



**UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA**  
**DIPARTIMENTO DI SCIENZE ECONOMICHE ED AZIENDALI**  
**"M.FANNO"**

**CORSO DI LAUREA IN ECONOMIA**

**PROVA FINALE**

**"IL FOTOVOLTAICO IN ERA DI TRANSIZIONE ENERGETICA  
VERSO FONTI RINNOVABILI: ANALISI DI COSTI E PROSPETTIVE  
FUTURE"**

**RELATORE:**

**CH.MO PROF. BRUNELLO GIORGIO**

**LAUREANDO/A: ALICE DESTRO**

**MATRICOLA N. 1114897**

**ANNO ACCADEMICO 2018 – 2019**



# Indice

Introduzione .....	4
1.1 Premessa.....	4
1.2 Definizione di “transizione energetica” .....	5
Capitolo 2.....	7
2.1 Introduzione .....	7
2.1 Costi totali di installazione.....	8
2.1.1 Costo dei moduli .....	8
2.1.2 Costo dell’inverter.....	10
2.1.3 <i>Balance of System Costs</i> .....	11
2.2 O&M ( <i>Operation and Maintenance</i> ) .....	14
2.3 <i>Levelized Cost Of Electricity (LCOE)</i> .....	15
2.3.1 Criticità LCOE .....	16
2.3.2 Andamento globale LCOE.....	17
Capitolo 3.....	20
3.1 Introduzione .....	20
3.2 Andamento globale degli investimenti.....	21
3.3 Fonti e strumenti d’investimento.....	25
3.4 Policies dei governi .....	28
Conclusioni .....	32
Bibliografia .....	33
Sitografia.....	35

# Introduzione

## 1.1 Premessa

L'era della decarbonizzazione è iniziata? A livello scientifico definita come cambiamento del rapporto carbonio-idrogeno nelle fonti di energia, la decarbonizzazione consiste nella progressiva riduzione delle fonti fossili come fonti energetiche, o meglio, la loro sostituzione con fonti rinnovabili.

Nuove opportunità di efficienza energetica, la digitalizzazione e le soluzioni di elettrificazione insieme a un inedito calo dei costi delle energie rinnovabili sono alcune delle chiavi alimentatrici di questa tendenza.

Tendenza ormai considerata una necessità: intesa non soltanto come convinzione portata avanti da partiti, associazioni e movimenti amici dell'ambiente, ma riconosciuta a livello istituzionale sin dai tempi del Protocollo di Kyoto del 1997 e, successivamente, dell'Accordo di Parigi del 2015, dove 195 paesi stati membri della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCCC) hanno adottato il primo accordo giuridicamente vincolante sul clima mondiale.

I governi hanno concordato di mantenere l'aumento medio della temperatura mondiale al di sotto dei 2°C come obiettivo a lungo termine, dato che ridurrebbe in misura significativa i rischi e gli impatti dei cambiamenti climatici. Con la sottoscrizione dell'accordo ciascun paese si è impegnato, inoltre, a determinare obiettivi quinquennali (Nationally Determined Contribution, NDC) e a discuterne poi i risultati a livello internazionale. La riduzione prevista delle emissioni dei membri dell'UE è del 40% al 2030.

Anche l'opinione pubblica, non sempre concorde nel riconoscere "l'emergenza clima", definita da IlSole24Ore come la "Lehman del clima" con chiaro riferimento alla crisi economica del 2008, sta sempre più raggiungendo consapevolezza sulla minaccia più grave che incombe sul nostro pianeta: il riscaldamento globale, che progredisce ad un ritmo tale da mettere a rischio il futuro e le capacità di adattamento delle prossime generazioni. Eventi climatici estremi, come la siccità in Mongolia, lo scioglimento dei ghiacciai dell'Himalaya oppure i dati allarmanti sui decessi legati all'inquinamento (oltre 400 mila in Europa) stanno portando anche i più scettici ad appoggiare gli obiettivi di decarbonizzazione e gli investitori a riconoscere l'energia da fonti rinnovabili come la strada da percorrere.

## 1.2 Definizione di “transizione energetica”

Con il termine “transizione energetica” s’intende un cambiamento nei modi di produrre e consumare energia nel lungo periodo. La Rivoluzione Industriale, nata in Inghilterra a cavallo fra Settecento e Ottocento, costituisce un esempio calzante di questo fenomeno: essa segna il passaggio dall’era della legna a quella del carbone e, di conseguenza, il passaggio allo sfruttamento dei combustibili fossili come fonte energetica principale.

Una transizione energetica è determinata da una combinazione di fattori eterogenei, dalla tecnologia alla politica energetica. L’impatto della tecnologia come driver di cambiamento è difficile da prevedere nella pratica, in quanto gli impianti già installati tendono a durare decine d’anni, ostacolando la deviazione verso altre fonti e infrastrutture. La transizione, infatti, non è un fenomeno improvviso e dinamico, ma lento.

Oggi, il settore energetico internazionale è influenzato da due macro-tendenze. Un processo di policy *top down* che richiede a governi di modificare approccio in funzione delle sfide poste dalla lotta ai cambiamenti climatici a seconda del contesto nazionale; un processo *bottom-up*, basato sullo sviluppo esponenziale delle tecnologie che sta modificando l’architettura del sistema energetico. È sempre più evidente che la transizione energetica è in atto e sta determinando cambiamenti radicali del contesto geopolitico, normativo, regolatorio e di business in cui gli stakeholder del settore energetico hanno operato negli ultimi decenni.

Per questi motivi, la politica energetica applicata dai singoli governi gioca un ruolo cruciale. Ciascun paese è diverso in termini di risorse del territorio, volume della domanda, tecnologie disponibili, cultura e comportamenti individuali; ciascun governo agisce su tre tematiche fondamentali:

- Sicurezza energetica: si intende l’affidabilità dell’approvvigionamento/fornitura energetica;
- Equità energetica: ovvero l’accessibilità ad un prezzo competitivo;
- Sostenibilità ambientale.

Questi tre fattori, definiti dal World Energy Council come il “Trilemma dell’energia”, se presi in considerazione adeguatamente dai *policy makers*, costituiscono la chiave per un futuro in grado di creare nuove opportunità economiche e allo stesso tempo raggiungere traguardi rispettosi dell’ambiente. In tutti i paesi la transizione dovrà essere accompagnata da una

strategia energetica in grado di equilibrare i tre fattori in linea con gli obiettivi di lungo termine dell'Accordo di Parigi.

È importante sottolineare che nonostante le assemblee internazionali puntino a indirizzare la condotta generale di tutti i paesi in materia di sostenibilità, non esiste una combinazione di fonti energetiche valida ed efficace per tutti: è necessaria discrezionalità a livello nazionale, poiché la transizione determinerà dei cambiamenti radicali nelle abitudini dei cittadini.

Lo scopo della tesi è illustrare come il passaggio ad un'economia più green fondata su fonti di energia rinnovabile, con focus sul fotovoltaico, non solo è giusta, ma è anche fattibile, visti i trend al ribasso dei costi medi degli impianti.

A dimostrazione di ciò, l'aumento di investimenti a livello globale su nuovi impianti rinnovabili, messo a confronto con il calo registrato dai combustibili fossili, testimonia l'inizio di una lenta, ma inevitabile "transizione energetica".

Tale percorso viene intrapreso grazie anche alla consapevolezza che i derivati del carbone non sono risorse inesauribili; tuttavia, come anticipato dal Ministro del petrolio saudita nel 2000: "l'età della pietra non è terminata per l'esaurimento delle pietre, allo stesso modo l'era del petrolio finirà molto prima che il mondo rimanga senza petrolio". Questo significa che a cambiamenti radicali in campo energetico corrispondono numerosi fattori scatenanti.

# Capitolo 2

## 2.1 Introduzione

In questo capitolo si procederà con l'approfondire il fotovoltaico, la sua evoluzione in termini di costi e il sistema di calcolo del prezzo di distribuzione necessario a recuperare l'investimento iniziale considerato il periodo di vita dell'impianto (*Levelized Cost Of Electricity*, LCOE).

La tipologia presa in considerazione è l'impianto di dimensione *utility-scale*, ovvero un'installazione su larga scala, volto a produrre energia destinata ad attività commerciali, piuttosto che a singoli utenti. In termini di capacità di generazione, non esiste una definizione univoca che metta d'accordo tutti: in questa analisi, adottiamo la definizione sostenuta dall'International Renewable Energy Agency (IRENA) e condivisa dall'Energy International Agency (EIA), che definiscono *utility-scale* un impianto dalla capacità superiore a 1 MW. Tali valutazioni, infatti, tengono conto delle economie di scala dovute alla distribuzione dei costi totali su tale output; a volumi minori potrebbero corrispondere costi unitari medi maggiori.

L'attenzione dell'analisi è rivolta alla riduzione effettiva e potenziale dei costi totali.

IRENA sostiene che siamo in transizione energetica in virtù di un "circolo virtuoso" alimentato da innovazioni tecnologiche e politiche a supporto di obiettivi ambientali a lungo termine, il quale ha reso il fotovoltaico competitivo e largamente diffuso.

I costi descritti costituiscono i dati per il calcolo dell'LCOE (*Levelized Cost Of Electricity*) definito da IRENA come un indicatore del prezzo dell'elettricità richiesto per un progetto in cui i ricavi eguagliano i costi, considerando anche il tasso di sconto.

## 2.1 Costi totali di installazione

Per semplificare la comparazione i costi totali di installazione di un impianto fotovoltaico sono generalmente classificati in tre categorie: costo dei moduli, costo dell'inverter e i costi *Balance of System* (BoS).

### 2.1.1 Costo dei moduli

Il costo dei moduli che compongono i pannelli fotovoltaici è diminuito ad un tasso medio del 28,5 % dal 1976. Per comprenderne le cause, è opportuno adottare due approcci complementari tra loro:

- Un approccio “dal basso”, il quale analizza le variabili specifiche della tecnologia responsabili dell'aumento dell'efficienza, considera gli sviluppi tecnologici della filiera produttiva relativa alle componenti e, infine, tiene conto dei miglioramenti nei processi produttivi e degli aumenti della quota di mercato delle celle;
- Un approccio “dall'alto”, che riguarda l'impatto di alcune strategie (R&D, *learning-by-doing*, economie di scala) sulle tecnologie di base.

Come afferma l'articolo scientifico “Evaluating the causes of cost reduction in photovoltaics modules” (Kavlak et al., 2018), una stessa riduzione di costo può essere considerata in entrambi i metodi. Ad esempio, un aumento del tasso di rendimento dei moduli può essere spiegato tramite un'analisi tecnica di miglioramenti a livello di device, oppure attraverso la descrizione di un più ampio processo di *learning-by-doing* a livello di fabbricazione.

La tecnologia presa in considerazione dall'articolo è quella del modulo PV in silicio cristallino, il predominante sul mercato. Ciascun pannello fotovoltaico è composto da più moduli in silicio mono o policristallino, a loro volta composti da celle, e trasforma energia solare in elettrica tramite effetto fotovoltaico. Il silicio viene ottenuto in wafer, che vanno poi a comporre la cella.

Dagli anni '80 fino al 2001, sono i cambiamenti *bottom-up* la prima causa di declino del costo (ad esempio, grazie all'introduzione del trattamento antiriflesso). In seguito, a consentire un taglio ulteriore del 22% sono i materiali secondari impiegati nel processo, come vetro, laminato e metallo (ad esempio, tramite il riciclo di fino all'80% dei materiali).

Altri fattori di riduzione sono l'assottigliamento dei wafer assemblati nelle celle e, contemporaneamente, l'aumento della loro efficienza nella conversione dell'energia in elettricità, che limita i margini di errore e quindi le perdite.

Tali miglioramenti “che vengono dal basso”, riguardanti la tecnologia, sono spesso diretta conseguenza di strategie a monte: R&D, *learning-by-doing* e economie di scala.

Tradizionalmente, si associano ad attività R&D quei cambiamenti del processo di produzione o della tecnologia preceduti da una fase sperimentale messa in atto da laboratori nazionali, università e società. Ad esempio, le migliorie tecnologiche dei moduli e i metodi di assemblaggio dei wafer nelle celle hanno origine da attività R&D.

Si definisce *learning-by-doing* il processo di apprendimento, tramite attività di routine ripetute, che si traduce in aumento di efficienza: così si spiega l'aumento di rendimento dei pannelli solari, i quali sono caratterizzati da elevati *learning rates*. Con *learning rates*, relativamente ad una tecnologia, si fa riferimento alla “riduzione del costo percentuale medio o del prezzo che si verifica per ogni raddoppio della capacità cumulativa installata di tale tecnologia” (IRENA,2018).

Con economie di scala (EOS) si intende la “diminuzione dei costi medi di produzione in relazione alla crescita della dimensione degli impianti e sono quindi realizzate dalle grandi imprese per ragioni organizzative e tecnologiche” (Treccani). Esse distribuiscono i costi relativi all'impianto produttivo (lavoro, capitale immobilizzato, manutenzione, elettricità) sulle quantità dell'output; il fattore responsabile del 40% della riduzione dei prezzi di approvvigionamento dei moduli sono le economie di scala affermatesi nelle aziende produttrici di wafer e celle. Con l'aumentare della dimensione degli impianti fotovoltaici, anche tali aziende sono cresciute tramite condivisione di infrastrutture, di manodopera, know-how e migliore controllo della qualità.

Merita attenzione particolare, inoltre, l'abbassamento dei prezzi del silicio e dei materiali secondari. Per quanto riguarda il primo, bisogna prendere in considerazione le interazioni avvenute con l'industria dei semiconduttori, la quale fino al 2006 era responsabile dell'80% della domanda del materiale. Il settore PV godeva della disponibilità del materiale come un'esternalità positiva in quanto utilizzava scarti dell'industria dei semiconduttori.

Inoltre, il fotovoltaico, ha potuto usufruire degli *spillovers* della stessa industria, per quanto riguarda le procedure di trattamento dei wafer.

Dal 2006 in poi, la domanda del silicio proveniente dal PV aumenta esponenzialmente, tanto da superare l'offerta e causare un picco del prezzo. La risposta dal lato della supply chain del

silicio è stata l'aumento delle dimensioni e lo sfruttamento delle economie di scala per abbassare il prezzo offerto.

Per quanto riguarda i materiali secondari, le attività R&D hanno suggerito nuovi design più economici (minor superficie) e le economie di scala nel mercato di approvvigionamento hanno abbassato i prezzi.

Come sottolinea il rapporto Bloomberg NEF "Global Trends in Renewable Energy Investment 2018", durante il 2018 si è registrato un -12% del prezzo di acquisto dei moduli fotovoltaici, a causa di una sovrapproduzione del prodotto.

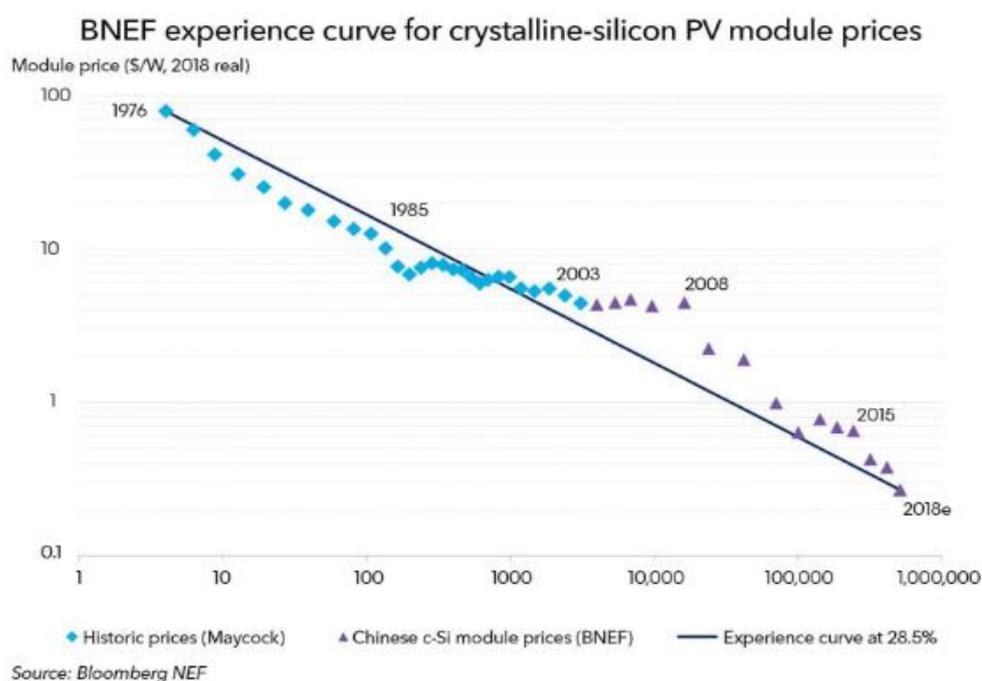


Figura 1 fonte: Bloomberg NEF, 2018.

### 2.1.2 Costo dell'inverter

L'inverter è un componente indispensabile per alimentare apparecchiature elettriche partendo da tensioni costanti, necessario, quindi, anche in presenza di pannelli fotovoltaici poiché permette di convertire l'energia prodotta dai moduli solari in corrente alternata.

L'inverter contribuisce alla potenziale riduzione di costo dell'impianto grazie soprattutto alla filiera di produzione: standardizzazione dei pezzi, economie di scala dovute alla diffusione, dislocazione della produzione in mercati dove la manodopera è più economica (i.e. Asia).

Secondo IRENA, al 2025 si potrà registrare una riduzione fino al 39% dei costi di produzione degli inverter.

### 2.1.3 Balance of System Costs

Il termine *Balance of System Costs* (BoS) fa riferimento ad una categoria di costi specifici legati strettamente agli impianti di energia rinnovabile. Si tratta di una categoria di costi estremamente eterogenea e complessa e, confrontando le informazioni di diverse Agenzie e/o Uffici governativi e non, la classificazione dei costi da considerare BoS non sempre coincide. Si prende a riferimento la classificazione redatta da IRENA nella tabella seguente:

Categoria	Descrizione
<b>Non-Module Hardware</b>	
Cablaggio	<ul style="list-style-type: none"><li>- Tutti i componenti a corrente continua come cavi, connettori e combinatori;</li><li>- Tutti i componenti a bassa tensione;</li></ul>
Montaggio	<ul style="list-style-type: none"><li>- Sistema di montaggio completo comprendente il materiale per assemblaggio;</li></ul>
Sicurezza	<ul style="list-style-type: none"><li>- Recinzioni;</li><li>- Telecamere e sistemi di sicurezza;</li><li>- Tutte le apparecchiature installate come dispositivi antifurto/antincendio;</li></ul>
Collegamento alla rete	<ul style="list-style-type: none"><li>- Tutti i cavi e connettori di media tensione;</li><li>- Schede di controllo;</li><li>- Trasformatori e/o stazioni di trasformazione;</li></ul>
Monitoraggio e controllo	<ul style="list-style-type: none"><li>- Sistema di monitoraggio;</li><li>- Sistema meteorologico (ad es. sensore di temperatura);</li><li>- Supervisione;</li></ul>
<b>Installazione</b>	

Installazione meccanica (costruzione)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Accessibilità;</li> <li>- Preparazione per l'instradamento dei cavi;</li> <li>- Installazione del sistema di montaggio/scaffalatura;</li> <li>- Installazione di moduli solari e inverter;</li> <li>- Installazione di componenti di connessione alla rete;</li> <li>- Caricamento e trasporto di componenti/attrezzature;</li> </ul>
Installazioni elettriche	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Installazione della corrente continua CC (interconnessione dei moduli e cablaggio);</li> <li>- Installazione della corrente alternata CA;</li> <li>- Installazione del sistema di monitoraggio e controllo;</li> <li>- Prove elettriche;</li> </ul>
Ispezione	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Supervisione in fase di costruzione;</li> <li>- Ispezioni in materia salute e sicurezza;</li> </ul>
<b>Soft costs</b>	
Attività per incentivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tutti i costi relativi alla conformità al fine di beneficiare delle politiche di supporto;</li> </ul>
Permessi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tutti i costi per i permessi necessari per lo sviluppo del progetto, la costruzione e il funzionamento;</li> </ul>
Progettazione del sistema	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tutti i costi relativi alle normative ambientali;</li> <li>- Costi per indagini geologiche o analisi strutturali;</li> <li>- Costi per la progettazione concettuale e dettagliata;</li> <li>- Costi per la preparazione della documentazione;</li> </ul>
Acquisizione clienti	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Costi per i diritti del progetto, se presenti;</li> <li>- Qualsiasi tipo di provvigione erogata al fine di ottenere accordi di progetto;</li> </ul>

Costi di finanziamento	- Tutti i costi necessari per lo sviluppo dell'impianto fotovoltaico, come ad esempio i costi relativi al finanziamento della costruzione;
Altri costi	- Salari, servizio clienti, spese legali, risorse umane, affitto, forniture per uffici, servizi professionali aziendali acquistati e tariffe sui veicoli.

Tabella 1 fonte: IRENA, 2016.

La categoria *non-module hardware* è quella che presenta il più alto potenziale di riduzione al 2025, il 39%. Tale risultato può essere raggiunto limitando le inefficienze legate alle strutture di montaggio, soprattutto nei paesi in cui il mercato è ancora giovane: l'ingegneria civile non ancora familiare con la tecnologia oppure gli standard imposti dalle regolamentazioni locali portano a servirsi di strutture generiche e inappropriate.

La categoria *installazione* può incidere fino al 25% sulla riduzione dei costi BoS al 2025 tramite diverse soluzioni. I costi d'installazione sono largamente influenzati a livello locale dal costo della manodopera, ma è possibile ottimizzare la l'organizzazione e la pianificazione, la logistica e il livello di esperienza del personale, anche tramite l'automazione dei processi di montaggio. La categoria costi *soft*, in presenza di politiche favorevoli e di semplificazioni amministrative indirizzate allo sviluppo di impianti fotovoltaici, può ridurre fino al 36% i costi BoS totali.

IRENA afferma che nonostante l'incertezza delle previsioni dovuta al fatto che i costi BoS sono in larga parte influenzati a livello locale nei vari paesi, essi forniscono allo stesso tempo le più significative opportunità. Lo dimostra il fatto che dal 2009 al 2015 la principale riduzione è avvenuta sul costo dei pannelli; successivamente si osserva una inversione del trend e al 2025 ci si aspetta un'incidenza del 70% dei BoS sulla totale riduzione.

L'analisi di IRENA suddivide i mercati attuali in base a costi BoS bassi, medi, alti e, inoltre, prevede che entro il 2025 solo i paesi emergenti apparterranno all'ultima classe. Punto cruciale della previsione è che la tipologia principale di riduzione al 2025 consiste nella convergenza dei paesi alla performance migliore della classe di appartenenza, e questo tramite la riduzione delle inefficienze sopra descritte.

È importante sottolineare che i BoS sono principalmente influenzati dalle policies locali e dalle dinamiche di mercato, non dagli sviluppi tecnologici. Con la maturazione del mercato aumenta

la competizione lungo la supply chain, riducendo i margini di fornitori, produttori e rivenditori delle componenti dell'impianto, con conseguente taglio delle spese di approvvigionamento.

Comunque, si possono osservare anche delle tendenze volte a diminuire nel prossimo decennio i differenziali fra classi diverse di appartenenza, fra cui:

- logistica semplificata e supply chain localizzata;
- crescita del mercato e sfruttamento economie di scala;
- modelli d'installazione più integrati fondati sull'uso efficiente della forza lavoro e periodi di costruzione più brevi.

Anche design e layout dei progetti fotovoltaici costituiscono un punto d'incontro fra diversi paesi, tramite l'adozione di soluzioni modulari relative alle componenti, con conseguenti economie di scala e riduzione dei prezzi. Tale standardizzazione riduce le spese di sviluppo delle attrezzature e le inefficienze nella selezione delle componenti.

## 2.2 O&M (*Operation and Maintenance*)

Per *Operation and Maintenance Costs* (letteralmente, costi di manutenzione e operativi) si intendono tutti quei costi relativi ad attività volte a massimizzare l'efficienza, la vita dell'impianto e, di conseguenza la sua redditività. Attività di questo tipo includono: monitoraggio dell'impianto fotovoltaico, manutenzione ad intervalli regolari ed eventuali interventi di correzione.

I costi O&M storicamente non rappresentano la sfida maggiore per gli impianti fotovoltaici; tuttavia, con il crollo dei costi dei pannelli, essi si trovano oggi a ricoprire fino al 20-25% dell'LCOE, in termini di manutenzione, affitto del terreno, tasse locali, assicurazioni, sicurezza del sito ed elettricità.

Tali costi sono specifici del territorio e del mercato locale, in particolare i costi di affitto del terreno possono presentare importanti differenziali: essi possono essere estremamente bassi dove il valore del terreno è basso, ovvero quando non ci sono altre attività produttive (i.e. deserto o aree disabitate) oppure possono essere nulli in presenza di politiche d'incentivazione.

## 2.3 Levelized Cost Of Electricity (LCOE)

Nel settore elettrico, al fine di confrontare il costo di generazione da fonti diverse, viene calcolato, secondo una metodologia riconosciuta a livello internazionale, il cosiddetto *Levelized Cost Of Electricity* (LCOE).

Esso viene calcolato come rapporto tra il valore attualizzato della sommatoria delle uscite di cassa e il valore attualizzato della produzione elettrica nell'arco di vita utile dell'impianto. Tale costo corrisponde, in altri termini, al prezzo a cui l'elettricità deve essere prodotta per riuscire a coprire interamente i costi.

La formula per il calcolo del LCOE è la seguente:

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

Figura 2 fonte: [www.energyeducation.ca](http://www.energyeducation.ca)

Dove:

- $I_t$  = Investimento all'anno (t);
- $M_t$  = O&M in (t);
- $F_t$  = Costo del carburante (t), nullo per gli impianti PV ad alimentazione solare;
- $E_t$  = Output (in termini di quantità di elettricità prodotta) all'anno (t);
- $r$  = Tasso di sconto;
- $n$  = Numero di anni (previsti) per l'impianto.

Un'assunzione fondamentale alla base del calcolo del LCOE è che sia "r" sia il prezzo dell'elettricità sono fissi e non variano nel corso della durata del progetto. Da un'analisi della composizione del LCOE emerge come l'incidenza percentuale delle singole voci di costo cambi notevolmente in base alla tecnologia considerata. Questo determina di conseguenza una differente sensibilità del LCOE di ogni fonte a fronte di variazioni dei parametri che concorrono alla sua formazione. Per esempio, un aumento del tasso di sconto determina una quasi totale

invarianza del costo dell'energia derivante da impianti alimentati a gas; nel caso del nucleare, invece, a causa degli elevati tempi di costruzione e della vita utile degli impianti, questo comporta un marcato incremento proporzionale del LCOE.

In generale, le tecnologie che necessitano di lunghi tempi per il completamento dell'impianto sono soggette anche a un peso maggiore degli interessi maturati durante la fase di costruzione, a differenza di quelle per le rinnovabili le quali hanno tempi di realizzazione più ridotti e, quindi, un LCOE relativamente meno sensibile a variazioni del tasso di sconto.

Bisogna tenere presente che gli investimenti in impianti PV, come tutti quelli in fonti di energia rinnovabile, sono *capital intensive*, poiché la maggior parte del costo totale viene sostenuto all'inizio, in fase di costruzione; i costi del carburante, invece, sono praticamente nulli (l'alimentazione avviene tramite luce solare) e quelli di O&M sono contenuti. Per questo, acquisisce particolare rilevanza il tasso di sconto come criterio di valutazione di fattibilità dell'investimento.

### 2.3.1 Criticità LCOE

La caratteristica di generalità del parametro porta con sé alcuni pro e contro.

Da una parte, comporta diversi limiti, fra cui:

- Non precisa considerazione dei costi variabili nel lungo periodo: essi possono variare di molto, soprattutto nei mercati poco regolamentati con fluttuazioni di prezzo;
- Poiché gli impianti durano decenni, è difficile prevedere a priori un prezzo costante che renda sostenibile l'investimento lungo tutto il suo periodo di attività;
- Considerando l'LCOE di una stessa tecnologia in diversi mercati, si può giungere, talvolta, a risultati molto distanti a causa di fattori specifici del paese (ad esempio, salari) e non da inefficienze nell'allocazione dei costi;
- Si tratta di un parametro statico che non tiene conto delle interazioni fra impianti di generazione che si trovano a coesistere nello stesso mercato;
- Non tiene conto di altre fonti di ricavi o costi, oltre a quelli previsti dalla formula.

Tuttavia, l'LCOE può essere un valido strumento proprio in virtù della sua generalità per confrontare la competitività dei progetti energetici, fonti rinnovabili fra di loro o con fonti tradizionali. Ad esempio, è possibile confrontare un investimento nel fotovoltaico con uno basato sui combustibili fossili con caratteristiche opposte: quest'ultimo infatti comporta costi

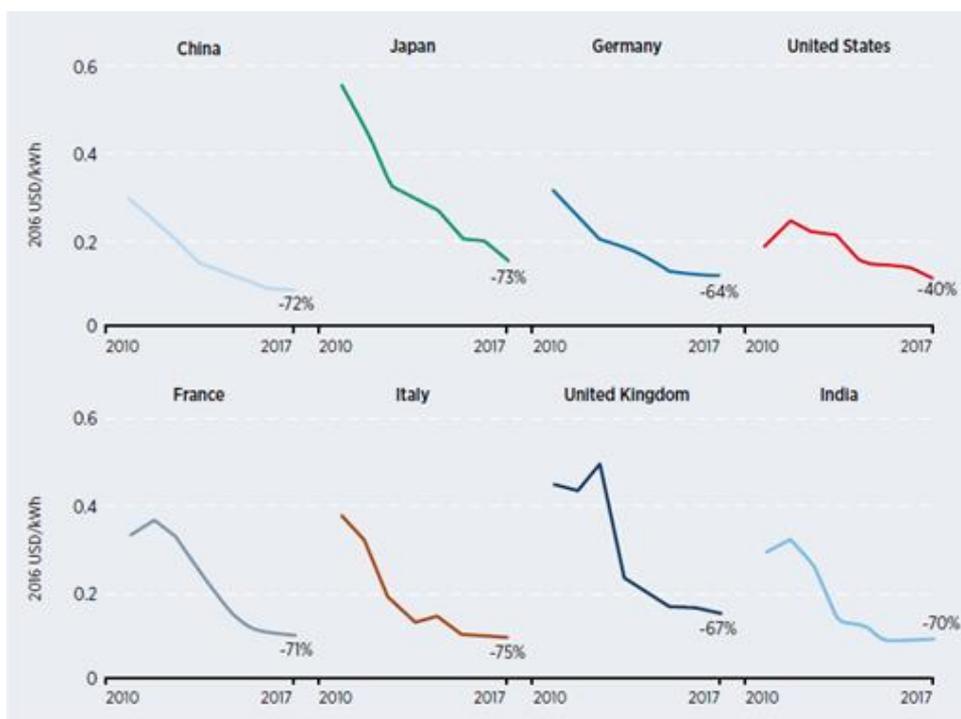
relativamente bassi in fase iniziale, ma costi operativi e di approvvigionamento/trasporto del carburante molto elevati.

La situazione attuale porta ad affermare che i costi totali per il fotovoltaico siano provvisoriamente più alti delle fonti energetiche tradizionali, ma l'andamento al ribasso dell'LCOE degli ultimi anni rivela che sta diventando sempre più competitivo. Il settore, infatti, quando inserito in un contesto di politiche energetiche adeguate e di innovazioni tecnologiche, gode dei benefici di un "circolo virtuoso" e vede i costi precipitare.



Figura 3 Fonte: IRENA, 2018.

### 2.3.2 Andamento globale LCOE



Source: IRENA Renewable Cost Database.

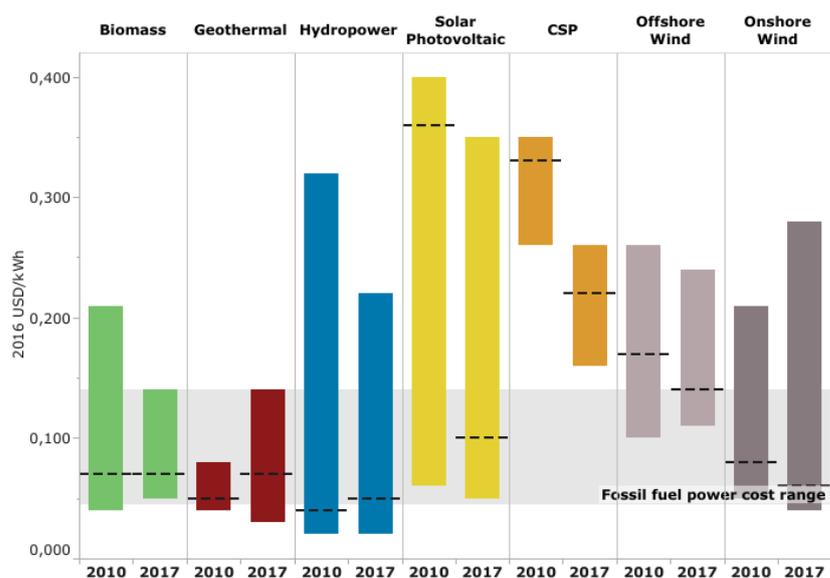
Figura 4 Fonte: IRENA, 2018.

Il report di IRENA “*Renewable Power Costs In 2017*” analizza dettagliatamente come l’LCOE medio globale relativo agli impianti fotovoltaici utility-scale sia diminuito del 73% rispetto a progetti commissionati nel 2010 (da 0,36 \$/kWh a 0,10 \$/kWh). Ciò è avvenuto soprattutto grazie alla riduzione del prezzo dei moduli (dell’81% dal 2010) e dei costi BoS (68% della riduzione totale).

La figura 4 illustra l’andamento del parametro nei vari paesi. Il grafico relativo all’Italia illustra il declino maggiore del 75%, seguito da Giappone, Cina e Francia.

Il trend al ribasso dell’LCOE è dovuta principalmente all’interazione di due fattori: costi installati medi e capacità di generazione. I primi registrano valori da 4394 \$/kW nel 2010 a 1388 \$/kW nel 2017. Guardando alla distribuzione dei progetti sul territorio, diversi mercati coinvolti come USA e Giappone presentano una struttura a costi elevati: questo è dovuto alla “giovinezza” del mercato che non ha ancora instaurato catene dell’offerta competitive. Un aumento della capacità di generazione sopperisce ai costi elevati grazie a tre fattori principali: intensa irradiazione solare nelle zone di cui sopra, inseguimento solare, diminuzione dei cali di performance.

## Global levelised cost of electricity from utility-scale renewable power generation technologies 2010- 2017



**Source:** IRENA Renewable Energy Cost Database. **Note:** All costs are in 2016 USD. The dashed lines are the global weighted average LCOE value for plants commissioned in each year. Cost of Capital is 7.5% for OECD and China and 10% for Rest of World. The band represents the fossil fuel-fired power generation cost range. © IRENA

Figura 5 Andamento LCOE globale dal 2010 al 2017 (fonte: IRENA Renewable Cost Database).

# Capitolo 3

## 3.1 Introduzione

Il capitolo precedente ha descritto nel dettaglio il motivo principale per cui gli investimenti nel PV utility-scale sono diventati negli anni sempre più attraenti, ovvero la drastica caduta dei costi dovuta a innovazioni tecnologiche e economie di scala instauratesi nelle supply chain all'aumentare del numero di impianti installati.

Queste sono caratteristiche che accomunano tutte le fonti di energia rinnovabile, solare ed eolica sopra tutte. Infatti, nel 2017 si è stabilito il record di nuovi investimenti *low-carbon* intrapresi: hanno rappresentato il 61% della capacità di generazione aggiunta su territorio globale, fra cui 38% solo negli impianti ad alimentazione solare.

Per rendersi conto dell'importanza acquisita dagli investimenti green, basti pensare che nuovi progetti commissionati legati ai combustibili fossili rappresentano soltanto il 27% dei totali, ovvero 70 GW d'impianti contro i 98 GW del solare.

È necessario, però, precisare che la generazione effettiva di energia, comprensiva di tutti gli impianti installati ed operativi, è dipesa per il 12,1% da fonti rinnovabili e questo perché esse si confrontano con una tecnologia affermatasi per decenni come predefinita per la produzione di energia elettrica.

Una lettura positiva di questo dato suggerisce che, nel corso del 2017, sono state emesse 1,8 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> in meno; inoltre, il focus dei nuovi investimenti intrapresi si è spostato sulle rinnovabili (265 miliardi di dollari contro i 103 nei combustibili fossili). Seguendo questa interpretazione, è il carbone che “perde la gara” contro le rinnovabili poiché non rappresenta la fonte del futuro.

I paragrafi che seguono offrono una descrizione dell'evoluzione degli investimenti negli ultimi anni fino al 2017, con particolare attenzione al fotovoltaico. Vengono illustrate le principali fonti di finanziamento e gli strumenti nelle mani dei governi per supportare la transizione energetica.

## 3.2 Andamento globale degli investimenti

Secondo l'analisi IRENA "*Global Landscape of Renewable Energy Finance 2018*", il periodo 2013-2016 è cruciale per la diffusione degli investimenti in energie rinnovabili e, in particolare, di PV ed eolico come leader mondiali.

Il 2015 rappresenta l'anno più significativo: viene stabilito il record ancora imbattuto di 330 miliardi di dollari totali destinati a progetti *low-carbon*.

Nel 2016 si osserva un'apparente contraddizione: da una parte, il totale degli impianti commissionati si ferma ai 263 miliardi; dall'altra, si registra il record in termini di capacità aggiunta, ovvero in termini di impianti installati e pronti a diventare operativi. Soltanto fotovoltaico ed eolico ammontano a 230 miliardi e in termini di capacità aggiunta si registra un aumento dell'8% (122 GW di nuovi impianti).

Le cause della diminuzione dell'investimento globale rispetto all'anno precedente sono da attribuirsi, in parte, alla riduzione dei costi degli impianti: come illustrato nel precedente capitolo, il costo dei moduli fotovoltaici è diminuito ad un tasso del 28,5 % negli ultimi 40 anni e, con esso anche l'esborso complessivo necessario ad avviare il progetto.

D'altro canto, l'aumento di capacità aggiunta è stato, per lo più, il risultato di progetti commissionati e finanziati negli anni precedenti e per questo non c'è corrispondenza con nuovi investimenti registrati.

Dal momento che le scelte di investimento in energie rinnovabili sono sensibili a politiche energetiche e misure di supporto applicate dai governi, è necessaria un'indagine approfondita a livello locale per cogliere diretti nessi di causalità. Tuttavia, è possibile tracciare alcuni trend globali, come la preferenza generalizzata per gli investimenti PV durante tutto il periodo preso in considerazione.

L'Asia Orientale è stata la principale destinazione degli investimenti PV, guidata dalla Cina che finanzia 53 miliardi di dollari nel 2015, record in seguito superato nel 2017. Nel 2016 le riduzioni sulle *Feed-In Tariffs* in Giappone dimezzano gli investimenti, e la stessa politica scoraggia l'iniziativa dell'Europa Occidentale, soprattutto di Germania e Regno Unito.

Questo trend negativo, fortunatamente, non è condiviso da paesi come la Repubblica di Corea, che quasi raddoppia la scala d'investimento. I paesi OCSE delle Americhe nel complesso sostengono un tasso d'investimento costante, grazie soprattutto alla solidità degli Stati Uniti

che impiegano risorse ad un tasso crescente del 30%. Alcuni paesi minori vivono, in questi anni, il boom del settore fotovoltaico; ad esempio il Cile, che sfruttando l'insolazione del territorio raggiunge la cifra di 3 miliardi investiti nel 2015.

L'organizzazione Bloomberg New Energy Finance descrive efficacemente la penetrazione degli investimenti nell'anno 2017, sottolineando l'importanza dei paesi in via di sviluppo. Questi ultimi, infatti, totalizzano 177 miliardi di dollari in energie rinnovabili, mentre le economie sviluppate registrano il valore più basso dal 2006 con 102,8 miliardi. Cina, India e Brasile, denominate "the big three" per le loro potenzialità di sviluppo totalizzano da sole 143,6 miliardi sui 279,8 totali.

Come mostrato dalla figura 7, per quanto riguarda il settore dell'alimentazione solare si verifica una crescita totale del 18%: un +41% per le economie in via di sviluppo (115,4 miliardi) e un -17% per le sviluppate.

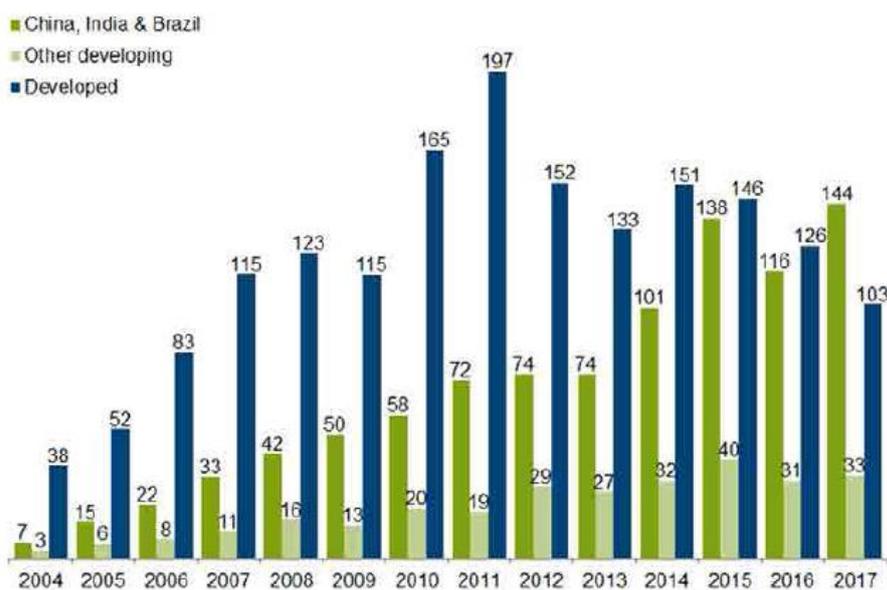


Figura 6 Nuovi investimenti globali in energie rinnovabili: "the big three", paesi emergenti e sviluppati (fonte immagine: Bloomberg NEF, 2018. Global Trends In Renewable Energy Investment 2018).

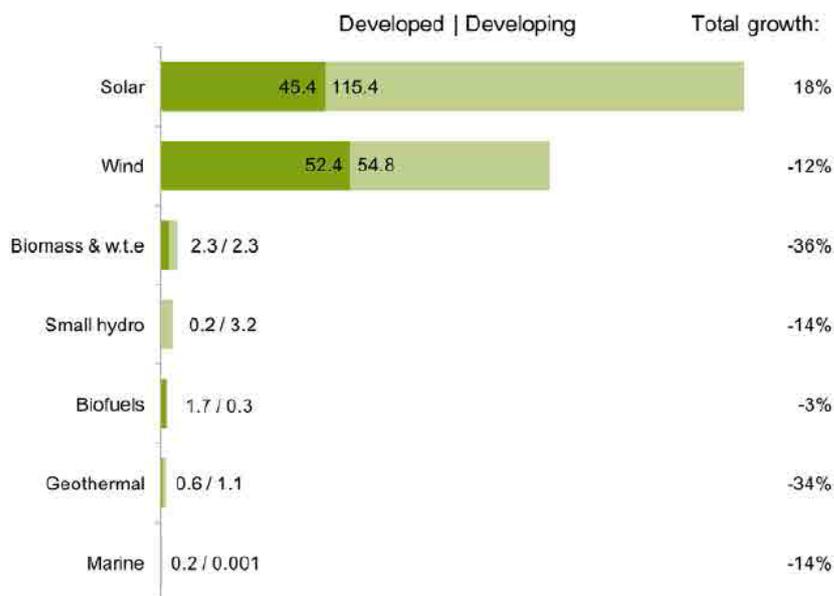


Figura 7 Nuovi investimenti globali in energie rinnovabili nel 2017: paesi sviluppati vs emergenti e crescita totale (fonte immagine: Bloomberg NEF, 2018. Global Trends In Renewable Energy Investment 2018).

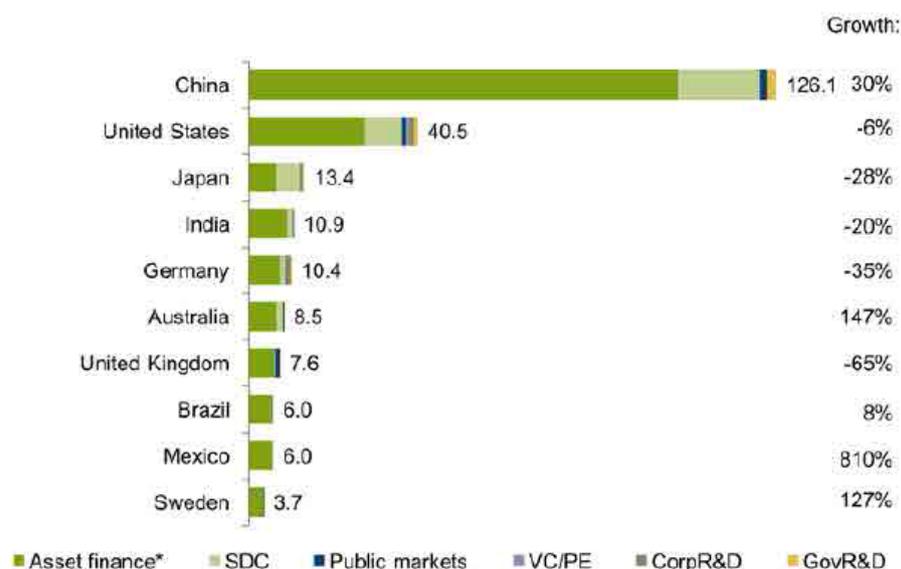


Figura 8 I primi 10 paesi investitori in energie rinnovabili nel corso del 2017 (fonte immagine: Bloomberg NEF, 2018. Global Trends In Renewable Energy Investment 2018).

La figura 8 mostra che i maggiori investitori sono stati Cina, Stati Uniti e Giappone.

La Cina è predominante con un totale di 126,6 miliardi, fra cui 86,5 nel solare, record per il paese. Sono stati installati 53 GW in termini di capacità, nonostante l'incertezza sul futuro dei sussidi. Elementi chiave dell'iniziativa cinese sono la drastica caduta dei costi, la diffusione del solare domestico con il minimo sussidio (19,6 miliardi), e l'evoluzione degli impianti utility-scale (64,9 miliardi) con la commissione di progetti ai primi posti per dimensione (i.e. 653 milioni di dollari nella città di Jiangxi).

Fattore determinante per gli Stati Uniti è stata l'estensione decisa dal Congresso della Investment Tax Credit per il solare. Con questo strumento si concede fino al 30% di credito d'imposta agli impianti iniziati prima del 2020 e terminati entro 4 anni, sia utility-scale che inferiori a 1 MW. Questa agevolazione fiscale, che contribuisce ad abbassare il valore dell'LCOE, ha stimolato gli Stati Uniti a intraprendere progetti PV su larga scala dal valore compreso fra i 250 e gli 800 milioni.

Al terzo posto si classifica il Giappone che, nonostante l'investimento diminuito del 28%, a causa della riduzione delle *FITs*, ha sostenuto progetti PV da 100 milioni.

Per quanto riguarda l'Europa, complessivamente gli investimenti sono diminuiti di un terzo. Il calo è riconducibile in primis a Germania e Regno Unito, a causa dei tagli alle misure di sussidio che avevano scoraggiato gli investimenti anche nel 2016. Questa tendenza non è diffusa in tutto il continente dato che in Francia, ad esempio, il governo Macron ha stimolato un aumento del 14% grazie ai piani previsti per i prossimi anni per "liberare le rinnovabili".

Degna di nota risulta la situazione indiana, quarta nella classifica, con investimenti totali nel solare di 6,7 miliardi e progetti PV che rivaleggiano con la Cina per dimensione. L'obiettivo ambizioso è quello di aggiungere 100 GW PV entro il 2022.

Si menziona anche il Brasile, in quanto paese emergente, con investimenti nel solare di 2,1 miliardi di dollari e singoli progetti PV da 350 milioni.

### 3.3 Fonti e strumenti d'investimento

Ciascun paese a seconda della propria storia e delle proprie risorse attinge in diversa misura a fonti pubbliche e private d'investimento.

A livello globale, è il finanziamento privato la fonte predefinita per i progetti commissionati nel settore delle energie rinnovabili. Nel 2015, anno del record di 330 miliardi di dollari investiti, quasi il 90% delle risorse proveniva da enti privati. Fra questi, si annoverano le stesse imprese sviluppatrici del progetto, società, istituti finanziari commerciali, private equity e venture capital in piccola parte e fondi destinati alle infrastrutture. Le imprese *project developer* effettuano il 40% degli investimenti, seguite dagli istituti finanziari con il 27% e dalle grandi società che prediligono la produzione per consumo interno di energia elettrica.

L'investimento pubblico diretto registra una media annuale fra l'8% e 16% (con un picco di 40 miliardi nel 2015), e avviene tramite l'azione di agenzie del governo, fondi per il clima e Development Financial Institutions (DFIs). Una DFI è una banca specializzata che investe in progetti privati di paesi a basso reddito, al fine di promuoverne lo sviluppo sostenibile; nel caso delle energie rinnovabili, essa investe laddove il settore è ancora giovane e privo delle dinamiche competitive dei mercati più maturi. L'impatto degli investimenti pubblici diretti è, quindi, relativamente trascurabile: prendendo come riferimento un singolo progetto, esso copre, in media, soltanto il 15% delle spese totali.

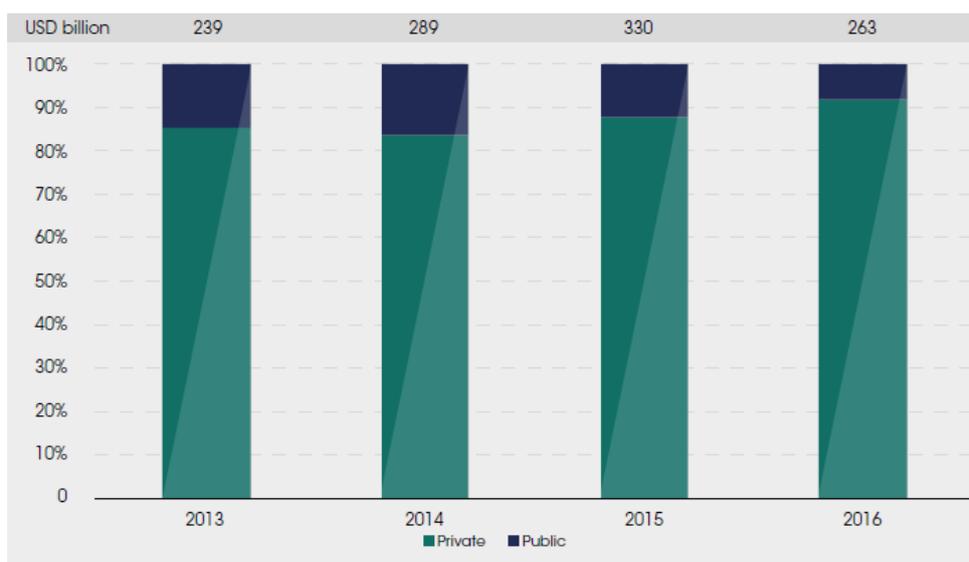


Figura 9 Investimenti diretti pubblici e privati in fonti di energia rinnovabile. Fonte: IRENA, 2018.

L'intervento pubblico diretto, insieme a strumenti come prestiti agevolati e sovvenzioni da fonte eventualmente anche privata, è diffuso in paesi laddove il mercato si trova in fase iniziale e necessita di essere stimolato. Questo tipo di misure è prediletto in aree rurali e remote dove l'accesso all'elettricità è difficoltoso. Il PV si presta bene alla fornitura decentralizzata di energia in condizioni di povertà energetica.

Mentre gli strumenti finanziari agevolati come debiti a basso costo rappresentano percentuali trascurabili considerando il totale degli investimenti mondiali (fra lo 0,5% e il 4%), è il finanziamento privato, a condizioni commerciali normali, il vero protagonista della transizione energetica. Relativamente alla generazione solare (insieme al vento) contano solo per 1/3 sull'ingerenza pubblica diretta, poiché la maturità della tecnologia è in grado di attrarre efficacemente il capitale privato come fonte predefinita d'investimento.

La struttura finanziaria più diffusa fra i progetti PV utility-scale è mista fra debito "non recourse" e capitale proprio.

La particolarità dei debiti non recourse consiste nel fatto che, in caso di inadempienza, il mutuatario può recuperare l'importo dovuto appropriandosi esclusivamente dell'asset relativo all'impianto e non di altri beni di proprietà del mutuante. Per lo più si tratta di prestiti concessi da banche, sempre più adottati grazie a riduzioni dei tassi d'interesse della Banca Centrale Europea e del margine sui crediti concessi dalle banche commerciali.

In media, il PV registra un *debt-to-equity ratio* comparabile globalmente che oscilla fra il 61% e il 73% (figura 10).

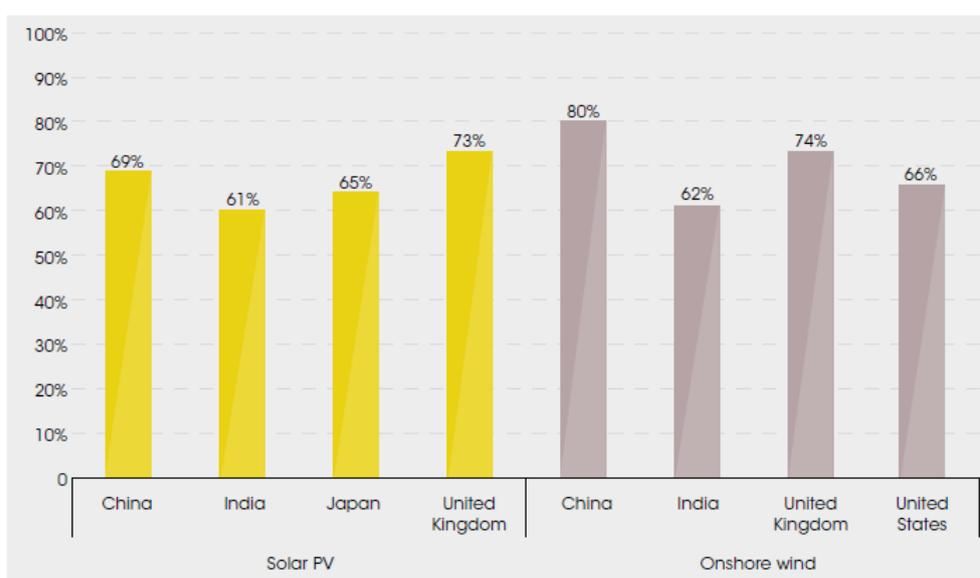


Figura 10 Debt-to-equity ratio per fotovoltaico (in giallo) ed eolico onshore (in grigio). Fonte: IRENA, 2018.

La destinazione principale degli investimenti pubblici diretti sono le attività di R&D, viste le riduzioni di costo effettive e potenziali che le tecnologie ancora offrono. Anche la conferenza di Parigi ha giocato un ruolo fondamentale nello stimolare la ricerca, impegnando i paesi a duplicare entro il 2025 la produzione di energia da fonti rinnovabili. Il contributo dei governi nel 2017 è stato in totale di 5,1 miliardi di dollari

Per quanto riguarda il PV, società e università fanno ricerca per ottimizzare ulteriormente l'efficienza dei moduli e minimizzare gli sprechi di materiale durante il processo. In particolare, si lavora per eliminare le fasi superflue e favorire l'automazione della linea produttiva.

### 3.4 Policies dei governi

Il ruolo centrale dei governi nel quadro della transizione energetica verso fonti rinnovabili non è, e non sarà in futuro, quello di effettuare investimenti diretti. Anzi, l'attenzione dei *policy makers* dovrà essere focalizzata sull'elaborazione di un quadro normativo strategico e coerente a supporto del settore, in modo tale da attrarre capitale privato, anche straniero.

Per farsi un'idea dell'importanza dell'intervento pubblico sottoforma di manovre di supporto indiretto, basti pensare nel 2015 sono stati impiegati 66 miliardi di dollari nell'attuazione di policies energetiche. Nello stesso anno, godevano di una qualche forma di incentivo 147 paesi nel mondo e il 50% dell'energia rinnovabile prodotta veniva finanziata da tali strumenti. Secondo l'International Energy Agency, nonostante il trend negativo dei costi e la competitività crescente dei progetti in ambito delle fonti rinnovabili, le policies dei governi hanno tuttora un ruolo chiave nello stimolare la transizione energetica.

La transizione prende il via spontaneamente in virtù delle tecnologie sempre più competitive e dell'intensità degli investimenti negli ultimi anni, che hanno reso il mercato maturo sia in paesi sviluppati che emergenti; tramite politiche energetiche che ridimensionano il rischio e forniscono garanzie sul ritorno dell'investimento iniziale, i governi possono avvallare questo andamento ed essere determinanti per un aumento degli investimenti da qui al 2050.

Un progetto utility-scale nel fotovoltaico necessita di un investimento *capital intensive*; lo sforzo economico maggiore avviene a monte, in fase di costruzione, mentre il costo del carburante è inesistente e le spese O&M sono trascurabili. Le politiche energetiche sono focalizzate sullo stabilire nel lungo periodo un prezzo per l'energia prodotta che garantisca il recupero dell'investimento iniziale.

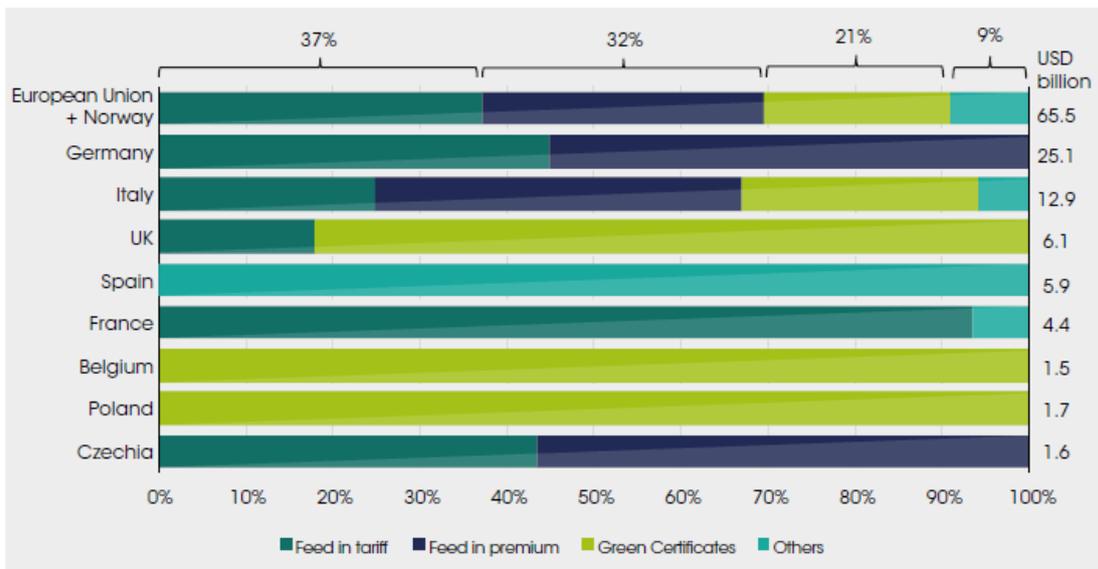


Figura 11 Totale degli investimenti pubblici nelle politiche di supporto (anno 2015). Fonte: IRENA, 2018.

Come mostrato dalla figura 11, gli strumenti prediletti su scala globale sono gli incentivi *performance based*, legati alle unità di elettricità vendute effettivamente.

Le *Feed-In Tariffs* (FITs) garantiscono al produttore un prezzo costante per ogni kWh di energia venduta e, quindi, assicurano il recupero sul capitale iniziale investito. Si tratta di un provvedimento a lungo termine che copre comunemente tutta la vita di un impianto fotovoltaico, dai 20 ai 25 anni. Accanto alle FITs si sono affiancate più tardi i *Feed-In Premiums* (FIPs): l'elettricità viene venduta al prezzo di mercato, ed a ciascuna unità viene applicato un premio addizionale che alimenta il margine di profitto. Fra i paesi che più adottano queste misure si distinguono la Germania, la Francia e l'Italia. Nel 2015, quasi il 70% delle risorse riservate all'attuazione di policies energetiche è stato impiegato per l'erogazione di FITs e FIPs.

Altro strumento sono i *capital subsidies* che prendono la forma di flusso di cassa diretto oppure di riduzione d'imposta. Gli Stati Uniti grazie anche all'impatto della Tax Credit Investment per il solare è diventato il secondo investitore nelle rinnovabili nel 2017.

Tale strumento, però, è storicamente instabile e non è garantito in caso di cambiamento dell'assetto politico; per questo, è adottato soltanto da 58 paesi.

In alcuni paesi, come Belgio e Polonia, i cosiddetti certificati green hanno avuto un ruolo determinante per il dispiegamento di impianti ad alimentazione rinnovabile. Si tratta di certificati che possono essere venduti dall'azienda produttrice a grandi consumatori oppure retailer di energia, assieme ad un certo ammontare di energia elettrica. Essi attestano la sostenibilità della produzione e, di fatto, si traducono in un supplemento sul prezzo di mercato dei kWh. La

principale criticità di questo strumento consiste nel fatto di essere vincolati all'esistenza di un mercato secondario dei certificati e, quindi, richiedono un quadro normativo molto robusto per essere efficaci.

Tariffe e certificati sono stati recentemente accusati di non incentivare i produttori a minimizzare i costi e, di conseguenza, di stabilire un prezzo ingiustificatamente più alto rispetto alle condizioni di mercato.

La maggior parte dei progetti utility-scale gode dei benefici di una politica di prezzo a lungo termine che a monte rassicura gli investitori sul recupero del capitale. Tuttavia, si osserva nel 2018 la tendenza dei governi ad attribuire sempre più discrezionalità agli investitori riguardo rischi, economicità e sviluppo del progetto. Il fine è quello di favorire l'inserimento degli investimenti *low-carbon* all'interno delle normali dinamiche di mercato e strategie competitive di prezzo a breve termine.

Infatti, come mostra la figura seguente, la remunerazione dell'investimento si basa su meccanismi competitivi di contrattazione in misura maggiore rispetto a pochi anni fa, quando politiche amministrative decise a monte erano di gran lunga preferite.

Tali meccanismi pro-competitivi costituiscono, fra l'altro, una prova empirica della fattibilità di tali investimenti senza forme di sussidio.

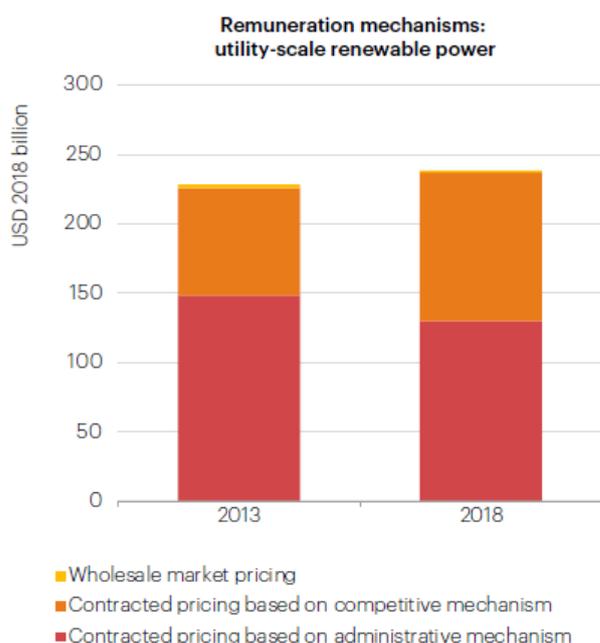


Figura 12 Meccanismi di remunerazione dell'investimento iniziale: manovre amministrative vs competitive. Fonte: International Energy Agency, 2019. World Energy Investment.

Da un'esigenza di trasparenza dei costi, ha cominciato a diffondersi il meccanismo delle aste regolamentate per l'assegnazione di progetti d'installazione di una certa capacità di generazione. Alcune imprese *project developer* presentano all'autorità competente una proposta dettagliata in termini di percentuale di manodopera locale necessaria, dettagli tecnici e massimo prezzo richiesto per kWh di elettricità venduta. Il concorrente che offre il prezzo di distribuzione minore vince l'asta e sviluppa il progetto.

Tale meccanismo comporta un prezzo inferiore e, di conseguenza, la minimizzazione dei costi lungo la supply chain del produttore; per questo motivo, i risultati a livello globale delle aste sono indicativi del trend al ribasso dei costi degli impianti. Il record mondiale relativo al fotovoltaico appartiene al Messico, dove il prezzo stabilito da un'asta ha raggiunto il punto più basso a 20,80 \$/MWh.

I *Power Purchase Agreements* (PPAs) rappresentano un'ulteriore misura pro-competitiva priva di sostegno economico da parte dei governi. Si tratta di un contratto della durata di 15-20 anni fra un'impresa produttrice di energia elettrica e un retailer oppure un'azienda. Facebook, Apple e Microsoft rientrano nell'elenco dei colossi che hanno intrapreso iniziative di PPA *green*, da fonti di energia rinnovabile, i quali assicurano il *payback* al rivenditore e l'energia pulita alle aziende sensibili a tematiche ambientali.

In Italia, il primo PPA green è stato stipulato nel 2018 da Engie Italia, gruppo impegnato nello sviluppo di progetti fotovoltaici, per il rifornimento di elettricità a quattro stabilimenti facenti capo all'impresa tedesca Weinerberger per la durata di cinque anni.

La direzione che sta prendendo il mercato cinese del fotovoltaico è molto interessante poiché sembra favorire aste, PPA e in parte certificati verdi. Il quadro normativo si sta evolvendo gradualmente verso un sistema privo di sussidi e *Feed-In Tariffs*. Nonostante l'incertezza per il futuro, si prevede entro la fine del 2019 l'installazione di 40 GW di impianti utility-scale e la messa a disposizione di 447 milioni di dollari da parte delle autorità a beneficio delle aste.

## Conclusioni

Allo stato attuale, sarebbe impreciso affermare che le fonti rinnovabili competono direttamente con i combustibili fossili, dal momento che questi si sono consolidati nel corso di decenni come matrice principale per la produzione di energia. Ciò non toglie che, per la serie di fattori analizzati nel corso della tesi, si possa affermare che le fonti green rappresentano la risorsa principale del futuro.

Come illustrato, infatti, in termini di nuovi investimenti i derivati del carbone hanno perso attrattività. Questo avviene al di là di un discorso eticamente giusto a difesa dell'ambiente: grazie ad una riduzione dei costi medi dell'impianto, il fotovoltaico in particolare è diventato più competitivo del passato e la diffusione della tecnologia sia in paesi sviluppati che emergenti dimostra che si tratta di un settore fertile con un fattore di rischio sostenibile.

Le fonti rinnovabili in generale tuttora si scontrano con l'inerzia del settore energetico e con i pregiudizi che storicamente le accompagnano: troppo costose, troppo rischiose, poco redditizie. L'evidenza empirica dimostra il contrario: ad esempio, il successo dei *Power Purchase Agreements* green evidenzia condizioni profittevoli per entrambe le parti contraenti e senza sussidi.

Per abbattere le barriere è necessario l'intervento dei governi tramite misure di supporto efficaci inserite in un quadro strategico coerente, il quale faccia da catalizzatore per un processo di transizione energetica già avviato, anche se lento.

Sotto questa condizione, è possibile prevedere uno scenario in cui nel 2050 quasi il 50% della generazione mondiale di energia proviene dalle fonti solare ed eolico insieme, e solo l'11% da derivati del carbone.

Per quanto riguarda il costo degli impianti fotovoltaici, è prevista una diminuzione del 70% grazie ai learning rates dei moduli dei pannelli che ne abbassano il costo e alle sempre più diffuse batterie di stoccaggio dell'energia solare che rendono la tecnologia più affidabile, anche quando "non splende il sole".

## Bibliografia

- EEA (European Environment Agency), 2015. *Air Quality in Europe – 2015 report*.  
Disponibile su: <https://www.eea.europa.eu/publications/air-quality-in-europe-2015>
- IRENA (International Renewable Energy Agency), 2016. *The Power To Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025*.  
Disponibile su: <https://www.irena.org/publications/2016/Jun/The-Power-to-Change-Solar-and-Wind-Cost-Reduction-Potential-to-2025>
- IRENA (International Renewable Energy Agency), 2018. *Renewable Power Generation Costs in 2017*.  
Disponibile su: <https://www.irena.org/publications/2018/Jan/Renewable-power-generation-costs-in-2017>
- IRENA (International Renewable Energy Agency), 2019. *Renewable Power Generation Costs in 2018*.  
Disponibile su: <https://www.irena.org/publications/2019/May/Renewable-power-generation-costs-in-2018>
- IRENA (International Renewable Energy Agency), 2018. *Global Landscape Of Renewable Energy Finance 2018*.  
Disponibile su: <https://www.irena.org/publications/2018/Jan/Global-Landscape-of-Renewable-Energy-Finance>
- G. Kavlak, J. McNerney, J. E. Trancik, 2018. *Evaluating the causes of cost reduction in photovoltaic modules*. Disponibile su:  
<https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0301421518305196?token=ED7DA1A1AE527EBA9DF38B856D51CE2F03BF3F2A68459CA9D2BC2753971F888B17DC62BA040DDD7E1896013645DE1D25>
- IEA (International Energy Agency), 2019. *World Energy Investment 2019*.  
Disponibile su: <https://webstore.iea.org/world-energy-investment-2019>

- IEA (International Energy Agency), 2011. *Deploying Renewables 2011: Best and Future Policy Practice*.  
Disponibile su: <https://webstore.iea.org/deploying-renewables-2011-best-and-future-policy-practice>
  
- IEA (International Energy Agency), 2017. *Renewables 2017: Analysis Forecast to 2022*.  
Disponibile su: <https://www.iea.org/Textbase/npsum/renew2017MRSsum.pdf>  
(executive summary)
  
- BNEF (Bloomberg New Energy Finance), 2018. *Global Trends in Renewable Energy Investment 2018*. Disponibile su:  
[http://www.greengrowthknowledge.org/sites/default/files/downloads/resource/Global\\_Trends\\_in\\_Renewable\\_Energy\\_Investment\\_Report\\_2018.pdf](http://www.greengrowthknowledge.org/sites/default/files/downloads/resource/Global_Trends_in_Renewable_Energy_Investment_Report_2018.pdf)
  
- BNEF (Bloomberg New Energy Finance), 2018. *New Energy Outlook 2018*.  
Disponibile su: <https://bnef.turtl.co/story/neo2018?teaser=true>
  
- IEA (International Energy Agency), 2010. *Projected cost of generating electricity..*  
Disponibile su:  
[https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected\\_costs.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/projected_costs.pdf)

# Sitografia

[www.ilsole24ore.com](http://www.ilsole24ore.com)

[www.europa.eu](http://www.europa.eu)

[www.bafu.admin.ch](http://www.bafu.admin.ch)

[www.italiaclima.org](http://www.italiaclima.org)

[www.loescher.it](http://www.loescher.it)

[www.worldenergy.org](http://www.worldenergy.org)

[www.planete-energies.com](http://www.planete-energies.com)

[www.wiki-solar.org](http://www.wiki-solar.org)

[www.wikipedia.org](http://www.wikipedia.org)

[www.treccani.it](http://www.treccani.it)

[www.warex.it](http://www.warex.it)

[www.energyeducation.ca](http://www.energyeducation.ca)

[www.edfi.eu](http://www.edfi.eu)

[www.investopedia.com](http://www.investopedia.com)

[www.qualenergia.it](http://www.qualenergia.it)

