

UNIVERSITÀ  
DEGLI STUDI  
DI PADOVA

Università degli Studi di Padova

---

DIPARTIMENTO DI MATEMATICA “TULLIO LEVI-CIVITA”

Corso di Laurea Triennale in Matematica

Tesi di Laurea

L’impatto del cavo NordLink sulle emissioni di CO<sub>2</sub>:  
un’analisi stocastica

Relatrice:  
Prof.ssa Giorgia Callegaro

Laureanda: Camilla Foglio  
Matricola: 1201667

---

Anno Accademico 2022/2023

15/12/2023



# Indice

<b>Introduzione</b>	<b>5</b>
<b>1 Il cavo NordLink</b>	<b>7</b>
1.1 Presentazione del problema . . . . .	7
1.2 Il caso tedesco e norvegese . . . . .	9
1.3 Stato dell'arte . . . . .	11
<b>2 Il modello matematico</b>	<b>13</b>
2.1 Le serie temporali . . . . .	14
2.2 Dati e casi . . . . .	14
2.2.1 Dati . . . . .	15
2.2.2 Casi . . . . .	19
2.3 Il modello . . . . .	21
2.3.1 Modelli di serie temporali autoregressive per la produzione e per la domanda . . . . .	21
2.3.2 Valutazione del metodo . . . . .	28
<b>3 I risultati</b>	<b>31</b>
3.1 A - Caso principale . . . . .	31
3.2 C - Caso delle piattaforme . . . . .	34
3.3 D - Caso delle piattaforme + Germania . . . . .	36
3.4 Discussione dei risultati . . . . .	39
<b>A Risultati utili</b>	<b>43</b>
<b>Bibliografia</b>	<b>49</b>



# Introduzione

Nel contesto attuale di crescente attenzione all'ambiente e a sforzi congiunti per abbattere le emissioni di carbonio, questo lavoro si propone di esaminare l'impatto sulle emissioni totali di anidride carbonica derivante dallo scambio di produzione di energia elettrica tra due Paesi, in particolare la Germania e la Norvegia, attraverso un cavo di collegamento noto come *NordLink*. Questa analisi riveste particolare importanza considerando la diversità delle fonti energetiche presenti nei due Paesi: la Norvegia basa principalmente la sua produzione sull'energia idroelettrica, mentre la Germania predilige i combustibili fossili.

La Germania può ridurre le proprie emissioni di carbonio importando elettricità dalla Norvegia. Nel contempo, la Norvegia ha adottato misure per ridurre le emissioni di anidride carbonica, elettrificando alcune delle sue piattaforme petrolifere e di gas nel Mare del Nord. Questo ha comportato un aumento della domanda di energia nel territorio norvegese, con progetti politici in corso per ulteriori iniziative di elettrificazione. Il cavo *NordLink* può essere utilizzato per lo scambio di energia tra i due Paesi, consentendo alla Norvegia di inviare l'eventuale surplus di produzione alla Germania o viceversa. Tuttavia, la complessità dell'interazione tra produzione e consumo di energia, accentuata dalle fluttuazioni meteorologiche e dalla domanda energetica variabile nel tempo, richiede un approccio analitico robusto. A tal fine, il presente studio adotta un modello di serie storiche, che permette di affrontare efficacemente le incertezze temporali e geografiche osservate nei dati storici relativi alla produzione e al consumo di energia.

Il lavoro è così organizzato: il Capitolo 1 fornisce una panoramica dettagliata delle differenze tra fonti di energia rinnovabile e non rinnovabile, sottolineando l'importanza di tali distinzioni per comprendere l'impatto sull'ambiente e sulle riserve di energia, nonché per valutare le implicazioni delle politiche energetiche e dell'interscambio internazionale di energia. Contestualizza inoltre le situazioni energetiche specifiche dei due Paesi studiati, evidenziando le motivazioni che stanno alla base del progetto del *NordLink*. Nel Capitolo 2 vengono presentati i dati delle serie temporali relativi alla produzione e alla domanda di elettricità nei due Paesi, insieme a un'analisi dei possibili scenari di utilizzo del cavo *NordLink*. Infine, viene introdotto il modello stocastico delle serie temporali, analizzando i diversi elementi che

lo compongono. Per concludere, nel Capitolo 3 sono presentati e discussi i risultati emersi dall'analisi, focalizzandosi su due anni distinti, il 2020 e il 2022. L'obiettivo principale è valutare l'effetto del cavo *NordLink* sulla riduzione complessiva delle emissioni di anidride carbonica, considerando le dinamiche uniche dei due contesti nazionali. L'Appendice completa il lavoro con alcuni preliminari di teoria della probabilità, fornendo un contesto teorico essenziale per la comprensione della robustezza del modello stocastico adottato.

# Capitolo 1

## Il cavo NordLink

### 1.1 Presentazione del problema

Questo lavoro esamina come lo scambio di energia elettrica tra due Paesi, attraverso un cavo di collegamento, influisca sulle emissioni totali di carbonio.

L'attenzione si concentrerà su due nazioni di riferimento, Norvegia e Germania, utilizzando il cavo *NordLink* come il centro di questo caso di studio.

L'analisi affronta un'importante considerazione: la produzione di energia non avviene in modo isolato, ma coinvolge un insieme intricato di diverse fonti di energia che lavorano insieme. In questo contesto, viene valutato l'impatto dell'interscambio energetico considerando una gamma diversificata di fonti di energia presenti in entrambi i Paesi. Questo comprende sia fonti rinnovabili che fonti non rinnovabili.

Le fonti di energia *rinnovabile* si ricavano da risorse naturali che hanno la capacità di rigenerarsi in continuazione, il che le rende praticamente inesauribili. Queste fonti sfruttano cicli naturali che non si esauriscono facilmente, come la luce solare, il vento, il flusso d'acqua nei fiumi e le materie organiche (come biomasse o rifiuti organici). In altre parole, utilizzare queste fonti non esaurisce la risorsa di base. Sono disponibili in tutto il mondo e sono gratuite, con un impatto ambientale minimo e nessuna emissione di gas serra durante la produzione di energia elettrica. Sono infatti spesso denominate “energie pulite”.

D'altra parte, le fonti di energia *non rinnovabile* sono costituite da risorse naturali limitate, spesso definite come materie prime, che non possono essere facilmente rinnovate o sostituite in tempi brevi. Ad esempio, il carbone, il petrolio e il gas naturale rientrano in questa categoria poiché la loro estrazione e il loro utilizzo comportano il progressivo esaurimento di queste risorse, e non possono

essere ripristinate con la stessa velocità con cui vengono consumate. Tuttavia, il vantaggio di queste fonti è che il processo di creazione risulta economicamente conveniente e permette di generare elettricità in maniera costante attraverso impianti tecnologicamente semplici e collaudati, senza alterazioni legate alle variazioni meteorologiche o alla disponibilità della materia prima, come avviene con alcune fonti rinnovabili.

Le fonti di energia non rinnovabile si dividono in due grandi gruppi:

- I combustibili fossili (o idrocarburi): attualmente sono la fonte di energia più utilizzata al mondo, fornendo poco più dell'85% del consumo complessivo di energia. Di questa percentuale il petrolio costituisce una parte significativa (40%), mentre il carbone e il gas naturale sono consumati in minor quantità (26% e 23% rispettivamente), sebbene quest'ultimo sia diventato sempre più utilizzato.

Derivano da materiali organici sepolti nel terreno da milioni di anni. Per produrre energia, questi materiali vengono bruciati e questo processo libera una grande quantità di anidride carbonica e altre sostanze tossiche (come il monossido di carbonio, lo zolfo o materiali pesanti), contribuendo così al problema dell'inquinamento ambientale e ai cambiamenti climatici.

- I combustibili nucleari: sono ottenuti dall'estrazione e dalla lavorazione dell'uranio e del plutonio. Questi materiali vengono poi utilizzati come carburante nelle centrali nucleari per produrre energia elettrica attraverso il processo di fissione nucleare<sup>1</sup>.

Questa distinzione fondamentale tra fonti rinnovabili e non rinnovabili è cruciale per comprendere l'impatto sull'ambiente e sulle riserve di energia, nonché per valutare le implicazioni delle politiche energetiche e dell'interscambio internazionale di energia.

In aggiunta all'analisi dell'interscambio energetico, è fondamentale considerare il ruolo delle politiche di elettrificazione dell'industria inquinante. Queste politiche mirano a trasformare settori industriali ad alta intensità di carbonio, spostando la loro fonte di energia da combustibili fossili inquinanti a soluzioni più pulite e sostenibili. Questi piani politici sono progettati per promuovere l'adozione di tecnologie e processi che utilizzano l'energia elettrica, spesso proveniente da fonti rinnovabili, per alimentare le attività industriali. Ciò può comportare il passaggio da impianti alimentati a carbone o gas naturale a tecnologie elettriche più efficienti e a basse emissioni di carbonio.

---

<sup>1</sup>Processo in cui i nuclei atomici dei combustibili nucleari vengono divisi, rilasciando energia sotto forma di calore.



Ad esempio, un piano di elettrificazione potrebbe incentivare l'uso di veicoli elettrici o il riscaldamento elettrico negli impianti industriali al posto dei tradizionali processi basati su combustibili fossili. Queste politiche mirano non solo a ridurre le emissioni locali nocive, ma anche a contribuire all'obiettivo più ampio di ridurre le emissioni globali di carbonio.

Nel contesto della Norvegia e della Germania, verranno valutate l'efficacia delle politiche di elettrificazione in atto o in fase di sviluppo in entrambi i Paesi. Si esaminerà come tali politiche possano contribuire a ridurre le emissioni locali, migliorare l'efficienza energetica e influenzare il bilancio globale delle emissioni di carbonio.

Questo approccio integrato consentirà di comprendere appieno le dinamiche complesse tra l'interscambio energetico, la produzione di energia e la politica ambientale nei contesti specifici di Norvegia e Germania.

## 1.2 Il caso tedesco e norvegese

Quanto esposto in questo lavoro è tratto dall'articolo di Simon Elias Schrader, Fred Espen Benth, "*A stochastic study of carbon emission reduction from electrification and interconnecting cable utilization. The Norway and Germany case*" [1].

Ci si concentra su Norvegia e Germania, utilizzando il cavo *NordLink* come caso di studio.

La Norvegia, ospitando il maggior numero di fiordi al mondo, è orgogliosa di essere la principale nazione europea per la produzione di energia idroelettrica. Questo è il risultato di una collaborazione efficace tra il governo e una popolazione consapevole dell'importanza delle energie pulite.

Il governo norvegese ha svolto un ruolo fondamentale nell'indirizzare il Paese verso una produzione di energia sostenibile. Ha adottato varie misure che hanno contribuito a creare un ambiente favorevole per l'energia pulita, quali il progetto CCS Longship per la cattura e il deposito di  $CO_2$ , investimenti in una piattaforma di ricerca verde, finanziamenti per l'idrogeno, il Centro di Ricerca Northwind per l'energia eolica e l'esenzione IVA per le auto elettriche, che ha stimolato le vendite di veicoli elettrici a quasi l'80% delle vendite totali nel 2021.

D'altra parte, la cittadinanza norvegese ha dimostrato un impegno notevole nel rispetto dell'ambiente. La consapevolezza ambientale è radicata nella cultura norvegese, il che ha reso più agevole l'adozione delle politiche governative volte a promuovere l'energia rinnovabile.

In sintesi, la Norvegia è un esempio di come la collaborazione tra governo e cittadinanza possa portare a un'eccellente transizione verso l'energia pulita e rinnovabile.

La Germania è uno dei maggiori consumatori di energia in Europa occidentale e nel mondo, principalmente nei settori dell'industria, dei trasporti, del riscaldamento e raffreddamento degli edifici, dell'energia elettrica e dell'industria chimica, ma poiché dispone di poche risorse energetiche naturali, gran parte di questa domanda viene soddisfatta importando e bruciando gas, carbone e petrolio. Nonostante abbia la più alta domanda di elettricità in Europa, il Paese importa circa due terzi del suo fabbisogno e i combustibili fossili costituiscono la maggior parte del mix energetico tedesco, rappresentando oltre il 75% del consumo totale di energia della Germania. La produzione nazionale copre circa un terzo del fabbisogno energetico del Paese. Tra le fonti di produzione nazionale, le energie rinnovabili come l'energia eolica, solare e da biomassa rappresentano circa il 40% del totale, mentre il nucleare contribuisce con un altro 12%.

Ora si passa ad osservare l'utilizzo del cavo *NordLink*.

Il progetto *NordLink* è stato realizzato attraverso la collaborazione di Statnett<sup>2</sup>, la società di rete TenneT<sup>3</sup> e la banca d'investimento tedesca KfW. Il cavo sottomarino, con una lunghezza di oltre 600 km rappresenta un collegamento tra le reti dell'elettricità dei Paesi norvegese e tedesco, entrato in funzione nel 2021.

Le motivazioni alla base del progetto sono tre. In primo luogo, sostiene l'obiettivo dell'Unione Europea di ridurre le emissioni di  $CO_2$  consentendo una maggiore integrazione delle fonti di energia rinnovabile, ad esempio l'energia eolica in eccesso prodotta in Germania può essere trasmessa in Norvegia per un utilizzo efficiente. In secondo luogo, all'altra estremità del collegamento, la Norvegia può esportare energia idroelettrica più stabile per aiutare la Germania a soddisfare la sua domanda giornaliera di energia. Poiché l'energia idroelettrica viene utilizzata come una sorta di batteria per compensare le fluttuazioni nella produzione di energia eolica, *NordLink* contribuisce a bilanciare la domanda sia a breve che a lungo termine. In terzo luogo, il cavo offre una maggiore sicurezza di approvvigionamento grazie all'interconnessione delle reti. Questo collegamento è fondamentale per connettere la Scandinavia alla Germania ed è destinato a contribuire alla creazione di un mercato energetico europeo integrato.

---

<sup>2</sup>Operatore TSO (Transmission System Operator) del sistema energetico norvegese, possiede e gestisce la rete di trasmissione e mantiene l'equilibrio tra consumo energetico e produzione.

<sup>3</sup>Operatore di sistemi di trasmissione nei Paesi Bassi e in gran parte della Germania.

## 1.3 Stato dell'arte

In letteratura esistono molti lavori che studiano il mercato europeo dell'energia elettrica dal punto di vista dell'installazione e del flusso di energia rinnovabile variabile per soddisfare la domanda futura. Di seguito sono elencati alcuni dei principali:

- *Seljom et al.* (2021) [2]: gli autori valutano l'efficienza dei progetti dal punto di vista dei costi del sistema elettrico utilizzando tecniche di programmazione stocastica, tenendo conto di dati scenari previsti per il futuro.
- *Zeyringer et al.* (2018) [3]: nella progettazione di un sistema energetico ottimale per il Regno Unito che soddisfi la domanda e raggiunga gli obiettivi di emissione, vengono impiegati anni meteorologici<sup>4</sup> simulati per il futuro.
- *Victoria et al.* (2020) [4]: in questo lavoro viene sviluppato un sistema elettrico europeo ottimizzato con un focus sui costi e vincolato a un limite massimo di emissioni. Questo sistema viene costruito utilizzando un modello di rete a risoluzione oraria in cui non vengono considerate le fluttuazioni casuali nei dati meteorologici e nel consumo di elettricità.
- *Schlachtberger et al.* (2017) [5]: in questo studio viene esaminato l'impatto delle connessioni elettriche all'interno dei sistemi energetici ottimizzati dal punto di vista dei costi in Europa includendo diverse capacità di trasmissione e trovando che l'aumento delle capacità di trasmissione porta a una riduzione del costo del sistema sotto il vincolo di raggiungere una riduzione del 95% delle emissioni di  $CO_2$ .
- *Child et al.* (2019) [6]: è emerso che i costi del sistema energetico sono più bassi e la transizione verso un sistema a basse emissioni di carbonio è più veloce quando le diverse regioni europee sono ben connesse tra loro, piuttosto che operino in modo indipendente. L'analisi confronta un sistema energetico modellato con una rete di trasmissione ottimale dal punto di vista dei costi con un sistema energetico che non prevede ulteriori estensioni della rete di trasmissione, scoprendo che la rete di trasmissione ottimale dal punto di vista dei costi contribuisce a ridurre le emissioni di  $CO_2$  nell'Europa settentrionale e occidentale, ipotizzando un aumento dei prezzi dei combustibili e delle emissioni dal 2016 al 2050.

---

<sup>4</sup>Periodo di tempo che tiene conto delle variazioni nel clima o nel tempo atmosferico per scopi di analisi o studio.



## Capitolo 2

### Il modello matematico

Questo lavoro, a differenza degli studi menzionati nel capitolo precedente, non si concentra sulla progettazione di un nuovo sistema energetico, ma piuttosto si concentra sull'analisi e sulla quantificazione delle emissioni di carbonio nel sistema attuale e della produzione di energia intermittente.

Vengono confrontati quindi gli effetti di una riduzione delle emissioni a livello locale e nazionale attraverso l'elettrificazione di specifici settori con l'integrazione della Norvegia in un sistema energetico europeo più ampio.

Come evidenziato nel capitolo precedente, la Norvegia produce principalmente energia elettrica da fonti idroelettriche, con una quota crescente ma ancora ridotta di energia eolica. D'altro canto, la produzione di energia elettrica in Germania si basa in larga misura sui combustibili fossili, ma anche su una quota consistente di energia rinnovabile. L'importazione di elettricità dalla Norvegia potrebbe contribuire a ridurre le emissioni di carbonio in Germania. Tuttavia, vi sono giorni in cui la produzione di energia eolica e/o fotovoltaica è talmente elevata che supera la domanda interna tedesca. In questo contesto, il cavo *NordLink* gioca un ruolo chiave, poiché consente di trasferire l'energia in eccesso dalla Germania alla Norvegia e viceversa.

La generazione di energia rinnovabile è però variabile a causa delle fluttuazioni meteorologiche, e la domanda è anch'essa variabile nel tempo. Per catturare queste variazioni stocastiche nella produzione e nella domanda energetica, viene proposto un modello di serie temporali che permette di affrontare in modo efficace le incertezze temporali e geografiche osservate nei dati storici relativi alla produzione e al consumo di energia.

## 2.1 Le serie temporali

La *serie temporale* (o *storica*) è definita come una successione di valori registrati ad intervalli di tempo regolari o irregolari di una particolare variabile che rappresenta un certo fenomeno. Gli intervalli di tempo tra le osservazioni consecutive  $\tau \in \mathbb{R}_+$  possono rimanere costanti all'interno della stessa serie o variare. Ad esempio, potrebbero essere giornalieri, mensili, annuali o di qualsiasi altra durata.

Questi intervalli creano un ordine cronologico dei valori registrati e attribuiscono un significato a ciascun valore in relazione ai valori precedenti e successivi.

Formalmente la serie storica è definita come una successione di valori  $\{x_1, \dots, x_t\}$  dove l'indice rappresenta il tempo a cui ciascun valore si riferisce. Perciò può essere vista come l'insieme dei risultati di un processo stocastico (si veda la Definizione A.6), ovvero un processo che evolve nel tempo in modo casuale o probabilistico.

In ogni serie temporale si distinguono differenti componenti:

- La componente di tendenza mostra il movimento della serie nel lungo periodo, mettendo in evidenza un'evoluzione strutturale del fenomeno dovuta a cause che agiscono in modo sistematico sullo stesso. Per potere osservare questa componente bisogna disporre di un numero sufficientemente grande di osservazioni.
- La componente stagionale osserva i movimenti della serie nel breve periodo che si ripetono in modo periodico ogni anno.
- La componente irregolare (o residuo) è costituita da fluttuazioni casuali o irregolari nella serie che non possono essere attribuite al trend o alla stagionalità.

## 2.2 Dati e casi

Come è già stato detto in precedenza, la generazione di energia rinnovabile è variabile a causa delle fluttuazioni meteorologiche e anche la domanda è variabile nel tempo. Verrà quindi utilizzato un modello di serie temporali per tener conto dell'aleatorietà nella valutazione del flusso di energia tra i Paesi, e quindi delle emissioni di carbonio.

I modelli che vengono introdotti per l'eolico, il fotovoltaico, l'idroelettrico e la domanda sono processi autoregressivi vettoriali (si veda la Sezione A) con trend e stagionalità, che tengono conto delle relazioni tra variabili. Verrà studiata la produzione e la domanda settimanale di energia in ciascun Paese e si stimeranno i processi utilizzando i dati storici raccolti.

L'obiettivo principale del lavoro è analizzare l'effetto del cavo rispetto alla riduzione complessiva delle emissioni di carbonio. Per fare ciò, si separano gli studi in diversi *casi* di utilizzo del cavo e dell'elettrificazione. Vengono utilizzati dati ufficiali sulle emissioni di carbonio prodotte dalle centrali elettriche a carbone e a gas in Germania, nonché sulle stime ufficiali delle emissioni di carbonio dalla produzione di petrolio nel Mare del Nord.

Si ricorre al metodo Monte Carlo<sup>1</sup> per simulare i sistemi energetici della Germania e dell'Norvegia e il risultato è costituito dalle distribuzioni probabilistiche della produzione di ciascuna fonte di energia, dei flussi tra i Paesi e verso le piattaforme, nonché delle emissioni di carbonio in ciascun Paese. I risultati varieranno a seconda del caso studiato.

### 2.2.1 Dati

I dati che sono stati raccolti sul consumo di elettricità in Norvegia e in Germania sono stati acquisiti da un sistema chiamato *Open Power* (2020) [7], che contiene serie temporali sulla domanda di energia elettrica in entrambi i Paesi fino al 2020.

Per quanto riguarda la produzione idrica norvegese, si utilizzano i dati mensili tratti dai bilanci elettrici forniti da *Statistic Norway* (2022) [8]. È importante notare che questi dati riguardano il bilancio elettrico generale, che fornisce l'approssimazione della produzione effettiva di energia idroelettrica in Norvegia.

Per condurre l'analisi, sono state utilizzate le serie temporali che coprono il periodo dal 1° giugno 2017 al 31 maggio 2020 e per studiare i dati su base settimanale, è stata calcolata la media dei dati disponibili per ogni settimana, considerando le 168 ore in ciascuna settimana. Nel caso dei dati relativi all'energia idroelettrica, sono stati utilizzati dati con una risoluzione mensile suddivisa in 13 mesi. Inoltre, viene fatta una semplice interpolazione lineare per riempire un dato mancante nel carico elettrico norvegese e nella produzione eolica norvegese, basandosi sulle osservazioni dei dati vicini.

I dati settimanali/mensili e il corrispondente livello medio stagionale possono essere visti nella Figura 2.1. Per uniformare i dati, è stato rimosso l'ultimo giorno di ogni anno (31 maggio) dal set di dati, in modo che il numero di punti sia divisibile per 52, ossia il numero di settimane in un anno.

---

<sup>1</sup>Metodo numerico basato su procedimenti probabilistici, ampiamente usato in statistica e può essere applicato per risolvere problemi di varia natura.

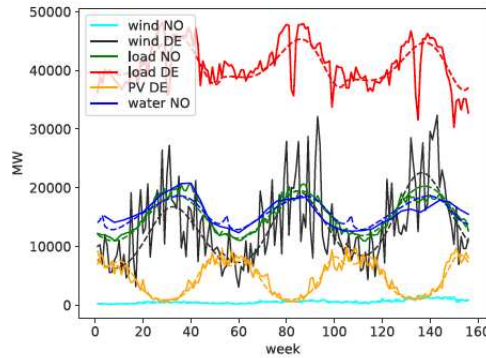


Figura 2.1: Serie temporali da giugno 2017 a giugno 2020 per la produzione e la domanda di energia elettrica in Germania e Norvegia, dove ‘DE’ sta per Germania e ‘NO’ sta per Norvegia, con il livello medio stagionale rappresentato da linee tratteggiate. ‘Wind’, ‘load’, ‘PV’, ‘water’ indicano rispettivamente energia eolica, elettrica, fotovoltaica e idroelettrica.

In Germania, oltre all’energia fotovoltaica ed eolica, ci sono altri tre tipi di fonti di energia a basse emissioni: energia idroelettrica, biomassa e nucleare. Queste fonti nel sistema energetico tedesco rappresentano circa 15 GW di capacità, con valori simili nel periodo 2017-2020 (*Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE*, 2022a [9]). Nell’analisi condotta, questa quota di 15 GW è stata sottratta dal carico energetico tedesco, considerando quindi che esista una fornitura costante di 15 GW. Inoltre vengono ignorati i piani di chiusura delle centrali nucleari della Germania nel 2022 (*Bundesamt für die Sicherheit der nuklearen Entsorgung*, 2022 [10]).

I dati sulla produzione eolica norvegese, tratti da *Open Power* [7] sono stati corretti: poiché non includono l’eolico *offshore*<sup>2</sup> sono stati moltiplicati per un fattore di  $5.5/5.2 \approx 1.058$  per far sì che la produzione eolica totale corrispondesse ai dati di *Statistics Norway*. Allo stesso modo, è stata aggiunta una correzione del 2% al valore medio della produzione di acqua a ogni passo temporale per tenere conto dell’energia termica in Norvegia, che è stata quindi conteggiata come energia idroelettrica nell’analisi. Le stime delle emissioni di  $CO_2$  si basano sui dati forniti da *Schlömer et al.*(2014) [11].

La Tabella 2.1 mostra la quota di carbone e gas sulla produzione totale di elettricità e le relative emissioni in Germania (*Fraunhofer Institute for Solar Energy*

<sup>2</sup>L’eolico *offshore* è un sistema di produzione di energia eolica situato in mare aperto. Le turbine eoliche sfruttano l’energia dei venti marini per generare elettricità pulita e rinnovabile, evitando l’uso di elettricità per produrre energia eolica.



*Systems ISE*, 2022b [12]).

Tipo	Carbone	Gas
g $CO_2$ / kWh (min/med/max)	740/820/910	410/490/650
Produzione di en. elettrica in Germania nel 2020	24.1%	11.6%

Tabella 2.1: Emissione e quota di produzione di energia elettrica in Germania di carbone e gas.

Per rappresentare le emissioni di  $CO_2$  derivanti dalla produzione di energia elettrica da combustibili fossili in Germania è stato calcolato un valore medio ponderato. Si considerano due componenti principali: le emissioni di  $CO_2$  medie dalla produzione di energia elettrica utilizzando un determinato combustibile (820 g  $CO_2$ / kWh per il carbone e 490 g  $CO_2$ / kWh per il gas) e la percentuale di energia elettrica prodotta utilizzando quel particolare combustibile (24.1% per il carbone e 11.6% per il gas). Per calcolare il valore medio ponderato viene moltiplicato ciascun valore con la relativa percentuale, sommando poi tutti i prodotti risultanti e quindi dividendo per la somma delle percentuali. Pertanto, si utilizza

$$\frac{24,1\% \cdot 820 + 11,6\% \cdot 490}{0,241 + 0,116} \approx 710 \text{ g } CO_2/kWh.$$

Non esistono prospettive univoche e chiare sull'effetto dell'elettrificazione dell'estrazione norvegese di petrolio e gas e si considerano qui due scenari: 'scenario a bassa riduzione' e 'scenario ad alta riduzione'.

Per quanto riguarda il primo, si è considerato uno scenario in cui l'elettrificazione dell'estrazione di petrolio e gas in Norvegia porta a una riduzione delle emissioni di  $CO_2$  che si basa su calcoli recenti e informazioni forniti dal *Norwegian Petroleum Directorate* (Oljedirektoratet, 2020 [13]) e dal governo norvegese (Olje- og energidepartementet, 2020 [14]). Attualmente, circa 8 TWh/anno di energia elettrica sono (o saranno presto) inviati dalla terraferma verso le piattaforme, il che riduce le emissioni di  $CO_2$  di circa 3.2 milioni di tonnellate all'anno. Inoltre, i progetti futuri di elettrificazione richiederanno ulteriori 4 TWh di energia all'anno, riducendo ulteriormente le emissioni di  $CO_2$  di 1.7 milioni di tonnellate per anno. Questo comporta una diminuzione di

$$\frac{1.7 \text{ milioni di tonnellate di } CO_2}{4 \text{ TWh}} = 425 \text{ g } CO_2/kWh.$$

Nello scenario ad alta riduzione invece, ci si basa sulle ipotesi fatte dall'associazione norvegese del petrolio e del gas, un'organizzazione che si occupa della gestione

delle risorse idriche. Secondo le loro stime, circa il 70% delle emissioni di  $CO_2$  derivanti dal funzionamento delle piattaforme, per un totale di circa 13.9 tonnellate di  $CO_2$ , possono essere elettrificate. Si stima che utilizzando 9 TWh di energia elettrica si possano risparmiare 6.3 milioni di tonnellate di  $CO_2$ , equivalente a 700 g  $CO_2$ / kWh.

Entrambi gli scenari hanno considerato l'elettrificazione come una soluzione per ridurre le emissioni di  $CO_2$ , ma il primo scenario (bassa riduzione) è ritenuto più affidabile poiché si basa su valutazioni più recenti e concrete. Esaminando questi numeri, si presenta un'ulteriore complicazione: le emissioni per unità di petrolio e gas estratto tendono ad aumentare nel corso della vita del giacimento, mano a mano che l'estrazione diventa sempre più complessa. Tuttavia, si è scelto di non considerare questo fattore per semplificare l'analisi.

Il cavo *NordLink* tra Norvegia e Germania ha una capacità potenziale di 1400 MW all'ora e si prevede che ci sia una perdita di energia del 5% durante la trasmissione. Questo significa che l'energia massima teorica (ignorando le perdite per effetto) inviata all'anno attraverso il cavo è di  $1400 \times 24 \times 365 \approx 12.3$  TWh. Le emissioni totali di  $CO_2$  in questo studio sono costituite dall'elettricità prodotta moltiplicate per le emissioni per kWh di tutte le fonti energetiche, oltre a 13,9 milioni di  $CO_2$  derivanti dalle piattaforme. Bisogna tenere presente che sono state incluse anche le emissioni derivanti dalle energie rinnovabili che incidono però solo sul totale delle emissioni. Pertanto, un eventuale disaccordo su questi numeri non influisce sulla riduzione riportata in questo studio. I numeri sono riportati nell'elenco seguente, che riassume anche i dati utilizzati per l'analisi successiva.

- Emissioni risparmiate grazie all'elettrificazione delle piattaforme petrolifere in Norvegia: 425 g  $CO_2$ / kWh nello scenario di bassa riduzione, o 700 g  $CO_2$ / kWh nello scenario di alta riduzione.
- Emissioni di energia rinnovabile (diversi intervalli e diversi dati in generale sono presentati in *Schlömer et al.* (2014) [11] e *Varun et al.* (2009) [15]):

Tipo di energia	Emissioni
Eolico	11 g $CO_2$ / kWh
Nucleare	12 g $CO_2$ / kWh
Idroelettrico	18.5 g $CO_2$ / kWh
Biomassa	43 g $CO_2$ / kWh
Fotovoltaico	45 g $CO_2$ / kWh

- Emissioni derivanti dall'utilizzo di energia fossile in Germania: 710 g  $CO_2$ /kWh.
- Il cavo *NordLink* ha una capacità di 1400 MW per ora, dove il 5% dell'effetto si perde nella trasmissione di energia.

Tutti questi dati sono utilizzati come base per l'analisi condotta in questo studio, che include il monitoraggio delle dinamiche del carico norvegese e tedesco e della produzione eolica, nonché dell'energia fotovoltaica tedesca e dell'energia idroelettrica, utilizzando modelli di serie temporali autoregressive stagionali per stimare e calibrare i dati storici.

### 2.2.2 Casi

Prima di analizzare dettagliatamente una serie di casi, è importante stabilire alcune ipotesi di base che saranno valide per tutti i casi:

- In Germania, ogni volta che c'è disponibilità di energia rinnovabile (eolica e fotovoltaica), viene utilizzata. Se invece non è sufficiente per coprire la domanda energetica, la differenza viene compensata utilizzando la produzione di carbone e gas. Viene fatta un'assunzione semplificativa: è possibile accendere e spegnere queste centrali quando necessario. Non è un'ipotesi eccessivamente irrealistica perché, quando si considerano intervalli di tempo settimanali, i tempi di avvio per le centrali a carbone e nucleare possono richiedere fino a mezza giornata.
- Se la Germania produce più energia verde di quanto necessita, questa andrà persa o, a seconda del caso studiato, sarà inviata in Norvegia. Nel caso di uno scambio di energia tra Norvegia e Germania, la priorità è data al trasferimento dell'eccedenza di energia verde dalla Germania alla Norvegia rispetto all'invio di energia in senso inverso.
- Il consumo della Norvegia è coperto in primo luogo dalla produzione eolica nazionale. Successivamente, si attinge all'energia ricevuta dal territorio tedesco e infine, alla produzione idroelettrica del Paese.
- L'energia idroelettrica non utilizzata non può essere conservata per utilizzi futuri, e tutta l'energia prodotta deve essere utilizzata nella stessa fase temporale. Tuttavia, è possibile immagazzinare l'energia dell'acqua riducendone la produzione. Verrà quindi registrato il surplus o il deficit energetico totale del Paese composto dall'energia idroelettrica non utilizzata.
- L'energia inviata dalla Norvegia alla Germania e viceversa avviene nello stesso periodo di tempo.

- Fino a 18 TWh di energia possono essere inviati alle piattaforme di produzione di petrolio e gas norvegesi. Attualmente ne vengono già inviati 8 TWh e si suppone che esistano cavi in grado di trasmettere altri 10 TWh alle piattaforme, sebbene questa stima sia approssimativa. Poiché non ci sono dati precisi su quanta elettricità richiederà una completa e realistica elettrificazione e si ritiene che un aumento di 10 TWh sia un'ipotesi ottimistica, ma realizzabile, per il consumo aggiuntivo di elettricità nei prossimi anni. Va notato che non tutti questi cavi ancora sono stati costruiti, ma si suppone che esistano già al fine di valutare il beneficio dell'elettrificazione delle piattaforme. Viene stimata una capacità dei cavi per le piattaforme di 10 TWh all'anno, senza perdite, equivalente a 1140 MW. Questo valore viene confrontato con la capacità del cavo *NordLink*.

Si considerano ora i diversi casi, chiamati rispettivamente *caso principale*, *caso di base*, *caso delle piattaforme* e *caso delle piattaforme + Germania*.

### *A - Caso principale*

Il cavo *NordLink* tra la Norvegia e la Germania viene utilizzato in questo modo: ad ogni passo temporale, quando in Germania c'è un surplus di energia rinnovabile e la Norvegia non è completamente coperta da energia eolica, la Germania invia l'energia in eccesso alla Norvegia. Questa sostituisce l'energia idroelettrica norvegese, che viene quindi risparmiata (nel modo descritto in precedenza), se però il surplus di energia supera la capacità del cavo, viene sprecata.

D'altro canto, quando non c'è abbastanza energia eolica e fotovoltaica nel territorio tedesco per soddisfare il proprio fabbisogno energetico, la Norvegia fornisce energia. Questo avviene nelle settimane in cui la Norvegia ha un surplus nella produzione di energia. In questa situazione, viene utilizzata solo l'energia idroelettrica prodotta durante quella settimana, senza dover attingere alle riserve idroelettriche precedentemente immagazzinate. Non viene inviata energia aggiuntiva alle piattaforme, tranne per gli 8 TWh già inclusi nel carico iniziale.

### *B - Caso base*

In questo caso si ipotizza che i cavi tra la Norvegia e la Germania rimangano inutilizzati.

### *C - Caso delle piattaforme*

La Norvegia ha in programma di elettrificare le sue piattaforme, quindi è possibile utilizzare il surplus di energia norvegese per elettrificare l'estrazione di petrolio e gas. L'utilizzo del cavo *NordLink* per importare energia dal surplus di produzione rinnovabile tedesca e non scambiare l'energia dall'altra parte è il 'caso delle piattaforme': l'eccesso di energia norvegese viene inviato alle piattaforme invece

di essere inviato alla Germania, mentre il surplus tedesco viene ancora inviato nel territorio norvegese. Si ipotizza che il trasporto di energia alle piattaforme sia privo di perdite e che ci sia una piena saturazione quando un totale di 10 TWh aggiuntivi viene inviato alle piattaforme. Il surplus di energie rinnovabili tedesche viene inviato alla Norvegia quando può coprire il deficit norvegese o viene inviato alle piattaforme se non c'è un deficit di elettricità nella stessa fase temporale. Nessuna energia viene inviata dalla Norvegia alla Germania.

Per questo caso verrà considerato sia lo scenario ad alta che a bassa riduzione.

#### *D - Caso delle piattaforme + Germania*

Questo caso combina il caso principale e il caso delle piattaforme. Il surplus energetico settimanale in Norvegia è inviato prima alla Germania. Se quella settimana rimane un'eccedenza, tenendo conto della capacità dei cavi, questa viene inviata alle piattaforme. Se la Germania invia energia al territorio norvegese allora, quell'energia e il surplus aggiuntivo vengono inviati alle piattaforme. È stato scelto di inviare prima l'energia alla Germania perchè si crede che lo scenario a bassa riduzione sia più realistico e che la riduzione delle emissioni sia quindi maggiore se l'energia viene inviata alla Germania.

## 2.3 Il modello

### 2.3.1 Modelli di serie temporali autoregressive per la produzione e per la domanda

Si vuole modellare il comportamento della produzione di energia da eolico, fotovoltaico e idroelettrico insieme alla domanda di energia mediante modelli di serie temporali autoregressive (si veda la Sezione A) con un livello medio che varia stagionalmente.

Le variabili di produzione rinnovabile al tempo  $t$  sono indicate con  $W_i(t)$ ,  $PV_i(t)$ , e  $H_i(t)$  per vento, fotovoltaico e idroelettrico, rispettivamente. La domanda (logaritmica) è indicata con  $D_i(t)$ , dove  $i \in \{DE(\text{Germania}), NO(\text{Norvegia})\}$ . Si modella quindi una dinamica stocastica di una serie temporale a 6 dimensioni:

$$(W_{DE}(t), W_{NO}(t), PV_{DE}(t), H_{NO}(t), D_{DE}(t), D_{NO}(t))_{t \in \mathbb{R}_0^+}$$

Si noti che nel modello non sono presenti le variabili  $PV_{NO}(t)$  e  $H_{DE}(t)$  poiché non vengono prodotte l'energia idroelettrica in Germania e l'energia fotovoltaica in Norvegia.

Per ognuna delle 6 variabili aleatorie si effettua una separazione tra la componente di tendenza  $T(t)$  e la componente stagionale  $S(t)$ .

Si considerino ora, per ciascuna delle 6 variabili, la parte destagionalizzata che

rappresenta la differenza tra il valore effettivo e la somma delle componenti di tendenza e stagionali:

$$X(t) = F(t) - T(t) - S(t)$$

dove  $F(t) \in \{W_{DE}(t), W_{NO}(t), PV_{DE}(t), H_{NO}(t), D_{DE}(t), D_{NO}(t)\}$ . Viene creato quindi un vettore colonna di serie temporali  $\mathbf{X}(t)$ , che raccoglie queste componenti destagionalizzate per le 6 variabili considerate:

$$\mathbf{X}(t) := (X_{W,DE}(t), X_{W,NO}(t), X_{PV,DE}(t), X_{H,NO}(t), D_{D,DE}(t), X_{D,NO}(t))_{t \in \mathbb{R}_0^+}^T$$

$\mathbf{X}(t)$  sarà modellato come una serie temporale autoregressiva vettoriale (VAR) (si veda la Sezione A) a 6 dimensioni.

### Componente di tendenza

La componente di tendenza di una serie temporale rappresenta l'andamento nel lungo periodo del fenomeno. È importante poiché dà una visione chiara dell'evoluzione a lungo termine del fenomeno che si sta analizzando.

Questa viene modellata come una funzione lineare per ciascuna variabile di interesse

$$T(t) = a \cdot t + b$$

con  $a$  e  $b$  costanti, dove  $a$  indica la pendenza e  $b$  l'intercetta. Questi valori ( $a$  e  $b$ ) sono stimati con un fitting ai minimi quadrati ordinari (OLS)<sup>3</sup> sulla base di dati storici.

Serie	Pendenza $a$	Intercetta $b$
Eolica NO	0.009260	5.460278
Eolica DE	0.002866	9.185670
Elettrica NO	0.000761	9.557052
Elettrica DE	-0.000254	10.637291
Idroelettrica NO	0.000000	9.656239
Fotovoltaica DE	0.000868	8.113218

Tabella 2.2: Pendenza e intercetta della componente di tendenza  $T(t)$  per la produzione e consumo di energia.  $t$  è il numero di settimane trascorse dal 1° giugno 2017.

<sup>3</sup>Tecnica di ottimizzazione (o regressione) che permette di trovare una funzione, rappresentata da una curva ottima (o curva di regressione), che si avvicini il più possibile ad un insieme di dati. La funzione trovata deve essere quella che minimizza la somma dei quadrati delle distanze tra i dati osservati e quelli della curva che rappresenta la funzione stessa.

Nella Tabella 2.2 sono riportati i numeri stimati per la funzione di tendenza. Nonostante i dati originari diano una pendenza  $a$  negativa per la produzione di energia idroelettrica norvegese, è stato deciso di porre questo valore a zero perchè i dati originari rappresentano il bilancio energetico, non l'estrazione idrica e perchè si ritiene che la produzione di energia idroelettrica negativa non sia realistica. Inoltre va notato che la tendenza negativa della produzione di energia elettrica in Germania è effettivamente prevista nei dati raccolti dal *Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI, 2020*[16], dove viene spiegato che la diminuzione è principalmente dovuta a un miglioramento dell'efficienza in tutte le applicazioni basate sull'elettricità.

### Componente stagionale

La componente stagionale in una serie temporale fa riferimento ai movimenti o alle variazioni infrannuali.

Sia  $n$  il numero di periodi e  $p$  il periodo. Viene definita la media stagionale attraverso la funzione

$$\tilde{S}_p(t) = (g(t) + g(t+p) + g(t+2p) + \dots + g(t+(n-1)p))/n \quad (2.1)$$

con  $t \in [0, p)$ , dove  $g(t) = F(t) - T(t)$  dà luogo a una funzione  $\tilde{S}_p(t)$ . Viene adattato un polinomio di sesto grado  $S_p(t)$  come miglior adattamento mediante il metodo dei minimi quadrati ordinari alla funzione stimata  $\tilde{S}_p(t)$  per ciascuna serie temporale. Questo ordine è stato scelto perchè porta alla stazionarietà della serie dei residui. La componente stagionale  $S(t)$  è modellata come  $S_p(t)$ , che si ripete con periodo  $p$ , cioè  $S(t) = S_p(t \bmod p)$ .

Serie	$a_6$	$a_5$	$a_4$	$a_3$	$a_2$	$a_1$	$a_0$
Eolica NO	$5.27 \cdot 10^{-9}$	$-9.29 \cdot 10^{-7}$	$6.43 \cdot 10^{-5}$	$-2.22 \cdot 10^{-3}$	$3.82 \cdot 10^{-2}$	$-2.51 \cdot 10^{-1}$	$-9.39 \cdot 10^{-3}$
Eolica DE	$-2.13 \cdot 10^{-9}$	$3.41 \cdot 10^{-7}$	$-1.85 \cdot 10^{-5}$	$3.07 \cdot 10^{-4}$	$2.82 \cdot 10^{-3}$	$-6.33 \cdot 10^{-2}$	$-2.31 \cdot 10^{-1}$
Elettrica NO	$-8.43 \cdot 10^{-10}$	$1.41 \cdot 10^{-7}$	$-8.02 \cdot 10^{-6}$	$1.41 \cdot 10^{-4}$	$1.25 \cdot 10^{-3}$	$-2.78 \cdot 10^{-2}$	$-1.61 \cdot 10^{-1}$
Elettrica DE	$6.31 \cdot 10^{-10}$	$-5.84 \cdot 10^{-8}$	$9.60 \cdot 10^{-7}$	$3.09 \cdot 10^{-5}$	$-6.72 \cdot 10^{-4}$	$3.58 \cdot 10^{-3}$	$-5.88 \cdot 10^{-2}$
Idroelettrica NO	$1.14 \cdot 10^{-5}$	$-3.98 \cdot 10^{-4}$	$5.36 \cdot 10^{-3}$	$-3.62 \cdot 10^{-2}$	$1.26 \cdot 10^{-1}$	$-1.40 \cdot 10^{-1}$	$-1.49 \cdot 10^{-1}$
Fotovoltaica DE	$1.87 \cdot 10^{-8}$	$-3.26 \cdot 10^{-6}$	$2.06 \cdot 10^{-4}$	$-5.69 \cdot 10^{-3}$	$6.44 \cdot 10^{-2}$	$-2.73 \cdot 10^{-1}$	$10.23 \cdot 10^{-1}$

Tabella 2.3: Coefficienti dei polinomi per la componente stagionale deterministica della serie temporale. I coefficienti descrivono una funzione  $S(t) = a_6t^6 + a_5t^5 + a_4t^4 + a_3t^3 + a_2t^2 + a_1t^1 + a_0t^0$ , dove  $t$  ha unità di misura in settimane per tutte le serie temporali, tranne che per l'idroelettrico norvegese, dove l'unità di misura è mensile (cioè 4 settimane).

Viene utilizzata una risoluzione settimanale  $p = 52$  per tutte le serie tranne che per l'energia idroelettrica norvegese che ha  $p = 13$ . Le serie risultanti sono riportate nella Tabella 2.3. Per l'idroelettrico norvegese, i dati raccolti erano disponibili solo

con risoluzione mensile, quindi sono stati estesi i dati annuali in  $p = 13$  intervalli della stessa lunghezza mediante una media tale da rendere i dati compatibili con 52 settimane.

## Residui

Nelle serie temporali i residui costituiscono una parte non spiegabile del fenomeno e sono dovuti all'insieme delle cause non esplicitate, come la componente di tendenza o stagionale. Hanno la caratteristica di essere totalmente imprevedibili e la determinazione di tale componente si ottiene per residuo dalle altre.

Sono rappresentati dall'equazione:

$$X(t) = F(t) - S(t) - T(t)$$

Costituiscono quindi la differenza tra il valore effettivo della serie  $F(t) \in \{W_{DE}(t), W_{NO}(t), PV_{DE}(t), H_{NO}(t), D_{DE}(t), D_{NO}(t)\}$  e la somma tra la componente di tendenza  $T(t)$  e la componente stagionale  $S(t)$  della serie.

Dopo aver condotto i test Dickey-Fuller Aumentato<sup>4</sup> e KPSS<sup>5</sup> su tutte le serie, ad eccezione del carico norvegese, si è constatato che i risultati indicano la stazionarietà delle serie.

Per iniziare, è stata modellata ogni serie temporale come una serie AR( $p$ ) (si veda la Sezione A) di ordine massimo  $p$  fino a tre. L'equazione di tale modello assume la seguente forma:

$$y_t = \varphi_1 y_{t-1} + \dots + \varphi_p y_{t-p} + \varepsilon_t$$

dove  $y_t$  rappresenta il valore corrente della serie che si vuole studiare,  $\varphi_1, \varphi_2, \dots, \varphi_p$  sono i coefficienti della regressione lineare della variabile casuale  $y_t$  rispetto ai suoi valori passati fino all'ordine  $p$  e  $\{\varepsilon_t\}_{t \in \mathbb{Z}}$  rappresenta il *white noise* (si veda la Definizione A.8).

L'ordine ottimale è stato selezionato utilizzando il criterio BIC (Bayesian information Criterion)<sup>6</sup> e i coefficienti sono riportati nella Tabella 2.4.

<sup>4</sup>Il test di Dickey-Fuller Aumentato aiuta a determinare se una serie temporale è stazionaria o se mostra una tendenza o una deriva che potrebbe influenzare le analisi statistiche.

<sup>5</sup>Il test KPSS (Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin) è un test statistico utilizzato per verificare l'ipotesi di stazionarietà di una serie temporale (una serie temporale stazionaria è una serie le cui proprietà statistiche rimangono costanti nel tempo in cui la serie viene osservata). Il test KPSS è progettato specificamente per rilevare la presenza di radici unitarie, il che indica che una serie temporale potrebbe non essere stazionaria.

<sup>6</sup>Il criterio dell'informazione bayesiana è un metodo che si concentra sulla somma dei quadrati dei residui per trovare il numero di periodi ritardati  $p$  che minimizzano questo modello. È utilizzato per la variazione e il confronto tra modelli e penalizza maggiormente quelli troppo complessi.



Serie temporale	$\varphi_1$	$\varphi_2$	$\varphi_3$	$\sigma^2$
Eolica NO	$0.184604 \pm 0.077589$	0	0	$0.077322 \pm 0.008715$
Eolica DE	0	0	0	$0.124229 \pm 0.015349$
Elettrica NO	$0.669570 \pm 0.069938$	$-0.205016 \pm 0.074157$	$0.303462 \pm 0.074161$	$0.001737 \pm 0.000173$
Elettrica DE	$0.626391 \pm 0.056887$	$-0.225152 \pm 0.085079$	0	$0.003344 \pm 0.000305$
Idroelettrica NO	$1.189324 \pm 0.150155$	$-0.484997 \pm 0.143452$	0	$0.001406 \pm 0.000382$
Fotovoltaica DE	$0.341299 \pm 0.067054$	0	0	$0.053133 \pm 0.005824$

Tabella 2.4: Coefficienti della serie  $AR(p)$  per ciascuno dei fattori residui, compreso l'errore standard dei parametri, per  $p$  fino a 3 lags.

Per verificare se questi valori forniscono un comportamento corretto, è stato confermato che i residui (l'errore delle serie temporali prodotto dalla Tabella 2.4 rispetto ai dati reali) sono distribuiti normalmente. Inoltre, viene studiata la funzione di autocorrelazione (ACF) (si veda la Definizione A.7) per confermare i coefficienti nella Tabella 2.4.

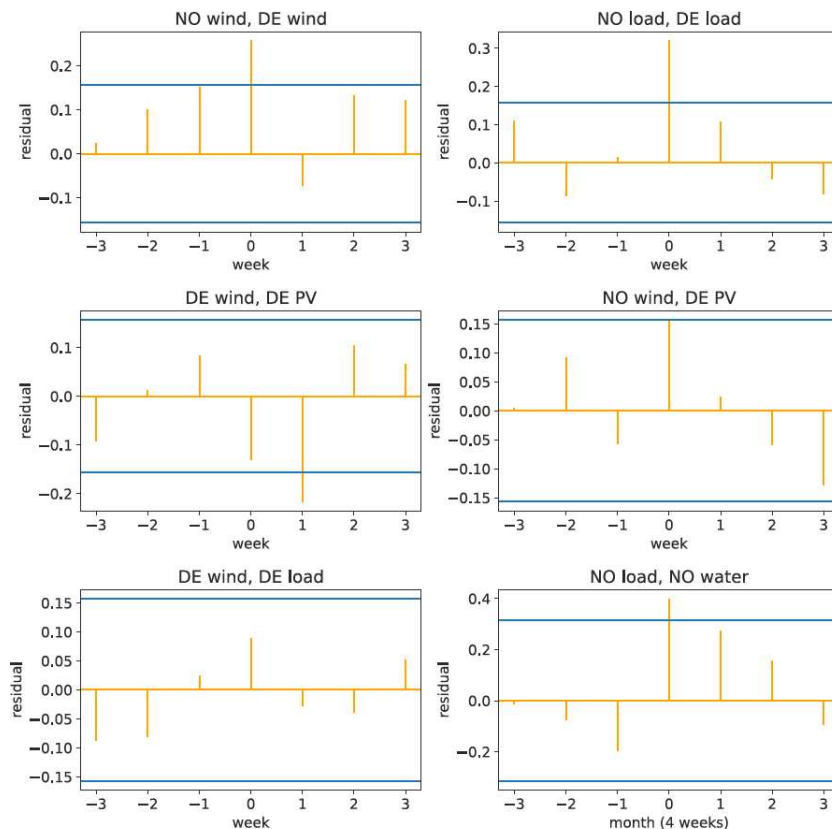


Figura 2.2: Correlazione tra i residui adattati ai modelli AR su scala settimanale, tranne che per l'elettrico-idroelettrico norvegese, che è la correlazione tra il valor medio (su 4 settimane) dell'elettrico e dell'idroelettrico.

Per migliorare il modello stocastico, è stata anche esaminata la correlazione tra le serie temporali ispezionando visivamente la correlazione incrociata delle deviazioni tra i dati reali e i modelli (cioè le deviazioni dei residui) tra l'eolico tedesco e norvegese, tra il fotovoltaico e l'eolico tedesco, tra il carico tedesco e il carico norvegese e tra l'elettrico norvegese e l'idroelettrico norvegese (a risoluzione mensile). Questo viene illustrato nella Figura 2.2.

Si può notare una correlazione positiva tra l'eolico tedesco e norvegese e una correlazione negativa tra l'eolico e fotovoltaico tedesco. Questo è intuitivamente significativo, poiché i modelli di vento in Europa tendono a influenzarsi reciprocamente e c'è una tendenza negativa tra le settimane caratterizzate da bel tempo e quelle caratterizzate da venti intensi. Allo stesso modo, si può notare come i carichi elettrici norvegesi e tedeschi sono correlati positivamente con un *lag* 0. Si osserva inoltre, una correlazione positiva tra l'elettrico e l'idroelettrico norvegese, il che è significativo in quanto la produzione di elettricità dai bacini idrici è utilizzata in larga misura per coprire la domanda.

Viene modellata la produzione eolica e fotovoltaica come un modello VAR(1) dipendente (dipendente nel senso che il valore corrente di ciascuna variabile dipende linearmente dai suoi valori precedenti e dai valori precedenti delle altre variabili del sistema) e l'elettricità norvegese e tedesca come un modello VAR(3). Un processo VAR di ordine  $p$  può essere rappresentato come segue:

$$A(L)y_t = \varepsilon_t \rightarrow y_t = A_1y_{t-1} + \dots + A_py_{t-p} + \varepsilon_t$$

dove  $A(L)$  è un polinomio matriciale di ordine  $p$ <sup>7</sup>,  $\varepsilon_t$  è un *white noise* vettoriale e  $y_t$  rappresenta il valore delle variabili al tempo  $t$ .

La dipendenza tra l'elettrico e l'idroelettrico norvegese rappresenta un piccolo problema dovuto alle diverse scale temporali. Per ovviare a ciò viene modellato l'idroelettrico su scala settimanale per poi correlarlo all'elettrico norvegese (e tedesco). Tuttavia, poiché la dipendenza si trova al *lag* 0, si suggerisce di condizionare il residuo del modello autoregressivo per la produzione di acqua al residuo del modello di energia elettrica. Si campiona poi questo residuo in maniera indipendente per poi ottenere il residuo per la produzione di acqua utilizzando il fatto che la distribuzione condizionata di una distribuzione normale multivariata (si veda la Definizione A.5) è essa stessa normalmente distribuita (si veda il Teorema A.1).

---

<sup>7</sup>È una combinazione lineare di matrici i cui coefficienti possono essere polinomi nelle variabili specificate.  $P(X) = A_0 + A_1X + A_2X^2 + \dots + A_pX^p$  dove  $X$  è una matrice,  $A_0, \dots, A_p$  sono matrici coefficienti e  $X^k$  rappresenta la matrice  $X$  elevata alla potenza  $k$ .

Il modello finale per  $\mathbf{X}(t)$  stimato sarà quindi il seguente: l'eolico norvegese, l'eolico tedesco e il fotovoltaico tedesco saranno modellati come segue, dove in tutti i casi  $\mathbf{Z}(t) \sim \mathcal{N}(0, \Sigma)$ <sup>8</sup>.

$$\begin{bmatrix} X_{windNO,t} \\ X_{windDE,t} \\ X_{PVDE,t} \end{bmatrix} = \begin{pmatrix} 0.213521 & -0.066938 & -0.033662 \\ 0.291248 & -0.119213 & -0.321294 \\ -0.061305 & 0.071481 & 0.369008 \end{pmatrix} \begin{bmatrix} X_{windNO,t-1} \\ X_{windDE,t-1} \\ X_{PVDE,t-1} \end{bmatrix} + \mathbf{Z}(t) \quad (2.2)$$

dove

$$\Sigma = \begin{pmatrix} 0.079352 & 0.024967 & 0.010698 \\ 0.024967 & 0.117833 & -0.008910 \\ 0.010698 & -0.008910 & 0.053757 \end{pmatrix} \quad (2.3)$$

$\Sigma$  è la matrice delle varianze e delle covarianze (si veda la Definizione A.11).

Analogamente, si ottiene per l'elettrico norvegese e tedesco:

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} X_{loadNO,t} \\ X_{loadDE,t} \end{bmatrix} &= \begin{pmatrix} 0.612895 & 0.096800 \\ -0.031218 & 0.653266 \end{pmatrix} \begin{bmatrix} X_{loadNO,t-1} \\ X_{loadDE,t-1} \end{bmatrix} \\ &+ \begin{pmatrix} -0.159204 & -0.063605 \\ -0.044460 & -0.260389 \end{pmatrix} \begin{bmatrix} X_{loadNO,t-2} \\ X_{loadDE,t-2} \end{bmatrix} \\ &+ \begin{pmatrix} 0.342012 & -0.078640 \\ 0.050070 & 0.056468 \end{pmatrix} \begin{bmatrix} X_{loadNO,t-3} \\ X_{loadDE,t-3} \end{bmatrix} + \mathbf{Z}(t) \end{aligned} \quad (2.4)$$

dove

$$\Sigma = \begin{pmatrix} 0.001780 & 0.000843 \\ 0.000843 & 0.003491 \end{pmatrix} \quad (2.5)$$

Per l'idroelettrico si segue un approccio leggermente diverso rispetto a quello appena descritto: verrà modellato come un processo AR(2) con gli stessi parametri della Tabella 2.4, ma correlando la casualità con il carico elettrico in modo condizionato. Per l'idroelettrico e l'elettrico norvegese, la correlazione principale si osserva a un *lag* pari a 0. Viene applicato un modello VAR(2), ma è stato deciso di considerare solamente la correlazione al *lag* pari a zero, ignorando gli effetti reciproci dei *lags* successivi a zero, in quanto non rilevanti. In questo modo, il *white noise* della matrice di covarianza assume una forma su scala mensile

$$\Sigma = \begin{pmatrix} 0.001248 & 0.000523 \\ 0.000523 & 0.001514 \end{pmatrix} \quad (2.6)$$

<sup>8</sup>Si assume che il *white noise* abbia distribuzione normale (si veda la Definizione A.4).

La variabile aleatoria per il residuo dell'elettrico norvegese deve essere modellata dall'Equazione (2.5) e useremo quindi che la distribuzione condizionale  $(Z_{waterNO,t}|Z_{loadNO,t} = z_{loadNO,t})$  è di per sé normalmente distribuita<sup>9</sup>. Inoltre, modelleremo anche l'idroelettrico come una funzione settimanale. Per farlo, utilizzeremo il fatto che la somma di due distribuzioni normali multivariate indipendenti è normale multivariata, quindi  $\Sigma/4$  può essere usata come covarianza in una griglia temporale settimanale. Infine, la fase autoregressiva viene calcolata solo ogni 4 settimane, e si utilizza la media dei passi settimanali in modo tale che

$$\begin{cases} M_t = \frac{1.189}{4}(X_{t-1} + X_{t-2} + X_{t-3} + X_{t-4}) \\ \quad - \frac{0.485}{4}(X_{t-5} + X_{t-6} + X_{t-7} + X_{t-8}) & \text{se } t \bmod 4 = 0 \\ M_t = M_{t-(t \bmod 4)} & \text{altrimenti} \end{cases} \quad (2.7)$$

$$X_t = M_{t-(t \bmod 4)} + (Z_t|Z_{loadNO,t} = z_{loadNO,t}).$$

La variabile  $X_t$  rappresenta l'idroelettrico norvegese in un dato periodo di tempo  $t$ . Questa variabile viene aggiornata utilizzando una composizione di due componenti principali: la componente settimanale e la componente stocastica.

- Componente settimanale ( $M$ ):  
La fase autoregressiva viene fatta ogni 4 settimane, e durante queste settimane viene calcolata una media settimanale dei passi settimanali precedenti (si veda l'Equazione 2.7).
- Componente stocastica ( $Z_t|Z_{loadNO,t} = z_{loadNO,t}$ ):  
Viene introdotto un termine stocastico  $Z$  che rappresenta il residuo dell'elettrico norvegese in un dato periodo, questo termine è condizionato al valore osservato della variabile  $Z_{loadNO,t}$ . La componente stocastica contribuisce all'incertezza e alla casualità nella serie temporale.

## 2.3.2 Valutazione del metodo

### Profili di produzione

La Figura 2.3 rappresenta i profili di produzione annuale per le diverse fonti di energia, generati attraverso simulazioni utilizzando il modello VAR. Mostra che la produzione di energia idroelettrica in Norvegia è rimasta stabile nei due anni considerati (2020 e 2022), mentre la produzione di energia fotovoltaica ha registrato

<sup>9</sup> $(Z_{waterNO,t}|\sigma(Z_{loadNO,t})) \sim \mathcal{N}(\mu, \sigma^2)$ , dove  $\mathcal{N}$  indica la distribuzione normale (si veda la Definizione A.4),  $\mu$  è la media della distribuzione condizionata e  $\sigma^2$  è la varianza della distribuzione condizionata.

un leggero aumento nella sua media. Allo stesso tempo, si è verificata una leggera diminuzione dell'elettrico tedesco dal 2020 al 2022 e al contrario, una crescita di quello norvegese. Si nota anche un'incertezza significativa nella produzione eolica in Germania, rappresentata come una distribuzione molto diffusa.

Un cambiamento evidente si osserva nel carico norvegese dal 2020 al 2022, dimostrando la chiara necessità di affidarsi alla produzione eolica per compensare la mancanza di produzione idrica. Inoltre, la Figura 2.3 mette in evidenza la dipendenza della Germania da fonti di energia non rinnovabili, poiché non si osserva una significativa crescita nella produzione di energia da fonti rinnovabili.

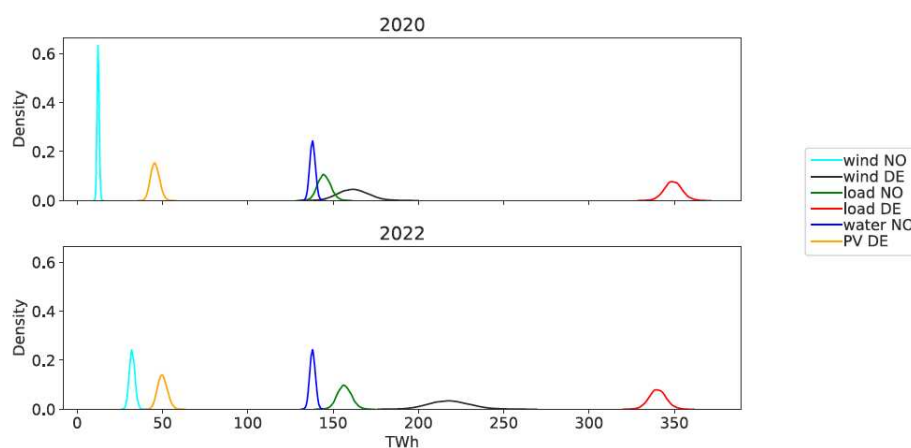


Figura 2.3: Produzione e utilizzo di energia negli anni 2020 e 2022 (per anno si intende da giugno di un anno a giugno dell'anno successivo).

I profili di produzione sono generati dal modello stimato e potrebbero non riflettere precisamente la realtà al momento del 2022. Invece, mostrano delle probabili incertezze e variazioni nei profili di produzione nel breve periodo di due anni, basati sulle informazioni disponibili al momento della creazione del modello.

### Sovraproduzione eolica

La Figura 2.4 rappresenta la distribuzione (si veda la Definizione A.3) della sovrapproduzione eolica tedesca, ovvero l'energia prodotta in eccesso rispetto al consumo tedesco (che rimarrebbe inutilizzata se non ci fosse il cavo), simulata per l'anno che va da giugno 2020 a giugno 2021, sulla base di  $n = 10.000$  simulazioni. Inoltre, mostra l'energia eolica che può essere inviata alla Norvegia, tenendo conto della capacità limitata del cavo di trasmissione.

In generale, si osserva che la sovrapproduzione eolica non è molto elevata, saranno pochi i giorni in cui la Germania produrrà più energia eolica di quanto consuma.

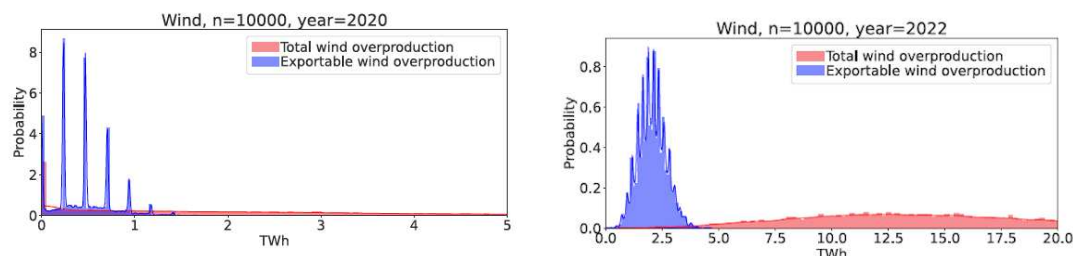


Figura 2.4: Sovrapproduzione eolica e vento che può essere inviato in Norvegia calcolati da una simulazione per gli anni 2020 (da giugno 2020 a giugno 2021) e 2022 (da giugno 2022 a giugno 2023).

La sovrapproduzione media nel modello è di  $2.32 \pm 2.26$  TWh. La distribuzione dell'energia eolica che può essere esportata in Norvegia mostra un andamento frastagliato, il che riflette la capacità massima del cavo (i picchi sono multipli di  $1400 \text{ MW} \times 24 \times 7 \text{ h} = 0.235$  TWh). Nel dettaglio, ogni anno vengono inviati alla Norvegia  $0.43 \pm 0.30$  TWh di energia eolica dalla Germania.

A causa della capacità limitata del cavo, il vento "troppo forte" non può essere inviato completamente. È molto probabile che non ci sia sovrapproduzione di vento e la riduzione totale ricorda una distribuzione esponenziale, con valori di sovrapproduzione più elevati che diventano sempre meno probabili. La Figura 2.4 include anche un confronto per l'anno 2022, evidenziando che in questo caso la capacità del cavo non è sufficiente per assorbire la maggior parte della sovrapproduzione eolica tedesca, e quindi molta di questa energia risulta sprecata.

# Capitolo 3

## I risultati

In questo lavoro sono state simulate le dinamiche energetiche per gli anni 2020 e 2022 (considerando il periodo da giugno 2020 a giugno 2021 e lo stesso vale per il 2022). La scelta di concentrarsi su questi due anni è motivata dalla disponibilità di serie temporali di dati storici che si estendono fino a giugno 2020 e l'obiettivo è quello di studiare gli effetti a breve termine e nel futuro prossimo. Tutte le simulazioni sono state eseguite con  $n = 10.000$ , a meno che non venga indicato diversamente.

Ora, si procederà all'esame dei risultati ottenuti per i diversi casi di studio. Questi risultati forniranno una visione dettagliata delle variazioni nella produzione e nella distribuzione energetica durante il periodo preso in considerazione.

### 3.1 A - Caso principale

I dati sulle emissioni totali di anidride carbonica da parte della Norvegia e della Germania nel caso principale, insieme al surplus energetico norvegese e al saldo di *import-export* dalla Norvegia alla Germania sono riportati nella Figura 3.1.

Tipo	2020	2022
Emissioni del caso principale (Mt di $CO_2$ )	$119 \pm 6$	$78 \pm 6$
Emissioni del caso base (Mt di $CO_2$ )	$123 \pm 6$	$83 \pm 6$
Riduzioni delle emissioni del caso principale (Mt di $CO_2$ )	$4.1 \pm 0.8$	$4.7 \pm 0.7$
Esportazione netta di elettricità del caso principale (TWh)	$5.6 \pm 1.2$	$5.0 \pm 1.3$
Eccedenza di elettricità nel caso principale (TWh)	$-0.2 \pm 2.0$	$8.4 \pm 3.1$
Eccedenza di elettricità nel caso base (TWh)	$5.5 \pm 2.9$	$13.5 \pm 3.5$

Tabella 3.1: Emissioni, riduzioni delle emissioni, surplus di elettricità ed esportazione netta di elettricità dalla Norvegia alla Germania, confrontando i casi principale e base nel 2020 e nel 2022.

La Figura 3.1 include anche i grafici corrispondenti per il caso base, fornendo così un confronto visivo tra le due situazioni.

Per una descrizione numerica più dettagliata, la Tabella 3.1 fornisce i valori medi e le relative deviazioni standard<sup>1</sup>. Inoltre, include anche i valori relativi al 2022, consentendo una visione più chiara delle tendenze nel breve termine.

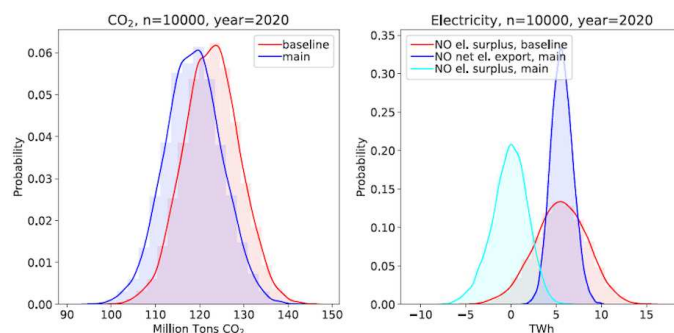


Figura 3.1: A sinistra: emissioni totali di  $CO_2$  per i casi base (in rosso) e principale (in blu) nel 2020. A destra: eccedenza di elettricità norvegese (in rosso base, in azzurro principale) e esportazione netta di elettricità dalla Norvegia alla Germania (in blu principale) per i casi base e principale.

Guardando la Figura 3.1 sulla destra, si notano diverse tendenze interessanti. Nel caso principale la mediana<sup>2</sup> del surplus di energia elettrica norvegese è prossima a 0 TWh e l'esportazione di energia raggiunge un picco simile al surplus energetico del caso base, indicando che la Norvegia invia praticamente tutto il suo surplus in Germania. Questo contribuisce a una riduzione delle emissioni di anidride carbonica. Si nota inoltre una minore dispersione della curva delle eccedenze nel caso principale rispetto al caso base, suggerendo una gestione più stabile ed efficiente delle risorse energetiche.

La Figura 3.2 mostra come la riduzione delle emissioni di anidride carbonica nel caso principale è direttamente correlata alla sovrapproduzione energetica norvegese nel caso base, si osserva che esiste una relazione lineare tra le due.

Si nota che in questo caso c'è almeno una riduzione al di sopra di 1 milione di tonnellate di  $CO_2$ , poiché c'è sempre qualcosa che viene esportato dalla Norvegia. La pendenza dell'adattamento lineare è  $m = 244 \text{ g/kWh}$ , dimostrando che la

<sup>1</sup>La deviazione standard è la radice quadrata con segno positivo della varianza  $\sqrt{\text{Var}(X)}$ , fornisce una misura della larghezza della distribuzione dei valori assunti da  $X$  variabile aleatoria attorno al valor medio.

<sup>2</sup>In una successione è il termine che occupa la posizioni centrale, viene preceduto e seguito dal 50% delle osservazioni.



produzione aggiuntiva di elettricità da parte della Norvegia è direttamente benefica per la riduzione di anidride carbonica tedesca. Questo dato va confrontato con il valore di  $m = 710 \text{ g/kWh}$  risparmiato per ciò che arriva effettivamente in Germania. Si osserva inoltre che la sovrapproduzione di energia eolica tedesca ha un impatto negativo sulle emissioni di anidride carbonica. Questo non è dovuto alla produzione eolica in sé, ma deriva dal fatto che nei giorni in cui la Germania invia elettricità alla Norvegia, non avviene trasmissione in senso contrario.

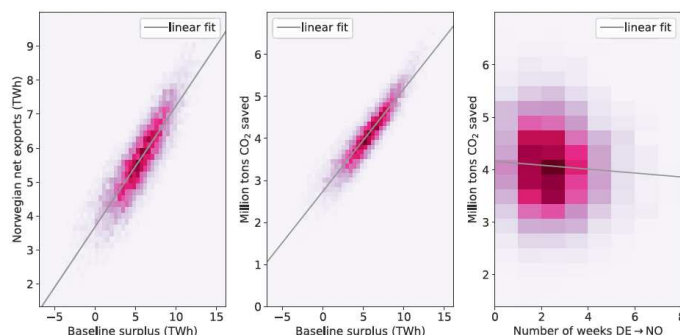


Figura 3.2: 2020, istogrammi 2D e addattamento lineare del:

A sinistra: surplus del caso base rispetto alle esportazioni nette norvegesi nel caso principale. Al centro: surplus del caso base rispetto alle emissioni di anidride carbonica risparmiate nel caso principale. A destra: numero di settimane di esportazione della Germania verso la Norvegia rispetto alle emissioni di anidride carbonica risparmiate nel caso principale.

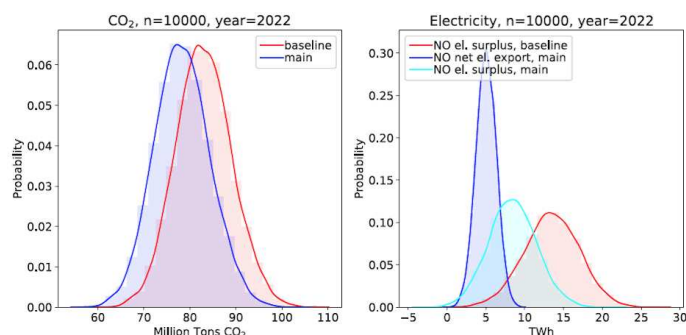


Figura 3.3: A sinistra: emissioni totali di  $CO_2$  per i casi base (in rosso) e principale (in blu) nel 2020. A destra: eccedenza di elettricità norvegese (in rosso base, in azzurro principale) e esportazione netta di elettricità dalla Norvegia alla Germania (in blu principale) per i casi base e principale.

Le Figure 3.3 e 3.4 presentano gli stessi grafici per l'anno 2022 e i risultati mostrano coerenza con l'anno precedente, come indicato nella Tabella 3.1. Le ten-

denze osservate sono sostanzialmente le stesse.

L'aumento relativamente modesto nella riduzione delle emissioni rispetto al 2020 può essere spiegato da tre fattori principali. In primo luogo, la capacità limitata del cavo impedisce il trasferimento di più di 0,23 TWh di elettricità a settimana, lasciando un'eccedenza inutilizzata. In secondo luogo, le esportazioni tedesche per un periodo prolungato riducono ulteriormente l'efficacia delle riduzioni. In terzo luogo, poiché la Norvegia non può inviare elettricità ogni giorno, una parte della sovrapproduzione norvegese rimane inutilizzata.

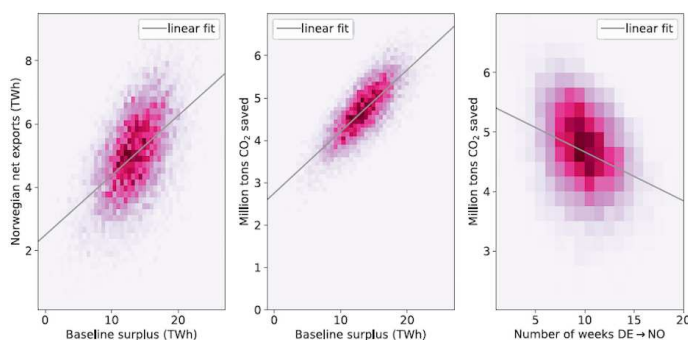


Figura 3.4: 2022, istogrammi 2D e addattamento lineare del:

A sinistra: surplus del caso base rispetto alle esportazioni nette norvegesi nel caso principale. Al centro: surplus del caso base rispetto alle emissioni di anidride carbonica risparmiate nel caso principale. A destra: numero di settimane di esportazione della Germania verso la Norvegia rispetto alle emissioni di anidride carbonica risparmiate nel caso principale.

Un'altra cosa che si può notare negli istogrammi della Figura 3.4 è una maggiore diffusione di energia eolica e fotovoltaica facendo il confronto con la Figura 2.3.

## 3.2 C - Caso delle piattaforme

Nelle Figure 3.5 e 3.6 si analizzano gli anni 2020 e 2022 rispettivamente. Vengono confrontati il caso principale con il caso delle piattaforme (sia lo scenario a bassa che ad alta riduzione). Nella Tabella 3.2 sono presentati i valori medi e le rispettive deviazioni standard, insieme a un confronto con lo scenario principale.

Si può notare che nel 2020, per quanto riguarda la riduzione delle emissioni, l'invio di elettricità extra alla Germania è approssimativamente equivalente all'invio alle piattaforme nello scenario ad alta riduzione, ma notevolmente migliore rispetto allo scenario a bassa riduzione.

Tuttavia, nel 2022, emerge un cambiamento significativo: lo scenario ad alta riduzione offre ora maggiori riduzioni, mentre lo scenario a bassa riduzione rimane inferiore all'invio alla Germania.

Tipo	2020	2022
Emissioni del caso piattaforma - <i>a</i> (Mt di $CO_2$ )	$119 \pm 6$	$78 \pm 6$
Emissioni del caso piattaforma - <i>b</i> (Mt di $CO_2$ )	$120 \pm 6$	$80 \pm 6$
Riduzioni delle emissioni del caso piattaforma - <i>b</i> (Mt di $CO_2$ )	$2.4 \pm 0.4$	$3.3 \pm 0.4$
Riduzioni delle emissioni del caso piattaforma - <i>a</i> (Mt di $CO_2$ )	$4.0 \pm 0.7$	$5.4 \pm 0.6$
Eccedenza di elettricità nel caso piattaforma in Norvegia (TWh)	$0.2 \pm 2.0$	$7.6 \pm 2.9$
Differenza di emissioni tra caso principale e piattaforma - <i>b</i> (Mt di $CO_2$ )	$1.7 \pm 0.4$	$1.4 \pm 0.4$
Differenza di emissioni tra caso principale e piattaforma - <i>a</i> (Mt di $CO_2$ )	$0.1 \pm 0.2$	$-0.7 \pm 0.4$
Differenza di eccedenza di elettricità tra caso principale e piattaforma (TWh)	$0.4 \pm 0.3$	$-0.8 \pm 0.6$

Tabella 3.2: Emissioni, riduzioni delle emissioni, eccedenza di energia elettrica confrontando i casi principale e piattaforme nel 2020 e nel 2022. ‘- *a*’ indica lo scenario ad alta riduzione e ‘- *b*’ lo scenario a bassa riduzione.

Rispetto allo scenario principale, il surplus di carico nel caso delle piattaforme risulta leggermente più elevato nel 2020, ma leggermente inferiore nel 2022. Questa transizione può essere spiegata in modo esaustivo dal modello: l'eccesso di elettricità tedesca inviato in Norvegia può essere dirottato nelle piattaforme nella stessa settimana, garantendo così che l'elettricità in eccesso tedesca finisca probabilmente sulle piattaforme. Al contrario, il surplus norvegese viene inviato alla Germania solo nei giorni in cui la produzione tedesca non è in eccesso.

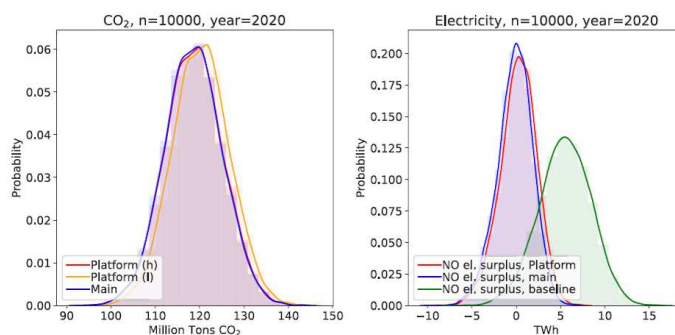


Figura 3.5: A sinistra: emissioni totali di  $CO_2$  per i casi principale (blu) e piattaforme (alta riduzione in rosso, bassa riduzione in arancio). A destra: eccedenza di elettricità norvegese per i casi principale (blu), base (verde) e piattaforme (rosso).

Vi sono quindi due aspetti da considerare: da un lato, l'eccesso di elettricità tedesca non contribuisce a ridurre le emissioni in Germania, ma aiuta a ridurle sulle piattaforme. Dall'altro lato, l'eccedenza eolica tedesca riduce la quantità di

emissioni di anidride carbonica che potrebbero essere ridotte in Germania (poiché l'elettricità non viene inviata in Germania in quei giorni), come già detto in precedenza.

L'eolico in Germania ha quindi un impatto: da un lato, riduce la possibilità di ridurre le emissioni utilizzando il surplus norvegese in Germania, ma dall'altro aumenta la possibilità di ridurre le emissioni in Norvegia.

Considerando che il cavo tedesco può trasmettere fino a  $\sim 12$  TWh all'anno, mentre i cavi verso le piattaforme possono inviare fino a 10 TWh all'anno, con una differenza proporzionale di quanto possa essere inviato settimanalmente, non è sorprendente che lo scenario principale sia più favorevole nel 2020, quando il cavo invia principalmente dalla Norvegia alla Germania. Al contrario, lo scenario delle piattaforme ad alta riduzione è superiore nel 2022, quando la Germania invia più spesso alla Norvegia. Infine, ritenendo che lo scenario a bassa riduzione sia più realistico, diventa evidente che inviare l'energia in eccesso norvegese in Germania, con l'obiettivo di ridurre le emissioni tedesche, rappresenta un'alternativa interessante, poiché contribuisce a sostituire l'energia prodotta da gas e carbone.

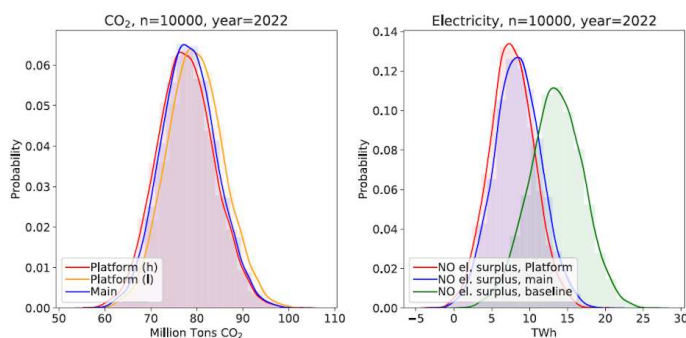


Figura 3.6: A sinistra: emissioni totali di  $CO_2$  per i casi principale (blu) e piattaforme (alta riduzione in rosso, bassa riduzione in arancio). A destra: eccedenza di elettricità norvegese per i casi principale (blu), base (verde) e piattaforme (rosso).

### 3.3 D - Caso delle piattaforme + Germania

I dati relativi al 2020 e al 2022, che mettono a confronto il caso delle piattaforme + Germania e il caso principale sono illustrati nelle Figure 3.7 e 3.8. La corrispondente deviazione standard e il confronto con lo scenario principale sono mostrati nella Tabella 3.3.

Come era prevedibile, si osserva una significativa riduzione delle emissioni di  $CO_2$  passando dal caso principale al caso delle piattaforme + Germania, attribuibile a un maggior prelievo di elettricità dalla Norvegia.

Nel 2020, questo scenario non avrebbe lasciato la Norvegia con un chiaro surplus negativo. Tuttavia, nel 2022, rappresenta un efficace modo per sfruttare il surplus di elettricità norvegese. Questo caso evidenzia principalmente che il cavo *Nord-Link* non è sufficiente in questo scenario nel 2022, poiché la Norvegia produce grandi quantità di elettricità in eccesso e di conseguenza, l'elettrificazione delle piattaforme contribuirà ulteriormente a ridurre le emissioni.

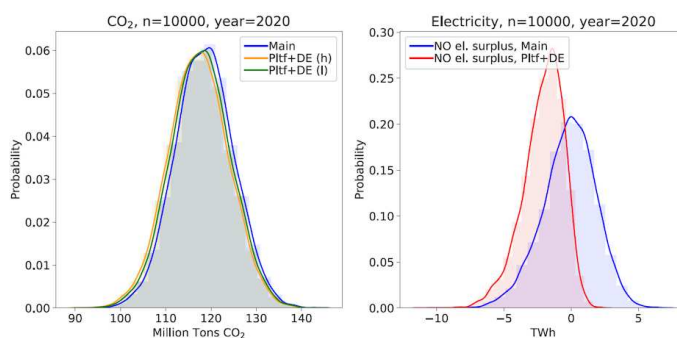


Figura 3.7: A sinistra: emissioni totali di  $CO_2$  per i casi principale (blu) e piattaforme + Germania (alta riduzione in arancio, bassa riduzione in verde). A destra: eccedenza di elettricità norvegese per i casi principale (blu) e piattaforme + Germania (rosso).

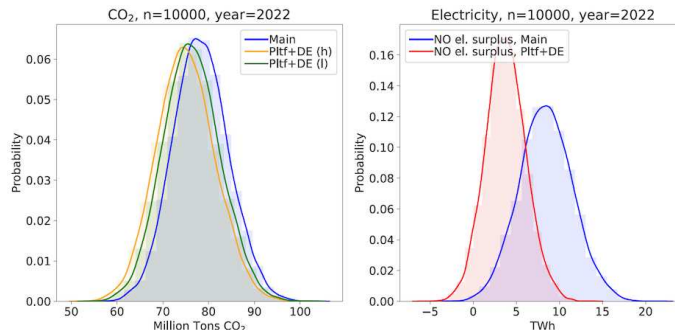


Figura 3.8: A sinistra: emissioni totali di  $CO_2$  per i casi principale (blu) e piattaforme + Germania (alta riduzione in arancio, bassa riduzione in verde). A destra: eccedenza di elettricità norvegese per i casi principale (blu) e piattaforme + Germania (rosso).

In questo contesto, è importante sottolineare che l'analisi condotta non deve essere interpretata come un argomento a favore dell'elettrificazione delle piattaforme. Le piattaforme sono semplicemente un esempio di possibili destinatari dell'energia in eccesso.

Tipo	2020	2022
Emissioni del caso piattaforme + Germania - <i>a</i> (Mt di $CO_2$ )	$117 \pm 7$	$75 \pm 6$
Emissioni del caso piattaforme + Germania - <i>b</i> (Mt di $CO_2$ )	$118 \pm 7$	$76 \pm 6$
Riduzioni delle emissioni del caso piattaforme + Germania - <i>b</i> (Mt di $CO_2$ )	$4.9 \pm 1.0$	$6.7 \pm 1.0$
Riduzioni delle emissioni del caso piattaforme + Germania - <i>a</i> (Mt di $CO_2$ )	$5.4 \pm 1.2$	$8.0 \pm 1.2$
Eccedenza di elettricità nel caso piattaforme + Germania in Norvegia (TWh)	$-2.1 \pm 1.5$	$3.8 \pm 2.3$
Differenza di emissioni tra caso principale e piattaforme + Germania - <i>b</i> (Mt di $CO_2$ )	$-0.8 \pm 0.3$	$-2.0 \pm 0.4$
Differenza di emissioni tra caso principale e piattaforme + Germania - <i>a</i> (Mt di $CO_2$ )	$-1.3 \pm 0.5$	$-3.3 \pm 0.6$
Differenza di eccedenza elett. tra caso principale e piattaforme + Germania (TWh)	$-1.9 \pm 0.7$	$-4.7 \pm 0.9$

Tabella 3.3: Emissioni, riduzioni delle emissioni, eccedenza di energia elettrica confrontando i casi principale e piattaforme + Germania nel 2020 e nel 2022. ‘- *a*’ indica lo scenario ad alta riduzione e ‘- *b*’ lo scenario a bassa riduzione.

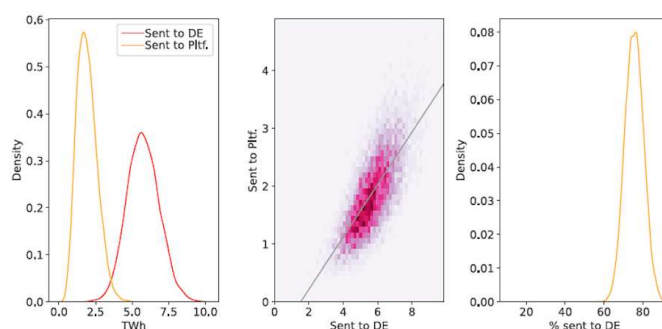


Figura 3.9: Caso delle piattaforme + Germania, 2020. A sinistra: quantità di TWh inviati rispettivamente alla Germania (rosso) e alle piattaforme (arancio). Al centro: istogramma 2D che mostra una relazione lineare tra quanto viene inviato alla Germania e quanto viene inviato alle piattaforme. A destra: la quota di TWh inviati in Germania (rispetto al totale).

È stato fatto anche un confronto diretto tra la quantità di elettricità inviata alla Germania e quella destinata alle piattaforme in questo scenario specifico. È essenziale ricordare che ciò che viene inviato in Norvegia non contribuisce direttamente alla riduzione delle emissioni.

Nelle Figure 3.9 e 3.10, relative agli anni 2020 e 2022 rispettivamente, emerge chiaramente un cambiamento: la percentuale di elettricità inviata alla Germania si riduce dal 75% al 60% nel passaggio da un anno all’altro. Questo declino nella quota destinata alla Germania è accompagnato da un aumento nella quantità inviata alle piattaforme, sia nel 2020 che nel 2022, il che è legato al fatto che una produzione complessiva maggiore implica anche una sovrapproduzione settimanale più ampia, disponibile sia in Germania che nelle piattaforme. Nel 2022, con una maggiore disponibilità complessiva di energia, è possibile inviarne di più alle piattaforme rispetto al 2020 e la pendenza della curva di adattamento

lineare diventa più ripida.

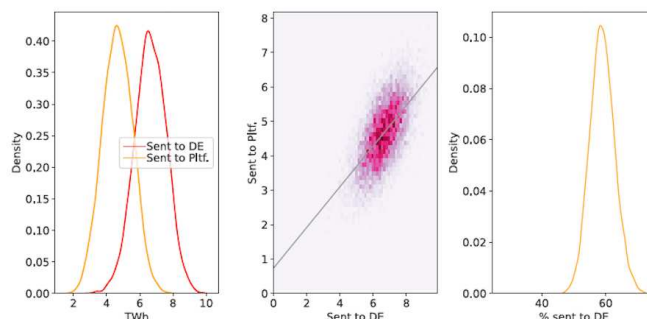


Figura 3.10: Caso delle piattaforme + Germania, 2022. A sinistra: quantità di TWh inviati rispettivamente alla Germania (rosso) e alle piattaforme (arancio). Al centro: istogramma 2D che mostra una relazione lineare tra quanto viene inviato alla Germania e quanto viene inviato alle piattaforme. A destra: la quota di TWh inviati in Germania (rispetto al totale).

È interessante notare che questo scenario potrebbe essere leggermente modificato dando priorità alle piattaforme piuttosto che alla Germania. Considerando che il cavo immaginato per le piattaforme ha approssimativamente la stessa larghezza di banda, si potrebbe presumere che la distribuzione del surplus norvegese segua uno schema molto simile.

Anche il profilo delle emissioni seguirebbe un andamento molto simile nello scenario ad alta riduzione, ma sarebbe leggermente superiore nello scenario a bassa riduzione.

## 3.4 Discussione dei risultati

In conclusione, questa ricerca ha proposto e implementato un modello stocastico per la produzione di energia in Norvegia e in Germania, basato su un trend deterministico e su serie temporali autoregressive per gestire le incertezze connesse alla generazione variabile da fonti rinnovabili. L'obiettivo principale è stato esaminare come il cavo *NordLink* possa essere utilizzato per ridurre le emissioni di anidride carbonica in Germania mantenendo intatta la produzione di elettricità.

I risultati ottenuti hanno dimostrato che il cavo può essere un mezzo altamente efficace per ridurre le emissioni tedesche di oltre 4 milioni di tonnellate di  $CO_2$ , sfruttando l'eccedenza energetica prodotta in Norvegia. Questo supera in efficienza

l'elettrificazione delle piattaforme petrolifere norvegesi, il cui impatto sulle emissioni è stimato essere superiore ( $425 \text{ g CO}_2/\text{kWh}$ ) rispetto all'invio di energia in Germania ( $710 \text{ g CO}_2/\text{kWh}$ ).

Nel corso del lavoro si è potuto osservare che se la Norvegia continua ad aumentare la sua produzione di energia elettrica, la cooperazione con la Germania e la contemporanea elettrificazione delle piattaforme possono far diminuire maggiormente le emissioni di  $\text{CO}_2$ .

Un aspetto interessante emerso dalla ricerca è l'effetto positivo collaterale del cavo *NordLink* sulla stabilizzazione delle fluttuazioni della produzione energetica. La sua capacità di restringere la distribuzione dell'energia in eccedenza aggiunge un elemento di stabilità al sistema, mitigando le sfide associate alla gestione delle fonti energetiche stocastiche, come l'energia eolica e fotovoltaica.

I risultati ottenuti, in accordo con gli studi precedenti, sottolineano l'importanza strategica dei cavi transnazionali, non solo come mezzi per la riduzione delle emissioni ma anche per l'utilizzo efficace di risorse energetiche stocastiche<sup>3</sup> e di sistemi naturali di riserva, come l'energia idroelettrica norvegese.

La ricerca sottolinea che l'efficacia del *NordLink* nel ridurre le emissioni di  $\text{CO}_2$  è evidente sia nel contesto attuale, con piattaforme norvegesi non completamente elettrificate, sia in un ipotetico scenario futuro, quando saranno completamente elettrificate, in cui l'invio di energia in eccesso alla Germania ridurrà ulteriormente le emissioni complessive.

Alla luce dell'analisi svolta, si può concludere che l'impiego di cavi transnazionali, come il *NordLink*, con l'obiettivo di ridurre le emissioni sia almeno altrettanto efficace dell'elettrificazione delle piattaforme (per TWh), specialmente quando si considera l'integrazione con Paesi ancora dipendenti dai combustibili fossili. Si può notare come, per rendere l'analisi più semplice, non sia stato affrontato l'effetto diretto dei prezzi dell'energia, fattore determinante che, ovviamente, non sempre coincide con le scelte più ecologicamente efficienti.

L'attenzione principale è stata concentrata sulla descrizione delle possibilità offerte dall'aumento della produzione eolica da parte della Germania, sottolineando come ciò possa comportare un duplice vantaggio per il clima. Tuttavia, è importante riconoscere che far dipendere le decisioni di importazione ed esportazione dell'energia da modelli di prezzo potrebbe portare a scenari differenti da quelli analizzati

---

<sup>3</sup>Si riferiscono a fonti di energia il cui output varia in modo casuale o imprevedibile nel tempo, sono spesso associate a fluttuazioni naturali o a fenomeni meteorologici, il che le rende più difficili da gestire in termini di pianificazione e distribuzione dell'energia. Esempi sono l'energia eolica e fotovoltaica.



finora. Un esempio illustrativo è dato dall'effetto che un aumento della produzione di energia eolica e fotovoltaica potrebbe avere sui prezzi in Germania, in contrasto con l'aumento dei costi derivanti da un aumento della produzione fossile nello stesso contesto. Tale considerazione aprirebbe la possibilità di esportazione per la produzione idroelettrica norvegese, suggerendo che l'interazione tra fonti rinnovabili e il mix energetico complessivo rappresenti un aspetto cruciale da esaminare in studi futuri.

In futuro, si potrebbero condurre diversi approfondimenti su questo argomento. In particolare, si potrebbero sviluppare modelli di serie temporali esplorando contemporaneamente la possibilità di integrazione con altri Paesi limitrofi che giocano un ruolo nell'importazione ed esportazione in Germania e in Norvegia. Si potrebbe inoltre analizzare come l'energia venga trasportata lungo altri cavi simili come il *NordNed* o il *BritNed*, che collegano i Paesi Bassi con la Norvegia e il Regno Unito.

In conclusione, questa indagine non solo evidenzia le notevoli opportunità derivanti dall'uso strategico di cavi transnazionali, ma sottolinea anche la necessità di una valutazione più approfondita, considerando variabili come i prezzi dell'energia e l'interazione dinamica tra diverse fonti e modalità di produzione. Questo approccio più ampio può contribuire a tracciare scenari più precisi, però costituisce anche una guida per decisioni che non si limitano alla semplice riduzione delle emissioni, ma si estendono all'ottimizzazione complessiva dell'efficienza del sistema energetico.



# Appendice A

## Risultati utili

Una *serie temporale* è una successione di valori  $\{X_t : t = 1, 2, \dots\}$  dove l'indice  $t$  indica l'istante nel quale si misura la variabile  $X_t$ . Per poter dare una definizione matematicamente rigorosa, è necessario introdurre la teoria dei processi stocastici.

**Definizione A.1.** (*Spazio di probabilità*)

Uno spazio di probabilità è una terna  $(\Omega, \mathcal{F}, \mathbb{P})$  dove  $\Omega$  ( $\Omega \neq \emptyset$ ) è uno spazio campionario,  $\mathcal{F}$  ( $\mathcal{F} \subset \mathcal{P}(\Omega)$ ) è una  $\sigma$ -algebra e  $\mathbb{P} : \mathcal{F} \rightarrow [0, 1]$  è una misura di probabilità.

**Definizione A.2.** (*Variabile aleatoria*)

Sia  $(\Omega, \mathcal{F}, \mathbb{P})$  uno spazio di probabilità e  $E$  un insieme dotato della  $\sigma$ -algebra. Si dice variabile aleatoria discreta ogni funzione  $X : \Omega \rightarrow E$  definita su  $\Omega$  a valori in  $E$ .

**Definizione A.3.** (*Distribuzione e densità discreta*)

Sia  $X : \Omega \rightarrow E$  una variabile aleatoria, definita su uno spazio di probabilità discreto  $(\Omega, \mathbb{P})$  a valori in un insieme arbitrario  $E$ .

- Si dice distribuzione (o legge) di  $X$  l'applicazione  $\mu_X : \mathcal{P}(E) \rightarrow [0, 1]$  definita da

$$\mu_X(A) := \mathbb{P}(X \in A), \quad \forall A \subseteq E.$$

- Si dice densità discreta di  $X$  l'applicazione  $p_X : E \rightarrow [0, 1]$  definita da

$$p_X(x) := \mathbb{P}(X = x) = \mu_X(\{x\}) \quad \forall x \in E.$$

**Definizione A.4.** (*Distribuzione normale*)

Una variabile casuale  $X$  ha una distribuzione normale (o distribuzione di Gauss)

con media  $\mu$  e varianza  $\sigma^2$ , indicata come  $X \sim \mathcal{N}(\mu, \sigma^2)$ , se la sua funzione di densità di probabilità<sup>1</sup> è data da  $f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}$ .

**Definizione A.5.** (*Distribuzione normale multivariata*)

Un vettore casuale  $d$ -dimensionale  $X$  ha una distribuzione normale multivariata con vettore media<sup>2</sup>  $\mu \in \mathbb{R}^d$  e matrice di covarianza<sup>3</sup>  $\Sigma$  se, per ogni  $a \in \mathbb{R}^d$ ,  $a^T X$  ha una distribuzione normale con media  $a^T \mu$  e varianza<sup>4</sup>  $a^T \Sigma a$ . Sia  $\Sigma$  una matrice  $d \times d$  definita non negativa e simmetrica.

Un'importante proprietà della distribuzione normale multivariata è che la distribuzione condizionale di un subvettore di  $X$  dato un'altro subvettore di  $X$  è ancora una distribuzione normale multivariata. Il Teorema seguente è stato tratto dal libro di Thomas A. Severini "*Elements of Distribution Theory*"[17].

**Teorema A.1.** Sia  $X$  un vettore casuale  $d$ -dimensionale con una distribuzione normale multivariata con media  $\mu$  e matrice di covarianza  $\Sigma$ .

Sia  $X = (X_1, X_2)$  dove  $X_1$  è  $p$ -dimensionale e  $X_2$  è  $(d-p)$ -dimensionale,  $\mu = (\mu_1, \mu_2)$  dove  $\mu_1 \in \mathbb{R}^p$  e  $\mu_2 \in \mathbb{R}^{(d-p)}$  e

$$\Sigma = \begin{pmatrix} \Sigma_{11} & \Sigma_{12} \\ \Sigma_{21} & \Sigma_{22} \end{pmatrix}$$

dove  $\Sigma_{11}$  è una matrice  $p \times p$ ,  $\Sigma_{12} = \Sigma_{21}^T$  è una matrice  $p \times (d-p)$ , e  $\Sigma_{22}$  è una matrice  $(d-p) \times (d-p)$ .

Si supponga che  $|\Sigma_{22}| > 0$ . Allora la distribuzione condizionale di  $X_1$  dato  $X_2 = x_2$  è una distribuzione normale multivariata con media

$$\mu_1 + \Sigma_{12} \Sigma_{22}^{-1} (x_2 - \mu_2)$$

e matrice di covarianza

$$\Sigma_{11} - \Sigma_{12} \Sigma_{22}^{-1} \Sigma_{21}.$$

*Dimostrazione.* Sia

$$Z = \begin{pmatrix} I_p & -\Sigma_{12} \Sigma_{22}^{-1} \\ 0 & I_q \end{pmatrix} X;$$

<sup>1</sup>La funzione di densità di probabilità di una variabile casuale  $X$  è un'applicazione  $p_X(x)$  non negativa integrabile secondo Lebesgue e a valori reali tale che la probabilità dell'insieme  $A$  sia data da  $\mathbb{P}(X \in A) = \int_A p_X(x) dx$  per tutti i sottoinsiemi  $A$  dello spazio campionario.

<sup>2</sup>La media di una variabile aleatoria discreta  $X$  è la sommatoria dei prodotti tra i valori  $x$  e la rispettiva probabilità  $p_X(x)$ .

<sup>3</sup> $Cov(X, Y) = E[(X - E(X))(Y - E(Y))]$ .

<sup>4</sup> $Var(X) = E[(X - E(X))^2]$ .

allora  $Z$  ha un distribuzione normale multivariata con matrice di covarianza

$$\begin{pmatrix} \Sigma_{11} - \Sigma_{12}\Sigma_{22}^{-1}\Sigma_{21} & 0 \\ 0 & \Sigma_{22} \end{pmatrix}$$

dove  $q = d - p$ . Sia  $Z = (Z_1, Z_2)$  dove  $Z_1$  è  $p$ -dimensionale e  $Z_2$  è  $q$ -dimensionale. Si noti che  $Z_2 = X_2$ . Per costruzione,  $Z_1$  e  $X_2$  sono indipendenti. Segue che la distribuzione condizionale di  $Z_1$  dato  $X_2$  è la stessa della distribuzione marginale di  $Z_1$ , ovvero una normale multivariata con media  $\mu_1 - \Sigma_{12}\Sigma_{22}^{-1}\mu_2$  e matrice di covarianza

$$\Sigma_{11} - \Sigma_{12}\Sigma_{22}^{-1}\Sigma_{21}.$$

Dal momento che

$$Z_1 = X_1 - \Sigma_{12}\Sigma_{22}^{-1}X_2,$$

$$X_1 = Z_1 + \Sigma_{12}\Sigma_{22}^{-1}X_2,$$

e la distribuzione condizionale di  $X_1$  dato  $X_2 = x_2$  è normale multivariata con media data da

$$E(Z_1|X_2 = x_2) + \Sigma_{12}\Sigma_{22}^{-1}x_2 = \mu_1 - \Sigma_{12}\Sigma_{22}^{-1}\mu_2 + \Sigma_{12}\Sigma_{22}^{-1}x_2 = \mu_1 + \Sigma_{12}\Sigma_{22}^{-1}(x_2 - \mu_2)$$

e matrice di covarianza

$$\Sigma_{11} - \Sigma_{12}\Sigma_{22}^{-1}\Sigma_{21},$$

si dimostra così il teorema. □

**Definizione A.6.** (*Processo stocastico*)

Un processo stocastico è una successione di variabili aleatorie  $(X_t)_{t \in T}$  definite su  $(\Omega, \mathcal{F}, \mathbb{P})$  a valori in  $(\mathbb{R}, \mathcal{B}(\mathbb{R}))$ , dove  $T$  è un insieme di indici.

Se pensiamo che il parametro  $t$ , su cui è indicizzata la successione, sia un istante temporale, allora possiamo considerare i processi stocastici come modelli matematici di fenomeni aleatori che evolvono nel tempo.

L'analisi dell'autocorrelazione, che indica in che misura i valori della serie storica sono stati determinati dai valori ritardati, serve per studiare la stazionarietà della serie storica.

**Definizione A.7.** (*Funzione di autocorrelazione*)

La funzione di autocorrelazione (ACF) viene definita come:

$$\rho_t = \frac{E(x_t - \mu)(x_{t+\tau} - \mu)}{E[(x_t - \mu)^2]}$$

dove  $E(x_t - \mu)(x_{t+\tau} - \mu)$  è la covarianza tra i termini  $x_t$  e  $x_{t+\tau}$  e  $E[(x_t - \mu)^2]$  è la varianza.

Un utile rappresentazione per il processo  $(X_t)_{t \in T}$  è nota come rappresentazione *autoregressiva* (AR): I modelli *autoregressivi*, detti anche modelli  $AR(p)$ , sono i modelli più semplici per descrivere e simulare l'andamento di una serie storica. Questi modelli fanno sì che il valore  $y_t$  della serie, possa essere pensato come somma di valori passati, più un *white noise*  $\varepsilon_t$ .

$$y_t = \varphi_1 y_{t-1} + \dots + \varphi_p y_{t-p} + \varepsilon_t$$

i cui parametri  $\varphi_1, \varphi_2, \dots, \varphi_p$  sono i coefficienti della regressione lineare della variabile casuale  $y_t$  rispetto ai suoi stessi valori passati.

**Definizione A.8.** (*White noise*)

Un processo  $\{\varepsilon_t\}_{t \in \mathbb{Z}}$  si dice *rumore bianco* o *white noise*, se  $\{\varepsilon_t\}$  è una successione di variabili aleatorie non correlate, identicamente distribuite<sup>5</sup> con media nulla e varianza  $\sigma_\varepsilon^2$ :

$$\begin{aligned} E[\varepsilon_t] &= 0 \\ \text{Var}[\varepsilon_t] &= \sigma_\varepsilon^2 > 0 \\ \text{Cov}(\varepsilon_t, \varepsilon_{t'}) &= 0, \quad t \neq t' \end{aligned}$$

Spesso ci si trova in situazioni in cui è necessario utilizzare variabili casuali multiple (vettori aleatori). Viene introdotto quindi il concetto di *processo stocastico multivariato*.

**Definizione A.9.** (*Processo stocastico multivariato*)

Un processo stocastico si dice multivariato se è formato da un vettore i cui elementi sono processi stocastici univariati. Una serie storica multivariata  $(X_t)$ , quindi, è un vettore i cui elementi sono serie storiche

$$X_t = \begin{pmatrix} x_{1t} \\ x_{2t} \\ x_{3t} \\ \vdots \\ x_{nt} \end{pmatrix}$$

La definizione di *white noise multivariato* è molto simile a quella di *white noise univariato*:

**Definizione A.10.** (*White noise multivariato*)

Un processo  $\{\varepsilon_t\}_{t \in \mathbb{Z}}$  si dice *white noise multivariato*, se  $\{\varepsilon_t\}$  è una successione di variabili aleatorie non correlate tale per cui:

$$E[\varepsilon_t] = 0$$

---

<sup>5</sup>Due variabili aleatorie X e Y si dicono identicamente distribuite (abbreviato con i.d.) se hanno la stessa legge, cioè se  $\mu_X = \mu_Y$

$$\text{Cov}(\varepsilon_t, \varepsilon_{t'}) = \begin{cases} \Sigma & \text{per } k = 0 \\ 0 & \text{per } k \neq 0 \end{cases}$$

dove  $\Sigma$  è una matrice delle varianze e delle covarianze generica  $K \times K$  simmetrica e definita positiva.

**Definizione A.11.** (*Matrice delle varianze e delle covarianze*)

La matrice  $\Sigma$  delle varianze e delle covarianze è una matrice  $K \times K$  dove ogni elemento di questa matrice rappresenta la varianza dell'errore sulla diagonale principale e la covarianza tra le variabili fuori dalla diagonale.

La matrice viene solitamente stimata insieme ai coefficienti del modello VAR durante il processo di adattamento del modello ai dati. I valori nella matrice riflettono la variabilità e le relazioni tra gli errori delle diverse variabili nel sistema VAR. Può essere stimata utilizzando gli errori stimati.

Ad esempio, se  $\mathbf{Z}(t)$  è la matrice degli errori reali e  $\hat{\mathbf{Z}}(t)$  è la matrice degli errori stimati, una stima delle matrice di varianze e covarianze può essere ottenuta come:

$$\Sigma = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T (\mathbf{Z}(t) - \hat{\mathbf{Z}}(t))^T (\mathbf{Z}(t) - \hat{\mathbf{Z}}(t))$$

dove  $T$  è il numero totale di periodi temporali del campione.

I processi VAR( $p$ ) (processi autoregressivi vettoriali) costituiscono la generalizzazione multivariata dei processi AR. Un processo VAR di ordine  $p$  può essere scritto in questo modo:

$$A(L)y_t = \varepsilon_t \rightarrow y_t = A_1 y_{t-1} + \dots + A_p y_{t-p} + \varepsilon_t$$

dove  $A(L)$  è un polinomio matriciale di ordine  $p$  e  $\varepsilon_t$  è un *white noise* vettoriale. I modelli VAR possono essere stimati in maniera semplice e consistente con gli OLS.





# Bibliografia

- [1] Simon Elias, Schrader, Fred Espen Benth, 2022.  
*A stochastic study of carbon emission reduction from electrification and interconnecting cable utilization. The Norway and Germany case.*  
Energy Economics 114 (2022): 106300.  
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988322004303>
- [2] Seljom, P., Kvalbein, L., Hellemo, L., Kaut, M., Ortiz, M.M. .  
*Stochastic modelling of variable renewables in long-term energy models: Dataset, scenario generation and quality of results.*  
Energy 236 (2021): 121415.  
<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2021.121415>
- [3] Zeyringer, M., Price, J., Fais, B., Li, P.-H., Sharp, E. .  
*Designing low-carbon power systems for Great Britain in 2050 that are robust to the spatiotemporal and interannual variability of weather.*  
Nature Energy 3.5 (2018): 395–403.  
<http://dx.doi.org/10.1038/s41560-018-0128-x>
- [4] Victoria, M., Zhu, K., Brown, T., Andresen, G.B., Greiner, M. .  
*Early decarbonisation of the European energy system pays off. Nature Communication.*  
11.1 (2020): 1-9.  
<http://dx.doi.org/10.1038/s41467-020-20015-4>
- [5] Schlachtberger, D.P., Brown, T., Schramm, S., Greiner, M. .  
*The benefits of cooperation in a highly renewable European electricity network.*  
Energy 134 (2017): 469-481.  
<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2017.06.004>
- [6] Child, M., Kemfert, C., Bogdanov, D., Breyer, C. .  
*Flexible electricity generation, grid exchange and storage for the transition to a 100% renewable energy system in Europe.*

- Renewable energy 139 (2019): 80–101.  
<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2019.02.077>
- [7] Open Power system data, 2020. Data package time series.  
[http://dx.doi.org/10.25832/time\\_series/2020-10-06](http://dx.doi.org/10.25832/time_series/2020-10-06)
- [8] Statistics Norway, 2022. 12824: Electricity balance.  
<https://www.ssb.no/statbank/table/12824>
- [9] Fraunhofer institute for solar energy systems ISE, 2022a. Public net electricity generation in Germany.  
<https://energy-charts.info/charts/energy/chart.html=en&c=DE&year=2020&chartColumnSorting=default>
- [10] Bundesamt für die Sicherheit der nuklearen Entsorgung, 2022. Der Atomausstieg in Deutschland.  
[https://www.base.bund.de/DEthemen/kt/ausstieg-atomkraft/ausstieg\\_node.html](https://www.base.bund.de/DEthemen/kt/ausstieg-atomkraft/ausstieg_node.html)
- [11] Schlömer, S., Bruckner, T., Fulton, L., Hertwich, E., McKinnon, A., Perczyk, D., Roy, J., Schaeffer, R., Sims, R., Smith, P., Wiser, R. .  
*Annex III: Technology-specific cost and performance parameters. Climate Change 2014: Mitigation of climate change: Contribution of Working Group III to the fifth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.*  
Cambridge University Press, 2014. 1329-1356.  
[https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc\\_wg3\\_ar5\\_annex-iii.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_annex-iii.pdf)
- [12] Fraunhofer institute for solar energy systems ISE, 2022b. Public net electricity generation in Germany.  
[https://energy-charts.info/charts/energy\\_pie/chart.html?l=en&c=DE&interval=year&year=2020](https://energy-charts.info/charts/energy_pie/chart.html?l=en&c=DE&interval=year&year=2020)
- [13] Oljedirektoratet, 2020. Kraftfralands til norsk sokke.  
<https://www.npd.no/globalasset/1npd/publikasjoner/rapporter/2020/kraft-fra-land-til-norsksokkel/kraft-fra-land-til-norsk-sokkel-rapport-2020.pdf>
- [14] Olje- og energidepartementet, 2020. To nye rapporter om elektrifisering av Norge viser store muligheter.  
<https://www.regjeringen.no/no/dokumentarkiv/id2721239>

- 
- [15] Varun, Bhat, I. K., Prakash, R. .  
*LCA of renewable energy for electricity generation systems—A review*  
Renewable and sustainable energy reviews 13.5 (2009): 1067–1073.  
<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2008.08.004>
- [16] Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI.  
*Forecast: The demand for electricity in Germany will decline until 2025 – but probably not in the long term.*  
<https://www.isi.fraunhofer.de/en/presse/2020/presseinfo-20-stromprognose.html>
- [17] Severini, Thomas A. .  
*Elements of Distribution Theory. Vol. 17.*  
Cambridge University Press, 2005