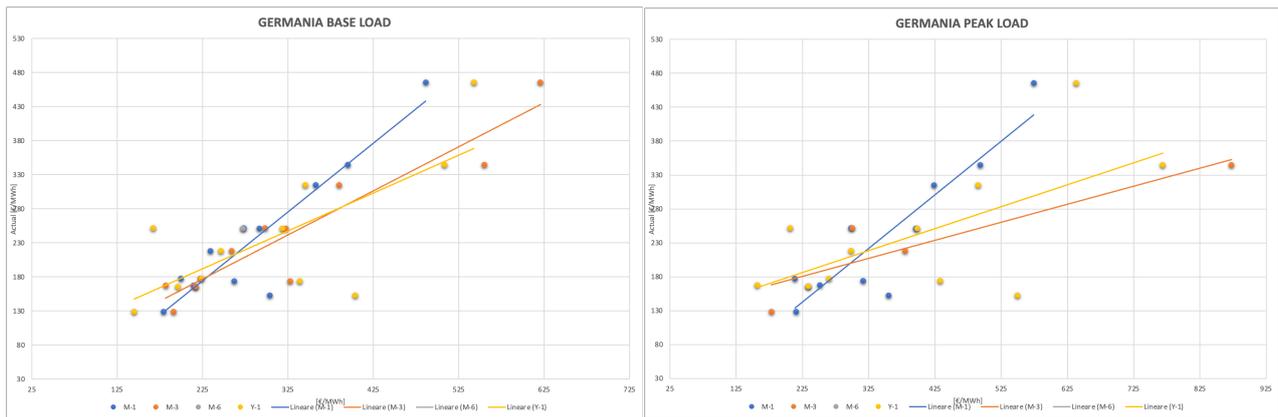


Figura 105 - Scatter plot base load Germania 2022 e Figura 106 - Scatter plot peak load Germania 2022

Le Tabelle 9 e 10 riportano la *deviazione standard* della Germania, nel *base load* e nel *peak load*, nel corso dei cinque anni studiati.

Per quanto riguarda il primo, appare evidente come le previsioni siano più precise rispetto a quelle francesi, ma, anche in questo caso, è possibile osservare come ci sia un maggiore scostamento dei dati nel 2021 e, in particolare, nel 2022 (quando tuttavia si osserva un apprezzabile miglioramento all'avvicinarsi della *delivery*, al contrario di quanto osservato in Francia).

BASE LOAD					
GERMANIA	2018	2019	2020	2021	2022
M-1	5,707844	5,580625	5,098079	27,9853	61,55219
M-3	4,569429	7,585779	6,676424	39,87544	97,56911
M-6	2,667142		0,131332	2,105264	5,999566
Y-1	5,347202	11,0211	12,23429	18,52944	107,7864

Tabella 9 - Deviazione standard base load Germania

La Tabella relativa al *base load* riporta una situazione simile a quanto appena descritto, inoltre, a differenza della Francia, c'è uno scostamento maggiormente significativo nel 2022 invece che nel 2021.

PEAK LOAD					
GERMANIA	2018	2019	2020	2021	2022
M-1	13,74361	12,52537	11,51938	58,70918	111,9596
M-3	12,12039	10,91732	6,320847	17,88202	160,5358
M-6	39,50764	29,31389	19,21038	52,77445	123,2767
Y-1	10,73714	18,50343	20,03823	24,50839	205,543

Tabella 10 - Deviazione standard peak load Germania

Invece, le Tabelle 11 e 12 fanno riferimento al *mean error* della Germania sia per il *base load* che per il *peak load*.

Queste evidenziano, come già osservato, una generale tendenza alla sovrastima (fatta eccezione delle contrattazioni in M-6 del prodotto *peak load*) ed un errore medio più marcato nel 2021 e, soprattutto, 2022 a seguito dell'incremento dei prezzi dell'elettricità.

BASE LOAD					
GERMANIA	2018	2019	2020	2021	2022
M-1	-2,40255	-3,80171	-2,93289	-12,4972	-49,9914
M-3	-1,42782	-5,75122	-4,76571	-18,8115	-76,5626
M-6	-0,76994		-0,03791	-0,60774	-1,73193
Y-1	0,564253	-10,0205	-8,83221	8,08145	-65,7859

Tabella 11 – Mean error base load Germania

PEAK LOAD					
GERMANIA	2018	2019	2020	2021	2022
M-1	-11,53	-10,9564	-9,98288	8,08145	-98,004
M-3	-9,09027	-7,32928	-3,75222	-8,51109	-65,5744
M-6	32,59306	22,11537	11,7244	31,76391	49,72486
Y-1	-9,32431	-16,4194	-18,5317	-9,46732	-146,082

Tabella 12 – Mean error peak load Germania

4.6.3 Italia

Per l'Italia si analizzano solo i *futures* relativi alla *base load* per tutti gli anni di analisi, mentre i dati *peak load* sono analizzati a partire dal 2021 per ragioni di disponibilità del dato.

Da entrambi i grafici relativi alla *base load* del 2018 è possibile osservare come i prezzi italiani seguano un andamento simile a quello di Francia e Germania: c'è un aumento del prezzo durante la seconda parte dell'anno, con una leggera riduzione verso la fine.

I valori dei *futures* tendono a convergere al valore *spot* con l'avvicinarsi all'istante di *delivery* (come nelle attese), presentando (a differenza degli altri Paesi) una tendenza alla sottostima.

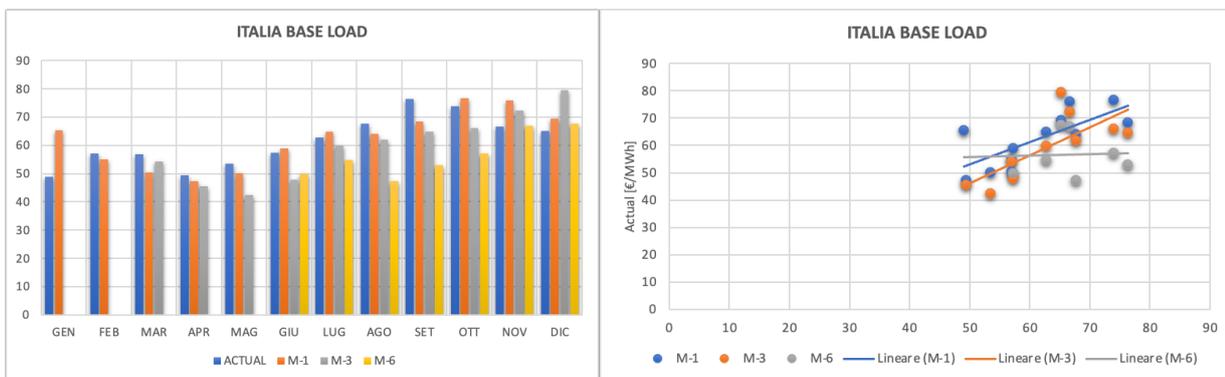


Figura 107 – Istogramma base load Italia 2018 e Figura 108 - Scatter plot base load Italia 2018

Nel 2019 l'*actual* subisce una decrescita durante il corso dell'anno, ma l'andamento generale è simile a quello di Francia e Germania.

I valori dei *futures* tendono a convergere al valore *spot* con l'avvicinarsi all'istante di *delivery* (come nelle attese), presentando in questo caso una tendenza alla sovrastima.

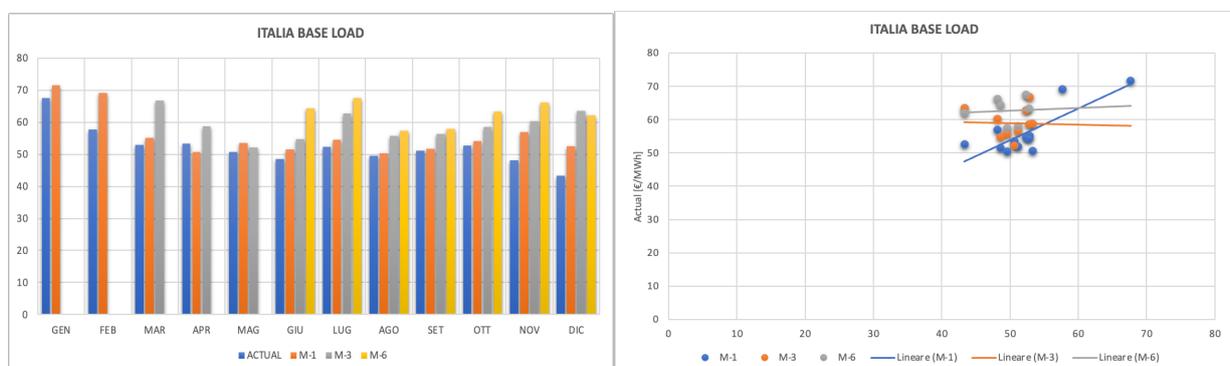


Figura 109 - Istogramma base load Italia 2019 e Figura 110 - Scatter plot base load Italia 2019

Come per Francia e Germania, anche in Italia c'è stato un calo dei prezzi nei mesi iniziali del 2020, in seguito alla pandemia di COVID-19. A partire dal mese di giugno si può osservare una crescita dei prezzi che prosegue fino a dicembre.

I valori dei *futures base load* tendono a convergere al valore *spot* con l'avvicinarsi all'istante di *delivery* (come nelle attese), presentando nei primi mesi dell'anno (fino a giugno) una tendenza alla sovrastima (indice di una mancata o parziale fattorizzazione dell'effetto COVID-19) ed una successiva tendenza (lieve rispetto agli altri Paesi) alla sottostima.

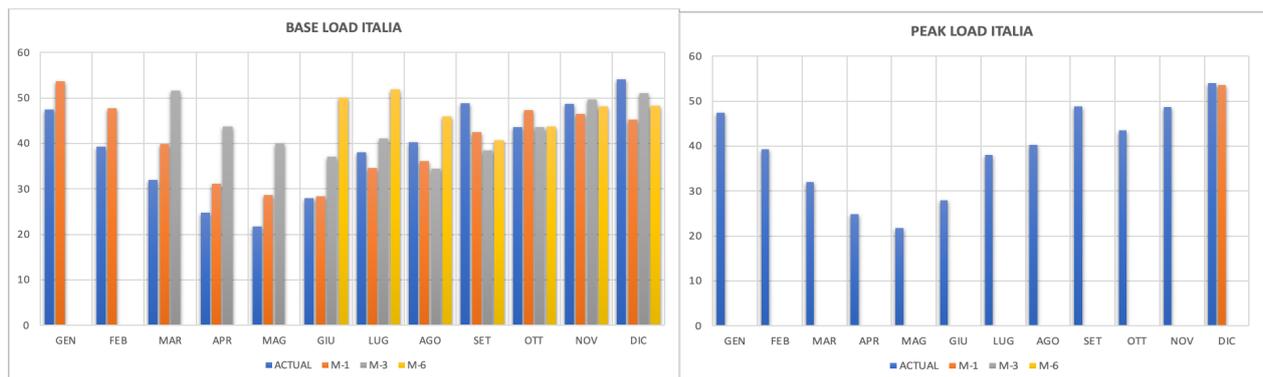


Figura 111- Istogramma base load Italia 2020 e Figura 112- Istogramma peak load Italia 2020

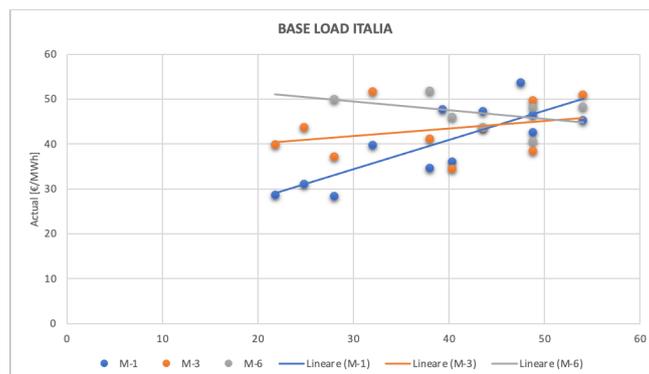


Figura 113 - Scatter plot base load Italia 2020

Nel 2021 si può osservare un aumento crescente dei prezzi per tutto il corso dell'anno. Tale *trend* è stato intercettato nei prezzi *futures* (sia *base load* che *peak load*) con progressiva precisione, sebbene vi sia stata una marcata tendenza alla sottostima (al contrario di quanto osservato negli altri Paesi).

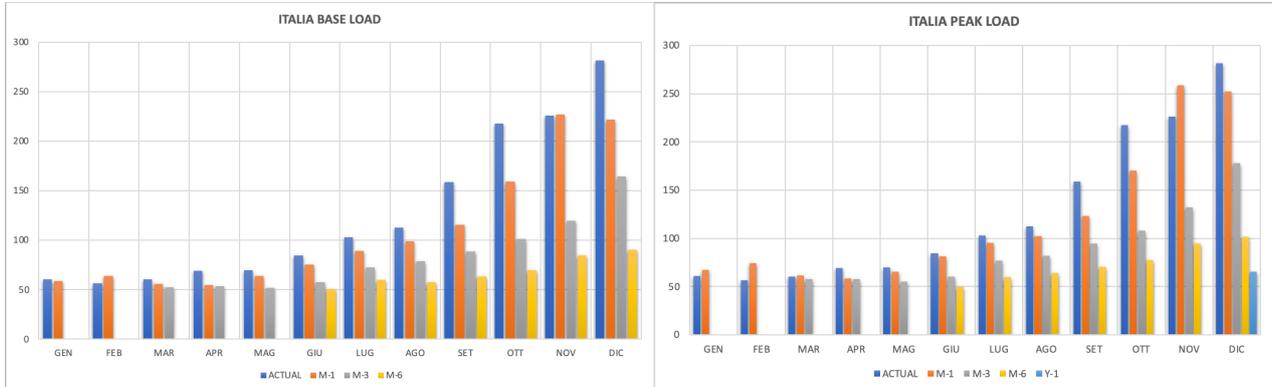


Figura 114 - Istogramma base load Italia 2021 e Figura 115 - Istogramma peak load Italia 2021

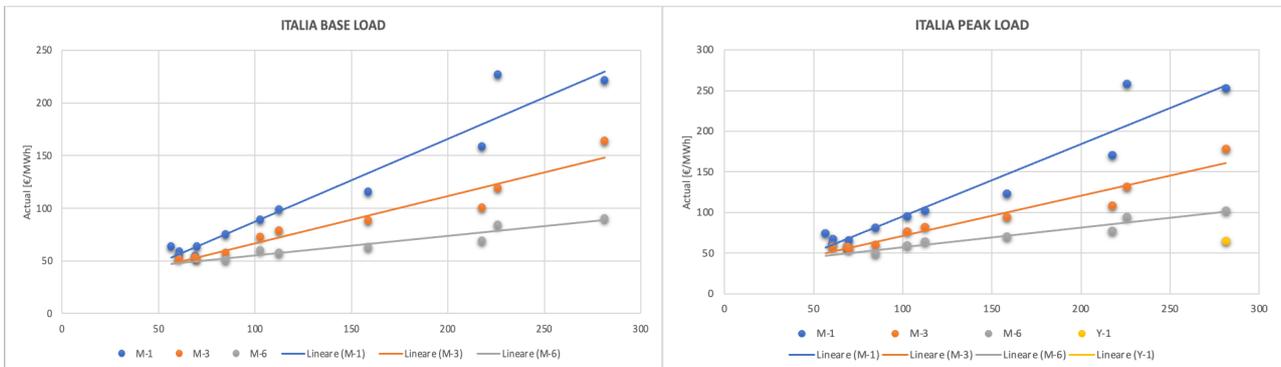


Figura 116 - Scatter plot base load Italia 2021 e Figura 117 - Scatter plot peak load Italia 2021

L'anno 2022, come si è precedentemente osservato per Francia e Germania, presenta una crescita dei prezzi nella prima parte dell'anno, seguita da una riduzione.

In questo caso i prezzi *futures* non sono stati in grado di anticipare l'andamento dei prezzi *spot*, se non fattorizzandone con ritardo le relative evidenze (es. prezzo M-1 di settembre registra un picco, quando il picco reale *spot* si è osservato ad agosto). In generale si osserva una tendenza alla sottostima, fatta eccezione di alcuni *spike*.

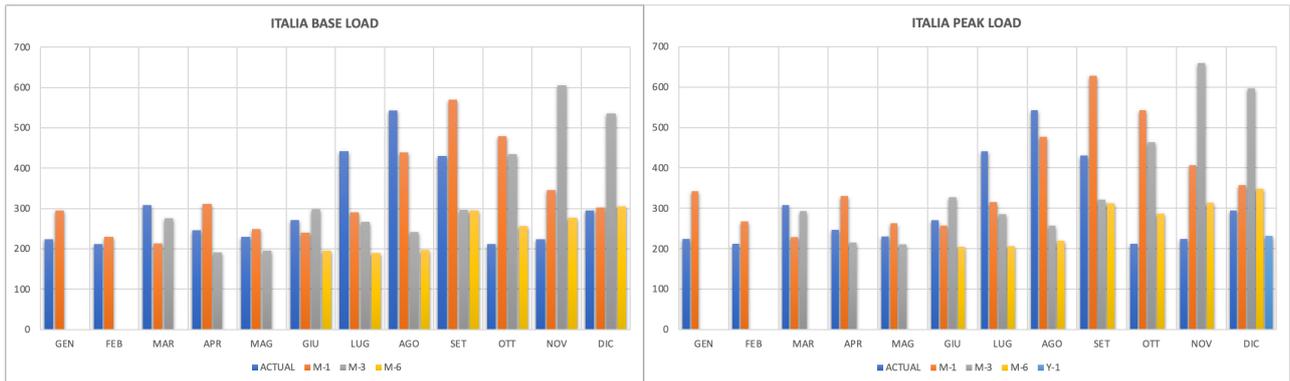


Figura 118 - Istogramma base load Italia 2022 e Figura 119 - Istogramma peak load Italia 2022

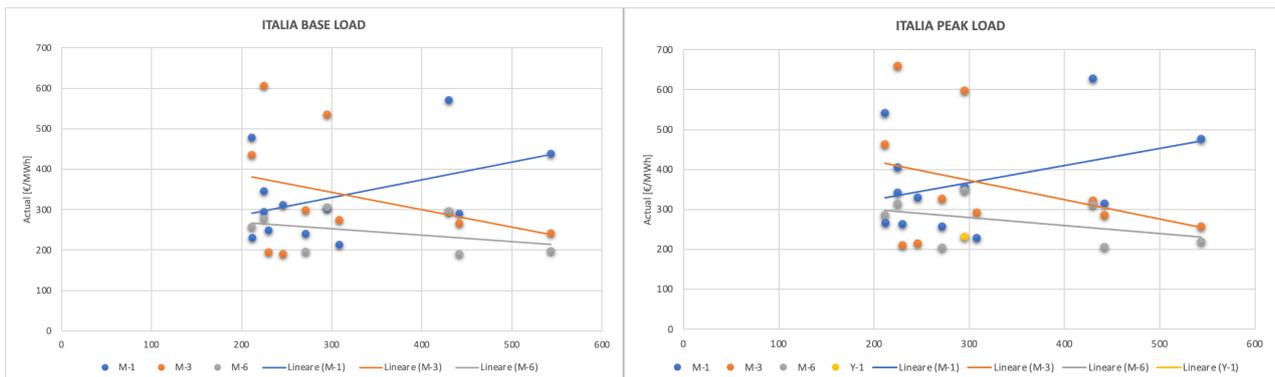


Figura 120 - Scatter plot base load Italia 2022 e Figura 121 - Scatter plot peak load Italia 2022

Le Tabelle 13 e 14. riportano i risultati relativi al *mean error* dell'Italia dal 2018 al 2022.

Riguardo al *base load*, è possibile osservare come M-1 presenti una leggera sovrastima dei prezzi dal 2018 al 2020, seguono poi una sottostima nel 2021 e una sovrastima significativa nel 2022. M-3 segue un andamento simile a quello appena descritto, ma nel 2018 è presente una sottostima.

Infine, M-6 mostra una sottostima iniziale seguita da sovrastime negli anni 2019 e 2020, poi, nel 2021 e nel 2022 possono essere osservate due sottostime significative con un valore simile.

Non sono presenti dati relativi a Y-1.

BASE LOAD					
ITALIA	2018	2019	2020	2021	2022
M-1	-0,93135	-3,6569	-1,25126	18,00989	-27,4437
M-3	2,903839	-7,24936	-4,2444	45,26474	-11,6315
M-6	6,075962	-7,74316	-2,27552	58,89424	58,13017
Y-1					

Tabella 13 – Mean error base load Italia

La Tabella relativa al *peak load* non riporta dati per gli anni 2018 e 2019.

M-1 presenta una sottostima sia nel 2020 che nel 2021, seguita da una sovrastima significativa nel 2022. M-3 ha un andamento simile a quanto appena descritto. M-6 e Y-1 presentano entrambi delle sottostime, in tutti e due i casi maggiori nel 2021.

PEAK LOAD					
ITALIA	2018	2019	2020	2021	2022
M-1			0,037904	7,500731	-64,871
M-3				39,99702	-35,693
M-6				55,46992	43,756
Y-1				18,00514	5,226992

Tabella 14 – Mean error peak load Italia

Riguardo la *deviazione standard* dei prezzi italiani, si può osservare come, nel *base load*, l'indicatore più preciso per tutti gli anni sia M-1, questo infatti presenta i valori meno elevati.

Inoltre, per tutte e tre le stime, il 2021 e il 2022 sono quelli che presentano dei dati molto alti, in particolare il secondo anno mostra una grande volatilità.

BASE LOAD					
ITALIA	2018	2019	2020	2021	2022
M-1	6,647676	5,3781	5,94231	28,26722	115,1836
M-3	7,67632	9,251016	10,47908	62,60412	182,2627
M-6	10,64939	10,7016	8,214997	88,2088	132,6676
Y-1					

Tabella 15 - Deviazione standard base load Italia

Anche nel *peak load* si può osservare un andamento simile a quanto descritto, l'unica eccezione vale per Y-1 che presenta stime più precise nel 2022 anziché nel 2021.

PEAK LOAD					
ITALIA	2018	2019	2020	2021	2022
M-1			0,131305	22,41235	140,7542
M-3				56,33354	197,1406
M-6				82,80683	127,518
Y-1				62,37163	18,10683

Tabella 16 - Deviazione standard peak load Italia

4.6.4 Osservazioni finali sull'andamento dei *futures* nel periodo 2018-2022

Nel periodo in esame, al di là dei *trend* osservati, si registra una generale tendenza alla sovrastima in Francia e Germania. Tendenza meno marcata in Italia (anzi, vi è una tendenza marcata alla sottostima nel 2021).

I prezzi *futures* in Italia:

- prima dello shock COVID-19 e del successivo aumento dei prezzi, anche per l'esplosione del conflitto tra Russia e Ucraina, coglievano in modo sufficientemente accurato l'andamento dei mercati *spot* (l'indice di deviazione di *deviazione standard* rispetto al consuntivo è migliore di quello francese e prossimo a quello osservato in Germania)
- Nel 2021 i *futures* hanno perso accuratezza a livello Europeo, tuttavia in M-1 i valori in Italia sono rimasti affidabili a livello di quelli tedeschi, mentre in M-3 sono degradati in maniera più vistosa (sebbene siano rimasti più "affidabili" rispetto a quelli francesi).
- Nel 2022 il livello di accuratezza è ulteriormente degradato, sebbene in Francia il fenomeno sia stato ancora più pronunciato. Mentre la Germania, pur avendo minore affidabilità, è rimasta la migliore tra le 3 indicazioni osservate.

SINTESI *DEVIAZIONE STANDARD BASE LOAD* [€/MWh]

FRANCIA	2018	2019	2020	2021	2022
M-1	10.3	8.8	7.7	62.3	178.7
M-3	15.1	12.8	18.8	84.2	341.1

Tabella 17 Sintesi deviazione standard base load Francia

GERMANIA	2018	2019	2020	2021	2022
M-1	5.7	5.6	5.1	28.0	61.6
M-3	4.6	7.6	6.7	39.9	97.6

Tabella 18 - Sintesi deviazione standard base load Germania

ITALIA	2018	2019	2020	2021	2022
M-1	6.6	5.4	5.9	28.3	115.2
M-3	7.7	9.3	10.5	62.6	182.3

Tabella 19 - Sintesi deviazione standard base load Italia

SINTESI MEAN ERROR [€/MWh]

FRANCIA	2018	2019	2020	2021	2022
M-1	-6.1	-6.3	-4.8	-31.2	-136.8
M-3	-3.5	-8.3	0.7	25.6	-18.8

Tabella 20 - Sintesi mean error base load Francia

GERMANIA	2018	2019	2020	2021	2022
M-1	-2.4	-3.8	-2.9	-12.5	-50.0
M-3	-1.4	-5.8	-4.8	-18.8	-76.6

Tabella 21 - Sintesi mean error base load Germania

ITALIA	2018	2019	2020	2021	2022
M-1	-0.9	-3.7	-1.3	18.0	-27.4
M-3	2.9	-7.2	-4.2	45.3	-11.6

Tabella 22 - Sintesi mean error base load Italia

Conclusioni

L'obiettivo di questa tesi è stato quello di analizzare le dinamiche dell'elasticità della domanda nei mercati elettrici *spot* ed i prezzi dei prodotti *futures* nel periodo compreso tra il 2018 ed il 2022, cercando di individuare gli effetti conseguenti ai fenomeni socio-economici occorsi a livello internazionale (pandemia COVID-19, innalzamento dei prezzi delle commodities e suo successivo inasprimento per effetto del conflitto tra Russia e Ucraina).

I primi due capitoli sono stati necessari per introdurre al contesto generale nel quale ci si sarebbe mossi. Infatti, presentano una descrizione del sistema elettrico italiano, dei collegamenti al sistema europeo e danno informazioni sul mercato elettrico italiano e la sua struttura. Tutto questo è stato necessario per porre le basi per l'analisi approfondita svolta in seguito.

Il terzo capitolo è stata la parte centrale in cui si è sviluppata l'analisi anno per anno avente come obiettivo lo studio delle variazioni delle relazioni tra elasticità e PUN, ovvero ha individuato i cambiamenti che si sono verificati nell'elasticità della domanda sul mercato elettrico.

Grazie ai dati ottenuti tramite il TSO Terna e il sito del GME, è stata eseguita la loro elaborazione, sfruttando un algoritmo elaborato in collaborazione tra Terna e l'Università di Stanford, e, tramite un'analisi basata sugli anni 2018-2022 sono stati evidenziati i differenti andamenti presenti. In particolare, dal 2020 sono stati presenti dei comportamenti anomali rispetto agli anni precedenti, che si sono verificati anche negli anni successivi. Tra le varie cause sono da nominare la pandemia di COVID-19 e lo scoppio della guerra tra Russia e Ucraina, oltre ad altri avvenimenti già citati in corso. In seguito al 2020, è stato infatti osservato un comportamento anomalo dei dati che emerge dallo studio dei grafici.

È stato mostrato come il PUN abbia subito un aumento nel corso degli anni e come si sia discostato dall'andamento abbastanza costante che aveva avuto in passato. Anche l'elasticità ha mostrato un importante incremento nella sua varianza.

Infine, il quarto capitolo si è concentrato sui contratti *forward* e *futures* utilizzati nei mercati elettrici. È stata fornita una descrizione del loro funzionamento e della loro importanza nei mercati elettrici, in cui il bene negoziato non può essere conservato; pertanto, determinare il prezzo di acquisto gioca un ruolo fondamentale per le parti.

L'analisi svolta in seguito ha un orizzonte temporale che va dall'anno 2018 al 2022 e ha come oggetto lo studio dei contratti *futures* in tre paesi europei: Francia, Germania e Italia. Dai dati raccolti è stato

osservato come, nella maggior parte dei casi, gli indicatori più precisi siano stati o M-1 (le previsioni condotte un mese in anticipo) o Y-1 (le previsioni condotte un anno in anticipo).

In conclusione, è stato dimostrato come, effettivamente, l'elasticità della domanda abbia subito delle variazioni nel corso degli anni in seguito alle forti variazioni dei prezzi delle *commodities*; di conseguenza, è aumentata anche la difficoltà nel prevedere i prezzi dell'energia; pertanto, sono stati presenti dei maggiori scostamenti nei prezzi stimati dai *futures* nei mercati elettrici.

Bibliografia

- [1] ACER, *Methodology and assumptions that are to be used in the bidding zone review process*, 24 Novembre 2020, disponibile sul sito: <https://www.sepsas.sk/media/4303/acer-decision-29-2020-on-the-bzr-annex-i-bzr-methodology.pdf>
- [2] Peter Cramton, *Electricity market design*, Oxford Review of Economic Policy, Volume 33, Number 4, 2017, pp. 589–612, disponibile sul sito: <https://academic.oup.com/oxrep/article/33/4/589/4587939>
- [3] Paul L. Joskow, *Challenges for wholesale electricity markets with intermittent renewable generation at scale*, Oxford Review of Economic Policy, Volume 35, Number 2, 2019, pp. 291–331, disponibile sul sito: <https://academic.oup.com/oxrep/article-abstract/35/2/291/5477314>
- [4] Dispacciamento e Conduzione | MPS | Analisi e Studi per l'Energy Operation, *Mercato elettrico, struttura attuale, evoluzione attesa e sfide da affrontare* [Presentazione PowerPoint], 17 Dicembre 2020
- [5] K.H. Cao, H.S. Qi, R. Li, C.K. Woo, A. Tishler, J. Zarnikau, *An experiment in own-price elasticity estimation for non-residential electricity demand in the U.S.*, 13 Gennaio 2023, disponibile sul sito: www.elsevier.com/locate/jup
- [6] Ting Chen, Frederik Vandendriessche, *Enabling independent flexibility service providers to participate in electricity markets: A legal analysis of the Belgium case*, 9 Febbraio 2023, disponibile sul sito: www.elsevier.com/locate/jup
- [7] Anthony Papavasiliou, Jacques Cartuyvels, Gilles Bertrand, Alain Marien, *Implementation of scarcity pricing without co-optimization in European energy-only balancing markets*, 13 Gennaio 2023, disponibile sul sito: www.elsevier.com/locate/jup
- [8] Fabio Carbone, *Trading con l'Elettricità: Electricity Futures Contracts | Come funziona*, 21 Febbraio 2021, disponibile sul sito: <https://www.fxempire.it/education/article/trading-con-elettricit%C3%A0-electricity-futures-contracts-come-funziona-166125>
- [9] Maddalena Cerreto, Christoph Graf, Federico Quaglia, *Demand elasticity in the short-run*, 27 Maggio 2021
- [10] Deryugina, Tatyana, Alexander MacKay, and Julian Reif, *The Long-Run Dynamics of Electricity Demand: Evidence from Municipal Aggregation*, American Economic Journal: Applied Economics, 2020, 12 (1), 86-114.
- [11] Zsuzsanna Csereklyei, *Price and income elasticities of residential and industrial electricity demand in the European Union*, Energy Policy 137, 2020
- [12] Knaut Andreas, *Essays on the Integration of Renewables in Electricity Markets*, PhD thesis, Universität zu Köln, 2017

- [13] Kulakov and Ziel, *Determining the Demand Elasticity in a Wholesale Electricity Market*, 2019
- [14] Anselm Eicke, Oliver Ruhnau and Lion Hirth, *Electricity balancing as a market equilibrium: An instrument-based estimation of supply and demand for imbalance energy*, Energy Economics 102, 2021
- [15] Hirth Lion, Khanna Tarun, Ruhnau Oliver, *The (very) short-term price elasticity of German electricity demand*, ZBW - Leibniz Information Centre for Economics, Kiel, Hamburg, 2022
- [16] Mark G. Lijesen, *The real-time price elasticity of electricity*, Energy Economics 29, 2007, 249-258
- [17] Simona Bigerna, Carlo Andrea Bollino, *Electricity Demand in Wholesale Italian Market*, The Energy Journal, July 2014, Vol. 35, No. 3 (July 2014), 25-46.
- [18] Frank A. Wolak, *Measuring Unilateral Market Power in Wholesale Electricity Markets: The California Market, 1998-2000*, Competition policy in network industries, 2003, Vol. 93, No. 2, 425-430.
- [19] Afzal S. Siddiqui, Emily S. Bartholomew, Chris Marnay, *Empirical Analysis of the Spot Market Implications of Price-Elastic Demand*
- [20] Maria Chiara D'Errico, *Demand Elasticity in the IPEX: Bayesian Experiment under Dual Pricing Scheme*, Review of Economics and Institutions, 2020, Vol. 11, No. 1/2, Article 3
- [21] Fisher, R.A. *Statistical Methods for Research Workers*, Tredecima edizione, Hafner, 1958
- [22] Kendall, M.G. *The Advanced Theory of Statistics*, 4th Ed., Macmillan, 1979
- [23] Press, W.H., Teukolsky, S.A., Vetterling, W.T., and Flannery, B.P. *Numerical Recipes in C*, 2nd Ed., Cambridge University Press, 1992
- [24] Renato Viero, RV Capital Partners, *Contratti forward e contratti futures: conosci la differenza?*, 14 Maggio 2021, disponibile sul sito: <https://www.rvcapitalpartners.com/contratti-forward-futures-differenze/>
- [25] Frederic S. Mishkin, Stanley G. Eakins, Elena Beccalli, *Istituzioni e mercati finanziari*, Nona edizione, Pearson, 2022-2023, Capitolo 24
- [26] Paolo Falbo, Daniele Felletti e Silvana Stefani, *Capitolo 18: Electricity futures*, The World Scientific Handbook of futures market, Anastasion G. Malliaris e William T. Ziemba, Volume 5, 2014
- [27] Bessembinder, H and M Lemmon (2002), *Equilibrium pricing and optimal hedging in electricity forward markets*, Journal of Finance, 57, 1347–1382
- [28] Bloys van Treslong and R Huisman (2010), *A comment on: Storage and the electricity forward premium*, Energy Economics, 32, 321–324

- [29] Botterud, A, T Kristiansen and M Ilic (2010), *The relationship between spot and futures prices in the Nord pool electricity market*, Energy Economics, 31, 967–978
- [30] Brooks, R and AA El Keib (1998), *A life-cycle view of electricity futures contracts*, Journal of Energy Finance and Development, 3, 171–183
- [31] Bunn, DW and D Chen (2013), *The forward premium in electricity futures*, Journal of Empirical Finance, 23, 173–186
- [32] Commission of the European Communities (2004), *Communication from the commission — inquiry pursuant to article 17 of regulation (ec) no 1-2003 into the European gas and electricity sectors*, Final Report SEC
- [33] Deng, SJ and SS Oren (2006), *Electricity derivatives and risk management*, Energy, 31, 940–953
- [34] Deng, S (2000), *Stochastic models of energy commodity prices and their applications: Mean reversion with jumps and spikes*, Power PWP-073
- [35] EU (2012), *Quarterly Report on European Electricity Markets*
- [36] Eydeland, A and H Geman (1999), *Fundamentals of electricity derivatives*, In Research Symposium Proceedings, Chicago Board of Trade, 123–146
- [37] Fabra, N and J Toro (2005), *Price wars and collusion in the Spanish electricity market*, International Journal of Industrial Organization, 23, 155–181
- [38] Falbo, P, M Fattore and S Stefani (2010a), *A new index for electricity spot prices*, Energy Policy, 38, 2739–2750
- [39] Falbo, P, D Felletti and S Stefani (2010b), *Integrated risk management for an electricity producer*, European Journal of Operations Research, 207, 1620–1627
- [40] Fama, E (1970), *Efficient capital markets: A review of theory and empirical work*, Journal of Finance, 25, 383–417
- [41] Feng, W, L Sidong and D Xuehua (2007), *Empirical research on price discovery efficiency in electricity futures market*, Power Engineering Society General Meeting, IEEE
- [42] Geman, H (2005), *Commodities and Commodity Derivatives: Modelling and Pricing for Agriculturals, Metals and Energy*, Chichester: Wiley
- [43] Geman, H and A Roncoroni (2006), *Understanding the fine structure of electricity prices*, Journal of Business, 79(6), 1225–1262
- [44] Huisman, R and M Kilic (2012), *Indirect storability, expectations and risk premiums*, Energy Economics, 34, 892–898
- [45] Lo, AW and C Mackinlay (1988), *Stock market prices do not follow random walk: Evidence from a simple specification test*, The Review of Financial Studies, 1, 41–66

- [46] Lucia, J and E Schwartz (2002), *Electricity prices and power derivatives: evidence from the nordic power exchange*, Review of Derivatives Research, 5, 5–50
- [47] Lucia, JJ and H Torr`o (2011), *On the risk premium in Nordic electricity futures prices*, International Review of Economics and Finance, 20, 750–763
- [48] Mansur, ET and MH White (2012), *Market organization and efficiency in electricity markets*, Working Paper, disponibile sul sito:http://www.dartmouth.edu/~mansur/papers/mansurwhite_pjmaep.pdf
- [49] Matacangay, R (2001), *Market definition and dominant position abuse under the new electricity trading arrangements in England and New Wales*, Energy Policy, 29, 337–340
- [50] Mayer, K, T Schmid and F Weber (2011), *Modeling electricity spot prices — Combining mean reversion, spikes and stochastic volatility*, CEFS Working Paper
- [51] Moulton, JS (2005), *California electricity futures: The NYMEX experience*, Energy Economics, 27, 181–194
- [52] Nakamura, M, T Nakashima and T Niimura (2006), *Electricity markets volatility: Estimates, regularity and risk management applications*, Energy Policy, 34, 1736–1749
- [53] Pilipovic, D (2007), *Energy Risk: Valuing and Managing Energy Derivatives, 2nd Ed.* New York, NY: McGraw-Hill
- [54] Routledge, B, D Seppi and C Spatt (2000), *Equilibrium forward prices for commodities*, The Journal of Finance, 55(3), 1297–1338
- [55] Shawky, HA, A Marathe and CL Barrett (2003), *A first look at the empirical relation between spot and futures electricity prices in the United States*, The Journal of Futures Markets, 23, 931–955
- [56] Stoft, S, T Belden, C Goldman and S Pickle (1998), *Primer on electricity futures and other derivatives*, LBNL-41098 UC-1321
- [57] Tanlapco, E, J Lawarr´ee and CC Liu (2002), *Hedging with futures contracts in a deregulated electricity industry*, IEEE Transactions, 17(3)
- [58] Wolak, F (1997), *Market design and price behavior in restructured electricity markets: An international comparison*, Working Paper, University of California Energy Institute
- [59] Wu, D, P Kleindorfer and J Zhang (2002), *Optimal bidding and contracting strategies for capital-intensive goods*, European Journal of Operational Research, 137(3), 657–676
- [60] Terna, disponibile su: <https://www.terna.it/it>
- [61] GME, disponibile su: <https://www.mercatoelettrico.org/it/>
- [62] EEX, disponibile su: <https://www.eex.com/en/market-data/power/futures>

[63] D.P.C.M. dell'11 maggio 2004, *Codice di rete italiano*, applicato dal 1° novembre 2005, verificato positivamente da ARERA con delibere n.79/05 e 49/06 e dal Ministero delle attività produttive, disponibile su: <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/codici-rete/codice-rete-italiano>

Ringraziamenti

Desidero esprimere la mia profonda gratitudine alle persone che hanno reso possibile la realizzazione di questa Tesi.

Alla società Terna, in particolare al prof. Del Pizzo (Direttore di Strategie di Sviluppo Rete e Dispacciamento) e all'ing. Federico Quaglia (responsabile dell'Analisi di Esercizio del Dispacciamento), per avermi dato tutto l'aiuto e il supporto necessario durante i mesi di lavoro, sentendo le mie richieste con grande pazienza e spiegandomi i procedimenti necessari al superamento dei problemi affrontati.

Al professore Alfredo Pallini, per i suggerimenti ricevuti e per le lezioni stimolanti che mi hanno permesso di avvicinarmi alla sua materia, apprezzandola fino in fondo. Ringrazio anche la dottoressa Silvia Scamporrino per i preziosi consigli durante la stesura del documento.

Alla mia famiglia, per essermi stata vicina e per avermi supportata in tutto il percorso, fino ad arrivare a questo importante traguardo.

Ai miei amici, per avermi aiutata nei momenti difficili e per i continui incoraggiamenti ricevuti tra una risata e un'altra.