



**UNIVERSITÀ
DI PAVIA**

Dipartimento di Scienze Economiche e Aziendali

Corso di Laurea Magistrale in Economia e Legislazione

d'Impresa

**Derivati per la sostenibilità: il ruolo degli
strumenti finanziari nel supportare la
transizione ambientale delle imprese**

Relatrice:

Chiar.ma Prof.ssa Daria Ghilli

**Tesi di Laurea
di Giorgia Myriam Temea**

Matr. n. 553068

Anno Accademico 2025-2026

Indice

1. Introduzione	3
1.1 Obiettivo e domande di ricerca	3
1.2 Connessione tra finanza derivata e sostenibilità	4
2. I derivati finanziari: panoramica	8
2.1 Future, forward, swap ed opzioni	8
2.2 Derivati OTC e derivati standardizzati	11
2.2.1 L'evoluzione dei mercati finanziari in seguito alla crisi dei mutui subprime	13
2.3 Derivati su commodities e commodities ambientali	14
3. I rischi associati alla transizione ambientale	21
3.1 Esposizione ai prezzi energetici	21
3.2 Volatilità legata a normative ambientali	24
3.3 Introduzione al rischio climatico	30
4. Strumenti derivati ed emissioni CO2	33
4.1 Derivati su carbon credits	33
5. Derivati per l'energia rinnovabile	36
5.1 Power Purchase Agreements	36
5.2 Hedging per investimenti in fotovoltaico/eolico: alcuni esempi di strumenti derivati su Renewable Energy Certificates	38
6. Analisi empirica	40
6.1 Letteratura ed obiettivi	40
6.2 L'evidenza statistica: Derivati Green, ETS Exposure, ESG score e costo del capitale	42
6.3 Simulazione di hedging ESG	51
6.3.1 Determinazione del Costo di acquisto del Gas Naturale	54
6.3.2 Determinazione del Costo di acquisto delle EUAs	60
6.3.3 Analisi della Deviazione Standard, dell'Hedging Cost Premium, del Value at Risk e del Conditional Value at Risk	65

7. Conclusioni	73
8. Bibliografia	75

1. Introduzione

1.1 Obiettivo e domande di ricerca

L'obiettivo del presente elaborato è quello di indagare in che modo gli strumenti finanziari derivati possano mitigare i rischi associati ai fattori ambientali ed energetici e supportare le imprese nella propria transizione ecologica.

In particolare, si cercherà di dare risposta ai seguenti quesiti: quali sono i rischi impliciti in tale transizione e quali sono gli strumenti derivati utilizzabili da parte delle imprese per la loro gestione? Quale relazione esiste tra l'adozione di strategie di *green hedging* ed alcune delle variabili caratteristiche delle imprese, come l'*ESG score* e il costo del capitale, e come incidono, tali strategie, sui costi di approvvigionamento energetico? Per sviluppare suddette argomentazioni, è stata adottata una metodologia di analisi quantitativa. In particolare, sono state condotte un'indagine esplorativa *cross-sectional*, tramite la definizione di modelli di regressione lineare, e una simulazione di *hedging ESG*, basata sui prezzi delle *commodities* e le quotazioni degli strumenti finanziari derivati osservabili in un determinato periodo di riferimento. Tale metodologia permette di svolgere una ricerca trasparente, in riferimento all'attendibilità e ai limiti della stessa, e coerente, rispetto ai dati utilizzati e alle ipotesi formulate.

Questo elaborato di tesi si inserisce all'interno della variegata letteratura esistente avente ad oggetto l'analisi degli strumenti finanziari derivati *green*, l'etica sostenibile delle imprese, i rischi climatici e l'obiettivo di un'economia più sostenibile. Il principale apporto innovativo è rappresentato, da un lato, dall'analisi comparativa diretta tra aziende che utilizzano *green derivatives* e quelle che, al contrario, non li usano, con un *focus* sulle differenze che ne derivano in termini di sostenibilità dei costi, e, dall'altro, dall'analisi di regressione volta ad evidenziare le correlazioni esistenti tra variabili quali l'*ESG score* di diverse società e il loro costo del capitale.

Nei capitoli seguenti sarà anzitutto delineato un *framework* teorico di riferimento e, successivamente, ci si dedicherà all'analisi empirica. In particolare, all'interno dei primi due capitoli verranno analizzati il ruolo dei mercati derivati nella transizione ecologica e le principali tipologie di strumenti finanziari derivati esistenti. Il Capitolo 3, invece, approfondirà quali sono i principali rischi per le imprese connessi alle tematiche ambientali, sociali e di *governance* e riassumerà i principali interventi normativi adottati dall'Unione Europea in relazione a questi temi. Successivamente, i Capitoli 4 e 5 esamineranno le principali tipologie di *green derivatives* esistenti, tra cui i derivati su *carbon credits* e i *Power Purchase Agreements*, mentre il Capitolo 6 discuterà delle analisi empiriche condotte, fornendo, anzitutto, un contesto inerente alla letteratura esistente e, successivamente, affrontando l'analisi dei modelli di regressione lineare e della simulazione di *hedging ESG*. Per poi, infine, giungere alle conclusioni contenute nel Capitolo 7.

1.2 Connessione tra finanza derivata e sostenibilità

Il tema dello sviluppo sostenibile¹ ha acquisito sempre più importanza nel corso degli ultimi anni, anche in ambito economico-finanziario. La crescita economica incide sull'ambiente, in termini di inquinamento e di spreco delle risorse naturali, nonché su tutti i soggetti coinvolti ed interessati dall'attività produttiva delle imprese, i cosiddetti *stakeholders* (Associazione Bancaria Ticinese, 2023). L'interesse da parte degli investitori, privati ed istituzionali, nei confronti della tematica ambientale, sociale e di *governance* li ha portati ad orientare l'impiego dei propri capitali verso investimenti *ESG*² (o investimenti sostenibili), che

¹ “Lo sviluppo sostenibile è quello sviluppo che consente alla generazione presente di soddisfare i propri bisogni senza compromettere la possibilità delle generazioni future di soddisfare i propri” (World Commission on Environment and Development, 1987).

² Acronimo di *Environmental, Social e Governance*.

permettono di maturare un rendimento economico attraverso attività utili alla società e che non provocano un danno al sistema ambientale³. Il termine finanza sostenibile fa riferimento, dunque, a scelte di investimento che tengano conto delle tematiche ambientali e sociali e che siano orientate ad attività sostenibili e a lungo termine (Lannoo et Thomadakis, 2020).

Il settore finanziario e, in particolare, i mercati degli strumenti derivati rivestono un ruolo fondamentale nella transizione ecologica poiché permettono di ridurre il costo del finanziamento nonché di raccogliere ed indirizzare gli ingenti capitali necessari verso investimenti sostenibili, grazie alla loro funzione di copertura dai rischi finanziari associati all'attuazione di tali progetti, e contribuiscono, altresì, a rendere i mercati dei capitali più efficienti, facilitando la scoperta dei prezzi e la trasparenza degli strumenti sottostanti nonché incentivando l'attuazione di investimenti a lungo termine attraverso la copertura dal rischio di prezzo (Lannoo et Thomadakis, 2020; Saguato, 2024).

In un primo momento, dunque, i derivati finanziari sono stati utilizzati come strumenti per ridurre l'esposizione dai rischi finanziari associati ad investimenti *ESG* a lungo termine e che richiedevano un elevato impiego di capitali, rendendoli così più attraenti e finanziabili.

Successivamente, i mercati hanno sviluppato una serie di veri e propri strumenti derivati *ESG*, suddividibili in due categorie.

La prima tipologia è rappresentata dai derivati su *commodity* ambientali, la cui principale finalità è la copertura dal rischio normativo e di prezzo. Questi sono strumenti derivati ordinari la cui attività sottostante è costituita, ad esempio, da quote che consentono ai titolari di emettere una determinata quantità di gas serra (derivati su *carbon credits*) oppure da certificati che attestano la produzione di una determinata quantità di energia attraverso l'impiego di fonti rinnovabili (*Renewable Energy*

³ <https://www.consob.it/web/area-pubblica/finanza-sostenibile>

Certificates futures e Power Purchase Agreements).

La seconda categoria si identifica nei derivati collegati alla sostenibilità (*Sustainability – Linked Derivatives*), definiti in funzione della loro struttura contrattuale. I *SLDs* sono strumenti finanziari derivati che prevedono anche una componente *ESG*, ovvero un obiettivo di sostenibilità, che dev'essere conseguito da una o da entrambe le controparti e la cui conformità rispetto a determinati parametri *ESG*⁴ è misurata attraverso l'utilizzo di vari *KPIs* (*Key Performance Indicators*). Dunque, a differenza degli altri strumenti finanziari *ESG*, che si focalizzano sull'impiego dei proventi per finalità sostenibili, nei *SLDs* è il raggiungimento dei *KPIs* a determinare o ad influenzare l'ammontare dei flussi di cassa all'interno di derivati “*vanilla*”. Infatti, il raggiungimento dei *KPIs* individuati dal contratto si traduce in una modifica del profilo di rendimento, ovvero in un incremento o decremento dei pagamenti a favore della controparte piuttosto che nel versamento di una commissione alla stessa (ISDA, 2021a).

L'*International Swap and Derivatives Association* (ISDA) nel 2021 ha redatto una *KPI Guidelines*, nell'ambito della quale ha richiesto che i *KPIs* fossero specifici, ovvero chiaramente e precisamente identificati, misurabili e raggiungibili dalle controparti, verificabili, trasparenti ed adeguati, nonché appropriati per le specificità delle controparti e per la struttura del contratto. L'applicazione di tali requisiti ha permesso di incrementare l'affidabilità dei *SLDs* e del mercato dei prodotti legati alla sostenibilità nel suo complesso (ISDA, 2021a).

I *SLDs*, dunque, sono caratterizzati da un elevato grado di personalizzazione e vengono utilizzati per incentivare le prestazioni *ESG* e il sostegno di progetti sostenibili (ISDA, 2022).

In conclusione, tutti i derivati *ESG* beneficiano delle funzionalità

⁴ Ad esempio, i livelli di emissione di gas serra.

tradizionali dei derivati, permettendo di tutelarsi dai rischi *ESG* e favorendo l'impiego di ingenti quantità di capitali in progetti ed investimenti sostenibili.

2. I derivati finanziari: panoramica

2.1 Future, forward, swap ed opzioni

Come definito da Borsa Italiana, “gli strumenti finanziari derivati sono contratti il cui valore dipende dall’andamento di un’attività sottostante nota anche come *underlying asset*”⁵, la quale può avere sia natura finanziaria che reale.

Se lo strumento derivato prevede, a termine, impegni vincolanti per entrambe le parti del contratto questo è definito simmetrico. Altrimenti, nell’ipotesi in cui l’acquirente abbia il diritto di decidere se perfezionare la compravendita del sottostante, ovvero il venditore sia condizionato dalla scelta del primo, si tratta di uno strumento asimmetrico⁶.

L’utilizzo degli strumenti finanziari derivati assolve principalmente tre finalità:

- Copertura dai rischi finanziari (*hedging*), ovvero dalle variazioni inattese o avverse del prezzo di mercato del sottostante, attraverso la ponderazione delle perdite o dei guadagni maturati sull’attività sottostante e i profitti o il disavanzo conseguito sul mercato dei derivati.

In particolare, se l’investitore acquista l’*underlying asset* la copertura è detta lunga; al contrario, se il sottostante viene venduto, si tratta di una copertura corta⁷;

- Finalità speculativa, la speculazione è una “strategia finalizzata a realizzare un profitto basato sull’evoluzione attesa del prezzo dell’attività sottostante”⁸;
- Finalità di arbitraggio, l’attività di arbitraggio consiste nell’effettuare contemporaneamente due transazioni, una sul

⁵ <https://www.borsaitaliana.it/borsa/glossario/strumenti-finanziari-derivati.html>

⁶ <https://www.borsaitaliana.it/borsa/glossario/strumenti-finanziari-derivati.html>

⁷ <https://www.borsaitaliana.it/borsa/glossario/copertura.html>

⁸ <https://www.borsaitaliana.it/borsa/glossario/strumenti-finanziari-derivati.html>

mercato a pronti (*spot*) e l'altra su quello a termine (*forward*), in un momento in cui il prezzo del derivato e quello del sottostante risultano temporaneamente disallineati al fine di conseguire un profitto privo di rischio mediante la vendita dello strumento sopravvalutato e l'acquisto di quello sottovalutato⁹.

Tra le principali tipologie di strumenti finanziari derivati si hanno i *futures* e i *forward*, contratti a termine (simmetrici) che prevedono per l'acquirente del contratto (posizione *forward/future* lunga o *long forward/future*) l'obbligo di comprare una determinata quantità di un certo sottostante ad un prezzo e ad una data prefissati. Il rischio implicito in tali strumenti derivati per il soggetto che si trova in posizione lunga è rappresentato dal deprezzamento dell'*underlying asset*¹⁰. L'unica differenza tra *futures* e *forward* è data dal fatto che i primi sono strumenti finanziari derivati standardizzati¹¹.

Una seconda categoria di derivati è rappresentata dalle opzioni, contratti asimmetrici negoziati sul mercato regolamentato che attribuiscono al soggetto acquirente, contro il pagamento di un premio, il diritto di comprare (opzione *call*) o vendere (opzione *put*) una data quantità di un sottostante ad un prezzo prefissato (prezzo di esercizio o *strike price*) entro una certa data (opzione americana) o al raggiungimento della stessa (opzione europea)¹².

Un'ultima tipologia di strumenti finanziari derivati è rappresentata dagli *swap*, contratti *OTC*¹³ con i quali le due controparti si accordano per scambiarsi flussi di cassa, espressi anche in valute differenti, a date certe. L'ammontare delle somme periodiche è determinato in funzione del

⁹ <https://www.borsaitaliana.it/borsa/glossario/arbitraggio.html>;
<https://www.borsaitaliana.it/borsa/glossario/strumenti-finanziari-derivati.html>

¹⁰ <https://www.consob.it/web/investor-education/i-derivati>

¹¹ Si veda paragrafo 2.2 Derivati OTC e derivati standardizzati.

¹² <https://www.consob.it/web/investor-education/i-derivati>

¹³ Si veda paragrafo 2.2 Derivati OTC e derivati standardizzati.

sottostante, il quale definisce il tipo di contratto *swap*¹⁴; di seguito ne vengono descritti alcuni.

Un primo esempio è rappresentato dagli *Interest Rate Swap (IRS)*, che prevedono il “pagamento periodico di interessi, calcolati su una somma di denaro, detta capitale nozionale di riferimento (*notional principal amount*), per un periodo di tempo predefinito pari alla durata del contratto”¹⁵. La tipologia più diffusa di *IRS* prevede che uno dei due flussi di cassa sia indicizzato ad un tasso di interesse fisso e l’altro ad un tasso di interesse variabile (*coupon swap* o *plain vanilla swap*), tipicamente rappresentato da un tasso *LIBOR* o *Euribor* maggiorato di uno *spread* (FTA Online News, 2019a). Qualora l’ammontare dei flussi scambiati sia definito, per entrambe le parti, sulla base di tassi di interesse variabili (diversi) il contratto è definito *basis swap* (Laurens e Ruslim, 2019).

Un secondo tipo di *derivative swap* sono i *Cross Currency Swap*, ovvero “contratti in cui due parti si scambiano il capitale e gli interessi espressi in una divisa contro capitale e interessi espressi in un’altra divisa”¹⁶. A differenza degli *IRS*, dunque, è previsto anche lo scambio del nozionale di riferimento, nelle due valute al tasso di cambio corrente¹⁷, al momento della stipula del contratto e alla sua scadenza. I flussi di cassa periodici possono essere entrambi indicizzati a tassi di interesse fissi (*fixed to fixed*) o variabili (*floating to floating*), tra loro diversi, oppure uno ad un tasso di interesse fisso e l’altro ad uno variabile (*fixed to floating*) (Brophy et al., 2019).

Un altro tipo di contratto *swap* è rappresentato dai *Credit Default Swap (CDS)*, in cui il *protection buyer* si impegna ad effettuare dei pagamenti periodici (*CDS spread* o premio), per un periodo di tempo predefinito, a

¹⁴ <https://www.consob.it/web/investor-education/i-derivati>

¹⁵ <https://www.consob.it/web/investor-education/i-derivati>

¹⁶ <https://www.consob.it/web/investor-education/i-derivati>

¹⁷ <https://www.borsaitaliana.it/borsa/glossario/currency-swap.html>

favore del *protection seller*, al fine di trasferire il rischio di insolvenza di un'entità di riferimento; nell'ipotesi in cui si verifichi tale *credit event*, il *protection seller* dovrà effettuare un versamento a favore della controparte (Bomfim, 2022).

Un ultimo esempio di questa tipologia di contratto derivato è dato dai *Commodity Swap*, che si differenziano dai precedenti poiché il sottostante non è rappresentato da un capitale finanziario bensì da un'attività reale. I flussi di cassa periodici, dunque, dipendono dal prezzo della materia prima oggetto del contratto e sono indicizzati, per una controparte, ad un tasso fisso e, per l'altra, ad uno variabile (FTA Online News, 2019a).

2.2 Derivati OTC e derivati standardizzati

Un'importante ed ulteriore distinzione che interessa gli strumenti finanziari derivati concerne la loro modalità di negoziazione, che può avvenire *Over the Counter (OTC)* oppure all'interno di mercati regolamentati.

Nella prima ipotesi si fa riferimento ad un mercato mobiliare non regolamentato, ovvero “non assoggettato alla disciplina specifica e all'autorizzazione delle Autorità di Vigilanza”¹⁸ in cui le controparti si accordano direttamente per lo scambio, definendo liberamente le caratteristiche del contratto.

Tale possibilità, per le parti, di personalizzare lo strumento negoziato implica un maggior rischio di liquidità e l'assenza di una disciplina organica comporta una minor trasparenza.

Ciononostante, ai sensi del TUF¹⁹, la CONSOB²⁰ può richiedere agli organizzatori di tali mercati, nonché agli emittenti e agli operatori, informazioni sugli scambi e, contemporaneamente, è previsto in capo agli

¹⁸ <https://www.borsaitaliana.it/borsa/glossario/mercato-non-regolamentato.html>

¹⁹ Testo Unico delle disposizioni in materia di intermediazione finanziaria.

²⁰ Commissione Nazionale per le Società e la Borsa.

stessi un obbligo di comunicazione delle attività di organizzazione nonché la necessità di condividere pubblicamente le informazioni inerenti alle negoziazioni su tali mercati.

Inoltre, se ritenuto necessario ai fini della tutela degli investitori, la CONSOB può altresì sospendere o vietare le transazioni²¹.

All'interno dei mercati regolamentati, al contrario, vengono negoziati strumenti standardizzati le cui caratteristiche sono definite dalle autorità che vigilano sul mercato di riferimento²², ovvero, per quanto concerne i mercati e gli intermediari finanziari, dalla Banca d'Italia, dalla CONSOB e dal Ministero dell'Economia²³.

In Italia, il mercato regolamentato di riferimento per la negoziazione degli strumenti finanziari derivati è l'*Euronext Derivatives Milan*²⁴, all'interno del quale, in particolare, le transazioni hanno ad oggetto *futures*, opzioni su indici e opzioni su singole azioni.

Questo si caratterizza per la presenza della Controparte Centrale²⁵ (CCP): un ente che si interpone tra le due parti di un contratto al fine di eliminare il rischio di inadempienza cui sono esposte, diventando acquirente per ogni venditore e venditore per ogni acquirente (European Union law, 2023).

Al fine di garantire l'esito positivo della transazione è richiesto che cedente e cessionario corrispondano alla *clearing house* dei margini iniziali, ovvero delle garanzie, rappresentate da strumenti finanziari o denaro, adeguate rispetto al valore dei contratti garantiti e al rischio assunto²⁶. Successivamente, giornalmente, la CCP addebita ed accredita alle controparti interessate il margine di variazione, ovvero la “differenza

²¹ <https://www.borsaitaliana.it/borsa/glossario/mercato-non-regolamentato.html>

²² <https://www.borsaitaliana.it/borsa/glossario/strumenti-finanziari-derivati.html>

²³ <https://www.borsaitaliana.it/borsa/glossario/autorita--di-vigilanza.html>

²⁴ Così rinominato a partire da marzo 2024, in precedenza era l'IDEM.

²⁵ In Italia la Controparte Centrale è la Cassa di Compensazione e Garanzia S.p.A. (o, facendo riferimento al nome commerciale, Euronext Clearing).

²⁶ <https://www.bancaditalia.it/compiti/sispaga-mercati/controparte-centrale/index.html#:~:text=La%20controparte%20centrale%20%C3%A8%20il,il%20buon%20fine%20dell'operazione>

tra il valore del contratto derivato rivalutato al suo prezzo di mercato e il valore che il contratto aveva in precedenza”²⁷; questo calcolo è definito *mark to market*.

2.2.1 L’evoluzione dei mercati finanziari in seguito alla crisi dei mutui subprime

A fronte della crisi finanziaria verificatasi nel 2008, che ha evidenziato una debolezza significativa del mercato dei derivati *OTC* e, in particolare, dei *Credit Default Swap*, fu indetto il vertice dei Paesi del G20, il cosiddetto *Pittsburgh Summit* (24-25 settembre 2009), nell’ambito del quale, tra gli altri obiettivi, i *leader* vollero incrementare la resilienza e la trasparenza dei mercati degli strumenti derivati nonché mitigare il rischio di controparte (ISDA, 2025a).

In linea con gli impegni del G20, fu emanato il Regolamento UE n. 648/2012 (EMIR²⁸) sugli strumenti derivati *OTC*, le controparti centrali e i repertori di dati sulle negoziazioni.

In particolare, al fine di favorire la trasparenza dei mercati derivati, il Regolamento ha richiesto di fornire informazioni dettagliate ai repertori di dati sulle negoziazioni (*trade repositories*) in relazione ad ogni contratto derivato e che queste siano altresì rese disponibili alle Autorità di Vigilanza, compresa l’ESMA²⁹. Per i *trade repositories*, inoltre, è stato introdotto l’obbligo di pubblicare delle posizioni aggregate per classi di derivati, sia *OTC* che quotati.

Per mitigare il rischio di credito, invece, è stato richiesto che le *CCPs* (*Central Counterparties*) adempiano a rigorosi requisiti organizzativi, di condotta professionale e prudenziali e che tutti i derivati *OTC*

²⁷ <https://www.bancobpm.it/magazine/glossario/margini-di-variazione/>

²⁸ European Market Infrastructure Regulation.

²⁹ European Securities and Markets Authority.

standardizzati siano compensati centralmente³⁰. L'adozione di tecniche che permettono di ridurre il rischio di insolvenza è prevista anche in presenza di contratti non compensati, per i quali, al fine di limitarne il rischio operativo, il Regolamento ha, in aggiunta, introdotto il passaggio a piattaforme di *trading* (*on – line*) regolamentate, incrementando la trasparenza dei prezzi e la liquidità (ISDA, 2025a), nonché l'obbligo per le controparti di effettuare uno scambio di garanzie e la necessità che ciascuna abbia a disposizione capitali sufficienti per la gestione del rischio non coperto da garanzie.

Infine, per consolidare la resilienza operativa digitale del settore finanziario dell'Unione europea, il Regolamento UE 2022/2554 (*DORA*), che ha modificato il Regolamento *EMIR*, ha previsto specifiche caratteristiche per le reti e i sistemi informativi delle *CCPs* e dei *trade repositories* (European Union law, 2023).

2.3 Derivati su commodities e commodities ambientali

“The energy transition is a commodities transition”

(Cooper et al., 2023)

Per *commodity* si intende “ogni tipo di merce o materia prima tangibile e fruibile sul mercato, facilmente immagazzinabile e conservabile nel tempo”³¹ che deriva dal settore agricolo e dall'allevamento nonché dal settore energetico, dei metalli preziosi e industriale.

I derivati su *commodities* permettono di gestire i rischi impliciti nelle negoziazioni sui mercati delle materie prime, come il rischio di prezzo.

Infatti, i principali operatori all'interno di questi mercati sono entità non

³⁰ https://finance.ec.europa.eu/capital-markets-union-and-financial-markets/financial-markets/post-trade-services/derivatives-emir_en

³¹ [https://www.treccani.it/enciclopedia/commodity_\(Dizionario-di-Economia-e-Finanza\)/](https://www.treccani.it/enciclopedia/commodity_(Dizionario-di-Economia-e-Finanza)/)

finanziarie, come produttori e venditori di materie prime o società ad alta intensità energetica, esposte a tali rischi in forza dell'attività commerciale svolta (ISDA, 2025c).

L'investimento in derivati su *commodities*, come il rame o il nichel, può favorire la transizione energetica (Baker e Coleman, 2023): il rame è stato definito “il metallo dell'elettrificazione” (Yergin et al., 2022), in quanto materia prima fondamentale per la creazione di tecnologie *low-carbon*, come i veicoli elettrici e i pannelli fotovoltaici, nonché per l'eolico e per le batterie.

Gli strumenti derivati su materie prime comprendono *commodity future*, *commodity forward*, *commodity option* e *commodity swap*.

In Italia, i principali mercati regolamentati di riferimento sono l'*ETFplus*, dedicato alla negoziazione di strumenti che replicano l'andamento di indici e di singole materie prime (ETF³² ed ETC³³), il *Sedex*, all'interno del quale vengono negoziati strumenti finanziari derivati cartolarizzati, e l'*IDEX* (segmento dell'*Euronext Derivatives Milan*), interessato da transazioni inerenti a derivati sull'energia elettrica (FTA Online News, 2019b).

Per quanto concerne i derivati *OTC*, invece, nel *Sub-Annex A* (sotto allegato A), l'*ISDA* ha individuato una serie di prezzi di riferimento delle *commodities* a cui le controparti possono fare riferimento nell'ambito della negoziazione di tali strumenti finanziari. Le tipologie di *asset class* considerate all'interno del documento sono quelle dei prodotti agricoli, dell'energia, delle merci, dei metalli, della carta e degli indici composti di materie prime (ISDA, 2025b).

Al contrario dei derivati su *commodities*, il valore delle *commodities*

³² Exchange Traded Fund.

³³ Exchange Traded Commodity.

ambientali è dato dal fatto che permettono di conseguire uno specifico beneficio ambientale oppure di compensare esternalità negative, piuttosto che da un bene tangibile (Bonacua, 2023).

Un primo esempio di *commodities* ambientali è rappresentato dai *carbon credits* o *carbon allowances*, “certificati negoziabili che garantiscono al titolare del credito il diritto di emettere una tonnellata di anidride carbonica (CO₂) o un equivalente di un altro gas serra” (ISDA, 2021b)³⁴.

La negoziazione di questi strumenti finanziari può avvenire all’interno del mercato regolamentato oppure volontario. Il mercato regolamentato prevede un *Emission Trading System (ETS)*, anche definito *cap and trade*, in base al quale i governi di ciascun paese stabiliscono un limite, che di anno in anno si riduce, alla quantità di anidride carbonica (nonché di altri gas serra) che può essere emessa da specifici settori dell’economia. Una volta fissato il limite gli stessi provvedono a distribuire tra le aziende, gratuitamente o mediante un’asta regolamentata, un ammontare determinato di permessi negoziabili.

Le società coinvolte dall’*Emission Trading System* (denominate imprese soggette a conformità o *compliance firms*) sono tenute a detenere un *carbon credit* per ogni tonnellata di CO₂ emessa, con la possibilità, per coloro che ne hanno la necessità, di acquistare ulteriori permessi tramite aste organizzate centralmente o da altre aziende che si sono rivelate più efficaci nella riduzione delle proprie emissioni e, dunque, ne hanno una disponibilità maggiore³⁵ (ISDA, 2021b).

Il sistema di scambio quote di emissione dell’Unione Europea, in funzione dal 2005, è l’*EU ETS*, nell’ambito del quale ciascuno Stato membro riceve da parte della Commissione Europea una determinata quantità di *European Union Allowances (EUAs)*, con indicazioni in relazione a quante

³⁴ Analoghi ai *carbon allowances* appena descritti, sono i *carbon offset*: certificati rilasciati a fronte di iniziative proattive che rimuovono o che riducono le emissioni.

³⁵ <https://unfccc.int/policy/cap-and-trade-programme>

di queste potranno essere distribuite gratuitamente e quante dovranno essere, invece, acquistate dalle imprese tramite asta.

In particolare, il sistema dell'UE prevede che le *compliance firms* debbano consegnare entro il 30 aprile un ammontare di *EUAs* pari alla quantità di tonnellate di CO₂ emesse durante l'anno precedente attraverso i propri impianti produttivi.

Nell'ambito della quarta fase, avviata nel 2021 e destinata a concludersi nel 2030, vi è l'intenzione di ridurre progressivamente l'ammontare di *EUAs* allocate gratuitamente fino ad azzerarle completamente entro la fine del periodo.

All'interno dei mercati volontari, invece, l'acquisto di crediti di carbonio, per lo più da parte del settore privato, avviene su base volontaria, tendenzialmente, in virtù di obiettivi di responsabilità sociale (ISDA, 2021c). I *Voluntary Carbon Credits (VCCs)* sono strumenti emessi dai cosiddetti *crediting programs* (programmi di accreditamento)³⁶ e ciascuno di essi attesta la riduzione o la rimozione di una tonnellata di CO₂ dall'atmosfera. Gli investitori possono acquistare *VCCs*, emessi a fronte dei progetti attuati da parte di altre società, al fine di integrare le riduzioni o le rimozioni delle emissioni derivanti dalla propria attività, ovvero cederli, ad utenti finali o ad intermediari, per reperire liquidità.

Quando le aziende intraprendono iniziative volte a ridurre o ad eliminare dall'atmosfera un determinato ammontare di emissioni di carbonio, o di altri gas serra, il certificato prende il nome di *carbon offset*; questa è la tipologia di *carbon credits* predominante all'interno dei mercati volontari ma gli stessi possono essere anche utilizzati al fine di conformarsi a determinati *cap and trade programs* (ISDA, 2021c).

La distribuzione delle quote ai partecipanti all'*ETS* e l'acquisto di

³⁶ I *crediting programs* si occupano di certificare se il progetto o l'attività svolta dall'azienda soddisfa i requisiti necessari per il rilascio dei *VCCs*, previa verifica e convalida dello stesso da parte di un soggetto indipendente (Verra, negli Stati Uniti).

Voluntary Carbon Credits emessi dai *crediting programs* sono operazioni che avvengono all'interno di ciò che è definito mercato primario; tutte le successive negoziazioni su *carbon allowances* o *carbon offsets* e *VCCs* avvengono all'interno dei cosiddetti mercati secondari, che possono essere regolamentati o *OTC*.

Inoltre, gli investitori possono negoziare sia contratti *spot* che contratti derivati su questi strumenti.

L'utilizzo di derivati aventi come attività sottostante *carbon credits*, da un lato, permette alle imprese di rispettare gli obblighi imposti dal *cap and trade system* e di gestire il rischio cui esse sono esposte e, dall'altro, facilita l'allineamento tra domanda e offerta sul mercato volontario (ISDA, 2021b; 2021c).

Tra le principali tipologie di derivati su quote emesse dall'*EU ETS* si distinguono *futures*, *forward*, *swap* ed opzioni³⁷.

Un esempio di derivati su *VCCs*, invece, è rappresentato dai *global emissions offset (GEO) futures* e dai *nature-based global emissions offset (N-GEO) futures*, da poco introdotti dal *Chicago Mercantile Exchange*. In particolare, i *GEO futures* prevedono come sottostante *carbon offsets* generati dal *Verified Carbon Standard (VCS)*, dall'*American Carbon Registry (ACR)* e dal *Climate Action Reserve (CAR)* idonei ai fini del programma *Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation (CORSIA)*³⁸. Gli *N-GEO futures*, invece, hanno un'*underlying asset* rappresentato da *carbon offsets* provenienti da progetti agricoli, forestali e di altri usi del suolo comprendenti aspetti aggiuntivi inerenti al clima, alla comunità e alla biodiversità. Questi contratti sono stati pensati per creare standardizzazione e convergenza dei prezzi tra diversi registri e tipi di progetti al fine di incentivare la crescita dei mercati volontari del

³⁷ Meglio approfonditi al paragrafo 4.1 Derivati su carbon credits.

³⁸ Schema internazionale di regolazione delle emissioni di CO₂ derivanti dall'Aviazione Civile.

carbonio (ISDA, 2021c).

Un secondo esempio di *commodities* ambientali è rappresentato dai *Renewable Energy Certificates (RECs)* o Garanzie d'Origine (GO)³⁹, una certificazione che attesta, per ciascun *REC* o per ciascuna GO, la produzione di 1 *MWh* di energia mediante l'impiego di fonti rinnovabili.

In Italia, tali strumenti possono essere acquistati dai produttori previa richiesta ed ottenimento della qualifica IGO da parte del Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) e da tutti agli operatori di mercato attraverso procedure concorrenziali organizzate dallo stesso chiamate Aste GO. A seguito dell'emissione i certificati possono essere negoziati sulle piattaforme di mercato (M-GO) e bilaterali (PB-GO) gestite dal Gestore dei Mercati Elettrici (GME) nonché sulla piattaforma di scambio internazionale gestita dall'*Association of Issuing Bodies (AIB)* fino alla loro scadenza (12 mesi dalla produzione della relativa unità energetica), dopodiché dovranno essere annullate dal titolare stesso⁴⁰. I *RECs* possono essere ceduti anche ai consumatori finali, i quali, per poter dichiarare l'utilizzo di una determinata quantità di energia rinnovabile, dovranno procedere all'annullamento di un ammontare equivalente di GO.

Al fine di permettere agli utilizzatori di tali strumenti finanziari di tutelarsi dai rischi associati alla produzione di energia rinnovabile sono stati creati diversi strumenti derivati, tra i quali i *Power Purchase Agreements (PPAs)* e i *Renewable Energy Certificates (RECs) futures*.

Un ultimo esempio di *commodities* ambientali è rappresentato dai Titoli di Efficienza Energetica (TEE) o Certificati Bianchi, strumenti negoziabili emessi dal Gestore dei Mercati Elettrici che attestano il risparmio nell'uso di energia attraverso interventi e progetti volti ad incrementare l'efficienza energetica. In particolare, ciascun certificato corrisponde al risparmio di

³⁹ I *RECs* rappresentano il sistema di certificazione utilizzato negli Stati Uniti e le GO quello Europeo; il loro funzionamento e le loro caratteristiche sono del tutto analoghe.

⁴⁰ <https://www.gse.it/servizi-per-te/fonti-rinnovabili/garanzia-dorigine>

una Tonnellata Equivalente di Petrolio (TEP).

Gli operatori ammessi a tale meccanismo sono inseriti all'interno del Registro Elettronico dei Titoli di Efficienza Energetica del GME e si distinguono in soggetti obbligati, ovvero “distributori di energia elettrica e gas naturale con più di 50.000 clienti finali”, e soggetti volontari, come le società di servizi energetici.

I Certificati Bianchi possono essere negoziati attraverso la piattaforma di mercato gestita dal GME o bilateralmente tra le parti interessate: i soggetti obbligati possono realizzare gli obiettivi di risparmio in termini di TEP sia attraverso la realizzazione di progetti di efficienza energetica e, quindi, ricevendo TEE, sia acquistando certificati da altri soggetti^{41 42}.

⁴¹ <https://www.gse.it/servizi-per-te/efficienza-energetica/certificati-bianchi>

⁴² <https://www.mercatoelettrico.org/it-it/Home/Mercati/MercatoAmbiente/TitolidiEfficienzaEnergeticaTEE>

3. I rischi associati alla transizione ambientale

3.1 Esposizione ai prezzi energetici

In Italia il Mercato Elettrico, organizzato e gestito dal Gestore dei Mercati Elettrici (GME), si compone del Mercato Elettrico a Pronti (MPE) e del Mercato Elettrico a Termine (MTE).

Il Mercato Elettrico a Pronti è articolato in quattro sotto mercati: il Mercato del Giorno Prima (MGP), il Mercato Infragiornaliero (MI), il Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG), il Mercato per il Servizio di bilanciamento e redispatching (MSD).

All'interno del Mercato del Giorno Prima avvengono la maggior parte delle negoziazioni aventi ad oggetto l'energia elettrica. Questo mercato è organizzato sulla base di un modello di asta, dove i produttori e i consumatori, per ogni intervallo di tempo di mercato minimo, presentano le loro offerte di vendita, in base ai costi di produzione sostenuti, e di acquisto per il giorno seguente, indicando la quantità e il relativo prezzo. Le offerte di vendita vengono disposte in ordine crescente di prezzo (c.d. ordine di merito) fino a che la quantità di energia prevista dalle stesse non arrivi a soddisfare la domanda: il prezzo di equilibrio individuato nel punto di uguaglianza tra domanda e offerta diventa il prezzo marginale di quel momento per il giorno successivo e i produttori che hanno offerto un prezzo inferiore otterranno un profitto pari alla differenza. La valorizzazione delle offerte di vendita e di acquisto avviene al prezzo di equilibrio della zona cui appartengono. Il GME, successivamente, per ciascun intervallo di tempo di mercato minimo, determina il PUN⁴³ Index GME, dato dalla media ponderata dei prezzi zonali per le rispettive quantità.

Per quanto concerne gli altri tre sotto mercati: all'interno del Mercato Infragiornaliero vengono effettuate negoziazioni per l'aggiustamento delle

⁴³ Prezzo Unico Nazionale.

posizioni commerciali di immissione e prelievo definiti sul MGP; sul Mercato dei prodotti giornalieri gli operatori acquistano e vendono prodotti giornalieri con obbligo di consegna dell'energia; il Mercato per il Servizio di bilanciamento e redispacciamento si identifica con la sede in cui Terna⁴⁴ stipula i contratti per l'approvvigionamento delle risorse (Mercato Elettrico, 2025).

Fino a pochi anni fa il mercato energetico europeo era caratterizzato da livelli e volatilità dei prezzi relativamente stabili e prevedibili. A partire dal 2021 questo scenario si è modificato a causa di diversi fattori di crisi che hanno interessato i mercati, come l'aumento dei prezzi del carburante, le tensioni geopolitiche e l'incremento della produzione di energia rinnovabile. Inoltre, a differenza delle altre *commodities*, l'elettricità non può essere immagazzinata in grandi quantità e ciò implica un'estrema sensibilità del prezzo rispetto ai cambiamenti in tempo reale della domanda e dell'offerta.

Una delle variabili principali che influisce sull'andamento dei prezzi dell'energia elettrica, dunque, è il prezzo delle materie prime utilizzate per produrla, rappresentate sia da combustibili fossili, come carbone e gas, che da fonti di energia rinnovabili, quali eolico, idroelettrico e solare (Banca d'Italia, 2022).

Tra i fenomeni più recenti che hanno avuto un impatto significativo sui mercati energetici vi sono la pandemia COVID-19, a seguito della quale, nel 2021, vi fu un incremento della domanda di gas naturale liquefatto che causò un incremento dei prezzi dell'energia, e l'avvio del conflitto tra Russia ed Ucraina, nel 2022, il quale ha provocato una grave crisi energetica in Europa, a fronte del fatto che l'UE era fortemente dipendente

⁴⁴ Il gruppo Terna è proprietario della rete di trasmissione italiana dell'elettricità in alta e altissima tensione ed è il più grande operatore indipendente di reti per la trasmissione di energia elettrica in Europa (<https://www.terna.it/it/chi-siamo/terna-breve>).

dalla Russia per l'approvvigionamento di combustibili fossili. Al fine di risolvere tale crisi, l'UE ha provveduto a diversificare i propri fornitori nonché a ridurre l'utilizzo di combustibili fossili a favore di una più rapida transizione energetica (Consiglio dell'Unione Europea, 2025a).

Nel 2024 l'UE ha prodotto energia elettrica da fonti rinnovabili per oltre il 48%, da combustibili fossili per meno del 30% (di cui il 17% era rappresentato da gas) e dall'energia nucleare per circa il 23%. In Italia, in particolare, il mix energetico era rappresentato al 51% da fonti rinnovabili e al 49% da combustibili fossili. Nel corso degli anni la quota di energie rinnovabili impiegate nella produzione di energia elettrica è aumentata notevolmente, e continuerà ad aumentare, a fronte dell'impegno assunto dall'UE di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 (Consiglio dell'Unione Europea, 2025b).

Il crescente utilizzo di fonti energetiche rinnovabili, il cui costo marginale è prossimo allo zero⁴⁵, da un lato riduce i prezzi medi di mercato ma dall'altro porta ad una maggiore volatilità a breve termine degli stessi, soprattutto quando, in paesi con alti livelli di penetrazione delle energie rinnovabili, la quantità delle *FER* si modifica a causa delle condizioni meteorologiche. Tuttavia, la relazione tra la produzione di energie rinnovabili e il prezzo dell'energia è maggiore in periodi di crisi, mentre in periodi di stabilità dei mercati tale nesso dipende dalle condizioni degli stessi (Pavlík et al., 2025).

La maggior parte dei derivati sul gas naturale vengono negoziati all'interno dei mercati regolamentati. I due principali mercati regolamentati per i derivati del gas naturale all'interno dell'UE sono l'*ICE Endex* nei Paesi Bassi e l'*European Energy Exchange (EEX)* in Germania,

⁴⁵ Nell'ambito dell'ordine di merito l'energia realizzata attraverso fonti rinnovabili ha la priorità sulle altre e, dunque, solo nell'ipotesi in cui questa non sia sufficiente a soddisfare la domanda le altre centrali elettriche potranno vendere il proprio prodotto (Deganello, 2024).

all'interno delle quali borse le negoziazioni vengono compensate centralmente tramite le rispettive *CCPs*.

Una caratteristica di alcuni mercati derivati delle materie prime, compreso quello sul gas naturale, che li differenzia rispetto ai mercati dei derivati finanziari, è data dal fatto che la maggior parte degli operatori sono società non finanziarie, principalmente *utilities* europee e società extra-UE la cui attività commerciale è focalizzata sulle materie prime, mentre il ruolo degli intermediari finanziari è limitato.

Il principale vantaggio che deriva dall'utilizzo degli strumenti derivati è rappresentato dalla funzione di *hedging* delle proprie posizioni nell'ipotesi in cui vi siano variazioni dei prezzi: gli importi nozionali sono strettamente correlati al prezzo del gas naturale, poiché le posizioni vengono valutate quotidianamente. Inoltre, la negoziazione di strumenti standardizzati favorisce la liquidità e riduce il rischio di controparte per mezzo delle *CCPs* e, a fronte del ruolo da essi svolto nell'ambito del processo di formazione dei prezzi, rivestono una funzione cruciale nella formazione dei prezzi dei mercati energetici (Bouveret et al., 2023).

Il principale vantaggio rappresentato dalla negoziazione di derivati sul gas naturale *OTC*, invece, è dato dal fatto che vi è una riduzione dei requisiti di margine, anche se ciò comporta l'esposizione ad un maggior rischio di controparte (Bouveret et al., 2023). Un esempio di questa tipologia di strumenti è dato dagli *swap*, che permettono alle società energivore e a quelle di vendita di trasformare il prezzo di acquisto del gas naturale da variabile a fisso (Intesa Sanpaolo, 2024).

3.2 Volatilità legata a normative ambientali

Nel corso degli anni l'UE ha introdotto una serie di provvedimenti normativi finalizzati a fronteggiare gli aumenti eccessivi del prezzo dei combustibili fossili e a permettere di beneficiare dei minori costi legati all'utilizzo delle energie rinnovabili. L'implementazione di determinate

azioni normative è dunque, inevitabilmente, una delle variabili che incide sulle preferenze e sui prezzi di mercato. In particolare, con riferimento ai prezzi dell'energia elettrica, un fattore rilevante è rappresentato dalle disposizioni che promuovono ed incentivano l'impiego di fonti energetiche rinnovabili a scapito dell'utilizzo di energia elettrica prodotta da combustibili fossili (Commissione Europea, 2024). Di seguito vengono illustrate alcune delle principali azioni effettuate dall'UE destinate a promuovere la transizione climatica ed energetica.

Al fine di dare seguito all'Accordo di Parigi sui cambiamenti climatici e all'Agenda 2030 delle Nazioni Unite per lo sviluppo sostenibile la Commissione Europea ha adottato, nel 2018, il primo Piano d'azione per finanziare la crescita sostenibile, che ha posto quali obiettivi principali di “riorientare i flussi di capitali verso investimenti sostenibili al fine di realizzare una crescita sostenibile e inclusiva; gestire i rischi finanziari derivanti dai cambiamenti climatici, l'esaurimento delle risorse, il degrado ambientale e le questioni sociali nonché promuovere la trasparenza e la visione a lungo termine nelle attività economico-finanziarie” (Commissione Europea, 2018). Nell'ambito del Piano d'azione, inoltre, sono stati identificati i tre pilastri sulla base dei quali è stato definito il quadro della finanza sostenibile: [1] un sistema di classificazione delle attività sostenibili; [2] un obbligo informativo per le imprese finanziarie e non finanziarie in merito all'impatto ambientale e sociale derivante dall'attività d'impresa svolta e dei rischi operativi e finanziari cui esse sono esposte; [3] e l'introduzione di una serie di strumenti di investimento che permettano agli operatori del mercato di allineare le proprie strategie d'investimento agli obiettivi climatici ed ambientali dell'UE⁴⁶ (Commissione Europea, 2021a).

Il Piano d'azione per finanziare la crescita sostenibile è stato innovato nel

⁴⁶ <https://www.consob.it/web/area-pubblica/finanza-sostenibile>

2021 mediante la pubblicazione della Strategia per finanziare la transizione verso un'economia sostenibile, che ha portato all'adozione di una serie di provvedimenti in continuità rispetto alle misure già adottate in attuazione del primo Piano: il Regolamento Tassonomia⁴⁷, ovvero una classificazione comune a livello europeo delle attività economiche che contribuiscono in modo sostanziale al raggiungimento degli obiettivi ambientali secondo criteri scientifici; il Regolamento Disclosure⁴⁸, che ha introdotto degli obblighi di trasparenza informativa in materia di sostenibilità per alcuni intermediari; il Regolamento (UE) 2019/2089, che modifica il Regolamento Benchmark⁴⁹ introducendo due nuove categorie di indici di riferimento che tengono conto di alcuni aspetti di sostenibilità ambientale⁵⁰.

Inoltre, ad integrazione del Regolamento Tassonomia, la Commissione Europea ha emanato nel 2021 un atto delegato, successivamente modificato ed ampliato ulteriormente, volto a fissare “i criteri di vaglio tecnico che consentono di determinare a quali condizioni si possa considerare che un'attività economica contribuisce in modo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici o all'adattamento ai cambiamenti climatici e se non arreca un danno significativo a nessun altro obiettivo ambientale” (Commissione Europea, 2021b).

Nel 2019 è stato adottato il *Green Deal* europeo, un insieme di iniziative strategiche finalizzate a promuovere la transizione dell'UE verso un'economia sostenibile. La finalità principale del *Green Deal* è far sì che l'Europa diventi il primo continente al mondo a raggiungere la neutralità climatica entro il 2050: nel 2021 l'entrata in vigore del Regolamento sul

⁴⁷ Regolamento UE 2020/852.

⁴⁸ Regolamento UE 2019/2088.

⁴⁹ Regolamento UE 2016/1011.

⁵⁰ <https://www.consob.it/web/area-pubblica/finanza-sostenibile>

clima⁵¹ ha reso tale proposito giuridicamente vincolante⁵². Altri obiettivi chiave sono rappresentati dall'introduzione di un nuovo modello economico circolare, dalla promozione di industrie più sostenibili, dall'avvio di un piano finalizzato ad azzerare l'inquinamento, dallo sviluppo di pratiche agricole più sostenibili e dall'implementazione di un piano che renda la transizione climatica equa ed inclusiva (Consiglio dell'Unione Europea, 2025c).

L'effettiva realizzazione della transizione economica ed industriale perseguita dall'UE richiede che siano effettuati ingenti investimenti, pubblici e privati, in progetti sostenibili. Affinché ciò possa accadere è necessario che vengano adottate delle misure legislative finalizzate ad incentivare l'adozione di principi e modelli di business più sostenibili da parte degli operatori di mercato. In tal senso un ruolo fondamentale è svolto dal Regolamento Tassonomia, che permette di re-indirizzare le risorse finanziarie verso investimenti sostenibili attraverso l'individuazione di un mercato pubblicamente riconosciuto di prodotti finanziari *green* che siano anche associati agli obiettivi di lungo termine dell'UE. In particolare, esso incide in due modi sulla domanda e sull'offerta di capitale: direttamente, poiché permette ad imprese ed investitori di individuare le attività economiche ecosostenibili, ovvero di allocare il capitale privato verso progetti ed investimenti *ESG*, ed indirettamente, con riferimento ai mercati dei derivati, considerato che tali strumenti offrono copertura dai rischi climatici (Saguato, 2024).

Il fatto che i mercati degli strumenti derivati abbiano già incorporato i fattori e i rischi ESG all'interno dei propri prodotti rappresenta un primo effetto legato all'adozione del *Green Deal* europeo e alla volontà degli operatori stessi di perseguire uno sviluppo economico sostenibile. Ad oggi

⁵¹ Regolamento UE 2021/1119.

⁵² https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_it

non sono ancora state adottate misure aventi ad oggetto in modo specifico i derivati sostenibili; tuttavia, il Regolamento *Disclosure* richiede che gli emittenti di prodotti finanziari *ESG* comunichino in che modo l'investimento in strumenti derivati sia compatibile e supporti il raggiungimento degli obiettivi sostenibili di altri strumenti finanziari (Saguato, 2024).

Uno dei più recenti interventi dell'UE è rappresentato dalla Riforma del Mercato Elettrico, attuata in seguito all'incremento dei prezzi energetici verificatosi durante il periodo post-pandemico e, ulteriormente aggravato, a causa dell'invasione dell'Ucraina da parte della Russia.

Tale riforma si compone di più provvedimenti: il Regolamento 2024/1747/UE (*Electricity Market Design Reform*), che interviene sulla disciplina avente ad oggetto l'ACER⁵³ e il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica⁵⁴; la direttiva 2024/1711/UE, che modifica le norme inerenti al mercato al dettaglio dell'energia elettrica e la promozione dell'impiego di energia da fonti rinnovabili⁵⁵; il Regolamento 2024/1106/UE, che innova il Regolamento 1227/2011/UE (REMIT) relativo all'integrità e alla trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso.

Gli obiettivi che l'UE intende conseguire nell'ambito di tale riforma sono “migliorare la stabilità e la prevedibilità del costo dell'energia, ottenere prezzi accessibili e competitivi per tutti i consumatori e una protezione dalla loro volatilità ed incentivare gli investimenti nelle energie rinnovabili” (Camera dei deputati, 2025).

L'incremento dei prezzi energetici ha evidenziato l'elevata volatilità del mercato dell'energia elettrica, dovuta ai prezzi dei combustibili fossili. La

⁵³ Agenzia (dell'UE) per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia.

⁵⁴ Modificando, rispettivamente, il Regolamento 2019/942/UE e il Regolamento 2019/943/UE.

⁵⁵ Riformando, rispettivamente, la Direttiva UE 2019/944 e la Direttiva UE 2018/2001 (RED II), a sua volta modificata dalla Direttiva UE 2023/2413 (RED III).

soluzione, adottata mediante la modifica dell'assetto del Mercato Elettrico, è stata quella di integrare maggiormente l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili, realizzando così una riduzione della domanda di combustibili fossili e un'influenza positiva sui prezzi dell'energia. Infatti, una delle principali novità introdotte dall'*Electricity Market Design Reform* è rappresentata dal fatto che il Gestore dei Mercati Elettrici (in Italia) deve permettere ai partecipanti al mercato di procedere alle negoziazioni quanto più possibile in tempo reale. A tal fine è stato stabilito che, a partire dal 1° gennaio 2026, l'orario di chiusura dei mercati infragiornalieri venga ridotto a 30 minuti prima del tempo reale. Questa modifica è funzionale ad incrementare le opportunità di negoziazione e a favorire una migliore integrazione delle fonti di energia rinnovabili, per le quali si è in grado di valutare la quantità prodotta con esattezza solo nell'imminenza della consegna.

Il regolamento, inoltre, interviene sui mercati a termine dell'energia elettrica richiedendo l'introduzione di strumenti che permettano ai partecipanti al mercato di coprirsi dai rischi di fluttuazione dei prezzi. Il progetto della Commissione Europea prevede l'eventuale implementazione di "hub virtuali regionali", ovvero "regioni non fisiche [...] che hanno la finalità di rispecchiare il prezzo aggregato di più zone di offerta e fornire un prezzo di riferimento" funzionale a determinare l'offerta di strumenti di copertura a termine (Camera dei deputati, 2025).

Un'ulteriore novità introdotta nell'ambito di tale riforma incide sul Mercato del Giorno Prima (MGP), dove la distribuzione dell'energia elettrica segue la regola dell'ordine di merito. La crisi dei prezzi energetici ha evidenziato come un improvviso aumento dei prezzi dei combustibili fossili possa determinare un incremento elevato e duraturo dei prezzi sul MGP. Per questa ragione, è stato richiesto agli Stati membri dell'UE di promuovere l'utilizzo di contratti a lungo termine come i *Power Purchase Agreements*, ovvero accordi di compravendita basati sui prezzi di mercato

per lo scambio di energia elettrica stipulati volontariamente tra produttori e acquirenti⁵⁶, e di evitare ogni forma di sostegno ai contratti di compravendita di energia elettrica proveniente da combustibili fossili.

3.3 Introduzione al rischio climatico

I rischi *ESG* comprendono tre categorie di rischio: i rischi ambientali, i rischi sociali e i rischi di *governance*.

Il rischio climatico, che costituisce una tipologia di rischio sistemico e a lungo termine, si qualifica come una sottocategoria dei rischi ambientali e, a sua volta, si articola in rischio fisico e di transizione.

Il rischio fisico afferisce all'impatto finanziario che i cambiamenti climatici possono causare alle società e ai mercati. Ad esempio, interruzioni nelle catene di approvvigionamento, perdite nel raccolto, danni alle proprietà, aumento della domanda di energia e aumento dei costi di recupero (Li e Flammer, 2025). Se il danno deriva da un evento estremo⁵⁷ il rischio fisico si definisce acuto, se, invece, dipende da cambiamenti a lungo termine⁵⁸ è detto cronico.

I derivati meteorologici sono un'utile strumento di copertura dal rischio fisico poiché permettono alle società di tutelarsi dalle perdite causate da differenti fenomeni ambientali nonché di mitigare il rischio associato a condizioni meteorologiche inattese (Saguato, 2024).

Il rischio di transizione, invece, fa riferimento ai cambiamenti sociali ed economici associati alla transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio. Tra questi vi sono il rischio normativo, ovvero l'introduzione di politiche climatiche volte a limitare gli effetti negativi del cambiamento climatico oppure a promuoverne l'adattamento; il rischio di mercato, inteso in termini di modifiche nelle preferenze degli investitori

⁵⁶ Per approfondimenti si veda il paragrafo 5.1 Power Purchase Agreements.

⁵⁷ Ad esempio: uragani, inondazioni, siccità, incendi boschivi.

⁵⁸ Ad esempio: l'innalzamento del livello del mare, l'aumento della temperatura.

verso prodotti e servizi più sostenibili; il rischio tecnologico, ovvero l'introduzione di tecnologie più sostenibili che vadano a sostituire quelle ad alta intensità energetica. L'evoluzione tecnologica è un aspetto fondamentale nel processo di transizione ambientale ed energetica che può incidere sulla competitività delle aziende, sui loro costi e sulla domanda inerente ai beni e ai servizi da esse offerti, anche in considerazione delle tempistiche necessarie per lo sviluppo e per le implementazioni di tali innovazioni. Questi cambiamenti possono comportare diversi livelli di rischio reputazionale⁵⁹ per le imprese (Li e Flammer, 2025; TCFD, 2017). I rischi climatici, dunque, possono danneggiare l'attività economica svolta dalle aziende, in modo diretto o indiretto, incidendo così sul rischio finanziario cui le stesse sono già esposte. Tra i principali rischi finanziari aggravati dai rischi fisici e di transizione vi sono: [1] il rischio di credito, inteso come la possibilità che la probabilità di *default* e la perdita in caso di *default* (*loss given default*) aumentino a causa della maggior esposizione del settore o dell'area geografica in cui opera l'azienda ai rischi climatici; [2] il rischio di mercato, ovvero il fatto che eventi fisici o cambiamenti volti ad incentivare la transizione ambientale portino gli investitori a modificare le proprie aspettative e a rivalutare il rischio oppure comportino una ridefinizione dei prezzi degli strumenti finanziari, ad esempio, qualora inerenti a settori interessati da attività non recuperabili; [3] il rischio operativo, ovvero il fatto che l'operatività dell'azienda potrebbe subire interruzioni a causa di danni materiali agli immobili provocati da eventi meteorologici avversi; nonché [4] il rischio reputazionale, [5] di responsabilità legale e [6] di liquidità cui le società sono esposte a fronte di una maggiore sensibilizzazione alle tematiche ambientali da parte degli investitori (BCE, 2020).

⁵⁹ Per rischio reputazionale si fa riferimento al “danno che emerge qualora il pubblico, le controparti o gli investitori associano l'ente a effetti ambientali avversi” (BCE, 2020).

Le aziende, tuttavia, non solo sono esposte a questi rischi, tra loro intrinsecamente interconnessi, ma sono anche i principali soggetti che vi contribuiscono. A tal proposito, è possibile anzitutto [1] adottare diverse strategie volte a mitigare il cambiamento climatico e a minimizzare il proprio impatto ambientale negativo, ad esempio impegnandosi ad intraprendere iniziative finalizzate alla riduzione delle emissioni di gas serra; [2] adattarsi ai rischi climatici al fine di favorire il *going concern* e la resilienza dell'attività d'impresa, acquistando assicurazioni o strumenti di copertura, diversificando la propria catena di fornitura oppure impiegando materiali più resilienti all'interno del proprio ciclo produttivo; e [3] sostenere od opporsi a determinate politiche climatiche.

Le aziende caratterizzate da elevate emissioni di gas serra sono maggiormente esposte ai rischi di transizione. Le strategie che più attenuano tali rischi, dunque, sono quelle di mitigazione. Tuttavia, l'implementazione di tecnologie e processi produttivi più sostenibili richiedono tempo e risorse. Un'alternativa a breve termine potrebbe essere rappresentata dall'adozione di strategie a sostegno di politiche anti-climatiche che, da un lato, permetterebbero alle imprese di ritardare o ridurre i rischi di transizione e, in particolare, il rischio normativo ma, dall'altro, peggiorerebbero la loro esposizione futura ai rischi climatici.

Questo limite evidenzia la difficoltà per le imprese di congiungere la gestione dei rischi a breve termine e l'impegno per la sostenibilità a lungo termine.

4. Strumenti derivati ed emissioni CO₂

4.1 Derivati su carbon credits

In Europa, lo scambio di *carbon allowances* è assistito da un mercato secondario molto attivo, all'interno del quale si sono sviluppati una serie di strumenti finanziari derivati sulle *EUAs*.

La possibilità di fare ricorso al mercato secondario rende il diritto ad emettere CO₂ un bene negoziabile, il che stimola le società a ridurre le proprie emissioni di carbonio (Bianchi et al., 2025).

L'utilizzo di strumenti derivati su *carbon credits* permette alle aziende soggette a sistemi di *cap and trade* di gestire i rischi associati agli obblighi imposti nell'ambito dell'*ETS* nonché alle fluttuazioni nei prezzi delle quote stesse (ISDA, 2021c). Infatti, attraverso i contratti derivati, è possibile predeterminare il costo di acquisto sul mercato *spot* delle quote necessarie per coprire le future emissioni di anidride carbonica (Bianchi et al., 2025). Inoltre, i mercati dei derivati offrono informazioni sui prezzi attesi dei sottostanti⁶⁰, il che supporta le aziende nella valutazione del rischio futuro associato alla propria attività d'impresa, concorre alla prospettiva di lungo termine degli obiettivi di sostenibilità e dota le autorità competenti delle informazioni utili a valutare il raggiungimento degli impegni ambientali assunti (ISDA, 2021c; Bianchi et al., 2025).

La negoziazione degli strumenti derivati aventi come attività sottostante quote dell'*EU ETS* avviene secondo quanto stabilito dall'*ISDA* nell'ambito dell'*EU Emissions Allowance Transactions* (ISDA, 2021b).

Le principali tipologie di derivati su *carbon credits* esistenti comprendono *futures*, *forward*, *swap* ed opzioni.

Come già evidenziato in precedenza, *futures* ed opzioni sono strumenti finanziari derivati standardizzati che differiscono tra loro principalmente

⁶⁰ L'*ICE global carbon futures index* definisce i prezzi all'interno dei tre principali mercati del carbonio al mondo, ovvero l'*EU ETS*, il *California Cap and Trade Program* e il *Regional Greenhouse Gas Initiative* (RGGI) (ISDA, 2021c).

poiché i contratti futures prevedono l'obbligo a scadenza per le controparti di concludere lo scambio di *carbon allowance* o *carbon offset* al prezzo prefissato⁶¹, mentre le opzioni conferiscono il diritto al soggetto che si trova in *long position*, contro il pagamento di un premio, di acquistare (*call option*) o vendere (*put option*) *carbon allowances* o *carbon offsets* al prezzo di esercizio concordato (ISDA, 2021c).

A fronte dell'obbligo di consegna delle quote entro il 30 aprile di ogni anno previsto per le *compliance firms*, la maggior parte delle negoziazioni ha ad oggetto *futures* la cui scadenza è compresa tra sei mesi ed un anno. Le opzioni, invece, hanno iniziato ad acquisire una maggiore rilevanza solo nell'ultimo periodo. Esse permettono alle imprese di tutelarsi da movimenti sfavorevoli dei prezzi del sottostante, tendenzialmente rappresentato da un contratto *future* su *EUAs* con *maturity date* dicembre, poiché la perdita massima cui si espone l'acquirente è data dal premio pagato al venditore; la loro scadenza è fissata a tre giorni prima di quella del sottostante. Il tipo di opzioni più scambiate, nonché più liquide, sono quelle *at the money*, ovvero il cui prezzo di esercizio è molto simile a quello del sottostante⁶² (Bianchi et al., 2025).

Le principali borse all'interno delle quali vengono negoziati questi strumenti finanziari derivati sono l'*Intercontinental Exchange* (ICE)⁶³, l'*European Energy Exchange* (EEX), il *Nasdaq* e il *Chicago Mercantile Exchange* (CME).

Forward e *swap*, invece, si qualificano come derivati *OTC*. La struttura di un contratto *forward* è la stessa già descritta per i *futures* e, tipicamente,

⁶¹ I *futures* non necessariamente comportano la consegna fisica del sottostante. L'obbligo contrattuale, infatti, potrebbe anche essere soddisfatto mediante il riconoscimento di un corrispettivo determinato in funzione del prezzo di mercato corrente alla data di scadenza.

⁶² Per le *call options* si evidenziano innumerevoli negoziazioni anche sulle opzioni *out of the money*, ovvero il cui *strike price* è superiore rispetto al prezzo attuale del sottostante.

⁶³ Società finanziaria statunitense che gestisce la Borsa di New York.

implicano la consegna fisica o la liquidazione del sottostante. I contratti *swap* si caratterizzano per una serie di scambi di *carbon allowances*, di *carbon offsets* o, come avviene più frequentemente, di flussi di cassa, a date predefinite o per un certo periodo di tempo. Gli *swap* permettono di stabilire il prezzo del sottostante *ex ante* che, di solito, è rappresentato dal prezzo di chiusura giornaliero dei *futures* su *EUAs* con scadenza dicembre (ISDA, 2021c; Bianchi et al., 2025).

Come già evidenziato in precedenza, il principale vantaggio che deriva dalla negoziazione in borsa è rappresentato dalla maggiore liquidità che queste offrono, i mercati *OTC*, invece, permettono agli investitori di personalizzare gli strumenti derivati in funzione delle proprie esigenze di gestione del rischio. Questa caratteristica rende i derivati *OTC*, in particolare i *forward*, un'ottima alternativa per le centrali elettriche, esposte sia al rischio di un aumento dei prezzi delle *EUAs* che dei combustibili. Infatti, tali strumenti possono essere definiti in funzione dei livelli effettivi di emissione e delle esigenze di durata della società.

Tanto i contratti negoziati in borsa quanto quelli scambiati sui mercati *OTC* sono utili per garantire l'efficienza del mercato e l'efficacia dei contratti su *carbon credits* come strumento di *hedging*. Il ruolo svolto dai mercati *OTC* è fondamentale soprattutto per i mercati in via di sviluppo, poiché determinano la nascita di nuovi prodotti che, successivamente, potranno essere standardizzati e passare alla quotazione (ISDA, 2021c; Bianchi et al., 2025).

5. Derivati per l'energia rinnovabile

5.1 Power Purchase Agreements

I *Power Purchase Agreements (PPAs)* sono strumenti che permettono agli investitori di tutelarsi dai rischi associati alla produzione di energia FER (Fonti di Energia Rinnovabili).

I *PPAs*, in generale, sono dei contratti aventi ad oggetto l'acquisto di energia rinnovabile, tendenzialmente generata attraverso fonti solari ed eoliche, e i relativi *RECs* tra un produttore ed un acquirente, nell'ambito del quale vengono pattuiti la durata del contratto, il prezzo e la quantità del sottostante.

L'utilizzo di questi accordi permette ad entrambe le controparti di tutelarsi dalla volatilità dei prezzi di mercato: l'acquirente ha la certezza del costo che dovrà sostenere per il proprio consumo energetico, mentre il venditore è in grado di prevedere i propri ricavi. Benché i *PPAs* non implicino, direttamente, per le controparti, la riduzione delle proprie emissioni di gas serra, essi contribuiscono a favorire la transizione energetica poiché, da un lato, le aziende (acquirenti) utilizzano una determinata quantità di energia rinnovabile che, per definizione, contribuisce a diminuire l'inquinamento e, dall'altro, forniscono ai produttori la certezza necessaria per finanziare ulteriori progetti e costruire nuovi impianti⁶⁴ (ISDA, 2021b).

A seconda del fatto che il produttore venda l'energia elettrica alla rete o la consegna all'acquirente si distingue tra *PPA* finanziario e *PPA* fisico.

Un *PPA* finanziario (o virtuale) assume la struttura di uno *swap* su *commodities* ambientali, del tipo *fixed-to-floating*, che non prevede alcuna consegna fisica dell'energia ma solo dei *RECs* associati alla sua produzione. Le controparti, dunque, determinano un prezzo (fisso) per *kilowattora (kWh)* e si scambiano la differenza rispetto al prezzo di mercato dell'energia all'ingrosso (variabile). Il produttore riceverà sempre

⁶⁴ <https://gestioneitalia.net/corporate-ppa.html>

il prezzo concordato insieme all'acquirente per ciascun *kilowattora*; infatti, se questo è superiore rispetto al prezzo di mercato esistente al momento dell'immissione dell'energia l'acquirente dovrà corrispondergli la differenza, e viceversa (ISDA, 2021b).

In questa ipotesi, dunque, l'acquirente continua ad ottenere l'energia elettrica dalla propria *utility* di riferimento al prezzo di mercato; tuttavia, grazie al *PPA*, è tutelato dalla sua volatilità. Infatti, se il prezzo di mercato dovesse aumentare riceverebbe dal venditore la differenza rispetto al prezzo fisso pattuito; al contrario, se il prezzo di mercato si riducesse, sarebbe l'acquirente stesso a dover corrispondere il differenziale alla controparte. In conclusione, attraverso l'accordo, l'acquirente è in grado di stabilizzare il proprio costo complessivo dell'energia che, di fatto, ammonta al prezzo fisso pattuito.

È importante osservare, però, che questa copertura sussiste solo se vi è correlazione tra il prezzo stipulato all'interno dello *swap* per ciascun *kilowattora* e quello pagato dall'acquirente per acquistare l'energia (U.S. EPA, 2025a).

Al contrario, in un *PPA* fisico l'accordo prevede che il venditore si impegni a costruire, mantenere e gestire un impianto che produca energia rinnovabile, presso la sede dell'acquirente (*on – site*) oppure al di fuori della stessa (*off – site*), assumendosi i rischi che ne derivano. A scadenza, molti dei contratti che prevedono la realizzazione dell'impianto *on-site* offrono all'acquirente la possibilità di stipulare un nuovo *PPA* oppure di acquisire direttamente la proprietà dell'impianto ad un prezzo *fair* di mercato.

Indipendentemente dall'ubicazione dell'impianto, l'acquirente riceve la consegna fisica dell'elettricità attraverso la rete, a fronte dell'impegno di pagamento assunto, per un certo periodo di tempo stabilito contrattualmente.

In entrambi i tipi di *PPAs* i *RECs*, rilasciati al venditore a fronte

dell'energia rinnovabile prodotta, possono essere ceduti al mercato oppure possono essere trasferiti all'acquirente; in tal caso, quest'ultimo, matura il diritto esclusivo di dichiarare l'utilizzo dell'energia prodotta dall'impianto e le relative riduzioni di emissioni di gas serra. Nell'ambito dei *PPAs* fisici il venditore potrebbe anche decidere di trattenere i *RECs* per i primi anni e, solo successivamente, trasferirli all'acquirente (U.S. EPA, 2025b).

Un'alternativa ulteriore è data dalla possibilità per l'acquirente di pattuire, all'interno del *PPA*, l'utilizzo del *REC arbitrage* (o *REC swap*), che gli permette di ricevere *RECs* sostitutivi, caratterizzati da un prezzo inferiore, provenienti da un altro progetto. Un aspetto importante da considerare in questa ipotesi è rappresentato dal fatto che le dichiarazioni dell'acquirente sull'energia utilizzata devono fare riferimento alla fonte che ha originato i *RECs* sostitutivi.

Affinché il *REC arbitrage* sia possibile è necessario che vi siano *RECs* con prezzi differenti. Benché il tratto comune sia rappresentato dal fatto che questi attestano la produzione di un *megawattora* (*MWh*) di energia rinnovabile, la differenza risiede nella fonte utilizzata per produrla; questa specificità crea una domanda e un'offerta di mercato diversa per ciascun *REC*, portando a differenze di prezzo (U.S. EPA, 2017).

5.2 Hedging per investimenti in fotovoltaico/eolico: alcuni esempi di strumenti derivati su Renewable Energy Certificates

I *Renewable Energy Certificates* sono dei certificati che vengono emessi a favore di un soggetto quando questo produce ed immette all'interno della rete un *megawattora* di elettricità realizzata tramite fonti di energia rinnovabili. Tali strumenti possono anche essere ceduti sul mercato, *spot* o *future*, diventando così un modo per “rendere verde” il consumo di elettricità da parte di un acquirente: i *RECs* vengono acquistati per controbilanciare il consumo di energia proveniente da fonti non rinnovabili (ISDA, 2021b).

I *Wind Index futures* sono un esempio di derivati su energie rinnovabili che permettono di tutelarsi dai rischi associati alla produzione di energia eolica.

Uno dei principali tipi di *Wind Index futures* scambiati all'interno dell'*Intercontinental Exchange* sono i *M-RETS CRS wind futures*: dei *Renewable Energy Certificates* consegnati fisicamente ed emessi dal *Midwest Renewable Energy Tracking System (M-RETS)*⁶⁵, una piattaforma che tiene traccia e gestisce l'emissione dei certificati in Nord America. Questi contratti certificano la produzione di energia eolica tramite impianti registrati presso il *Center for Resource Solutions (CRS)*.

Un'ulteriore esempio di *Wind Index futures* è il *NAR CRS wind future*, la cui unica differenza, rispetto ai primi, è data dal fatto che il registro di riferimento dei *RECs* è il *North American Renewables*.

Un ultimo contratto è rappresentato dai *Wind GO Futures*, Garanzie d'Origine da energia eolica emesse dall'*European Energy Certificate System (EECS)*, gestito dall'*Association of Issuing Bodies* (ISDA, 2021b). Per quanto concerne, invece, la copertura dai rischi impliciti negli investimenti in energia fotovoltaica tra le soluzioni presentate dall'*ICE* vi sono i *Solar GO Futures*, Garanzie d'Origine da energia solare, e i *Texas CRS solar futures*, *RECs* emessi dall'*ERCOT Renewable Registry* per la produzione di energia fotovoltaica mediante impianti registrati presso il *CRS* (ISDA, 2021b).

L'*European Energy Exchange*, inoltre, ha ampliato la propria offerta a partire da dicembre 2025 attraverso l'immissione nel mercato di *GO Futures* eolici – idrosolari (*Wind-Hydro-Solar WHS*), rendendo così possibile l'unione in un unico strumento delle tre fonti di energia rinnovabile per eccellenza (EEX, 2025).

⁶⁵ Oggi denominato *Clean Counts*.

6. Analisi empirica

6.1 Letteratura ed obiettivi

L'obiettivo del presente capitolo è, da un lato, verificare se esiste, nell'ambito del campione esplorativo individuato, un'evidenza statistica che lega l'utilizzo di derivati *green* e l'assoggettamento ad un sistema di scambio quote di carbonio per un'impresa al suo *ESG score* nonché al suo costo del capitale ovvero se esiste una correlazione tra il *rating ESG* di una società ed il proprio costo opportunità; dall'altro, vuole essere un caso concreto che dimostri come un'azienda che decida di adottare una strategia di *green hedging* possa effettivamente conseguire dei vantaggi sui costi che deve sostenere a fronte del proprio fabbisogno energetico, ovvero di come la copertura tramite strumenti derivati *green* possa concretizzarsi in uno strumento che faciliti e favorisca la transizione ambientale delle imprese.

Mingyao Cao et al. hanno condotto uno studio che dimostra l'esistenza di una correlazione positiva significativa tra l'attuazione di investimenti *green*, da parte di imprese altamente inquinanti, ed il loro *ESG score*: tali investimenti contribuiscono a migliorare la reputazione aziendale, riducendo, così, la supervisione da parte delle autorità competenti ed attraendo nuovi *stakeholders* eticamente responsabili. Inoltre, da un punto di vista economico, gli investimenti *green* generano, nel tempo, minori costi di approvvigionamento energetico, ovvero un miglioramento delle *performance* finanziarie della società (Mingyao et al., 2023).

Alessio Galluzzi et al. hanno evidenziato che ad un aumento del *rating ESG* si associa un aumento del costo del capitale medio dell'impresa, sottolineando, però, che questa relazione si osserva principalmente per le società di grandi dimensioni ed è meno evidente per quelle ad alta intensità energetica (Alessio Galluzzi et al., 2023).

Inoltre, come dimostrato da Vu Le Tran et al. le imprese maggiormente esposte al rischio della politica climatica hanno rendimenti attesi più

elevati: se i derivati *green* sono utilizzati da aziende esposte al rischio di transizione, allora, un costo del capitale più elevato è coerente nel momento in cui tale rischio viene prezzato. In particolare, si evidenzia che “il rischio fisico si traduce in un premio positivo e statisticamente significativo dell’1.50% – 2.90% annuo, il quale non può essere attribuito ad altri fattori di rischio noti o differenze di settore” (Vu Le et al., 2023) e sottolineano, inoltre, che questo premio per il rischio climatico è aumentato notevolmente dopo gli accordi di Parigi, momento a partire dal quale, probabilmente, vi è stata la sensibilizzazione da parte di più investitori in relazione ai temi ambientali e climatici. Questa evidenza pone in rilievo l’importanza della trasparenza che le imprese devono adottare nel comunicare i rischi fisici cui sono esposte, affinché gli investitori possano avere a disposizione le informazioni necessarie per valutare e prezzare correttamente tali rischi (Vu Le et al., 2023).

Analogamente, Patrick Bolton e Marcin Kacperczyk dimostrano che il rischio derivante dalle emissioni di CO₂ ha “un effetto positivo e statisticamente significativo sui rendimenti azionari”, ovvero che gli investitori chiedono un premio sui rendimenti legato al *carbon risk* e che questo si sia concretizzato solo di recente (Bolton e Kacperczyk, 2021).

Infine, Po-Hsuan Hsu et al. spiegano che la redditività delle aziende altamente energivore è maggiormente influenzata, rispetto a quella delle imprese a basse emissioni di carbonio, dal rischio di regolamentazione ambientale, identificato quale nuovo rischio sistemico, le quali, di conseguenza, si caratterizzano per rendimenti medi più elevati (Hsu et al., 2019).

L’analisi seguente si colloca in un contesto ancora in via di sviluppo e in una fase in cui la letteratura di riferimento è in rapida crescita. Gli studi esistenti sottolineano, in generale, che i risultati ottenuti potrebbero dipendere dal luogo geografico di riferimento, dalle dimensioni delle imprese oggetto del campione, nonché dagli stessi dati utilizzati per

condurre le analisi: ad esempio, i *rating ESG* sono dati eterogenei, che possono variare a seconda della fonte da cui derivano, e, soprattutto, la loro elaborazione si caratterizza per metriche ad oggi in continua evoluzione, anche a fronte degli sviluppi legislativi (Palynska et al., 2024). Sintetizzando, in questo momento, si è in una fase in cui le informazioni disponibili sono in via di perfezionamento e, dunque, in cui i mercati finanziari non sono ancora in grado di prezzare perfettamente i rischi e le opportunità legati alle tematiche *ESG* (Palynska et al., 2024) (Alessio Galluzzi et al., 2023).

6.2 L'evidenza statistica: Derivati Green, ETS Exposure, ESG score e costo del capitale

L'analisi che segue rappresenta un'indagine esplorativa *cross-sectional* tra l'utilizzo di derivati *green* e l'assoggettamento ad un sistema di quote *ETS*⁶⁶ e, da un lato, le *performance ESG* delle imprese, dall'altro, il loro costo del capitale ovvero un'indagine finalizzata a definire la relazione esistente tra il *rating ESG* di una società ed il proprio costo opportunità.

A tal fine è stato selezionato un campione limitato di venti società europee che operano nel settore delle *utilities* caratterizzate un andamento storico delle vendite comparabile: partendo da una popolazione di sessantadue imprese è stato considerato un intorno di dieci del valore medio del coefficiente storico delle vendite realizzate nel 2024, pari a -11.84190379 .

Il coefficiente storico delle vendite è una misura che permette di analizzare l'andamento nel tempo dei ricavi di un'impresa. Un coefficiente negativo, dunque, si traduce nel fatto che le società considerate hanno registrato una

⁶⁶ In particolare, si fa riferimento all'*EU ETS* per tutte le *compliance firms*, ad esclusione della società Drax Group PLC che partecipa solo all'*UK ETS* (cui, tuttavia, si applicano regole analoghe a quelle vigenti nell'ambito del sistema dell'Unione Europea).

progressiva riduzione delle proprie vendite nel corso degli anni.

La scelta dell'intervallo dato dai valori compresi tra $[-21.84190379; -1.841903788]$ permette di avere a disposizione un numero discreto di osservazioni ma senza ampliare in modo eccessivo il *range* dei coefficienti considerati, così da mantenere un'adeguata omogeneità all'interno del campione.

Lo stesso può dirsi rappresentativo della popolazione cui fa riferimento; infatti, la media dei coefficienti storici delle vendite del 2024 del campione ($\bar{x} = -11.61434347$) non differisce significativamente da quella della popolazione ($\mu = -11.84190379$) così come la deviazione standard che, per il campione, ammonta a $s = 14.33914915$ e, per la popolazione, è pari a $\sigma = 14.47489958$.

La selezione delle singole imprese del campione, inoltre, non introduce *bias*. La stessa è avvenuta in modo casuale, una volta definito l'intorno da considerare; infatti, come meglio argomentato in seguito, sono presenti anche due società per le quali non si hanno a disposizione i dati necessari affinché possano essere incluse all'interno dei modelli di regressione.

Tabella 1 - Descrizione del campione

Società	Coefficiente storico delle vendite 2024
A2A S.p.A.	-13.26248965
ACEA S.p.A.	-8.160211551
Drax Group PLC	-20.31112605
Endesa SA	-16.30857457
Enel S.p.A.	-20.42161022
EDP SA	-7.631912688
Electricite de France SA	-15.04849157
Engie SA	-10.6013444
EVN AG	-13.58594704
Fortum Oyj	-13.56184799
Hafslund ASA	-19.44204277
Iren S.p.A.	-6.317890701
Iberdrola SA	-9.31590149
MVV Energie AG	-4.364796871

Naturgy Energy Group SA	-14.81186718
Orsted AS	-10.37284714
Romande Energie Holding SA	-10.33286541
RWE AG	-15.19988798
SSE PLC	-3.110775351
Verbund AG	-21.10090382

Fonte: Rielaborazione su dati Bloomberg

Il primo modello di regressione lineare (Modello A) studia la relazione esistente tra l'*ESG score* delle imprese considerate, l'utilizzo di derivati *green* e l'assoggettamento a sistemi di scambio di *carbon allowances*, ed è stato definito come segue:

$$ESG_{score} = \beta_0 + \beta_1 \text{Derivati Green} + \beta_2 \text{ETS Exposure} + \beta_3 \text{Size} + \varepsilon$$

Nell'ambito del Modello A la variabile dipendente è rappresentata dall'*ESG score*, che è funzione di tre regressori⁶⁷:

- *Derivati Green*: definita come variabile *dummy* tale che è pari ad 1 se l'impresa investe in derivati *green* ed a 0 altrimenti;
- *ETS Exposure*: anch'essa definita in termini di variabile *dummy* tale che pari ad 1 se l'impresa è soggetta al sistema di scambio quote dell'*EU ETS* o dell'*UK ETS* ed a 0 altrimenti;
- *Size*: la variabile *size* è stata determinata, per ciascuna impresa, come logaritmo del fatturato realizzato nel 2024⁶⁸, così da renderla una misura comparabile.

Tabella 2 - ESG Score

Società	ESG score
A2A S.p.A.	5.75
ACEA S.p.A.	4.66

⁶⁷ Per definire quali imprese investono in derivati *green* e/o sono ricomprese all'interno di sistemi di scambio quote è stata condotta un'analisi delle Relazioni Finanziarie Annuali relative al 2024 di ciascuna di esse.

⁶⁸ Fonte: *Bloomberg*.

Drax Group PLC	5.54
Endesa SA	5.3
Enel S.p.A.	6.4
EDP SA	6.33
Electricite de France SA	5.22
Engie SA	4.89
EVN AG	3.89
Fortum Oyj	5.61
Hafslund ASA ⁶⁹	–
Iren S.p.A.	5.09
Iberdrola SA	6.41
MVV Energie AG	4.12
Naturgy Energy Group SA	5.34
Orsted AS	5.12
Romande Energie Holding SA	3.69
RWE AG	5.06
SSE PLC	6.47
Verbund AG	5.34

Fonte: Bloomberg

Tabella 3 - Investimento in Derivati Green ed ETS Exposure

Società	Derivati Green	ETS Exposure
A2A S.p.A.	SI	SI
ACEA S.p.A.	SI	SI
Drax Group PLC	SI	SI
Endesa SA	SI	SI
Enel S.p.A.	SI	SI
EDP SA	SI	SI
Electricite de France SA	SI	SI
Engie SA	SI	SI
EVN AG	NO	SI
Fortum Oyj	NO	SI
Hafslund ASA ⁷⁰	NO	NO
Iren S.p.A.	NO	SI
Iberdrola SA	SI	SI
MVV Energie AG	SI	NO
Naturgy Energy Group SA	NO	SI

⁶⁹ Per la società *Hafslund ASA* il punteggio *ESG* non è disponibile; di conseguenza, questa è esclusa sia dal Modello A, in cui l'*ESG score* è variabile dipendente, sia dal Modello B, dove l'*ESG score* è regressore.

⁷⁰ Per la società *Hafslund ASA* il punteggio *ESG* non è disponibile; di conseguenza, questa è esclusa sia dal Modello A, in cui l'*ESG score* è variabile dipendente, sia dal Modello B, dove l'*ESG score* è regressore.

Orsted AS	SI	SI
Romande Energie Holding SA	NO	NO
RWE AG	NO	SI
SSE PLC	SI	SI
Verbund AG	SI	SI

Fonte: Relazioni Finanziarie annuali 2024

Il campione ha natura esplorativa ed è stato costruito per ottenere un gruppo relativamente omogeneo di *utilities* europee; i risultati di seguito evidenziati, pertanto, non hanno finalità inferenziale generale.

Attraverso il Modello A di regressione lineare si osserva che il coefficiente associato alla variabile Derivati *Green* è positivo, ma non statisticamente significativo; pertanto, nel campione considerato, non emerge l'evidenza statistica di una relazione tra utilizzo di derivati *green* e l'*ESG score*. La variabile *ETS Exposure*, invece, si caratterizza per un coefficiente maggiore di uno ed un *pValue* $\approx 5\%$; dunque, è possibile concludere che, nell'ambito del gruppo di imprese analizzato, l'assoggettamento ad un sistema di scambio di *carbon allowances* correla positivamente rispetto all'*ESG score* delle imprese.

Tabella 4 – Risultati della regressione lineare: Modello A

Numero di osservazioni	19
R²	0.507
Adjusted R²	0.408

Coefficiente	Stima	pValue
Derivati Green (β_1)	0.44865	0.21298
ETS Exposure (β_2)	1.144	0.051286
Size (β_3)	0.36062	0.32892

Fonte: Rielaborazione tramite MATLAB su dati Bloomberg

Il secondo modello di regressione lineare (Modello B) considera come variabile dipendente il costo del capitale, in funzione dei seguenti regressori:

- Derivati *Green*;

- *ETS Exposure*;
- *ESG score*;
- *Size*;
- *Leverage*: definito come rapporto tra *Net Debt* e *Total Equity*⁷¹ al fine di catturare l'indebitamento di ciascuna impresa rispetto alle proprie dimensioni ed evitando, così, una stretta correlazione con la variabile *Size*.

Il Modello B è stato definito come segue:

$$K_e = \alpha_0 + \alpha_1 \text{Derivati Green} + \alpha_2 \text{ETS Exposure} + \alpha_3 \text{ESG}_{score} + \alpha_4 \text{Size} + \alpha_5 \text{Leverage} + \mu$$

Ai fini della determinazione del costo del capitale (K_e) è stato applicato il *Capital Asset Pricing Model*, definito come:

$$K_e = R_f + \beta (E_m - R_f)$$

Dove:

- K_e esprime il rendimento minimo atteso a fronte dell'investimento in una determinata attività (in questo caso, azioni di una società);
- R_f è il *Free Risk rate*. Ai fini di questa analisi il tasso privo di rischio è stato individuato nel tasso di rendimento dei *Bund* tedeschi a 10 anni, pari a 2.80%;
- β misura il rischio sistematico, ovvero la sensibilità dell'*asset* rispetto al rischio di mercato. Per condurre la presente ricerca si è deciso di stimare un Beta a 2 anni: partendo dalle quotazioni settimanali⁷² delle azioni delle imprese appartenenti al campione

⁷¹ Fonte: *Bloomberg*.

⁷² Fonte: *Bloomberg*.

precedentemente individuato e da quelle dell'indice europeo STOXX 600, osservate nel periodo 2024 – 2025, sono stati determinati i rispettivi rendimenti come $\frac{P_{t-1}}{P_t} - 1$.

- $(E_m - R_f)$ è definito premio per il rischio di mercato e corrisponde alla differenza tra il rendimento atteso del mercato (E_m) e il tasso privo di rischio. Ai fini di questa analisi è stato scelto un *Equity Risk Premium (ERP)* medio, riferito al mercato europeo, pari al 6%.

Tabella 5 – Stima del Beta e del costo del capitale

Società	Beta 2 anni	Ke
A2A S.p.A.	0.6914	0.0695
ACEA S.p.A.	0.3749	0.0505
Drax Group PLC	0.8707	0.0802
Endesa SA	0.3810	0.0509
Enel S.p.A.	0.5720	0.0623
EDP SA	0.4061	0.0524
Electricite de France SA ⁷³	-	-
Engie SA	0.2392	0.0424
EVN AG	0.6863	0.0692
Fortum Oyj	0.8102	0.0766
Hafslund ASA ⁷⁴	-	-
Iren S.p.A.	0.6107	0.0646
Iberdrola SA	0.3113	0.0467
MVV Energie AG	0.1320	0.0359
Naturgy Energy Group SA	0.4621	0.0557
Orsted AS	0.4727	0.0564
Romande Energie Holding SA	0.0595	0.0316
RWE AG	0.3693	0.0502
SSE PLC	0.5138	0.0588
Verbund AG	0.3683	0.0501

Fonte: Rielaborazione sui dati Bloomberg

La scelta di avvalersi di un Beta a 2 anni è giustificata dal fatto questo

⁷³ Per la società Electricite de France SA non sono disponibili i dati relativi ai rendimenti dei titoli azionari; di conseguenza, questa è esclusa dal Modello B, in cui il costo del capitale è variabile dipendente.

⁷⁴ Per la società Hafslund ASA, già esclusa sia dal Modello A che dal Modello B [vedi supra, nota 68], non sono disponibili neppure i dati relativi ai rendimenti.

risulta essere più opportuno, rispetto ad un Beta a 5 anni, nell'ipotesi in cui le società del campione abbiano modificato i propri connotati nel periodo di riferimento (2024 – 2025); inoltre, così facendo, si esclude dall'analisi il periodo relativo alla pandemia *Covid-19*.

La scelta di considerare, per tutte le imprese, quale indice di mercato di riferimento lo STOXX 600 nonché la decisione di utilizzare, nella stima del costo del capitale, il rendimento dei *Bund* tedeschi a 10 anni come tasso privo di rischio ed un premio per il rischio europeo si giustifica in ragione del fatto che questo permette di avere a disposizione dei risultati, in termini di costo del capitale, perfettamente comparabili ed omogenei tra imprese che operano all'interno del mercato europeo.

Sulla base del campione esplorativo considerato e dei risultati evidenziati attraverso il Modello B è possibile trarre le seguenti conclusioni⁷⁵.

La prima è relativa al fatto che non c'è un'evidenza statistica tale per cui all'aumentare del punteggio *ESG* si associa un maggior costo stimato del capitale; infatti, la variabile *ESG score* non è statisticamente significativa ($pValue > 10\%$).

Una seconda osservazione è riconducibile al fatto che le imprese individuate quali utilizzatrici di strumenti derivati *green* non si caratterizzano per un costo opportunità stimato inferiore rispetto a quelle che non vi investono.

Un'ulteriore punto di attenzione riguarda l'*ETS Exposure*: la variabile è positiva e statisticamente significativa ($pValue < 5\%$). Dunque, si può concludere che le imprese, incluse nel campione esplorativo individuato, soggette ad un sistema *ETS* mostrano un costo stimato del capitale proprio più elevato, subordinato alle covariate incluse⁷⁶.

⁷⁵ Il campione ha natura esplorativa ed è stato costruito per ottenere un gruppo relativamente omogeneo di *utilities* europee; i risultati di seguito evidenziati, pertanto, non hanno finalità inferenziale generale.

⁷⁶ Questa associazione può riflettere l'esposizione sottostante al rischio di transizione, piuttosto che un effetto derivante dalla partecipazione ad un sistema di scambio di

Infine, per quanto concerne la variabile *Size* delle imprese oggetto del campione, si osserva che le società di maggiori dimensioni sembrano avere un costo stimato del capitale proprio inferiore, tenuto conto delle altre variabili incluse e dell'ampiezza del campione stesso.

Tabella 6 – Risultati della regressione lineare: Modello B

Numero di osservazioni	18
R²	0.587
Adjusted R²	0.415

Coefficiente	Stima	pValue
Derivati Green (α_1)	– 0.002561	0.678460
ETS Exposure (α_2)	0.029593	0.012148
ESG score (α_3)	0.0058037	0.21232
Size (α_4)	– 0.013513	0.074171
Leverage (α_5)	– 0.0052242	0.38133

Fonte: Rielaborazione tramite MATLAB su dati Bloomberg

I limiti di questa analisi sono riconducibili a due principali aspetti: il primo è relativo alla ristretta dimensione del campione, che si riduce a 20 osservazioni; il secondo, invece, è imputabile al fatto che le misure utilizzate sono *one – year*, per cui, per ciascuna impresa, si ha a disposizione una sola informazione riferita allo stesso periodo. Inoltre, come già evidenziato, non per tutte le società è stato possibile ottenere i dati necessari per condurre le regressioni.

Tuttavia, al fine di arginare tali limiti e di ottenere un'analisi sufficientemente attendibile, le variabili sono state stimate in modo da avere a disposizione dati trasparenti, omogenei e comparabili mediante, ad esempio, la determinazione della variabile *Size* in termini di logaritmo del fatturato ovvero la quantificazione del parametro *Leverage* in termini di un rapporto, piuttosto che di un valore assoluto, nonché le scelte fatte nell'ambito della stima del costo del capitale in relazione al *Free Risk rate*

carbon allowances.

e all'*Equity Risk Premium*.

6.3 Simulazione di hedging ESG

Questo paragrafo è un'illustrazione concreta e quantitativa di come un'impresa potrebbe ottenere dei benefici reali mediante l'investimento in derivati *green* ovvero di come l'*hedging* possa effettivamente tradursi in un fattore abilitante della transizione ambientale.

Il *framework* di riferimento è quello di una società manifatturiera italiana, si ipotizzi un produttore di piastrelle in ceramica, quindi, ad elevato consumo energetico, che ha adottato un piano di decarbonizzazione.

L'obiettivo principale della strategia di *hedging* è quello di ridurre la volatilità dei costi energetici così da renderli prevedibili e facilitare l'accantonamento di risorse da destinare agli investimenti *green* previsti dal piano; come può essere, ad esempio, l'installazione di un impianto fotovoltaico sul tetto dell'azienda.

Per evidenziare l'utilità dell'investimento in derivati *green* la simulazione considera due ipotesi. La prima, Ipotesi 1, è quella in cui la società manifatturiera non adotta strategie di *hedging* ed è, pertanto, esposta ai prezzi *spot* del Gas Naturale e delle *EUAs*; questa sarà definita *Unhedged firm* (U). La seconda (Ipotesi 2), invece, è l'ipotesi in cui la stessa azienda utilizza un portafoglio di derivati *green* per coprirsi dalle variazioni dei prezzi del Gas Naturale e delle *EUAs*; in questa fattispecie la società sarà identificata come *Hedged firm* (H).

Per ipotesi questa società ha la necessità di acquistare 2,000 tonnellate di Gas Naturale (Q) ciascun quadrimestre dell'anno, per gli anni 2022, 2023 e 2024. Poiché questa esigenza rende la sua profittabilità estremamente sensibile, rispetto alla volatilità dei prezzi del Gas Naturale e delle *EUAs*, e al fine di stabilizzare il *budget* da destinare agli investimenti in energie rinnovabili, l'obiettivo della *Hedged firm* è quello di bloccare il prezzo di acquisto mediante l'adozione di una *long position* su contratti *future*

aventi ad oggetto suddetti sottostanti. In particolare, la società acquista *Dutch TTF Natural Gas Futures* ed *EUA Futures*. La scelta di avvalersi del *Dutch TTF* ai fini della simulazione è riconducibile al fatto che il *TTF* (*Title Transfer Facility*) è il *benchmark* europeo di riferimento ed è strettamente correlato ai prezzi italiani; mentre, il contratto di riferimento per le *EUAs* è stato individuato nell'*EUA Future*, essendo questa la tipologia di strumento derivato su *carbon allowances* più diffusa e maggiormente negoziata all'interno del mercato secondario europeo di riferimento.

Di seguito si illustrano i dettagli principali inerenti a suddetti contratti.

L'*ICE Endex Dutch TTF Natural Gas Futures*⁷⁷ si caratterizza per:

- Dimensione del contratto: 1 *MW* al giorno nel periodo contrattuale (mese, trimestre, stagione o anno) x 23, 24 o 25 ore (ora legale o invernale)
- Unità di scambio: 1 *MW*
- Dimensione minima di scambio: 5 lotti = 5 *MW*
- Prezzo di quotazione: €/MWh
- Scadenza: mensile
- Metodo di regolamento: consegna fisica

L'*ICE Endex EUA Futures*⁷⁸, invece, è definito da:

- Dimensione del contratto: un lotto di 1000 *EUAs*
- Unità di scambio: *EUAs*
- Dimensione minima di scambio: un lotto di 1000 *EUAs*
- Prezzo di quotazione: €/Ton
- Scadenza: mensile
- Metodo di regolamento: consegna fisica

Si suppone un *hedge ratio* pari ad 1 per entrambi i tipi di contratti derivati.

⁷⁷ <https://www.ice.com/products/27996665/Dutch-TTF-Natural-Gas-Futures>

⁷⁸ <https://www.ice.com/products/197/EUA-Futures>

In particolare, se, per ipotesi, la società deve acquistare ogni quattro mesi 2,000 T di Gas Naturale, ovvero 27,000 MWh⁷⁹, si ha che, ogni giorno di ciascun quadrimestre, ha una necessità di consumo di circa 220 MWh.

Tabella 7 – Consumo giornaliero di Gas Naturale (MWh)

Periodo	Giorni per quad.	Natural Gas tot per quad. (MWh) (Q)	Natural Gas per ciascun gg del quad. (MWh) (q)
3° quadrimestre 2022	121	27000	223.1404959
2° quadrimestre 2022	122	27000	221.3114754
1° quadrimestre 2022	119	27000	226.8907563

Fonte: Rielaborazione su dati ipotetici

Poiché la dimensione del contratto è di 1 MW al giorno nel periodo contrattuale x 23, 24 o 25, ovvero, approssimando, circa 24 MWh al giorno per periodo contrattuale, si ha che in ogni quadrimestre la società dovrà acquistare circa 9 *Dutch TTF Natural Gas Futures*.

Tabella 8 - Dutch TTF Natural Gas Futures da acquistare ciascun quadrimestre

Periodo	Natural Gas per ciascun gg del quad. (MWh) (q)	Dimensione del contratto (MWh al gg)	Nr contratti per quadrimestre
3° quadrimestre 2022	223.1404959	24	9.297520661
2° quadrimestre 2022	221.3114754	24	9.221311475
1° quadrimestre 2022	226.8907563	24	9.453781513

Fonte: Rielaborazione su dati ipotetici e su dati ICE Endex

Per quanto concerne, invece, l'acquisto di quote dell'*EU ETS*, se la dimensione del contratto ammonta ad un lotto di 1,000 *EUAs* e la società ha la necessità di avere a disposizione 5,454 *EUAs* ogni quadrimestre di ciascun anno⁸⁰, la *Hedged firm* dovrà acquistare circa 5 *EUA Futures* ogni quattro mesi.

Si assume, inoltre, che la negoziazione a pronti di quote dell'*EU ETS*

⁷⁹ Se 1 T = 13.5 MWh/T allora 2,000 T · 13.5 MWh/T = 27,000 MWh

⁸⁰ Si veda il paragrafo 6.3.2 Determinazione del Costo di acquisto delle *EUAs*.

avvenga all'interno del mercato secondario, di conseguenza il volume di un contratto equivale a 1,000 *EUAs*⁸¹, e che l'*Unhedged firm* acquisti *carbon allowances* in modo uniforme durante l'anno, cosicché il prezzo *spot* medio mensile delle *EUAs* possa essere considerato un'approssimazione del costo effettivo annuo sostenuto dall'impresa.

L'analisi che segue sarà strutturata in modo tale da tenere distinta, per una maggior chiarezza espositiva, la determinazione dei costi *unhedged* e di quelli *hedged* per l'acquisto del Gas Naturale, prima, e delle *EUAs*, successivamente, per poi procedere alle valutazioni e ai confronti sulla base dei risultati ottenuti.

Si evidenzia che la quasi totalità dei dati utilizzati deriva dal Database Bloomberg, fonte di riferimento per eccellenza nell'ambito del settore finanziario. L'unica eccezione, oltre ai dati ipotetici, riguarda i prezzi del *Dutch TTF*, che sono stati messi a disposizione da una fonte attendibile dell'Università degli Studi di Pavia e si qualificano come estremamente validi; tuttavia, l'unico anno con serie completa è quello del 2022. Per questa ragione, affinché vi sia coerenza nelle stime condotte, tutte le valutazioni aventi ad oggetto i prezzi *spot* e *future* del Gas Naturale, sia per la *Hedged firm* che per la *Unhedged firm*, considereranno esclusivamente tale annualità. Il confronto *hedged – unhedged* sarà, quindi, *within – year* e verrà utilizzato per misurare la riduzione di volatilità nel periodo osservabile.

6.3.1 Determinazione del Costo di acquisto del Gas Naturale

Per stimare il costo di acquisto del Gas Naturale sostenuto dalla *Unhedged firm* (Ipotesi 1) nell'anno 2022, indicato con $C(U)_{\text{Nat Gas 2022}}$, è stata anzitutto determinata la quantità q che la società deve acquistare per

⁸¹ Fonte: *Bloomberg*.

ciascun giorno del quadrimestre⁸²:

$$q = \frac{Q}{n \text{ giorni per quadrimestre}}$$

Tabella 9 - Determinazione della quantità di Gas Naturale giornaliera (q)

Periodo	Giorni per quad.	Natural Gas tot per quad. (Ton) (Q)	Natural Gas per ciascun gg del quad. (Ton) (q)
3° quadrimestre 2022	121	2,000	16.52892562
2° quadrimestre 2022	122	2,000	16.39344262
1° quadrimestre 2022	119	2,000	16.80672269

Fonte: Rielaborazione su dati ipotetici

A questo punto, dato il prezzo *spot* del Gas Naturale, è possibile determinare il costo mensile sostenuto dalla *Unhedged firm*⁸³ $C(U)_{T \text{ Nat Gas}}$ come prodotto tra la quantità di Gas Naturale q acquistata nel periodo, il rispettivo prezzo *spot* S_T e il numero di giorni n del mese considerato:

$$C(U)_{T \text{ Nat Gas}} = q \cdot S_T \cdot n$$

Si determina così un costo di acquisto totale del Gas Naturale per la *Unhedged firm* nell'anno 2022, definito come $C(U)_{\text{Nat Gas } 2022}$, pari a 10,301,437.07 €, dove:

$$C(U)_{\text{Nat Gas } 2022} = \sum C(U)_{T \text{ Nat Gas}}$$

⁸² Poiché i dati relativi al *Gas Future price* sono disponibili solo fino al 2022, anche per la *Unhedged firm* sarà considerato solo questo periodo (vedi *supra*, paragrafo 6.3).

⁸³ Al fine di avere un maggior numero di osservazioni per le valutazioni successive è stato determinato un costo per ciascun mese dell'anno.

Tabella 10 - Costo della Unhedged Firm per l'acquisto del Gas Naturale

Data	Natural Gas per ciascun gg del quad. (Ton) (q)	Spot Price Natural Gas (€/T) (S _T)	Giorni al mese (n)	C(U) _{T Nat Gas} (€)
Dicembre 2022	16.52892562	1,731.94	31	887,442.61
Novembre 2022	16.52892562	1,354.17	30	671,487.60
Ottobre 2022	16.52892562	1,159.72	31	594,237.83
Settembre 2022	16.52892562	2,725.00	30	1,351,239.67
Agosto 2022	16.39344262	3,469.44	31	1,763,160.29
Luglio 2022	16.39344262	2,568.06	31	1,305,077.41
Giugno 2022	16.39344262	1,525.00	30	750,000.00
Maggio 2022	16.39344262	1,334.72	31	678,301.46
Aprile 2022	16.80672269	1,488.89	30	750,700.28
Marzo 2022	16.80672269	1,881.94	31	980,508.87
Febbraio 2022 ⁸⁴	16.80672269	1,209.72	28	569,281.05
C(U)_{Nat Gas 2022}				10,301,437.07 €

Fonte: Rielaborazione su dati PSV

Lo *spot price* del Gas Naturale, ovvero il prezzo fisico del Gas distribuito in Italia, deriva dall'andamento del Punto di Scambio Virtuale (PSV)⁸⁵. I prezzi, espressi in €/Smc, sono stati convertiti come di seguito illustrato al fine di renderli comparabili rispetto agli altri dati.

Considerata una densità media del Gas Naturale di 0.72 Kg/Smc, si ha che:

$$\text{Prezzo spot Gas Naturale (€/Kg)} = \frac{\text{Prezzo spot Gas Naturale (€/Smc)}}{0.72 \text{ Kg/Smc}}$$

Ovvero:

⁸⁴ Avendo a disposizione solo le quotazioni dell'anno 2022 del *Dutch TTF*, e a fronte di com'è stato stimato il costo di acquisto del Gas Naturale sostenuto dalla *Hedged firm*, per allineare la serie di costi *unhedged* sullo stesso orizzonte, il confronto parte da febbraio 2022 e si conclude con l'osservazione di dicembre 2022.

⁸⁵ <https://luceegasitalia.it/indici-pun-e-psv/psv/>

Prezzo *spot* Gas Naturale in €/T = Prezzo *spot* Gas Naturale (€/Kg) · 1,000

Tabella 11 - Spot Price Natural Gas

Data	Spot Price Natural Gas (€/Smc)	Densità media Gas Naturale (Kg/Smc)	Spot Price Natural Gas (€/Kg)	Spot Price Natural Gas (€/T)
Dicembre 2022	1.247	0.72	1.7319	1,731.94
Novembre 2022	0.975	0.72	1.3542	1,354.17
Ottobre 2022	0.835	0.72	1.1597	1,159.72
Settembre 2022	1.962	0.72	2.7250	2,725.00
Agosto 2022	2.498	0.72	3.4694	3,469.44
Luglio 2022	1.849	0.72	2.5681	2,568.06
Giugno 2022	1.098	0.72	1.5250	1,525.00
Maggio 2022	0.961	0.72	1.3347	1,334.72
Aprile 2022	1.072	0.72	1.4889	1,488.89
Marzo 2022	1.355	0.72	1.8819	1,881.94
Febbraio 2022	0.871	0.72	1.2097	1,209.72

Fonte: Rielaborazione su dati PSV

A questo punto si procede a determinare il costo sostenuto dalla *Hedged firm* (Ipotesi 2) per l'acquisto del Gas Naturale nell'anno 2022, ovvero $C(H)_{\text{Nat Gas 2022}}$.

Avendo a disposizione le quotazioni del *Dutch TTF* di ciascun giorno in diverse fasce orarie è stata anzitutto calcolata una media semplice giornaliera dei prezzi, dopodiché è stata determinata la media per ogni mese dell'anno.

Tabella 12 - Natural Gas Future Price (Dutch TTF) in €/MWh

Data	Gas Future Price (€/MWh)
Dicembre 2022	135.14
Novembre 2022	121.78
Ottobre 2022	144.93
Settembre 2022	206.44
Agosto 2022	236.91
Luglio 2022	172.45
Giugno 2022	109.00
Maggio 2022	94.54

Aprile 2022	102.46
Marzo 2022	133.27
Febbraio 2022	81.49
Gennaio 2022	84.57

Fonte: Rielaborazione su dati dell'Università degli Studi di Pavia

Poiché i prezzi del TTF sono espressi in €/MWh, affinché vi sia coerenza nella determinazione dei costi, è stata effettuata la seguente conversione.

Se $1 T \approx 13,5 MWh/T$, allora:

$$Gas\ Future\ Price\ (€/T) = Gas\ Future\ Price\ (€/MWh) \cdot 13,5\ MWh/T$$

Tabella 13 - Natural Gas Future Price (TTF) in €/T

Data	Gas Future Price (€/MWh)	Gas Future Price (€/T) (F)
Dicembre 2022	135.14	1,824.42
Novembre 2022	121.78	1,644.08
Ottobre 2022	144.93	1,956.61
Settembre 2022	206.44	2,786.95
Agosto 2022	236.91	3,198.24
Luglio 2022	172.45	2,328.09
Giugno 2022	109.00	1,471.46
Maggio 2022	94.54	1,276.26
Aprile 2022	102.46	1,383.18
Marzo 2022	133.27	1,799.12
Febbraio 2022	81.49	1,100.14
Gennaio 2022	84.57	1,141.64

Fonte: Rielaborazione su dati dell'Università degli Studi di Pavia

Per ciascun mese T , il costo sostenuto dalla *Hedged firm*, definito $C(H)_T$ Nat Gas, è stato calcolato come segue:

$$C(H)_{T\ Nat\ Gas} = Q_T S_T - N_T (F_T - F_{T-1})$$

Dove:

- Q_T è la quantità di Gas Naturale che la società ha la necessità di acquistare per ogni mese T ;

- S_T è il prezzo *spot* del Gas Naturale nel periodo T ;
- N_T è la quantità *hedgiata* aggiustata alla dimensione del contratto.

Poiché, per ipotesi, si ha un *hedged ratio* = 1, allora⁸⁶:

$$Q_T = N_T = \frac{2,000 T}{4 \text{ mesi}} = 500 T / \text{mese}$$

- $(F_T - F_{T-1})$ esprime il profitto o la perdita sul *future* e, in particolare:
 - o F_T è il prezzo *future* alla chiusura dell'*hedge*;
 - o F_{T-1} è il prezzo *future* all'apertura dell'*hedge*.

Dunque, la copertura inizia il mese precedente ($T - 1$) rispetto a quello in cui si ha la necessità di acquistare il Gas Naturale (T) e si chiude alla fine dello stesso (T)⁸⁷.

Ne risulta, così, un costo totale per l'acquisto del Gas Naturale nell'anno 2022, ovvero $C(H)_{\text{Nat Gas } 2022}$, pari a 9,882,918.03 €, dove:

$$C(H)_{\text{Nat Gas } 2022} = \sum C(H)_{T \text{ Nat Gas}}$$

Tabella 14 - Costo della Hedged Firm per l'acquisto del Gas Naturale

Data	Spot Price Natural Gas (€/T) (S_T)	Gas Future Price (€/T) (F_T)	$C(H)_{T \text{ Nat Gas}}$ (€)
Dicembre 2022	1,731.94	1,824.42	775,802.52
Novembre 2022	1,354.17	1,644.08	833,352.33
Ottobre 2022	1,159.72	1,956.61	995,027.58
Settembre 2022	2,725.00	2,786.95	1,568,144.20
Agosto 2022	3,469.44	3,198.24	1,299,650.50
Luglio 2022	2,568.06	2,328.09	855,712.49
Giugno 2022	1,525.00	1,471.46	664,899.38
Maggio 2022	1,334.72	1,276.26	720,823.07
Aprile 2022	1,488.89	1,383.18	952,410.43

⁸⁶ Per semplicità, si assume una posizione *future* perfettamente divisibile e non si considerano i vincoli di standardizzazione del contratto.

⁸⁷ Si considera una scadenza del contratto *future* mensile.

Marzo 2022	1,881.94	1,799.12	591,483.33
Febbraio 2022	1,209.72	1,100.14	625,612.22
C(H) Nat Gas 2022 (€)			9,882,918.03 €

Fonte: Rielaborazione su dati dell'Università degli Studi di Pavia

6.3.2 Determinazione del Costo di acquisto delle EUAs

Il primo passo fondamentale per calcolare il costo di acquisto delle EUAs sostenuto dall'impresa nelle due ipotesi è rappresentato dalla determinazione della quantità di CO₂ equivalente (CO_{2e} oppure CO_{2eq}) emessa dalla società a fronte del volume di Gas che questa ha la necessità di acquistare e, quindi, di utilizzare.

Il fattore di emissione standard per il Gas Naturale utilizzato nell'ambito dell'*EU ETS* è pari a 56.1 tCO₂/TJ.

Se 1 MWh = 0.0036 TJ, allora:

$$56.1 \text{ tCO}_2/\text{TJ} \cdot 0.0036 \text{ TJ} \approx 0.202 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Poiché 1 T ≈ 13.5 MWh/T, si ha che:

$$2,000 \text{ T} \approx 13.5 \text{ MWh/T} \cdot 2,000 \text{ T} = 27,000 \text{ MWh}$$

Quindi:

$$\text{CO}_2 \text{ eq} \approx 27,000 \text{ MWh} \cdot 0.202 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \approx 5,454 \text{ tCO}_2$$

Dunque, a fronte dell'acquisto e del successivo consumo di 2,000 T di Gas Naturale, per ciascun quadrimestre di ogni anno (2022 – 2023 – 2024), si hanno emissioni pari a 5,454 tCO₂.

Di conseguenza, in ogni periodo, la società dovrà acquistare 5,454 EUAs (Q), poiché una EUA conferisce il diritto ad emettere una tonnellata di CO₂ equivalente, che ammontano a 16,362 quote per ciascun anno Y.

Tabella 15 - Determinazione dell'ammontare delle quote dell'EU ETS

Periodo	EUAs tot per quad. (Q)	EUAs tot per anno Q(Y)
3° quadrimestre 2024	5,454	16,362
2° quadrimestre 2024	5,454	
1° quadrimestre 2024	5,454	
3° quadrimestre 2023	5,454	16,362
2° quadrimestre 2023	5,454	
1° quadrimestre 2023	5,454	
3° quadrimestre 2022	5,454	16,362
2° quadrimestre 2022	5,454	
1° quadrimestre 2022	5,454	

Fonte: Rielaborazione su dati ipotetici

Dato il prezzo *spot* $S_m(Y)$ delle EUAs, ovvero il costo fisico mensile per ciascun anno Y, è stato determinato lo *spot price* medio $\bar{S}(Y)$:

$$\bar{S}(Y) = \frac{\sum S_m(Y)}{n}$$

Dove n rappresenta il numero di osservazioni in termini di *spot price* mensile per ogni anno Y.

Tabella 16 – Calcolo del prezzo spot medio delle EUAs

Data	Spot Price EUAs $S_m(Y)$ (€/MT)	Spot price medio EUAs $\bar{S}(Y)$ (€/MT)
Dicembre 2024	69.96	65.54
Novembre 2024	68.28	
Ottobre 2024	64.26	
Settembre 2024	65.03	
Agosto 2024	69.45	
Luglio 2024	68.14	
Giugno 2024	66.13	
Maggio 2024	72.38	
Aprile 2024	66.75	
Marzo 2024	59.98	
Febbraio 2024	54.16	

Gennaio 2024	61.96	
Dicembre 2023	77.25	83.68
Novembre 2023	70.69	
Ottobre 2023	78.59	
Settembre 2023	80.84	
Agosto 2023	84.67	
Luglio 2023	85.16	
Giugno 2023	87.17	
Maggio 2023	79.20	
Aprile 2023	85.10	
Marzo 2023	89.24	
Febbraio 2023	96.38	
Gennaio 2023	89.85	
Dicembre 2022	80.76	81.12
Novembre 2022	84.55	
Ottobre 2022	79.68	
Settembre 2022	66.41	
Agosto 2022	79.60	
Luglio 2022	78.21	
Giugno 2022	89.77	
Maggio 2022	83.64	
Aprile 2022	84.01	
Marzo 2022	76.25	
Febbraio 2022	81.81	
Gennaio 2022	88.80	

Fonte: Rielaborazione su dati PSV

Dunque, il costo annuale sostenuto dalla *Unhedged firm* per l'acquisto delle quote dell'*EU ETS*, definito come $C(U)_{Y \text{ EUAs}}$, è dato dal prodotto tra lo *spot price* medio dell'anno $\bar{S}(Y)$ e la quantità di quote che devono essere acquistate nello stesso periodo $Q(Y)$:

$$C(U)_{Y \text{ EUAs}} = \bar{S}(Y) Q(Y)$$

Ovvero:

$$C(U)_{EUAs \text{ 2024}} = 1,072,365.48 \text{ €}$$

$$C(U)_{EUAs \text{ 2023}} = 1,369,144.89 \text{ €}$$

$$C(U)_{EUAs\ 2022} = 1,327,353.62\ €$$

Tabella 17 - Costo sostenuto dalla *Unhedged firm* per l'acquisto delle *EUAs*

Anno (Y)	Spot price medio $\bar{S}(Y)$ (€/MT)	EUAs tot per anno Q(Y)	$C(U)_Y$ EUAs (€)
2024	65.54	16,362	1,072,365.48 €
2023	83.68	16,362	1,369,144.89 €
2022	81.12	16,362	1,327,353.62 €

Fonte: Rielaborazione su dati PSV

Passando alla Ipotesi 2, dato il prezzo delle *EUAs future*, il costo annuo sostenuto dalla *Hedged firm* per l'acquisto delle quote dell'*EU ETS* è pari a:

$$C(H)_Y\ EUAs = Q(Y) \cdot F(t_0, DecY)$$

Dove $Q(Y)$ è la quantità di *EUAs* che la società deve acquistare ogni anno e $F(t_0, DecY)$ è il prezzo del contratto *future* con scadenza dicembre Y osservato nell'ultimo giorno disponibile di dicembre dell'anno $Y-1$ ⁸⁸.

Ovvero:

$$C(H)_{EUAs\ 2024} = 1,315,013.94\ €$$

$$C(H)_{EUAs\ 2023} = 1,373,917.14\ €$$

$$C(H)_{EUAs\ 2022} = 1,373,917.14\ €$$

⁸⁸ Si ipotizza che la società fissi la propria copertura annuale alla fine dell'anno precedente. Questa assunzione permette di ottenere un'informazione che con certezza è *ex-ante*.

Tabella 18- Costo sostenuto dalla Hedged firm per l'acquisto delle EUAs

Prodotto	Data	EUAs Future Price (€/MT) (F)	C(H) _{Y EUAs} (€)
MOZ24	Dicembre 2024	63.32	1,315,013.94 €
	Novembre 2024	68.40	
	Ottobre 2024	64.58	
	Settembre 2024	65.56	
	Agosto 2024	70.30	
	Luglio 2024	69.21	
	Giugno 2024	67.47	
	Maggio 2024	74.10	
	Aprile 2024	68.52	
	Marzo 2024	61.80	
	Febbraio 2024	56.00	
	Gennaio 2024	64.16	
	Dicembre 2023	80.37	
MOZ23	Dicembre 2023	69.08	1,373,917.14 €
	Novembre 2023	70.81	
	Ottobre 2023	79.05	
	Settembre 2023	81.67	
	Agosto 2023	85.76	
	Luglio 2023	86.67	
	Giugno 2023	89.08	
	Maggio 2023	81.02	
	Aprile 2023	87.34	
	Marzo 2023	91.93	
	Febbraio 2023	99.80	
	Gennaio 2023	93.01	
	Dicembre 2022	83.97	
MOZ22	Dicembre 2022	84.11	1,319,595.30 €
	Novembre 2022	84.69	
	Ottobre 2022	79.97	
	Settembre 2022	66.73	
	Agosto 2022	80.03	
	Luglio 2022	78.55	
	Giugno 2022	90.16	
	Maggio 2022	84.02	
	Aprile 2022	84.45	
	Marzo 2022	76.48	
	Febbraio 2022	82.21	
	Gennaio 2022	89.24	
	Dicembre 2021	80.65	

Fonte: Rielaborazione su dati Bloomberg

6.3.3 Analisi della Deviazione Standard, dell'Hedging Cost Premium, del Value at Risk e del Conditional Value at Risk

L'obiettivo essenziale della simulazione è ridurre la volatilità dei costi sostenuti dall'impresa che adotta strategie di *green hedging*, ovvero mitigare l'incertezza sui flussi di cassa e rendere maggiormente prevedibile il costo energetico.

A tal fine è stata determinata una distribuzione di costi mensili per quanto riguarda l'acquisto del Gas Naturale⁸⁹, mentre, a causa dei vincoli imposti dal tipo di contratto *future* di riferimento, per l'acquisto delle *EUAs* ci si è limitati a definire un costo annuale⁹⁰. Per stimare la deviazione standard dei costi, dunque, sono stati anzitutto calcolati i rendimenti, pari a $\frac{C_{T-1}}{C_T} - 1$.

In riferimento alla deviazione standard calcolata sui rendimenti dei costi sostenuti per l'acquisto del Gas Naturale si osserva una netta riduzione della volatilità per la *Hedged firm*, che ammonta a $\sigma_{C(H) T \text{ Nat Gas}} = 0.302608$, pari quasi alla metà di quella determinata per l'*Unhedged firm*, ovvero $\sigma_{C(U) T \text{ Nat Gas}} = 0.506403$.

Tabella 19 - Deviazione standard per l'*Unhedged firm* su $C(U) T \text{ Nat Gas}$

C(U) T Nat Gas (€)	Rendimenti C(U) T Nat Gas
887,442.61	
671,487.60	-0.243345
594,237.83	-0.115042
1,351,239.67	1.273903
1,763,160.29	0.304846
1,305,077.41	-0.259807
750,000.00	-0.425321
678,301.46	-0.095598
750,700.28	0.106735
980,508.87	0.306125
569,281.05	-0.419402

⁸⁹ Si veda paragrafo 6.3.1 Determinazione del Costo di acquisto del Gas Naturale.

⁹⁰ Si veda paragrafo 6.3.2 Determinazione del Costo di acquisto delle EUAs.

887,442.61	-0.243345
Deviazione Standard $\sigma_{C(U) \text{ T Nat Gas}}$	0.506403

Fonte: Rielaborazione su dati PSV

Tabella 20 - Deviazione standard per la Hedged firm su $C(H)_{\text{T Nat Gas}}$

$C(H)_{\text{T Nat Gas}}$ (€)	Rendimenti $C(H)_{\text{T Nat Gas}}$
775,802.52	
833,352.33	0.074181
995,027.58	0.194006
1,568,144.20	0.575981
1,299,650.50	-0.171217
855,712.49	-0.341583
664,899.38	-0.222987
720,823.07	0.084108
952,410.43	0.321282
591,483.33	-0.378962
625,612.22	0.057701
775,802.52	0.074181
Deviazione Standard $\sigma_{C(H) \text{ T Nat Gas}}$	0.302608

Fonte: Rielaborazione su dati dell'Università degli Studi di Pavia

Anche per quanto concerne il costo di acquisto delle *EUAs* si determina una volatilità decisamente inferiore sui costi sostenuti dalla *Hedged firm*, per la quale si ottiene una deviazione standard pari a $\sigma_{C(H) \text{ Y EUAs}} = 0.059631$, rispetto alla *Unhedged firm*, la cui volatilità dei costi ammonta a $\sigma_{C(U) \text{ Y EUAs}} = 0.217277$.

Tabella 21 - Deviazione standard per l'Unhedged firm su $C(U)_{\text{Y EUAs}}$

$C(U)_{\text{Y EUAs}}$ (€)	Rendimenti $C(U)_{\text{Y EUAs}}$
1,072,365.48	
1,369,144.89	0.276752
1,327,353.62	-0.030524
Deviazione Standard $\sigma_{C(U) \text{ Y EUAs}}$	0.217277

Fonte: Rielaborazione su dati Bloomberg

Tabella 22 - Deviazione standard per la Hedged firm su $C(H)_{\text{Y EUAs}}$

$C(H)_{\text{Y EUAs}}$ (€)	Rendimenti $C(H)_{\text{Y EUAs}}$
1,315,013.94	

1,373,917.14	0.044793
1,319,595.30	-0.039538
Deviazione Standard $\sigma_{C(H)Y EUAs}$	0.059631

Fonte: Rielaborazione su dati Bloomberg

In sintesi, facendo riferimento ai risultati evidenziati dalle deviazioni standard dei rendimenti dei costi, si osserva che il *green hedging* permette di ottenere una volatilità inferiore, ovvero una maggiore stabilità, dei costi per l'acquisto di Gas Naturale e delle quote dell'*EU ETS*.

Un secondo punto di confronto e di analisi è rappresentato dalla stima del *Value at Risk (VaR)* e del *Conditional Value at Risk (CVaR)* sui costi energetici⁹¹.

La metodologia adottata è la stima storica (o empirica) basata sui valori osservati⁹². Ai fini di un confronto coerente, la serie dei costi è stata allineata in termini di frequenza, campione temporale ed unità di misura. Per completezza e per una maggior chiarezza, si riportano di seguito i costi di acquisto del Gas Naturale sostenuti dall'impresa nell'ipotesi 1 (*Unhedged firm*), ovvero $C(U)_{T \text{ Nat Gas}}$, e nell'ipotesi 2 (*Hedged firm*), ossia $C(H)_{T \text{ Nat Gas}}$, in ordine crescente.

Tabella 23 – Costi sostenuti dalla *Unhedged firm* per l'acquisto del Gas Naturale (crescenti)

Data	$C(U)_{T \text{ Nat Gas}} (\text{€})$
Febbraio 2022	569,281.05 €
Ottobre 2022	594,237.83 €
Novembre 2022	671,487.60 €
Maggio 2022	678,301.46 €
Giugno 2022	750,000.00 €
Aprile 2022	750,700.28 €

⁹¹ *VaR* e *CVaR* saranno stimati solo in riferimento ai costi di acquisto del Gas Naturale, e non a quelli per le quote dell'*EU ETS*, poiché per questi ultimi, avendo stimato una serie di costi annuali, il numero di osservazioni è estremamente ridotto e, dunque, la stima sarebbe molto poco significativa.

⁹² A fronte del fatto che la stima si basa solo su undici osservazioni, le misurazioni che seguono sono da considerarsi meramente illustrative.

Dicembre 2022	887,442.61 €
Marzo 2022	980,508.87 €
Luglio 2022	1,305,077.41 €
Settembre 2022	1,351,239.67 €
Agosto 2022	1,763,160.29 €

Fonte: Rielaborazione su dati PSV

Tabella 24 - Costi sostenuti dalla Hedged firm per l'acquisto del Gas Naturale (crescenti)

Data	C(H) T Nat Gas (€)
Marzo 2022	591,483.33 €
Febbraio 2022	625,612.22 €
Giugno 2022	664,899.38 €
Maggio 2022	720,823.07 €
Dicembre 2022	775,802.52 €
Novembre 2022	833,352.33 €
Luglio 2022	855,712.49 €
Aprile 2022	952,410.43 €
Ottobre 2022	995,027.58 €
Agosto 2022	1,299,650.50 €
Settembre 2022	1,568,144.20 €

Fonte: Rielaborazione su dati dell'Università degli Studi di Pavia

Fissato un livello di confidenza α ($0 < \alpha < 1$) per una variabile di costo C , il *Value at Risk* (VaR) è il quantile α della distribuzione dei costi, ovvero:

$$\widehat{\text{VaR}}_{\alpha}(C) = \text{PERCENTILE.INC}(C_1, \dots, C_n; \alpha)$$

Dove $C_1, \dots, C_n$ rappresentano i costi osservati.

Sulla base dei dati, si osserva che, nella maggior parte dei casi, il costo sostenuto dalla *Unhedged firm* non supera $\text{VaR}_{\alpha} C(U) = 1,721,968.23$ €, mentre quello sostenuto dalla *Hedged firm* è limitato a $\text{VaR}_{\alpha} C(H) = 1,541,294.83$ €.

Tabella 25 - Stima del Value at Risk

α	$\text{VaR}_{\alpha} C(U)$	$\text{VaR}_{\alpha} C(H)$
0.95	1,557,199.98 €	1,433,897.35 €
0.99	1,721,968.23 €	1,541,294.83 €

Fissato un livello di confidenza α ($0 < \alpha < 1$) per una variabile di costo C , il *Conditional Value at Risk* (CVaR) è la media dei costi nel peggior $(1 - \alpha)$ % degli scenari:

$$\widehat{CVaR}_\alpha(C) = \frac{1}{n_\alpha} \sum_{i: C_i \geq \widehat{VaR}_\alpha(C)} C_i, \quad n_\alpha = |\{i: C_i \geq \widehat{VaR}_\alpha(C)\}|$$

Dove n_α indica il numero delle osservazioni che cadono nella coda, ovvero quelle maggiori o uguali al VaR stimato.

A fronte delle stime condotte è possibile osservare che nella peggiore delle ipotesi la media dei costi è pari a $CVaR_\alpha C(U) = 1,763,160.29$ € per l'*Unhedged firm* ed a $CVaR_\alpha C(H) = 1,568,144.20$ € per la *Hedged firm*.

Tabella 26 - Stima del Conditional Value at Risk

α	$CVaR_\alpha C(U)$	$CVaR_\alpha C(H)$
0.95	1,763,160.29 €	1,568,144.20 €
0.99	1,763,160.29 €	1,568,144.20 €

Fonte: Rielaborazione su dati PSV e dell'Università degli Studi di Pavia

A questo punto è possibile indagare se, per le due strategie ipotizzate, vi sia riduzione relativa del rischio di coda, per ciascun livello di confidenza α :

$$RR VaR_\alpha = 1 - \frac{VaR_\alpha C(H)}{VaR_\alpha C(U)}$$

$$RR CVaR_\alpha = 1 - \frac{CVaR_\alpha C(H)}{CVaR_\alpha C(U)}$$

Poiché si determinano risultati positivi, indipendentemente dal livello di

confidenza, sia per il VaR che per il CVaR, si può concludere che, sulla base delle stime effettuate, la strategie di *green hedging* riduce il rischio di costi eccessivamente elevati.

Tabella 27 - Riduzione relativa del rischio di coda

α	Riduzione VaR_α	Riduzione CVaR_α
0.95	0.07918227	0.11060599
0.99	0.10492261	0.11060599

Fonte: Rielaborazione su dati PSV e dell'Università degli Studi di Pavia

Un ultimo punto di riflessione è rappresentato dell'*Hedging Cost Premium*, che misura il maggior/minor costo sostenuto dalla società nell'ipotesi in cui essa adotti la strategia di copertura (Ipotesi 2).

L'*Hedging Cost Premium*, in particolare, è stato calcolato solo in riferimento all'anno 2022, unico periodo con una serie di dati completa sia per quanto concerne il costo di acquisto del Gas Naturale che quello delle EUAs, ed è stato definito come:

$$H(2022) = 1 - \frac{C(H)_{TOT\ 2022}}{C(U)_{TOT\ 2022}}$$

Dove $C(H)_{TOT\ 2022}$ rappresenta il costo totale sostenuto dalla *Hedged firm* nell'anno 2022 e $C(U)_{TOT\ 2022}$ quello sostenuto dalla *Unhedged firm* nello stesso anno.

Tabella 28 - Riassunto costi 2022 *Unhedged firm*

Anno	$C(U)_{Nat\ Gas\ 2022}$	$C(U)_{EUAs\ 2022}$	$C(U)_{TOT\ 2022}$
2022	10,301,437.07 €	1,327,353.62 €	11,628,790.69 €

Fonte: Rielaborazione su dati PSV, dell'Università degli Studi di Pavia, Bloomberg

Tabella 29 - Riassunto costi 2022 Hedged firm

Anno	$C(H)_{Nat Gas 2022}$	$C(H)_{EUAs 2022}$	$C(H)_{TOT 2022}$
2022	9,882,918.03 €	1,319,595.30 €	11,202,513.33 €

Fonte: Rielaborazione su dati PSV, dell'Università degli Studi di Pavia, Bloomberg

In particolare, l'*Hedging Cost Premium* H (2022) è pari a circa 3.67%⁹³. Dunque, sulla base delle ipotesi definite nell'ambito della simulazione, a fronte della strategia adottata dalla *Hedged firm* la stessa beneficerà di un risparmio nei costi di approvvigionamento stimati del 3.67%, rispetto alla *Unhedged firm*, oltre che di una minore volatilità, ovvero di una maggiore prevedibilità, degli stessi.

Infatti, la *Unhedged firm*, nel 2022, sostiene un costo totale medio $\overline{C(U)}_{2022} = 5,814,395.34$ € superiore rispetto a quello della *Hedged firm* $\overline{C(H)}_{2022} = 5,601,256.67$ €, con una differenza $\Delta\bar{C}_{2022} = 213,138.68$ €.

Tabella 30 - Costo medio 2022

$\overline{C(U)}_{2022}$	$\overline{C(H)}_{2022}$	$\Delta\bar{C}_{2022}$
5,814,395.34 €	5,601,256.67 €	213,138.68 €

Fonte: Rielaborazione su dati PSV, dell'Università degli Studi di Pavia e Bloomberg

In sintesi, la simulazione condotta dimostra la possibilità concreta, per le imprese che decidono di adottare un piano di decarbonizzazione, di conseguire una serie di vantaggi grazie all'implementazione di una strategia di *green hedging*. Tali benefici variano dalla riduzione della volatilità dei costi per l'acquisto del Gas Naturale e delle quote dell'EU ETS, alla loro maggiore prevedibilità, fino ad una diminuzione della probabilità e dell'entità del costo massimo potenziale e ad un risparmio

$$\begin{aligned}
 {}^{93} H(2022) &= 1 - \frac{C(H)_{TOT 2022}}{C(U)_{TOT 2022}} = 1 - \frac{C(H)_{Nat Gas 2022} + C(H)_{EUAs 2022}}{C(U)_{Nat Gas 2022} + C(U)_{EUAs 2022}} = \\
 &= 1 - \frac{9,882,918.03 \text{ €} + 1,319,595.30 \text{ €}}{10,301,437.07 \text{ €} + 1,327,353.62 \text{ €}} = 1 - \frac{11,202,513.33 \text{ €}}{11,628,790.69 \text{ €}} = \\
 &= 0.036657066 \approx 3.67\%
 \end{aligned}$$

sul costo medio totale.

In particolare, il caso illustrato si riferisce, per ipotesi, ad una società manifatturiera italiana soggetta al sistema di scambio quote *EU ETS* che, avendo intrapreso un piano di decarbonizzazione, ha deciso di acquistare *futures* sul Gas Naturale e sulle *EUAs*.

Più in generale, la simulazione illustra un possibile meccanismo di *green hedging* che potrebbe applicarsi ad imprese simili, ma non costituisce una prova empirica.

7. Conclusioni

Le imprese sono, inevitabilmente, esposte alla volatilità dei prezzi nell'approvvigionamento dell'energia, all'evoluzione della normativa ambientale e ai rischi climatici che possono aggravare, da un lato, il rischio reputazionale e, dall'altro, i rischi finanziari cui esse sono già soggette. Le società, in particolare, non si qualificano solo come parti che hanno la necessità di tutelarsi da tali rischi, ma sono anche tra i principali soggetti che vi contribuiscono. In questo senso, i derivati finanziari *green* possono fornire un supporto decisivo alla transizione ambientale delle imprese, poiché si qualificano come strumenti dotati delle caratteristiche tradizionali dei derivati – ovvero, prima fra tutte, la funzione di copertura dai rischi finanziari, nonché la capacità di prevedere e stabilizzare i costi – ma che, al contempo, permettono sia alle imprese di ridurre le proprie emissioni di gas serra, sia ai mercati di raccogliere ingenti quantità di capitali da destinare ad investimenti *ESG*.

Nell'ambito del campione esplorativo individuato, costruito per ottenere un gruppo relativamente omogeneo di *utilities* europee, i risultati delle regressioni, i quali non hanno finalità inferenziale generale, hanno evidenziato che:

- l'utilizzo di derivati *green* non si traduce necessariamente in un *ESG score* più elevato né comporta un costo stimato del capitale inferiore;
- l'assoggettamento a sistemi *ETS* sembra evidenziare un punteggio *ESG* migliore e un costo stimato del capitale più elevato;
- non vi è un'evidenza statistica tale per cui all'aumentare del punteggio *ESG* si associa un maggior costo del capitale;
- le società di maggiori dimensioni sembrano avere un costo stimato del capitale proprio inferiore.

La simulazione di *hedging ESG*, invece, ha evidenziato come l'adozione di una strategia di *green hedging* possa stabilizzare i costi di

approvvigionamento energetico, nonché quelli per l'acquisto delle relative quote di carbonio, riuscendo così a ridurre la probabilità e l'entità di esborsi estremamente elevati e il costo medio annuo totale.

I principali limiti del lavoro svolto sono riconducibili, da un lato, al fatto che la letteratura di riferimento si trova ancora in una fase di sviluppo e di rapida crescita, il che comporta una quantità di informazioni relativamente esigue ed in continua evoluzione, e, dall'altro, ai dati utilizzati. In particolare, per quanto concerne l'analisi di regressione, le criticità principali risiedono nella ristretta dimensione del campione, nell'impiego di misure *one – year* e nella mancanza di alcune variabili. Per quanto riguarda la simulazione *ESG*, invece, due dei principali fattori limitanti sono rappresentati dall'utilizzo di misure *one – year*, a fronte della disponibilità limitata di alcuni dati, e dal ridotto orizzonte temporale considerato (3 anni). Quest'ultimo aspetto, ad esempio, rende poco robuste le stime condotte sulla base di sole undici osservazioni per la determinazione del *Value at Risk* e del *Conditional Value at Risk*.

In tal senso, le analisi svolte possono essere considerate un punto di partenza per condurre ulteriori indagini empiriche.

Altri sviluppi rilevanti potrebbero avere ad oggetto studi comparativi tra imprese che adottano strategie di *green hedging* e realtà che, al contrario, non vi ricorrono, estendendo la ricerca a diversi settori, paesi e *rating ESG*. Da un punto di vista degli sviluppi futuri della letteratura, invece, sarebbe interessante propendere verso l'individuazione di metodologie che permettano di rendere i *rating ESG* più trasparenti, omogenei e comparabili, indipendentemente dalla fonte da cui essi derivano, nonché approfondire il tema dei *Sustainability – Linked Derivatives*. Questi ultimi, essendo strumenti focalizzati sul raggiungimento di specifici obiettivi *ESG* piuttosto che sull'impiego dei proventi in investimenti *green*, possono facilitare e favorire in modo più diretto la transizione ambientale delle imprese.

8. Bibliografia

- Alessio Galluzzi et al. (2023), *The Cost of Being Green: How ESG Ratings Affect a Firm's Cost of Equity*, Social Science Research Network, https://papers.ssrn.com/sol3/Delivery.cfm/SSRN_ID4572722_code4639623.pdf?abstractid=4495822&mirid=1&type=2
- Associazione Bancaria Ticinese, 2023, *La sostenibilità in finanza*, Lugano, <https://www.abti.ch/sito/wp-content/uploads/Nota-informativa.pdf>
- Baker C. M. e Coleman J. W. (2023), *Metals Derivatives Markets and the Energy Transition*, Social Science Research Network, 6, https://papers.ssrn.com/sol3/Delivery.cfm/SSRN_ID4699374_code754202.pdf?abstractid=4699374&mirid=1&type=2
- Banca Centra Europea (2020), *Guida sui rischi climatici e ambientali – Aspettative di vigilanza in materia di gestione dei rischi e informativa*, 12 – 13, <https://www.bankingsupervision.europa.eu/ecb/pub/pdf/ssm.202011finalguideonclimate-relatedandenvironmentalrisks~58213f6564.it.pdf>
- Banca d'Italia, *Controparte centrale*, <https://www.bancaditalia.it/compiti/sispaga-mercati/controparte-centrale/index.html#:~:text=La%20controparte%20centrale%20%C3%A8%20il,il%20buon%20fine%20dell'operazione>
- Banca d'Italia, 2022, *Energia, ma quanto ci costi?*, <https://economiepertutti.bancaditalia.it/notizie-e-rubriche/notizie/energia-ma-quanto-ci-costi/?dotcache=refresh>
- Banco BPM, *Margini di variazione*, <https://www.bancobpm.it/magazine/glossario/margini-di-variazione/>
- Bianchi M. L. et al. (2025), *Questioni di economia e finanza: The use of derivatives on CO₂ – emission allowances in Italy*, Social Science Research Network, https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=5247995

Brophy T. et al. (2019), *Role of cross currency swap markets in funding and investment decisions*, European Central Bank, 6, <https://www.ecb.europa.eu/pub/pdf/scpops/ecb.op228~bb3e50120a.en.pdf>

Bolton P. et Kacperczyk M. (2021), *Do investors care about carbon risk?*, Journal of Financial Economics, 14 Maggio 2021, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0304405X21001902/pdf?md5=758877a2ac01744be1f312ccc1ae08b9&pid=1-s2.0-S0304405X21001902-main.pdf>

Bomfim Antulio N. (2022), *Credit Default Swaps*, Finance and Economics Discussion Series, 3, <https://doi.org/10.17016/FEDS.2022.023>

Bonacua A. (2023), *Environmental commodities: How do we trade them*, Markets.com, <https://www.markets.com/education-centre/environmental-commodities/>

Borsa Italiana, *Glossario finanziario – Arbitraggio*, <https://www.borsaitaliana.it/borsa/glossario/arbitraggio.html>

Borsa Italiana, *Glossario finanziario – Autorità di vigilanza*, <https://www.borsaitaliana.it/borsa/glossario/autorita--di-vigilanza.html>

Borsa Italiana, *Glossario finanziario – Copertura*, <https://www.borsaitaliana.it/borsa/glossario/copertura.html>

Borsa Italiana, *Glossario finanziario – Currency Swap*, <https://www.borsaitaliana.it/borsa/glossario/currency-swap.html>

Borsa Italiana, *Glossario finanziario – Derivati*, <https://www.borsaitaliana.it/borsa/glossario/strumenti-finanziari-derivati.html>

Borsa Italiana, *Glossario finanziario – Mercato non regolamentato*, <https://www.borsaitaliana.it/borsa/glossario/mercato-non-regolamentato.html>

Bouveret A. et al. (2023), *TRV Risk Analysis EU natural gas derivatives markets: risks and trends*, European Securities and Market Authority, 5 –

10, https://www.esma.europa.eu/sites/default/files/2023-05/ESMA50-165-2483_TRV-EU_natural_gas_derivatives_markets.pdf

Camera dei deputati, 2025, *La riforma del mercato elettrico dell'UE*, https://temi.camera.it/leg19/temi/19_le-misure-adottate-contro-i-rincari-dei-prezzi-energetici.html

Commissione Europea, 2018, *Piano d'azione per finanziare la crescita sostenibile*, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/ALL/?uri=CELEX%3A52018DC0097>

Commissione Europea, 2021a, *Strategy for Financing the Transition to a Sustainable Economy*, https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:9f5e7e95-df06-11eb-895a-01aa75ed71a1.0018.02/DOC_1&format=PDF

Commissione Europea, 2021b, *Regolamento delegato (UE) della Commissione*, https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:d84ec73c-c773-11eb-a925-01aa75ed71a1.0013.02/DOC_1&format=PDF

Commissione Europea, 2024, *Relazione su prezzi e costi dell'energia in Europa*, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/HTML/?uri=CELEX:52024DC0136>

Commodity Futures Trading Commission, *Commission Guidance Regarding the Listing of Voluntary Carbon Credit Derivative Contracts*, <https://www.cftc.gov/sites/default/files/2023/12/PR%208829-23.pdf>

Consiglio dell'Unione Europea, 2025a, *Prezzi dell'energia e sicurezza dell'approvvigionamento*, <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/energy-prices-and-security-of-supply/>

Consiglio dell'Unione Europea, 2025b, *Come viene prodotta e venduta l'energia elettrica dell'UE?*, <https://www.consilium.europa.eu/it/infographics/how-is-eu-electricity-produced-and-sold/>

Consiglio dell'Unione Europea, 2025c, *Green Deal europeo*, <https://www.consilium.europa.eu/it/policies/european-green-deal/>

Consob, *Finanza sostenibile*, <https://www.consob.it/web/area-pubblica/finanza-sostenibile>

Consob, *I derivati*, <https://www.consob.it/web/investor-education/i-derivati>

Cooper M. et al. (2023), *The trading opportunity that could create resilience in materials*, McKinsey & Company, <https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/the-trading-opportunity-that-could-create-resilience-in-materials>

Deganello S. (2024), *Elettricità, come si forma il prezzo in Italia e quanto contano le rinnovabili*, Il Sole 24 Ore, 15 ottobre 2024, <https://www.ilsole24ore.com/art/elettricit%C3%A0-come-si-forma-prezzo-italia-e-quanto-contano-rinnovabili-AGUiAYV>

European Commission, *Derivatives – EMIR*, https://finance.ec.europa.eu/capital-markets-union-and-financial-markets/financial-markets/post-trade-services/derivatives-emir_en

European Commission, *Il Green Deal europeo*, https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_it

European Energy Exchange, 2025, *EEX Press Release – EEX to introduce new contracts across growth markets*, https://www.eex.com/en/newsroom/detail?tx_news_pi1%5Baction%5D=detail&tx_news_pi1%5Bcontroller%5D=News&tx_news_pi1%5Bnews%5D=14685&cHash=9ff8e0647951d703c3f65c4641e6e5bb

European Union law, 2023, *Norme dell'Unione europea sui contratti derivati negoziati fuori borsa, le controparti centrali e i repertori di dati sulle negoziazioni*, <https://eur-lex.europa.eu/IT/legal-content/summary/eu-rules-on-over-the-counter-derivatives-contracts->

[central-counterparties-and-trade-repositories.html#keyterm_E0001](https://www.borsaitaliana.it/central-counterparties-and-trade-repositories.html#keyterm_E0001)

FTA Online News (2019a), *Lo swap: che cosa è e a cosa serve*, Borsa Italiana, <https://www.borsaitaliana.it/notizie/sotto-la-lente/swap.htm>

FTA Online News (2019b), *Commodity: cosa sono e come vengono negoziate*, Borsa Italiana, <https://www.borsaitaliana.it/notizie/sotto-la-lente/commodity.htm>

Gestione Italia, *Energia Sostenibile e Reputazione Aziendale: il potere degli Accordi PPA*, <https://gestioneitalia.net/corporate-ppa.html>

Gestore Servizi Energetici, *Garanzia d'Origine*, <https://www.gse.it/servizi-per-te/fonti-rinnovabili/garanzia-dorigine>

Gestore Servizi Energetici, *Certificati bianchi*, <https://www.gse.it/servizi-per-te/efficienza-energetica/certificati-bianchi>

Intercontinental Exchange, *ICE ENDEX Dutch TTF Natural Gas Futures*, <https://www.ice.com/products/27996665/Dutch-TTF-Natural-Gas-Futures>

Intercontinental Exchange, *ICE ENDEX EUA Futures*, <https://www.ice.com/products/197/EUA-Futures>

International Swaps and Derivatives Association, 2025a, *The Value of OTC Derivatives: Empowering Organizations to Manage Risks, Enhance Returns and Optimize Liquidity*, <https://www.isda.org/a/xWYgE/The-Value-of-OTC-Derivatives.pdf>

International Swaps and Derivatives Association, 2025b, *Revised Sub-Annex A to the 2005 ISDA Commodity Definitions*, <https://www.isda.org/2025/05/02/revised-sub-annex-a-to-the-2005-isda-commodity-definitions/>

International Swaps and Derivatives Association, 2025c, *Targeted consultation on the review of the functioning of commodity derivatives markets and certain aspects relating to spot energy markets*, <https://www.isda.org/a/RKfgE/ISDA-and-FIA-Respond-to-Consultation-on-Commodity-Derivatives-Markets.pdf>

International Swaps and Derivatives Association, 2021a, *Sustainability-linked Derivatives: KPI Guidelines*, <http://www.isda.org/a/xvTgE/Sustainability-linked-Derivatives-KPI-Guidelines-Sept-2021.pdf>

International Swaps and Derivatives Association, 2021b, *Overview of ESG-related Derivatives Products and Transactions*, <https://www.isda.org/a/qRpTE/Overview-of-ESG-related-Derivatives-Products-and-Transactions.pdf>

International Swaps and Derivatives Association, 2021c, *Role of Derivatives in Carbon Markets*, <https://www.isda.org/a/soigE/Role-of-Derivatives-in-Carbon-Markets.pdf>

International Swaps and Derivatives Association, 2022, *Sustainability-linked Derivatives: Where to Begin?*, <https://www.isda.org/a/ZfVgE/Sustainability-linked-Derivatives-Where-to-Begin.pdf>

Intesa Sanpaolo (2024), *Strumenti finanziari di copertura del rischio di oscillazione dei prezzi di gas, power e quote di emissioni*, https://content.confindustriavenest.it/wp-content/uploads/2024/01/E13DB802F8928D76C1258AA70051A5D4/Présentation_Dr.%20Fabio%20Manenti.pdf

Lannoo K. e A. Thomadakis (2020), *Derivatives in Sustainable Finance*, *CEPS-ECMI Study*, Centre for European Policy Studies, <https://www.sipotra.it/wp-content/uploads/2020/07/Derivatives-in-Sustainable-Finance.pdf>

Laurens R. e Ruslim E. (2019), *Swaps*, Social Science Research Network, 3, https://papers.ssrn.com/sol3/Delivery.cfm/SSRN_ID3320476_code3055590.pdf?abstractid=3320476&mirid=1&type=2

Li X. e Flammer C. (2025), *Climate Risk Exposure and Firms' Climate Strategies*, Social Science Research Network, 8,

https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=5488886

Mercato Elettrico (2025), *Vademecum della Borsa Elettrica*,

<https://www.mercatoelettrico.org/portals/0/Documents/it->

[it-20250101VademecumBorsaElettrica.pdf](https://www.mercatoelettrico.org/portals/0/Documents/it-20250101VademecumBorsaElettrica.pdf)

Mingyao Cao et al. (2023), *Green investments and their impact on ESG ratings: An evidence from China*, Science Direct,

[https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0165176523003907/p](https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0165176523003907/pdfft?md5=49b33f84d5c507b6fbb4230ba83ea1b1&pid=1-s2.0-)

[dfft?md5=49b33f84d5c507b6fbb4230ba83ea1b1&pid=1-s2.0-](https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0165176523003907/pdfft?md5=49b33f84d5c507b6fbb4230ba83ea1b1&pid=1-s2.0-)

[S0165176523003907-main.pdf](https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0165176523003907/pdfft?md5=49b33f84d5c507b6fbb4230ba83ea1b1&pid=1-s2.0-S0165176523003907-main.pdf)

Palynska M. et al. (2024), *L'impatto del fattore ESG sulla performance industriale*, Consob,

<https://www.consob.it/documents/11973/4322857/fs4.pdf/885fcca7->

[b9ee-55f9-42e2-87485f8e8352](https://www.consob.it/documents/11973/4322857/fs4.pdf/885fcca7-b9ee-55f9-42e2-87485f8e8352)

Pavlik M. et al. (2025), *Renewable Energy and Price Stability: An Analysis of Volatility and Market Shifts in the European Electricity Sector (2015–2025)*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, 1, 29-31,

<https://www.mdpi.com/2076-3417/15/12/6397>

Po-Hsuan H. et al. (2023), *The pollution premium*, The journal of finance,

Giugno 2023, [http://refhub.elsevier.com/S0304-405X\(21\)00190-2/sbref0020](http://refhub.elsevier.com/S0304-405X(21)00190-2/sbref0020)

Luce e Gas Italia, PSV - Punto di scambio virtuale,

<https://luceegasitalia.it/indici-pun-e-psv/psv/>

Saguato P. (2024), *Climate Risk and Financial Markets: The Case of Green Derivatives*, Social Science Research Network,

https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4880966

Task Force on Climate-related Financial Disclosures (2017), *Recommendations of the Task Force on Climate-related Financial Disclosures*, 13-14,

<https://assets.bbhub.io/company/sites/60/2021/10/FINAL-2017-TCFD->

[Report.pdf](https://assets.bbhub.io/company/sites/60/2021/10/FINAL-2017-TCFD-Report.pdf)

Terna, *Terna in breve*, <https://www.terna.it/it/chi-siamo/terna-breve>

Treccani, 2012, *Commodity*,
[https://www.treccani.it/enciclopedia/commodity_\(Dizionario-di-Economia-e-Finanza\)/](https://www.treccani.it/enciclopedia/commodity_(Dizionario-di-Economia-e-Finanza)/)

United Nation Climate Change, *Cap-and-trade programme*,
<https://unfccc.int/policy/cap-and-trade-programme>

U.S. Environmental Protection Agency (2025a), *Financial PPA*,
<https://www.epa.gov/green-power-markets/financial-ppa>

U.S. Environmental Protection Agency (2025b), *Physical PPA*,
<https://www.epa.gov/green-power-markets/physical-ppa>

U.S. Environmental Protection Agency (2017), *Renewable Energy Certificate (REC) Arbitrage*,
<https://www.epa.gov/sites/default/files/2017-09/documents/gpp-rec-arbitrage.pdf>

Vu Le Tran et al. (2023), *Climate-Change Risk and Stocks' Return*, Social Science Research Network,
https://papers.ssrn.com/sol3/Delivery.cfm/SSRN_ID4458053_code3012102.pdf?abstractid=4306875&mirid=1&type=2

World Commission on Environment and Development, 1987, *Our common future*

Yergin D. et al. (2022), *Growing Appetite for Copper Threatens Energy Transition and Climate Goals*, S&P Global Market Intelligence Blog,
<https://www.spglobal.com/market-intelligence/en/news-insights/research/growing-appetite-copper-threatens-energy-transition-climate>