



Università  
Ca' Foscari  
Venezia

Corso di Laurea magistrale  
(*ordinamento ex D. M. 270/2004*)  
in Economia e Finanza

Tesi di Laurea

—

Ca' Foscari  
Dorsoduro 3246  
30123 Venezia

Finanziare l'energia solare  
per contrastare i cambiamenti climatici:  
il caso di Falck Renewables

**Relatore:**

Ch. prof. Simone MAZZONETTO

**Correlatore:**

Ch. prof. Massimo BUONGIORNO

**Laureando:**

Federico Mucciarelli

Matricola [879964]

**Anno Accademico**

2020-2021



*Alla mia famiglia*



# Asbtract

La lotta ai cambiamenti climatici è un impegno corale che deve unire tutti i popoli del mondo per curare il nostro Pianeta. Negli ultimi vent'anni, più volte gli Stati si sono riuniti per disegnare delle politiche sul clima per intraprendere un percorso di riduzione delle emissioni di Gas Serra basato sulla riorganizzazione di molti settori, dalla produzione di energia, al trasporto pubblico e privato, all'utilizzo delle terre. Gli strumenti generalmente previsti per la realizzazione di tali politiche sono stati incentivi pubblici per stimolare un'economia eco-sostenibile e divieti o disincentivi verso le attività inquinanti, con l'obiettivo di arrivare al 2100 con una temperatura media globale di massimo 1,5°C più alta rispetto ai livelli preindustriali. La finanza può essere il principale volano per sostenere una transizione più rapida verso un'economia sostenibile, investendo nel mercato delle energie rinnovabili che giocano un ruolo fondamentale nel ridurre l'impatto ambientale dell'uomo, permettendo di ottenere un duplice vantaggio: creazione di valore nel breve e medio termine, e ridurre i costi associati ai danni generati dai cambiamenti climatici nel lungo periodo. Il presente elaborato vuole pertanto descrivere il mercato della produzione di energia elettrica tramite energia solare, individuando gli elementi da considerare per valutare società specializzate in questo settore.



# Indice

<b>Introduzione</b> .....	1
<b>Primo Capitolo - Inquadramento del fenomeno fisico</b> .....	3
1.1 - Cosa significa cambiamenti climatici e come funzionano.....	3
1.1.1 - Cos'è il clima.....	3
1.1.2 - Effetto Serra e Cambiamento Climatico.....	4
1.1.3 - L'aumento di anidride carbonica: le cause.....	9
1.1.4 - L'aumento di anidride carbonica: le attività inquinanti.....	12
1.2 – Le fonti di energia.....	13
1.2.1 - Combustibili fossili: la centrale termoelettrica.....	16
1.2.2 - Fonti di energia <i>low carbon</i> .....	16
1.2.2.1 - Energia idroelettrica.....	16
1.2.2.2 - Energia nucleare.....	17
1.2.2.3 - Energia eolica.....	19
1.2.2.4 - Energia fotovoltaica.....	19
1.3 – Impatto ambientale delle diverse centrali elettriche.....	21
1.3.1 - Come si misura.....	21
1.3.2 - Risultati.....	23
1.4 – Cosa si sta facendo per cambiare rotta.....	25
<b>Secondo Capitolo - Finanziare la sostenibilità: il caso del fotovoltaico</b> .....	29
2.1 - Analisi del mercato delle energie rinnovabili.....	29
2.1.1 - Capacità installata.....	29
2.1.2 - Costi nel settore dell'energia per ciascuna fonte.....	31
2.2. La catena dell'elettricità.....	35
2.2.1 - Dal produttore al consumatore.....	35
2.2.2 - Assetto istituzionale della filiera dell'energia elettrica.....	38
2.3. Valutazione fotovoltaico.....	40
2.3.1 – WACC.....	43
2.3.1.1 – Cost of Equity.....	43
2.3.1.1.1 - Tasso <i>risk-free</i> .....	44
2.3.1.1.2 - <i>Equity-risk premium</i> .....	46
2.3.1.1.3 – Beta levered per una singola divisione di una società quotata.....	48
2.3.1.2 – Cost of Debt.....	50
2.3.1.3 – Strumenti ibridi.....	52
2.3.1.4 – Valore di mercato del capitale.....	53

2.3.2 - Flussi di cassa in entrata.....	54
2.3.2.1 - Elettricità prodotta dal parco.....	54
2.3.2.1.1 – Tecnologia delle celle .....	56
Prima generazione.....	58
Seconda generazione .....	59
Terza generazione .....	60
Quarta generazione.....	62
2.3.2.1.2 - I fattori che influenzano la produzione dei pannelli .....	63
2.3.2.2 - Prezzo dell’elettricità.....	66
2.3.2.2.1 - Borsa Elettrica .....	67
2.3.2.2.2 - Contratti bilaterali sul mercato OTC: i Power Purchase Agreement.....	73
2.3.2.2.3 - Incentivi.....	76
2.3.2.2.3.1 - Conto Energia .....	77
Primo Conto Energia (2005-2007).....	78
Secondo Conto Energia (2007-2010).....	78
Terzo Conto Energia (2010-2011).....	79
Quarto Conto Energia (2011-2012) .....	80
Quinto Conto Energia (2012-2013) .....	82
2.3.2.2.3.2 - Decreto FER1 (2019) .....	83
2.3.2.3 – Tassi di crescita.....	84
<b>Terzo Capitolo - Case Study: la valutazione del segmento del fotovoltaico di Falck Renewables</b>	
<b>S.p.A.</b> .....	87
3.1 – L’azienda.....	87
3.2 – Valutazione del segmento del fotovoltaico.....	87
3.2.1 – WACC.....	88
3.2.1.1 – Cost of Equity.....	88
3.2.1.1.1 – Tasso <i>risk-free</i> .....	89
3.2.1.1.2 – <i>Equity-risk premium</i> .....	89
3.2.1.1.3 – <i>Levered beta</i> e WACC .....	90
3.2.2 – Tassi di crescita e valore dell’azienda.....	97
<b>Conclusioni</b> .....	105
<b>Appendice A - Dati per la valutazione aziendale di Falck Renewables</b> .....	109
A) Equity Risk Premium .....	109
B) Analisi dei comparables e unlevered beta .....	111
C) Debito.....	113
D) Cost of equity e WACC.....	118

E) FCFF .....	119
F) Tassi di crescita.....	120
<b>Riferimenti</b> .....	<b>124</b>
<b>Bibliografia e Sitografia</b> .....	<b>128</b>

# Indice delle figure

<b>Figura 1.1:</b> composizione dell'atmosfera terrestre.....	6
<b>Figura 1.2:</b> composizione dei Gas Serra .....	7
<b>Figura 1.3:</b> il forzante radiativo dei Gas Serra, dal 1979 al 2019 .....	9
<b>Figura 1.4:</b> l'anidride carbonica nell'atmosfera terrestre negli ultimi 800.000 anni. ....	11
<b>Figura 1.5:</b> andamento della temperatura della superficie terrestre, dal 1850 al 2019. ....	11
<b>Figura 1.6:</b> emissioni di Gas Serra, misurate in tonnellate di CO <sub>2</sub> equivalente, per i principali settori di attività umana .....	12
<b>Figura 1.7:</b> peso percentuale delle emissioni di Gas Serra dei principali settori di attività umana, con la scomposizione del settore energetico.....	13
<b>Figura 1.8:</b> peso percentuale di utilizzo delle diverse fonti di energia per la produzione di energia elettrica. ....	15
<b>Figura 1.9:</b> peso percentuale di utilizzo delle diverse fonti di energia per la produzione complessiva di energia.....	15
<b>Figura 1.10:</b> valori stimati degli indicatori di impatto per i principali impianti di produzione di energia elettrica tramite fonti non rinnovabili.....	23
<b>Figura 1.11:</b> valori stimati degli indicatori di impatto per i principali impianti di generazione di energia elettrica tramite fonti rinnovabili.....	24
<b>Figura 2.1:</b> nuova capacità installata per fonti rinnovabili e non rinnovabili, dal 2001 al 2020. ....	30
<b>Figura 2.2:</b> nuova capacità installata per le principali fonti rinnovabili, dal 2011 al 2020 .....	31
<b>Figura 2.3:</b> i tre segmenti della filiera dell'energia elettrica in Italia .....	37
<b>Figura 2.4:</b> andamento delle efficienze di laboratorio delle varie tecnologie secondo il National Renewable Energy Laboratory (NREL).....	57
<b>Figura 2.5:</b> grafica di input del PhotoVoltaic Geographical Information System (PVGIS).....	65
<b>Figura 2.6:</b> grafica di output del PhotoVoltaic Geographical Information System (PVGIS) .....	66
<b>Figura 2.7:</b> zone e limiti di transito (in MW) in Italia .....	70
<b>Figura 2.8:</b> le tre modalità di installazione dei pannelli fotovoltaici .....	79

# Indice delle tabelle

<b>Tabella 1.1:</b> composizione dell'atmosfera terrestre.....	6
<b>Tabella 1.2:</b> composizione dei Gas Serra .....	7
<b>Tabella 1.3:</b> Global Warming Potentil dei Gas Serra.....	8
<b>Tabella 1.4:</b> principali indicatori di impatto considerati nel Life Cycle Impact Assessment .....	22
<b>Tabella 2.1:</b> riepilogo degli elementi e metodi per la valutazione aziendale tramite DCF model.....	43
<b>Tabella 2.2:</b> rating sintetici per ogni ICR .....	52
<b>Tabella 2.3:</b> principali caratteristiche ed efficienza di laboratorio delle tecnologie fotovoltaiche divise per generazione.....	63
<b>Tabella 2.4:</b> vita utile convenzionale, tariffe incentivanti e incentivi per i nuovi impianti .....	83
<b>Tabella 3.1:</b> calcolo dell'ERP.....	90
<b>Tabella 3.2:</b> dati medi e mediani del campione di 33 aziende comparabili per la determinazione del pure-play beta .....	91
<b>Tabella 3.3:</b> scomposizione stimata del debito nominale .....	92
<b>Tabella 3.4:</b> calcolo del default-spread .....	93
<b>Tabella 3.5:</b> calcolo del valore di mercato del debito .....	94
<b>Tabella 3.6:</b> riepilogo dei dati per il calcolo del costo del debito e del valore di mercato del debito ..	94
<b>Tabella 3.7:</b> calcolo del valore di mercato dell'equity e del rapporto di indebitamento .....	95
<b>Tabella 3.8:</b> calcolo del levered-beta .....	95
<b>Tabella 3.9:</b> calcolo del cost of equity.....	95
<b>Tabella 3.10:</b> riepilogo dei dati per il calcolo del cost of equity .....	96
<b>Tabella 3.11:</b> calcolo del WACC.....	96
<b>Tabella 3.12:</b> calcolo dei flussi di cassa disponibili per l'impresa .....	98
<b>Tabella 3.13:</b> calcolo del tasso di crescita del primo periodo a valori contabili .....	98
<b>Tabella 3.14:</b> potenza installata in MW per settore dalla società, dal 2016 al 2020.....	99
<b>Tabella 3.15:</b> andamento degli investimenti in capitale fisso e dell'EBIT per il settore fotovoltaico, dal 2016 al 2020 .....	99
<b>Tabella 3.16:</b> parametri per la stima del tasso di crescita del primo periodo, sui valori attuali.....	100
<b>Tabella 3.17:</b> parametri stimati per il primo periodo di crescita .....	101
<b>Tabella 3.18:</b> riepilogo dei parametri stimati per il primo periodo di crescita .....	101
<b>Tabella 3.19:</b> parametri stimati per il secondo periodo di crescita .....	102
<b>Tabella 3.20:</b> parametri stimati per il calcolo del terminal value .....	104
<b>Tabella 3.21:</b> determinazione del valore attuale del settore fotovoltaico .....	104
<b>Tabella A.1:</b> ricavi ed energia prodotti da ogni impianto fotovoltaico.....	109
<b>Tabella A.2:</b> ricavi per area geografica.....	109
<b>Tabella A.3:</b> calcolo dell'ERP complessivo .....	110
<b>Tabella A.4:</b> dati delle aziende comparabili, in valuta locale.....	111
<b>Tabella A.5:</b> dati delle aziende comparabili, in euro.....	112
<b>Tabella A.6:</b> valore netto contabile e debiti riferibili ai singoli impianti.....	113
<b>Tabella A.7:</b> attività immateriali stimati imputabili al settore fotovoltaico .....	113
<b>Tabella A.8:</b> riepilogo delle attività materiali e immateriali del settore fotovoltaico .....	114
<b>Tabella A.9:</b> allocazione dei debiti complessivi del settore fotovoltaico per le diverse forme tecniche .....	114
<b>Tabella A.10:</b> allocazione di oneri e proventi finanziari.....	114

<b>Tabella A.11:</b> EBIT delle società del gruppo Falck appartenenti al settore fotovoltaico.....	115
<b>Tabella A.12:</b> riepilogo dati per il calcolo del default-spread del settore fotovoltaico .....	116
<b>Tabella A.13:</b> scadenze dei debiti del settore fotovoltaico per il calcolo della duration del debito ..	116
<b>Tabella A.14:</b> riepilogo dei dati per il calcolo del costo del debito e del valore di mercato .....	117
<b>Tabella A.15:</b> calcolo del cost of equity .....	118
<b>Tabella A.16:</b> riepilogo dati per il calcolo del WACC.....	118
<b>Tabella A.17:</b> dati relativi alle spese in conto capitale e all'EBIT, dal 2018 al 2020.....	119
<b>Tabella A.18:</b> dati relativi al capitale circolante, dal 2017 al 2020 .....	119
<b>Tabella A.19:</b> riepilogo dati per il calcolo dei FCFF stimati per il 2020 .....	119
<b>Tabella A.20:</b> riepilogo dati per il calcolo del tasso di crescita del periodo 2021-2025 .....	120
<b>Tabella A.21:</b> calcolo del reinvestment rate, del ROIC e del tasso di crescita del periodo 2021-2025 .....	120
<b>Tabella A.22:</b> potenza installata per settore da Falck Renewables, dal 2016 al 2020.....	120
<b>Tabella A.23:</b> andamento degli investimenti in capitale fisso e dell'EBIT, dal 2016 al 2020 .....	121
<b>Tabella A.24:</b> stima della crescita del periodo 2021-2025 necessaria per raggiungere gli obiettivi prefissati, sulla base dei risultati recenti.....	121
<b>Tabella A.25:</b> stima della crescita presunta del periodo 2021-2025 .....	121
<b>Tabella A.26:</b> riepilogo dati utilizzati per il periodo 2021-2025 per la valutazione aziendale.....	122
<b>Tabella A.27:</b> valori stimati utilizzati per il periodo 2026 - 2030 per la valutazione aziendale .....	122
<b>Tabella A.28:</b> valori stimati utilizzati per il terminal value per la valutazione aziendale.....	122
<b>Tabella A.29:</b> determinazione del valore aziendale del settore fotovoltaico.....	123

# Introduzione

Il presente lavoro si pone come obiettivo quello di proporre l'analisi di una società che si occupa di produrre e vendere energia elettrica tramite fonte solare. Un tale obiettivo si inquadra in un contesto in cui i cambiamenti climatici stanno seriamente minacciando la vita sul nostro Pianeta, e gli sforzi per contrastare questo fenomeno non sembrano essere in linea con gli obiettivi stabiliti dall'*IPCC*, secondo quanto riportato dal suo più recente *report*.

È dunque sempre più necessario sviluppare modelli di produzione che siano ecosostenibili, e naturalmente uno dei settori strategici in questa direzione è quello della produzione di energia elettrica. Nel corso del tempo, grazie agli sviluppi tecnologici è stato possibile abbattere notevolmente i costi di produzione associati alle fonti rinnovabili, inoltre gran parte delle politiche internazionali sul contrasto dei cambiamenti climatici sono incentrate sulla progressiva decarbonizzazione dei processi produttivi entro la metà del XXI secolo, sia tramite incentivi economici verso settori strategici nonché ponendo limiti alle emissioni di Gas Serra (e disincentivi da pagare qualora venissero superati tali limiti).

Lo sviluppo del mercato delle energie rinnovabili pertanto proseguirà negli anni e se ne auspica anche un'accelerazione, e diventerà sempre di più un settore strategico per la crescita degli Stati. Con questo lavoro si vuole pertanto mostrare come la creazione di valore economico non sia un obiettivo antitetico rispetto a quello del contrasto dei cambiamenti climatici. Per queste ragioni, la presente tesi è stata strutturata nel seguente modo:

- Il Primo Capitolo è dedicato alla descrizione del fenomeno dei cambiamenti climatici. Si propone un'analisi partendo dalla composizione chimica dell'atmosfera terrestre per mostrare il ruolo che i Gas Serra hanno sul riscaldamento del Pianeta e l'incidenza delle attività umane sull'aumento drastico della concentrazione di tali gas, per arrivare a dimostrare come gli impianti di generazione di energia elettrica tramite fonti rinnovabili possano ridurre notevolmente l'impatto ambientale del settore energetico. Si conclude il Capitolo riassumendo le direzioni principali delle politiche europee per raggiungere un'Europa *carbon free* nel 2050;
- Il Secondo Capitolo è dedicato alla descrizione degli elementi per valutare un'azienda che opera nella produzione di energia elettrica tramite energia solare sfruttando la tecnologia fotovoltaica, e dunque comprendere le potenzialità di sviluppo di questo mercato. Dopo aver mostrato l'andamento dei costi di produzione del settore, si descrive il meccanismo generale

di funzionamento della filiera elettrica, dagli impianti di produzione fino ai consumatori, nonché l'assetto istituzionale italiano. Ciò è necessario per comprendere il meccanismo di formazione del prezzo dell'energia elettrica venduta dai produttori. Vengono anche descritte le principali tecnologie esistenti e in fasi di sviluppo relative ai pannelli solari, nonché gli incentivi che vengono destinati ai produttori di energia tramite impianti fotovoltaici: questi elementi servono per comprendere la capacità di queste società di produrre flussi di cassa. Vengono infine descritti gli elementi principali per la valutazione d'azienda tramite *Discount Cash Flow model* e i relativi metodi di stima;

- Il Terzo Capitolo è dedicato al *case study* del settore fotovoltaico della società italiana Falck Renewables. L'analisi è svolta applicando il *DCF model* per la valutazione aziendale congiuntamente a prospettive di sviluppo basate sui piani industriali annunciati dal Gruppo, considerando anche plausibili dinamiche future riguardo a incentivi e sviluppi della tecnologia fotovoltaica. Lo studio si pone l'obiettivo di individuare quanto valore riesce a generare l'azienda dal *business* dell'energia solare.

# Primo Capitolo - Inquadramento del fenomeno fisico

## 1.1 - Cosa significa cambiamenti climatici e come funzionano

Dovendo inquadrare il fenomeno fisico, è necessario individuare con esattezza la sua definizione: il termine cambiamenti climatici, infatti, non si riferisce alla generalità dei mutamenti sul clima che riguardano il nostro Pianeta. Possiamo quindi rifarci alla definizione introdotta dalla Convenzione delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici<sup>1</sup>:

*“Per cambiamento climatico si intende un mutamento del clima attribuito direttamente o indirettamente all'attività umana che altera la composizione dell'atmosfera globale e che si aggiunge alla variabilità climatica naturale osservata in periodi di tempo comparabili<sup>2</sup>”.*

Dunque, i cambiamenti climatici sono prodotti dall'attività dell'uomo. Ma come funziona questo processo?

### 1.1.1 - Cos'è il clima

Il clima è l'insieme delle condizioni atmosferiche che si registrano in un determinato luogo nel corso di un anno e che si ripetono per un periodo di almeno trent'anni.<sup>3</sup>

Il clima è determinato da due tipologie di variabili: gli elementi climatici e i fattori climatici.

Gli elementi climatici sono: la temperatura, l'umidità, la pressione atmosferica, l'intensità delle radiazioni solari, la nuvolosità, le precipitazioni e i venti. Questi dipendono da alcune condizioni geografiche, ossia i fattori climatici: la latitudine, l'altitudine, la vicinanza del mare, le correnti marine, la morfologia del territorio (come la presenza di catene montuose che bloccano le masse d'aria), la circolazione atmosferica (che dipende dalle aree di alta e di bassa pressione).

L'attività dell'uomo da sempre ha agito su alcuni di questi aspetti: già con la nascita dei primi insediamenti urbani egli è stato in grado di alterare la morfologia del territorio, deviando i corsi

---

<sup>1</sup> “United Nations Framework Convention on Climate Change”, UNFCCC, è l'accordo ambientale firmato da 165 Stati durante il Summit della Terra tenutosi a Rio de Janeiro nel 1992, con l'obiettivo di stabilizzare la concentrazione dei Gas Serra nell'atmosfera.

<sup>2</sup>United Nations Framework Convention on Climate Change, 1992, pag. 4.[9]

<sup>3</sup>Secondo la definizione dell'Organizzazione Meteorologica Mondiale. [10]

d'acqua per rendere abitabili certe superfici e per portare acqua ai campi, oppure modificando i rilievi naturali per poter aumentare la superficie utilizzabile (come nel caso dei terrazzamenti, spesso utilizzati per rendere coltivabili dei territori con forte pendenza). Questi interventi nel corso del tempo sono diventati sempre più invasivi e sempre più frequenti.

Sebbene tali opere abbiano provocato degli effetti ambientali non indifferenti, andando ad alterare la morfologia dei territori e, di conseguenza, la biodiversità locale, la più grande minaccia all'ecosistema globale è rappresentata da quelle attività umane che agiscono sull'Effetto Serra del nostro Pianeta e che stanno provocando il fenomeno del cambiamento climatico, il quale sta seriamente minacciando la sostenibilità della vita sulla Terra.

### 1.1.2 - Effetto Serra e Cambiamento Climatico

In base ai dati ufficiali riportati dall'IPCC, "*Intergovernmental Panel on Climate Change*", nel loro ultimo report datato 2014<sup>4</sup>, nel periodo tra il 1880 e il 2012 la temperatura globale media è aumentata di 0,85°, e circa un terzo di questo incremento si è verificato a partire dal 1975.

Ma come varia la temperatura globale del nostro Pianeta?

Ci sono tre modalità tramite cui la Terra è interessata dai cambiamenti climatici: fattori climatici esterni, fattori climatici interni e fattori antropogenici.

I fattori naturali esterni sono legati al fatto che la Terra è primariamente riscaldata dal Sole. I cambiamenti e le oscillazioni dell'orbita terrestre possono innescare cambiamenti climatici come l'inizio e la fine delle ere glaciali (l'ultima era glaciale è terminata circa 12.000 anni fa e il prossimo ciclo di raffreddamento potrebbe iniziare tra circa 30.000 anni). Ma i cambiamenti orbitali sono così gradualmente evidenti solo nel corso di migliaia di anni, non di decenni o secoli. I cambiamenti nell'inclinazione della Terra possono portare a piccoli ma importanti cambiamenti climatici: più inclinazione significa estati più calde e inverni più freddi; meno inclinazione significa estati più fresche e inverni più miti. In secondo luogo, la produzione di energia da parte del Sole non è costante, ed è dunque ragionevole presumere che variazioni nelle emissioni di radiazioni solari siano in grado di provocare cambiamenti nel clima: diversi studi sostengono fortemente che questa sia

---

<sup>4</sup> L'IPCC è un organismo intergovernativo delle Nazioni Unite, istituito nel 1988 con lo scopo di studiare il fenomeno del riscaldamento globale e di proporre delle linee guida per i *policy makers* di tutto il mondo. Ogni 6-7 anni gli studiosi elaborano un report, di cui il più recente è la quinta edizione pubblicata nel 2014 (si veda: [11]), dove vengono condensati i risultati delle ricerche degli studiosi di tutto il mondo riguardo ai cambiamenti climatici. I dati mostrati in questo paragrafo sono presi da tale report.

stata la causa della Piccola Era Glaciale tra il 1650 e il 1715 [1]. Questi fenomeni sono legati a cambiamenti nella intensità e inclinazione con cui i raggi solari impattano l'atmosfera terrestre.

È solo però grazie all'Effetto Serra che le radiazioni solari sono in grado di attraversare l'atmosfera senza essere del tutto riflesse nuovamente nello spazio. Durante il suo passaggio attraverso l'atmosfera terrestre, infatti, la radiazione solare subisce diversi processi di assorbimento e diffusione, causata dai diversi componenti con cui va a scontrarsi. Stime medie globali riportano i seguenti dati<sup>5</sup>:

- il 33% circa è riflessa indietro nello spazio dal Pianeta (suolo ed oceani) a lunghezze d'onda maggiori, sottoforma di radiazioni infrarosse;
- il 24% circa è assorbita dall'atmosfera;
- il 43% circa è assorbita dalla superficie terrestre.

La radiazione assorbita dai gas atmosferici (che è dunque circa un terzo di quella che colpisce la Terra) viene a sua volta irradiata in tutte le direzioni. Ciò si traduce in un accumulo all'interno dell'atmosfera di una parte dell'energia termica proveniente dal Sole: è questo il fenomeno dell'Effetto Serra, che ha portato la Terra a mantenere una temperatura sulla sua superficie di circa 33°C maggiore rispetto a quanto sarebbe potuto avvenire in sua assenza, mitigando anche gli sbalzi termici dovuti all'alternarsi tra il giorno e la notte nonché al ciclo delle stagioni, permettendo così lo sviluppo della vita.

L'intensità dell'Effetto Serra, che viene naturalmente esercitato dalla nostra atmosfera, può variare non soltanto a causa di variazioni nella produzione di energia da parte del Sole e a mutamenti della posizione o inclinazione relativa della Terra rispetto alla nostra stella, ma anche a causa di variazioni nella composizione dell'atmosfera stessa.

Attualmente, l'atmosfera terrestre mostra la seguente composizione<sup>6</sup>:

---

<sup>5</sup> Berkeley, University of California, *Understanding Global Change – Absorption/reflection of sunlight*. [46]

<sup>6</sup> Per i dati relativi alla concentrazione dei Gas Serra è stato fatto riferimento al NOAA, "National Oceanic and Atmospheric Administration", agenzia governativa statunitense che si occupa di monitorare le condizioni degli oceani e dell'atmosfera (si veda [12]). Per i dati relativi agli altri gas dell'atmosfera si veda J. G. Calvert, *Glossary of atmospheric chemistry terms*, Journal of Pure and Applied Chemistry, Vol. 62(11), pagg. 2167-2219, 1990 [45]

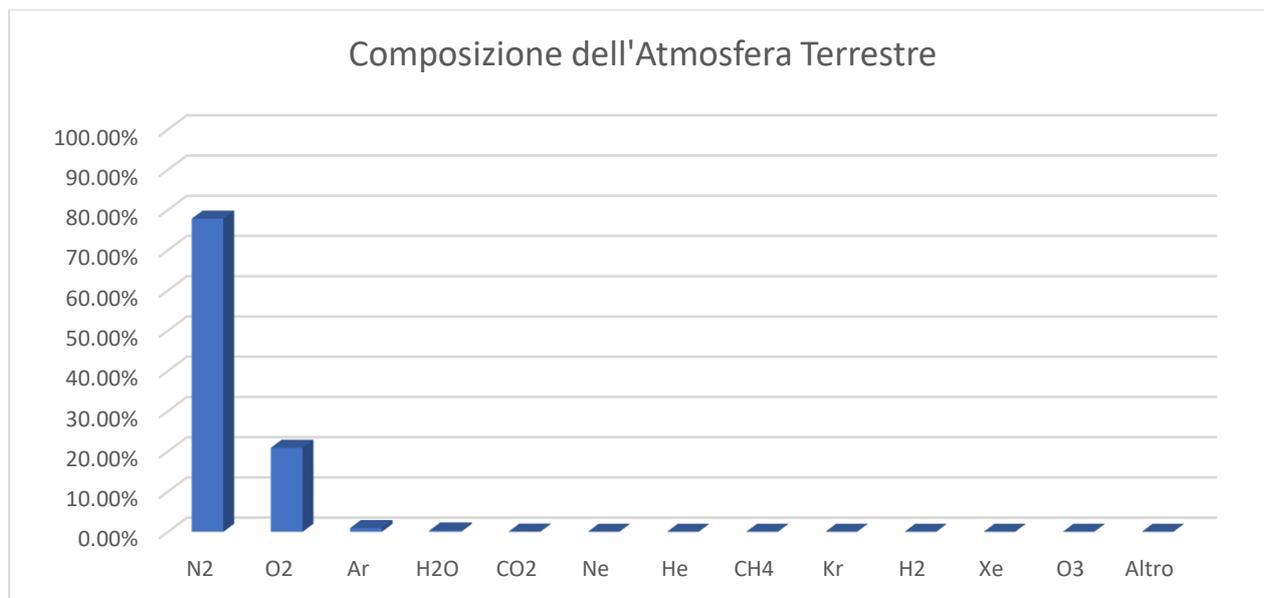


Figura 1.1: *composizione dell'atmosfera terrestre*

Etichetta	Sostanza chimica	Concentrazione (in %)
N <sub>2</sub>	<i>Azoto molecolare</i>	77.82145787%
O <sub>2</sub>	<i>Ossigeno molecolare</i>	20.87557319%
Ar	<i>Argon</i>	0.93085961%
H <sub>2</sub> O	<i>Vapore acqueo</i>	0.32889044%
CO <sub>2</sub>	<i>Anidride carbonica</i>	0.04056315%
Ne	<i>Neon</i>	0.00179395%
He	<i>Elio</i>	0.00052224%
CH <sub>4</sub>	<i>Metano</i>	0.00015946%
Kr	<i>Kripton</i>	0.00011362%
H <sub>2</sub>	<i>Idrogeno molecolare</i>	0.00004983%
Xe	<i>Xenon</i>	0.00000867%
O <sub>3</sub>	<i>Ozono</i>	0.00000399%
Altro	<i>Altro</i>	0.00000399%

Tabella 1.1: *composizione dell'atmosfera terrestre*

Di tutti questi gas, quelli che contribuiscono all'Effetto Serra, ossia i Gas Serra, sono:

- Vapore acqueo;
- Anidride carbonica;
- Metano;
- Ozono;
- Protossido di azoto;
- Clorofluorocarburi;

- Esafluoruro di zolfo.

Questi rappresentano, nella totalità, una minima parte dei gas complessivi presenti nell'atmosfera, circa lo 0,370% in volume, e hanno la seguente distribuzione<sup>7</sup>:

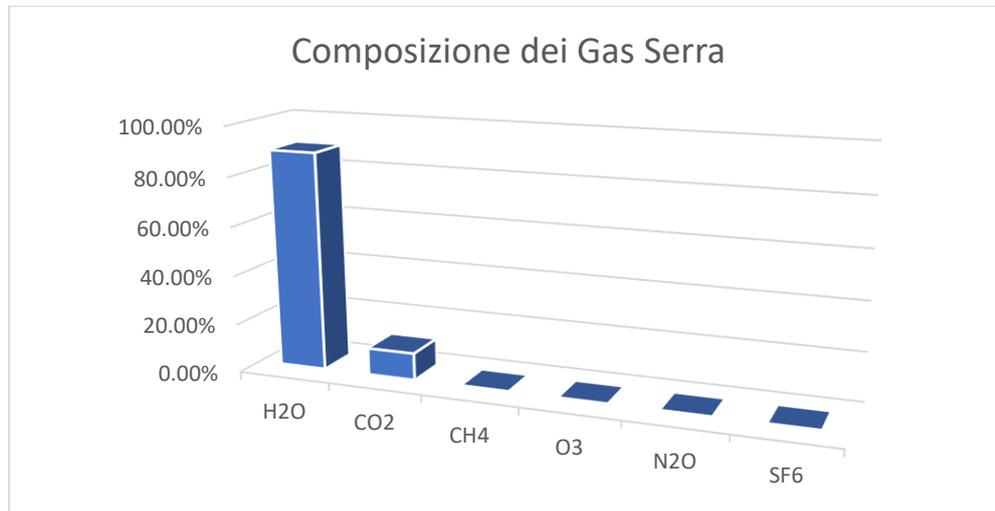


Figura 1.2: composizione dei Gas Serra

Etichetta	Nome completo	Concentrazione (in %)
H <sub>2</sub> O	Vapore Acqueo	88.97418391%
CO <sub>2</sub>	Anidride Carbonica	10.97348268%
CH <sub>4</sub>	Metano	0.04313900%
O <sub>3</sub>	Ozono	0.00107847%
N <sub>2</sub> O	Protossido di azoto	0.00811585%
SF <sub>6</sub>	Esafluoruro di zolfo	0.00000008%

Tabella 1.2: composizione dei Gas Serra

Dunque, soltanto una minima parte dei gas presenti nell'atmosfera è responsabile dell'Effetto Serra.

Di questi, alcuni sono più responsabili di altri nel generare l'Effetto Serra: si può misurare questa maggiore o minore incidenza tramite la misura del forzante radiativo (W/m<sup>2</sup>). Un valore positivo associato ad un determinato gas indica che questo è in grado di aumentare la quantità di energia

<sup>7</sup> Ricostruzione propria: è stata fatta una proporzione utilizzando i dati mostrati nella Tabella 1.1, ponendo pari a 100 la somma delle concentrazioni dei Gas Serra (pari allo 0,369647% circa del volume totale dell'atmosfera), e rapportando ad essa la concentrazione dei singoli Gas Serra. Ad esempio, per il vapore acqueo (con un volume relativo sul totale dell'atmosfera pari a 0,3288904% circa):  $0,3288904\% / 0,369647\% = 0,88974183913 = 88,974183913\%$ .

trattenuta dalla Terra, provocando un innalzamento della temperatura, e viceversa per i valori negativi. Il forzante radiativo dipende da due fattori.

Il primo è il *GWP*, *Global Warming Potential*, che misura quanto una molecola di un certo gas contribuisce all'Effetto Serra: l'indice si basa su una scala relativa che confronta ogni Gas Serra con la CO<sub>2</sub>, che dunque per definizione ha un *GWP* pari ad 1, e quindi questa misura rappresenta il rapporto tra il riscaldamento causato da una particolare sostanza e il riscaldamento provocato dalla stessa quantità di anidride carbonica. Inoltre, il *GWP* dipende anche dal numero di anni su cui viene calcolato, perché la concentrazione dei gas nell'atmosfera si modifica: così, un gas che ha un elevato contributo al riscaldamento globale, se è rimosso rapidamente dall'atmosfera, avrà un *GWP* che decresce rapidamente con il tempo, ed è per questo motivo che il *GWP* viene indicato relativamente a diversi orizzonti temporali. Di seguito, si mostrano alcuni dati relativi ai Gas Serra<sup>8</sup>:

Sostanza	20 anni	100 anni
Vapore acqueo	Non disponibile	Non disponibile <sup>9</sup>
Anidride carbonica	1	1
Metano	72	25
Ozono <sup>10</sup>	62-69	5
Protossido di azoto	289	298
Esafluoruro di zolfo	16.300	22.800

Tabella 1.3: *Global Warming Potentil dei Gas Serra*

Guardando soltanto a questo fattore, sembrerebbe che ci siano molti gas ben più responsabili nel riscaldare il nostro pianeta rispetto all'anidride carbonica: ad esempio, 1 kg di esafluoruro di zolfo influisce sull'effetto serra come 22.800 kg di CO<sub>2</sub>. Ma allora, come mai tutte le ricerche, i dibattiti e le politiche che riguardano i cambiamenti climatici mettono il focus sulla riduzione dell'anidride carbonica?

Per capirlo, bisogna considerare il secondo fattore che contribuisce alla determinazione del forzante radiativo, ossia la concentrazione del gas: come esposto in Tabella 1.2, il vapore acqueo rappresenta

<sup>8</sup> The Intergovernmental Panel on Climate Change, *Changes in Atmospheric Constituents and in Radiative Forcing - Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, 2007, pag. 84. [13]

<sup>9</sup> Il *GWP* per il vapore acqueo non è stato ancora determinato. Il problema di fondo è che è vero che è il Gas Serra più presente nell'atmosfera, tuttavia il suo contributo al riscaldamento globale deriva dal suo effetto amplificatorio: più il pianeta si riscalda, più acqua evapora e dunque maggior vapore acqueo si presenta nell'atmosfera. Da solo, dunque, non è un *driver* del cambiamento climatico.

<sup>10</sup> L'ozono, O<sub>3</sub>, è una sostanza molto instabile e ha un tempo di dimezzamento, ad una temperatura di 20°C, di soli tre giorni (viene costantemente prodotto grazie all'interazione dei raggi UV e delle molecole di O<sub>2</sub> negli strati più alti dell'atmosfera); per questo, il suo *GWP* decresce rapidamente da un valore iniziale compreso tra 918 e 1022 fino a 62-69 dopo 20 anni.

l'88,97% del volume dei Gas Serra e l'anidride carbonica il 10,97%; il terzo più presente è il metano, con una percentuale molto più bassa e pari allo 0,043%. Tutti gli altri Gas Serra hanno una concentrazione ancora inferiore (l'esafluoruro di zolfo, sebbene abbia un GWP<sub>100</sub> di 22.800, ha una concentrazione di 0,0000000809%).

Il vapore acqueo, quindi, è il Gas Serra con maggior concentrazione e anche il maggior responsabile dell'Effetto Serra. Tuttavia, a differenza della CO<sub>2</sub>, il suo forzante radiativo sta rimanendo stabile. Attualmente, i due Gas Serra che presentano una maggiore variazione del forzante radiativo sono l'anidride carbonica e il metano, come è possibile vedere nella seguente figura<sup>11</sup> :

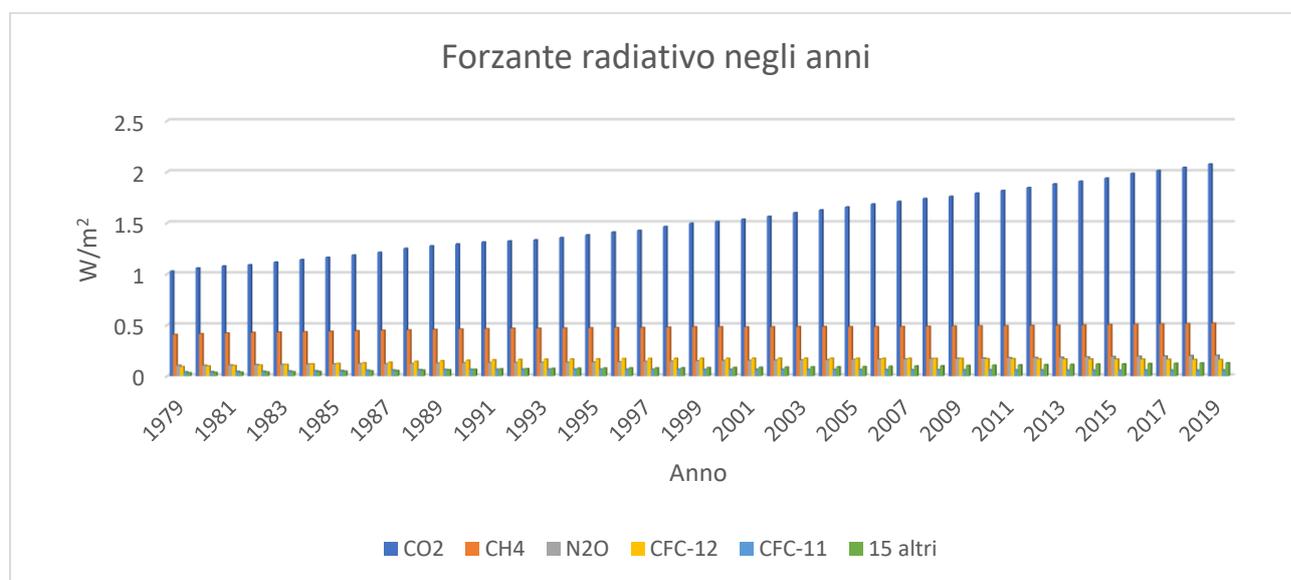


Figura 1.3: il forzante radiativo dei Gas Serra, dal 1979 al 2019

Dunque, l'anidride carbonica sta contribuendo sempre di più al riscaldamento globale, ed è per questo motivo che molta attenzione viene posta nel tentativo di ridurre la presenza di questo gas nell'atmosfera.

Ma a cosa è dovuto l'aumento di CO<sub>2</sub> nella nostra atmosfera?

### 1.1.3 - L'aumento di anidride carbonica: le cause

Per chiarire le posizioni degli scienziati in merito alla causa principale dell'aumento dell'anidride carbonica a livello mondiale, si riporta il seguente estratto del report dell'IPCC, quinta edizione (*Synthesis Report*, 2014):

<sup>11</sup>Dati presi da: United States Environmental Protection Agency (EPA). [2]

*“L'IPCC è ora sicuro al 95% che gli esseri umani sono la causa principale dell'attuale riscaldamento globale. Inoltre, il Synthesis Report rileva che più le attività umane perturbano il clima, maggiori sono i rischi di impatti gravi, pervasivi e irreversibili per le persone e gli ecosistemi e di cambiamenti duraturi in tutte le componenti del sistema climatico”.*<sup>12</sup>

In particolar modo, all'aumento della concentrazione di CO<sub>2</sub> nell'atmosfera contribuiscono quelli che nel Paragrafo precedente sono stati presentati come fenomeni naturali interni e fenomeni antropogenici. I primi sono essenzialmente costituiti dalle eruzioni vulcaniche, mentre i secondi sono una conseguenza dell'attività umana. Tuttavia, le eruzioni vulcaniche emettono in media, ogni anno, tra le 0,04 e le 0,07 gigatonnellate di CO<sub>2</sub>, ossia circa lo 0,15% di quanto non emetta l'uomo, che nel suo anno record, ossia il 2018, ha emesso con le sue attività circa 36,2 gigatonnellate di CO<sub>2</sub><sup>13</sup>. Osservando i dati di Figura 1.4 e Figura 1.5 si può inoltre rilevare come le variazioni nella temperatura globale del nostro pianeta e della concentrazione di anidride carbonica abbiano seguito dei cicli, durati ognuno decine di migliaia di anni, mentre la tendenza dalla Seconda Rivoluzione Industriale (metà dell'800) ad oggi riporta valori mai registrati negli ultimi 800.000 anni, e soprattutto una rapidità assolutamente fuori scala rispetto ai tempi geologici con cui la Terra attraversa le diverse fasi climatiche.

---

<sup>12</sup>IPCC, *Climate Change 2014 – Synthesis Report*, 2014, pag.5, traduzione propria. [14]

<sup>13</sup>World Resources Institute, K. Levin, *New Global CO2 Emissions Numbers Are In. They're Not Good*, 2018. [18]

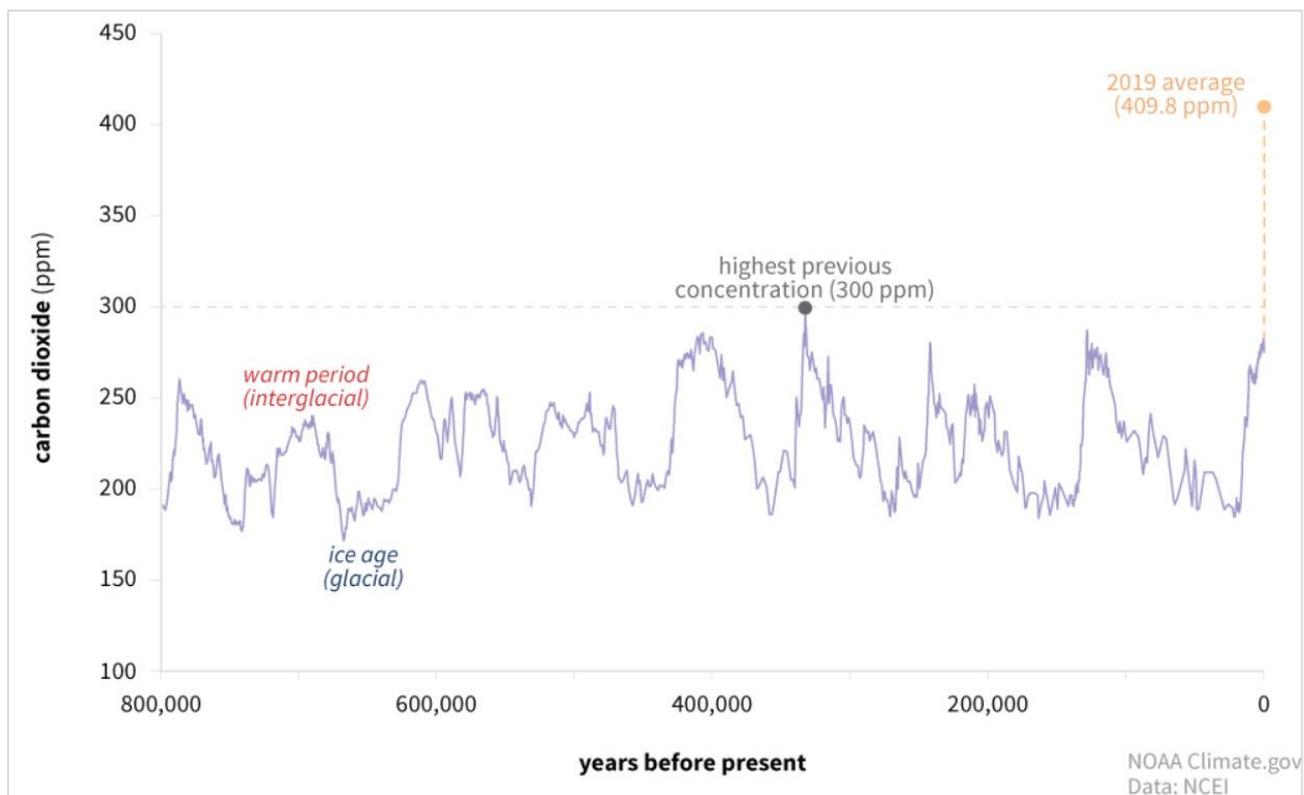


Figura 1.4: l'anidride carbonica nell'atmosfera terrestre negli ultimi 800.000 anni<sup>14</sup>.

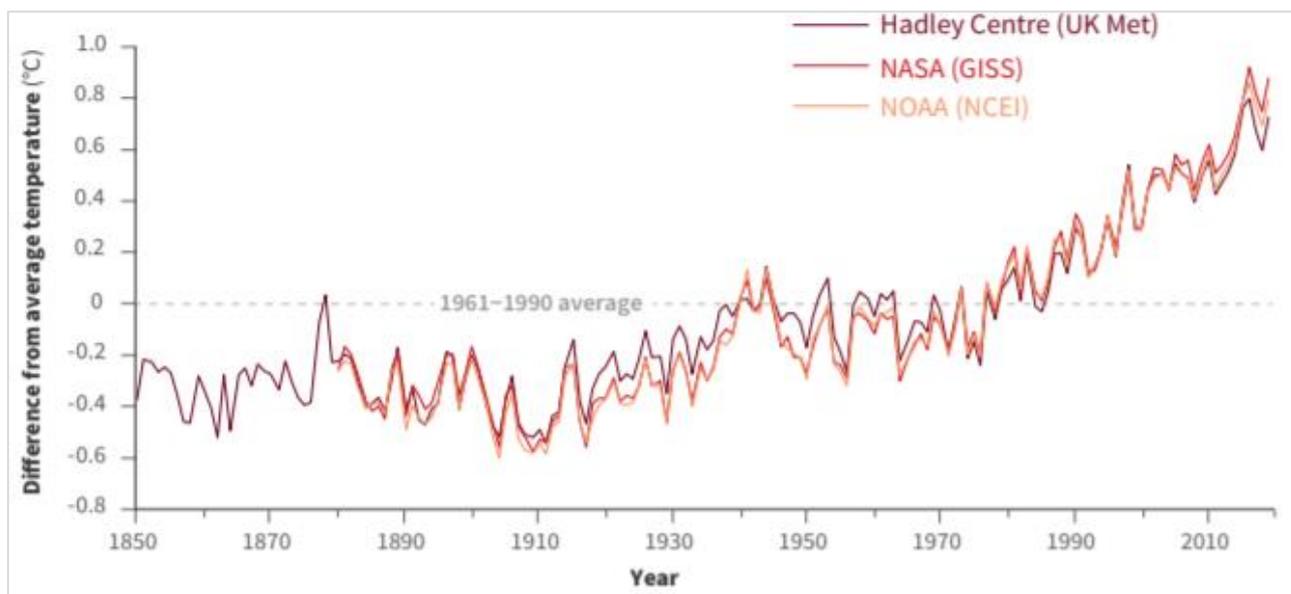


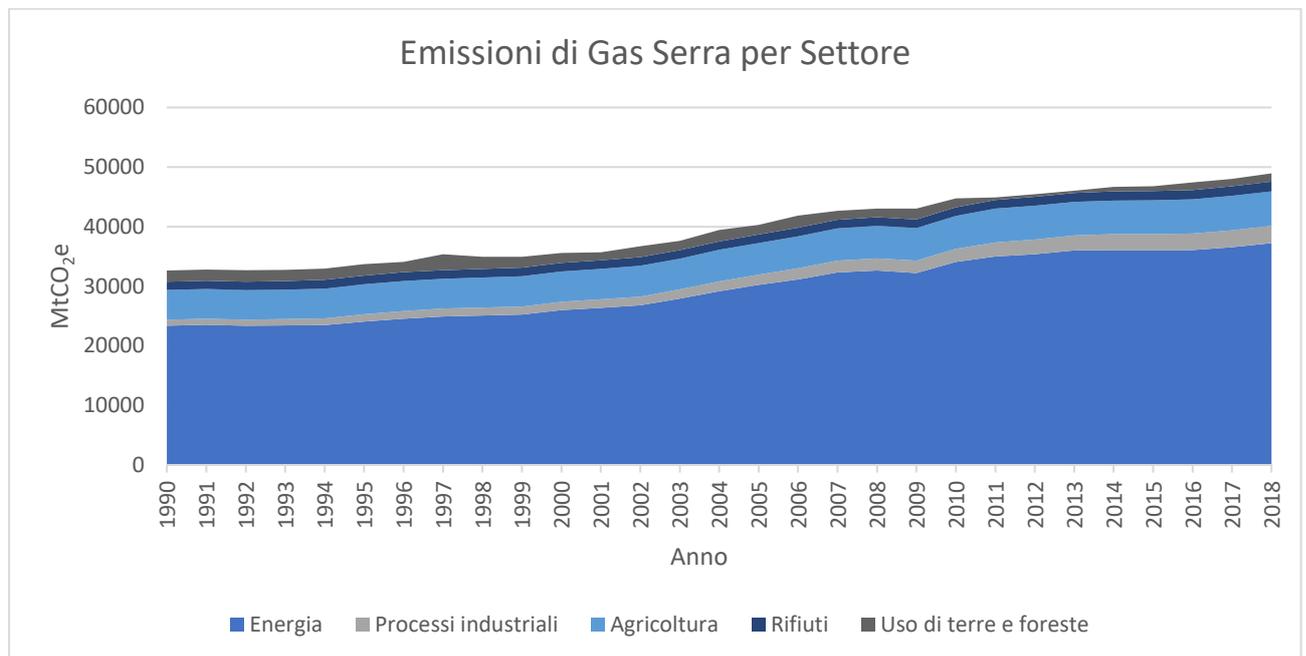
Figura 1.5: andamento della temperatura della superficie terrestre, dal 1850 al 2019<sup>15</sup>.

<sup>14</sup> Grafico estratto dal sito web del NOAA. [17]

<sup>15</sup> Grafico estratto da: Royal Society, *Climate Change: Evidence & Causes*, 2020, pag. 7. [15]

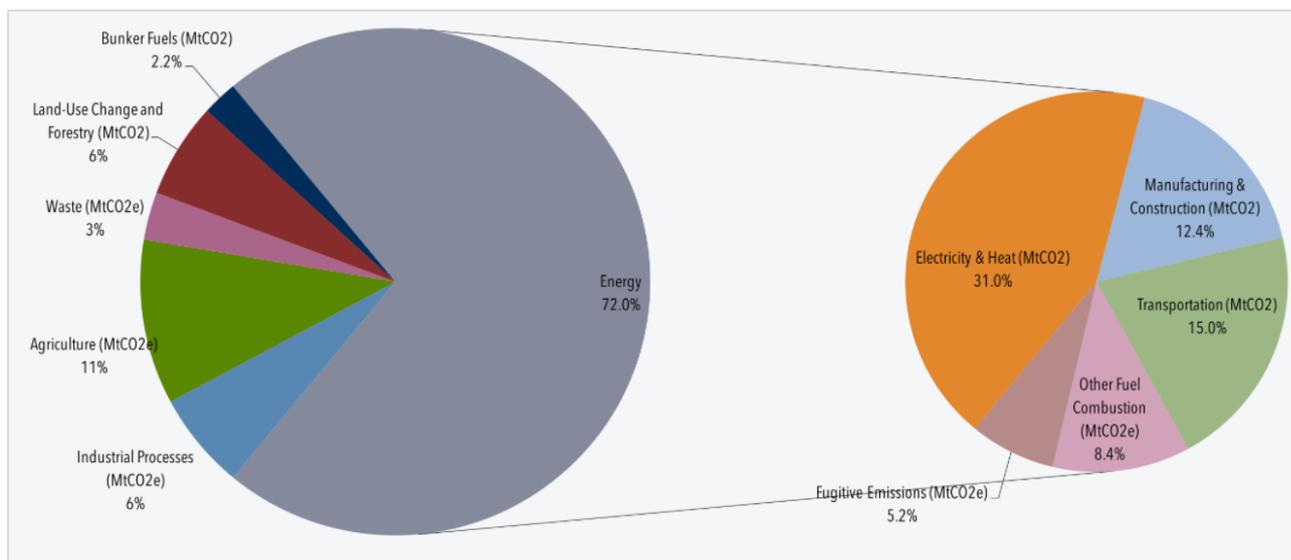
### 1.1.4 - L'aumento di anidride carbonica: le attività inquinanti

Appurato che l'attività umana rappresenta la fonte principale di emissione di Gas Serra nell'atmosfera avvenuta negli ultimi due secoli, e avendo capito come un aumento della concentrazione di queste sostanze contribuisca ad un rapido aumento della temperatura globale, per capire come si può agire per cambiare questa tendenza è necessario analizzare i dati in merito alle attività umane che più di tutte portano alla produzione di Gas Serra (e, come visto nel precedente paragrafo, in particolar modo di CO<sub>2</sub>).



**Figura 1.6:** emissioni di Gas Serra, misurate in tonnellate di CO<sub>2</sub> equivalente<sup>16</sup>, per i principali settori di attività umana

<sup>16</sup> L'unità di misura utilizzata, ossia MtCO<sub>2</sub>e, *Metric tons of carbon dioxide equivalent*, misura, in massa (*metric ton*), l'emissione di Gas Serra: avendo questi un differente GWP, e quindi un contributo diverso al riscaldamento globale, vengono equiparati all'anidride carbonica moltiplicando la loro massa per il loro *Global Warming Potential*. Dati presi dal sito web: Climate Watch Data [43].



**Figura 1.7:** peso percentuale delle emissioni di Gas Serra dei principali settori di attività umana, con la scomposizione del settore energetico<sup>17</sup>.

Osservando questi grafici si può rilevare come l'attività responsabile dell'emissione della maggior quantità di CO<sub>2</sub> nell'atmosfera sia la produzione di elettricità e di riscaldamento domestico, rappresentando circa un terzo della produzione globale di energia, che a sua volta è il settore maggiormente responsabile del livello attuale di emissione di anidride carbonica (circa due terzi del totale).

## 1.2 – Le fonti di energia

La constatazione che il settore energetico, a livello globale, sia il maggior responsabile delle emissioni di Gas Serra, è il risultato del fatto che per la produzione di energia in generale, nonché per la produzione di elettricità in particolare, la fonte di energia prevalentemente utilizzata è rappresentata dai combustibili fossili.

Le fonti di energia, infatti, possono essere raggruppate secondo diversi criteri, i più importanti dei quali si basano sulla disponibilità, nel sistema Terra, delle risorse che producono energia, oppure sull'impatto ambientale, misurato in emissione di Gas Serra, che tali risorse generano nella produzione di energia.

Il primo criterio porta alla distinzione tra fonti di energia non rinnovabili e fonti di energia rinnovabili: nel primo gruppo rientrano quelle fonti che, una volta utilizzate, richiedono milioni di anni per essere

<sup>17</sup> Grafico estratto dal sito web dell'organizzazione statunitense Center for Climate and Energy Solutions. [16]

riprodotte, e dunque sono considerate non rinnovabili in quanto il consumo di queste fonti può portare al loro esaurimento. Fanno parte di questa categoria i cosiddetti combustibili fossili e l'uranio<sup>18</sup>.

I combustibili fossili, ossia carbone, petrolio e gas naturale, si sono formati in decine di milioni di anni per accumulazione e decomposizione di materia organica, sia di origine animale che vegetale, che è ricca di carbonio. Con il procedere della formazione di nuovi strati del suolo, questo materiale organico è sprofondato sempre di più, raggiungendo condizioni di pressione e temperatura che hanno trasformato la materia organica nei combustibili fossili, che dunque sono fonti ricche di carbonio nonché di idrogeno. Derivando dunque da organismi viventi, queste sostanze contengono energia immagazzinata nei legami chimici carbonio-carbonio e carbonio-idrogeno. Con la combustione di queste sostanze, i legami chimici si spezzano, formando assieme all'ossigeno, ossia l'elemento comburente, altri legami chimici: il risultato è dunque la liberazione dell'energia chimica contenuta in queste sostanze, che viene convertita in energia termica, nonché la produzione di anidride carbonica e vapore acqueo. Si capisce dunque come mai l'utilizzo intensivo di queste fonti di energia sia collegato alle enormi emissioni di CO<sub>2</sub> da parte dell'uomo e il loro ruolo sui cambiamenti climatici<sup>19</sup>.

L'uranio ha invece un'origine più complessa: sembrerebbe che si sia formato più di 6 miliardi di anni fa durante la nucleosintesi delle *Supernovae*, oppure dalla fusione di stelle a neutroni. Questo è sufficiente per capire come mai sia una fonte non rinnovabile. Con il processo della fissione nucleare, il nucleo degli atomi di uranio viene alterato, portando ad una riduzione nel numero di neutroni e liberando enormi quantità di energia termica.

Nel secondo gruppo (fonti di energia rinnovabile) fanno parte quelle fonti di energia che non sono soggette ad esaurimento con l'utilizzo, in quanto inserite all'interno di alcuni processi naturali che portano al loro costante rimpiazzo. Tali fonti sono, ad esempio, il Sole, il vento e l'acqua in movimento.

Il secondo criterio porta invece alla distinzione tra combustibili fossili da un lato, e fonti a basse emissioni di Gas Serra (fonti *low carbon*) dall'altro. I due criteri differiscono per la posizione dell'uranio, e quindi dell'energia nucleare: il primo criterio si focalizza sul fatto che l'uranio è un

---

<sup>18</sup>Per la definizione, si veda [19].

<sup>19</sup> Nel 2019, fornivano l'84,32% dell'energia globale: nel 1965 la produzione energetica globale si basava per il 93,77% sui combustibili fossili. È vero che c'è stata una riduzione relativa nell'utilizzo di queste fonti a favore di fonti *low carbon*, tuttavia a livello assoluto l'uso dei combustibili fossili non si sta riducendo, ma sta aumentando anch'esso, passando da 40.552 TWh del 1965 a 136.761 TWh del 2019 (i dati esposti sono stati ricavati dal sito web "Our world in data" [20] consultando le voci "Fossil fuels consumption" e "Share of primary energy from fossil fuels").

elemento finito in natura, e lo accomuna ai combustibili fossili, mentre il secondo criterio pone attenzione sul fatto che la produzione di energia nucleare comporta un danno ambientale, misurato in volume di CO<sub>2</sub> emessa, molto basso e dunque paragonabile all'energia eolica, solare o idroelettrica.

Nel proseguo del Capitolo, questo secondo criterio è adottato per descrivere il funzionamento generale delle varie centrali elettriche, che trasformano una specifica fonte di energia in energia elettrica.

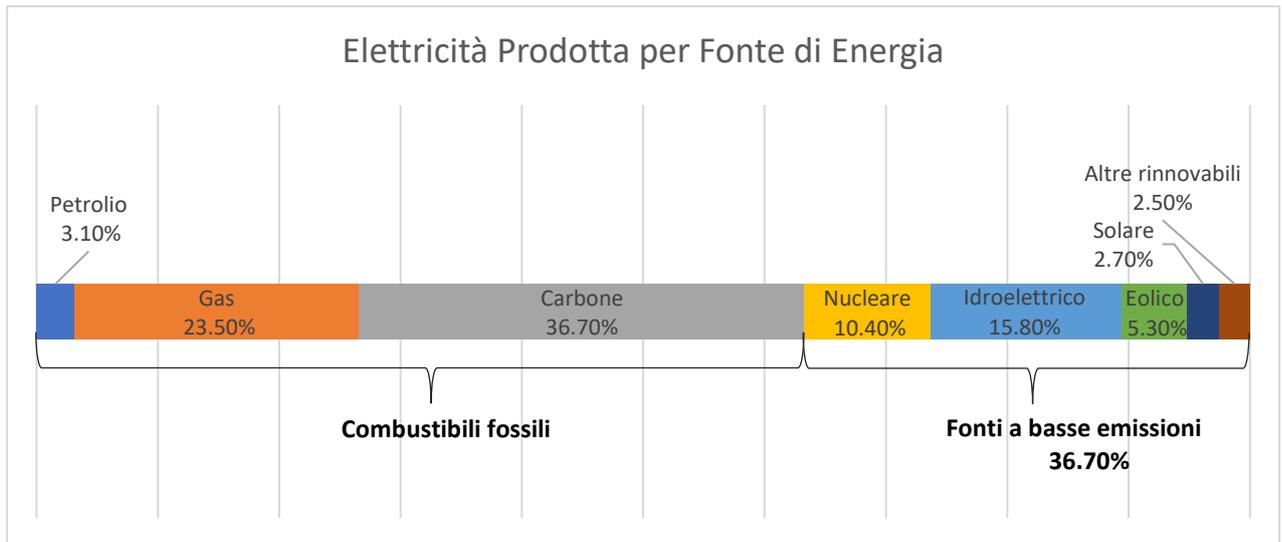


Figura 1.8: peso percentuale di utilizzo delle diverse fonti di energia per la produzione di energia elettrica<sup>20</sup>.

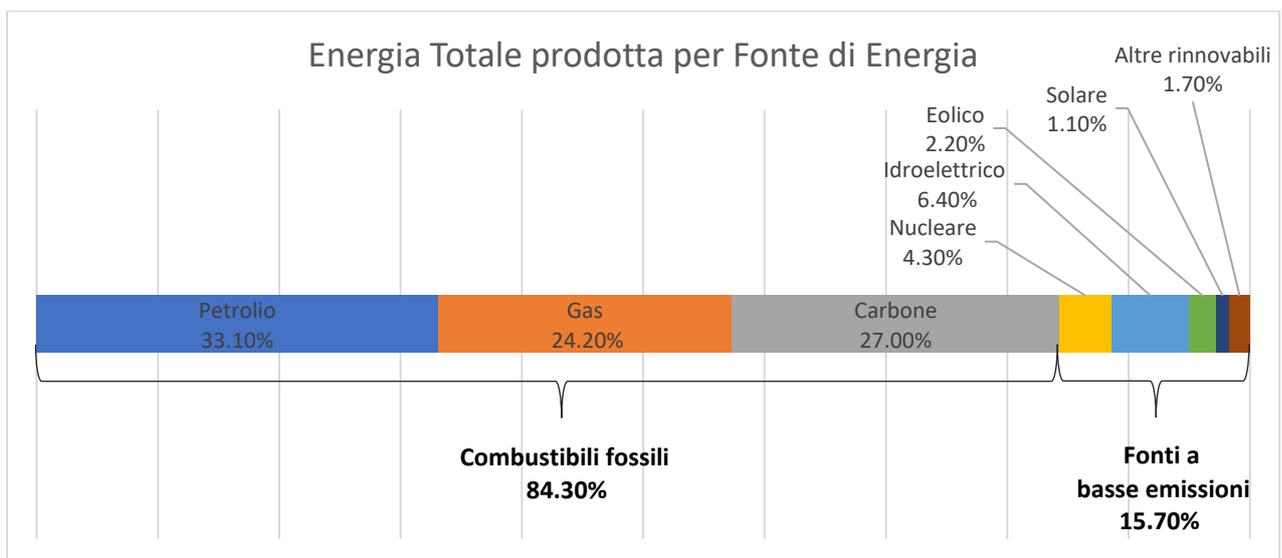


Figura 1.9: peso percentuale di utilizzo delle diverse fonti di energia per la produzione complessiva di energia<sup>21</sup>

<sup>20</sup> Dati presi dal sito web della pubblicazione scientifica online: Our World in Data. [21]

<sup>21</sup> Dati presi dal sito web della pubblicazione scientifica online: Our World in Data. [21]

### 1.2.1 - Combustibili fossili: la centrale termoelettrica

Queste centrali elettriche sono alimentate da combustibili fossili (gas, petrolio, carbone). Questo materiale viene bruciato all'interno di una fornace, emettendo vapore ad alte temperature, trasformando dunque l'energia chimica contenuta nel combustibile in energia termica. Il calore viene convogliato in un boiler, circolando all'interno di tubature circondate da acqua fredda. In questo modo, il calore fa evaporare l'acqua. Il vapore così originato ha una pressione molto elevata, e viene direzionata verso una turbina che è messa in movimento grazie alla pressione del vapore. L'energia contenuta nel vapore viene così convertita in energia cinetica. Il vapore caldo viene poi indirizzato nelle torri di raffreddamento, per far condensare il vapore e utilizzare nuovamente l'acqua per ripetere il processo (solo una piccola parte di vapore viene persa nel processo), mentre la turbina è collegata ad asse con un generatore elettrico, ruotando dunque grazie al moto impresso dalla turbina e generando così energia elettrica.

### 1.2.2 - Fonti di energia *low carbon*

Poiché la produzione di energia tramite combustibili fossili sta portando ad un incremento molto pericoloso della concentrazione di CO<sub>2</sub> nell'atmosfera, ed essendo questo il *driver* principale del cambiamento climatico a cui stiamo assistendo, molta attenzione sta venendo posta sull'utilizzo di fonti di energia *low carbon*.

A differenza dei combustibili fossili, che per liberare l'energia chimica in essi contenuti devono passare attraverso la combustione, che rilascia nell'atmosfera grandi quantità di CO<sub>2</sub>, l'utilizzo di queste fonti non richiede la combustione e dunque il processo di produzione di energia non porta all'inquinamento atmosferico.

#### 1.2.2.1 - Energia idroelettrica

Una centrale idroelettrica trasforma l'energia idraulica di un corso d'acqua, naturale o artificiale, in energia elettrica.

La costruzione di una centrale idroelettrica nella maggior parte dei casi è legata alla realizzazione di una diga, che consente di accumulare le acque rendendo disponibile l'energia potenziale. Esistono

anche centrali idroelettriche prive di sbarramento che sfruttano solo il normale corso del fiume, e vengono chiamate ad acqua fluente. L'acqua è trasportata in prossimità della centrale idroelettrica attraverso i canali di derivazione, tubazioni che sono collegate ad un pozzo piezometrico. Da questo pozzo l'acqua è incanalata nelle condotte forzate, che sfruttando un ampio dislivello la portano fino alla sala macchine. L'acqua arriva alla centrale ed è convogliata nella turbina, uno dei componenti più importanti di un impianto idroelettrico. In ogni turbina c'è un organo fisso, che ha il compito di dirigere e regolare il flusso dell'acqua verso un organo mobile, la girante, che spinta dall'acqua genera energia meccanica. L'alternatore, altro elemento fondamentale della centrale, è rigidamente accoppiato all'albero della turbina, ed è un dispositivo che trasforma l'energia meccanica di rotazione in energia elettrica. Tutto il sistema di una centrale idroelettrica è comandato, controllato e protetto da apparecchiature elettroniche e meccaniche, che sorvegliano il processo produttivo e intervengono in caso di guasto e/o anomalie di funzionamento provvedendo a fermare tutto il sistema idroelettrico in tempi brevissimi. Negli ultimi anni, grazie al progresso della tecnologia informatica e di telecomunicazioni, quasi tutti gli impianti idroelettrici sono comandati a distanza da un numero limitato di centri di telecontrollo, che sovrintendono a tutte le operazioni necessarie all'esercizio delle centrali.

Le variabili che determinano la capacità di generare energia della turbina sono il salto utile e la portata. Il salto utile è il dislivello misurato in metri tra la quota in cui si trova l'acqua prima di entrare nel sistema di raccolta e quella di arrivo alla sala macchine. La portata è il volume misurato in metri cubi dell'acqua che transita attraverso una sezione nel tempo di un secondo.

### 1.2.2.2 - Energia nucleare

In una centrale termonucleare alcuni metalli pesanti, tra cui principalmente l'uranio arricchito, sono utilizzati come combustibile. Questo particolare isotopo<sup>22</sup> viene estratto in natura assieme all'uranio impoverito, più abbondante. Dopo uno specifico processo di separazione, l'uranio arricchito può essere infine utilizzato nelle centrali termonucleari<sup>23</sup>. Questo metallo ha la caratteristica di essere

---

<sup>22</sup> In chimica, un isotopo indica un atomo (o uno ione) di uno stesso elemento chimico, avente tuttavia un numero diverso di neutroni all'interno del nucleo: ciò comporta che il comportamento chimico-fisico degli isotopi differisce leggermente rispetto a quello atteso da atomi dello stesso elemento. L'isotopo <sup>235</sup>U è l'unico isotopo disponibile in natura in quantità apprezzabili e che può essere sottoposto a fissione nucleare.

<sup>23</sup> L'uranio estratto dalle miniere, infatti, presenta una quantità molto ridotta dell'isotopo <sup>235</sup>U (circa lo 0,72%, in peso): tramite il processo dell'arricchimento dell'uranio, che può avvenire con diversi metodi, si può incrementare la percentuale di questo isotopo, portandolo a valori più adatti all'utilizzo (per i reattori nucleari, questa percentuale è almeno superiore al 3%).

naturalmente radioattivo, ossia emette particelle energetiche. Questa energia viene emessa sotto forma di raggi Alfa, ovvero come nuclei di elio-4 quindi due protoni e due neutroni, come raggi Beta, ossia elettroni o positroni, raggi Gamma, fotoni ad alta energia, raggi X, fotoni a minore energia, o neutroni liberi. Durante la prima metà del ventesimo secolo alcuni fisici, tra cui principalmente Enrico Fermi, scoprirono che bombardando con un neutrone un nucleo di uranio si poteva accelerarne il processo di decadimento, liberando enorme quantità di energia, ed è proprio questo processo che sta alla base delle attuali centrali termonucleari. In queste centrali, dei tubi metallici vengono riempiti con pastiglie (o barre) di uranio, il quale viene bombardato con neutroni, avviando il processo di fissione. La fissione è un particolare processo che può essere definito "indipendente" poiché una volta avviato, e se la massa di combustibile coinvolta è uguale o superiore alla cosiddetta massa critica<sup>24</sup>, i neutroni liberi rilasciati dagli atomi di uranio spaccati da neutroni vanno a colpire altri atomi ancora intatti, provocando un effetto a catena che produce incredibili quantità di energia termica. Queste barre vengono quindi immerse in grandi vasche piene d'acqua o altro liquido refrigerante, che riscaldato dalle barre stesse e tramite uno scambiatore di calore, produce vapore ad altissima pressione; questo fa girare degli enormi generatori elettromagnetici che forniscono energia alla rete elettrica. Ma il nocciolo del reattore, ovvero la struttura nella quale sono contenute le barre metalliche, non è lasciato a sé stesso: tramite l'utilizzo di barre di cadmio, il quale assorbe i neutroni liberi rilasciati dalla reazione di fissione, si può diminuire o aumentare la potenza dei reattori fino a spegnerli del tutto in caso di pericolo. Il problema sorge quando il complesso sistema di refrigeramento dei reattori smette di funzionare regolarmente, dando vita ad un pericolosissimo surriscaldamento delle barre metalliche. Nel caso in cui non si riesca a spegnere i reattori abbastanza in fretta oppure quando la loro rottura libera il contenuto radioattivo, può avvenire la fusione del nocciolo, per cui le barre metalliche si scaldano fino a fondersi. Inoltre i metalli che compongono le barre metalliche reagiscono con l'acqua della vasca in cui sono immerse, liberando idrogeno, altamente infiammabile e dall'altissimo potere calorico; quando l'idrogeno per qualche motivo viene a contatto con ossigeno e con intenso calore, la reazione è altamente esplosiva. La pericolosità vera e propria dell'esplosione di un reattore nucleare non è solo la potenza distruttiva della deflagrazione, ma anche le grandi quantità di radioisotopi attivi prodotti dalla rottura dei nuclei di uranio, e successivamente inalati o ingeriti dagli esseri viventi, anche a seguito delle piogge radioattive. A questo punto i fenomeni ad alta energia che avvenivano negli isotopi all'interno della centrale nucleare continuano a verificarsi anche nel nostro corpo, e quando viene danneggiato il DNA, l'effetto è molto pericoloso perché possono insorgere gravi tumori.

---

<sup>24</sup> Per massa critica di un materiale fissile si indica la quantità di tale materiale necessaria affinché una reazione nucleare a catena possa sostenersi in maniera autonoma.

### 1.2.2.3 - Energia eolica

L'energia eolica è prodotta dal movimento dell'aria causato dal gradiente atmosferico: i flussi d'aria si muovono da regioni a più alta pressione atmosferica verso regioni a bassa pressione. Maggiore è il gradiente della pressione atmosferica, maggiore sarà la velocità del vento e, dunque, l'energia cinetica da essa trasportata e che può essere catturata dall'uomo tramite le pale eoliche. Queste, collegate ad un generatore, producono energia elettrica. Tuttavia, le pale non ruotano a velocità sufficientemente elevata per produrre una quantità di energia elettrica significativa, a causa di problemi di attrito e resistenza meccanica: dunque, prima di essere accoppiate al generatore, la velocità viene aumentata tramite un sistema di ingranaggi che permette di ottenere il rapporto di velocità desiderato. Altri elementi caratteristici sono il freno, che blocca la rotazione delle pale quando la velocità elevata rischia di produrre danni meccanici, e sensori di intensità e direzione del vento, in modo da orientare opportunamente la pala per ottenere il miglior rendimento. Non tutta l'energia cinetica del vento che attraversa le pale viene assorbita dalle pale: infatti, quando l'aria attraversa la turbina, perde velocità ma non si arresta. Da ciò deriva che c'è un limite teorico di efficienza che può essere raggiunto da una turbina eolica, chiamato limite di Betz, ed è pari al 59,3%.

### 1.2.2.4 - Energia fotovoltaica

L'effetto fotovoltaico è il principio alla base della conversione della luce solare in elettricità tramite le celle fotovoltaiche.

La luce solare non è una sola entità, ma le radiazioni del suo spettro hanno differente energia: la radiazione infrarossa ha energia più bassa mentre la radiazione ultravioletta ha energia più alta. Tra queste due tipologie di radiazioni (invisibili per l'uomo) si collocano le radiazioni che appartengono allo spettro visibile. Poiché la luce può essere caratterizzata come un'onda elettromagnetica, ad essa può essere associata una frequenza: minore l'energia, minore la frequenza della luce.

Non tutta la luce solare che colpisce l'atmosfera raggiunge la superficie terrestre: i raggi-X vengono quasi interamente assorbiti dall'atmosfera<sup>25</sup>, così come una buona parte dei raggi UV<sup>26</sup>, mentre altra

---

<sup>25</sup> I raggi-X, entrando nell'atmosfera, "strappano" uno degli elettroni lontani dai nuclei degli atomi di ossigeno e azoto: la grande energia del raggio-X viene dunque assorbita in questo processo, così che la radiazione non arriva a toccare il suolo terrestre.

<sup>26</sup> I raggi UV interagiscono con l'ossigeno molecolare, O<sub>2</sub>, presente nella stratosfera, separando i due atomi di ossigeno: ogni atomo di ossigeno libero si lega ad una molecola di ossigeno, formando così una molecola di ozono, O<sub>3</sub>. Altri raggi UV portano alla separazione dell'ozono appena formatosi in una molecola di O<sub>2</sub> e in

parte della luce viene riflessa nello spazio e altra viene diffusa dall'atmosfera stessa. L'intensità della luce solare che raggiunge il suolo si indebolisce quanto maggiore è l'inclinazione dei raggi del Sole, perché attraversano uno spessore maggiore di atmosfera. L'atmosfera è un potente assorbitore e può tagliare l'energia del Sole che raggiunge la Terra del 50% ed oltre.

Per catturare questa energia si utilizzano le celle fotovoltaiche: la luce colpisce una cella fotovoltaica e trasmette energia sufficiente per liberare alcuni elettroni. Una barriera di potenziale incorporata nella cella agisce su questi elettroni per produrre una tensione (la cosiddetta fototensione), che può essere utilizzata per guidare una corrente attraverso un circuito. Per spiegare come funziona il processo, consideriamo una cella fotovoltaica in silicio<sup>27</sup>. Quando la luce colpisce un cristallo di silicio, può essere riflessa, assorbita o attraversata. La luce di maggiore energia può alterare le proprietà elettriche del cristallo. Se tale luce colpisce un elettrone legato, l'elettrone viene strappato dal suo posto nel cristallo. Questo lascia un legame di silicio a cui manca un elettrone e libera un elettrone per muoversi nel cristallo. Un legame a cui manca un elettrone è chiamato "buco o lacuna di valenza". Si dice che un elettrone libero di muoversi attraverso il cristallo si trova nella banda di conduzione del cristallo, perché gli elettroni liberi sono il mezzo attraverso il quale scorre l'elettricità. Sia gli elettroni in banda di conduzione che le lacune giocano un ruolo importante nel comportamento elettrico delle celle fotovoltaiche. Gli elettroni e le lacune liberate dalle loro posizioni nel cristallo in questo modo sono dette coppie elettrone-lacune generate dalla luce. Un buco in un cristallo di silicio può, come un elettrone libero, muoversi attorno al cristallo. Il mezzo con cui il buco si muove è il seguente: un elettrone da un legame vicino a un buco può facilmente legarsi al buco, lasciando dietro di sé un legame incompleto, cioè un nuovo buco. Questo accade velocemente e frequentemente gli elettroni dei legami vicini scambiano posizioni con buchi, inviando buchi casualmente e in modo irregolare in tutto il solido. Maggiore è la temperatura del materiale, più gli elettroni e le lacune sono agitati e più si muovono.

La generazione di elettroni e lacune da parte della luce è il processo centrale che caratterizza l'effetto fotovoltaico, ma non produce di per sé una corrente. Se non ci fosse nessun altro meccanismo coinvolto in una cella solare, gli elettroni e le lacune generate dalla luce si snodano casualmente intorno al cristallo per un po' di tempo e poi perdono la loro energia termica mentre tornano alle posizioni di valenza. Per sfruttare gli elettroni e le lacune per produrre una forza elettrica e una

---

ossigeno monoatomico O: il processo è continuo ed in equilibrio (se non alterato da sostanze inquinanti come i CloroFluoroCarburi).

<sup>27</sup> Le celle in silicio sono le più tradizionali, le prime ad essere state prodotte (le prime celle fotovoltaiche furono realizzate alla fine dell'800, ma mai messe in circolazione data l'efficienza intorno all'1%, ed erano fatte in selenio): nel [Secondo Capitolo](#) verranno mostrati gli sviluppi di questa tecnologia, ma per spiegare il funzionamento generale della conversione della luce solare in energia elettrica, si può far riferimento alle celle in silicio.

corrente, è necessario un altro meccanismo: una barriera di "potenziale" incorporata. Questa è costituita da cariche elettriche opposte l'una di fronte all'altra su entrambi i lati di una linea divisoria. La barriera potenziale separa selettivamente elettroni e lacune generati dalla luce, inviando più elettroni a un lato della cellula e più buchi all'altro. Così separati, gli elettroni e le lacune hanno meno probabilità di ricongiungersi e perdere la loro energia elettrica. Questa separazione di carica crea una differenza di tensione tra le due estremità della cella, che può essere utilizzata per guidare una corrente elettrica in un circuito esterno.

## 1.3 – Impatto ambientale delle diverse centrali elettriche

### 1.3.1 - Come si misura

Descritto in breve il funzionamento generale delle diverse centrali elettriche, bisogna fare un ulteriore passo avanti per capire l'impatto ambientale che ciascuna fonte di energia ha nella produzione di elettricità. Infatti, non solo la fase operativa di produzione di energia deve essere considerata, ma anche quella della costruzione degli impianti stessi (e tutte le operazioni ad essa associate, come il reperimento dei materiali, il loro trasporto *in loco*, le opere ambientali necessarie, la manutenzione e lo smaltimento dei rifiuti), la quale produce emissioni di sostanze inquinanti e conseguenze sull'ecosistema in cui sono realizzati. Pertanto, sebbene le fonti di energia rinnovabile non producano Gas Serra durante la produzione di elettricità, tutte le altre fasi che interessano la messa in opera di questi impianti hanno sicuramente un impatto ambientale. Ed è importante considerare questi aspetti per valutare le strategie più efficaci per ridurre l'impatto dell'uomo sull'ambiente, e dunque per invertire il trend dei cambiamenti climatici.

Per analizzare questi aspetti si adotta il *Life Cycle Assessment (LCA)*, una metodologia analitica e sistematica che valuta il potenziale impatto ambientale di un prodotto, processo o servizio, lungo tutto il suo ciclo di vita. Tipicamente, il processo si compone di tre fasi principali:

- Costruzione dell'inventario del ciclo di vita;
- Calcolo dei risultati della valutazione dell'impatto del ciclo di vita;
- Interpretazione dei risultati.

L'inventario del ciclo di vita (*Life Cycle Inventory, LCI*) è una descrizione dei processi e dei relativi input e output da e verso l'ambiente e l'economia. Nella valutazione dell'impatto del ciclo di vita (*Life Cycle Impact Assessment, LCIA*) le emissioni ambientali vengono aggregate per produrre degli

indicatori di impatto rappresentativi di una categoria di danno all’ecosistema, come quelli mostrati nella seguente tabella:

<b>Etichetta</b>	<b>Nome completo</b>	<b>Unità di misura</b>
<b>GWP<sub>100</sub></b>	<i>Global Warming Potential (periodo di 100 anni)</i>	kg CO <sub>2</sub> eq/MWh
<b>PMF</b>	<i>Particulate Matter Formation Potential</i>	kg PM <sub>10</sub> eq/MWh
<b>TAP</b>	<i>Terrestrial Acidification Potential</i>	kg SO <sub>2</sub> eq/MWh
<b>FEP</b>	<i>Freshwater Eutrophication Potential</i>	kg P eq/MWh
<b>FET</b>	<i>Freshwater Ecotoxicity Potential</i>	kg 1,4 DCB eq/MWh
<b>LOP</b>	<i>Land Occupation Potential</i>	m <sup>2</sup> a/MWh

Tabella 1.4: principali indicatori di impatto considerati nel Life Cycle Impact Assessment<sup>28</sup>

Nel paragrafo successivo si riportano i risultati e le analisi svolte dal *European Environment Information and Observation Network (Eionet)*<sup>29</sup>.

<sup>28</sup> Per approfondimenti sulla metodologia adottata nonché sui calcoli relativi ai diversi indicatori di impatto: EIONET, “A life cycle perspective on the benefits of renewable electricity generation – Methodology and assumptions, 2020. [22]

<sup>29</sup> Si tratta di un organo interno della *European Environment Agency*.

### 1.3.2 - Risultati

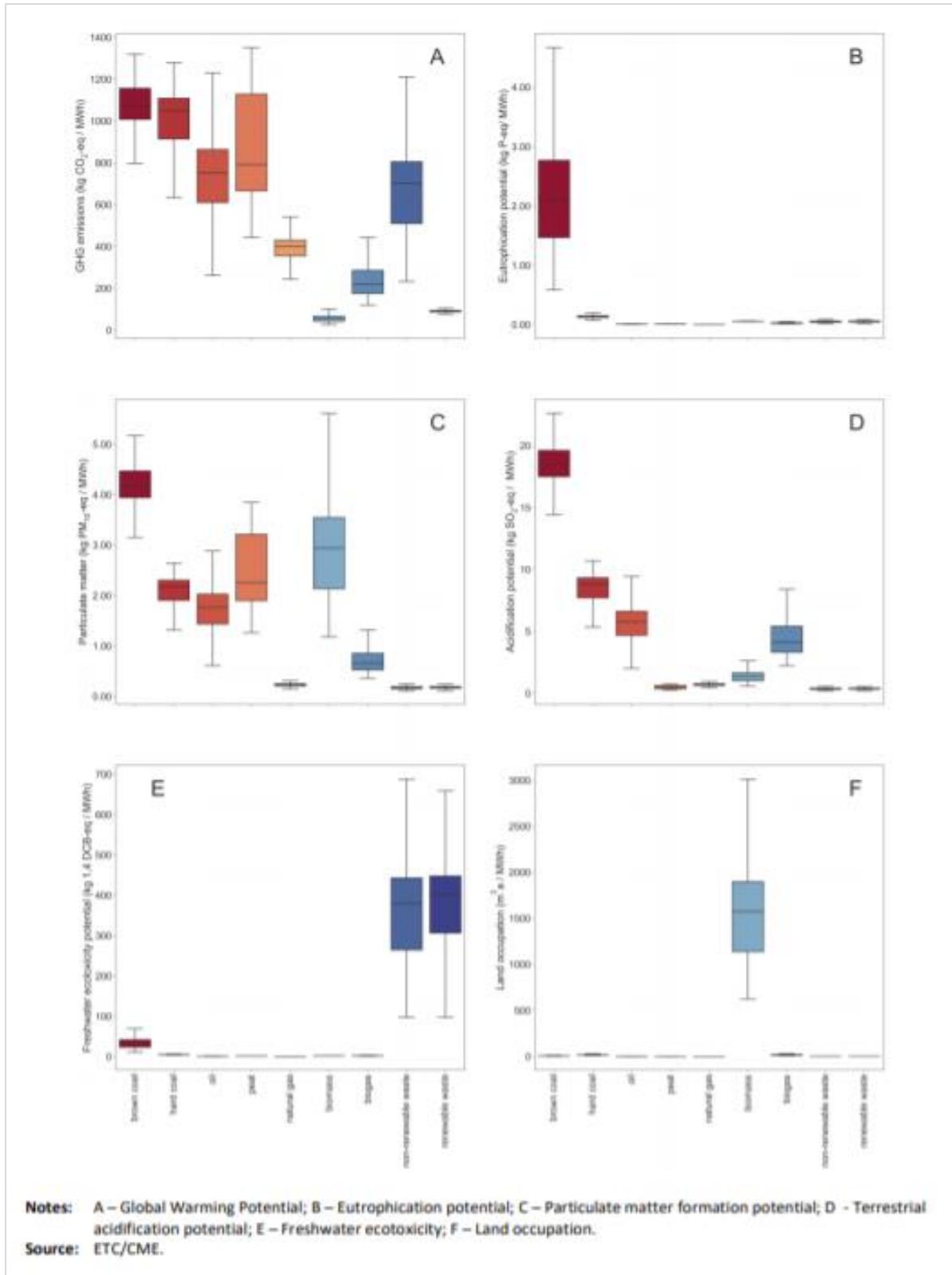
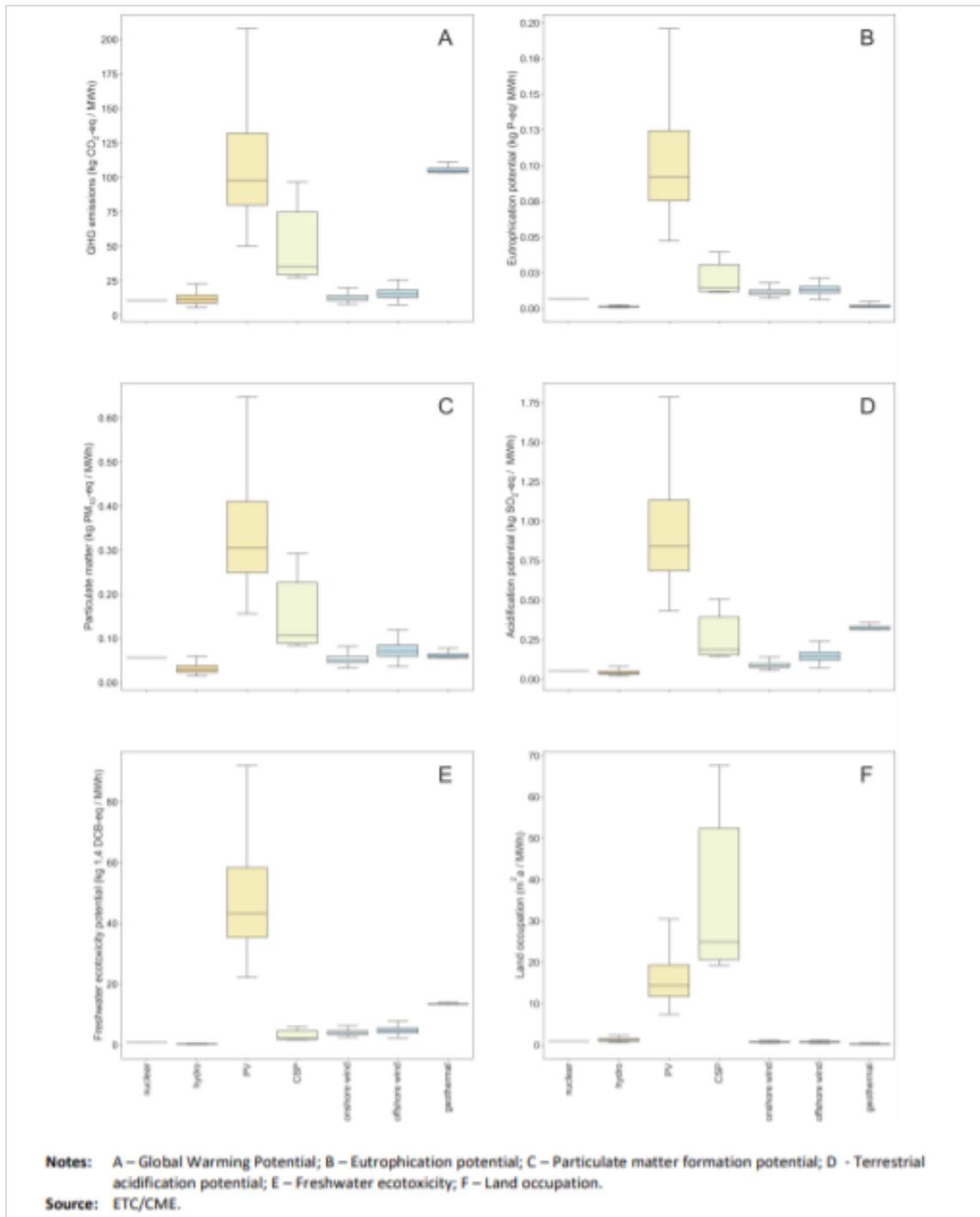


Figura 1.10: valori stimati degli indicatori di impatto per i principali impianti di produzione di energia elettrica tramite fonti non rinnovabili.



**Figura 1.11:** valori stimati degli indicatori di impatto per i principali impianti di generazione di energia elettrica tramite fonti rinnovabili.

Da queste analisi risulta che per tutti questi indicatori, l'impatto ambientale causato dai combustibili fossili considerando il ciclo di vita complessivo è molto superiore rispetto a quello generato dalle fonte *low carbon*. Di queste, tuttavia, l'energia fotovoltaica è quelle che risulta generare complessivamente un impatto ambientale maggiore.

## 1.4 – Cosa si sta facendo per cambiare rotta

Il tentativo di contrastare i cambiamenti climatici è una missione che l'uomo sta portando avanti dal 1992, quando a Rio de Janeiro si tenne il Summit della Terra, la prima conferenza mondiale dei capi di Stato sull'ambiente<sup>30</sup>. Da allora si sono susseguite altre conferenze mondiali e soprattutto delle decisioni politiche internazionali congiunte per il raggiungimento di obiettivi concordati riguardanti il contenimento dell'aumento della temperatura globale rispetto ai livelli preindustriali.

L'Accordo di Parigi (2015) è l'ultimo di questi accordi: è il primo accordo universale<sup>31</sup> e giuridicamente vincolante riguardante la lotta ai cambiamenti climatici. I Governi hanno concordato di [3]:

- mantenere l'aumento medio della temperatura mondiale ben al di sotto di 2°C rispetto ai livelli preindustriali come obiettivo a lungo termine;
- puntare a limitare l'aumento a 1,5°C, dato che ciò ridurrebbe in misura significativa i rischi e gli impatti dei cambiamenti climatici;
- fare in modo che le emissioni globali raggiungano il livello massimo al più presto possibile, pur riconoscendo che per i paesi in via di sviluppo occorrerà più tempo;
- conseguire rapide riduzioni successive delle emissioni secondo le migliori conoscenze scientifiche disponibili, in modo da raggiungere un equilibrio tra emissioni e assorbimenti nella seconda metà del secolo.

L'Accordo di Parigi è stato seguito dalla redazione del *Katowice Climate Package* [4], durante la 23<sup>a</sup> Conferenza delle Parti (COP 23) della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici svoltasi a Katowice nel 2018: esso individua meccanismi e procedure necessarie per rendere operativo l'Accordo di Parigi. In modo particolare, viene stabilito che dal 2020, ogni cinque anni tutti i Paesi che hanno firmato l'Accordo devono produrre un piano d'azione per rispettare i propri impegni riguardo alla mitigazione dei cambiamenti climatici. Questi piani, chiamati *NDCs*, *Nationally Determined Contributions*, sono poi inviati alla segreteria dell'*UNFCCC*, che li sottopone ad analisi ed eventualmente richiede di apportare modifiche o revisioni, qualora le politiche proposte da un Paese siano troppo poco ambiziose o non plausibili.

---

<sup>30</sup> La convocazione della Conferenza venne stimolata dalla pubblicazione 1987 del rapporto Brundtland, noto anche come *Our Common Future*, in cui per la prima volta venne introdotto il concetto di sviluppo sostenibile. [23]

<sup>31</sup> L'Accordo è stato infatti firmato da 197 Stati del mondo, considerando che ci sono 196 Stati sovrani e 12 non riconosciuti nel mondo (si veda: [24]).

È nell'ambito di questo sforzo coordinato a livello mondiale che la Commissione Europea dichiara l'obiettivo di rendere l'Unione Europea la prima regione del mondo climaticamente neutra entro il 2050, presentando dunque lo *European Green Deal* (11 dicembre 2019) [5]. Si tratta della strategia di crescita dell'Unione Europea, che contempra la transizione verso un modello economico sostenibile che sia caratterizzato da un ambiente più pulito, energia più accessibile, trasporti *smart*, nuovi posti di lavoro e una qualità della vita complessivamente migliore. Sono previsti diversi meccanismi di finanziamento per realizzare questo percorso che costituiscono il pilastro fondamentale dell'accordo europeo, lo *European Green Deal Investment Plan (EGDIP)*. Esso si prefigge di destinare almeno 1.000 miliardi di euro in investimenti sostenibili nel periodo 2021-2030 (in particolar modo tramite la *European Investment Bank*), di creare un contesto in cui privati e settore pubblico possano più facilmente effettuare investimenti sostenibili, e infine di fornire supporto alle amministrazioni pubbliche e ai promotori di progetti ai fini dell'individuazione, della strutturazione e dell'esecuzione di progetti sostenibili.

Il piano degli investimenti prevede due fonti di finanziamento principali: circa 503 miliardi di euro deriverebbero direttamente dal bilancio dell'Unione Europea<sup>32</sup> e dallo *EU Emissions Trading System (ETS)*. In particolare, quest'ultimo rappresenta il primo e il più grande mercato del carbonio.

Quest'ultimo è stato introdotto nel 2005 e ha attraverso quattro Fasi, sebbene il funzionamento di base sia rimasto il medesimo. Opera in tutti gli stati dell'UE (in aggiunta: Islanda, Liechtenstein e Norvegia), e limita le emissioni di Gas Serra di circa 10.000 installazioni nel settore energetico, nell'industria manifatturiera e delle compagnie aeree, coprendo circa il 40% delle emissioni totali dell'Unione Europea. Esso funziona sul principio "*cap and trade*": sulla base degli obiettivi sul clima, di volta in volta viene stabilito un limite massimo (il *cap*) di emissioni di Gas Serra, misurate in tonnellate equivalenti di CO<sub>2</sub> (tCO<sub>2</sub>e<sup>33</sup>), che possono essere prodotte complessivamente dalle installazioni che partecipano al sistema. Durante la Fase 1 (2005-2007) il *cap* complessivo era di 2.058 milioni di tCO<sub>2</sub>e, nella Fase 2 (2008-2012) era sceso a 1.859 milioni di tCO<sub>2</sub>e; a partire dalla Fase 3 (2013-2020) si assiste ad un cambiamento, poiché sono entrati nel sistema dei settori che nelle due Fasi precedenti non vi partecipavano (ad esempio, l'aviazione, il petrolchimico e l'alluminio), e pertanto il *cap* iniziale nel 2013 era stato alzato a 2.084 milioni di tCO<sub>2</sub>e, ma stabilendo che ogni anno fino al 2020 si sarebbe ridotto di 38 milioni di tCO<sub>2</sub>e, pari a circa l'1,74% delle emissioni medie della Fase 2; la Fase 4 (2021-2030, anche se probabilmente verrà ridotta la durata di questa Fase per introdurre una Fase 5 che terminerebbe nel 2030) prevede una riduzione annua delle emissioni pari al 2,2%.

---

<sup>32</sup> Pari al 25% dell'intero bilancio UE del periodo 2021-2027 (si veda: [54]).

<sup>33</sup> Per il significato di questa unità di misura, si veda nota [16].

Per rendere operativo il sistema, tuttavia, non basta fissare un *cap* complessivo, ma questo deve essere allocato tra tutti gli impianti e installazioni che fanno parte del sistema: ciò avviene tramite l'attribuzione di quote di emissione a ciascun partecipante del meccanismo. Ciascuna di queste quote rappresenta il diritto a poter emettere 1 tCO<sub>2</sub>e e può anche essere scambiata all'interno del sistema. Il metodo di attribuzione delle quote è piuttosto articolato, ma può essere così sintetizzato: nella Fase 1, la maggior parte delle quote è stata allocata gratuitamente, e una percentuale maggiore è stata indirizzata a settori strategici (tutto ciò è stato concordato in sede di Commissione Europea), mentre dalla Fase 2 in poi le quote sono state assegnate in parte gratuitamente e in parte mediante un meccanismo d'asta (con lo sviluppo del sistema, la percentuale delle quote emesse a titolo gratuito è diminuita, e durante la Fase 3 il 57% delle quote era stata allocata tramite asta): infatti, ogni anno le aziende che fanno parte del sistema devono restituire tante quote quante sono le tCO<sub>2</sub>e emesse alla Commissione, la quale l'anno successivo provvederà ad allocarle nuovamente. Qualora la società avesse prodotto più Gas Serra di quanto concessogli ad inizio anno, avrà quattro mesi di tempo (fine aprile dell'anno successivo) per acquistare sul mercato quote da soggetti che, invece, a fine anno si sono trovati con un *surplus* di quote, avendo inquinato meno di quanto consentitogli. Se non riuscisse a sistemare il proprio bilancio di emissioni, la società dovrà pagare una multa di 100 euro per ogni tCO<sub>2</sub>e emessa e non coperta da quote di emissione.

Sono inoltre previsti investimenti pari a 279 miliardi di euro da parte di *InvestEU* sia nel settore privato che pubblico, nonché un "meccanismo per una transizione equa" che apporti almeno 100 miliardi di euro nel periodo 2021-2027 a sostegno dei lavoratori e dei cittadini delle regioni più colpite dalla transizione.

Nell'ambito delle politiche europee sul clima, il 2030 è considerato un anno importante per il raggiungimento di una Europa ad emissioni nette pari a zero. Il 14 luglio 2021, la Commissione Europea ha presentato il pacchetto "*Fit for 55*" [6] in una conferenza informale in Slovenia, con l'obiettivo di incrementare la riduzione annua delle emissioni dal 2,2% al 4,2%, implementando diverse misure correttive tra cui:

- revisione dell'*EU ETS*;
- introduzione graduale di un Meccanismo di Regolazione delle Frontiere del Carbonio (*Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM*) per le importazioni a partire dal 2026 (è stato indicato un periodo di transizione di 3 anni a partire dal 2023) per evitare la rilocalizzazione delle emissioni di anidride carbonica: prevede un dazio sulle importazioni UE di elettricità, cemento, alluminio, fertilizzanti e prodotti siderurgici, a seconda del contenuto di emissioni connesse alla produzione e della differenza tra il prezzo dell' *EU ETS* e l'eventuale prezzo della CO<sub>2</sub> pagato nel paese di produzione. Tale meccanismo, secondo l'idea dei proponenti,

costituirebbe un passo avanti verso la piena internalizzazione dei costi delle emissioni di Gas Serra nel mercato dell'UE;

- una riduzione del 55% delle emissioni dei mezzi di trasporto privati entro il 2030 e del 100% delle emissioni prodotte dai veicoli di nuova produzione entro il 2035, il che equivarrebbe a un divieto di vendita di mezzi di trasporto di nuova produzione con motore a combustione interna;
- un aumento dell'obiettivo delle centrali elettriche che sfruttano le energie rinnovabili dal 32% al 40%, con piani per semplificare alcuni processi autorizzativi e affrontare altri ostacoli;
- attuazione di un nuovo principio di tassazione dell'energia che tassa l'elettricità e i prodotti energetici in base al contenuto energetico e alle prestazioni ambientali;
- neutralità climatica per l'uso del suolo, la silvicoltura e il settore agricolo entro il 2035.

## Secondo Capitolo - Finanziare la sostenibilità: il caso del fotovoltaico

### 2.1 - Analisi del mercato delle energie rinnovabili

#### 2.1.1 - Capacità installata

Negli ultimi 20 anni si stanno compiendo grandi sforzi per affrontare il problema dei cambiamenti climatici. Le sfide sono ancora tante: accompagnare le aziende che operano costantemente con i combustibili fossili durante la transizione ad un nuovo modello di business; rivoluzionare il sistema dei trasporti per rendere tutti gli automezzi a basso impatto ambientale (il che richiede anche ulteriori sviluppi tecnologici); migliorare i processi produttivi relativi alle batterie, unico strumento per poter immagazzinare l'energia prodotta tramite fonti rinnovabili, e affrontare i problemi relativi al riciclo delle stesse.

Uno dei settori chiave nell'ambito della riduzione delle emissioni di Gas Serra è quello della produzione di energia elettrica, come mostrato in Figura 1.7. Dall'inizio del secolo, la nuova capacità installata ha visto un trend crescente: la percentuale coperta da energie rinnovabili è salita anch'essa di anno in anno, vedendo ridotto (a partire dal 2014) l'ammontare assoluto della nuova capacità installata tramite fonti non rinnovabili.

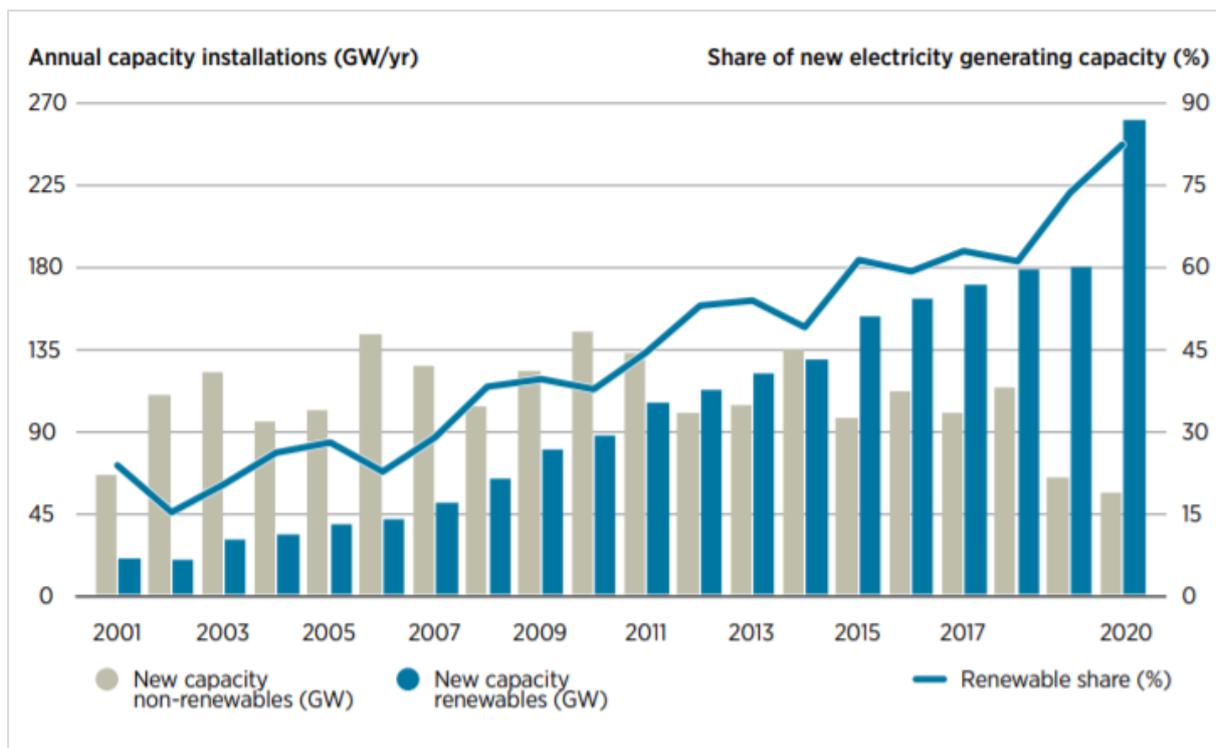


Figura 2.1: nuova capacità installata per fonti rinnovabili e non rinnovabili, dal 2001 al 2020<sup>34</sup>.

Nel 2020 sono stati installati circa 260 GW di capacità tramite impianti basati su fonti di energia rinnovabili, contro i circa 50 GW installati che utilizzano fonti non rinnovabili. A partire dal 2015, il trend sembra chiaro: la nuova produzione di elettricità dei prossimi anni sarà sempre maggiormente coperta da fonti sostenibili per l'ambiente.

Nel dettaglio, si può osservare come la fonte rinnovabile più presente nel mondo sia l'idroelettrico: ciò deriva dal fatto che la tecnologia alla base è molto semplice e quindi utilizzata da molti decenni (la prima centrale idroelettrica risale al 1882<sup>35</sup>), ma a differenza di una turbina eolica, che si fonda sullo stesso principio fisico di base per la produzione di elettricità, una centrale idroelettrica ha una efficienza del 90-95%, di gran lunga la più alta tra tutte le altre fonti di energia (il gas naturale, il combustibile fossile con maggior efficienza, raggiunge solo il 45%). Tuttavia, le fonti di energia più promettenti per il futuro (ad eccezione del nucleare, che meriterebbe un discorso specifico che ha anche valenza politica) sono l'eolico e il solare, che nell'ultimo decennio sono passati dal rappresentare circa il 4% ciascuna della capacità totale delle rinnovabili al 20% circa<sup>36</sup>.

<sup>34</sup> Grafico estratto da: IRENA, "World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway", 2021. [25]

<sup>35</sup>Secondo quanto riportato da National Geographic, si troverebbe in Wisconsin, USA. [26]

<sup>36</sup> Precisamente, sulla base dei dati del grafico, l'eolico è passato dal 4,09% del 2011 al 22,20% del 2020, mentre il solare è passato dal 3,98% al 21,61%.

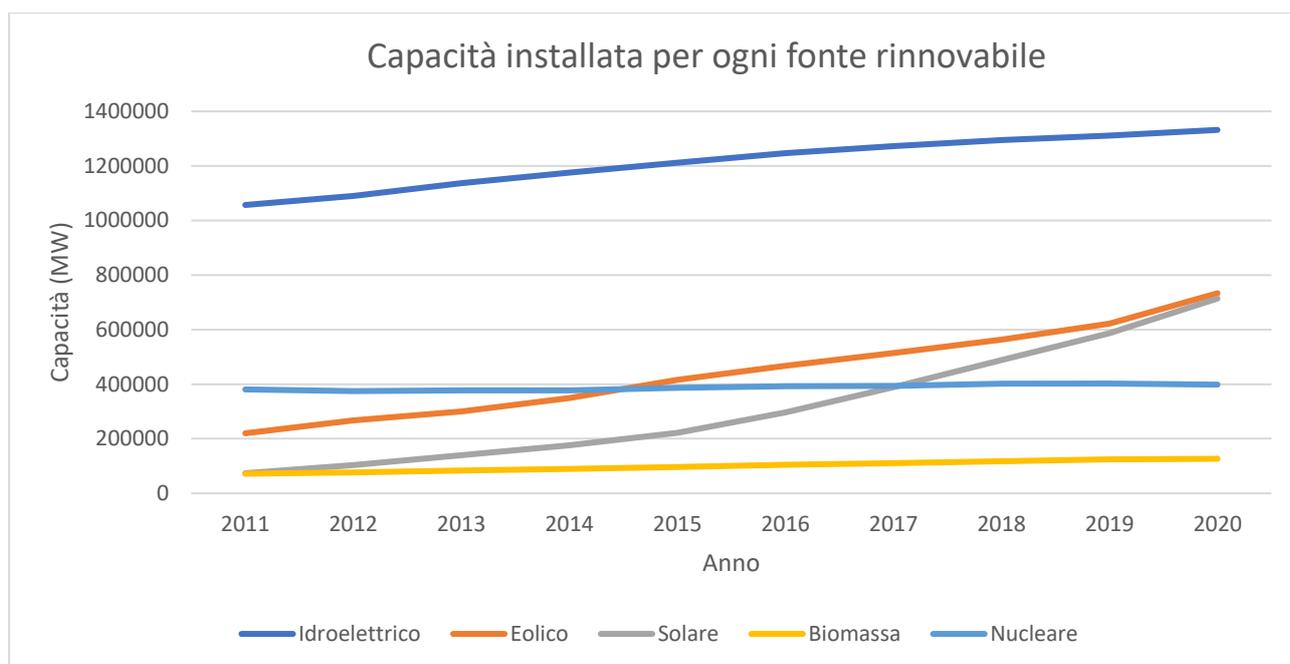


Figura 2.2: nuova capacità installata per le principali fonti rinnovabili, dal 2011 al 2020<sup>37</sup>

### 2.1.2 - Costi nel settore dell'energia per ciascuna fonte

Il fatto che le fonti di energia rinnovabili stiano diventando il driver principale della nuova offerta di energia per fronteggiare la crescente domanda è sicuramente dovuto alle politiche sul clima degli ultimi anni, che si accompagnano a finanziamenti pubblici (e soprattutto incentivi), ma anche al fatto che sono entrate in circolo virtuoso di riduzione di costi, aumento dell'occupazione nel settore e progresso tecnologico, il quale porta ad un miglioramento dell'efficienza degli impianti e ad una riduzione dei costi, e così via.

In questo paragrafo, per parlare dei costi associati ad una centrale elettrica si utilizza la misura del Costo Livellato dell'Energia (*Levelized Cost of Energy, LCOE*): misura il costo medio attuale netto della generazione di energia elettrica per un impianto durante la sua vita, ed è espresso in valuta per unità di energia (\$/KWh, €/KWh ecc.). Viene utilizzato per la pianificazione degli investimenti e dunque per confrontare in modo coerente diversi metodi di generazione di energia elettrica, poiché può anche essere considerato come il ricavo medio per unità di energia elettrica prodotta che sarebbe necessario per recuperare i costi di costruzione e gestione di un impianto, nonché quelli finanziari, durante un ciclo di vita, ed è calcolato come il rapporto tra tutti i costi attualizzati considerati nell'intero ciclo di vita dell'impianto divisa per una somma scontata delle quantità effettive di energia consegnate:

<sup>37</sup> Dati presi da: IRENA, *Renewable Capacity Statistics*, 2021. [27]

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n I_t + M_t + F_t}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

$I_t$ : spese di investimento nell'anno  $t$ ;

$M_t$ : spese operative e di manutenzione nell'anno  $t$ ;

$F_t$ : spese di carburante nell'anno  $t$ ;

$E_t$ : energia elettrica prodotta nell'anno  $t$ ;

$r$ : tasso di sconto;

$n$ : durata prevista del ciclo di vita del sistema o della centrale elettrica.

Per quanto riguarda l'energia eolica *onshore* (ossia su terraferma), l'*LCOE* medio ponderato globale è sceso da 0.311\$/KWh nel 1983 a 0.041\$/KWh nel 2019, un calo dunque dell'87%. Ciò è dovuto principalmente a:

- miglioramenti nella tecnologia: con l'aumento delle dimensioni delle turbine, il processo di ottimizzazione del diametro del rotore e delle prestazioni della turbina, ovvero la potenza specifica<sup>38</sup>, ha portato ad un aumento della resa energetica e quindi della redditività del progetto per il proprietario dell'impianto, a seconda delle caratteristiche del sito. Inoltre, la pratica di ottimizzare la configurazione del sito per sfruttare meglio le correnti d'aria e ridurre le perdite di produzione dovute alla turbolenza è diventata più comune e si avvale di software di progettazione;
- costi di *O&M*<sup>39</sup>: le tecnologie digitali hanno consentito una migliore analisi dei dati e ispezioni autonome. A ciò si sono aggiunti miglioramenti nell'affidabilità e nella durata delle nuove turbine, mentre le turbine più grandi hanno ridotto il numero di turbine per una data capacità. Le migliori pratiche di *O&M* hanno anche contribuito a ridurre i costi di *O&M*. Inoltre, sempre più operatori stanno entrando nel settore dei servizi *O&M* per l'eolico *onshore*, che sta aumentando la concorrenza e riducendo i costi;

---

<sup>38</sup> La potenza specifica di un campo eolico è la potenza riferita ad una superficie spazzata da un rotore di area unitaria (1m<sup>2</sup>).

<sup>39</sup> L'acronimo sta per "*Operations and Maintenance*", ossia funzionamento e manutenzione.

- appalti competitivi: il passaggio dai regimi di sostegno tariffario (*feed-in-tariff*)<sup>40</sup> alle aste competitive sta portando a ulteriori riduzioni dei costi poiché guida la competitività lungo tutta la filiera, dallo sviluppo all'*O&M*, sia su scala locale che globale.

Per l'eolico *offshore* (ossia installato in mare), l'*LCOE* medio ponderato globale è sceso da 0.162\$/KWh nel 2010 a 0.084\$/KWh nel 2020, un calo dunque del 48%. Rispetto all'eolico *onshore*, i parchi eolici *offshore* hanno costi di installazione e di funzionamento complessivi più elevati, a causa delle maggiori problematiche che l'ambiente marino apporta rispetto alla terraferma, e dunque anche i costi di pianificazione e sviluppo del progetto sono più elevati: i dati devono essere raccolti sulle caratteristiche dei fondali marini e sulle posizioni dei siti per la risorsa eolica *offshore*, mentre i permessi e i consensi ambientali sono spesso più complessi e richiedono tempo. I costi logistici sono tanto più alti quanto più il progetto è lontano da un porto idoneo, mentre maggiori profondità d'acqua richiedono fondazioni più costose. L'eolico *offshore*, tuttavia, presenta il vantaggio delle economie di scala, il che significa che alcuni di questi costi non sono sproporzionatamente superiori a quelli dell'eolico *onshore*. Allo stesso tempo, i maggiori fattori di capacità *offshore* e la produzione eolica più stabile (a causa di velocità medie del vento più elevate e riduzione del wind shear e turbolenza), che coincide anche con i picchi di domanda invernale in Europa, assicurano che la produzione eolica *offshore* sia di valore più elevato per il sistema elettrico rispetto all'eolico *onshore*. Tra il 2010 e il 2020, la dimensione media dei progetti eolici *offshore* è aumentata del 121%, da 136 MW a 301 MW. Attualmente ci sono progetti che hanno iniziato a essere implementati nel 2020 e oltre che hanno capacità superiori a 1 GW.

Per quanto riguarda il fotovoltaico, l'*LCOE* medio ponderato globale è sceso da 0.381\$/KWh nel 2010 a 0.057\$/KWh nel 2020, un calo dunque dell'85% in 10 anni. Nell'ultimo decennio, l'industria del solare fotovoltaico ha sperimentato vari sviluppi tecnologici che hanno contribuito a migliorare la competitività della tecnologia. Questi si sono verificati lungo l'intera filiera: dalla maggiore diffusione di fabbriche di polisilicio<sup>41</sup> più grandi, allo sviluppo di nuovi materiali nonché di più sofisticate architetture delle celle fotovoltaiche, l'industria del fotovoltaico vede costantemente innovazioni. I costi dei moduli solari fotovoltaici sono diminuiti così rapidamente che nuovi mercati del solare fotovoltaico continuano ad emergere in tutto il mondo. Il calo del costo dei moduli solari ha contribuito per il 46% alla riduzione del *LCOE* del fotovoltaico su scala industriale tra il 2010 e il 2020.

---

<sup>40</sup> Meccanismo di incentivazione, noto anche come "tariffa onnicomprensiva", attraverso il quale è riconosciuta agli impianti alimentati a fonti rinnovabili (certificati come tali) una tariffa per tutta l'energia prodotta e immessa in rete per un certo periodo di tempo (es. 20 anni, come per i Conti Energia). L'energia viene venduta alla rete ad un'unica tariffa agevolata, che include la componente incentivante e la componente di valorizzazione dell'energia immessa in rete.

<sup>41</sup> Il polisilicio, o silicio cristallino, ha una efficienza del 12-21% e si ottiene riciclando scarti di componenti elettronici.

Insieme, la riduzione dei costi di *hardware BoS*<sup>42</sup> ha contribuito per un altro 18% alla riduzione del *LCOE* durante quel periodo. I costi di installazione, ingegneria, approvvigionamento e costruzione e di sviluppo, insieme ad altri *soft cost*, sono stati responsabili di circa un quarto del calo del *LCOE*. Il resto della riduzione può essere attribuito al miglioramento delle condizioni di finanziamento man mano che i mercati maturavano, alla riduzione dei costi di *O&M* e a un aumento del fattore di capacità media ponderata globale guidato da uno spostamento verso mercati più soleggiati tra il 2010 e il 2013.

Per quanto riguarda l'idroelettrico, il *LCOE* medio ponderato globale è aumentato, passando da 0.038\$/KWh nel 2010 a 0.044\$/KWh nel 2020, un aumento dunque del 16%. C'è da considerare che il settore dell'idroelettrico è ormai molto maturo, dunque i costi generali si sono stabilizzati e le sfide tecnologiche sono ridotte, e al più focalizzate sull'efficientamento del sito dove la centrale è installata. L'aumento del *LCOE* medio ponderato globale sarebbe dovuto soprattutto all'Asia, dove sono stati realizzati degli impianti in siti con condizioni territoriali più estreme e difficili da gestire, comportando un aumento dei costi.

---

<sup>42</sup> *BoS, Balance of System*: il termine fa riferimento a tutti i componenti di un sistema fotovoltaico diversi dal pannello fotovoltaico: ad esempio, cablaggi, interruttori, *inverter* solari, banchi di batterie e caricabatterie. [56]

## 2.2. La catena dell'elettricità

### 2.2.1 - Dal produttore al consumatore

Le considerazioni finora riportate sono essenziali per capire l'andamento del settore oggetto di studio. Per la valutazione aziendale è altrettanto importante conoscere i processi produttivi: nell'ambito del mercato energetico questo significa comprendere in che modo l'energia elettrica arriva ai consumatori finali.

La prima fase è quella della generazione di energia elettrica: questa avviene tramite impianti che trasformano l'energia contenuta nelle fonti naturali (rinnovabili o non rinnovabili) in energia elettrica, con processi differenti a seconda del tipo di fonte che viene utilizzata (i principali metodi di produzione sono stati descritti nel Paragrafo 1.2).

La seconda fase è la trasmissione: una volta prodotta, l'energia elettrica deve essere trasportata in prossimità dei luoghi dove dovrà essere utilizzata, e le città sono sicuramente i centri dove la domanda di elettricità è maggiore. Dalla centrale di produzione, la corrente può dover viaggiare decine o centinaia di chilometri per raggiungere tali destinazioni, poiché la maggior parte degli impianti richiede ampi spazi per poter essere installato, e in alcuni casi, come le centrali elettriche che sfruttano la potenza dell'acqua (dalle più comuni centrali idroelettriche a quelle che sfruttano l'energia talassotermica<sup>43</sup> e mareomotrice<sup>44</sup>), non è nemmeno possibile cercare di realizzare l'impianto nelle vicinanze dei luoghi di utilizzo dell'elettricità prodotta. Discorso analogo vale per i parchi eolici e fotovoltaici, che per essere più produttivi devono essere realizzati in zone dove le risorse naturali che utilizzano sono più intense.

Tipicamente, la corrente che viene originata da una centrale elettrica è di tipo alternato: tramite i pannelli fotovoltaici viene prodotta corrente continua che viene convertita da un *inverter* in corrente alternata, mentre nelle altre centrali, che sfruttano l'energia meccanica di un fluido, è il generatore di

---

<sup>43</sup> Queste centrali sfruttano la differenza di temperatura tra le aree superficiali del mare, più calde perché riscaldate dal Sole, e quelle più profonde e fredde. Si utilizza un ciclo chiuso, in cui circola un fluido che possa evaporare alla temperatura superficiale dell'acqua (in genere, ammoniaca e fluoro), e tale vapore mette poi in moto una turbina e un generatore elettrico, per poi passare attraverso un condensatore e tornare allo stato liquido.

<sup>44</sup> Queste centrali sfruttano gli spostamenti d'acqua causati dalle maree: durante la fase di alta marea, l'acqua del fiume o del mare viene raccolta all'interno di un bacino naturale o artificiale, mentre con la bassa marea defluisce in una serie di condutture fino ad arrivare ad una turbina collegata ad un generatore elettrico. L'energia cinetica dell'acqua in movimento viene dunque trasformata in energia elettrica.

corrente, detto alternatore, che produce direttamente corrente alternata<sup>45</sup> senza passare per l'*inverter*. La corrente alternata presenta in particolare il vantaggio di ridurre al minimo le perdite di energia elettrica nel suo percorso dal centro di produzione all'utilizzatore finale: la corrente elettrica generata viene infatti trasportata per molti chilometri grazie alle linee di trasmissione. Queste possono essere essenzialmente di due tipologie, entrambe avente come elemento principale il cavo elettrico, il quale permette il passaggio della corrente:

- linee aeree (elettrodotti): il materiale conduttore con cui sono realizzati i cavi è quasi sempre una lega di alluminio. Il rame veniva talvolta utilizzato per la trasmissione aerea, ma l'alluminio è più leggero, offre prestazioni solo marginalmente ridotte e costa molto meno. I cavi elettrici sono posati in aria, supportati da sostegni in metallo, ossia i tralicci. A causa dell'effetto pelle<sup>46</sup>, e per non realizzare dei cavi troppo pesanti, sono installati più cavi di sezione ridotta anziché un unico cavo di diametro maggiore. Tale soluzione permette anche di ridurre l'effetto corona<sup>47</sup>;
- linee sotterranee (cavidotti): in questo caso, i cavi elettrici sono più di frequente in rame, dato che il fattore peso non assume rilevanza per le linee sotterranee. Essendo installati sottoterra, i cavi devono essere opportunamente isolati (tramite rivestimento in gomma o plastiche del cavo in metallo, e talvolta aggiungendo un liquido dielettrico, solitamente un olio, al di fuori dell'isolamento), dal momento che la terra non è un isolante elettrico, al contrario dell'aria. Le operazioni di scavo e isolamento sono molto costose, così come la manutenzione e riparazione di eventuali danni richiede interventi maggiori rispetto alle linee aeree.

Prima di passare dalla centrale alle linee di trasmissione, la corrente elettrica passa attraverso un trasformatore, affinché la tensione dell'elettricità appena prodotta, che ha valori compresi tra 1.000 e 30.000 volt (media tensione), possa viaggiare ad alta (tra 30.000 e 132.000 volt) o altissima tensione (oltre i 132.000 volt). Questo passaggio serve per ridurre le perdite di energia dovute

---

<sup>45</sup> A differenza della dinamico, che trasforma energia meccanica in energia elettrica sotto forma di corrente continua.

<sup>46</sup> Con effetto pelle si indica la tendenza della corrente alternata di distribuirsi in maniera non uniforme all'interno del conduttore che ne è attraversato: essa si distribuisce di più verso l'esterno del cavo, mentre la parte centrale è attraversata da una corrente quasi nulla. La conseguenza è che, ad alte e altissime frequenze, aumenta la resistenza elettrica del conduttore, e dunque l'energia elettrica dissipata sotto forma di calore.

<sup>47</sup> È un fenomeno per cui parte della corrente elettrica, quando attraversa un conduttore a potenziale elettrico elevato, come i cavi dell'alta tensione, fluisce verso un fluido neutro circostante, come l'aria.

all'effetto Joule, per il quale la corrente elettrica che scorre nei cavi produce calore: all'aumentare della tensione, la potenza dissipata in calore si riduce, e dunque le perdite di elettricità si riducono<sup>48</sup>.

La terza fase è quella della distribuzione: la corrente che scorre lungo le linee di trasmissione arriva in prossimità dei luoghi di utilizzo, ma non arriva direttamente all'utente finale. Gli elettrodotti, che provengono dalle centrali di produzione, arrivano dunque agli impianti di trasformazione, o cabine primarie, ossia degli impianti elettrici all'aperto dove diversi trasformatori riducono la tensione della corrente trasportata fino a valori di media tensione. Da qui, l'energia elettrica viene trasportata tramite numerosi cavi sotterranei alle cabine secondarie, dei piccoli *box* posti in superficie a vasta diffusione sul territorio<sup>49</sup> deputati a trasformare l'energia elettrica da media a bassa tensione, per poi arrivare agli utenti finali sempre tramite cavi sotterranei.

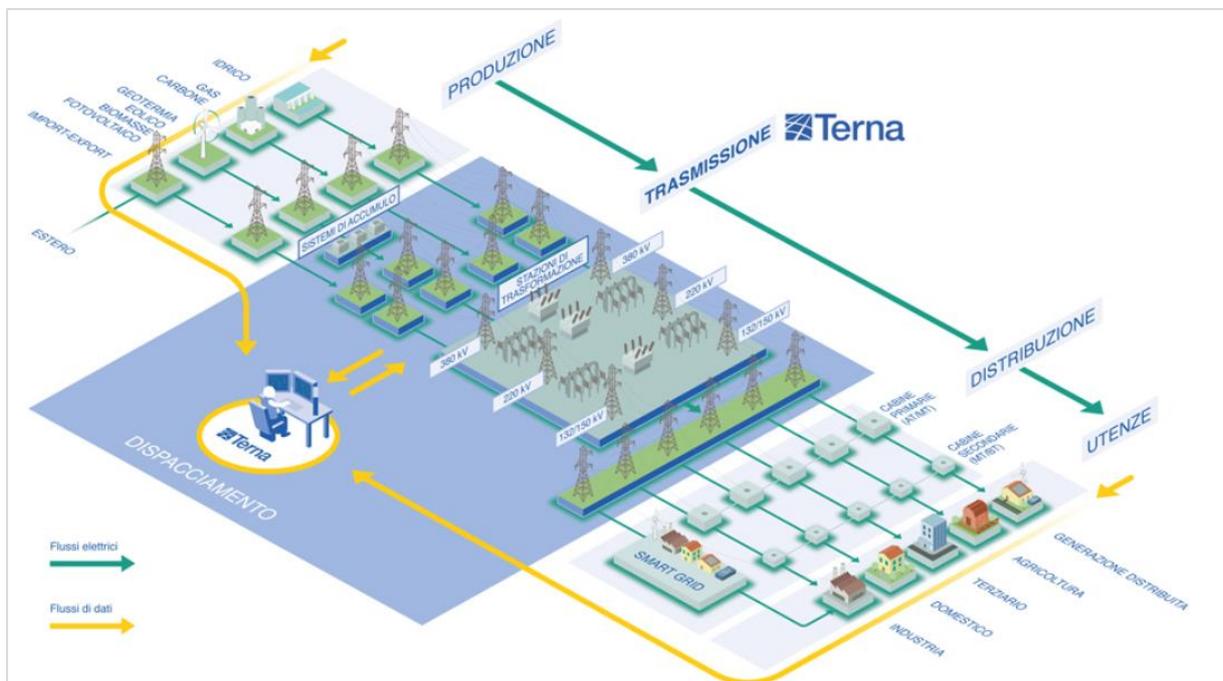


Figura 2.3: i tre segmenti della filiera dell'energia elettrica in Italia<sup>50</sup>

Sebbene la filiera dell'energia elettrica sia ovunque strutturata in queste tre fasi fondamentali, essa non è organizzata in tutti i Paesi allo stesso modo: l'elettricità è considerata un bene pubblico e deve

<sup>48</sup> Ciò deriva dall'effetto Joule, per il quale un conduttore elettrico dissipa potenza sotto forma di calore in modo direttamente proporzionale alla resistenza e al quadrato dell'intensità di corrente:  $P = R * I^2$ . Dato che per la prima legge di Ohm,  $R = V/I$ , la stessa potenza può essere erogata da correnti elevate a basse tensioni oppure basse correnti ad alta tensione, ma quest'ultima soluzione permette di ridurre la potenza dissipata lungo il cavo dato che questa cresce con il quadrato della corrente.

<sup>49</sup> Nel territorio di Roma, nel 2018 erano presenti 13.211 cabine secondarie e 70 cabine primarie, secondo quanto riportato da Acea nel bilancio di sostenibilità del 2018. [28]

<sup>50</sup> Grafico estratto dal sito web di Terna. [29]

poter essere resa disponibili a tutti i cittadini, pertanto sulla base di queste considerazioni storicamente gli Stati hanno affrontato la scelta tra nazionalizzazione e liberalizzazione del mercato.

## 2.2.2 - Assetto istituzionale della filiera dell'energia elettrica

Il funzionamento della rete elettrica appena descritto riguarda in maniera pressoché identica ogni regione del mondo. Ciò che invece si differenzia tra i vari Stati riguarda l'assetto istituzionale: data l'importanza del bene, l'energia elettrica si inserisce generalmente in un contesto dove settore privato e settore pubblico collaborano affinché possa essere distribuita in tutto il territorio nazionale.

In Italia, l'Enel (Ente nazionale per l'energia elettrica) era l'ente pubblico che, in posizione di monopolista statale, gestiva tutta la filiera dell'elettricità. Con il decreto Bersani<sup>51</sup> del 1999 è stato avviato il processo di liberalizzazione del mercato dell'elettricità, il quale tuttavia non porta ad una privatizzazione totale del settore, ma ha l'obiettivo di raggiungere un equilibrio tra i benefici del libero mercato e la necessaria regolamentazione di un mercato strategico che gestisce un servizio pubblico essenziale alla vita dei cittadini. Pertanto, l'articolo 1 del Titolo I del decreto recita:

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

L'avvio di questo nuovo assetto è stato preparato a partire dal 1992 quando l'Enel venne convertito in S.p.A. e smise di gestire l'intero servizio elettrico, avendone da quel momento soltanto la concessione: tra il 1998 e il 1999 le azioni di Enel vennero messe sul mercato, inoltre essa perse la proprietà di impianti per un potenza complessiva di 15GW, che confluirono in tre neocostituite società (GenCo 1, GenCo 2 e GenCo 3) e vendute ad altre società<sup>52</sup>, in rispetto del D. lgs. N. 79/99<sup>53</sup>.

---

<sup>51</sup> Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 [55], in recepimento della direttiva comunitaria 96/92/CE del 1996 [30].

<sup>52</sup> La GenCo 1, Eurogen, è stata acquistata nel maggio 2002 da un gruppo di investitori che hanno conferito tale capacità produttiva alla società Edipower S.p.A. La GenCo 2, Elettrogen è andata nel settembre 2001 ad un consorzio formato dalla società spagnola Endesa e dalla municipalizzata di Brescia ASM Brescia e da altri azionisti minori. La GenCo 3, Interpower, è stata acquistata nel novembre 2002 da una società formata da Acea, la società belga Electrabel Suez S.A. e da altri investitori italiani che hanno quote di minoranza.

<sup>53</sup> Titolo II, articolo 8.

In tal modo, il segmento della produzione di energia elettrica è stato aperto alla privatizzazione e alla concorrenza.

La fase della trasmissione e dispacciamento di energia elettrica invece rimane saldamente in mano statale. L'articolo 3, comma 4 del decreto stabilisce che Enel S.p.A. avrebbe dovuto conferire tutti i beni (ma non la proprietà delle reti) ad una società che si sarebbe occupata di questa fase della filiera: venne dunque costituita Terna S.p.A. (Trasmissione Elettrica Rete Nazionale) il 31 maggio 1999, controllata interamente da Enel, ma la gestione operativa della rete di trasmissione era affidata ad un ente pubblico, il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, GRTN. Questi anni di transizione terminano quando Terna diventa indipendente con la quotazione sulla Borsa di Milano il 23 giugno 2004 del 50% del suo pacchetto azionario e la vendita da parte di Enel di un ulteriore 13,86% del capitale azionario in suo possesso. L'anno seguente, Enel dovette cedere a Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. il 29,99% del capitale sociale di Terna e rimanendo dunque con una partecipazione di minoranza. Il GRTN, avendo perso la sua funzione di gestire la rete di trasmissione italiana, nel 2005 diventa il Gestore dei Servizi Elettrici (attualmente Gestore dei Servizi Energetici, mantenendo la sigla GSE), cambiando radicalmente la sua funzione occupandosi di incentivare la produzione di energia elettrica tramite fonti rinnovabili e gestendone i flussi finanziari che ne derivano. A titolo esemplificativo:

- organizza, gestisce ed eroga gli incentivi alla produzione di elettricità da tali fonti;
- effettua l'emissione dei cosiddetti certificati verdi e si occupa della verifica dell'adempimento degli obblighi correlati da parte dei produttori e degli importatori;
- rilascia la qualificazione per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili (IAFR);
- svolge, per conto delle unità di produzione inserite nel proprio contratto di dispacciamento in immissione, il servizio di previsione, programmazione e commercializzazione dell'energia elettrica, al fine di minimizzare lo sbilanciamento fisico e le conseguenti quote residue da trasferire agli operatori;
- effettua il monitoraggio dello sviluppo delle energie rinnovabili per la verifica degli obiettivi comunitari.

Questa seconda fase è dunque gestita in condizioni di monopolio da una società privata, il cui azionista di maggioranza relativa è C.D.P.: secondo l'intento del decreto, infatti, si è ritenuto che la realizzazione di reti di trasmissione e servizi di dispacciamento da parte dei vari produttori elettrici sarebbe risultato essere svantaggiosamente economico, inoltre si sarebbero potuti creare dei disincentivi a portare l'elettricità in zone poco abitate o difficilmente accessibili. Tuttavia, in questa parte della filiera si inserisce un soggetto con la funzione di regolare l'attività, ossia l'Autorità per

l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG), oggi Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (ARERA). Si tratta di una autorità amministrativa con la funzione di garantire la concorrenza, l'efficienza e la trasparenza del settore, tutelando utenti e consumatori. A titolo esemplificativo, tra i suoi poteri vi sono:

- formula osservazioni e proposte da trasmettere al Governo e al Parlamento (potere consultivo);
- ha potere normativo di secondo livello (regolamentare);
- predisporre sistemi tariffari certi, trasparenti e basati su criteri predefiniti;
- assicura condizioni di eguaglianza nell'accesso alle reti energetiche;
- ha poteri di controllo di qualità e di vigilanza nei confronti dei fornitori dei servizi;
- poteri di ispezione e controllo: può controllare le condizioni di svolgimento dei servizi, acquisire documentazione, determinando i casi di indennizzo nei confronti di utenti e consumatori.

Riguardo alla fase della distribuzione viene adottato un approccio ancora diverso, ossia quello del monopolio locale: qualunque società può prendere tale servizio in concessione, ma per ogni comune del territorio nazionale ci può essere un solo distributore di energia elettrica (art. 9 comma 3).

In un contesto del genere, dove le varie fasi della filiera sono affidate a soggetti diversi e regolate diversamente, si è ovviamente posto il problema di definire le relazioni tra i diversi attori della catena, in particolar modo sulla determinazione del prezzo dell'elettricità.

### 2.3. Valutazione fotovoltaico

Fino ad ora sono stati illustrati diversi argomenti necessari per effettuare la valutazione finanziaria di società che operano nel settore fotovoltaico, che si occupano della produzione delle celle fotovoltaiche e dei pannelli solari nonché della loro installazione, della generazione, trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica, fino ad arrivare ai centri di ricerca e sviluppo che sperimentano nuove soluzioni per migliorare l'efficienza e l'adattabilità della tecnologia fotovoltaica, cercando soluzioni che siano sempre meno costose e realizzabili su scala commerciale.

In particolare, conoscere la situazione climatica delle varie regioni del Pianeta e le politiche che i vari governi si sono impegnati ad adottare per combattere i cambiamenti climatici è fondamentale per

individuare le opportunità di sviluppo di società che operano nel settore delle energie rinnovabili: contrastare i cambiamenti climatici non è un'opzione ma un dovere che ogni Stato deve perseguire. Questi pertanto vanno a definire il contesto in cui operano i vari *players* del settore energetico, in particolar modo stabilendo interventi pubblici (spesso in forma di incentivi alla produzione di energia elettrica tramite fonti rinnovabili) nonché l'organizzazione del mercato dell'elettricità. Conoscere il funzionamento di quest'ultimo è altrettanto importante per capire quali sono i soggetti con cui un produttore di energia elettrica interagisce in modo diretto e indiretto. Tutte queste analisi sono indispensabili per comprendere i rischi che società di questo tipo devono fronteggiare, le possibilità di crescita del mercato, i fattori determinanti dei costi e dei prezzi di vendita.

È sulla base di queste considerazioni che si può implementare una valutazione finanziaria di un produttore di energia elettrica mediante il *Discounted Cash Flow model (DCF)*. Tale modello è uno dei più noti in finanza, e si basa su due concetti chiave su cui poi si possono impostare diverse configurazioni del modello:

- il concetto di "valore", che può riguardare un bene materiale o immateriale, un'attività o una passività, non è intrinseco al bene stesso, ma dipende dalla sua capacità di generare flussi di cassa nel tempo, che devono essere opportunamente stimati;
- il tempo ha un valore finanziario: possedere una somma di denaro in futuro invece che nel presente ha un costo che è pari all'utile che si sarebbe potuto ottenere investendo tale somma nel periodo considerato. Il valore di una somma di denaro pertanto diminuisce di anno in anno di un fattore rappresentato dal tasso di attualizzazione.

Sulla base di questo modello, il Valore Attuale Netto (VAN) di un qualsiasi investimento sarà determinato dalla seguente formula:

$$VAN = \sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0$$

dove:

- $t$  è il tempo misurato in anni;
- $T$  è il periodo di tempo, misurato in anni, in cui si ritiene che l'investimento sia produttivo di flussi di cassa;
- $CF_t$  sono i flussi di cassa generati all'anno  $t$ ;
- $I_0$  è l'esborso iniziale per effettuare l'investimento;

- $r$  è il tasso di attualizzazione.

In ambito di valutazione aziendale, il tasso di attualizzazione è rappresentato dal *Weighted Average Cost of Capital (WACC)*, ossia il costo medio ponderato del capitale: esso non è altro che una media ponderata dei costi associati alle diverse fonti di finanziamento dell'impresa, ossia capitale di rischio (*equity*), capitale di debito (*debt*) e fonti ibride (*hybrid securities*). Pertanto, inserendo il *WACC* come tasso di attualizzazione si può riscrivere la precedente formula:

$$VAN = \sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1 + WACC)^t} - I_0$$

Le componenti principali del modello *DCF* sono pertanto il costo del capitale e i flussi di cassa attesi.

Il *WACC*, come detto, è una media ponderata dei costi delle diverse fonti di finanziamento di una società, ed è ottenuto dalla seguente formula:

$$WACC = K_e * \frac{E}{(E + D + H)} + K_d * (1 - T_c) * \frac{D}{(E + D + H)} + K_h * \frac{H}{(E + D + H)}$$

dove:

- $E$ ,  $D$  e  $H$  rappresentano il valore di mercato del capitale di rischio, del capitale di debito e delle fonti ibride, rispettivamente;
- $K_e$ ,  $K_d$  e  $K_h$  rappresentano il costo delle diverse fonti di finanziamento;
- $T_c$  è l'aliquota fiscale societaria, che va a ridurre il costo del debito in quanto genera il *tax shield*.

Per la stima dei flussi di cassa attesi la metodologia generalmente utilizzata è ipotizzare uno o più tassi di crescita degli stessi, sulla base di assunzioni circa il tasso di reinvestimento degli utili (*reinvestment rate*) e del rendimento del capitale (*Return on Invested Capital, ROIC*), per poi individuare un tasso di crescita stabile di lungo periodo.

Elemento di stima	Metodo di stima
<b>WACC</b>	
	CAPM
	rating sintetico
	capitalizzazione di mercato
	<i>duration</i> finanziaria del debito
<b>FCFF</b>	
	crescita dell'EBIT
	crescita dell'economia

Tabella 2.1: riepilogo degli elementi e metodi per la valutazione aziendale tramite DCF model

Nei Paragrafi successivi verranno descritte le modalità principali per la stima dei parametri necessari per la determinazione del WACC nonché dei flussi di cassa.

## 2.3.1 – WACC

### 2.3.1.1 – Cost of Equity

Il costo del capitale di rischio può essere definito come il rendimento atteso dagli azionisti che investono nel titolo della società. Esso può essere pertanto stimato attraverso vari modelli, ma il più noto (e ancora il più utilizzato in ambito di valutazione aziendale) è il *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) introdotto da William Sharpe nel 1964. In base a tale modello, il costo del capitale di rischio  $K_e$  è dato da:

$$K_e = r_f + \beta_L * ERP = r_f + \beta_L * (r_m - r_f)$$

con:

- $r_f$  = free-risk rate;
- $\beta_L$  = levered beta della società;
- $r_m$  = rendimento di un indice di mercato;
- ERP = Equity Risk Premium.

### 2.3.1.1.1 - Tasso *risk-free*

Il tasso privo di rischio, più conosciuto nella sua versione inglese *free-risk rate*, è quel tasso di rendimento che un investitore può ottenere con certezza. Il tasso di interesse privo di rischio viene individuato prendendo in considerazione i titoli di Stato, essendo considerati i titoli più sicuri in cui investire. Affinché ciò sia vero però devono essere soddisfatte due condizioni generali:

- assenza di *default risk*, il che implica che il tasso privo di rischio sia quello associato ai titoli di Stato di *rating* AAA: non tutti gli Stati infatti sono privi di rischio di *default*, perché possono presentare un rischio politico o un rischio di credito significativi e dunque non garantire il pagamento delle cedole o il valore nominale;
- assenza di incertezza sul tasso di reinvestimento, il che implica che il titolo in questione non deve corrispondere cedole<sup>54</sup>.

Il primo requisito porta con sé alcune considerazioni. Nell'applicazione del modello *DCF* le variabili economiche devono essere espresse nella stessa valuta, quindi il tasso *risk-free* deve essere espresso nella stessa valuta con cui sono espressi i flussi di cassa (e questi dovrebbero correttamente prendere come riferimento non la sede legale dell'azienda, ma lo Stato dove vengono generati) affinché non venga aggiunta l'incertezza associata al tasso di cambio. Da ciò deriva una seconda considerazione: se in tal modo si individua un Paese che non è privo di rischio di *default*, non si potranno considerare i titoli di Stato di tale Paese per determinare il tasso *free-risk*, ma bisognerà applicare dei correttivi. Ci sono due metodi che si possono adottare.

Con il primo metodo si considera il tasso di interesse su un titolo governativo di un Paese di riferimento con *rating* AAA: tale Paese di riferimento deve essere vicino non solo geograficamente ma anche economicamente a quello individuato precedentemente. Ad esempio, per i Paesi dell'America Latina si prenderà come riferimento il dollaro statunitense, per la Korea del Nord si prenderà lo yen giapponese.

Con il secondo metodo si va a depurare il *default-risk* associato al Paese calcolando il *default-spread*, ossia l'extra rendimento che tali titoli offrono rispetto a quelli di Paesi che non abbiano tale rischio. Ciò può essere fatto con tre modalità differenti:

---

<sup>54</sup> I tassi di interesse sui titoli di Stato non sono costanti ma variano nel tempo, pertanto al momento della riscossione della prima cedola, questa può essere reinvestita al tasso  $r_1$ , la seconda cedola potrà essere reinvestita ad un tasso diverso  $r_2$ , che potrà essere differente rispetto a quello precedente: in ciò consiste dunque il rischio da reinvestimento.

- dal titolo di Stato si sottrae il *default-spread* indicato dal *rating* associato al Paese: ad esempio, nel 2013 il tasso di interesse in rupie indiane per l'India era pari a 8,82%, e Moody's aveva determinato un rating BBB- per tale Paese, a cui corrispondeva un *default-spread* di 2,25%. La differenza tra i due, pari a 6,57%, rappresenta il tasso privo di rischio per l'India in quell'anno;
- si calcola il differenziale tra i tassi di interesse del titolo governativo del Paese analizzato e il tasso di interesse del Paese AAA di riferimento (entrambi espressi nella valuta di quest'ultimo). Si considera tale differenziale come *default-spread* che va sottratto al tasso di interesse dei titoli di Stato del Paese analizzato;
- si considera il *CDS spread*: questo approccio si basa sulla considerazione che i due precedenti fanno affidamento sui *rating* che vengono calcolati dalle agenzie di *rating*, perché oltre ad incorporare un conflitto di interessi<sup>55</sup>, i *rating* non vengono aggiornati di continuo. I *Credit Default Swap (CDS)* sono invece quotati e quindi il prezzo è aggiornato nel continuo, inoltre sono determinati dal mercato e non da un numero limitato di soggetti. L'idea alla base di questo metodo di stima del *default-spread* è che i *CDS* rappresentano una sorta di assicurazione finanziaria, indicando quanto tale strumento renderà all'investitore in caso di fallimento della controparte. Ad esempio, dopo il fallimento della Repubblica Argentina del 2001-2002 il valore di mercato dei titoli di Stato era circa il 30% del valore nominale, mentre il valore nominale dei *CDS* sugli stessi titoli era del 70%.

Il secondo requisito presenta delle importanti implicazioni. Dal punto di vista teorico, in una valutazione di medio-lungo suddiviso in sottoperiodi annuali, per ogni anno di stima bisognerebbe utilizzare un differente tasso *free-risk*. Ciò può essere ottenuto sfruttando la relazione tra tassi di interesse di lungo periodo correnti e tassi di interesse di breve periodo futuri attesi: in un mercato efficiente (come è il mercato dei titoli di Stato di Paesi sviluppati), non ci dovrebbe essere differenza tra investire in un titolo a lungo termine oppure investire in un titolo a breve termine e ripetere l'investimento per una scadenza pari a quella del titolo a lungo termine. In questo modo, utilizzando i prezzi e i tassi di interesse di titoli a lunga scadenza correnti, che pagano cedole, è possibile costruire la *zero-curve*, ossia la curva dei rendimenti attesi dal mercato associati a titoli di breve termine *ZCB*, implicita nella struttura attuale dei tassi di lungo periodo. Tuttavia, spesso nella prassi della valutazione d'azienda si semplifica questo approccio, e si tende comunque ad utilizzare un unico titolo, anche che paga cedole periodali, come *proxy* del tasso *risk-free*, che abbia comunque una durata coerente con l'orizzonte della valutazione. Nel modello *DCF* si tende ad effettuare una stima

---

<sup>55</sup> In base ai *rating* che vengono assegnati, uno Stato può essere più o meno oggetto di investimenti in titoli governativi (e a partire dalla soglia *junk*, molti investitori istituzionali non possono investire).

dei flussi di cassa più o meno dettagliata dei primi 10 anni, pertanto si sceglierà un titolo di Stato con scadenza 10 anni.

Infine, se la valuta con cui viene effettuata la valutazione è associata ad una forte inflazione, bisognerà ragionare con variabili reali e non nominali (pertanto, anche il tasso privo di rischio dovrà essere deflattato).

#### 2.3.1.1.2 - *Equity-risk premium*

Nel *CAPM*, il premio per il rischio azionario (*Equity-Risk Premium, ERP*) è definito come il rendimento aggiuntivo che gli investitori si aspettano di ricevere investendo nel mercato azionario rispetto ad un investimento privo di rischio. Esso dipende da due elementi principali:

- l'avversione al rischio degli investitori: al crescere dell'avversione al rischio degli investitori, aumenta anche il premio che questi richiedono per investire nel mercato azionario anziché su un titolo privo di rischio. Tale elemento non è costante nel tempo, ma dipende da molti fattori, tra cui il più rilevante è l'andamento del ciclo economico;
- la rischiosità media degli investimenti rischiosi: se la rischiosità percepita degli investimenti, siano essi reali o finanziari, aumenta, anche il premio per il rischio aumenta. Ciò dipende non soltanto dalla solidità delle aziende che in un determinato periodo storico sono quotate sul mercato, ma anche dalle pratiche contabili.

Il premio per il rischio azionario si basa dunque su una valutazione soggettiva di ogni investitori circa il grado di rischiosità tollerabile e dalla percezione della rischiosità del mercato: nel *CAPM* si è interessati a determinare l'*ERP* medio ponderato del mercato per un certo periodo futuro. Ci sono tre metodi per poter effettuare tale stima.

Il primo metodo si basa sulla considerazione che dal momento che l'*ERP* di mercato è una media ponderata dei premi per il rischio azionario dei singoli investitori, si può somministrare un sondaggio ad un certo gruppo di soggetti facendosi indicare quali sono le loro aspettative circa il premio futuro. Non potendo intervistare tutti gli investitori, si andrà ad individuare un campione di soggetti omogenei che abbiano competenze finanziarie: investitori istituzionali, *CFO*, analisti, accademici. In realtà, tale metodo è poco utilizzato poiché da un lato le aspettative individuali sui premi per il rischio sono generalmente di breve periodo, dall'altro sono molto volatili e dunque troppo reattive ai movimenti di mercato più recenti.

Il secondo metodo si basa sull'utilizzo dei dati storici: scelto un opportuno periodo di stima, si calcola il differenziale tra il rendimento medio di un determinato indice di mercato e il rendimento medio del titolo *risk-free*. Nel dettaglio:

- riguardo al periodo di stima, una maggiore estensione permette di ridurre l'errore standard della stima, tuttavia considerando un orizzonte temporale più lungo significa che i dati più recenti e i dati più remoti sono rappresentativi di situazioni di mercato molto diverse tra di loro. Un periodo di stima di almeno 25 anni è considerato sufficiente (se sono disponibili i dati, un periodo di 50 anni sembrerebbe desiderabile<sup>56</sup>);
- riguardo alla scelta dell'indice di mercato e del tasso *risk-free*, il Paese di riferimento di questi due elementi sarà quello dove l'azienda da valutare svolge la sua attività operativa. Se i ricavi operativi sono attribuibili a più aree geografiche, si può determinare un *ERP* come media ponderata degli *ERP* di tali aree, dove i pesi sono la percentuale dei ricavi originati da ciascuna di esse rispetto al totale;
- riguardo alla media da utilizzare, nelle valutazioni di periodo superiore ad un anno è da calcolare una media geometrica dei rendimenti. La media aritmetica infatti sarebbe uno stimatore non distorto qualora i dati non siano correlati: studi empirici dimostrano che in realtà i rendimenti sul mercato azionario sono negativamente correlati nel tempo<sup>57</sup>, pertanto la media aritmetica andrebbe a sovrastimare il premio.

Il terzo metodo calcola l'*ERP* implicito nel mercato azionario. Sulla base dell'assunzione che non ci siano distorsioni nei prezzi azionari, tali prezzi rappresentano il valore attuale dei flussi di cassa attesi delle azioni stesse. Applicando tale logica ad un indice di mercato si può arrivare a stimare il rendimento atteso implicito nei prezzi dei titoli che lo compongono, senza ricorrere ai dati storici. I flussi di cassa attesi associati all'indice di mercato saranno una somma dei dividendi attesi e dei *buyback* attesi, pertanto conoscendo il prezzo attuale dell'indice di mercato, nonché l'ammontare di dividendi e di *buyback* effettuati nei 12 mesi antecedenti alla valutazione, e ipotizzando un tasso di crescita costante di tali flussi di cassa, si può determinare il tasso di sconto che rappresenta il rendimento atteso implicito nelle valutazioni attuali del mercato: generalmente si adotta un tasso di crescita di breve periodo per i primi 5 anni della valutazione, e un tasso di crescita di lungo periodo uguale al tasso privo di rischio per il calcolo del *terminal value*:

---

<sup>56</sup> Damodaran, "Applied Corporate Finance", 4ª edizione, pag. 95.

<sup>57</sup> Le prove sulla correlazione seriale negativa nei rendimenti azionari nel tempo sono ampie e possono essere trovate in E. Fama e K. R. French, "Permanent and Temporary Components of Stock Prices", in *Journal of Political Economy*, 1988, vol. 96, pagg. 246-273. Gli autori mostrano come sebbene le correlazioni ad un anno siano basse, le correlazioni a cinque anni sono fortemente negative.

$$P_{ind} = \frac{CF(1+g)}{(1+r)} + \frac{CF(1+g)^2}{(1+r)^2} + \frac{CF(1+g)^3}{(1+r)^3} + \frac{CF(1+g)^4}{(1+r)^4} + \frac{CF(1+g)^5}{(1+r)^5} + \frac{CF(1+g)^5 \times r_F}{(r-r_F)(1+r)^5}$$

dove:

- $P_{ind}$  = prezzo attuale dell'indice di mercato;
- CF = somma dei dividendi e dei *buyback* dei titoli dell'indice negli ultimi 12 mesi (costituiscono dunque i flussi di cassa disponibili per gli azionisti);
- g = tasso di crescita atteso di breve periodo dei flussi di cassa per gli azionisti;
- $r_F$  = tasso di crescita atteso di lungo periodo dei flussi di cassa per gli azionisti;
- r = rendimento di mercato atteso, implicito nella struttura attuale dei prezzi.

Determinando il rendimento di mercato atteso, e sottraendo ad esso il tasso privo di rischio, si ottiene una stima dell'*ERP*.

#### 2.3.1.1.3 – Beta levered per una singola divisione di una società quotata

Il parametro beta è sicuramente quello che richiede qualche considerazione aggiuntiva. Dalla teoria di Markowitz è noto che il rischio complessivo di un qualsiasi titolo è costituito da una parte diversificabile, ossia eliminabile tramite una diversificazione di portafoglio, ed è chiamato rischio idiosincratico o rischio specifico, e da una componente di rischio non diversificabile rappresentata dal rischio sistemico, o rischio di mercato. Il beta del *CAPM* indica appunto la componente di rischio sistematico del titolo in questione. Quello che deve essere precisato è che possiamo identificare diverse definizioni del beta:

- *equity beta* o *levered beta*: è quello che si ottiene quando si effettua il calcolo del beta di un titolo azionario, tipicamente effettuando una regressione lineare dei rendimenti del titolo sui rendimenti di un indice di mercato. Questo beta misura la rischiosità complessiva dell'azienda, che è data dalla leva operativa (costi fissi/costi totali), dalla leva finanziaria (rapporto debito/*equity*) e dalla tipologia di settore (ci sono settori economici cosiddetti ciclici, che seguono dunque l'andamento del mercato, settori anticiclici che presentano un movimento opposto rispetto a quello del mercato e settori aciclici che mostrano un andamento indipendente dal mercato).
- *asset beta* o *unlevered beta*: è ottenuto dal *levered beta* depurandolo della leva finanziaria. Esso dunque cattura la sola rischiosità operativa dell'azienda, permettendo in tal modo di

effettuare confronti più omogenei tra imprese che operano nello stesso settore, ma che presentano gradi di indebitamento differenti.

*Levered beta* e *unlevered beta* sono legati dalla seguente relazione:

$$\beta_{UN} = \frac{\beta_L}{1 + (1 - T_c)(D/E)}$$

Passando dal *levered beta* all'*unlevered beta* si parla di *unlevering*; a questo punto si può applicare il processo inverso, detto *relevering*, utilizzando ovviamente non lo stesso rapporto di indebitamento considerato nel passaggio precedente, ma applicando dei correttivi a seconda del tipo di analisi che si sta effettuando:

- si può considerare un diverso rapporto di indebitamento rispetto a quello attuale per analizzare gli effetti sul *beta levered*, e quindi sul costo dell'*equity*, al variare del rapporto di indebitamento (ad esempio perché si ritiene che si possa puntare maggiormente sul debito per sfruttare un più ampio *tax shield*);
- si può effettuare il *delevering* dei *levered beta* di diverse aziende di un certo settore, per poi calcolarne una media o mediana e individuare così la rischiosità operativa tipica del settore stesso.

La stima del *levered beta* di una società quotata si basa sulla regressione lineare dei rendimenti del titolo in questione sui rendimenti di un indice di mercato opportunamente individuato. Il periodo di stima è generalmente compreso tra i 2 e i 5 anni, dal momento che tale coefficiente dipende dallo sviluppo dell'azienda nel tempo e dunque varia molto in periodi brevi (un'azienda oggi non è la stessa di 10 o 20 anni fa). La regressione lineare porta alla determinazione del *levered beta*, che può essere dunque utilizzato nel calcolo del *cost of equity* tramite il *CAPM*.

In ambito di valutazione aziendale, talvolta vi è l'interesse a studiare le singole aree di business dell'azienda, ad esempio per valutare quali creano più valore, oppure in caso di cessione di una divisione per stabilire un prezzo di vendita della stessa. In tale contesto non si può applicare il metodo *top-down* dal momento che non esiste un prezzo azionario della singola divisione della società. Pertanto si adotta un approccio *bottom-up*, che permette di ricavare l'*unlevered beta* per la divisione utilizzando i prezzi azionari di aziende quotate simili alla divisione stessa (tali aziende sono chiamate *comparables*). Le fasi di questo metodo possono essere così sintetizzate:

- scelta delle aziende comparabili: l'individuazione del campione di *comparables* deve essere dapprima indirizzata verso aziende quotate che svolgano un'attività il più possibile simile a quella della divisione oggetto di analisi. Spesso questo unico criterio porta ad individuare un

campione troppo ristretto, pertanto si possono considerare aziende con dimensioni maggiori oppure che occupano una diversa posizione nella catena di produzione della divisione;

- si effettua la stima dei *beta equity* delle aziende comparabili tramite la regressione lineare. Nel migliore dei casi si utilizzerà uno stesso indice di mercato per effettuare la regressione, ma laddove ciò non sia possibile si possono stimare i beta usando indici differenti;
- si effettua il processo di *delevering* per ogni azienda comparabile: in tal modo, dal momento che i *comparables* nella maggior parte dei casi appartengono a diversi Stati, si tiene conto del diverso livello di tassazione di ciascuna azienda<sup>58</sup>;
- dal momento che la liquidità di una società ha un beta nullo, l'*unlevered beta* deve essere depurato da questa componente per ottenere il *pure play beta* (che misura solo il rischio operativo dell'azienda) tramite la seguente formula:

$$\text{Pure play beta} = \frac{\text{beta}_{UN}}{(1 - \text{cash}/\text{Firm Value})}^{59}$$

- si effettua il processo di *relevering*: in questa fase bisogna introdurre un'ipotesi circa l'allocazione del capitale tra le diverse divisioni, dal momento che non c'è una distinzione tra il capitale delle varie divisioni (il capitale è dell'azienda nel suo complesso). Si assume che i pesi con cui allocare capitale di rischio e capitale di debito siano determinati dal rapporto tra gli *asset* operativi della divisione e il totale degli *asset* dell'azienda. Si determina così il rapporto *debt/equity* della divisione e si può ottenere il *levered beta*.

### 2.3.1.2 – Cost of Debt

La seconda fonte principale di finanziamento di una società è costituita dall'indebitamento. A prima vista può sembrare immediato individuare il costo del debito, dal momento che viene contrattato un certo tasso di interesse con una controparte (sia essa un intermediario finanziario, bancario o non bancario, sia esso il mercato nel caso di emissione obbligazionaria<sup>60</sup>), e se considerassimo un tasso di interesse fisso sembrerebbe che la determinazione del costo del debito sia univoca. In realtà nella valutazione del debito interessa il tasso a scadenza e non quello cedolare, poiché quest'ultimo non

---

<sup>58</sup> Sarebbe pertanto un errore applicare il *delevering* sulla media o mediana dei *beta equity*, perché in tal modo non si tiene conto del diverso livello di tassazione societaria.

<sup>59</sup> Il *Firm Value* è dato dalla somma del capitale di rischio (*equity*) e del capitale di debito (*debt*) a valori di mercato.

<sup>60</sup> In quest'ultimo caso non c'è una vera contrattazione, ma l'emittente deve individuare un tasso di interesse congruo affinché tutta l'emissione obbligazionaria possa trovare il consenso del mercato.

cattura il rischio futuro dell'azienda, e dato che i tassi di interesse di mercato variano nel tempo (che invece rappresentano le aspettative del mercato), anche il valore di mercato del debito varia.

Al pari del *cost of equity*, anche il *cost of debt* dipende dalla rischiosità associata alla fonte di finanziamento. Per il debito si parla di rischio di credito o *default risk*, che individua due sottocategorie:

- il rischio di insolvenza, che può essere sia in conto capitale (l'azienda non è in grado di ripagare il valore nominale del debito alla scadenza) ma anche solo in conto interessi (il capitale dunque viene restituito ma non si è in grado di corrispondere gli interessi alle scadenze stabilite);
- rischio di migrazione o rischio di *spread*, associato ad una variazione nel merito creditizio della società.

Il rischio di credito è pertanto catturato dal *default-spread* dell'azienda. Similmente a quanto avviene per il *default-spread* sulle obbligazioni degli Stati, di cui si è parlato nel Paragrafo precedente, anche in questo caso ci sono vari metodi per la sua individuazione. In caso la società in questione abbia richiesto e ottenuto un *rating* da un'agenzia come Standard & Poor's, Moody's o Fitch (che dominano circa il 95% del mercato globale dei *rating*<sup>61</sup>), si può osservare il *default-spread* associato alla classe di *rating* che è stata attribuita alla società stessa. Qualora l'azienda sia sprovvista di *rating* si può far ricorso alla costruzione di un *rating* sintetico: si individua pertanto uno o più criteri finanziari come indicatori del rischio di credito. Ogni valutatore può individuare degli indici che ritiene più opportuni, ma uno dei più utilizzati è l'*Interest Coverage Ratio (ICR)*, dato dal rapporto tra reddito operativo e spesa per interessi: un rapporto inferiore all'unità significa che il reddito operativo generato non è in grado nemmeno di ripagare la spesa per interessi (il che non significa che l'azienda sia per forza in *default*, perché potrebbe attingere risorse dalle altre aree gestionali: naturalmente tale situazione è comunque indice di forti problematiche aziendali). Si può così costruire una tabella dove ad ogni classe di *rating* è associato un intervallo di valori dell'*ICR*, nonché un certo *default-spread*.

---

<sup>61</sup>C. Alessi e R. Wolverson, *The Credit Rating Controversy Campaign 2012, 2013*. [31]

ICR		Rating	Spread
Low Cap.	High. Cap		
>12,5	>8,5	AAA	0,75%
9,5 – 12,5	6,5 – 8,5	AA	1,00%
7,5 – 9,5	5,5 – 6,5	A+	1,50%
6 – 7,5	4,25 – 5,5	A	1,80%
4,5 – 6	3 – 4,25	A-	2,00%
3,5 – 4,5	2,5 – 3	BBB	2,25%
3 – 3,5	2 – 2,5	BB	3,50%
2,5 – 3	1,75 – 2	B+	4,75%
2 – 2,5	1,25 – 1,5	B	6,50%
1,5 – 2	1,5 – 1,75	B-	8,00%
1,25 – 1,5	1,25 – 1,5	CCC	10,00%
0,8 – 1,25	0,8 – 1,25	CC	11,50%
0,5 – 0,8	0,65 – 0,8	C	12,70%
< 0,5	< 0,2	D	14,00%

Tabella 2.2: rating sintetici per ogni ICR<sup>62</sup>

Si può così determinare il costo del debito applicando la formula:

$$K_D = r_f + \text{default spread}$$

### 2.3.1.3 – Strumenti ibridi

Tra le fonti di finanziamento bisogna considerare anche gli strumenti ibridi, così chiamati in quanto condividono alcune caratteristiche del debito e alcune caratteristiche del capitale di rischio. Un esempio è rappresentato dalle obbligazioni convertibili o *cum warrant*: si tratta di una obbligazione che incorpora una opzione *call* (che può anche essere venduta separatamente dall'obbligazione) che attribuisce al detentore del titolo la facoltà di acquistare un determinato numero di azioni della società emittente, secondo un rapporto di conversione stabilito (per esempio, 5 azioni per ogni obbligazione convertibile posseduta). Se tali strumenti sono scambiati sul mercato, il costo di queste fonti di finanziamento può essere determinato scomponendo la parte di debito da quella di *equity*. Nel caso di un'obbligazione convertibile, con un modello di *option pricing* come il modello di Black-Scholes-Merton si determina il valore dell'opzione, che rappresenta la componente di *equity* ( $E_H$ ): quest'ultima, per differenza con il valore di mercato dell'obbligazione convertibile, permette di ottenere il valore della componente di debito ( $D_H$ ). Il costo degli strumenti ibridi sarà una media ponderata del costo del debito e del costo dell'*equity*, dove i pesi sono costituiti dalla percentuale di ciascuna delle due componenti sul totale del valore degli strumenti ibridi stessi:

<sup>62</sup> Dati estrapolati dal sito web del Prof. A. Damodaran. [47]

$$K_H = K_d * \frac{D_H}{D_H + E_H} + K_E * \frac{E_H}{D_H + E_H}$$

#### 2.3.1.4 – Valore di mercato del capitale

Una volta determinato il costo delle varie fonti di finanziamento, il secondo elemento per il calcolo del WACC è la determinazione del valore di mercato di tali fonti.

Il valore di mercato del debito non si riesce a determinare direttamente in quanto ciò sarebbe possibile soltanto se tutto il debito fosse stato emesso sotto forma di prestito obbligazionario sul mercato, mentre le società hanno anche in gran parte debiti non negoziati sul mercato, come debiti bancari, che sono indicati a valori contabili e non a valori di mercato. In realtà, per aziende mature in paesi sviluppati molti analisti assumono, semplificando, che i due valori non differiscono di molto e pertanto si può utilizzare il valore contabile del debito come *proxy* del valore di mercato. Tuttavia se sono disponibili le scadenze contrattuali e i valori contabili dei debiti, è possibile ottenere una stima del valore di mercato del debito assimilando l'intero debito ad un'obbligazione che paga delle cedole con valore nominale e scadenze pari a quelle dei singoli debiti. Il procedimento è il seguente:

- si individua la scadenza, il valore nominale e il peso relativo sul totale del debito per ogni debito contrattato;
- si moltiplica il peso percentuale di ogni debito per la relativa scadenza e si sommano i valori così ottenuti, individuando la *duration* finanziaria del debito complessivo;
- si applica la formula di una rendita perpetua annua pari all'ammontare complessivo degli interessi da pagare sul debito, considerando anche il valore nominale del debito da restituire, e usando come tasso di attualizzazione il costo del debito e come scadenza la *duration* calcolata precedentemente<sup>63</sup>:

$$D = I * \left[ \frac{\left(1 - \frac{1}{(1 + K_D)^d}\right)}{K_D} \right] + \frac{D_{vc}}{(1 + K_D)^d}$$

Per quanto riguarda il valore di mercato dell'*equity*, per società quotate il calcolo è semplice: si moltiplica il prezzo corrente di un'azione per il numero di azioni in circolazione. Qualora siano emesse azioni di categorie diverse (negli Stati Uniti sono molto comuni azioni di classe A e azioni di

---

<sup>63</sup>  $I$  = ammontare complessivo degli interessi;  $K_D$  = costo del debito;  $d$  = *duration* del debito;  $D_{vc}$  = valore contabile del debito.

classe B, ad esempio), che incorporano un diverso mix tra diritti di voto e diritti patrimoniali, e pertanto un prezzo diverso, il medesimo calcolo va effettuato per ogni classe di azioni per poi sommare i valori ottenuti. In caso di azienda non quotata, qualora si sia riusciti a determinare il valore di mercato del debito, e conoscendo il valore medio o mediano del rapporto *debt/equity* delle aziende del settore, si può ottenere una stima del valore del capitale di rischio moltiplicando tale rapporto per il valore di mercato del debito (lo stesso metodo si può applicare nel caso di una divisione di una azienda anche quotata, per la quale ovviamente non esiste un prezzo azionario).

## 2.3.2 - Flussi di cassa in entrata

### 2.3.2.1 - Elettricità prodotta dal parco

Per trasformare l'energia solare in energia elettrica sfruttando l'effetto fotoelettrico si usano le celle fotovoltaiche, interconnesse tra di loro tramite collegamento in serie formando così il modulo fotovoltaico.

Come accennato nel Primo Capitolo, le celle fotovoltaiche sono realizzate con materiali semiconduttori, tipicamente silicio, appositamente trattati con la tecnica del drogaggio, ossia vengono aggiunti al semiconduttore degli atomi di un elemento diverso, così da modificare le proprietà elettriche del materiale<sup>64</sup>: lo scopo è formare un campo elettrico che abbia come polo negativo la superficie della cella rivolta verso il Sole, cosicché quando la luce solare colpisce la cella, vengono liberati gli atomi dal materiale semiconduttore, creando le coppie elettrone-lacuna. Se poi vengono collegati dei conduttori elettrici ai due lati, caricati uno positivamente e l'altro negativamente, si crea un circuito elettrico e dunque gli elettroni vengono catturati sottoforma di corrente elettrica.

Il modulo fotovoltaico è costituito da più strati di materiale:

- telaio in alluminio;
- vetro temperato;

---

<sup>64</sup> Il drogaggio può essere di tipo:

- n: l'atomo drogante ha un elettrone in più di quelli che servono per soddisfare i legami del reticolo cristallino e tale elettrone acquista libertà di movimento all'interno del semiconduttore.
- p: l'atomo drogante ha un elettrone in meno e tale mancanza di elettrone, indicata con il nome di lacuna, si comporta come una particella carica positivamente e si può spostare all'interno del semiconduttore.

- incapsulante EVA;
- cella fotovoltaica;
- incapsulante EVA;
- foglio posteriore;
- scatola di giunzione.

Il telaio in alluminio svolge un ruolo fondamentale nella protezione del pannello che ospita le celle e nel fornire una struttura solida per montare il pannello stesso in posizione. Le sezioni in alluminio estruso sono progettate per essere estremamente leggere, rigide e in grado di resistere a sollecitazioni e carichi estremi originati da forte vento e forze esterne. Il telaio può essere anodizzato, processo elettrochimico che porta alla formazione di uno strato di ossido, il quale incrementa la resistenza alla corrosione e all'usura, la durezza e l'isolamento dielettrico.

La lastra di vetro anteriore protegge le celle fotovoltaiche dagli agenti atmosferici e dagli urti della grandine o dai detriti trasportati dall'aria. Il vetro è in genere un vetro temperato ad alta resistenza con uno spessore compreso tra 3,0 e 4,0 mm ed è progettato per resistere a carichi meccanici e sbalzi di temperatura estremi. Il test di impatto standard minimo *IEC*<sup>65</sup> richiede che i pannelli solari resistano a un impatto di chicchi di grandine del diametro di 1 pollice (25 mm) che viaggiano fino a 60 mph (27 m/s). In caso di incidente o di forte impatto, il vetro temperato è anche molto più sicuro del vetro standard poiché si frantuma in minuscoli frammenti piuttosto che in sezioni taglienti e frastagliate. Per migliorare l'efficienza e le prestazioni, la maggior parte dei produttori utilizza un vetro ad alta trasmissività che ha un contenuto di ferro molto basso e un rivestimento antiriflesso sul lato posteriore per ridurre le perdite e migliorare la trasmissione della luce.

Il cosiddetto incapsulante EVA ("etilene vinil acetato", uno strato di polimero altamente trasparente) ha la funzione di incapsulare le celle e tenerle in posizione durante la produzione. Il materiale EVA deve essere estremamente resistente e tollerante a temperature e umidità estreme, svolge un ruolo importante nelle prestazioni a lungo termine prevenendo l'ingresso di umidità, polvere e altri corpi esterni. La laminazione su entrambi i lati delle celle fotovoltaiche fornisce un certo assorbimento degli urti e aiuta a proteggere le celle e i cavi di interconnessione dalle vibrazioni e dall'impatto improvviso di grandine e altri oggetti. Un film EVA di alta qualità con un alto grado di ciò che è noto come "reticolazione" può fare la differenza tra una lunga durata o un guasto del pannello dovuto all'ingresso di acqua. Durante la fabbricazione, le celle vengono incapsulate con l'EVA prima di essere assemblate all'interno del vetro e della lastra posteriore.

---

<sup>65</sup> *International Electrotechnical Commission*, è un'organizzazione internazionale per la definizione di standard in materia di elettricità, elettronica e tecnologie correlate.

Il foglio posteriore è lo strato più posteriore dei comuni pannelli solari che funge da barriera contro l'umidità e rivestimento esterno finale per fornire protezione meccanica e isolamento elettrico. È costituito da vari polimeri o plastiche tra cui PP, PET e PVF che offrono diversi livelli di protezione, stabilità termica e resistenza ai raggi UV a lungo termine.

La scatola di giunzione è una piccola custodia resistente alle intemperie situata sul lato posteriore del pannello. È necessario per collegare saldamente i cavi necessari per interconnettere i pannelli. La scatola di giunzione è importante in quanto è il punto centrale in cui tutti i gruppi di celle si interconnettono e deve essere protetto dall'umidità e dalla sporcizia. Ospita anche i diodi di *bypass* necessari per prevenire la corrente di ritorno che si verifica quando le celle sono ombreggiate o sporche. I diodi consentono alla corrente di fluire solo in una direzione e un tipico pannello da 60 celle è diviso in 3 gruppi di 20 celle FV, ciascuno con un diodo di *bypass* per prevenire la corrente inversa. Sfortunatamente, i diodi di *bypass* possono guastarsi nel tempo e potrebbe essere necessario sostituirli, quindi il coperchio della scatola di giunzione può essere generalmente rimosso per la manutenzione, sebbene molti moderni pannelli solari ora utilizzino diodi di lunga durata più avanzati e scatole di giunzione non riparabili.

#### 2.3.2.1.1 – Tecnologia delle celle

Nella produzione di energia elettrica, i pannelli fotovoltaici trasformano una parte delle radiazioni solari che li colpiscono in energia elettrica, ma non tutta quanta: la maggior parte dell'irraggiamento è infatti trasformato in calore che riscalda i pannelli fotovoltaici riducendone la capacità di generazione di energia elettrica, mentre un'altra parte (compresa tra l'8% e il 15%) viene riflessa. Pertanto, per capire quanta energia elettrica un pannello può produrre è necessario considerare quali sono i fattori che influenzano la produzione stessa.

Il primo fattore è l'efficienza energetica del pannello (e successivamente dell'impianto). L'efficienza energetica è un concetto che si applica a qualsiasi impianto di generazione di energia elettrica: esso è il rapporto tra l'energia elettrica prodotta e l'energia utilizzata come input<sup>66</sup>. Tale caratteristica del pannello dipende da alcuni fattori tecnologici, che riguardano principalmente:

- la cella fotovoltaica;
- l'*inverter*;

---

<sup>66</sup> Per un pannello fotovoltaico l'input è rappresentato proprio dall'irraggiamento solare: dunque, se un pannello di 1m<sup>2</sup> riceve 1000 W/m<sup>2</sup> di energia dal Sole e produce 200W di energia elettrica, esso ha un'efficienza del 20%.

- le modalità per ridurre al minimo le perdite di energia durante il processo di generazione.

L'effetto fotovoltaico è stato scoperto nel 1839 da Alexandre-Edmond Becquerel, ma solo negli anni '50 del secolo scorso è stata realizzata la prima cella fotovoltaica in silicio da Bell Laboratories<sup>67</sup>, con un'efficienza del 6%. La cella è dunque l'elemento più importante di tutto il pannello solare. Sebbene le tecnologie basate sul silicio siano ancora le più diffuse sul mercato, grandi passi avanti sono stati fatti per migliorarne l'efficienza, mentre la ricerca sta proseguendo verso altri materiali.

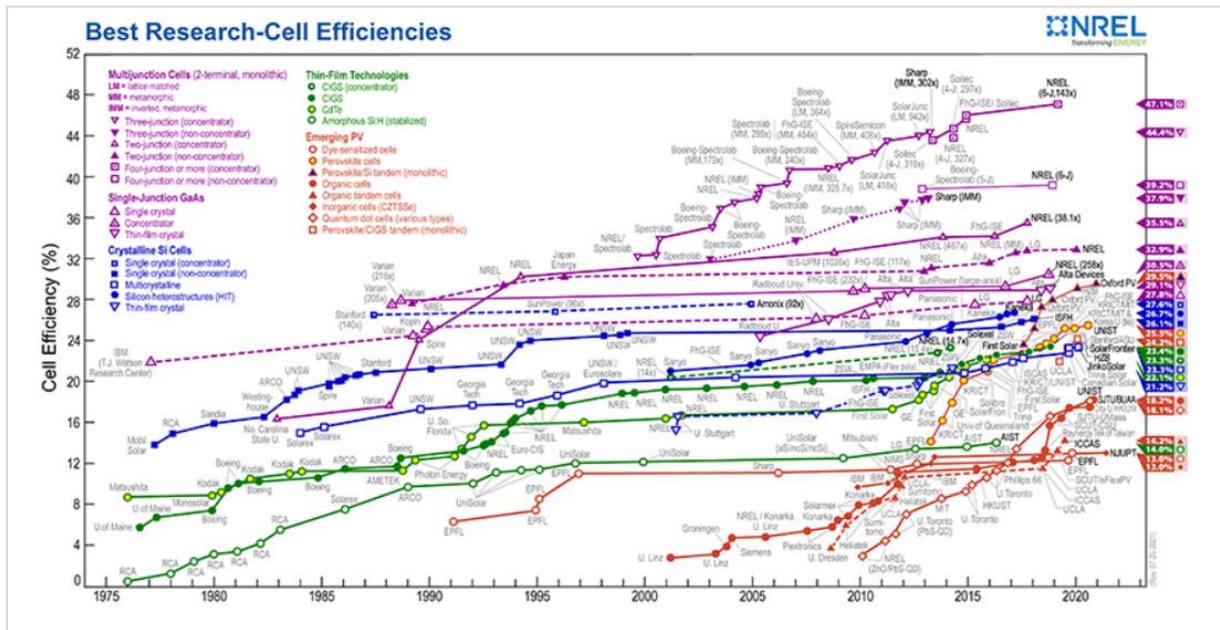


Figura 2.4: andamento delle efficienze di laboratorio delle varie tecnologie secondo il National Renewable Energy Laboratory (NREL)<sup>68</sup>

È utile studiare i progressi tecnologici riguardanti i materiali utilizzati per la realizzazione delle celle fotovoltaiche individuando quattro categorie chiamate “generazioni (GEN)”, che seguono lo sviluppo storico della ricerca in questo ambito. La prima generazione (GEN1) di celle fotovoltaiche comprende tecnologie basate sul silicio (simbolo: Si), monocristallo o multicristallino, e arseniuro di gallio (simbolo: GaAs), che rappresentano ancora la tecnologia più diffusa avendo raggiunto un costo medio/basso e un'efficienza moderata. La seconda generazione (GEN2) comprende celle realizzate in *micro-film* di silicio, ossia aventi pochi micron di spessore (a differenza di quelle GEN1 che hanno uno spessore compreso tra 50µm e 350µm), realizzate in silicio amorfo o silicio microcristallino, tellurio di cadmio (simbolo: CdTe), solfuro di cadmio (simbolo: CdS) o seleniuro di rame, indio e gallio (simbolo:

<sup>67</sup> Si veda American Physical Society News, Volume 18, n. 4. [32]

<sup>68</sup> Si tratta del più importante centro di ricerca sulle tecnologie del fotovoltaico, finanziato dal governo degli Stati Uniti. Grafico estratto dal sito web del NREL. [33]

CIGS), a cui è associata un'efficienza mediamente inferiore rispetto alla GEN1, compensata da minori costi di produzione e maggiore adattabilità alle superfici dato il loro minor spessore. La terza generazione (GEN3) raggruppa un assortimento molto eterogeneo di nuovi materiali, molto costosi ma anche molto efficienti e versatili, come *film* nanocristallini, punti quantici, celle solari sensibilizzate con coloranti e celle solari realizzate con polimeri organici. La quarta generazione (GEN4) utilizza una combinazione tra nano-materiali organici (nanotubi in carbonio o grafene) e materiali inorganici, ma la ricerca è iniziata da poco.

#### *Prima generazione*

Sebbene rappresentino la tecnologia più primitiva, le celle fotovoltaiche di prima generazione, realizzate in silicio o arseniuro di gallio, sono ancora le più diffuse sul mercato, data la loro efficienza moderatamente alta (sebbene i costi di produzione, nonostante negli anni si siano ridotti moltissimo, siano relativamente elevati).

Il silicio presenta vantaggi, tra cui:

- è il secondo elemento più abbondante presente nella crosta terrestre<sup>69</sup>, pertanto la sua disponibilità dovrebbe essere garantita per il futuro e i costi di estrazione ridursi con il tempo;
- è un elemento chimico stabile e non tossico, fattori che fanno sì che con l'utilizzo la longevità si riduca lentamente;
- le celle in silicio sono facilmente compatibili con componenti elettroniche in silicio (come circuiti integrati e *transistor*), il che facilita l'utilizzo di dispositivi elettronici associati (che siano degli utilizzatori oppure tecnologie installate sui pannelli per migliorarne l'efficienza).

Le celle monocristalline in silicio sono realizzate con il metodo di Czochralski, che prevede la fusione del silicio (1425°C) e, dopo diversi passaggi, la laminazione del composto solidificato per produrre *wafer* di silicio con spessore di 200µm -300µm e una lunghezza variabile da pochi centimetri a qualche metro. Hanno raggiunto un'efficienza<sup>70</sup> del 24,4%, tuttavia tale metodo di produzione resta molto costoso per vari motivi:

---

<sup>69</sup> Secondo il libro "*Abundance of elements in the earth's crust and in the sea, CRC Handbook of Chemistry and Physics, 97th edition (2016–2017)*", pagg. 14-17, costituisce circa il 28% della massa della crosta terrestre (7,2 milioni di tonnellate).

<sup>70</sup> In questo paragrafo, parlando dell'efficienza delle varie tecnologie ci si riferisce all'efficienza ottenuta in laboratorio, che è sempre più alta di quella delle celle fotovoltaiche prodotte e vendute sul mercato. Dal

- richiede silicio di elevata purezza (almeno del 98%), perché le contaminazioni nella materia prima riducono le proprietà elettriche della struttura monocristallina;
- necessita di molta energia per ottenere la fusione del silicio.

Le celle in arseniuro di gallio, con un'efficienza compresa tra 18,4% e 28,8% a seconda che abbiano una struttura cristallina o siano costituiti da uno strato sottile, sono realizzate con un processo che richiede bassa pressione e una temperatura elevata per ottenere la combinazione dell'arsenico e del gallio. Uno dei vantaggi principali di questa tecnologia è la sua versatilità nel *design*: tali celle, infatti, sono costituite da più strati con una composizione leggermente differente, in modo da avere delle proprietà elettriche migliori rispetto alle celle in silicio, le quali possono differire tra di loro soltanto per il livello di drogaggio: ad esempio, molto spesso le celle in arseniuro di gallio presentano uno strato di arseniuro di gallio e alluminio (simbolo: AlGaAs). L'altro vantaggio di poter utilizzare degli strati realizzati con materiali semiconduttori differenti è la capacità di poter assorbire uno spettro più ampio delle lunghezze d'onda della luce solare, fattore che contribuisce dunque ad una conversione maggiore dell'energia ricevuta dalla cella.

### *Seconda generazione*

La caratteristica che accomuna le celle fotovoltaiche di seconda generazione riguarda la tecnologia dei *micro-film*, ossia strati di materiale dallo spessore compreso di qualche micron o anche nanometro. L'obiettivo principale dello sviluppo di celle GEN2 è la riduzione dei costi di produzione rispetto alle celle GEN1 tramite l'utilizzo di materiale di minor qualità e in quantità inferiori.

Il silicio amorfo è uno dei materiali che appartengono a questa categoria. Esso presenta diversi vantaggi, tra cui:

- l'abbondanza del materiale;
- il processo per ottenere il materiale richiede basse temperature;
- data la possibilità di realizzare celle dello spessore di 1-2 $\mu$ m, queste hanno un coefficiente di assorbimento delle radiazioni solari maggiore e richiedono meno materiale.

A fronte di ciò, presenta anche degli svantaggi, legati all'assenza di una struttura cristallina (da cui il nome del materiale), il che riduce il ciclo di vita della cella fotovoltaica e non permette il drogaggio con boro o fosforo, richiedendo invece l'idrogeno originando così il silicio amorfo idrogenato: questo

---

momento che queste ultime variano per ogni azienda produttrice, il confronto tra le varie tecnologie è più comprensibile se ci si riferisce ad un unico valore, quello di laboratorio.

è più soggetto a degradazione se sottoposto alla luce solare, portando dunque all'assottigliamento dello strato di materiale e riducendo dunque la capacità della cella di generare corrente elettrica.

Il seleniuro di rame, indio e gallio è un materiale semiconduttore molto versatile per la realizzazione delle celle fotovoltaiche, perché può presentare un diverso *mix* degli elementi di base con cui è sintetizzato, inoltre anche il processo di produzione presenta diverse fasi che possono essere svolte in modi differenti per conferire al materiale delle proprietà specifiche. In tal modo, le celle fotovoltaiche raggiungono un'efficienza media del 20,3%. Discorso analogo vale per le celle in tellurio di cadmio, che hanno raggiunto un'efficienza del 21% circa.

In generale, le caratteristiche delle celle 2GEN possono essere così riassunte:

- meno costose delle celle in silicio, derivando ciò sia dai processi di produzione (dei materiali e delle celle stesse) sia dalla minor quantità di materiale richiesta per realizzare strati di materiale di pochi micron di spessore;
- alto coefficiente di assorbimento della luce solare associata ai materiali, a cui si contrappone una più bassa efficienza delle celle;
- la disponibilità di alcuni materiali (compresi quelli per l'elaborazione finale della cella) non è elevata;
- più soggette ad una degradazione fisica.

### *Terza generazione*

La ricerca di celle fotovoltaiche GEN3 è stata avviata su alcune considerazioni sulle tecnologie precedenti. Il silicio, sebbene abbondante in natura, dal momento che viene utilizzato in maniera intensa nell'industria elettronica, sta vedendo un incremento di costo negli anni, inoltre non riesce a catturare tutto lo spettro solare: nel blu è sensibile solo in parte, nel rosso è poco sensibile, nell'infrarosso non è sensibile, mentre è sensibile nel verde-giallo. Questo è il motivo per cui l'assorbimento solare è molto ridotto e una quantità elevata di energia viene dispersa. La soluzione delle celle di GEN2 è stata quella di poter realizzare celle formate da vari strati di materiale, diversi dal silicio puro, così che ciascuno sia in grado di assorbire meglio le varie lunghezze d'onda della luce, e che siano più economici da produrre: tuttavia i materiali utilizzati erano piuttosto elementari, dunque l'efficienza energetica risultava essere inferiore rispetto al silicio, come anche i costi. Sulla base di questo contesto si stanno sviluppando le nuove tecnologie: tuttavia, queste sono ancora per la maggior parte in fase di studio, e pochissime soluzioni sono in commercio (e comunque su piccola

scala). Tra queste tuttavia, due in particolare hanno ricevuto molta attenzione per i loro risultati e le possibilità di ulteriori perfezionamenti: la cella fotovoltaica perovskitica e la cella fotovoltaica a concentrazione (*CPV, Concentration PhotoVoltaics*).

Le prime utilizzano un materiale foto-assorbente appartenente al gruppo dei perovskiti<sup>71</sup>, composti da un misto di ossidi di due metalli: un metallo alcalino terroso (metalli molto reattivi, ossia che perdono facilmente elettroni, come il calcio) e un metallo di transizione (elementi del gruppo d della tavola periodica, come il manganese o il silicio). Esistono moltissimi composti appartenenti a questo gruppo, e diversi possiedono importanti proprietà elettriche: il più studiato è stato il tri-alogenuro di piombo e metil-ammonio (anche se si sta cercando di sostituire il piombo, data la sua tossicità, con lo stagno, sebbene porti ad un'efficienza inferiore). Gli sviluppi di questa tecnologia sono molto promettenti: nel 2009 l'efficienza di laboratorio era circa il 3,9%, mentre al 2021 è stata raggiunta un'efficienza energetica del 27,3% per le celle a singola giunzione, avvicinandosi al limite teorico di 33,7% e superando il record di efficienza delle celle in silicio GEN1 pari a 26,7%: è possibile tuttavia realizzare celle con più strati che possono spingere l'efficienza ad oltre il 40%. I costi di produzione sono molto inferiori rispetto a quelli delle celle in silicio (GCL New Energy, azienda energetica con sede ad Hong Kong, sta costruendo un impianto da 100 MW a Kunshan per la fabbricazione dei moduli con un'efficienza del 18% conseguendo una diminuzione del 70% nel costo di produzione rispetto a quello del silicio cristallino<sup>72</sup>), dal momento che meno passaggi sono richiesti per la lavorazione delle celle, e i materiali utilizzati sono abbondanti e molto meno utilizzati nel campo della microelettronica, a differenza del silicio. Tuttavia, la stabilità e la perdita di efficienza con l'aumentare delle dimensioni dei pannelli sono ancora dei punti deboli, ma la ricerca sta proseguendo.

Il fotovoltaico a concentrazione adotta invece un approccio differente rispetto alle tecnologie illustrate precedentemente: si basa sull'utilizzo di un sistema di lenti per concentrare i raggi solari incidenti sulla cella solare, permettendo di realizzare dei pannelli di dimensioni inferiori. È una tecnologia che si può applicare su materiali differenti, che può così permettere di utilizzare materiali anche più costosi poiché permette di mantenere invariato o ridurre i costi per metro quadro rispetto al fotovoltaico tradizionale: ciò ha permesso di realizzare dei pannelli multi-giunzione con rendimenti di laboratorio vicini al 50%. Questa tecnologia non è esente da svantaggi: le lenti posizionate davanti al pannello hanno bisogno di essere pulite più spesso o si rischia una perdita di efficienza più marcata rispetto ai pannelli tradizionali; questi pannelli generano molto più calore rispetto ai tradizionali

---

<sup>71</sup> Prendono il nome dal minerale della perovskite, il primo minerale ad essere scoperto, chiamato così dal mineralista russo L. A. Perovski.

<sup>72</sup> Tianhao Wu, Zhenzhen Qin et al., *The Main Progress of Perovskite Solar Cells in 2020-2021*, Nano-Micro Letters, Vol. 13(152), 2021, pag.12. [64]

rendendo necessario l'utilizzo di un dissipatore passivo<sup>73</sup>; a causa della lente anteriore i pannelli lavorano al meglio solo quando ricevono la luce solare diretta (preferibilmente vengono installati con sistemi d'inseguimento del sole).

#### *Quarta generazione*

La tecnologia fotovoltaica GEN4 si basa sull'utilizzo di polimeri inorganici (come quelli adottati per le celle GEN2 e GEN3) in combinazione con nano-materiali: questi sono materiali di dimensioni nell'ordine di pochi nanometri, e tale caratteristica rende possibile lo sfruttamento di effetti quantici per cui le proprietà fisiche, chimiche ed elettriche di un materiale si modificano quando si raggiungono tali dimensioni, mentre ciò non si verifica per ordini di grandezza superiori (dal micron) per cui le proprietà del materiale sono indipendenti dalle dimensioni. Come nano-materiali vengono utilizzati principalmente, tra gli altri, carbonio e grafene.

La produzione di celle fotovoltaiche GEN4 dovrebbe portare ad ulteriore riduzione dei costi rispetto alle generazioni precedenti, tuttavia la ricerca in questo ambito è molto complessa e deve fare ancora molti progressi, data l'efficienza media raggiunta che si aggira tra il 4% e il 6%.

---

<sup>73</sup> Rispetto ad un dissipatore attivo, che presenta delle ventole e spesso anche un liquido refrigerante, un dissipatore passivo è costituito da semplici lamelle di metallo (rame o alluminio solitamente) che dissipano il calore grazie alla conduttività termica del metallo utilizzato ed alle correnti convettive che si generano, per effetto della differenza di temperatura, nell'aria intorno al dissipatore stesso.

GEN	Technology	Production Method	Characteristics	Efficiency (%)
1GEN	m-Si	Czochralski	Expensive, stable	24.4
1GEN	p-Si	Siemens	Low cost, high defect content	19.9
1GEN	GaAs	Expitaxial growth	Expensive, good design control	18.4–28.8
2GEN	a-Si	Large-area deposition	Non-toxic, short life cycle	10.2–12.7
2GEN	μc-Si	Roll-to-roll	Low defect content, good degradability	11.9–14.0
2GEN	CIGS	Deposition, co-evaporation	Tuneable band gap	22.3
2GEN	CdTe	Deposition	High temperature tolerance, low fooling	21
3GEN	DSSC	Roll-to-roll,	Work in low-light conditions, robustness	5.0–20.0
3GEN	QDs	Solution casting	Efficient conductivity	11.0–17.0
3GEN	OPSCs	Solution casting	High work function, thermally stable	9.7–11.2
3GEN	PVSC (CH <sub>3</sub> NH <sub>3</sub> PbI <sub>3</sub> )	Sputtering/ printing	Cheap, simple	21.1–21.6
3GEN	MJ <sup>1</sup>	Stacking	Wide range of design, Challenging manufacture	35.8
3GEN	IMM <sup>2</sup>	Monolithic growth	Cheap, high band gap	40–44.4
4GEN	BHJ <sup>3</sup> PSC <sup>4</sup> with GO/PEDOT:PSS	Solution casting	Reproducible and stable	4.28
4GEN	PSC with G/PEDOT:PSS	Solution casting	Good functionality	2.82–11.8
4GEN	PVSC <sup>5</sup> with Li-GO	Spray deposition	Stable, long lifetime	1.07–11.14
4GEN	PVSC with rGO/PEDOT:PSS	Solution casting	Long lifetime, reduced elec.-hole recombination	5.7–11.95
4GEN	PSCs with B-doped CNTs	Solution casting	Improved electron transport	4.1–8.6

<sup>1</sup> MJ: multi-junction; <sup>2</sup> IMM: inverted methamorphic multijunction; <sup>3</sup> BHJ: Bulk heterojunction; <sup>4</sup> solar cell; <sup>5</sup> PVSC: perovskite.

Tabella 2.3: principali caratteristiche ed efficienza di laboratorio delle tecnologie fotovoltaiche divise per generazione<sup>74</sup>

### 2.3.2.1.2 - I fattori che influenzano la produzione dei pannelli

L'efficienza di un pannello non è l'unica fattore da considerare per calcolare l'output generato. A parità di efficienza energetica, che dipende dalla tecnologia adottata, due impianti in condizioni ambientali diverse produrranno una diversa quantità di energia elettrica. Due sono le determinanti principali, che possono essere ulteriormente analizzate:

- l'ammontare di energia solare che colpisce il pannello;
- il coefficiente termico del pannello.

È facile capire la relazione tra ammontare di energia in entrata e ammontare di energia in uscita: maggiore la quantità di radiazioni solari che irradiano la zona dove il pannello è installato, maggiore

<sup>74</sup> Grafico estratto da: José A. Luceño, Rafael Peña e Ana María Díez-Pascual, "Materials for Photovoltaics: State of Art and Recent Developments", 2019, pag. 32. [34]

sarà l'energia generata. Tuttavia questo non è sempre vero, perché bisogna considerare qual è il coefficiente termico del pannello. Quando un pannello viene colpito dai raggi solari, esso si riscalda e va a ridurre il *band gap* del semiconduttore, ossia l'energia minima richiesta per rompere un legame del reticolo cristallino e liberare un elettrone: ciò significa che la tensione che si potrà creare sarà minore<sup>75</sup>, e poiché secondo la legge di Ohm<sup>76</sup> c'è una relazione inversa tra la potenza generata e la tensione, all'aumentare della temperatura della cella diminuisce l'output che esso può generare, a parità di altre condizioni. Il coefficiente termico (%/°C) è il parametro che misura questa perdita, e indica qual è la diminuzione percentuale della potenza generata per ogni grado in più rispetto ai 25°C. Per il silicio, tale coefficiente varia tra -0,35% e -0,5%: significa che ad una temperatura di 35°C la perdita in termini di potenza effettiva è tra il 3,5% e il 5%.

Da ciò si capisce come le condizioni ambientali migliori per un pannello fotovoltaico sono quelle che massimizzano l'irraggiamento ma senza portare ad elevati aumenti di temperatura. I principali fattori ambientali che incidono sulle performance dei pannelli fotovoltaici sono:

- Umidità: questa influenza l'efficienza di un pannello fotovoltaico perché la presenza di maggior quantità di vapore acqueo nell'aria circostante fa sì che una parte maggiore della radiazione solare venga riflessa o rifratta, e dunque una minor quantità di energia è utilizzabile come input per la generazione di corrente elettrica. In secondo luogo, l'umidità può anche penetrare all'interno del materiale con cui sono realizzate le celle e danneggiarle, riducendone l'efficienza;
- Polveri: può trattarsi di sabbia o anche di polline, più in generale qualsiasi particella solida con un diametro di poche centinaia di micron. Queste vanno ad intercettare parte della luce diretta sul pannello, inoltre possono rovinare i materiali con cui i pannelli sono realizzati e dunque ridurre l'efficienza complessiva;
- Vento: le correnti d'aria possono invece migliorare l'efficienza del pannello, dal momento che agiscono contro i due fattori precedenti, contribuendo a rimuovere parte delle polveri che possono depositarsi e abbassando la temperatura del pannello. Tuttavia, venti troppo forti potrebbero danneggiare l'intero impianto;

---

<sup>75</sup> Bisogna infatti considerare che la tensione che può essere generata dipende da due stati energetici diversi che gli elettroni assumono: lo stato a riposo, di bassa energia, e lo stato di eccitazione, ad alta energia, quando vengono colpiti dai fotoni della luce solare che gli trasmettono energia. Tuttavia il calore conferisce energia termica agli elettroni a riposo, pertanto l'energia minima richiesta per far sì che questi possano liberarsi dai loro legami (ed essere sfruttati per la generazione di corrente) è minore, perché è minore la distanza energetica tra lo stato a riposo e lo stato di eccitamento degli elettroni, e questa rappresenta la differenza di potenziale (la tensione appunto) che si può ottenere dalla cella fotovoltaica, che risulta quindi minore con l'aumentare del calore prodotto.

<sup>76</sup> Si veda nota [48].

- Nubi: rappresentando uno schermo alla luce che raggiunge il suolo, queste riducono l'energia potenzialmente utilizzabile dagli impianti fotovoltaici;
- Stagioni: a seconda delle stagioni, cambiano le ore di luce durante l'arco della giornata, pertanto d'inverno la produzione di un impianto sarà inferiore rispetto alle stagioni più calde<sup>77</sup>.

Dunque l'analisi geografica diventa una fase essenziale per stabilire dove risulta essere più adeguato realizzare un parco fotovoltaico e per determinare l'output generato. Esistono molti *software* che permettono di stimare questi elementi: di seguito si mostra un esempio delle analisi che questi permettono di effettuare<sup>78</sup>.

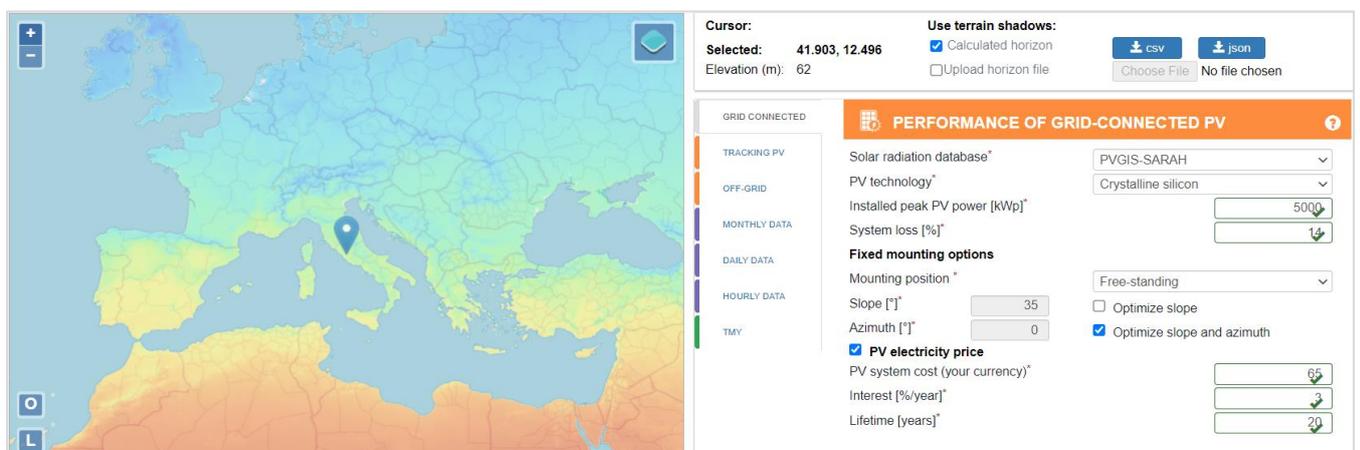


Figura 2.5: grafica di input del PhotoVoltaic Geographical Information System (PVGIS)

<sup>77</sup> Come spiegato, ciò non dipende dal fatto che d'inverno le temperature sono più basse che d'estate: l'aumento delle temperature riduce infatti l'efficienza del pannello a seconda del suo coefficiente termico.

<sup>78</sup> Il *tool* utilizzato si chiama *PhotoVoltaic Geographical Information System*, PVGIS, ed è disponibile gratuitamente sul sito della Commissione Europea [44]. Le due figure mostrate hanno solo lo scopo di mostrare le potenzialità esistenti dei *software* di analisi utilizzate nel settore fotovoltaico, i dati inseriti sono puramente indicativi.

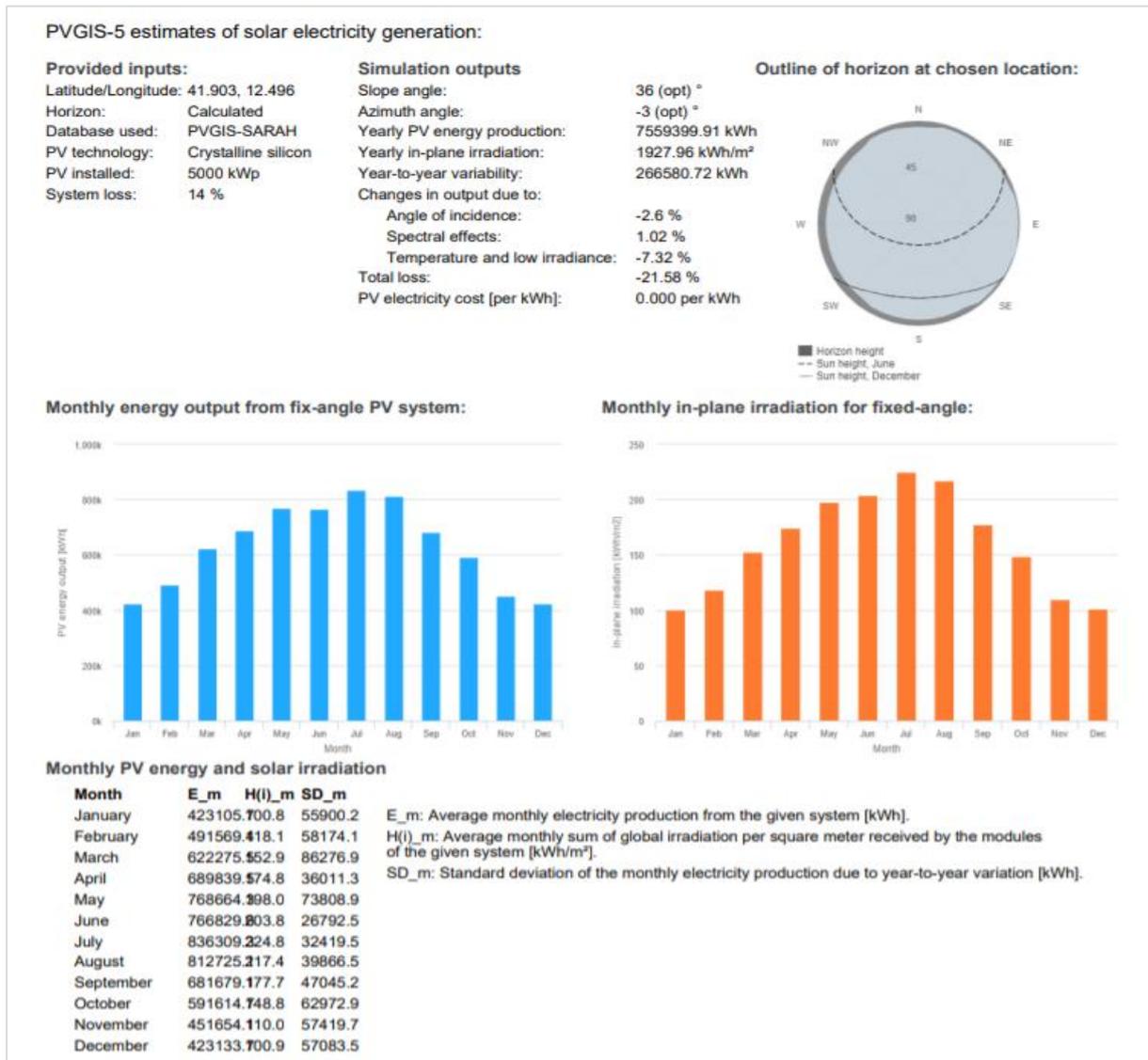


Figura 2.6: grafica di output del PhotoVoltaic Geographical Information System (PVGIS)

### 2.3.2.2 - Prezzo dell'elettricità

Analizzati gli elementi che contribuiscono a determinare l'ammontare di energia elettrica da un impianto fotovoltaico, il passo successivo riguarda la valorizzazione dell'elettricità. In questo mercato, il bene non viene scambiato direttamente dal produttore al consumatore, pertanto è necessario comprendere i meccanismi di formazione del prezzo dell'energia elettrica. Le società proprietarie di impianti di generazione vengono remunerati o tramite contratti bilaterali o tramite la vendita sulla Borsa Elettrica (*IPEX – Italian Power Exchange*).

### 2.3.2.2.1 - Borsa Elettrica

La Borsa Elettrica, prevista dallo stesso decreto Bersani, è stata istituita a partire dal 2004 e gestita dal Gestore dei Mercati Energetici (GME), partecipata al 100% dal GSE, che assicura una adeguata disponibilità di energia e vigilanza costante sui prezzi e che agisce come controparte nelle contrattazioni di Borsa. Tale mercato regolamentato, il cui testo normativo di riferimento è il Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico<sup>79</sup>, è composto da tre piattaforme telematiche: il Mercato Elettrico a Pronti (MPE), il Mercato Elettrico a Termine (MTE) e la piattaforma di Consegna Derivati Energia (CDE), sulla quale vengono eseguiti i contratti finanziari che vengono conclusi sul Mercato dei derivati energetici, (*IDEX, Italian Derivatives Energy Exchange*, segmento dell'IDEM di Borsa Italiana: la negoziazione dei derivati energetici non rientra pertanto sotto la gestione del GME, a cui spetta solo la gestione del CDE).

Il Mercato Elettrico a Pronti a sua volta è articolato nel seguente modo:

- Mercato del Giorno Prima (MGP), dove produttori, grossisti<sup>80</sup> e clienti finali idonei possono vendere/acquistare energia elettrica per il giorno successivo;
- Mercato Infragiornaliero (MI), che permette a produttori e grossisti di modificare le proprie offerte immesse nel MGP partecipando ad una o più delle sette sessioni previste;
- Mercato del Servizio di Dispacciamento (MDS), che si svolge in tempo reale e serve a garantire che domanda e offerta di energia siano sempre in equilibrio: Terna agisce come controparte centrale in modo tale da gestire eventuali squilibri che si vengono a creare tra domanda e offerta di energia elettrica a livello nazionale su ogni segmento del mercato elettrico, ma anche sul mercato *Over the Counter*.

Il Mercato Elettrico a Termine è la sede dove avviene la negoziazione in modalità continua di contratti a termine dell'energia elettrica, con obbligo di consegna e ritiro. Il funzionamento di tale mercato è simile a quello dei *futures*: gli operatori partecipano presentando proposte nelle quali indicano tipologia e periodo di consegna dei contratti, numero dei contratti, prezzo al quale sono disposti ad acquistare/vendere. Sul MTE sono negoziabili due tipologie di contratti, la cui quantità di energia sottostante è fissata dal GME in misura pari a 1 MW moltiplicato per i periodi rilevanti

---

<sup>79</sup> Approvato con D.M. del 19 dicembre 2003. [35]

<sup>80</sup> Questi, definiti dallo stesso Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico come "i soggetti che acquistano e vendono energia elettrica senza esercitare attività di produzione, trasmissione e distribuzione" (art. 2, comma 1, lettera h), devono essere iscritti all'elenco degli operatori ammessi secondo l'articolo 16 della stessa disciplina e curato dal GME.

sottostanti il contratto medesimo, che possono essere: consegna ad un mese, a tre mesi, ad un anno. Le tipologie sono<sup>81</sup>:

- “*Baseload*, il cui sottostante è l’energia elettrica da consegnare in tutti i periodi rilevanti dei giorni appartenenti al periodo di consegna”;
- “*Peakload*, il cui sottostante è l’energia elettrica da consegnare nei periodi rilevanti dal nono al ventesimo dei giorni appartenenti al periodo di consegna, esclusi il sabato e la domenica”.

Il Mercato dei Derivati Energetici, che è gestito da Borsa Italiana S.p.A., ammette alla negoziazione non soltanto soggetti che partecipano già ad un mercato elettrico europeo, ma anche altri soggetti quali banche, imprese di investimento e altre imprese non finanziarie che rispettino determinati requisiti, tra cui i più rilevanti:

- avere la forma giuridica di società per azioni, società a responsabilità limitata o forme equivalenti;
- i soggetti che svolgono funzioni di direzione, amministrazione e controllo nonché i soggetti responsabili del controllo interno e delle negoziazioni, devono possedere dei requisiti di onorabilità e professionalità, equivalenti a quelli previsti per gli intermediari finanziari;
- sia dotato di un adeguato patrimonio netto, risultante dall’ultimo bilancio.

A seconda del tipo di mercato elettrico in cui si opera, cambia il meccanismo di formazione del prezzo dell’energia elettrica.

Il primo meccanismo riguarda il MGP, il MI e il MTE e si chiama *System Marginal Price*. Il sistema in questione, che ad oggi è il metodo di fissazione del prezzo dell’elettricità maggiormente diffuso in Europa, si basa sull’incrocio delle offerte di acquisto e di vendita nel seguente modo:

- dal lato dell’offerta, gli operatori indicano le quantità di energia che sono disposti a fornire e il prezzo minimo al quale sono disposti a vendere le medesime quantità (prezzo minimo di cessione);
- dal lato della domanda, gli operatori indicano, invece, le quantità di energia che desiderano acquistare e il prezzo massimo che sono disposti a corrispondere per le medesime quantità (prezzo massimo di acquisto).

---

<sup>81</sup> Sono riportate le definizioni delle due tipologie di contratto che vengono date dal Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico, art. 62, comma 1.

Successivamente si selezionano le offerte secondo un criterio di merito economico, per cui le offerte di vendita vengono prima selezionate e poi ordinate secondo un ordine crescente di prezzo mentre le proposte di acquisto vengono ordinate in maniera decrescente: il risultato sarà un prezzo e una quantità di equilibrio che vanno a massimizzare il volume di scambi. Pertanto, in questo modo, tutti gli operatori vengono remunerati al prezzo marginale, pari a quello relativo all'ultima offerta selezionata, a prescindere dal prezzo precedentemente offerto dal singolo operatore. Il vantaggio solitamente associato al sistema del prezzo marginale è l'incentivo dato all'innovazione e all'efficientamento della produzione. La differenza tra il prezzo dell'offerta e il prezzo marginale premia, infatti, l'efficienza degli impianti e consente ai produttori di investire in tecnologie che abbattano i costi. Poiché l'energia elettrica ha le caratteristiche del bene omogeneo (in quanto non esistono differenze nelle caratteristiche o nella qualità dei beni, tali da generare la nascita di sotto-mercati), la concorrenza tra fornitori si gioca nella capacità di ridurre per l'appunto i costi di produzione.

Per quanto riguarda il MGP, che è il mercato di scambio principale, questo schema di base si complica quando si va a considerare la particolarità del mercato dell'energia elettrica. Tale complessità deriva dall'esistenza di vincoli tecnici estremamente pressanti che caratterizzano la rete elettrica:

- la quantità di energia immessa e prelevata, al netto delle perdite di rete, deve essere continuamente bilanciata;
- la frequenza e la tensione dell'energia non possono discostarsi dal valore prestabilito per più di un delta molto ristretto;
- su ogni elettrodo della rete, l'energia che vi transita non può superare il limite caratterizzante l'elettrodo stesso.

Tali vincoli portano a notevoli difficoltà nella gestione della rete in quanto la domanda è caratterizzata da un andamento estremamente variabile sia nel breve (ora) che nel lungo periodo (settimana, mese), inoltre non esistono tecnologie adatte all'accumulo di grandi quantità di energia, quindi deve essere immessa l'esatta quantità di energia richiesta. Inoltre, la rete può essere associata ad un insieme di bacini collegati che sottostanno al principio dei vasi comunicanti, per cui ogni sbilanciamento, ogni squilibrio istantaneo e locale causato da una discrepanza tra l'offerta e la domanda, si propaga immediatamente in tutta la rete stessa. Tutti questi fattori sopra elencati e brevemente descritti portano quindi ad un complesso sistema di gestione della rete e del mercato elettrico: Terna quindi svolge il delicato compito di assicurare il continuo bilanciamento del sistema in tempo reale, per evitare avarie del sistema ed assicurare la continuità della fornitura.

Il risultato di questo sistema è che la formazione del prezzo di scambio dell'energia elettrica si "incastra" con un altro schema, quello della suddivisione del territorio coperto dalla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) gestita da Terna. Questa infatti è suddivisa in diverse zone, come mostra in figura:

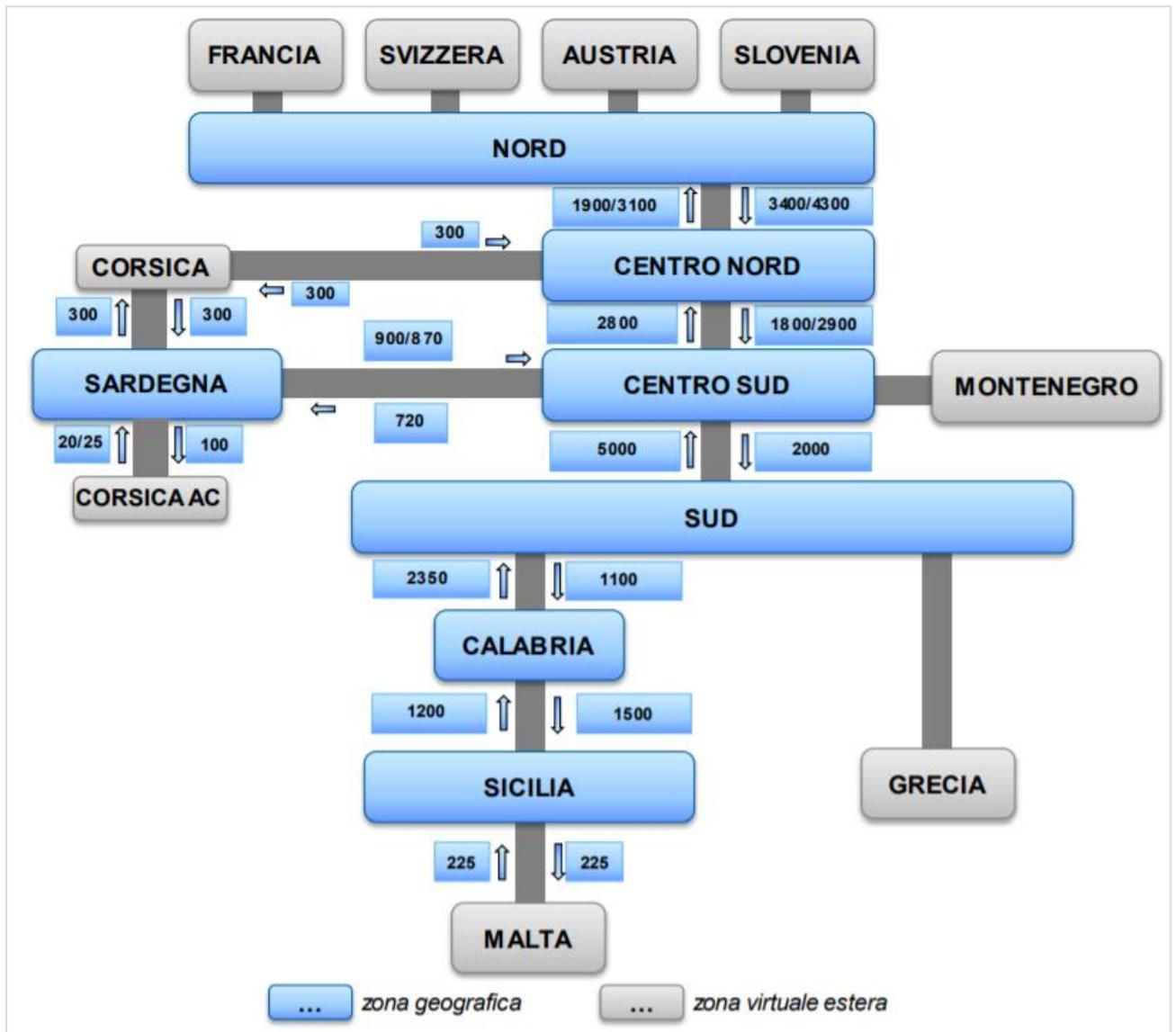


Figura 2.7: zone e limiti di transito (in MW) in Italia<sup>82</sup>

Il territorio italiano è suddiviso infatti in zone di mercato, ovvero porzioni di rete di trasmissione cui corrispondono limiti fisici di transito dell'energia elettrica con le rispettive zone confinanti. Tali limiti, la cui presenza è dovuta a questioni inerenti alla sicurezza del sistema, vengono calcolati secondo un modello che tiene conto della generazione e dei consumi elettrici. Dal momento che l'equilibrio tra

<sup>82</sup> I limiti di transito sono leggermente differenti tra il periodo estivo e quello invernale (i valori del grafico si riferiscono a quest'ultimo caso), ma la suddivisione territoriale è la medesima. Grafico estratto da: Terna, *Valori dei limiti di transito tra le zone di mercato*, 2020, pag. 17. [36]

domanda e offerta di energia elettrica deve realizzarsi dunque in ognuna di queste zone, tuttavia queste non sono “autosufficienti”, pertanto l’elettricità in entrata può provenire da qualsiasi parte del territorio nazionale, come è stato illustrato nel paragrafo precedente. Questa considerazione, in parallelo con i vincoli tecnici associati alla rete elettrica, fa sì che nel collegamento tra due zone limitrofe si determinino dei vincoli di transito: tali limiti di transito si riferiscono all’energia massima, misurata in MW, che può passare lungo gli elettrodotti che collegano due zone limitrofe, e non sono uguali per ogni zona.

Questo schema si incastra con il meccanismo della formazione del prezzo tramite asta marginale, descritto precedentemente: una volta conclusa l’asta, si vengono a determinare dei programmi di immissione di energia elettrica da dover consegnare il giorno dopo, nonché un prezzo di equilibrio originato dall’incontro tra domanda aggregata e offerta aggregata. Tuttavia, se anche solo un limite di transito viene violato, quindi una delle zone scambia più energia di quanto consentito, il prezzo dell’energia con cui vengono remunerati i produttori non è più quello di equilibrio ma si attiva il *market splitting* (o modello a zone di mercato) costruendo per ciascuna zona:

- una curva di domanda che include tutte le offerte di acquisto presentate nella zona stessa;
- una curva di offerta che include tutte le offerte di vendita presentate nella zona stessa.

In tal modo, ci saranno zone importatrici ed altre esportatrici di energia elettrica<sup>83</sup>, e l’esito dell’incrocio di domanda e offerta di ogni zona è l’individuazione di un prezzo di equilibrio zonale diverso da ogni zona, che ovviamente è maggiore nelle zone importatrici<sup>84</sup>. Se a seguito di questa soluzione sono violati dei vincoli interni di una zona, il processo si ripete fino a che ogni squilibrio non è eliminato.

Dunque, se nessun vincolo di transito viene superato allora si forma un solo prezzo di equilibrio, mentre quando almeno un vincolo di transito viene superato si attiva il meccanismo del *market splitting* e si formeranno tanti prezzi orari zonali per quante sono le zone in cui è suddivisa la rete.

---

<sup>83</sup> Esistono comunque dei limiti alle importazioni ed esportazioni:

- Per le zone importatrici, l’importazione massima è determinata considerando una offerta di vendita a prezzo nullo;
- Per le zone esportatrici, l’esportazione massima è determinata considerando una offerta di acquisto senza indicazione di prezzo.

<sup>84</sup> Nelle zone con eccesso di importazione, infatti, il prezzo aumenta perché saranno chiamati a produrre impianti precedentemente esclusi dal momento che la domanda è maggiore dell’offerta locale, e viceversa nelle zone esportatrici.

Il meccanismo di formazione del prezzo in caso di superamento dei almeno un limite di transito prevede un ultimo passaggio. Infatti, venditori e acquirenti si trovano a fronteggiare un prezzo differente, in particolare:

- il prezzo di acquisto dell'energia elettrica, sebbene si sia verificato il fenomeno del *market splitting*, è unico su base nazionale (chiamato per l'appunto PUN, Prezzo Unico Nazionale) ed è dato dalla media dei prezzi di equilibrio di ciascuna zona ponderati per i consumi zonal;
- il prezzo di vendita dell'energia elettrica è uguale al prezzo di equilibrio di ciascuna zona.

Si viene così a creare una situazione per cui quanto incassano i venditori in aggregato risulta essere minore di quanto pagano gli acquirenti complessivamente<sup>85</sup>. Tale differenza viene versata al gestore della rete di trasmissione (Terna) a titolo di maggiorazione del corrispettivo di trasmissione (in caso di *market splitting* i costi di gestione della rete aumentano, perché diventa più complesso e dunque costoso far raggiungere l'equilibrio simultaneo in tutte le zone del territorio rispetto al caso di un equilibrio raggiunto con la prima asta).

Il secondo meccanismo di formazione del prezzo riguarda il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD). Per svolgere il servizio del dispacciamento, Terna deve collaborare con alcuni produttori di energia elettrica, e individua alcune Unità di Produzione (ossia degli impianti) che rispettino dei requisiti piuttosto stringenti in modo che siano funzionali allo svolgimento di questa attività: ad esempio, devono essere in grado di immettere energia elettrica pari ad almeno 10 MW entro 15 minuti dall'inizio della variazione della domanda, dunque non potranno essere selezionati tutti gli impianti che partecipano al MGP (in particolare gli impianti non programmabili, come un parco eolico o fotovoltaico, o una centrale idroelettrica ad acqua fluente). In questo sistema, Terna paga il produttore in caso di richiesta di aumento di potenza (dal momento che si tratta dopotutto di una vendita di energia elettrica), mentre in caso di richiesta di diminuzione di potenza sarà il produttore a corrispondere un prezzo a Terna. Il prezzo in questione non è ottenuto tramite lo schema dell'asta marginale, ma secondo la formula *Pay as bid*, che rientra nello schema dell'asta marginale, pertanto ogni produttore farà un'offerta stabilendo un prezzo di vendita, queste offerte vengono ordinate in ordine crescente e naturalmente verranno soddisfatte nel medesimo ordine (lo stesso prezzo di vendita sarà quello che il produttore dovrà pagare quando invece deve ridurre la potenza: pertanto si riducono le possibili distorsioni causate da questo meccanismo d'asta).

---

<sup>85</sup> I venditori, che siano grossisti o produttori, vengono remunerati in base al prezzo zonale della zona da cui parte l'energia elettrica che esportano nelle altre zone.

#### 2.3.2.2.2 - Contratti bilaterali sul mercato OTC: i Power Purchase Agreement

La partecipazione alla Borsa Elettrica non è obbligatoria: esso costituisce infatti un mercato regolamentato, ma accanto ad esso c'è un mercato *over-the-counter (OTC)* dove gli operatori possono scambiare energia elettrica sulla base di contratti bilaterali a termine, i quali non hanno delle caratteristiche standardizzate come avviene invece nella Borsa Elettrica. Anche le quantità di energia scambiate in questa sede devono attraversare la rete di trasmissione e distribuzione nazionale, pertanto gli ordini di scambio sono comunicati alla Piattaforma Conti Energia a Termine (PCE), gestita dal GME, in modo tale da evitare violazioni dei limiti di transito. Inoltre, tale offerte vengono inviate sul MGP come offerte di vendita a prezzo nullo e offerte di acquisto a prezzo massimo, in modo tale da essere accettate sicuramente e non contribuiscono alla formazione del prezzo di equilibrio, sebbene contribuiscano alla determinazione dei prezzi zonalari orari nonché del PUN.

In questo mercato vengono scambiati, in particolare, dei contratti chiamati *Power Purchase Agreement (PPA)*. Questa fattispecie contrattuale rappresenta un contratto solitamente di lungo termine (dai 5 ai 20 anni) tra un produttore e un compratore per lo scambio di energia elettrica ad un dato prezzo e periodo di tempo prefissato. In tali contratti sono specificati, oltre ai due aspetti indicati (che fanno capire come questi contratti rientrino nella categoria dei *forward*), vi sono il volume scambiato, il punto di consegna ossia dove viene erogata e conteggiata l'energia prodotta da un impianto, le condizioni circa altri prodotti collegati alla fornitura di energia elettrica (Garanzie d'Origine, *Renewably Energy Credits*) qualora questa sia stata generata da fonti rinnovabili: in quest'ultima situazione si parlerà di *Renewable Power Purchase Agreement (RPPA)*<sup>86</sup>.

I *PPA* possono classificati secondo vari criteri. In linea generale, la classificazione più ampia vede la distinzione tra *on-site PPA* e *off-site PPA*. Nel primo caso, l'impianto è realizzato nella proprietà del cliente consumatore, il quale ad esempio realizza delle coperture su cui vengono installati pannelli fotovoltaici oppure acquista o affitta un terreno nelle vicinanze della propria azienda, dove realizza un impianto di generazione di energia elettrica collegato alla propria struttura tramite cavidotti privati. In questa casistica, il proprietario dell'azienda (che non coincide con il proprietario degli impianti, altrimenti si avrebbe il caso dell'autoconsumo e un *PPA* non avrebbe senso di esistere) dovrà confrontare il prezzo del contratto con il prezzo della bolletta elettrica che si aspetta di dover

---

<sup>86</sup> Nel proseguo del paragrafo si tratteranno i *Corporate RPPA*, dove l'acquirente è rappresentato da grandi aziende, governi o enti locali, dunque soggetti che hanno dei consumi di elettricità rilevanti, mentre i produttori sono le aziende proprietarie di centrali elettriche alimentate da fonti rinnovabili.

pagare. Un esempio di questa soluzione è dato dall'azienda L'Oreal, che nel 2017 ha commissionato ad Enersol SPV la realizzazione di un parco fotovoltaico di 3MW siglando un *on-site PPA* di 20 anni<sup>87</sup>.

Nel caso di *off-site PPA*, il tratto che accomuna le varie tipologie di questa fattispecie è l'utilizzo della rete di trasmissione pubblica, pertanto le due controparti devono interagire anche con la società di gestione della rete (Terna nel caso italiano) per poter far transitare l'ammontare di energia pattuito, e ciò ha un costo che deve essere considerato. Le principali modalità di questo contratto, dal punto di vista di un produttore di energia elettrica, sono i *PPA fisici*<sup>88</sup>, i *PPA finanziari* (detti anche virtuali o sintetici) e i *PPA multi-acquirente*.

Nei *PPA fisici* vi è una consegna diretta di energia, secondo le modalità prestabilite tra le controparti, dal produttore al compratore; nei i *PPA finanziari* invece le due controparti non scambiano direttamente l'energia, ma il produttore immetterà l'energia generata sulla rete di trasmissione pubblica e otterrà un certo prezzo, secondo le modalità espone precedentemente, mentre l'acquirente si rifornirà sul mercato pagando il PUN, ma i due soggetti si impegnano a scambiarsi un flusso finanziario compensando la controparte in modo tale che ciascuno dei due pagherà il prezzo stabilito dal contratto. I *PPA multi-acquirente* sono una variante delle due fattispecie appena descritte, dove tuttavia l'acquirente è sostituito da un consorzio di aziende con un fabbisogno energetico: tale consorzio porterà alla stipula di un unico *PPA* con il produttore per essere rifornite da un medesimo impianto, garantendo condizioni identiche a tutte le controparti<sup>89</sup>.

Per quanto riguarda il prezzo dell'energia contrattata, ci sono diverse possibilità ascrivibili a due categorie principali.

La prima è quella del prezzo fisso, o "*Fixed-price PPA*":

- prezzo fissato durante la fase di contrattazione e stabile durante tutta la durata dell'accordo;
- prezzo stabilito in partenza, ma con un tasso di crescita legato all'inflazione;
- prezzo che non rimane fisso, a essere stabile è il tasso di crescita, quindi accordato un valore iniziale del MWh ogni anno ho un incremento pari al rateo stabilito inizialmente, magari dipendente anche dall'inflazione.

---

<sup>87</sup> Re-Source, European platform for corporate renewable energy sourcing, *Introduction to Corporate Sourcing of Renewable Electricity in Europe*, 2020, pag. 28. [37]

<sup>88</sup> Dal momento che i *PPA on-site* sono tutti di tipo fisico, quindi con consegna diretta di energia, quando si parla di *PPA fisici* ci si riferisce generalmente alla categoria *off-site* dal momento che questa può avere diverse configurazioni.

<sup>89</sup> Nel 2016, AkzoNobel, DSM, Google e Philips hanno firmato un *PPA multi-acquirente* per la realizzazione di un parco eolico (*Windpark Krammer*, nel sud-est dell'Olanda) dalla potenza nominale di 102MW: ogni azienda ha diritto di ricevere un quarto della produzione del parco. [38]

La seconda è quella dello sconto sul mercato o "*Discount to market PPA*":

- tasso di sconto prefissato dalle parti. Solitamente viene preso un indice del mercato dell'energia elettrica come riferimento di prezzo (ad esempio in Italia il PUN) e ad esso viene applicato lo sconto stabilito;
- soglia di minimo prezzo che garantisca un flusso di cassa minimo al produttore. In questo caso se il prezzo scende sotto il minimo accettabile per il venditore, l'acquirente continua a pagare il prezzo della soglia più bassa;
- tetto massimo di prezzo sostenibile. Al contrario del precedente punto, in questo caso se il prezzo cresce oltre il limite, l'acquirente pagherà l'energia comunque al valore di soglia concordato.

Associati alla vendita di energia elettrica generata da fonti rinnovabili ci sono tuttavia anche degli incentivi da considerare, rappresentati da certificati che attestano l'origine non fossile dell'elettricità scambiata, e che permette all'acquirente di godere di alcuni benefici. Nel contratto pertanto bisogna valorizzare anche questa seconda componente: su questa tuttavia generalmente non si applicano dei tassi di crescita che modificano nel tempo il valore iniziale e si adotta una tariffa *flat* in linea con il loro valore attuale di mercato (a cui si può applicare uno *spread* considerando le plausibili previsioni, molto dipendenti anche dagli sviluppi normativi).

I *PPA* possono essere negoziati anche prima della data di entrata in funzione dell'impianto<sup>90</sup>: tale data è dunque di grande importanza per le due controparti, soprattutto per l'acquirente che deve soddisfare un fabbisogno energetico già programmato, pertanto il superamento di questa scadenza (qualora non sia dovuta ad eventi di forza maggiore) può portare il produttore al pagamento di penali o l'acquirente al recesso anticipato dell'accordo (tipicamente uno slittamento di 12-24 mesi è tollerato, oltre ci può essere un'uscita dal *PPA* senza sanzioni per l'acquirente). Nella valutazione del prezzo di un contratto bisognerebbe dunque considerare anche questa componente negativa, ponderandola per il rischio specifico.

Il ricorso a questi contratti è sempre più frequente nel mercato dell'energia elettrica, dal momento che permette alle controparti di fissare, in maniera piuttosto libera, le condizioni dello scambio.

Dal punto di vista di una società acquirente, i benefici per la stipula di un *PPA* sono molteplici:

---

<sup>90</sup> Il vantaggio per il produttore è avere fin da subito un flusso di cassa futuro noto, mentre l'acquirente può richiedere un prezzo unitario più basso dal momento che fronteggia un rischio maggiore legato a eventuali ritardi nell'entrata in funzione dell'impianto.

- soprattutto per aziende energivore, stabilizzare il prezzo dell'elettricità significa ridurre la volatilità di una componente di costo piuttosto rilevante;
- l'ottenimento di certificati che attestano l'origine da fonte rinnovabile dell'energia elettrica utilizzata permette di rispettare le normative in merito al limite di Gas Serra che le aziende possono emettere, nonché godere di benefici fiscali e migliorare l'immagine dell'azienda stessa.

Dal punto di vista di una società proprietaria dell'impianto, i principali benefici per la stipula di un *PPA* sono:

- l'ottenimento di un contratto che stabilizzi il prezzo di vendita (di per sé molto volatile) sull'elettricità può facilitare l'ottenimento di finanziamenti, abbassando il costo del debito o il costo del capitale di rischio;
- la fidelizzazione dei clienti, i quali rimanendo vincolati (a meno di esercitare il diritto di recesso con pagamento di penali) per molti anni, possono intraprendere una relazione di lungo o lunghissimo periodo;
- la possibilità di diversificare i propri clienti in base al settore di appartenenza dal momento che tali contratti sono originati da negoziazioni private, mentre aderendo al meccanismo della Borsa Elettrica non è possibile scegliere la controparte;
- un miglioramento d'immagine della società qualora stringa dei rapporti con una società molto grande e nota.

#### 2.3.2.2.3 - Incentivi

I ricavi originati da impianti che operano con le energie rinnovabili non sono originati solamente dalla vendita dell'elettricità prodotta, ma anche da una serie di incentivi statali. Questi sono molto variabili a seconda dello Stato di riferimento e a seconda delle politiche adottate, soggette a variazioni più o meno frequenti.

Per il fotovoltaico, attualmente gli incentivi disponibili in Italia sono:

- Conto Energia;
- l'Incentivo di cui al Decreto ministeriale 4 luglio 2019 (Decreto FER1).

Inoltre, per tutte le altre fonti rinnovabili esiste anche una forma di incentivazione rappresentata dai Certificati Verdi, sostituito dal 2016 da una Tariffa Incentivante gestita dal GSE.

Nella valutazione di un impianto fotovoltaico, la distinzione tra impianto di nuova costruzione e valutazione di un impianto già in esercizio diventa ancor più importante, perché a seconda della data in cui esso è entrato in esercizio, potrà sfruttare di alcuni incentivi anziché di altri.

#### 2.3.2.2.3.1 - Conto Energia

Il Conto Energia è un programma di incentivazione europeo<sup>91</sup> per la produzione di energia elettrica tramite impianti fotovoltaici, che prevede la corresponsione di un contributo finanziario per ogni kWh di energia prodotta (l'ammontare dell'incentivo varia a seconda della tipologia di impianto, dalle caratteristiche tecniche dello stesso, dalla sua potenza, dalla data di entrata in esercizio) per un periodo di tempo che arriva fino a 20 anni. Dal 2005 al 2013 ci sono stati cinque diversi programmi che vanno sotto il nome di Conto Energia.

Il principio su cui si basa tale sistema consiste nell'incentivazione della produzione di energia elettrica, e non degli investimenti: il proprietario dell'impianto fotovoltaico percepisce un incentivo in modo continuativo (ogni mese, per i venti anni successivi all'installazione). Tra le varie condizioni per poter accedere all'incentivo, il più importante e comune a tutti i Conti Energia è che l'impianto sia connesso alla rete elettrica (*grid connected*) e che abbia una potenziale nominale maggiore di 1 kW.

Nel proseguo del paragrafo vengono esposti i principali incentivi dei vari programmi del Conto Energia.

---

<sup>91</sup> Il conto energia arriva in Italia attraverso la "Direttiva comunitaria per le fonti rinnovabili" (Direttiva 2001/77/CE [39]), che viene recepita con l'approvazione da parte del Parlamento italiano del Decreto legislativo n. 387 del 2003 [40]. L'avvio del Conto Energia passa per altre due tappe, in particolare l'approvazione del D.M. 28 luglio 2005 [57] (che fissa i tempi e i termini di attuazione) e la Delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas n. 188 del 14 settembre 2005 [41] (che stabilisce i modi di erogazione degli incentivi) prodotta.

Primo Conto Energia (2005-2007)

Anno domanda	Ammontare incentivo Primo Conto Energia (€/kWh)					
	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1 kW < P ≤ 20 kW	0,445	0,445	0,423	0,402	0,378	0,356
20 kW < P ≤ 50 kW	0,460	0,460	0,437	0,414	0,391	0,368
50 kW < P ≤ 1 MW	0,490	0,490	0,466	0,441	0,417	0,392
<i>Massima potenza annua installata incentivabile</i>						
1 kW < P ≤ 50 kW	60 MW	60 MW	60 MW	60 MW	60 MW	60 MW
50 kW < P ≤ 1 MW	25 MW	25 MW	25 MW	25 MW	25 MW	15 MW

Secondo Conto Energia (2007-2010)<sup>92</sup>

Ammontare incentivo secondo Conto Energia €/kWh				
	Tipologia impianto	Non integrato	Parzialmente integrato	Integrato
Potenza impianto				
1 kW < P ≤ 3 kW		0,40	0,44	0,49
3 kW < P ≤ 20 kW		0,38	0,42	0,46
20 kW < P		0,36	0,40	0,44

Il secondo Conto Energia ha modificato i criteri con cui determinare l'ammontare dell'incentivo ricevuto: innanzitutto, la tariffa incentivante diminuisce all'aumentare della potenza nominale dell'impianto, contrariamente al primo Conto Energia, e viene eliminato il limite superiore di potenza installata incentivabile, che prima era stabilito ad 1 MW. Inoltre, viene operata una distinzione tra diverse tipologie di impianto, che si differenziano per la modalità di installazione su una superficie:

- impianto fotovoltaico non integrato: è installato su una superficie piana (un tetto o un terreno: quest'ultima rappresenta la modalità di installazione dei parchi fotovoltaici) grazie a delle strutture che lo sollevano dalla stessa e permettono di ottenere l'inclinazione e la direzione desiderata dell'impianto;
- impianto fotovoltaico parzialmente integrato: è installato sullo stesso piano del tetto di un edificio e svolge unicamente la funzione di produzione di energia elettrica;

<sup>92</sup> D.M. 19 febbraio 2007. [58]

- impianto fotovoltaico integrato: è installato in modo complanare rispetto alla copertura dell'edificio, e oltre alla produzione di energia elettrica, svolgono anche la funzione di protezione da pioggia e intemperie.



Figura 2.8: le tre modalità di installazione dei pannelli fotovoltaici

Terzo Conto Energia (2010-2011)<sup>93</sup>

Ammontare incentivo terzo Conto Energia €/kWh				
	Caso	A	B	C
Potenza impianto				
$1 \leq P \leq 3$		0.362	0.347	0.333
$3 < P \leq 20$		0.339	0.322	0.304
$20 < P \leq 200$		0.321	0.309	0.285
$200 < P \leq 1000$		0.314	0.303	0.266
$1000 < P \leq 5000$		0.313	0.289	0.264
$P > 5000$		0.297	0.275	0.251

Il terzo Conto Energia segue il criterio del precedente per cui all'aumentare della potenza nominale dell'impianto, diminuisce l'incentivo unitario sulla produzione. Viene modificato il criterio che distingue gli impianti a seconda della loro modalità di installazione, portando le tre categorie del secondo Conto Energia a due, distinguendo così tra "impianti fotovoltaici costruiti su edifici" ed "altri impianti fotovoltaici" (quest'ultima categoria è quella mostrata in tabella, dal momento che in essa ricadono le tariffe che interessano i parchi fotovoltaici). Diversamente da quanto accadeva per le due

<sup>93</sup> D.M. 6 agosto 2010. [59]

precedenti versioni, il terzo Conto Energia aggiunge un ulteriore criterio di classificazione, basato sulla data di entrata in esercizio dell'impianto, e pertanto individua tre casi:

- A: impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2010 ed entro il 30 aprile 2011;
- B: impianti entrati in esercizio in data successiva al 30 aprile 2011 ed entro il 31 agosto 2011;
- C: impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 agosto 2011 ed entro il 31 dicembre 2011.

Quarto Conto Energia (2011-2012)<sup>94</sup>

Ammontare incentivo quarto Conto Energia €/kWh (anno 2011)									Anno 2012	
	Mese	06	07	08	09	10	11	12	Primo Semestre	Secondo Semestre
<b>Potenza impianto</b>										
$1 \leq P \leq 3$		0.344	0.337	0.327	0.316	0.302	0.281	0.261	0.274	0.221
$3 < P \leq 20$		0.319	0.312	0.303	0.289	0.276	0.256	0.238	0.247	0.202
$20 < P \leq 200$		0.306	0.3	0.291	0.271	0.258	0.24	0.224	0.233	0.189
$200 < P \leq 1000$		0.291	0.276	0.263	0.245	0.233	0.21	0.189	0.224	0.155
$1000 < P \leq 5000$		0.277	0.264	0.25	0.243	0.223	0.201	0.181	0.182	0.14
$P > 5000$		0.264	0.251	0.238	0.231	0.212	0.191	0.172	0.171	0.133

#### Ammontare incentivo quarto Conto Energia €/kWh (anno 2013)

	Tariffa	Onnicomprensiva	Autoconsumo
<b>Potenza impianto</b>			
$1 \leq P \leq 3$		0.346	0.201
$3 < P \leq 20$		0.329	0.184
$20 < P \leq 200$		0.276	0.172
$200 < P \leq 1000$		0.239	0.141
$1000 < P \leq 5000$		0.205	0.127
$P > 5000$		0.199	0.121

Con le seguenti riduzioni<sup>95</sup>:

	1° semestre	2° semestre
2013		9%
2014	13%	13%
2015	15%	15%
2016	30%	30%

<sup>94</sup> D.M. 5 maggio 2011. [60]

Con il quarto Conto Energia si è impostato un ritmo più accelerato per quanto riguarda la progressiva riduzione della tariffa incentivante, che prevedeva una riduzione mensile per tutto l'anno 2011, e poi delle riduzioni semestrali per gli anni successivi al 2012 (ad eccezione del 2013, anno in cui l'incentivo per ogni classe di potenza installata non ha subito riduzioni).

---

<sup>95</sup> Le tariffe di ciascun semestre possono essere ulteriormente ridotte rispetto a quanto previsto dalla tabella 5 sulla base del costo annuo imputabile agli impianti che entrano in esercizio nel periodo di osservazione. La riduzione aggiuntiva eventualmente applicata è stabilita, nel solo caso in cui risulti  $C > C_0$ , sulla base della formula riportata:

$$d_{eff,i} = d_i + \frac{C - C_0}{C_0} \times d_{i+1}, \text{ dove:}$$

$d_{eff,i}$  = riduzione % effettiva per il semestre  $i$ ;

$d_i$  = riduzione programmata per il semestre  $i$ ;

$d_{i+1}$  = riduzione programmata per il semestre  $i + 1$ ;

$C$  = costo annuo della potenza installata nel periodo di osservazione;

$C_0$  = costo indicativo annuo della potenza obiettivo del semestre precedente il semestre  $i$ , stabilito dall'articolo 4 del D.M. 5 maggio 2011 (pag. 8).

Ammontare incentivo quarto Conto Energia €/MWh (anno 2013)						
	Primo Semestre		Secondo Semestre		Terzo Semestre	
	Tipologia O	Tipologia A	Tipologia O	Tipologia A	Tipologia O	Tipologia A
Potenza impianto						
1 ≤ P ≤ 3	201	119	176	94	152	70
3 < P ≤ 20	189	107	165	83	144	62
20 < P ≤ 200	168	86	151	69	136	54
200 < P ≤ 1000	135	53	124	42	113	31
1000 < P ≤ 5000	120	38	113	31	106	24
P > 5000	113	31	106	24	99	17

	Primo Semestre		Secondo Semestre	
	Tipologia O	Tipologia A	Tipologia O	Tipologia A
Potenza impianto				
1 ≤ P ≤ 3	140	58	130	48
3 < P ≤ 20	133	51	124	42
20 < P ≤ 200	126	44	118	36
200 < P ≤ 1000	107	25	102	20
1000 < P ≤ 5000	101	19	97	15
P > 5000	95	13	92	10

Come per il quarto Conto Energia, a partire dal 2013, il quinto Conto Energia si basa sulla distinzione di due tipi di incentivi: la tariffa onnicomprensiva e il premio per l'autoconsumo. La prima riguarda il caso in cui l'energia prodotta dall'impianto viene immessa nella rete elettrica, mentre il secondo (cumulabile con la tariffa incentivante) è riconosciuto qualora l'energia prodotta viene utilizzata "in situ", dove l'impianto è dunque installato.

La tariffa incentivante è corrisposta dal GSE, secondo i valori espressi in tabella, per tutti gli impianti di potenza nominale inferiore ad 1 MW; per gli impianti di maggiori dimensioni (e quindi sostanzialmente i parchi fotovoltaici), l'ammontare dell'incentivo effettivamente versato dal GSE sarà dato dalla differenza tra il valore della tariffa comprensiva relativa alla classe di potenza dell'impianto in questione, e il prezzo zonale orario della produzione ceduta dalla rete.

<sup>96</sup> D.M. 5 luglio 2012 [61]. In tabella: Tipologia O = Tariffa onnicomprensiva, Tipologia A = Autoconsumo.

### 2.3.2.2.3.2 - Decreto FER1 (2019)<sup>97</sup>

Nel 2013 termina il modello del Conto Energia per gli incentivi, e per diversi anni nessun sostituto è stato introdotto. Il 4 luglio 2019 è stato pertanto firmato il decreto FER1 con l'obiettivo di sostenere la produzione di energia elettrica tramite fonti rinnovabili in direzione dei target europei del 2030 stabiliti dal PNIEC. Con tale decreto si ambisce a installare una potenza complessiva di circa 8.000MW, incrementando la produzione di circa 12 miliardi di kW/h e richiedendo investimenti per circa 10 miliardi.

Il decreto prevede la possibilità di ottenere un incentivo, il cui ammontare e periodo di godimento dipendono, similmente all'impostazione del Conto Energia, dalla tipologia di impianto e dalla sua potenza. Il meccanismo di base del decreto FER1 può essere scomposto in due passaggi.

Il primo step riguarda la determinazione delle procedure per accedere agli incentivi. Gli impianti (o aggregati di più impianti) che possono essere incentivati sono: impianti di nuova costruzione, impianti oggetto di potenziamento, impianti oggetto di rifacimento. Se tali interventi sono tali per cui la potenza è superiore ad 1MW, si accede al meccanismo di incentivazione tramite asta a ribasso, altrimenti con la partecipazione alle procedure di registri.

#### Vita utile convenzionale, tariffe incentivanti e incentivi per i nuovi impianti

Fonte rinnovabile	Tipologia	Potenza	VITA UTILE degli IMPIANTI	TARIFFA
		kW	anni	€/MWh
Eolica	On-shore	1<P≤100	20	150
		100<P<1000	20	90
		P≥1000	20	70
Idraulica	ad acqua fluente (compresi gli impianti in acquedotto)	1<P<400	20	155
		400<P<1000	25	110
		P≥1000	30	80
	a bacino o a serbatoio	1<P<1000	25	90
		P≥1000	30	80
Gas residuati dai processi di depurazione		1<P≤100	20	110
		100<P<1000	20	100
		P≥1000	20	80
Solare fotovoltaico		20<P≤100	20	105
		100<P<1000	20	90
		P≥1000	20	70

Tabella 2.4: vita utile convenzionale, tariffe incentivanti e incentivi per i nuovi impianti<sup>98</sup>

<sup>97</sup> D.M. 4 luglio 2019. [62]

<sup>98</sup> Grafico estratto da: Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, D.M. 4 luglio 2019, Allegato I. [63]

Il secondo step riguarda la determinazione dell'effettivo incentivo ricevuto dal produttore di energia elettrica:

- in primo luogo si fa riferimento a quella che è chiamata “tariffa di riferimento”, indicata nella tabella:
- in secondo luogo, dalla tariffa di riferimento si deve determinare la tariffa offerta, che si ottiene applicando alla prima una riduzione percentuale pari all'offerta a ribasso effettuata con le procedure di asta e registro;
- infine, si ottiene la tariffa spettante applicando alla tariffa offerta delle riduzioni, secondo l'articolo 7 comma 3, ossia in caso di mancato rispetto di alcune condizioni.

### 2.3.2.3 – Tassi di crescita

Le considerazioni svolte nei precedenti paragrafi sono indispensabili per capire quali fattori influenzano i flussi di cassa che vengono generati da una società che produce energia elettrica tramite fonte solare. Sulla base di questi elementi è possibile procedere con la stima dei flussi di cassa attesi nel futuro.

Dal momento che, di base, una società ha un orizzonte di vita infinito, il modello *DCF* richiederebbe una stima di flussi di cassa infiniti. Per ovviare a ciò si ipotizza di suddividere la vita della società in diverse fasi, al minimo due (molto comunemente ci si ferma a tre stadi), e per ciascuna di queste si individua un tasso di crescita dei flussi di cassa. L'ultimo stadio viene chiamato periodo di crescita stabile: si ipotizza cioè che dopo un orizzonte temporale di alcuni anni (generalmente 10 o 20) per cui è possibile fare ipotesi circa lo sviluppo della società, questa cresca indefinitamente ad un tasso costante. Pertanto bisogna andare a stimare queste due tipologie fattori: i tassi di crescita di breve periodo,  $g_{bp,k}$ , e il tasso di crescita di lungo periodo  $g_{lp}$ . La formula per la determinazione del valore dell'azienda sarà dunque la seguente:

$$EV = \sum_{t=1}^n \frac{FCFF_o * (1 + g_{bp,k})^n}{(1 + WACC)^n} + \frac{FCFF_o * (1 + g_{bp,k})^n (1 + g_{lp})}{(WACC - g_{lp})(1 + WACC)^n}$$

Il tasso di crescita di lungo periodo è piuttosto facile da determinare. Dal momento che nessuna società può crescere all'infinito ad un tasso maggiore del tasso di crescita nominale di lungo periodo dell'economia globale<sup>99</sup>, si utilizza il tasso privo di rischio come *proxy* per il tasso di crescita nominale

---

<sup>99</sup> Altrimenti la società tenderebbe a diventare più grande dell'economia globale stessa, il che ovviamente non è possibile.

a lungo termine nell'economia essendo costituito da due componenti: il tasso di inflazione atteso e tasso di interesse reale atteso. Se assumiamo che il tasso di crescita reale dell'economia sarà uguale al tasso di interesse reale nel lungo periodo, il tasso privo di rischio diventa una *proxy* per il tasso di crescita nominale dell'economia.

Quando si effettua la stima del tasso di crescita di breve periodo bisogna essere consistenti con il tipo di valutazione che si sta effettuando e dunque con la tipologia di flussi di cassa che si considerano. Pertanto quando si vogliono stimare i *FCFF*, che come detto in precedenza sono la grandezza da considerare nella valutazione d'azienda, bisogna considerare il tasso di crescita del reddito operativo (*EBIT*). Questo tasso di crescita è individuato dal prodotto tra:

- il tasso di reinvestimento del reddito operativo (*Reinvestment Rate, RR*): esso indica quanta parte del reddito operativo generato viene reinvestita in azienda per investimenti di lungo periodo (attività immobilizzate di natura operativa, *CAPEX*) e di breve periodo (misurate dalla variazione nel Capitale Circolante Netto, *CCN*). Pertanto:

$$RR = \frac{CAPEX + \Delta CCN}{EBIT_{t-1}}$$

- il tasso di rendimento del capitale investito (*Return on Invested Capital, ROIC*): esso indica il rendimento associato al reinvestimento in azienda del reddito operativo:

$$ROIC = \frac{EBIT_{t-1}}{BVC}^{100}$$

Queste formule vanno applicate per ogni stadio in cui si è idealmente suddivisa la vita della società. Pertanto bisognerà fare ipotesi sul *RR* e sul *ROIC* attesi sulla base di alcune considerazioni circa i parametri che li determinano, ad esempio se la società si trova attualmente in un periodo di crescita elevata, se si presume che entreranno nel mercato dei *competitors* che potranno acquisire quote di mercato a danno della società analizzata, oppure se ci si attende una variazione nella struttura finanziaria che vada ad alterare il *BVC*. Si giungerà dunque a delle stime sui tassi di crescita che possano essere coerenti con la situazione reale della società analizzata.

---

<sup>100</sup> Il valore contabile del capitale, *Book Value of Capital (BVC)* è dato dalla somma del valore contabile dell'*equity* e del debito, a cui va sottratta la liquidità disponibile.



## Terzo Capitolo - Case Study: la valutazione del segmento del fotovoltaico di Falck Renewables S.p.A.

### 3.1 – L’azienda

Falck Renewables è una società italiana con oltre un secolo di storia. Il suo *core business* è mutato nel tempo: essa infatti nasce nel 1906 con il nome “Società Anonima Acciaierie e Ferriere Lombarde”, diventando un punto di riferimento nel nostro Paese nel settore dell’acciaio. Entra nel settore dell’energia elettrica già nella prima metà del ‘900: costruisce e diventa proprietaria di diverse centrali idroelettriche (diventeranno 15 nel 1962) che utilizza per garantire il funzionamento delle proprie acciaierie. Tuttavia, a partire dagli anni ‘70, in risposta alla crisi dell’industria dell’acciaio in Italia la società sposta la sua attenzione proprio sul settore della produzione di energia elettrica, soprattutto tramite fonti rinnovabili: le distanze con la società originaria sono sempre maggiori, al punto che viene dismesso il *business* dell’acciaio e nel 2002 nasce Actelios, società del Gruppo Falck, che viene quotata alla Borsa di Milano e poi nel 2010 prende il nome di Falck Renewables S.p.A.

Attualmente la società è quotata nel segmento STAR di Borsa Italiana e nell’indice FTSE Italia Mid Cap, il suo *core business* è la produzione di energia elettrica tramite fonti rinnovabili (eolico, fotovoltaico, biomasse e *Waste to Energy*<sup>101</sup>) e opera in Europa, Australia e Stati Uniti.

### 3.2 – Valutazione del segmento del fotovoltaico

La valutazione del settore fotovoltaico di Falck Renewables S.p.A., applicando il modello *DCF*, ripercorre lo schema espositivo del Paragrafo 2.3.

In particolare, la valutazione della sola divisione del fotovoltaico presenta una serie di peculiarità. In primo luogo, per la stima dei beta è necessario adottare l’approccio *bottom-up*, e pertanto individuare un elenco di società comparabili che siano adeguate all’analisi. Da ciò deriva che diversi dati, che in bilancio non sono esplicitamente riportati per il solo settore del fotovoltaico, sono ottenuti in maniera indiretta: la società infatti accorpa nella medesima divisione “fotovoltaico,

---

<sup>101</sup> L’attività di *Waste to Energy* (*WTE*) riguarda la generazione di energia elettrica e calore tramite il trattamento di rifiuti (generalmente domestici), mentre il settore biomasse utilizza materiale di origine organica.

biomasse e *Waste to Energy*". Nei bilanci della società sono tuttavia disponibili alcuni dati relativi ai singoli impianti (ad esempio, potenza generata, capacità installata, ammontare del debito) e quindi con gli opportuni aggiustamenti si può circoscrivere l'analisi al solo settore fotovoltaico<sup>102</sup>.

La valutazione inoltre tiene conto del fatto che il settore fotovoltaico della società opera in Italia e Stati Uniti. Tuttavia nella determinazione di alcuni elementi, come i flussi di cassa o il tasso privo di rischio, dovendo necessariamente scegliere una sola valuta di conto si opta per l'area Euro in quanto i dati di bilancio sono espressi in euro. Qualora non espresso diversamente, i valori riportati sono espressi in migliaia di euro.

### 3.2.1 – WACC

Le fonti di finanziamento della società sono rappresentate da *equity*, debito e strumenti ibridi. Poiché questi ultimi non sono di ammontare trascurabile, la valutazione del *WACC* dovrà considerare il caso di applicazione più esteso, in cui la valutazione degli strumenti ibridi richiede l'individuazione della componente di debito e della componente di *equity*, e la valorizzazione di ciascuna di queste al rispettivo costo, secondo la formula:

$$WACC = K_e * \frac{E}{(E + D)} + K_d * (1 - T_c) * \frac{D}{(E + D)}$$

#### 3.2.1.1 – Cost of Equity

Il calcolo del *cost of equity* nel caso oggetto di studio presenta le seguenti caratteristiche:

- la determinazione del tasso *risk-free* per un Paese che non è privo di rischio di *default*;
- il calcolo dell'*Equity Risk Premium* per una società i cui ricavi provengono da Paesi diversi;
- il calcolo del *levered beta* tramite l'approccio *bottom-up* in quanto si sta studiando una divisione di una società.

---

<sup>102</sup> Per le analisi riportate nel presente capitolo sono stati utilizzati i bilanci societari degli anni 2017 [48], 2018 [49], 2019 [50] e 2020 [51]. Per le analisi sui tassi di crescita è stato fatto riferimento anche al Piano Industriale 2020-2025 [52] e al bilancio *forward looking* 2020 [53].

#### 3.2.1.1.1 – Tasso *risk-free*

Nella determinazione del tasso *risk-free* bisogna considerare che l'Italia non è un paese privo di rischio di *default*: nell'ultimo aggiornamento datato 4 giugno 2021, l'agenzia Fitch ha calcolato un *rating* BBB- con *outlook* negativo [7], a cui è associato un *default-spread* pari a 1,95%. Essendo l'Italia inserita nell'Unione Monetaria Europea, per tale Paese si può assumere come tasso privo di rischio di riferimento quello di un Paese membro con *rating* AAA: pertanto la scelta ricade sulla Germania, secondo l'ultimo aggiornamento di Fitch datato 30 aprile 2021 [8].

Il titolo governativo di riferimento per la determinazione del tasso privo di rischio per l'Italia è dunque il *Bund* decennale emesso dalla Germania<sup>103</sup>, che in data 13/09/2021 offre un rendimento pari a -0,328%.

#### 3.2.1.1.2 – *Equity-risk premium*

Per la stima dell'*equity-risk premium* si adotta l'approccio sui dati storici. Il settore fotovoltaico della società opera in Italia e negli Stati Uniti, pertanto la stima dell'*ERP* sarà data da una media ponderata dell'*ERP* di questi due Paesi. Per la ponderazione, i pesi devono essere una misura del grado di operatività della società nelle varie aree geografiche, pertanto l'elemento che si considera generalmente sono i ricavi.

Nel calcolo dell'*ERP*, essendo definito come il valore atteso della differenza tra il rendimento di mercato e il tasso *risk-free* di quel mercato, si è scelto come indice di riferimento del mercato statunitense lo S&P500, mentre come tasso privo di rischio il rendimento associato al *10Y Treasury Bond*, ossia il titolo di Stato con scadenza 10 anni che paga cedole semestrali: la scelta è ricaduta su tale titolo in quanto non esiste un titolo con la stessa scadenza e che non paghi cedole, pertanto lo si usa come *proxy* di un titolo privo di rischio, ricordando che comunque incorpora una componente di rischiosità dovuta al rischio di reinvestimento. La durata di 10 anni è legata all'orizzonte della valutazione (prima del *terminal value*).

Il calcolo dell'*ERP* per gli Stati Uniti è effettuato utilizzando la regressione su dati storici, essendo disponibili i dati relativi all'indice di mercato e ai titoli di Stato per un lungo periodo temporale. Per l'Italia invece si adotta il metodo basato sul *Country Risk Premium*, dal momento che gli indici di

---

<sup>103</sup> Come esposto nel Paragrafo 2.3, il titolo di riferimento per determinare il tasso privo di rischio dovrebbe essere del tipo *Zero Coupon Bond*, tuttavia la curva dei rendimenti implicita non mostra grandi divergenze rispetto al *Bund* decennale. Pertanto si utilizzerà quest'ultimo come unico tasso privo di rischio.

mercato europei non hanno dato storici così risalenti nel tempo: pertanto si somma il *default-spread* associato all'Italia, pari a 1,95% (come indicato precedentemente) all'ERP degli USA, essendo considerato un Paese privo di rischio di *default*.

I risultati sono pertanto i seguenti:

Paese	Ricavi	% ricavi	ERP
ITA	8.493	42,03%	5,86%
USA	11.716	57,97%	3,91%
<b>Falck FV</b>	20.209	100,00%	<b>4,73%</b>

Tabella 3.1: calcolo dell'ERP

### 3.2.1.1.3 – Levered beta e WACC

La valutazione del settore fotovoltaico della società deve essere effettuata applicando l'approccio *bottom-up* per la stima del *levered beta*.

Nella scelta delle aziende comparabili vengono seguiti i seguenti criteri:

- le aziende quotate hanno come *core business* la produzione di energia elettrica tramite parchi fotovoltaici oppure sono *holdings* che posseggono un portafoglio di parchi fotovoltaici<sup>104</sup>. Sono inserite anche aziende situate in altre fasi della filiera, come ad esempio la produzione dei pannelli solari, nonché localizzate in varie aree geografiche: da un lato ciò permette, incrementando l'ampiezza del campione, di ridurre il rumore della stima, ma permette anche di catturare la rischiosità complessiva del settore<sup>105</sup>. Inoltre, la scelta ricade su aziende di cui sono disponibili i dati sull'*information provider* Reuters<sup>106</sup>;
- i *comparables* sono aziende di dimensioni eterogenee (in termini di capitalizzazione di mercato, vanno dai 5 milioni di euro ai 5 miliardi di euro circa).

Sono così stati individuati i seguenti settori in cui suddividere il campione di aziende:

- fotovoltaico per abitazioni: aziende specializzate nell'installazione di pannelli fotovoltaici integrati o parzialmente integrati per uso domestico;

<sup>104</sup> Bisogna comunque considerare che nessuna azienda si occupa esclusivamente di un'unica fonte di energia, pertanto sono scelte aziende dove queste rappresentano una componente minima rispetto all'*energy mix*.

<sup>105</sup> La rischiosità di un'azienda infatti è dipendente anche da quella dei clienti e dei fornitori.

<sup>106</sup> Per un numero limitato di società i dati sono stati estrapolati dall'*information provider* Barron's.

- costruzione parchi fotovoltaici e vendita di energia elettrica: aziende specializzate nella costruzione di parchi fotovoltaici, nella gestione degli stessi e nella vendita di energia elettrica da essi prodotta;
- acquisizione parchi fotovoltaici e vendita di energia elettrica: società specializzate nell'acquisizione di società (generalmente di piccole dimensioni) proprietarie di un parco fotovoltaico, per produrre e vendere energia elettrica;
- costruzione soluzioni solari: società che si occupano sia della realizzazione di parchi fotovoltaici che di impianti ad uso domestico;
- dal silicio ai pannelli: società che si occupano della realizzazione dei pannelli fotovoltaici, a partire dalla lavorazione del silicio;
- efficientamento: società che si occupano di realizzare prodotti e/o prestare servizi per raggiungere un miglior sfruttamento degli impianti fotovoltaici installati.

I dati a disposizione del campione di aziende comparabili permettono di calcolare dei valori medi e mediani. È stato preferito l'utilizzo di valori mediani per effettuare i calcoli successivi data la presenza di diversi *outliers*. Pertanto è stato calcolato l'*unlevered beta* sulla base dei seguenti dati, determinati su un campione di 33 aziende comparabili<sup>107</sup>:

(dati in milioni di euro)

	MEDIA	MEDIANA
<b>Beta equity</b>	0,93	0,89
<b>Market cap</b>	733,29	161,08
<b>Total debt</b>	634,80	149,85
<b>Debt/Equity</b>	1,61	0,80
<b>Total revenues</b>	243,87	50,59
<b>Total cash and short term investments</b>	105,16	28,42
<b>Enterprise Value</b>	1.262,94	483,57
<b>cash/FV</b>	0,10	0,06
<b>EV/sales</b>	13,67	11,06
<b>Effective tax rate</b>	7,90%	0,00%
<b>Unlevered Beta</b>	0,54	0,47
<b>Pure-play Beta</b>	0,60	0,52
<b>Firm Value</b>	1.368,10	507,58

<b>Beta equity</b>	0,89
<b>D/E</b>	0,80
<b>Tax Rate</b>	0,00%
<b>Unlevered Beta</b>	0,49
<b>Pure-play Beta</b>	<b>0,52</b>

Tabella 3.2: dati medi e mediani del campione di 33 aziende comparabili per la determinazione del pure-play beta

<sup>107</sup> Le aziende sono state individuate utilizzando il *database* offerto dal prof. A. Damodaran sul proprio sito web. [42]

Per depurare l'*unlevered beta* dall'effetto dovuto alla liquidità, la quale ha una rischiosità e dunque un beta nulli, è stato calcolato il *pure-play beta* utilizzando il rapporto *cash/Firm Value* mediano: immaginando di suddividere l'azienda in due divisioni, una dedicata alla sua attività operativa e l'altra dedicata alla liquidità (che può essere dunque assimilata ad un'area di *business*), il peso di quest'ultima è rappresentato proprio dal rapporto *cash/Firm Value*, che essendo pari al 6% determina un *pure-play beta* pari a 0,52.

Nell'applicazione del *CAPM* è richiesto il *levered beta* dell'azienda da analizzare: partendo dal *pure-play beta* determinato sulla base delle aziende comparabili, esso è stato ottenuto considerando il rapporto di indebitamento (a valori di mercato) relativo al solo settore fotovoltaico della società. Dal momento che non è disponibile direttamente tale dato, è stato necessario applicare il seguente metodo:

- per alcuni debiti finanziari, ossia l'indebitamento tramite *project financing* e gli *Interest Rate Swap*, sono disponibili i dati relativi ad ammontare e scadenze per ogni impianto. Pertanto è stato considerato l'ammontare di debito relativo a ciascun impianto fotovoltaico così come riportato in bilancio dalla società;
- gli altri debiti finanziari non sono imputabili a singoli impianti ma alla società, che lo utilizzerà per necessità correnti o per investimenti futuri, e pertanto l'ammontare di questi debiti è stato idealmente allocato tra i vari settori sulla base del rapporto *asset operativi del settore/asset totali della società*.

Il valore contabile degli *asset* totali dell'azienda è pari a 1,97 miliardi di euro, mentre quello degli *asset* del fotovoltaico ammonta a 230 milioni di euro: tale settore ha dunque un peso pari all'11,71% sul totale degli *asset*. Si ottiene così la seguente scomposizione del debito nominale:

	<b>Società</b>	<b>Fotovoltaico</b>	
<b>Verso terzi</b>	35.034	4.102	11,71%
<b>Project financing</b>	606.532	78.089	12,87%
<b>Green bond<sup>108</sup></b>	176.429	20.655	11,71%
<b>Leasing</b>	90.701	10.619	11,71%
<b>Derivati</b>	49.972	449	0,90%
<b>Totale</b>	958.668	113.914	<b>11,88%</b>

Tabella 3.3: scomposizione stimata del debito nominale

<sup>108</sup> Tale voce rappresenta una fonte di finanziamento ibrida: si tratta di un'obbligazione convertibile dal valore nominale complessivo di 200 milioni di euro, per il quale la società ha stimato un valore della componente del debito pari a 176 milioni di euro.

Considerando le diverse scadenze di ciascuno di questi debiti, si arriva a determinare una *duration* finanziaria del debito pari a 8,88 anni.

Per calcolare il costo del debito bisogna determinare il rischio di credito associato al debito: si calcola pertanto l'indicatore *Interest Coverage Ratio (ICR)*, dato dal rapporto tra spesa per interessi e risultato operativo (*EBIT*). Tali due valori non sono esplicitamente riportati nella nota integrativa del bilancio, pertanto sono stati seguiti i seguenti metodi di stima:

- in nota integrativa è riportata la voce "Proventi e oneri finanziari" per i vari settori della società, che per il fotovoltaico è pari a 4,668 milioni di euro. Si è tuttavia interessati alla sola componenti degli oneri finanziari, pertanto si può ottenere una stima dei soli oneri finanziari del settore moltiplicando gli oneri finanziari della società nel suo complesso (61,115 milioni di euro) per il peso relativo del debito del settore fotovoltaico (11,88%): la spesa per interessi così ottenuta è pari a 7,262 milioni di euro;
- dal "Prospetto riepilogativo dei dati essenziali dell'ultimo bilancio delle imprese controllate e collegate" si ricava l'*EBIT* generato da ognuna delle società del gruppo che possiede parchi fotovoltaici<sup>109</sup>, la cui somma è 18,441 milioni di euro.

Si ottiene così un  $ICR = 2,94$  che secondo le tavole dei *rating* sintetici del prof. A. Damodaran permette di stimare un *default-spread* del 3,51%.

<b>Spesa per interessi</b>		7.262
<b>Risultato operativo</b>		18.441
<b>Interest Coverage Ratio</b>		2,54
<b>Rating sintetico</b>		B+
<b>Default spread</b>		3,51%

Tabella 3.4: calcolo del *default-spread*

Essendo il tasso privo di rischio di riferimento pari a -0,328%, il *cost of debt*, dato dalla somma tra *default-spread* e tasso privo di rischio, è pari a 3,182%.

A questo punto, avendo stimato l'ammontare degli interessi, il costo del debito, la *duration* del debito e il valore contabile del debito, si calcola il valore di mercato del debito applicando la seguente formula:

<sup>109</sup> Come per il calcolo dei ricavi originati solamente dalla fonte fotovoltaica, ciò si traduce nell'eliminazione dall'*EBIT* del settore "fotovoltaico, WTE e biomasse" dell'*EBIT* associato alla società Prima srl, la cui attività è incentrata sulla lavorazione delle biomasse, nonché della gran parte dell'*EBIT* generato da Ecosesto Spa dal momento che la quasi totalità dell'energia che produce è tramite la lavorazione dei rifiuti (si adotta pertanto lo stesso rapporto di conversione usato per i ricavi).

$$D = I * \left[ \frac{\left(1 - \frac{1}{(1 + K_D)^d}\right)}{K_D} \right] + \frac{D_{vc}}{(1 + K_D)^d}$$

$D_{vc}$	113.914	migliaia di euro
$d$	8,88	anni
$I$	7.262	migliaia di euro
$K_D$	3,18%	
$D$	141.673	migliaia di euro

Tabella 3.5: calcolo del valore di mercato del debito

Sulla base di questi valori si stima dunque un valore di mercato del debito pari a circa 141 milioni di euro.

Risk-free rate	-0,328%
Default-spread	4,75%
<b>Cost of debt</b>	<b>3,18%</b>
Debito nominale	113.914
Spesa per interessi	7.262
Duration	8,88
<b>Debito a valori di mercato</b>	<b>141.673</b>

Tabella 3.6: riepilogo dei dati per il calcolo del costo del debito e del valore di mercato del debito

Per determinare il rapporto di indebitamento è necessario stimare l'ammontare di *equity* riferibile al settore fotovoltaico. Per fare ciò, si seguono i seguenti passaggi:

- dall'analisi delle aziende comparabili si individua il rapporto *Enterprise Value/ricavi medio*<sup>110</sup>: moltiplicando tale rapporto per i ricavi della società oggetto di analisi si può stimare l'*Enterprise Value*<sup>111</sup>;
- si individua la liquidità che può essere riferita al settore fotovoltaico, la cui stima è effettuata moltiplicando la liquidità totale della società (pari a 239,230 milioni di euro) per il peso del settore fotovoltaico sul totale degli *asset* della società precedentemente determinato (pari a 11,71%), ottenendo un valore di circa 28 milioni di euro;

<sup>110</sup> In questo caso si preferisce l'utilizzo del valore medio, e non di quello mediano, dal momento che non sono presenti importanti *outliers* nel campione di aziende comparabili per questo elemento.

<sup>111</sup> La stima dell'*Enterprise Value* così effettuata è solo un passaggio per stimare il valore di mercato dell'*equity*, e non rappresenta la reale stima, che viene invece ottenuta con al termine dell'applicazione del modello *DCF*.

- dal momento che l'Enterprise Value è definito come la somma tra debito ed equity depurata per il valore della liquidità, si può determinare l'equity sottraendo il debito e la liquidità stimati all'Enterprise Value stimato.

EV/ricavi	ricavi	EV	D	Liquidità	E	D/E
13,67	20.209	276.254	141.673	28.008	106.573	132,9%

Tabella 3.7: calcolo del valore di mercato dell'equity e del rapporto di indebitamento

Ottenuto il rapporto di indebitamento del settore, è possibile ricavare il levered beta applicando la formula:

$$\beta_L = \beta_{UN} * [1 + (1 - T_C) * D/E]$$

$\beta_{UN}$	$T_C$	D/E	$\beta_L$
0,52	20,85%	132,94%	1,074

Tabella 3.8: calcolo del levered-beta

Sono stati stimati tutti gli elementi necessari per il calcolo del cost of equity. Pertanto applicando il CAPM si ottiene un cost of equity pari al 4,75%.

$r_F$	$\beta_L$	ERP	$K_E$
-0,328	1,074	4,73%	4,75%

Tabella 3.9: calcolo del cost of equity

Ricavi	20.209
EV/ricavi	13,67
EV	276.254
Debito allocato	141.673
Liquidità	28.008
<b>Equity stimato</b>	<b>106.573</b>
<b>D/E</b>	<b>133%</b>
Imposte	15,76
Risultato ante-imposte	75,59
<b>Aliquota fiscale effettiva</b>	<b>20.85%</b>
Pure-play beta	0.52
Levered beta	1.07
ERP	4.730%
RF	-0.328%
<b>Cost of equity</b>	<b>4.75%</b>

Tabella 3.10: riepilogo dei dati per il calcolo del cost of equity

Si può infine determinare il WACC per il settore fotovoltaico, che risulta essere pari al 3,48%.

$K_E$	$E$	$K_D$	$D$	$T_C$	WACC
4,75%	106.573	3,18%	141.673	20,85%	<b>3,48%</b>

Tabella 3.11: calcolo del WACC

### 3.2.2 – Tassi di crescita e valore dell'azienda

Una volta determinato il tasso di sconto, il passaggio successivo riguarda la stima dei flussi di cassa.

Gli elementi che devono essere determinati sono:

- I *Free Cash Flow to the Firm* correnti;
- Il tasso di crescita stabile, o di lungo periodo;
- I tassi di crescita di breve periodo.

Nel capitolo precedente sono stati già descritti questi elementi. Come detto, questa fase della valutazione aziendale è quella più soggetta a considerazioni soggettive ed è pertanto quella più delicata. Nel caso oggetto di analisi, il punto di partenza per la determinazione dei vari parametri è dato dai valori contabili; successivamente si effettuano delle correzioni dei parametri sulla base dell'effettiva sostenibilità finanziari degli stessi nonché considerando anche i piani industriali annunciati dalla società per il proprio sviluppo atteso nei prossimi anni; infine si considera la plausibilità delle precedenti considerazioni sullo sviluppo sulla base della conoscenza del mercato di riferimento (in particolare, tecnologia, presumibile andamento di incentivi e prezzo dell'elettricità).

Nella valutazione si considera un modello a due tassi di crescita: il primo relativo al periodo 2021-2025, per il quale la società ha annunciato i propri obiettivi di sviluppo, e il secondo relativo al periodo 2026-2030.

Per la stima dei flussi di cassa disponibili nell'anno 2020 per l'azienda bisogna dapprima calcolare il reddito operativo prodotto (pari a 16.089,67 migliaia di euro) al netto delle imposte pagate (pari a 2.605 migliaia di euro), e poi sottrarre a tale valore gli investimenti in conto capitale (*CapEx*) e le variazioni del capitale circolante netto (*Net Working Capital*). L'approccio utilizzato per estrapolare questi dati dai bilanci è stato quello di considerare non i valori puntuali più recenti ma una media dei dati degli ultimi 3 anni: la motivazione risiede nel fatto che i valori puntuali possono includere in maniera preponderante delle dinamiche particolari di quel singolo anno e pertanto non sono rappresentative della reale capacità dell'azienda di generare flussi di cassa. Il periodo di tempo inoltre deve essere comunque limitato poiché bisogna individuare la situazione attuale della società. Inoltre, poiché dati dettagliati sulla dinamica del capitale circolante non sono disponibili per i singoli settori, questa è stata stimata prendendo i dati della società e ponderandoli per il peso degli *asset* del settore fotovoltaico. Si arriva così alla determinazione dei flussi di cassa disponibili per l'azienda al tempo attuale:

$EBIT_{3y}$	16.089
Imposte	(2.605)
$CapEx_{3y}$	(11.187)
$\Delta CCN_{3y}$	1.108
$FCFF_{2020}$	<b>3.405</b>

Tabella 3.12: calcolo dei flussi di cassa disponibili per l'impresa

Il secondo elemento di stima è il tasso di crescita del primo periodo. In base ai valori contabili precedentemente adottati, si ottiene il valore del tasso di reinvestimento (*Reinvestment Rate*) e del tasso di rendimento sul capitale investito (*ROIC*) per l'anno 2020, il cui prodotto fornisce il tasso di crescita che viene utilizzato per stimare i flussi di cassa futuri, quindi a partire dalla fine dell'anno 2021:

$EBIT_{3y}$	16090
$CapEx_{3y}$	11187
$\Delta CCN_{3y}$	-1108
BVC	188772
$RR$	62.64%
$ROIC$	9.53%
$g_1$	<b>5.97%</b>

Tabella 3.13: calcolo del tasso di crescita del primo periodo a valori contabili

Questo tasso di crescita è stato ottenuto utilizzando valori contabili, e pertanto riflette la dinamica passata della società. L'elemento tuttavia deve essere una stima della crescita futura, e per capire se questo tasso sia plausibile è necessario fare diverse considerazioni.

Secondo il Piano industriale per il periodo 2020-2025, la società ha annunciato di voler raggiungere una capacità installata complessiva di 2,3 GW aumentando notevolmente il peso del settore fotovoltaico rispetto a quello attuale, in modo tale da equiparare la potenza derivante dal settore eolico: l'obiettivo annunciato è di incrementare la capacità del settore fotovoltaico di 1.001 MW (per un totale di 1.192 MW per il solo settore fotovoltaico). Il trend degli ultimi anni è stato il seguente:

Tecnologia	2016	2017	2018	2019	2020	Variazione
Eolico	733.9	769.9	769.9	922.7	962.7	31%
Fotovoltaico	16.1	108.1	128.6	128.6	191.1 <sup>112</sup>	1087%
WtE	20	20	20	20	20	0
Biomasse	15	15	15	15	15	0
<b>Totale</b>	<b>785</b>	<b>913</b>	<b>933.5</b>	<b>1086.3</b>	<b>1188.8</b>	<b>51%</b>

Tabella 3.14: potenza installata in MW per settore dalla società, dal 2016 al 2020

	2016	2017	2018	2019	2020
CAPEX		35.000	10.311	4.618	11.897
EBIT	-3.857	152	11.572	13.786	22.911
$\Delta EBIT$		103,94%	7.513,16%	19,13%	66,19%
CAPEX cumulate dal 2017		61.826			
Var. EBIT mediana		85,07%			
MW		142,5			
CAPEX/MW		433,87			

Tabella 3.15: andamento degli investimenti in capitale fisso e dell'EBIT per il settore fotovoltaico, dal 2016 al 2020

Nei 5 anni passati dunque il settore fotovoltaico ha visto una rapida crescita della capacità installata, che è aumentata del 1087% rispetto al 2016, portando ad un incremento di 142,5 MW, a fronte di importanti investimenti in conto capitale pari a 61.826 migliaia di euro. Sulla base di questi dati, si può calcolare il rapporto tra investimenti cumulati e nuova capacità installata per ottenere una stima degli investimenti necessari per incrementare la potenza installata di 1 MW:

$$\frac{CAPEX}{Capacità\ installata} = \frac{61.826}{142,5} = 433.87\text{ migliaia di euro/MW}$$

Essendo necessari 1001 MW aggiuntivi, sulla base di tale rapporto si possono stimare investimenti necessari pari a 434 milioni di euro.

<sup>112</sup> Di questi, 30 MW non sono ancora operativi, ma lo saranno dal 2021. Sono stati imputati all'anno 2020, in cui sono stati effettuati gli investimenti, per semplicità di calcolo.

	2021	2022	2023	2024	2025
<i>RR</i>	62,65%	62,65%	62,65%	62,65%	62,65%
<i>ROIC</i>	9,53%	9,53%	9,53%	9,53%	9,53%
<i>g<sub>bp,1</sub></i>	5,97%	5,97%	5,97%	5,97%	5,97%
<i>EBIT</i>	22.911	42.400	78.468	145.218	268.749
<b>Variazione</b>		85,07%	85,07%	85,07%	85,07%
<i>CAPEX</i>	14.352	26562.26	49.157	90.973	168.361
Investimenti cumulati dal 2021 al 2025					349.408
Investimenti obiettivo					434.318
<b>Risultato</b>					(84.910)

Tabella 3.16: parametri per la stima del tasso di crescita del primo periodo, sui valori attuali

Considerando il trend recente riguardante la crescita mediana dell'*EBIT* e considerando costanti sia il *reinvestment rate* che il *ROIC*, si arriverebbe alla fine del 2025 con investimenti stimati pari a 349 milioni di euro, non raggiungendo il target per circa 85 milioni di euro.

I risultati finora ottenuti porterebbero a concludere che, assumendo un costo di 433,87 migliaia di euro per MW installato e valori costanti del *reinvestment rate* e del *ROIC*, il tasso di crescita di breve periodo sarebbe pari a 5,97% e non verrebbero raggiunti gli obiettivi annunciati. A questo punto è necessario analizzare se dunque tali obiettivi sono stati sovrastimati o se siano plausibili.

Si può supporre una crescita dell'*EBIT* guidata dai ricavi: da un lato si possono ipotizzare maggiori incentivi (anche se limitati) dovuti al potenziamento delle politiche pubbliche per incentivare la decarbonizzazione (legate anche alla ripresa della crisi da *Covid-19*), ma l'impatto maggiore può derivare dalle economie di scala che riducono il costo unitario di produzione. Un altro fattore potenziale, che tuttavia finora non è stato molto utilizzato dalla società, riguarda lo scambio dell'energia elettrica sull'*EU ETS* e altri mercati di scambio di CO<sub>2</sub> analoghi negli Stati Uniti (come il *North Carolina Renewables Tracking System, NC-RETS*: in tale Stato la società possiede un impianto fotovoltaico da 92 MW). C'è anche da considerare che il calcolo effettuato in precedenza prende in considerazione la mediana della variazione annua dell'*EBIT*, che elimina l'influenza di eventuali *outliers*. Nel 2017 la società ha acquisito l'impianto del North Carolina che ha una potenza di 92 MW e che ha iniziato a generare ricavi a partire dal 2018, anno in cui si è registrato pertanto un aumento dell'*EBIT* del 7513%. Un tale risultato non può essere considerato ricorrente per ogni anno, tuttavia è plausibile che potranno essere effettuati investimenti simili *una tantum* nel periodo 2021-2025 per la costruzione o l'acquisizione di impianti di grandi dimensioni. Dal momento che in questo settore c'è

una correlazione piuttosto elevata tra potenza degli impianti e risultato operativo, e tenendo in considerazione i precedenti ragionamenti, si può stimare un tasso di crescita dell'*EBIT* del 95%.

A questo punto si possono fare alcune considerazioni sul *ROIC*. Il suo valore attualmente è del 9,53%, che è già piuttosto elevato per il settore. Si può tuttavia supporre che possa aumentare leggermente grazie allo sfruttamento di economie di scala.

Dovendo sostenere un periodo di crescita, è plausibile infine ritenere che anche il *reinvestment rate* venga incrementato: un incremento dal 62,65% al 70% può essere ritenuto coerente con le considerazioni fin qui esposte.

Il percorso di crescita per il periodo 2021-2025 è dunque così stimato:

	2021	2022	2023	2024	2025
<i>RR</i>	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%
<i>ROIC</i>	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%
$g_{bp,1}$	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%	7,00%
<i>EBIT</i>	22.911	44.676	87.119	169.882	331.270
<b>Variazione</b>		95,00%	95,00%	95,00%	95,00%
CAPEX	16.037	31.273	60.983	118.917	231.889
Investimenti cumulati dal 2021 al 2025					459.101
Investimenti obiettivo					434.318
<b>Risultato</b>					24.783

Tabella 3.17: parametri stimati per il primo periodo di crescita

Si giunge così alle seguenti conclusioni:

<b>Primo periodo: 2021-2025</b>	
WACC	3,48%
$g_1$	7,00%
<i>RR</i>	70,00%
<i>ROIC</i>	10,00%
D/E	132,94%

Tabella 3.18: riepilogo dei parametri stimati per il primo periodo di crescita

Finora è stato stimato un tasso di crescita applicabile per i primi 5 anni della valutazione, caratterizzato da una crescita elevata dovuta allo sforzo dell'azienda di voler incrementare notevolmente il peso del settore fotovoltaico all'interno del proprio *energy mix*. Dopo di ciò si inserisce un periodo di crescita più contenuta, in modo che si arrivi al periodo di crescita sostenibile in maniera graduale. Sono stati pertanto stimati i seguenti risultati:

	2026	2027	2028	2029	2030
$g_2$	7,00%	6,00%	5,00%	4,00%	3,00%
D/E	120,00%	100,00%	80,00%	80,00%	80,00%
E	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
D	120,00	100,00	80,00	80,00	80,00
<i>default-spread</i>	3,51%	3,51%	2,40%	2,00%	1,56%
$T_c$	20,85%	20,85%	20,85%	20,85%	20,85%
<i>ROIC</i>	10,00%	9,75%	9,25%	8,50%	8,00%
<b>RR</b>	70,00%	62,00%	54,00%	47,00%	38,00%
ERP	4,73%	4,73%	4,73%	4,73%	4,73%
$r_f$	-0,33%	-0,33%	-0,33%	-0,33%	-0,33%
$\beta_{UN}$	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
$\beta_L$	1,02	0,94	0,86	0,86	0,86
$K_e$	4,50%	4,11%	3,72%	3,72%	3,72%
$K_d$	3,18%	3,18%	2,07%	1,67%	1,23%
<b>WACC</b>	3,42%	3,31%	2,79%	2,65%	2,50%

Tabella 3.19: *parametri stimati per il secondo periodo di crescita*

Le considerazioni effettuate sui valori inseriti nella valutazione sono le seguenti:

- $g_2$ : si ipotizza una graduale riduzione del tasso di crescita dopo il primo periodo di crescita sostenuta;
- *D/E ratio*: la riduzione della crescita porta la società ad indebitarsi di meno (infatti come è stato visto molti dei nuovi impianti sono associati a debiti in *project financing*, pertanto una riduzione nella installazione di nuova potenza porta ad una riduzione di questa componente di debito), ipotizzando dunque una graduale decrescita del rapporto di indebitamento per arrivare ad un valore in linea con la mediana di settore;
- *default-spread*: la riduzione del rapporto di indebitamento porta ad una riduzione degli interessi da pagare sullo stesso, pertanto l'impatto degli oneri finanziari sull'*EBIT* si riduce, e di conseguenza l'*ICR* e il *default-spread* diminuisce;
- aliquota fiscale effettiva: è ritenuta costante e identica al periodo precedente;
- *ROIC*: si ipotizza una lieve riduzione del rendimento del capitale investito per effetto della riduzione delle economie di scala della società;

- *RR*: il tasso di reinvestimento si suppone in diminuzione dato che la società ridurrà la propria crescita. I valori stimati sono ottenuti indirettamente, applicando la formula:  $RR = g / ROIC$ ;
- *ERP*: è supposto costante e uguale a quello del periodo precedente, dal momento che rappresenta una stima di lungo periodo ottenuta tramite regressione lineare;
- tasso privo di rischio: è ipotizzato costante;
- *unlevered beta*: è ipotizzato costante poiché non si intravedono motivi di aumento della rischiosità operativa. Esso inoltre è già rappresentativo della mediana del settore, a cui si può ipotizzare che debbano tendere i valori aziendali nel lungo periodo.

Ultimo elemento della valutazione è rappresentato dal tasso di crescita sostenibile: come spiegato nel capitolo precedente, questo non può essere più grande del tasso di crescita dell'economia, e per la stima di quest'ultimo si può considerare come *proxy* il tasso privo di rischio del Paese in cui la società opera. Nel caso in questione è necessario fare le seguenti considerazioni:

- la società, attualmente, opera in Italia e negli Stati Uniti per quanto riguarda il settore fotovoltaico. Le prospettive di crescita possono far ipotizzare che verranno installati impianti anche in altri Paesi;
- il tasso privo di rischio per l'Italia è negativo: utilizzarlo come *proxy* per la crescita di lungo periodo non sembra ragionevole, perché significherebbe ipotizzare che l'economia italiana subirà una decrescita perpetua (fino ad annullarsi all'infinito).

Sulla base di queste considerazioni, e tenendo presente che il tasso privo di rischio per l'Italia è pari a -0.328% e quello per gli Stati Uniti è pari a 1.334%<sup>113</sup>, si può stimare un tasso di lungo periodo dell'1%, ritenendo che ci potrà essere una convergenza tra i due tassi. Per il calcolo del valore terminale sono dunque utilizzati i seguenti dati:

---

<sup>113</sup> Dati del 13 settembre 2021.

$g_s$	1,00%
D/E	80,00%
E	100,00
D	80,00
<i>default-spread</i>	1,22%
$T_c$	20,85%
<i>ROIC</i>	6,00%
<b>RR</b>	17,00%
<i>ERP</i>	4,73%
$R_f$	-0,33%
$\beta_{UN}$	0,52
$\beta_L$	0,86
$K_e$	3,72%
$K_d$	0,89%
<b>WACC</b>	2,38%

Tabella 3.20: parametri stimati per il calcolo del terminal value

Una volta stimati tutti i parametri necessari, si può dunque calcolare il valore del settore fotovoltaico di Falck Renewables, che risulta essere pari a 366,103 milioni di euro.

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Terminal Value	Valore azienda
FCFF	3.643	3.898	4.171	4.463	4.775	5.110	5.416	5.687	5.915	6.092	6.153	
Sconto	103,48%	107,08%	110,80%	114,66%	118,64%	122,70%	126,77%	130,31%	133,76%	137,10%	1,89%	
	3.521	3.641	3.764	3.893	4.025	4.164	4.273	4.364	4.422	4.443	325.593	366.103

Tabella 3.21: determinazione del valore attuale del settore fotovoltaico

## Conclusioni

Con il presente lavoro è stato presentato il contesto che ogni produttore di energia elettrica si trova ad affrontare. Il fenomeno dei cambiamenti climatici è una sfida che l'umanità deve necessariamente affrontare e vincere per continuare ad esistere: al termine di questo processo, l'industria dell'energia ne risulterà stravolta, si imporranno nuovi modelli di produzione e nuovi giganti prenderanno l'eredità della grandi compagnie petrolifere che hanno dominato la storia economica mondiale dalla Seconda Rivoluzione Industriale.

Le pubblicazioni più recenti dell'*IPCC* mostrano chiaramente che gli sforzi che si stanno compiendo non sono sufficienti, e che nemmeno la minaccia alla sopravvivenza della vita sul nostro Pianeta riesce a stimolare adeguatamente una visione di lungo periodo. Le politiche nazionali ed internazionali rappresentano sicuramente uno strumento molto utile nell'ambito del contrasto dei cambiamenti climatici, ma quello che sta mancando è un serio impegno del sistema finanziario: nell'ambito del settore fotovoltaico, tra le più grandi aziende quotate coinvolte nella produzione di energia elettrica si possono citare SunPower Corporation, Canadian Solar Inc. e NextEra Energy, che hanno tuttavia una capitalizzazione di mercato inferiore ai 5 miliardi di dollari, valori nemmeno paragonabili alle grandi compagnie petrolifere (come Exxon Mobil, Chevron e Shell) che hanno una capitalizzazione di mercato tra i 150 e i 250 miliardi di dollari.

Queste considerazioni, insieme alle analisi mostrate sulle opportunità concrete di sviluppo della tecnologia fotovoltaica, permettono di affermare che siamo di fronte ad una seconda fase di questo mercato: dopo un primo periodo che ha portato all'abbattimento dell'*LCOE* dell'85% nell'ultimo decennio, si apre adesso l'opportunità che nascano dei colossi del settore che possano dominare il panorama finanziario. I pannelli di Prima Generazione in silicio potranno essere sostituiti dalle tecnologie più recenti come le celle in perovskite o il fotovoltaico a concentrazione, che possono raggiungere già un'efficienza anche superiore al 40% contro un'efficienza medie del silicio del 25%, e con il progressivo miglioramento dei metodi di produzione possono vedere una riduzione dei costi sempre maggiore. Si aggiungano anche gli incentivi pubblici, che continueranno ad esserci finché non verranno raggiunti importanti traguardi sulla riduzione delle emissioni inquinanti, il più ambizioso dei quali auspica che nel 2050 le emissioni nette prodotte ogni anno siano nulle.

Il *case study* proposto sulla valutazione aziendale di Falck Renewables Spa è pertanto emblematico. La società, che per oltre 70 anni è stata legata al settore dell'acciaio, a partire dagli anni 2000 ha intrapreso un percorso che ha portato allo stravolgimento del suo *core business* e rendendola una delle aziende quotate di riferimento in Italia. La valutazione descritta nel Terzo Capitolo ha portato a

ritenere che il settore fotovoltaico della società abbia un valore di mercato circa doppio rispetto al suo valore contabile (366 milioni di euro come risultato della valutazione, contro 189 milioni di euro circa di valore contabile del capitale): i parametri considerati nell'applicazione del *DCF model* che hanno portato ad un tale risultato sono inquadrati in un contesto non caratterizzato da stravolgimenti significativi del *business model* e del mercato di riferimento. La creazione di valore può essere pertanto determinata anche solamente dall'aumento della potenza installata, dal momento che l'elettricità è un bene che verrà sempre richiesto e che gli impianti fotovoltaici, una volta realizzati, sono in grado di produrre energia senza l'intervento del fattore umano. Questo concetto è significativo: il sistema bancario può finanziare un impianto fotovoltaico tramite la forma tecnica del *project financing*, per il quale il rimborso del prestito nonché il pagamento degli interessi sul debito sono legati alla capacità dell'impianto stesso di generare flussi di cassa. Questi, a loro volta, sono prevedibili con un buon grado di accuratezza:

- per quanto riguarda la quantità di energia elettrica prodotta, come mostrato nel Secondo Capitolo, la tecnologia delle celle che compongono il pannello fotovoltaico individua l'efficienza, ossia la quantità di energia solare che viene convertita in elettricità in condizioni ottimali, e questo rappresenta un fattore che non presenta difficoltà nella sua determinazione. Il secondo elemento, sempre associato al materiale utilizzato, è rappresentato dal coefficiente termico ( $\%/^{\circ}\text{C}$ ), che indica la riduzione della potenza effettiva di un pannello con l'aumentare della temperatura (per il silicio, tale coefficiente oscilla tra -0,35% e -0,50%). L'ultimo elemento è rappresentato dall'irradiazione solare: al giorno d'oggi sono disponibili *software* molto avanzati che permettono di stimare la quantità di energia solare che può colpire una certa zona della superficie terrestre, tenendo conto anche delle condizioni meteorologiche;
- per quanto riguarda la determinazione del prezzo di vendita dell'energia elettrica prodotta, nel Secondo Capitolo sono stati mostrati i due canali di scambio in Italia: il mercato regolamentato, rappresentato dalla Borsa Elettrica, e il mercato *over-the-counter (OTC)*. Quest'ultimo in particolare sembra essere la modalità di contrattazione maggiormente utilizzata, e si basa sullo scambio di contratti bilaterali chiamati *Power Purchase Agreement (PPA)* in base ai quali produttore e compratore di elettricità si accordano su quantità di energia elettrica, prezzo, periodo di tempo della fornitura, punto di consegna e altre condizioni. È stato anche descritto il cambiamento normativo relativo agli incentivi per il fotovoltaico, che ha visto il passaggio dai Conti Energia (2005-2013) al modello FER1 (2019): per comprendere l'importanza di questa componente, dai dati del bilancio dell'anno 2020 il settore fotovoltaico di Falck Renewables ha registrato ricavi per circa 20 milioni di euro, di cui

6 milioni di euro dovuti agli incentivi di cui beneficiano gli impianti (che rientrano tutti nel Primo e Secondo Conto Energia). Agli incentivi sulla produzione, che rappresentano la modalità adottata in Italia, si aggiungano gli incentivi degli impianti negli Stati Uniti, che godono del regime fiscale denominato *Solar Investment Tax Credit*, che permette la deduzione fiscale del 26% dei costi di installazione di qualsiasi tipologia di impianto fotovoltaico dalle imposte federali (si ritiene tuttavia che tale incentivo si ridurrà nel breve termine per assestarsi al 10% a partire dal 2026).

Il caso di Falck Renewables conferma che il *project financing* è uno strumento molto adatto per il finanziamento dell'energia fotovoltaica: su un debito stimato di circa 114 milioni di euro, 78 milioni sono erogati tramite questa forma tecnica.

A conclusione dell'analisi si può affermare che gli elementi per l'inizio di un periodo di grande collaborazione tra sistema finanziario e mercato fotovoltaico sono pertanto molto solidi, che può vedere l'affermarsi di uno stretto rapporto tra etica e finanza.



## Appendice A - Dati per la valutazione aziendale di Falck Renewables

### A) Equity Risk Premium

Nome impianto	Regione	Ricavi	GWh
Impianto WTE Trezzo	ITA	25021	100.00
Impianto a biomasse Rende*	ITA	19915	92.20
Fotovoltaico Rende (CS)*	ITA	499	1.40
Impianti fotovoltaici Sicilia	ITA	6805	19.10
Impianto fotovoltaico Mesagne	ITA	1060	3.00
Impianto fotovoltaico di Bologna	ITA	129	0.40
Impianto fotovoltaico North Carolina	USA	6344	131.10
Impianto fotovoltaico di Middleton, Massachusetts	USA	1764	7.90
Impianto fotovoltaico di Dartmouth, Massachusetts	USA	1962	7.40
Impianto fotovoltaico di Palmer, Massachusetts	USA	1023	7.80
Impianto fotovoltaico di Leominster, Massachusetts	USA	469	3.20
Impianto fotovoltaico New York	USA	4	0.00
Impianto fotovoltaico New York	USA	14	0.10
Impianto fotovoltaico New York	USA	6	0.10
Impianto fotovoltaico Maryland	USA	130	1.10
<b>Totale</b>		<b>65145</b>	<b>374.8</b>
<b>Fotovoltaico</b>		<b>20209</b>	<b>182.60</b>

Tabella A.1: ricavi ed energia prodotti da ogni impianto fotovoltaico

\*L'impianto di Rende comprende sia un impianto a biomasse che un impianto fotovoltaico. Dai documenti della società viene distinta la produzione, in GWh, dei due impianti, tuttavia i ricavi sono riferiti all'intero complesso, e sono pari a 20414 migliaia di euro. Si stimano i ricavi del fotovoltaico di Rende moltiplicando la produzione di 1.4 GWh per il ricavo unitario degli impianti di Sicilia (Rende è in Calabria, pertanto si può supporre che il prezzo zonale dell'energia elettrica sia allineato):

Ricavo unitario Sicilia per GWh: 356 migliaia di euro.

Ricavo Rende fotovoltaico: 499 migliaia di euro.

Ricavi fotovoltaico USA	11716
Ricavi fotovoltaico ITA	8493
Ricavi fotovoltaico Falck Renewables	20209

Tabella A.2: ricavi per area geografica



## B) Analisi dei comparables e unlevered beta

Dati in valuta locale, in milioni

Azienda	Ticker	Paese	Descrizione	Market cap	Total debt	Total cash and short term investments	Total revenues	Beta equity	Valuta bilancio	Valuta mk cap
QICybertron Preenergy Spokka Akcyina	WSE:Q1C	Polonia	Fotovoltaico per abitazioni	88.34	4.37	0.47	6.74	0.32	PLN	PLN
ZC Solparken AG	XTRA:HPK	Germania	Costruzione parchi e vendita	280.25	253.99	44.31	50.59	0.46	EUR	EUR
Aega ASA	OB:AEGA	Norvegia	Acquisizione parchi e vendita	116.1	3.45	3.09	0.67	1.13	EUR	NOK
Azure Power Global Limited	NYSF:A2RE	India	Costruzione soluzioni solari	1038.3	103523	11107	15236	0.73	INR	USD
BCPG Public Company Limited	SET:BCPG	Tailandia	Produzione elettrica	38514.66	27061.29	1142.86	4230.65	1.54	THB	THB
Beijing Energy International Holding Co., Ltd.	SEHK:886	Hong Kong	Costruzione parchi e vendita	6616.25	1772.2	1619	2149	0.25	CNY	HKD
CECEP Solar Energy Co., Ltd.	SZSE:000591	Cina	Costruzione soluzioni solari	26823.31	22130.02	1377	5305.01	1.03	CNY	CNY
China Smarter Energy Group Holdings Limited	SEHK:1004	Hong Kong	Produzione elettrica	384.35	2141.55	36.83	560.45	1.14	HKD	HKD
EAM Solar ASA	OB:EAM	Norvegia	Acquisizione parchi e vendita	61.54	4.57	0.47	1.27	1.16	EUR	NOK
Ecosuntek S.p.A.	BIT:ECK	Italia	Costruzione soluzioni solari	13.71	23.01	7.62	88.02	0.65	EUR	EUR
Edison Power Europe AG	SWX:ESUN	Svizzera	Produzione elettrica	137.76	110.68	28.94	12.37	0.61	CHF	CHF
Enavus AG	XTRA:CAP	Germania	Acquisizione parchi e vendita	2050.05	1783.67	167.49	292.3	0.42	EUR	EUR
Enlight Renewable Energy Ltd	TASE:ENLT	Israele	Costruzione parchi e vendita	6263.79	3763.2	472.4	241.69	1.05	ILS	ILS
Eserboga Elektrik Uretim A.S.	IBSE:ESEN	Turchia	Costruzione soluzioni solari	2210	390	189.34	143.93	1.23	TL	TL
Etrion Corporation	TSX:ETX	Svizzera	Costruzione parchi e vendita	15.03	41.41	8.96	3.34	0.31	USD	CAD
Genex Power Limited	ASX:GNX	Australia	Costruzione parchi e vendita	240.73	193.87	45.45	10.68	1.06	AUD	AUD
Greenery Renewables, S.A.	BME:GRE	Spagna	Costruzione parchi e vendita	909.02	149.85	27.03	73.39	0.11	EUR	EUR
Jinko Power Technology Co., Ltd.	SHSE:601778	Cina	Dal silicio ai pannelli	2322.44	27292.07	8051.68	35129.46	0.95	CNY	USD
K.P.I. Global Infrastructure Limited	BSE:542323	India	Costruzione soluzioni solari	1867.47	2400.64	216.83	1035.02	0.21	CNY	INR
Kong Sun Holdings Limited	SEHK:295	Cina	Acquisizione parchi e vendita	957.72	6741.44	190.1	1478.21	0.21	CNY	HKD
Longtech smart Energy Holding Limited	SEHK:1281	Cina	Efficientamento e vendita	273.17	247.34	275.37	396.41	0.44	CNY	HKD
Mestrek Energy - Renewable Energies Ltd.	TASE:MSKE	Israele	Costruzione soluzioni e vendita	554.01	310.907	312.59	9.31	0.76	ILS	ILS
NextEra Energy Partners, LP	NYS:NEP	USA	Parchi e vendita	6101.2	3388	7701	917	0.73	USD	USD
Scatec ASA	OB:SSO	Norvegia	Costruzione parchi e vendita	25815.4	12263	108	2771	0.84	NOK	NOK
Sermang Power Corporation Public Company Limited	SET:SSP	Tailandia	Acquisizione parchi e vendita	12677.5	11183.35	1369.63	1860.5	1.18	THB	THB
Shanghai Lingyun Industries Development Co., Ltd	SHSE:900957	Cina	Soluzioni solari e vendita	499.43	6620.36	32.22	99.41	0.89	CNY	USD
Shunfeng International Clean Energy Limited	SEHK:1165	Hong Kong	Soluzioni solari e vendita	647.71	6620.36	237.08	1466.32	2.21	CNY	HKD
Solar Alliance Energy Inc.	TSXV:SLR	Canada	Costruzione soluzioni solari	60.5	0.91	0	3.5	1.03	CAD	CAD
Solaria Energia y Medio Ambiente, S.A.	BME:SLR	Spagna	Costruzione soluzioni solari	1811.79	420.32	81.58	53.27	0.55	EUR	EUR
SPCG Public Company Limited	SET:SPCG	Tailandia	Soluzioni solari e vendita	18596.64	4188.88	2513.32	4920.15	0.89	THB	THB
Thai Solar Energy Public Company Limited	SET:TSE	Tailandia	Soluzioni solari e vendita	5929.61	12754.86	883.71	1530.45	1.7	THB	THB
Tongking New Energy Group Holdings Limited	SEHK:8326	Hong Kong	Efficientamento	134.05	71.46	24.43	190.85	-0.26	HKD	HKD
Vivopower International PLC	Nasdaq:CMV.VPR	UK	Costruzione soluzioni solari	101.64	25.95	2.83	48.71	4.51	USD	USD

Tassi di cambio: valuta locale in Eur

PLN	0.2183
NOK	0.09532
USD	0.81332
INR	0.01111
THB	0.02717
HKD	0.10491
CNY	0.1246
CHF	0.92274
ILS	0.25302
TL	0.11022
CAD	0.63785
AUD	0.6254

Tabella A.4: dati delle aziende comparabili, in valuta locale

Dati in milioni di euro, applicando i tassi di cambio indicati

Azienda	Ticker	Paese	Descrizione	Beta equity	Market cap	Total debt	D/E	Total revenues	Total cash and short term investments	Enterprise Value	cash/FV	EV/sales	Effective tax rate	Unlevered Beta	Pure-play Beta	Firm Value
OTCyberation Proenergy Spolka Akcyjna	WSE:OTC	Polonia	Fotovoltaico per abitazioni	0.32	19.28	0.95	0.05	1.47	0.10	20.14	0.51%	13.69	0.00%	0.30	0.31	20.24
7C Solarparken AG	XTRA:HPK	Germania	Costruzione parchi e vendita	0.46	280.25	253.99	0.91	50.59	44.31	489.93	8.29%	9.68	24.32%	0.27	0.30	54.24
Aegae ASA	OB:AEGA	Norvegia	Acquisizione parchi e vendita	1.13	11.07	3.45	0.31	0.67	3.09	11.43	21.29%	17.05	0.00%	0.86	1.09	14.52
Azure Power Global Limited	NVSE:AZRE	India	Costruzione soluzioni solari	0.73	84.46	1149.91	1.36	169.24	123.37	1871.00	6.19%	11.06	0.00%	0.31	0.33	1994.38
BCPG Public Company Limited	SFT:BCPG	Tailandia	Produzione elettrica	1.54	1046.29	735.14	0.70	114.93	302.71	1478.72	16.99%	12.87	1.76%	0.91	1.10	1781.43
Beijing Energy International Holding Co., Ltd.	SEHK:686	Hong Kong	Costruzione parchi e vendita	0.25	604.14	2208.09	3.18	267.76	2101.72	2700.51	6.95%	10.09	31.30%	0.08	0.08	2902.23
CECEP Solar Energy Co., Ltd.	SZSE:000591	Cina	Costruzione soluzioni solari	1.03	3342.08	2757.31	0.83	660.98	121.57	5927.82	2.81%	8.97	13.65%	0.60	0.62	6099.39
China Smarter Energy Group Holdings Limited	SEHK:1004	Hong Kong	Produzione elettrica	1.14	40.52	224.68	5.57	58.80	3.86	261.14	1.46%	4.44	0.00%	0.17	0.18	265.00
EAM Solar ASA	OB:EAM	Norvegia	Acquisizione parchi e vendita	1.16	5.87	4.57	0.78	1.27	0.47	9.97	4.50%	7.85	0.00%	0.65	0.68	10.44
Ecosunex S.p.A.	BIT:ECK	Italia	Costruzione soluzioni solari	0.65	13.71	23.01	1.68	88.02	7.62	29.10	20.75%	0.33	39.57%	0.32	0.41	36.72
Edison Power Europe AG	SWX:ESUN	Svizzera	Produzione elettricità	0.61	127.12	102.13	0.80	11.41	26.70	202.54	11.65%	17.74	12.73%	0.36	0.41	229.24
Enxavis AG	XTRA:CAP	Germania	Acquisizione parchi e vendita	0.42	2050.05	1793.67	0.87	292.30	167.49	3666.23	4.57%	12.54	32.81%	0.27	0.28	3831.72
Enlight Renewable Energy Ltd	TASE:ENLT	Israele	Costruzione parchi e vendita	1.05	1584.86	952.16	0.60	61.15	119.53	2417.50	4.71%	39.53	0.00%	0.66	0.69	2537.03
Esenboga Elektrik Uretim A.S.	IBSE:ESFN	Turchia	Costruzione soluzioni solari	1.23	243.58	42.98	0.18	15.86	20.87	265.69	7.28%	16.75	10.59%	1.06	1.15	286.56
Entron Corporation	TSX:ETX	Svizzera	Costruzione parchi e vendita	0.31	9.59	33.68	3.51	2.72	7.29	35.98	16.84%	13.24	12.57%	0.08	0.09	43.27
Genex Power Limited	ASX:GNX	Australia	Costruzione parchi e vendita	1.06	150.55	121.25	0.81	6.68	28.42	243.37	10.46%	36.44	0.00%	0.59	0.66	271.80
Generex Renewables, S.A.	BME:GRE	Spagna	Costruzione parchi e vendita	0.11	909.02	149.85	0.16	73.39	27.03	1031.84	2.55%	14.06	2.52%	0.09	0.10	1058.87
Jinko Power Technology Co., Ltd.	SHE:601778	Cina	Dal silicio ai pannelli	0.95	1888.88	3400.48	1.80	4376.99	1003.21	4286.15	18.97%	0.98	31.50%	0.43	0.52	5289.36
KPR I. Global Infrastructure Limited	BSE:542323	India	Costruzione soluzioni solari	0.94	20.74	26.67	1.29	11.50	2.41	45.00	5.08%	3.91	36.24%	0.52	0.54	47.41
Kong Sun Holdings Limited	SEHK:295	Cina	Acquisizione parchi e vendita	0.21	100.48	839.96	8.36	184.18	23.69	916.75	2.52%	4.98	0.00%	0.02	0.02	940.43
LongTech Smart Energy Holding Limited	SEHK:1281	Cina	Efficientamento e vendita	0.44	28.66	30.82	1.08	49.39	34.31	25.17	57.69%	0.51	0.00%	0.21	0.50	59.48
Mestek Energy - Renewable Energies Ltd.	TASE:MSKE	Israele	Costruzione soluzioni e vendita	0.76	140.18	78.67	0.56	2.36	79.09	139.75	36.14%	59.33	0.00%	0.49	0.76	218.84
Nektara Energy Partners, LP	NVSE:NEP	USA	Parchi e vendita	0.73	4962.20	2755.51	0.56	745.81	87.84	7629.87	1.14%	10.23	0.00%	0.47	0.47	7717.71
Scatec ASA	OB:SSO	Norvegia	Costruzione parchi e vendita	0.84	2460.77	1168.93	0.48	264.14	374.07	2895.62	20.22%	10.96	2.86%	0.64	0.71	3629.69
Sensarung Power Corporation Public Company Limited	SFT:SSP	Tailandia	Acquisizione parchi e vendita	1.18	344.40	303.81	0.88	50.54	37.21	610.99	5.74%	12.09	0.00%	0.67	0.67	648.20
Shanghai Lingyun Industries Development Co., Ltd	SHE:000957	Cina	Soluzioni solari e vendita	0.89	185.35	62.23	0.34	12.39	4.01	243.57	1.62%	19.66	5.69%	0.68	0.69	247.58
Shanteng International Clean Energy Limited	SEHK:1165	Hong Kong	Soluzioni solari e vendita	2.21	67.95	824.87	12.14	182.70	29.54	863.29	3.31%	4.73	0.00%	0.17	0.17	892.82
Solar Alliance Energy Inc.	TSXV:SLR	Canada	Costruzione soluzioni solari	1.03	38.59	0.58	0.02	2.23	0.00	39.17	0.00%	17.55	0.00%	1.01	1.01	39.17
Solaria Energia y Medio Ambiente, S.A.	BME:SLR	Spagna	Costruzione soluzioni solari	0.55	1811.79	420.32	0.23	53.27	81.58	2150.53	3.65%	40.37	0.00%	0.45	0.46	2232.11
SPGC Public Company Limited	SFT:SPG	Tailandia	Soluzioni solari e vendita	0.89	513.40	113.79	0.22	133.66	68.28	558.92	10.89%	4.18	2.64%	0.73	0.82	627.19
Thai Solar Energy Public Company Limited	SET:TSSE	Tailandia	Soluzioni solari e vendita	1.7	161.08	346.50	2.15	41.58	24.01	483.57	4.73%	11.63	0.04%	0.54	0.57	507.58
Tonking New Energy Group Holdings Limited	SEHK:8326	Hong Kong	Efficientamento	-0.26	19.31	7.50	0.39	20.02	2.56	24.24	9.56%	1.21	0.00%	-0.19	-0.21	26.81
VivoPower International PLC	Nasdaq:CMVPR	UK	Costruzione soluzioni solari	4.51	82.67	21.11	0.26	39.62	2.30	101.47	2.22%	2.56	0.00%	3.59	3.67	103.77
MEDIA				0.93242	733.29	634.80	1.61	243.87	105.16	1262.94	0.10	13.67	7.90%	0.54	0.60	1368.10
MEDIANA				0.89	161.08	149.85	0.80	50.59	28.42	483.57	0.06	11.06	0.00%	0.47	0.52	507.58

Unlevered beta usando le mediane:

0.49351

Pure-play beta usando le mediane:

0.52356

Tabella A.5: dati delle aziende comparabili, in euro

## C) Debito

Impianto	VNC	Debito per PF	IRS
Impianto WTE Trezzo	13465		
Impianto a biomasse Rende	15687		
Fotovoltaico Rende (CS)	2381		
Impianti fotovoltaici Sicilia	24465	27876	449
Impianto fotovoltaico Mesagne	4576		
Impianto fotovoltaico di Bologna	2566		
Impianto fotovoltaico North Carolina	111063	26752	
Impianto fotovoltaico di Middleton, Massachusetts	12537		
Impianto fotovoltaico di Dartmouth, Massachusetts	14062		
Impianto fotovoltaico di Palmer, Massachusetts	14818		
Impianto fotovoltaico di Leominster, Massachusetts	5830		
Impianto fotovoltaico New York	590	680	
Impianto fotovoltaico New York	8730	5980	
Impianto fotovoltaico New York	1903	1303	
Impianto fotovoltaico Maryland	26919	15498	
<b>Totale</b>	259592	78089	449
<b>Fotovoltaico</b>	230440	78089	449

Tabella A.6: valore netto contabile e debiti riferibili ai singoli impianti

	WTE, biomasse e fotovoltaico*	Falck Renewables	Rapporto
<b>Attività immateriali</b>	240.0	165451	0.15%
Brevetti e opere dell'ingegno	4.7	3229	0.15%
Concessioni, licenze, marchi	10.9	7480	0.15%
Avviamento	135.8	93636	0.15%
Altre immobilizzazioni	40.7	28082	0.15%
Diritti d'uso	0.4	272	0.15%
Immobilizzazioni in corso e acconti	47.5	32752	0.15%

Tabella A.7: attività immateriali stimati imputabili al settore fotovoltaico

\*dal bilancio è disponibile il valore totale delle attività immateriali, per la società nel suo complesso e divise per settore. Per il settore fotovoltaico, il rapporto tra attività immateriali del settore e della società è pari a 0.15%. Non essendo riportato il dettaglio delle voci che compongono le attività immateriali dei singoli settori, si ipotizza che tale rapporto sia valido anche per le singole voci.

	Fotovoltaico	Falck Renewables	Rapporto
Attività immateriali	239.60*	165451	0.15%
Attività materiali	230440	1332993	17.29%
Altre attività	0	471915	0.00%
<b>Totale</b>	<b>230680</b>	<b>1970359</b>	<b>11.71%</b>

Tabella A.8: riepilogo delle attività materiali e immateriali del settore fotovoltaico

\*il valore delle attività immateriali è pari a 239.60 migliaia di euro, in quanto non sono considerati i diritti d'uso (stimati per un valore di 0.40 migliaia di euro, si veda Tabella A.7) essendo questi dalla società incorporati nel valore netto contabile dei singoli impianti.

	Falck Renewables	Fotovoltaico	Rapporto
Verso terzi	35034	4102	11.71%
Project financing	606532	78089	12.87%
Green bond	176429	20655	11.71%
Leasing	90701	10619	11.71%
Derivati	49972	449	0.90%
<b>Totale</b>	<b>958668</b>	<b>113914</b>	<b>11.88%</b>

Tabella A.9: allocazione dei debiti complessivi del settore fotovoltaico per le diverse forme tecniche

	Fotovoltaico	Falck Renewables	Rapporto
Proventi finanziari	3317	27918	11.88%
Oneri finanziari	(7262)	(61115)	11.88%
<b>Totale</b>	<b>(3945)</b>	<b>(33197)</b>	<b>11.88%</b>

Tabella A.10: allocazione di oneri e proventi finanziari

Società del gruppo	Partecipazione	EBIT società	EBIT gruppo
Palermo Energia Ambiente ScpA in liquidazione	73.27%	660.00	483.58
Actelios Solar SpA	100.00%	4127.00	4127.00
Falck Renewables North America Inc	100.00%	(954.00)	(954.00)
Solar Mesagne Srl	100.00%	964.00	964.00
Elettroambiente SpA in liquidazione	100.00%	3579.00	3579.00
Tifeo Energia Ambiente ScpA in liquidazione	100.00%	2257.00	2257.00
Platani Energia Ambiente ScpA in liquidazione	99.18%	2246.00	2227.58
Ambiente 2000 Sr	60.00%	358.00	214.80
Prima Srl	85.00%	3622.00	3078.70
Frullo Energia Ambiente Srl	49.00%	6726.00	3295.74
Ecosesto SpA	100.00%	2644.00	2644.00
Novis Renewables Holdings LLC	51.00%	(1660.00)	(846.60)
Falck Renewables CH-1 LLC	100.00%	0.00	0.00
Falck Renewables North America Development Services & Construction Management LLC	100.00%	0.00	0.00
Route 23A Solar Farm LLC	100.00%	0.00	0.00
Lake Osiris Road Solar Farm LLC	100.00%	0.00	0.00
Falck Renewables IS 42 LLC	51.00%	0.00	0.00
NC 42 LLC	51.00%	0.00	0.00
NC 42 Solar LLC	51.00%	0.00	0.00
NC 42 Energy LLC	51.00%	0.00	0.00
Innovative Solar 42 LLC	51.00%	1706.00	870.06
Falck Middleton LLC	51.00%	0.00	0.00
Falck Middleton Generation LLC	51.00%	(16.00)	(8.16)
HG Solar Development LLC	51.00%	1272.00	648.72
Falck Renewables DLP MA LLC	51.00%	0.00	0.00
SPME Dartmouth Holdings LLC	51.00%	956.00	487.56
Fisher Road Solar I LLC	51.00%	1256.00	640.56
SPME Holdings 2015 LLC	51.00%	788.00	401.88
Syncarpha Palmer LLC	51.00%	475.00	242.25
Syncarpha Massachusetts LLC	51.00%	288.00	146.88
WMC Solar Holdings LLC	51.00%	0.00	0.00
Westmoreland County Solar Project LLC	51.00%	(50)	(25.50)
NOV RF Holdings LLC	51.00%	0.00	0.00
NOV RF Lessee LLC	51.00%	0.00	0.00
TLS Holdco LLC	51.00%	(683.00)	(348.33)
Building Energy Holding US LLC	51.00%	(19.00)	(9.69)
Annapolis Solar Park LLC	51.00%	11.00	5.61
Cassiopea Solar LLC	51.00%	0.00	0.00
Andromeda Solar LLC	51.00%	0.00	0.00
Perseus Solar LLC	51.00%	0.00	0.00
Building Energy Holdco I LLC	51.00%	0.00	0.00
Calypto Solar 1 LLC	48.45%	(2.00)	(0.970)
Odyssey Solar 1 LLC	51.00%	0.00	0.00
Penelope Solar LLC	51.00%	0.00	0.00
Ulysses Solar LLC	51.00%	0.00	0.00
Odyssey Solar 2 LLC	48.45%	(10.00)	(4.84)
Telemachus Solar LLC	0.51%	0.00	0.00
Argos Solar LLC	51.00%	0.00	0.00
Calypto Solar 3 LLC	48.45%	(36.00)	(17.44)
Odyssey Solar 3 LLC	51.00%	0.00	0.00
Daphne Solar LLC	0.51%	0.00	0.00
Apollo Solar LLC	51.00%	0.00	0.00
Laertes Solar LLC	51.00%	0.00	0.00
Artemis Solar LLC	51.00%	0.00	0.00
<b>Totale</b>		<b>30505.00</b>	<b>24099.39</b>
<b>Aggiustamenti</b>			
Tolti l'EBIT di Prima Srl (impianto WTE)		26883.00	21020.69
Tolto l'EBIT stimato di Ecosesto Spa relativo all'impianto a biomasse*		24737.79	18441.29
<b>Totale fotovoltaico</b>		<b>24737.79</b>	<b>18441.29</b>

Tabella A.11: EBIT delle società del gruppo Falck appartenenti al settore fotovoltaico

\*La stima è stata effettuata moltiplicando l'EBIT di Ecosesto Spa per il rapporto tra i ricavi dell'impianto a biomasse (20.414) e i ricavi dell'impianto fotovoltaico (499), ottenendo una approssimazione dell'EBIT dell'impianto fotovoltaico, e sottraendo tale valore all'EBIT dell'impianto a biomasse, ottenendo il valore di 2.579 migliaia di euro (EBIT impianto a biomasse).

<b>Spesa per interessi</b>		7262
<b>Risultato operativo</b>		18441
<b>Interest Coverage Ratio</b>		2.54
<b>Rating sintetico*</b>		B+
<b>Default spread</b>		3.51%

Tabella A.12: riepilogo dati per il calcolo del default-spread del settore fotovoltaico

\* per la determinazione del rating sintetico è stato fatto riferimento alle tavole elaborate dal Prof. A. Damodaran e riportate nel Paragrafo 2.3.1.2 – Cost of Debt

Ammontare	% sul totale	Data di scadenza	Giorni alla scadenza	Anni alla scadenza	Peso * scadenza (anni)
<b>Project Financing</b>					
27876	24.47%	31/12/2029	3043	8.337	2.04
26752	23.48%	28/02/2033	4198	11.501	2.70
680	0.60%	15/01/2032	3788	10.378	0.06
5980	5.25%	15/01/2032	3788	10.378	0.54
1303	1.14%	31/03/2023	576	1.578	0.02
15498	13.61%	30/07/2033	4350	11.918	1.62
<b>Verso terzi</b>					
4102	3.60%	31/12/2026	1947	5.334	0.19
<b>Leasing</b>					
10619	9.32%	31/12/2031	3773	10.337	0.96
<b>Obbligazione convertibile</b>					
20655	18.13%	23/09/2025	1483	4.063	0.74
<b>Interest Rate Swaps</b>					
449	0.39%	31/12/2021	121	0.332	0.00
<b>Totale</b>	<b>113914</b>	<b>100.00%</b>			<b>8.88</b>

Tabella A.13: scadenze dei debiti del settore fotovoltaico per il calcolo della duration del debito

Risk-free rate	-0.328%
Default-spread	4.75%
<b>Cost of debt</b>	<b>3.18%</b>
Debito nominale	113914
Spesa per interessi	7262
Duration	8.88
<b>Debito a valori di mercato</b>	<b>141673</b>

Tabella A.14: riepilogo dei dati per il calcolo del costo del debito e del valore di mercato

## D) Cost of equity e WACC

Ricavi	20209
EV/ricavi	13.67
EV	276254
Debito allocato	141673
Liquidità	28008
<b>Equity stimato*</b>	<b>106573</b>
<b>D/E</b>	<b>133%</b>
Imposte	15.76
Risultato ante-imposte	75.59
<b>Aliquota fiscale effettiva**</b>	<b>20.85%</b>
Pure-play beta	0.52
Levered beta	1.07
ERP	4.730%
RF	-0.328%
<b>Cost of equity</b>	<b>4.75%</b>

Tabella A.15: calcolo del cost of equity

\* l'equity è stato stimato moltiplicando il rapporto EV/ricavi mediano di settore, pari a 223417 migliaia di euro, per i ricavi del settore fotovoltaico di Falck Renewables, pari a 20209, e sottraendo il valore del debito allocato pari 129966

\*\* per il calcolo dell'aliquota effettiva si è fatto riferimento ai valori riferiti all'intera società per l'anno 2020. La motivazione dietro questa scelta risiede nel fatto che l'aliquota fiscale effettiva calcolata tramite l'informativa di settore per gli anni 2020, 2019 e 2018 sono ritenute troppo basse (i valori sono, rispettivamente, 12%, 19% e 8%) e non rispecchianti adeguatamente la situazione dell'azienda.

$K_E$	$E$	$K_D$	$D$	$T_C$	$WACC$
4,75%	106.573	3,18%	141.673	20,85%	<b>3,48%</b>

Tabella A.16: riepilogo dati per il calcolo del WACC

## E) FCFF

ANNO	2020	2019	2018	MEDIA
CAPEX	15798	6488	11275	11187
EBIT	22911	13786	11572	16090

Tabella A.17: dati relativi alle spese in conto capitale e all'EBIT, dal 2018 al 2020

Capitale circolante netto	2020	2019	2018	2017
Crediti commerciali	83795	93530	98678	103304
Rimanenze	28361	30128	5828	4932
Crediti diversi	44674	42398	37730	25561
Crediti tributari	27486	24202	15196	7898
Crediti cauzionali	138	161	218	82
Crediti verso terzi (imposte ant)	656	280	246	277
Ratei e risconti attivi (imp ant)	1736	2005	2570	223
Altre attività operative	19442	20320	25132	18081
Debiti commerciali	72941	70620	48287	43142
Debiti comm vs terzi non corr	3220	2321	3585	3722
Debiti vs fornitori	-76161	-72941	-51872	-46864
Debiti diversi corr	32219	40109	52333	34323
Debiti diversi non corr	52035	55389	57565	45559
Altri debiti operativi	-84254	-95498	-109898	-79882
Totale Falck Renewables	-28817	-24461	-32132	-429
Fotovoltaico	-3374	-2864	-3762	-50
Var. CCN	-510	898	-3712	
Var. CCN media	-1108			

Tabella A.18: dati relativi al capitale circolante, dal 2017 al 2020

$EBIT_{3y}$	16090
Imposte	-2605
$CAPEX_{3Y}$	11187
$\Delta CCN_{3Y}$	-1108
$FCFF_0$	3406

Tabella A.19: riepilogo dati per il calcolo dei FCFF stimati per il 2020

## F) Tassi di crescita

<b>CapEx<sub>3y</sub></b>	11187
<b>ΔCCN<sub>3y</sub></b>	-1108
<b>EBIT<sub>2019</sub></b>	16089
BVE	82912
BVD	113913.8
Cash	8054
<b>BVC</b>	<b>188772</b>

Tabella A.20: riepilogo dati per il calcolo del tasso di crescita del periodo 2021-2025

I valori di CAPEX, Var. CCN e EBIT sono stati determinati nella Sezione E. Il valore contabile del capitale è dato da BVE + BVD – Cash. Il valore contabile del debito è stato stimato nella Sezione C; il valore contabile dell'*equity* prendendo il valore contabile dell'*equity* della società, pari a 708.194 milioni di euro (dati di bilancio 2020), ponderandolo per il peso degli *asset* del settore fotovoltaico, pari a 11.71%, stimato nella Sezione C; il valore della liquidità è ricavata dal bilancio 2020.

<i>EBIT</i> <sub>2019</sub>	16089
<i>CapEx</i> <sub>3y</sub>	11187
<i>ΔCCN</i> <sub>3y</sub>	-1108
RR	62.64%
ROIC	9.53%
<i>g</i> <sub>1</sub>	<b>5.97%</b>

Tabella A.21: calcolo del reinvestment rate, del ROIC e del tasso di crescita del periodo 2021-2025

Il valore del Reinvestment Rate (RR) è dato dalla formula: (CAPEX + Var. CCN)/Ebit, mentre il valore del ROIC è dato dalla formula: BVC/EBIT. Il tasso di crescita è dato dal prodotto tra RR e ROIC.

Tecnologia	2016	2017	2018	2019	2020	Variazione
Eolico	733.9	769.9	769.9	922.7	962.7	31%
Fotovoltaico	16.1	108.1	128.6	128.6	191.1*	1087%
WtE	20	20	20	20	20	0
Biomasse	15	15	15	15	15	0
<b>Totale</b>	<b>785</b>	<b>913</b>	<b>933.5</b>	<b>1086.3</b>	<b>1188.8</b>	<b>51%</b>

Tabella A.22: potenza installata per settore da Falck Renewables, dal 2016 al 2020

In bilancio, il valore riportato è 161.1 MW: esso non comprende l'Impianto fotovoltaico Westmoreland (USA) da 30 MW, per il quale sono già stati effettuati gli investimenti nel corso dell'anno 2020 ma che era ancora in fase di costruzione. Per le finalità della valutazione, è stato considerato come già installato nel 2020.

	2016	2017	2018	2019	2020
CAPEX		35000	10311	4618	11897
EBIT	-3857	152	11572	13786	22911
Var. EBIT		103.94%	7513.16%	19.13%	66.19%
CAPEX cumulate dal 2017			61826		
Var. EBIT mediana			85.07%		
MW			142.5		
CAPEX/MW			433.87		

Tabella A.23: andamento degli investimenti in capitale fisso e dell'EBIT, dal 2016 al 2020

	2021	2022	2023	2024	2025
RR =	62.65%	62.65%	62.65%	62.65%	62.65%
ROIC =	9.53%	9.53%	9.53%	9.53%	9.53%
g =	5.97%	5.97%	5.97%	5.97%	5.97%
EBIT(-1)	22911	42400.38	78468.53	145218.3	268749.06
<b>Variazione</b>		85.07%	85.07%	85.07%	85.07%
CAPEX	14352.89	26562.26	49157.61	90973.83	168361.27
Investimenti cumulati dal 2021 al 2025					349408
Investimenti obiettivo					434318
<b>Risultato</b>					84910.14

Tabella A.24: stima della crescita del periodo 2021-2025 necessaria per raggiungere gli obiettivi prefissati, sulla base dei risultati recenti

	2021	2022	2023	2024	2025
RR =	70.00%	70.00%	70.00%	70.00%	70.00%
ROIC =	10.00%	10.00%	10.00%	10.00%	10.00%
g =	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%
EBIT(-1)	22911	44676.45	87119.08	169882.2	331270.3
<b>Variazione</b>		95.00%	95.00%	95.00%	95.00%
CAPEX	16037.7	31273.52	60983.35	118917.5	231889.2
Investimenti cumulati dal 2021 al 2025					459101
Investimenti obiettivo					434318
<b>Risultato</b>					-24783

Tabella A.25: stima della crescita presunta del periodo 2021-2025

<b>Primo periodo: 2021-2025</b>	
WACC	3,48%
$g_1$	7,00%
RR	70,00%
ROIC	10,00%
D/E	132,94%

Tabella A.26: riepilogo dati utilizzati per il periodo 2021-2025 per la valutazione aziendale

	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>
g	6.00%	5.50%	5.00%	4.00%	4.00%
D/E	120.00%	100.00%	80.00%	80.00%	80.00%
E	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
D	120.00	100.00	80.00	80.00	80.00
Def Spre	3.51%	3.51%	2.40%	2.00%	1.56%
Tc	20.85%	20.85%	20.85%	20.85%	20.85%
ROIC	8.00%	7.50%	7.00%	6.00%	6.00%
<b>RR</b>	75.00%	73.33%	71.43%	66.67%	66.67%
ERP	4.73%	4.73%	4.73%	4.73%	4.73%
Rf	-0.33%	-0.33%	-0.33%	-0.33%	-0.33%
Beta U	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52
<b>Beta L</b>	1.02	0.94	0.86	0.86	0.86
<b>Ke</b>	4.50%	4.11%	3.72%	3.72%	3.72%
<b>Kd</b>	3.18%	3.18%	2.07%	1.67%	1.23%
<b>WACC</b>	3.42%	3.31%	2.79%	2.65%	2.50%

Tabella A.27: valori stimati utilizzati per il periodo 2026 - 2030 per la valutazione aziendale

g	1.00%
D/E	80.00%
E	100.00
D	80.00
Def Spre	1.22%
Tc	20.85%
ROIC	5.00%
<b>RR</b>	5.00%
ERP	4.73%
Rf	-0.33%
Beta U	0.52
<b>Beta L</b>	0.86
<b>Ke</b>	3.72%
<b>Kd</b>	0.89%
<b>WACC</b>	2.38%

Tabella A.28: valori stimati utilizzati per il terminal value per la valutazione aziendale

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Terminal Value	Valore azienda
FCFF	3.643	3.898	4.171	4.463	4.775	5.110	5.416	5.687	5.915	6.092	6.153	
Sconto	103,48%	107,08%	110,80%	114,66%	118,64%	122,70%	126,77%	130,31%	133,76%	137,10%	1,89%	
	3.521	3.641	3.764	3.893	4.025	4.164	4.273	4.364	4.422	4.443	325.593	366.103

**Tabella A.29:** determinazione del valore aziendale del settore fotovoltaico

# Riferimenti

- [1] NASA: Climate Change and Global Warming: <https://climate.nasa.gov/blog/2953/there-is-no-impending-mini-ice-age/#:~:text=This%20is%20called%20a%20%22Grand,and%20low%20solar%20activity%20produced.>
- [2] Environmental Protection Agency: <https://www.epa.gov/climate-indicators/climate-change-indicators-climate-forcing>.
- [3] Commissione Europea: [https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris\\_it](https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_it).
- [4] United Nations Framework Convention on Climate Change: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-katowice-climate-package/katowice-climate-package>.
- [5] Commissione Europea: [https://ec.europa.eu/clima/policies/eu-climate-action\\_en#:~:text=On%2014%20July%202021%2C%20the,greenhouse%20gas%20emissions%20by%202030...](https://ec.europa.eu/clima/policies/eu-climate-action_en#:~:text=On%2014%20July%202021%2C%20the,greenhouse%20gas%20emissions%20by%202030...)
- [6] The World Business Council for Sustainable Development: <https://www.wbcsd.org/Programs/Climate-and-Energy/Climate/Climate-Action-and-Policy/Resources/EU-Fit-for-55-Package-WBCSD-Business-Summary>.
- [7] Fitch Ratings: <https://www.fitchratings.com/entity/italy-80442199>.
- [8] Fitch Ratings: <https://www.fitchratings.com/entity/germany-80442196>.
- [9] United Nations Framework Convention on Climate Change: <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/conveng.pdf>.
- [10] Treccani: <https://www.treccani.it/enciclopedia/clima/>.
- [11] The Intergovernmental Panel on Climate Change: [https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/SYR\\_AR5\\_FINAL\\_full.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/SYR_AR5_FINAL_full.pdf).
- [12] National Oceanic and Atmospheric Administration: <https://gml.noaa.gov/dv/data.html>.
- [13] The Intergovernmental Panel on Climate Change: <https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ar4-wg1-chapter2-1.pdf>.
- [14] The Intergovernmental Panel on Climate Change: [https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/SYR\\_AR5\\_FINAL\\_full.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/SYR_AR5_FINAL_full.pdf).
- [15] Royal Society: [https://royalsociety.org/~media/royal\\_society\\_content/policy/projects/climate-evidence-causes/climate-change-evidence-causes.pdf](https://royalsociety.org/~media/royal_society_content/policy/projects/climate-evidence-causes/climate-change-evidence-causes.pdf).
- [16] Center for Climate and Energy Solutions: <https://www.c2es.org/content/international-emissions/>.

- [17] National Oceanic and Atmospheric Administration: [https://www.climate.gov/news-features/understanding-climate/climate-change-atmospheric-carbon-dioxide#:~:text=Carbon%20dioxide%20levels%20today%20are,dashed%20line\)%20looks%20virtually%20instantaneous.](https://www.climate.gov/news-features/understanding-climate/climate-change-atmospheric-carbon-dioxide#:~:text=Carbon%20dioxide%20levels%20today%20are,dashed%20line)%20looks%20virtually%20instantaneous.)
- [18] World Resources Institute: <https://www.wri.org/insights/new-global-co2-emissions-numbers-are-theyre-not-good.>
- [19] National Geographic: [https://www.nationalgeographic.org/encyclopedia/nonrenewable-resources/.](https://www.nationalgeographic.org/encyclopedia/nonrenewable-resources/)
- [20] Our World in Data: <https://ourworldindata.org/fossil-fuels.>
- [21] Our World in Data: <https://ourworldindata.org/electricity-mix.>
- [22] European Environment Information and Observation Network: <https://www.eionet.europa.eu/etcs/etc-cme/products/etc-cme-reports/etc-cme-report-5-2020-a-life-cycle-perspective-on-the-benefits-of-renewable-electricity-generation-2013-methodology-and-assumptions.>
- [23] World Commission on Environment and Development: <https://www.are.admin.ch/are/en/home/media/publications/sustainable-development/brundtland-report.html.>
- [24] United Nations Treaty Collection: [https://treaties.un.org/pages/ViewDetails.aspx?src=TREATY&mtdsg\\_no=XXVII-7-d&chapter=27&clang=en.](https://treaties.un.org/pages/ViewDetails.aspx?src=TREATY&mtdsg_no=XXVII-7-d&chapter=27&clang=en.)
- [25] International Renewable Energy Agency: <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook.>
- [26] National Geographic: <https://www.nationalgeographic.com/environment/article/hydropower.>
- [27] International Renewable Energy Agency: <https://www.irena.org/publications/2021/March/Renewable-Capacity-Statistics-2021.>
- [28] ACEA: <http://sostenibilita2018.gruppo.acea.it/it/le-relazioni-con-lambiente/area-energia/la-distribuzione-di-energia.>
- [29] Terna: <https://www.terna.it/it/chi-siamo/attivita/rete-elettrica-italiana.>
- [30] Gazzetta ufficiale delle Comunità europee: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:31996L0092&from=EN.>
- [31] Council of Foreign Relations: <https://web.archive.org/web/20130727223220/http://www.cfr.org/united-states/credit-rating-controversy/p22328.>
- [32] American Physical Society: <https://www.aps.org/publications/apsnews/200904/physicshistory.cfm.>

- [33] National Renewable Energy Laboratory: <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>.
- [34] International Journal of Molecular Science: [https://www.researchgate.net/publication/331325864\\_Materials\\_for\\_Photovoltaics\\_State\\_of\\_Art\\_and\\_Recent\\_Developments](https://www.researchgate.net/publication/331325864_Materials_for_Photovoltaics_State_of_Art_and_Recent_Developments).
- [35] Gestore Mercati Energetici: [https://www.mercatoelettrico.org/it/MenuBiblioteca/Documenti/20190722\\_Nuovo\\_Testo\\_Integrato\\_ME\\_netting.pdf](https://www.mercatoelettrico.org/it/MenuBiblioteca/Documenti/20190722_Nuovo_Testo_Integrato_ME_netting.pdf).
- [36] Terna Rete Italia: [https://download.terna.it/terna/Limiti\\_di\\_transito\\_V27\\_2021\\_8d8a2d608c9b057.pdf](https://download.terna.it/terna/Limiti_di_transito_V27_2021_8d8a2d608c9b057.pdf).
- [37] European platform for corporate renewable energy sourcing: <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/introduction-to-corporate-sourcing-of-renewable-electricity-in-europe/>.
- [38] Philips website: <https://www.philips.com/a-w/about/news/archive/standard/news/press/2019/20190516-opening-of-new-dutch-wind-farm-puts-philips-on-course-to-becoming-carbon-neutral-by-2020.html>.
- [39] Gazzetta ufficiale delle Comunità europee: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32001L0077&from=IT>.
- [40] Gazzetta Ufficiale: <https://www.camera.it/parlam/leggi/deleghe/testi/03387dl.htm>.
- [41] Arera: <https://www.arera.it/allegati/docs/05/188-05old.pdf>.
- [42] NYU Stern - Homepage for Aswath Damodaran: [https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/Betas.html](https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html).
- [43] Climate Watch Data: [https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions?breakBy=sector&chartType=area&end\\_year=2018&start\\_year=1990..](https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions?breakBy=sector&chartType=area&end_year=2018&start_year=1990..)
- [44] Commissione Europea: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/#PVP](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#PVP).
- [45] Journal of Pure and Applied Chemistry: <https://www.degruyter.com/document/doi/10.1351/pac199062112167/html>.
- [46] Berkeley - University of California: <https://ugc.berkeley.edu/background-content/reflection-absorption-sunlight/>.
- [47] NYU Stern - Homepage for Aswath Damodaran: [https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/ratings.htm](https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ratings.htm).
- [48] Falck Renewables - Financial Statements: <https://www.falckrenewables.com/en/investor-relations/financial-statements#2018>.
- [49] Falck Renewables - Financial Statements: <https://www.falckrenewables.com/en/investor-relations/financial-statements#2019>.

- [50] Falck Renewables - Financial Statements: <https://www.falckrenewables.com/en/investor-relations/financial-statements#2020>.
- [51] Falck Renewables - Financial Statements: <https://www.falckrenewables.com/en/investor-relations/financial-statements#2021>.
- [52] Falck Renewables - Press Release: [https://www.falckrenewables.com/it/media/dettaglio-documenti/il-consiglio-di-amministrazione-approva-il-piano-industriale-\(roadmap-2025\)](https://www.falckrenewables.com/it/media/dettaglio-documenti/il-consiglio-di-amministrazione-approva-il-piano-industriale-(roadmap-2025)).
- [53] Falck Renewables - Press Release: [https://www.falckrenewables.com/storage/app/media/presentazioni/2021/FKR\\_corporate.pdf](https://www.falckrenewables.com/storage/app/media/presentazioni/2021/FKR_corporate.pdf).
- [54] Commissione Europea: [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/it/qanda\\_20\\_24](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/it/qanda_20_24).
- [55] Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana: <https://www.parlamento.it/parlam/leggi/deleghe/99079dl.htm>.
- [56] U.S. Department of Energy: <https://web.archive.org/web/20080504001534/http://www1.eere.energy.gov/solar/bos.html>.
- [57] Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2005/08/05/05A07837/sg>.
- [58] Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2007/02/23/07A01710/sg>.
- [59] Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2010/10/12/10A11826/sg>.
- [60] Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2011/05/12/11A06083/sg>.
- [61] Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2012/07/10/12A07629/sg>.
- [62] Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana: <https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2019/08/09/19A05099/sg>.
- [63] Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana: [https://www.gazzettaufficiale.it/do/atto/serie\\_generale/caricaPdf?cdimg=19A0509900100010110001&dgu=2019-08-09&art.dataPubblicazioneGazzetta=2019-08-09&art.codiceRedazionale=19A05099&art.num=1&art.tiposerie=SG](https://www.gazzettaufficiale.it/do/atto/serie_generale/caricaPdf?cdimg=19A0509900100010110001&dgu=2019-08-09&art.dataPubblicazioneGazzetta=2019-08-09&art.codiceRedazionale=19A05099&art.num=1&art.tiposerie=SG).
- [64] Nano-Micro Letters: <https://link.springer.com/article/10.1007/s40820-021-00672-w>.

## Bibliografia e Sitografia

Agostino Di Ciaula, Patrizia Gentilini et al., *Cambiamenti climatici, salute, agricoltura e alimentazione*, International Society of Doctors for Environment, 2018: <https://www.ordinemedicitn.it/wp-content/uploads/2019/02/2018-position-paper-Cambiamenti-climatici-salute-agricoltura-e-alimentazione.pdf>.

Alan Buis, *A Degree of Concern: Why Global Temperature Matter*, National Aeronautics and Space Administration (NASA), 2019: <https://climate.nasa.gov/news/2865/a-degree-of-concern-why-global-temperatures-matter/>.

Australian Academy of Science: <https://www.science.org.au/learning/general-audience/science-climate-change/1-what-is-climate-change>.

Centrali Next, *Cos'è un Power Purchase Agreement (PPA)*: <https://www.centrali-next.it/hub-della-conoscenza/power-purchase-agreement-ppa/>.

Charlotte Edmond, *Emissions of the most powerful greenhouse gas are rising rapidly*, World Economic Forum, 2019: <https://www.weforum.org/agenda/2019/10/greenhouse-gas-emissions-climate-change-sf6/>.

Damodaran A., *Applied Corporate Finance, 4<sup>th</sup> edition*, Wiley, New York, 2014.

David Lawder, *G20 recognizes carbon pricing as climate change tool for first time*, Reuters, 2021: <https://www.reuters.com/business/sustainable-business/g20-recognizes-carbon-pricing-climate-change-tool-first-time-2021-07-10/>.

Energy Matters, *How a wind turbine works*: <https://www.energymatters.com.au/wind-energy/>.

Eniscuola: [http://www.eniscuola.net/wp-content/uploads/2011/02/pdf\\_nucleare\\_3.pdf](http://www.eniscuola.net/wp-content/uploads/2011/02/pdf_nucleare_3.pdf).

Europe's Energy Portal, *Photovoltaic Solar Energy: Development and current research*, 2009: [https://www.energy.eu/publications/2009\\_report-solar-energy.pdf](https://www.energy.eu/publications/2009_report-solar-energy.pdf).

Fotovoltaico Nord Italia, *Cos'è la qualifica IAFR degli impianti energetici*: <https://www.fotovoltaiconorditalia.it/mondo-fotovoltaico/qualifica-iafr-impianti-energetici>.

Gil Knier, *What is photovoltaics?*, National Aeronautics and Space Administration (NASA): <https://science.nasa.gov/science-news/science-at-nasa/2002/solarcells>.

International Renewable Energy Agency (IRENA), *Renewable Power Generation Costs in 2020*, 2021: <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020>.

International Renewable Energy Agency (IRENA), *World Energy Transition Outlook: 1.5°C Pathway*, 2021: <https://www.irena.org/publications/2021/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook>.

J.M.K.C. Donev et al., *Greenhouse Gas*, Education Energy, 2021: [https://energyeducation.ca/encyclopedia/Greenhouse\\_gas](https://energyeducation.ca/encyclopedia/Greenhouse_gas).

Jason Svarc, *Solar Panel Construction*, Clean Energy Reviews, 2020: <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/solar-panel-components-construction>.

José A. Luceño, Ana María Díez-Pascual & Rafael Peña, *Materials for Photovoltaics: State of Art and Recent Developments*, International Journal of Molecular Sciences, Vol. 20, N. 4, 2019: [https://www.researchgate.net/publication/331325864\\_Materials\\_for\\_Photovoltaics\\_State\\_of\\_Art\\_and\\_Recent\\_Developments](https://www.researchgate.net/publication/331325864_Materials_for_Photovoltaics_State_of_Art_and_Recent_Developments).

Michon Scott e Rebecca Lindsey, National Oceanic and Atmospheric Administration, *Which emits more carbon dioxide: volcanoes or human activities?*, 2016: <https://www.climate.gov/news-features/climate-qa/which-emits-more-carbon-dioxide-volcanoes-or-human-activities>.

Mike Scott, *Wind And Solar Power Set To Dominate Power Mix By 2050, As Coal Continues To Decline*, Forbes, 2019: <https://www.forbes.com/sites/mikescott/2019/06/24/wind-and-solar-power-set-to-dominate-power-mix-by-2050-as-coal-continues-to-decline/?sh=baae2ec55b6a>.

Ministero dello Sviluppo Economico, *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima*, 2020: [https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/PNIEC\\_finale\\_17012020.pdf](https://www.mise.gov.it/images/stories/documenti/PNIEC_finale_17012020.pdf).

Office of Energy Efficiency & Renewable Energy: <https://www.energy.gov/eere/solar/how-does-solar-work>.

Open Polis: <https://www.openpolis.it/parole/che-cose-il-cambiamento-climatico/>.

The Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), *Climate Change 2014 – Synthesis Report*, 2014: [https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/SYR\\_AR5\\_FINAL\\_full.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/SYR_AR5_FINAL_full.pdf).

The Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), *Climate Change 2013 – The Physical Science Basis. Sintesi per i decisori politici*, 2013: <https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/ar5-wg1-spmitalian.pdf>.

United Nations Framework Convention on Climate: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/nationally-determined-contributions-ndcs/nationally-determined-contributions-ndcs#eq-1>.

United States Environmental Protection Agency (EPA), *Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990-2018, 2020*: <https://www.epa.gov/sites/default/files/2020-04/documents/us-ghg-inventory-2020-chapter-executive-summary.pdf>.

Wikipedia, *Levelized cost of energy (LCOE)*: [https://en.wikipedia.org/wiki/Levelized\\_cost\\_of\\_energy](https://en.wikipedia.org/wiki/Levelized_cost_of_energy).

World Nuclear Association, *The Cosmic Origins of Uranium*, 2021: <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/uranium-resources/the-cosmic-origins-of-uranium.aspx>.