

POLITECNICO DI TORINO

COLLEGIO DI INGEGNERIA ENERGETICA

Corso di Laurea in
Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di Laurea Magistrale

Il futuro delle FER

I PPA e la loro integrazione nel sistema elettrico italiano



Relatore
Prof. Pierluigi Leone

Candidato
Andrea Giraudo

ANNO ACCADEMICO 2019-2020

Sommario

Il seguente elaborato si pone come obiettivo quello di analizzare la fattibilità tecnica ed economica di due diverse tipologie di impianti a fonte rinnovabile, idroelettrica ad acqua fluente e solare fotovoltaica.

La ragione di tale studio risiede nella volontà di verificare la possibilità di impegnarsi in contratti a lungo termine per la vendita di energia, anche detti PPA (Power Purchase Agreement) nell'ambito di impianti non utility scale.

Tale necessità sorge a seguito di anni in cui, soprattutto per il mercato italiano, la mancanza di un decreto per l'incentivazione dell'energia prodotta da fonte rinnovabile ha generato un rallentamento significativo nella realizzazione di nuovi impianti di piccola-media taglia, che a causa del costo specifico alto, non risultano fattibili se remunerati al prezzo di mercato dell'energia elettrica e difficilmente attuabili con un contratto di Ritiro Dedicato (RID) con il GSE (Gestore dei Servizi Energetici). La situazione creata ha fatto sì che le aziende ricerchino altri metodi di remunerazione dell'energia prodotta, rendendo bancabili i progetti che non sarebbero finanziati senza un contratto di lungo termine rimanendo quindi incompiuti.

La valutazione è stata svolta presso un'azienda del cuneese specializzata nella progettazione, realizzazione, manutenzione e gestione di impianti idroelettrici e fotovoltaici soprattutto nel mercato italiano.

I risultati ottenuti, basati sulle condizioni di mercato tipiche del contesto italiano, con uno sguardo anche a quello europeo, valutano la fattibilità economica dei due impianti in presenza di un contratto PPA, stipulato tra due privati, un investitore e un acquirente di tale energia prodotta.

Vengono considerati entrambi i modelli di PPA attualmente più utilizzati: virtuale e fisico. I risultati dimostrano come il prezzo di investimento iniziale faccia da padrone nella definizione del prezzo dell'energia venduta, quindi, in ottica futura il fotovoltaico è avvantaggiato in quanto la tendenza è nella progressiva riduzione dei costi dei componenti dell'impianto, mentre per l'idroelettrico, essendo una tecnologia matura, non ha in previsione ulteriori ribassi di prezzi.

Indice

Elenco delle tabelle	6
Elenco delle figure	7
1 Introduzione	11
1.1 L'energia e l'uomo	11
1.2 Storia dell'energia elettrica	13
1.3 La situazione italiana	16
1.3.1 Gli anni pre seconda guerra mondiale	16
1.3.2 Il post guerra e il boom economico	17
1.3.3 La prima crisi energetica e l'esperienza del nucleare	22
1.3.4 Il post nucleare e le nuove rinnovabili	25
2 Dati statistici	41
2.1 Il mercato dei PPA	41
3 I PPA	57
3.1 Cos'è un (Corporate) Renewable Power Purchase Agreement?	57
3.2 Le parti coinvolte	58
3.2.1 L'acquirente (Off-Taker)	58
3.2.2 Il produttore (Power Producer)	58
3.2.3 Il finanziatore (Lender)	59

3.3	I benefici per le parti coinvolte	60
3.3.1	Benefici dell'acquirente	60
3.3.2	Benefici del produttore	62
3.3.3	Benefici del finanziatore	64
3.4	Elementi principali dei PPA	65
3.4.1	Tipologia delle transazioni	65
3.4.2	Durata del contratto	66
3.4.3	Quantità di energia	67
3.4.4	Prezzo del prodotto	68
3.4.5	Prerequisiti e diritto di recesso	70
3.4.6	Data di entrata in esercizio commerciale	72
3.4.7	Punto di consegna	73
3.4.8	RECs	73
3.4.9	Capacity Market e servizi ausiliari	74
3.4.10	Affidabilità e minima produzione	75
3.4.11	Decurtazione della potenza	76
3.4.12	Sicurezza finanziaria	77
3.5	Normativa inerente i PPA	77
4	Tipologie di PPA	81
4.1	PPA con impianto sul sito	83
4.2	PPA con cavidotti privati	84
4.3	PPA fisico	87
4.4	PPA virtuali	89
4.5	PPA multi acquirente	91
4.6	PPA multi produttore	92
4.7	PPA oltre i confini	94
4.8	PPA multi tecnologia	96
4.9	PPA con delega sulla generazione	97

5	La formazione del prezzo	99
5.1	Il Levelized Cost of Energy (LCOE)	100
5.2	Discounted Cash Flow Analysis (DCF)	105
5.2.1	Il Weighted Average Cost of Capital (WACC)	106
5.3	Valore Attuale Netto (VAN)	111
5.4	Tasso Interno di Rendimento medio (TIR)	113
5.5	Pay Back Time (PBT)	113
5.6	La producibilità	114
5.6.1	Il fotovoltaico	114
5.6.2	L'idroelettrico	115
6	Casi studio	117
6.1	Fattibilità impianto fotovoltaico	118
6.1.1	Analisi di sensitività	124
6.1.2	Fattibilità impianto idroelettrico	127
6.1.3	Analisi di sensitività	133
7	Conclusione	135
	Bibliografia	139

Elenco delle tabelle

4.1	Tipologie PPA	82
5.1	Composizione K_e	109
5.2	Composizione K_d	110
5.3	Aliquote Italia	110
5.4	Valore WACC	111
6.1	Ripartizione spese per impianto fotovoltaico	119
6.2	Input per l'analisi di un impianto fotovoltaico	121
6.3	Costo investimento idroelettrico	128
6.4	Costi operativi idroelettrico	128
6.5	Input per l'analisi di un impianto idroelettrico	129

Elenco delle figure

1.1	Andamento produzione energia elettrica 1883 - 2018 [9]	18
1.2	Confronto percentuale idroelettrico/termoelettrico sul totale della produzione 1833 - 2018 [9]	19
1.3	Quantità di carbone, oli minerali e gas naturale importati 1913 - 2009 [7]	20
1.4	Produzione nazionale di petrolio e gas naturale 1913 - 2009 [7] . . .	20
1.5	Potenza efficiente lorda nucleo-termo-elettrica 1931 - 2018 [9]	23
1.6	Suddivisione produzione lorda di energia elettrica 1986 [9]	23
1.7	Suddivisione produzione lorda di energia elettrica 1964 [9]	24
1.8	Saldo scambi con l'estero 1883 - 2018 [9]	26
1.9	Potenza efficiente lorda termoelettrica tradizionale 1931 - 2018 [9] .	27
1.10	Potenza nominale eolica e fotovoltaica 1931 - 2018 [9]	28
1.11	Potenza efficiente lorda idroelettrica 1931 - 2018 [9]	29
1.12	Potenza efficiente lorda geotermo-elettrica 1931 - 2018 [9]	31
1.13	Richiesta di energia elettrica 1883 - 2018 [9]	32
1.14	Suddivisione produzione lorda di energia elettrica 1996 [9]	32
1.15	Suddivisione produzione lorda di energia elettrica 2008 [9]	33
1.16	Suddivisione produzione lorda di energia elettrica 2018 [9]	34
1.17	Evoluzione prezzo delle celle FV e variazione percentuale in diversi stati [14]	37

1.18	Andamento costi specifici medi pesati di installazione FER 2010 - 2018 [14]	38
1.19	Evoluzione del Levelized Cost of Energy 2010 - 2018 per diverse tecnologie rinnovabili confrontate con impianti a fonte fossile [14] . .	39
2.1	Percentuali di conoscenza dei PPA [18]	42
2.2	Utilità dei PPA per lo sviluppo delle FER e la generazione distribuita [18]	42
2.3	Necessità di un operatore pubblico nella gestione del meccanismo [18]	43
2.4	Opinione sulla possibile riduzione del prezzo grazie ai PPA e all'accesso al MSD per i piccoli produttori [18]	43
2.5	Possibilità riduzione volatilità del prezzo dell'energia [18]	44
2.6	Rischiosità dei PPA per piccole società [18]	44
2.7	Volume globale annuale dei PPA per settore 2009 - 2019 [15]	45
2.8	Volume globale annuale di PPA per regione (dati fino a Giugno 2019) [19]	47
2.9	Potenza annuale in PPA per anno e Stato (2019 incompleto) [19] . .	48
2.10	Potenza annuale in PPA per tecnologia (2019 incompleto) [19] . . .	49
2.11	Numero di alcuni PPA per taglia di impianto [19][22][23]	50
2.12	Confronto solare FV e eolico in base alla taglia [19][22][23]	51
2.13	Prezzi medi mensili per alcuni paesi europei [24]	53
2.14	Distribuzione progetti PPA in base al tempo di durata[19][22][23] .	54
3.1	Prezzi GO 2012 - 2018 divisi per fonte rinnovabile e piattaforma di contrattazione [31]	74
4.1	Diagramma del PPA sul posto [19]	84
4.2	Diagramma del PPA con linee elettriche private [19]	86
4.3	Diagramma del PPA fisico [19]	88
4.4	Diagramma del PPA virtuale [19]	90

4.5	Diagramma del PPA multi acquirente [19]	91
4.6	Diagramma del PPA multi produttore [19]	93
4.7	Diagramma del PPA transfrontaliero fisico [19]	95
4.8	Diagramma del PPA transfrontaliero finanziario [19]	95
4.9	Diagramma del PPA multi tecnologia [19]	97
4.10	Diagramma del PPA con delega [19]	98
6.1	Producibilità impianto 100kW situato a Nord [46]	120
6.2	Riassunto calcolo LCOE base	122
6.3	DCF nelle condizioni base	122
6.4	Andamento LCOE sui 20 anni di produzione	123
6.5	Rappresentazione grafica DCF base sui 20 anni di produzione	124
6.6	Variazione LCOE e prezzo PPA al variare del costo d'investimento	125
6.7	Variazione LCOE al variare della producibilità	126
6.8	Riassunto calcolo LCOE idroelettrico base	130
6.9	Rappresentazione grafica andamento LCOE per l'idroelettrico	131
6.10	DCF idroelettrico condizioni base	131
6.11	DCF idroelettrico rappresentazione grafica	132
6.12	LCOE idroelettrico al variare del costo d'investimento	133

Capitolo 1

Introduzione

1.1 L'energia e l'uomo

L'energia è sempre stata di primaria importanza per l'uomo e tutte le attività che lo hanno col tempo portato a sviluppare diverse tecnologie.

Le grandi rivoluzioni che hanno accompagnato la civiltà umana, sono sempre state seguite da un'evoluzione della fonte primaria di energia e da un incremento dei consumi.

Partendo dagli uomini primitivi la principale forma di energia utilizzata era quella muscolare (umana e animale).

Una prima grande innovazione si ebbe con la scoperta del fuoco che divenne di centrale importanza e con lui l'uso della legna come fonte energetica, successivamente incominciarono a sfruttare anche altre fonti messe a disposizione dalla Terra, quali acqua e vento, soprattutto come forze motrici di mulini e imbarcazioni.^[1]

A partire dal XVII - XVIII con l'affermarsi della rivoluzione industriale, il consumo di energia crebbe notevolmente e tutt'ora continua ad aumentare. Questo fece sì che nuove fonti venissero utilizzate grazie a processi innovativi e nuovi dispositivi, in quanto la legna non poteva da sola sostenere le richieste derivanti dalla nuova civiltà sviluppata.

Ci fu così una prima transizione energetica che portò i combustibili fossili a prendere il sopravvento. Primo fra tutti il carbone che venne utilizzato principalmente per la produzione di vapore e acciai, elementi fondamentali della prima rivoluzione industriale che portò le macchine a sostituire il lavoro manuale dell'uomo.

Nella seconda metà dell'Ottocento si arrivò all'introduzione di un'altra forma d'energia: l'elettricità. Conosciuta fin dall'antichità, venne introdotta per l'uso industriale e civile grazie all'apporto di scienziati ed inventori come Volta, Edison e Faraday.^[2]

Il sempre maggiore incremento dei consumi e l'affermarsi di nuovi dispositivi, come i motori a scoppio, a discapito di quelli a vapore, portarono il petrolio ad essere la principale fonte d'energia. Noto anch'esso da tempo, incominciò ad essere sfruttato in quantità notevoli a cavallo tra il XIX e il XX secolo, la produzione incrementò molto rapidamente in pochi decenni accompagnando un altrettanto veloce sviluppo di tutta l'industria e in particolare quella petrolifera.

L'imposizione sul carbone, in quanto più facile da gestire e meno inquinante, fu agevolata dall'uso di molti prodotti utili all'industria e alla civiltà moderna, derivante proprio dal petrolio.^[1]

Solamente a seguito della prima crisi energetica del 1973 l'egemonia del petrolio iniziò a vacillare a favore di gas naturale, carbone ed energia nucleare.

Con la sempre maggiore attenzione verso le questioni ambientali, il gas naturale risultava meno dannoso e quindi preferibile anche se con la necessità di infrastrutture più complesse per il trasporto e la gestione rispetto al petrolio.^[1]

Con l'avvento del nuovo millennio, la consapevolezza di dover porre assoluta attenzione nei confronti dell'ambiente per contenere il surriscaldamento globale, fece sì che le fonti di energia rinnovabile quali acqua, vento, sole, biomasse, geotermica fossero di primaria importanza per il soddisfacimento dei fabbisogni della nuova società.

Conseguenza della sempre più alta penetrazione delle FER (Fonti Energetiche Rinnovabili) fu la tendenza all'elettificazione dei consumi in quanto la maggior parte delle tecnologie che le utilizzano, trasformano la fonte primaria direttamente in energia elettrica.

Queste nuove tipologie di impianti, pur essendo "green", non risolvono il problema, in quanto non possono sostituirsi completamente a impianti tradizionali. Infatti, la principale difficoltà è nella disponibilità temporale di tale fonti di energia che vengono anche chiamate non programmabili, ovvero esse devono essere sfruttate quando disponibili, mentre nel caso di tecnologie che si servono di fonti non rinnovabili la regolazione della produzione di energia è controllabile e quindi basata sul fabbisogno del momento.

1.2 Storia dell'energia elettrica

I primi studi riguardanti l'elettricità risalgono al tempo degli antichi Greci, dove il filosofo Talete studiò le proprietà elettriche dell'ambra (*elektron*) che dopo essere stata sfregata, può attrarre oggetti leggeri o addirittura dare origine a scintille.[2] L'elettricità rimase fino al 1700 solamente un fenomeno naturale a cui i vari scienziati provarono di volta in volta a dare delle spiegazioni.

Fu proprio nel XVII secolo che gli studi scientifici subirono un'accelerata e il fenomeno incominciò a essere spiegato con i termini utilizzati oggi. Anche dal punto di vista tecnologico incominciarono a comparire le prime macchine elettrostatiche e i primi strumenti di misurazione.

Il XIX secolo fu indubbiamente fondamentale per l'energia elettrica, importanti studi portarono alla formulazione delle principali leggi (legge di Coulomb, Ampère, Faraday, Maxwell, ecc.); altrettante invenzioni e innovazioni in ambito tecnologico permisero di poter sfruttare l'energia elettrica in applicazioni civili e industriali,

portando sulla scena energetica un nuovo vettore che con il tempo risulterà centrale per lo sviluppo della società così come la conosciamo oggi.

Fu nella seconda metà del secolo che celebri invenzioni come la lampadina permisero il proliferare in ambito civile (per l'illuminazione) di questa nuova forma di energia, mentre in ambito industriale fu il motore asincrono la principale tecnologia che consentì l'utilizzo dell'energia elettrica in ambito produttivo.

Infine, sempre in questi anni ci furono, l'invenzione del trasformatore che permise il trasporto dell'energia elettrica su lunghe distanze grazie all'elevazione della tensione e le scoperte di tecniche per la trasmissione in corrente alternata.[3]

Sempre sull'onda delle scoperte in ambito elettrico, nacquero l'elettronica e le telecomunicazioni che saranno protagonisti assoluti insieme all'energia elettrica del XX secolo fino ai nostri giorni.

Proprio il XX secolo è definito come il secolo dell'energia elettrica, infatti, era ormai noto come controllare e utilizzare questo nuovo vettore energetico; comparvero le prime centrali per la produzione di energia elettrica, l'illuminazione divenne progressivamente elettrica a discapito del gas illuminante, i mezzi di trasporto pubblico (tram, treni, metropolitane e filobus) si basarono sui motori elettrici alimentati direttamente dalle linee presenti nella città.[2]

Ovviamente, le prime centrali elettriche funzionavano con fonti energetiche non rinnovabili, carbone e derivati del petrolio principalmente. Lo sviluppo di macchinari in grado di sfruttare queste tecnologie, ingenti risorse e l'assenza di problemi legati ai gas climalteranti fecero sì che fino al secondo dopoguerra la produzione derivasse principalmente da combustibili fossili.

Negli anni Cinquanta, grazie agli studi nell'ambito della fisica e ingegneria nucleare dei periodi precedenti, incominciarono a svilupparsi le prime centrali nucleari, mentre le prime crisi energetiche degli anni '70 e le iniziali attenzioni verso l'impatto dei gas serra, indussero gli stati a cercare diversi modi di approvvigionamento delle risorse e, nello stesso tempo, avviare la ricerca per poter produrre energia elettrica

da fonti energetiche meno impattanti e allo stesso tempo intraprendere un miglior sfruttamento delle risorse a disposizione.

Prese piede in questi anni il concetto di efficienza energetica e una maggiore attenzione verso i rendimenti degli impianti, infatti la maggior parte dei processi produttivi fino a questi anni erano molto poco efficienti, circa i 2/3 dell'energia primaria veniva perduta nella generazione e distribuzione.[1]

Dopo l'incidente avvenuto nella centrale nucleare di Chernobyl, molti paesi diedero inizio al nutrimento di alcuni scetticismi attorno alla fissione nucleare come possibile alternativa alle classiche centrali termoelettriche, tant'è che in Italia si decise di abbandonare questa tecnologia per la produzione di energia elettrica a seguito di un referendum.

Cominciò a farsi largo il gas naturale come fonte primaria da utilizzare nelle centrali di produzione, meno inquinante ma con costi di gestione e trasporto più elevati.

Intanto con il finire del XX secolo e l'arrivo del XXI, nuove tecnologie che sfruttavano le fonti di energia rinnovabili come il sole e il vento incominciarono ad essere commercializzate, mentre l'idroelettrico si affermò come tecnologia matura per la produzione di energia elettrica.

Il nuovo millennio fu segnato dal progressivo aumento della quota rinnovabile e del gas naturale a discapito di petrolio e carbone.

Il crescente problema ambientale spinse gli stati a intraprendere campagne di incentivazione per la produzione di energia da fonti rinnovabili e a convertire le vecchie centrali termoelettriche in impianti a gas naturale a ciclo combinato, così da poter aumentare l'efficienza di generazione e sfruttare al meglio la risorsa. L'attenzione verso l'esauribilità delle scorte di fonti non rinnovabili divenne di primaria importanza in una società basata, per la quasi totalità, su queste tipologie di risorse.

La crescente percentuale di fonti rinnovabili non programmabili, come fotovoltaica e eolica, se da un lato risolse il problema delle emissioni di gas dannosi per l'ambiente, dall'altro aprì quello della gestione della rete e dei costi legati sia alla

gestione e sicurezza del sistema elettrico sia del prezzo della generazione di energia. Nei primi anni Duemila la realizzazione di questi impianti era soprattutto legata al ricevimento di un incentivo sulla produzione.

Il progredire delle tecnologie e l'abbassamento dei costi di produzione degli impianti hanno permesso di raggiungere livelli di sostenibilità degli investimenti anche senza aiuti statali rendendo le fonti rinnovabili molto competitive sul mercato elettrico.

Resta ancora da risolvere la problematica della gestione e sicurezza della rete elettrica in uno scenario in cui gli impianti programmabili sono sempre meno.

Tutto questo in un mondo in cui la tendenza all'elettrificazione dei consumi porta l'energia elettrica ad essere il principale vettore energetico in grado di soddisfare consumi che una volta lo erano attraverso derivati petroliferi e da gas naturale. Un esempio attuale è quello degli autoveicoli che presentano sempre più modelli elettrici o impianti di riscaldamento che al posto di classiche caldaie sfruttano l'energia elettrica per azionare pompe di calore ovviando alla stessa necessità.

1.3 La situazione italiana

1.3.1 Gli anni pre seconda guerra mondiale

Le prime centrali di produzione di energia elettrica, sul finire del XIX secolo, erano alimentate a carbone e nei pressi del consumatore finale.

Dopo la costruzione e sviluppo delle linee di trasmissione fu possibile sfruttare anche il grande bacino idroelettrico situato sulle Alpi, che rappresentò il primo vero input allo sviluppo industriale in quanto unica fonte di energia presente nel paese e a basso costo.

In questo periodo ci fu una vera e propria "età dell'oro" per le compagnie elettriche che potevano contare su un ambiente estremamente liberale in materia di concessioni delle acque.[6]

Nel 1904 venne costruito l'impianto geotermico a Larderello, il primo al mondo

a sfruttare questa tipologia di fonte. Ancora oggi attiva, il contributo di questa centrale al soddisfacimento dei fabbisogni di energia elettrica non ha mai superato l'8%.

Dai primi del '900 fino agli anni iniziali del secondo conflitto mondiale, la produzione totale di energia elettrica crebbe in maniera consistente arrivando al picco del 1941 con 20,761 TWh, dove il contributo derivante dall'idroelettrico era ampiamente oltre il 90%.[\[9\]](#)

1.3.2 Il post guerra e il boom economico

La guerra lasciò un danno enorme nel paese e ovviamente anche la produzione elettrica ne risentì con circa metà degli impianti di produzione e trasmissione distrutti o gravemente danneggiati, soprattutto nelle regioni del centro ci furono le perdite più ingenti.

Il 1945 fu il peggiore degli anni, il livello di produzione elettrica ritornò simile a quello degli inizi anni '30, sostenuta per il 97% dall'idroelettrico poco colpito durante il conflitto.

Dal '46 i consumi, grazie alla riorganizzazione del Paese e agli aiuti soprattutto dagli U.S.A., l'economia tornò a crescere e con essa anche i consumi di energia nel breve periodo.

Per sostenere i ritmi di ripresa e sviluppo fu necessario incrementare di molto la produzione da centrali termoelettriche dato che ormai la risorsa idrica era ampiamente sfruttata e non poteva garantire la copertura necessaria.

Come si nota dalla figura [1.1](#) se la produzione di energia elettrica negli anni pre seconda Guerra Mondiale era in crescita, negli anni post si può parlare di una vera e propria esplosione che come già detto in precedenza non poteva essere sostenuta solamente dal ricco parco idroelettrico presente al tempo, ma necessitava di una

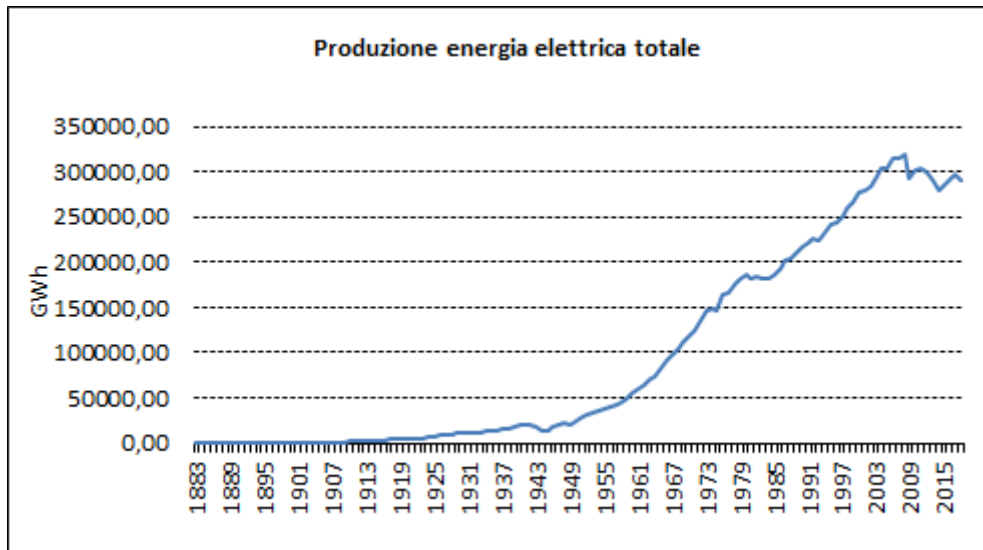


Figura 1.1. Andamento produzione energia elettrica 1883 - 2018 [9]

grande quantità di energia derivante da impianti termoelettrici.

Centrali basate su materie prime come petrolio e carbone, quest'ultimo derivante dalle miniere del Sulcis, poterono così vivere un periodo di relativa ricchezza fino a quando non ripresero le importazione da paesi esteri che offrivano una materia prima di maggior qualità e ad un prezzo minore rispetto a quella Sarda.[4]

Un progressivo aumento percentuale del termoelettrico nella produzione finale a discapito dell'idroelettrico si può notare nella figura 1.2.

Dal grafico è evidente come agli inizi dello sviluppo industriale del paese, la richiesta di energia elettrica era sostenuta totalmente dalle centrali termoelettriche che, come noto, sfruttavano più che altro il carbone come fonte primaria, i primi dati di produzione idroelettrica risalgono al 1887.

Da lì in poi la generazione fu caratterizzata da una costante crescita della percentuale derivante da quest'ultima risorsa; solamente dal secondo dopoguerra in poi la tendenza si invertì a favore della termoelettrica che poté soddisfare i ritmi di crescita del Paese durante la ricostruzione e il boom economico.

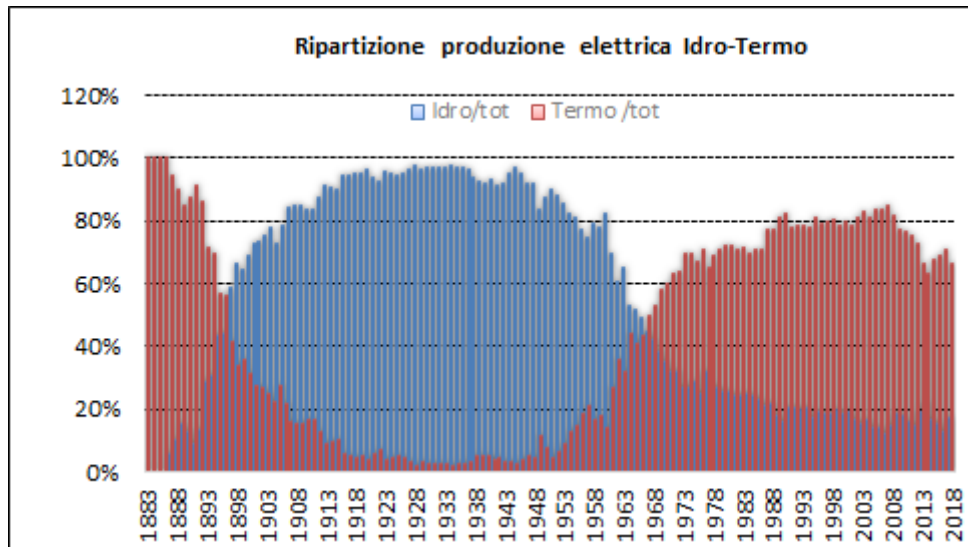


Figura 1.2. Confronto percentuale idroelettrico/termoelettrico sul totale della produzione 1833 - 2018 [9]

Se negli anni caratterizzati da una elevatissima percentuale di energia elettrica derivante da idroelettrico, l'Italia era poco dipendente dalle materie prime straniere, a partire dal secondo dopoguerra l'approvvigionamento soprattutto di petrolio da paesi stranieri aumentò sempre più come dimostrato dalla figura 1.3, in cui sono evidenziati i bilanci annui riguardanti le importazioni di carbone, oli minerali e gas naturale negli anni presi in considerazione.

Queste andarono a sostenere gli apporti derivanti dalla produzione nazionale (figura 1.4) che, data la scarsa quantità di riserve facilmente utilizzabili, non poteva sostenere la crescita economica che attraversava il paese nel secondo dopoguerra.

Le quote non si riferiscono solamente alle materie destinate alla generazione di energia elettrica, ma confrontandole con il grafico in figura 1.1 si può dedurre come gli aumenti siano correlati, in quanto all'incremento della produzione elettrica corrisponde una maggiore importazione di materia prima.

Fu quindi a partire dal secondo dopoguerra che l'Italia cominciò ad essere fortemente dipendente dalle importazioni, in particolar modo per il petrolio.

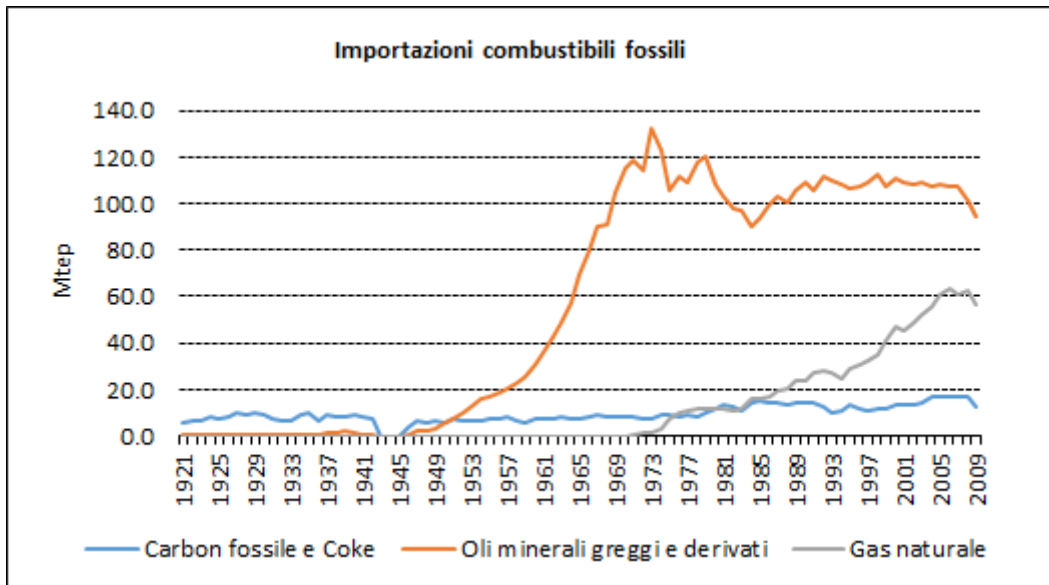


Figura 1.3. Quantità di carbone, oli minerali e gas naturale importati 1913 - 2009 [7]

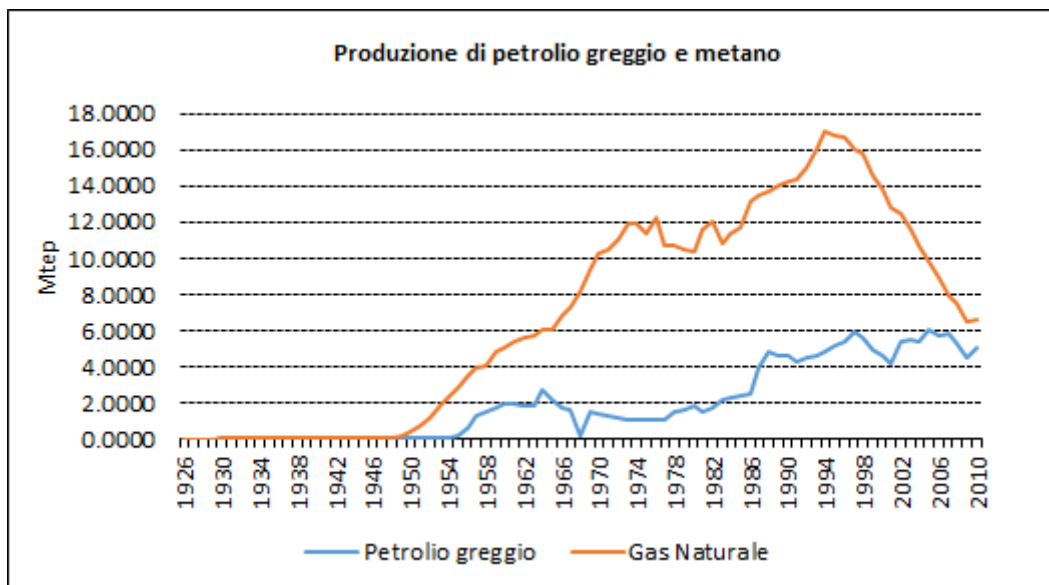


Figura 1.4. Produzione nazionale di petrolio e gas naturale 1913 - 2009 [7]

Le principali conseguenze di questa necessità, date le scarse risorse, furono sicuramente i prezzi di generazione di energia elettrica legati ai costi di fornitura della materia prima e la ricerca di un paese esportatore affidabile che potesse garantire

una continuità di rifornimenti a prezzi contenuti. Infatti, i maggiori giacimenti petroliferi erano proprio in zone caratterizzate da forte instabilità politica come quelle del Medio Oriente che negli anni successivi creeranno non pochi problemi.

Fino al 1962 l'industria elettrica italiana era stata contraddistinta da una moltitudine di aziende private. Con il tempo risultarono essere inadatte a causa di una struttura aziendale non consona e al venir meno della stretta collaborazione degli istituti bancari che, soprattutto prima del conflitto mondiale, sostenevano l'attività imprenditoriale.[4]

Il 27 novembre 1962 veniva approvato il disegno di legge sulla nazionalizzazione del sistema elettrico e l'istituzione dell'ENEL che doveva occuparsi di tutta la filiera dell'energia elettrica: dalla produzione fino alla vendita e consegna, passando anche da importazioni ed esportazioni.

All'interno di questa nuova società furono inglobate tutti i produttori "storici" tranne gli autoproduttori e le municipalizzate.

La soluzione del passaggio al completo controllo statale della produzione di energia elettrica al tempo sembrava essere l'unica soluzione che potesse soddisfare l'elevata crescita di produzione che si attestava intorno all'8% durante gli anni '60.[5]

Nello stesso periodo erano intanto sorte le prime due centrali nucleari per sfruttare l'energia derivante dalla fissione dell'uranio.

Dopo discussioni, ricerche e approvazioni da parte soprattutto degli USA, alla costruzione nei primi anni Sessanta delle centrali di Garigliano e Trino Vercellese.

Le rassicurazioni sull'impiego pacifico di tale forma di energia furono fondamentali per ottenere il via libera alla ricerca e sviluppo da parte degli Stati Uniti che, essendo la principale potenza economica del tempo e vincitori della seconda guerra mondiale, tenevano sotto osservazione tale ambito nei paesi occidentali sotto la loro influenza. Questo portò addirittura l'Italia ad essere nel 1966 il terzo produttore al mondo di energia da fonte nucleare.[5]

1.3.3 La prima crisi energetica e l'esperienza del nucleare

Fino agli anni '70 la crescita fu molto sostenuta come visto in precedenza, ma in questo decennio a causa di due crisi petrolifere importanti tale tendenza rallentò e ci fu addirittura una lieve contrazione della produzione (figura 1.1) come conseguenza di una difficoltà economica legata allo "shock petrolifero".

Il brusco calo delle importazioni di greggio è ben visibile nella figura 1.3 che simboleggia il mancato apporto dai paesi arabi produttori.

La prima crisi avvenne nel 1973 e la seconda nel 1979, furono entrambe legate a eventi geopolitici di paesi del Medio Oriente, noti produttori di petrolio.

Questo portò un repentino aumento dei prezzi e l'Italia, così come altri paesi che avevano un'elevata dipendenza nei confronti di questi esportatori, incominciò ad interessarsi fortemente di altre fonti di energia come il gas naturale e quella atomica, in modo da limitare l'uso del greggio, insieme a una ripresa dell'utilizzo del carbone e all'acquisto diretto di energia dall'estero.[8]

L'Italia come contromossa decise di puntare sull'energia nucleare prevedendo nel primo piano energetico un forte sviluppo di tale fonte. Ciò avvenne attraverso la costruzione di altre tre centrali sul finire del decennio: Caorso, Montalto di Castro e una seconda centrale a Trino che però venne realizzata come centrale a ciclo combinato da 700 MW.

Il risultato fu una prima decarbonizzazione della generazione nazionale di energia elettrica che portò nel 1986 al 29,1% di energia lorda prodotta da fonti non fossili. In figura 1.5 è riportata la potenza installata di tali centrali, risulta essere presente solamente dal 1963 al 1989, periodo in cui fece parte del parco produttivo del paese.

Il grafico in figura 1.6 mostra la ripartizione della produzione di energia elettrica nell'anno 1986, secondo la tipologia d'impianto in cui spicca la rilevanza del termoelettrico tradizionale, ma nello stesso anno si raggiunse il picco di produzione di energia dal nucleare con 8,76 TWh.

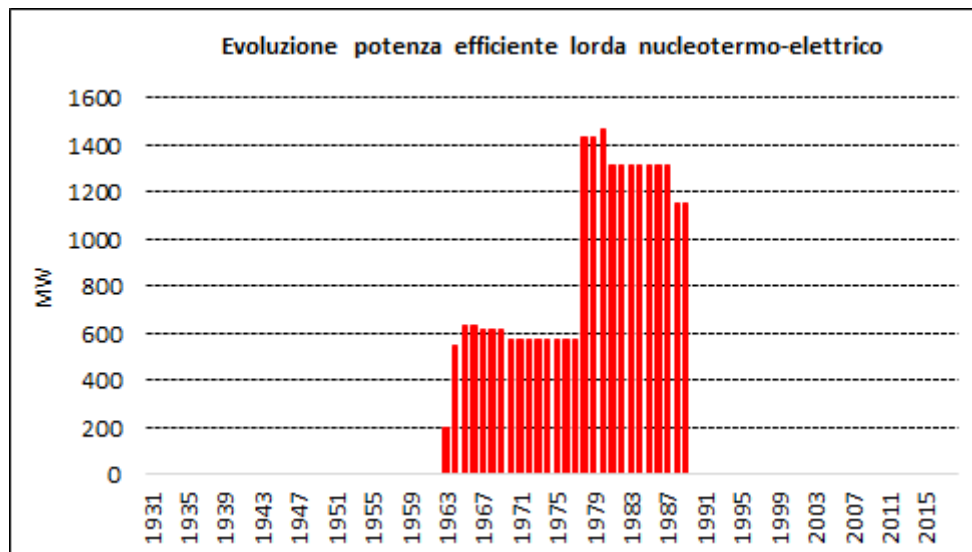


Figura 1.5. Potenza efficiente lorda nucleo-termo-elettrica 1931 - 2018 [9]

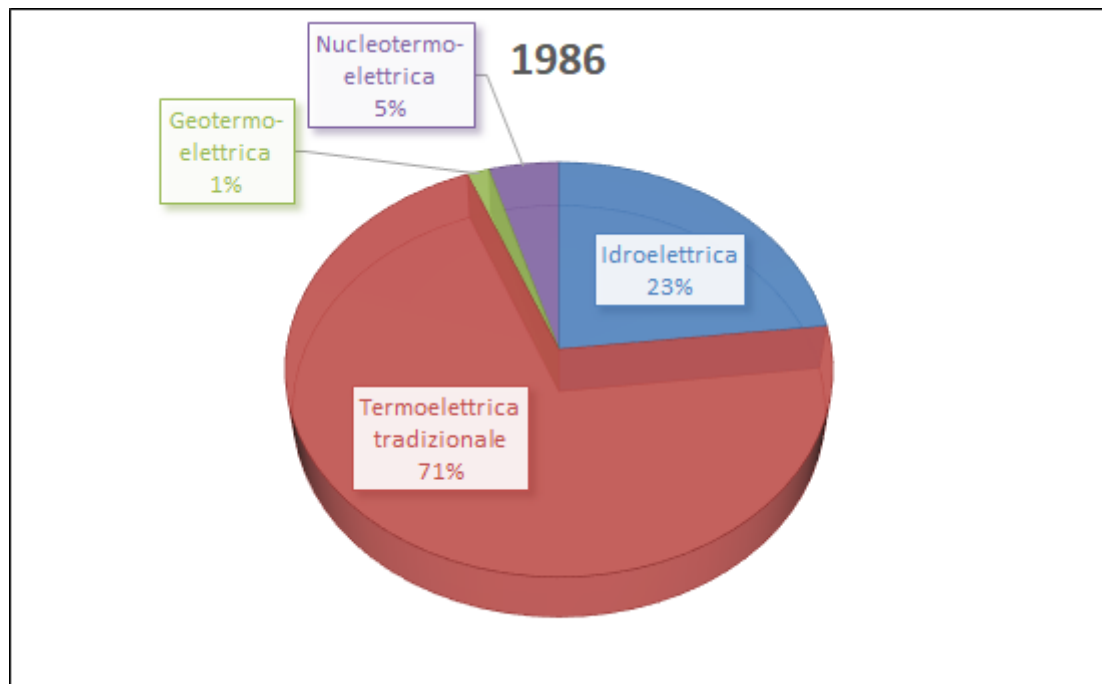


Figura 1.6. Suddivisione produzione lorda di energia elettrica 1986 [9]

L'ultimo anno in cui si rilevò un minimo di produzione da quest'ultima fonte primaria fu il 1987 [9], anno seguente al disastro di Chernobyl che in Italia aprì un

forte dibattito intorno al nucleare culminato con il referendum con il quale il popolo italiano decise di rinunciare dopo circa vent'anni dal suo primo uso, all'energia atomica per la generazione di quella elettrica.

Mettendo a confronto le figure 1.6 e 1.7 è possibile trarre alcune conclusioni sulla situazione pre e post nucleare: è evidente la centralità della tecnologia termoelettrica che passò da un ruolo secondario a protagonista assoluta con il 71% di produzione soprattutto a discapito dell'idroelettrica che calò al 23% facendo in pratica il percorso inverso. Il nucleare invece, dal non essere presente, arrivò alla quota massima del 5% prima di essere smantellato e potersi affermare in maniera più consistente. Per quanto riguarda la quota geotermica, con il tempo la percentuale di copertura della produzione di energia elettrica registrò una diminuzione arrivando all'1%.

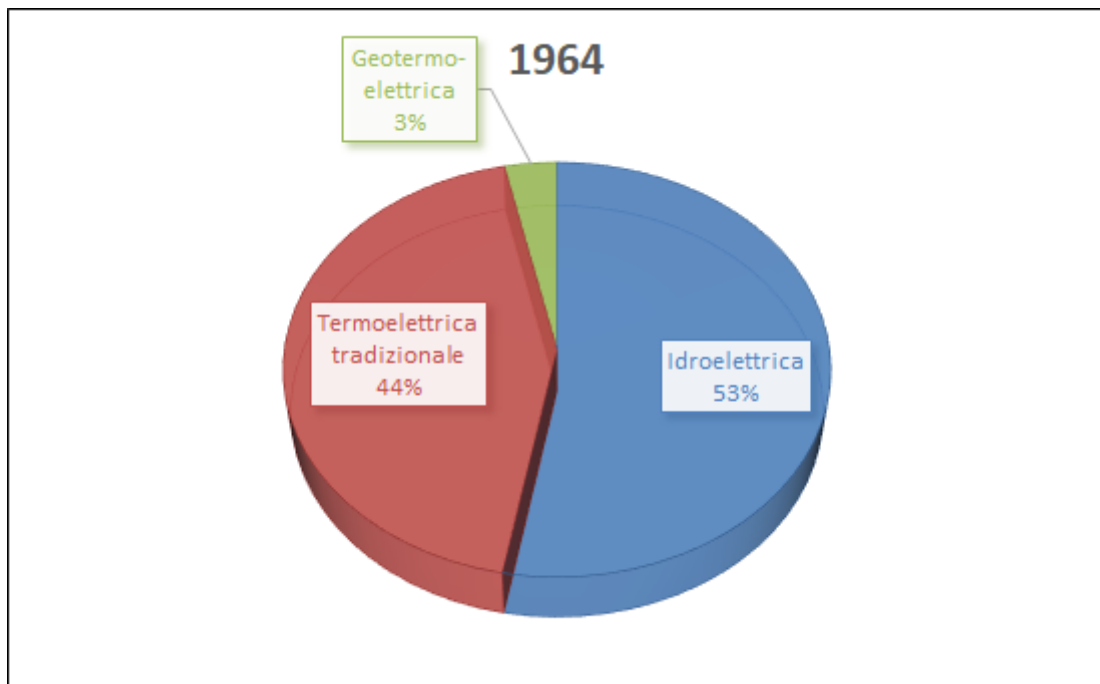


Figura 1.7. Suddivisione produzione lorda di energia elettrica 1964 [9]

1.3.4 Il post nucleare e le nuove rinnovabili

Chiuso il capitolo nucleare in Italia, grazie anche al calo del prezzo del petrolio greggio che sancì di fatto la fine della crisi energetica apertasi nel 1973, ci fu un ulteriore sviluppo del termoelettrico tradizionale che coprì sempre più quote nella generazione di energia elettrica arrivando al suo picco massimo nel 2007.

Questo incremento fu obbligato anche dal fatto di dover sopperire alla mancanza per lo smantellamento del parco nucleare come già detto in precedenza.[\[9\]](#)

Gli anni Novanta per il mercato dell'energia rappresentarono un periodo di svolta: ENEL divenne una società per azioni nel 1992 con unico azionista il Ministero del Tesoro, ma il cambiamento più significativo avvenne nel 1999 quando venne liberalizzato il mercato dell'energia così come stabilì una direttiva europea recepita dall'Italia.

L'intento era quello di contenere e ridurre i prezzi finali attraverso la borsa elettrica basata sui meccanismi di concorrenza, ma l'esperienza comune dice che in realtà il risultato fu opposto.[\[5\]](#)

In questo decennio la stabilità in Medio Oriente tornò ad essere un grave problema e lo sarà fino ai giorni nostri, così che la nostra nazione come altri paesi fortemente dipendenti dalle importazioni, fu costretta a ricercare altre fonti per la diversificazione in modo da garantire una produzione anche in caso di situazioni particolarmente sfavorevoli.

Accanto ai problemi di approvvigionamento della materia prima, incominciarono a prendere sempre più spazio i problemi ambientali dovuti alle attività industriali, tra cui anche la produzione di energia elettrica, che comporta una grande quantità di emissione di gas climalteranti.

Le soluzioni furono innanzitutto, la sostituzione del combustibile delle centrali termoelettriche, passando dal petrolio al gas naturale che aveva due principali vantaggi: l'essere meno inquinante rispetto all' "oro nero" e soprattutto provenire dai paesi dell'est, principalmente Russia, che garantivano più stabilità politica e meno

oscillazioni del prezzo anche se con gli anni si passò ad avere la stessa forte dipendenza nei confronti di Mosca così com'era stata verso il Medio Oriente.

La seconda decisione fu quella di aumentare l'importazione di energia elettrica da altri paesi come Francia e Svizzera che, supportati da molte centrali nucleari, svendevano l'energia durante i periodi di fuori picco avendo molte eccedenze.[5]

Dal grafico in figura 1.8 si vede l'impennata delle importazioni a partire dagli anni '80 che crebbe fino agli inizi del 2000 per poi stabilizzarsi e addirittura calare.

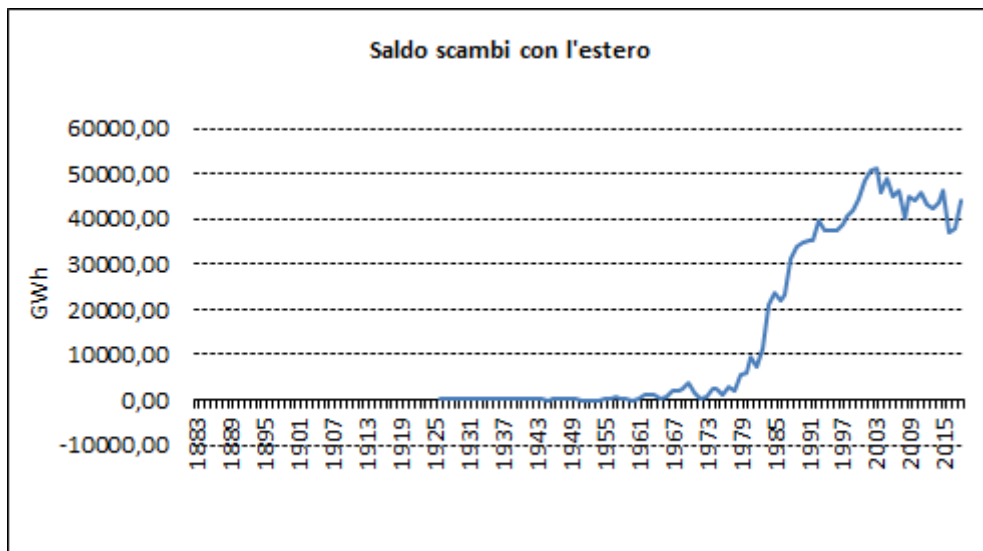


Figura 1.8. Saldo scambi con l'estero 1883 - 2018 [9]

Nello stesso periodo ebbero inizio i primi progetti sulle energie rinnovabili con risorse impegnate allo sviluppo e realizzazione di essi. Particolare attenzione venne data all'incenerimento dei rifiuti che al tempo fu collegata alle fonti rinnovabili.

Nonostante gli sforzi per produrre energia pulita, per tutti gli anni '90 l'apporto fu marginale, dovuto soprattutto dagli alti costi di investimento che ovviamente si riflettevano sul costo dell'energia prodotta rispetto alle fonti tradizionali.

La crescita fu però sostenuta e con il tempo le spese incominciarono a diventare sostenibili e competitive.[5]

Il nuovo millennio si può considerare quello dell'esplosione delle energie rinnovabili. Finalmente la produzione di questi impianti uscì dall'essere marginale per diventare sempre più importante e poter competere a livello di mercato con i tradizionali impianti, spinti sempre più alla chiusura per l'aggravarsi della situazione ambientale e la conseguente cattiva immagine agli occhi dell'opinione pubblica.

Il metano visse ancora un periodo d'oro nel primo decennio andando a sostituire quasi totalmente il petrolio e soprattutto il carbone, costituendo un parco produttivo che comunque era ed è fondamentale per la sicurezza e la stabilità dell'intera rete elettrica e che tuttora deve poter garantire la copertura dei carichi anche in assenza di energia derivante da impianti non programmabili come quelli che sfruttano le fonti rinnovabili, in particolare eolico e solare difficili da prevedere a livello di producibilità sul medio - lungo periodo.

Significativi i dati sulla potenza installata suddivisi per fonte sfruttata, per capire il cambiamento del parco produttivo, a partire dal 1931.

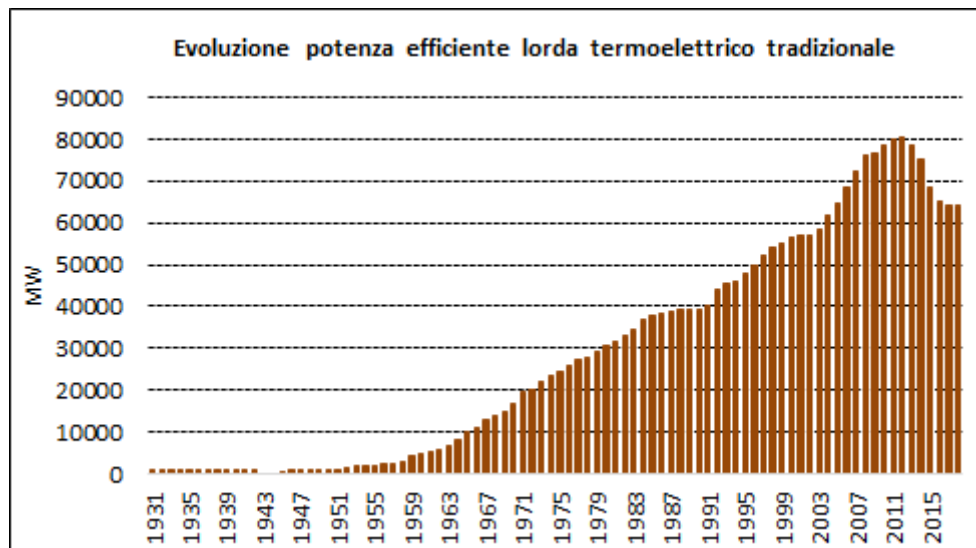


Figura 1.9. Potenza efficiente lorda termoelettrica tradizionale 1931 - 2018 [9]

La figura 1.9 evidenzia come fino al 2012 ci fu un aumento della potenza installata mentre la tendenza si invertì a partire dall'anno successivo.

Questo era dovuto principalmente al rinnovamento del parco che vide lo smantellamento di vecchi impianti spesso inefficienti. Allo stesso tempo, la maggiore attenzione verso l'ambiente fece sì che la quota dismessa venisse sostituita con impianti a fonte rinnovabile, anche se come noto, la tipologia di servizio che poteva offrire era totalmente diversa soprattutto rispetto a quelli a carbone, passando da una copertura del base load a quella del peak load del fotovoltaico.

Solamente l'eolico potrebbe garantire una copertura costante del carico, ma a causa della forte intermittenza e irregolarità che caratterizza il vento non ci si può fare affidamento come con una centrale termoelettrica classica.

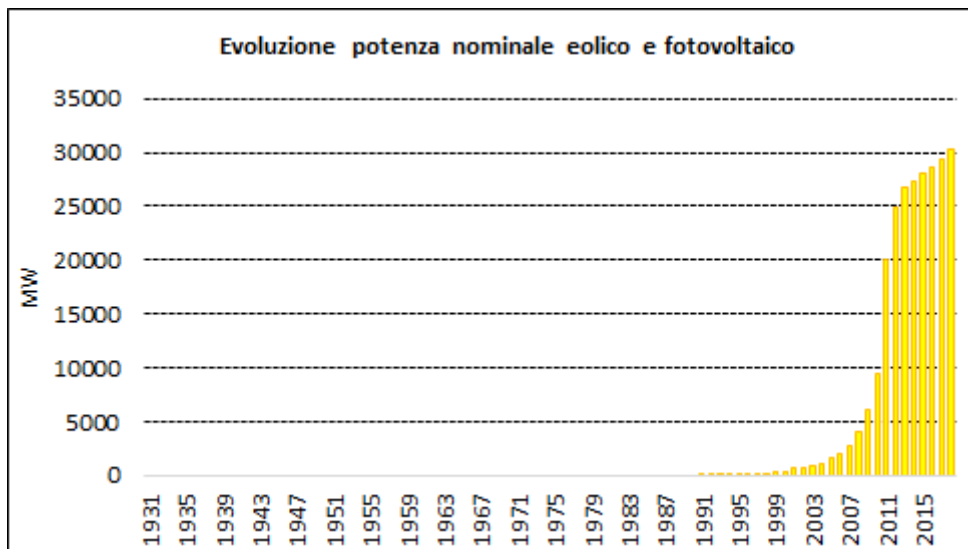


Figura 1.10. Potenza nominale eolica e fotovoltaica 1931 - 2018 [9]

Dalla figura 1.10 si può da subito notare che l'anno di inizio dello sviluppo fu il 1991 con il primo mega watt installato, ma per tutti gli anni Novanta la crescita non fu importante.

Un primo impulso si ebbe all’inizio degli anni Duemila in cui si evidenzia un incremento con un andamento molto simile a un esponenziale, arrivando alla fine del decennio in cui si ebbe un vero e proprio picco da cui iniziò un aumento di potenza installata annua pressoché lineare.

Tutto questo era dovuto in gran parte agli incentivi statali che sostennero l’installazione di impianti a fonte rinnovabile garantendo flussi di denaro necessari a rendere gli investimenti in questo settore remunerativi.

A questo sistema di aiuti contribuì molto l’abbassamento dei prezzi della tecnologia, soprattutto quella fotovoltaica, e l’aumento dell’efficienza garantendo minor esborsi iniziali di capitale e maggior producibilità.

Un discorso diverso va fatto per l’idroelettrico che fu la prima fonte di energia rinnovabile utilizzata in Italia per produrre energia elettrica.

Come dimostra la figura 1.11 già nel 1931 c’era potenza installata nel paese (circa 3,7 GW), ma già a partire dal 1887 erano presenti dati riguardanti la produzione di elettricità sfruttando l’acqua.[9]

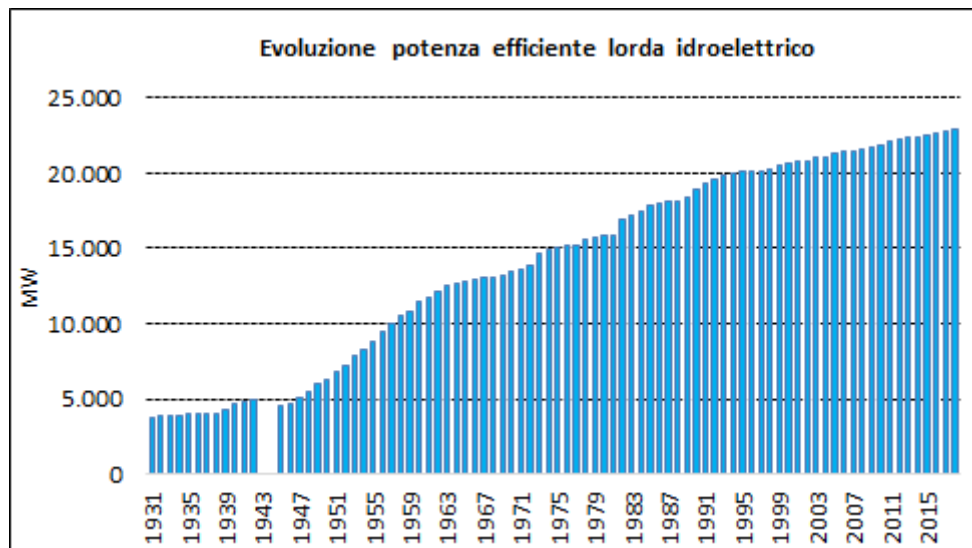


Figura 1.11. Potenza efficiente lorda idroelettrica 1931 - 2018 [9]

Come è possibile notare dal diagramma in figura 1.11 l'aumento di potenza installata per l'idroelettrico fu abbastanza costante con alcuni periodi di rallentamento.

I primi incentivi riguardanti gli impianti idroelettrici si rilevano nella legge 308 del 1982 in cui veniva dato in conto capitale un contributo per sostenere la realizzazione della centrale.

Sicuramente la tendenza della crescita era molto più lineare rispetto all'eolico e al fotovoltaico, probabilmente dovuta all'applicazione di tale tecnologia dagli inizi dell'industria elettrica che ne agevolò l'affermazione senza l'utilizzo di incentivi per accelerare tale processo.

Tale lunga storia dell'idroelettrico però, fece sì che le risorse disponibili fossero per larga parte utilizzate, prevedendo così un incremento molto limitato di potenza installata in futuro.[5]

Ciò che negli anni potrà essere fatto su tali impianti riguarderà il rinnovamento del parco produttivo con nuove turbine più efficienti che sfruttino la maggior parte delle opere esistenti necessarie per l'utilizzo opportuno della risorsa a disposizione e il contemporaneo rispetto dell'ambiente circostante.

Un'altra fonte rinnovabile sfruttata dal parco produttivo italiano fu quella geotermica che come altre fonti di energia registrò un aumento di potenza installata per utilizzarla, ma vista la sua natura e i pochi luoghi in cui poteva essere impiegata per produrre energia elettrica, non si arriva attualmente al migliaio di mega watt. L'andamento della crescita come testimoniato dalla figura 1.12 ebbe uno svolgimento abbastanza lineare con alcuni periodo di stallo.

Il primo decennio del duemila fu caratterizzato dal picco di produzione della storia italiana (2007) e di quello delle importazioni dall'estero (2004) come testimoniate dalle precedenti figure 1.1 e 1.8.

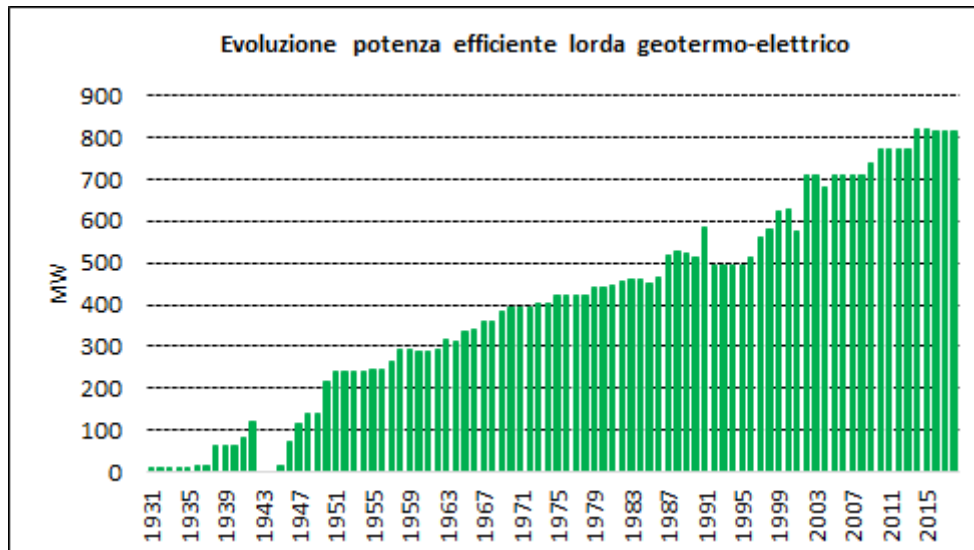


Figura 1.12. Potenza efficiente lorda geotermo-elettrica 1931 - 2018 [9]

A seguito di quegli anni però la tendenza si invertì bruscamente con il ribasso di entrambe. Il dato più significativo riguarda quello della generazione che diminuì proprio in corrispondenza della grave crisi economica iniziata nel 2008 e che influisce ancora oggi sull'economia nazionale e non solo.

Più indicativo è il grafico in figura 1.13 dove è evidente il calo del fabbisogno degli anni caratterizzati dalle difficoltà economiche, riduzione dovuta alla chiusura di molte attività industriali, ma anche da molte azioni di efficienza energetica per l'abbassamento dei consumi e lo sfruttamento ottimale dell'energia a disposizione.

Interessante per capire l'evoluzione del parco produttivo e di conseguenza la fonte di energia utilizzata per la generazione di quella elettrica è il grafico che rappresenta le percentuali prodotte dalle diverse tipologie di impianti.

A dieci anni dalla fine dello sfruttamento dell'uranio, la maggior parte dell'energia elettrica derivava da impianti termoelettrici programmabili in base alla richiesta, ma allo stesso tempo non molto sostenibili a livello ambientale.

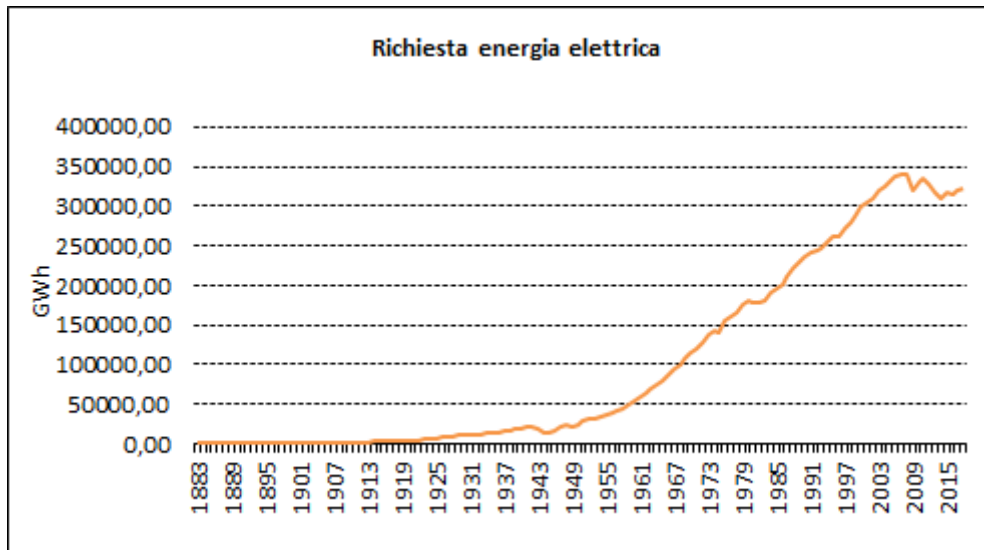


Figura 1.13. Richiesta di energia elettrica 1883 - 2018 [9]

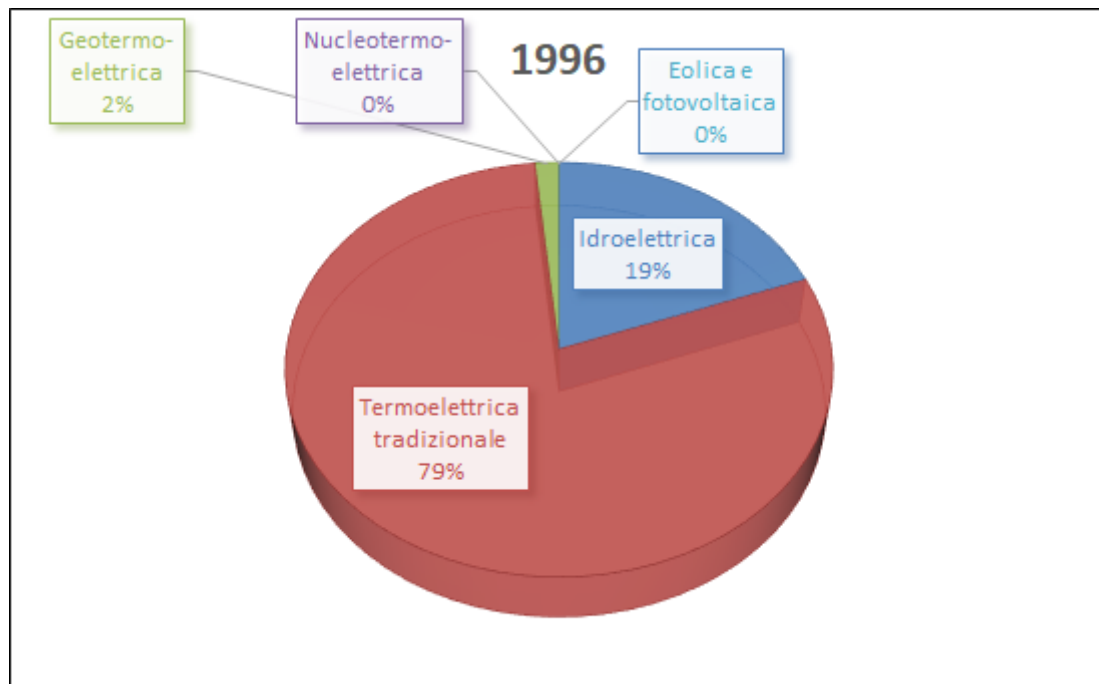


Figura 1.14. Suddivisione produzione lorda di energia elettrica 1996 [9]

La quota idroelettrica era ormai scesa sotto il 20% e rappresentava al tempo l'unica fonte rinnovabile con un ruolo rilevante, mentre geotermico, eolico e fotovoltaico

sono relegati ai margini.

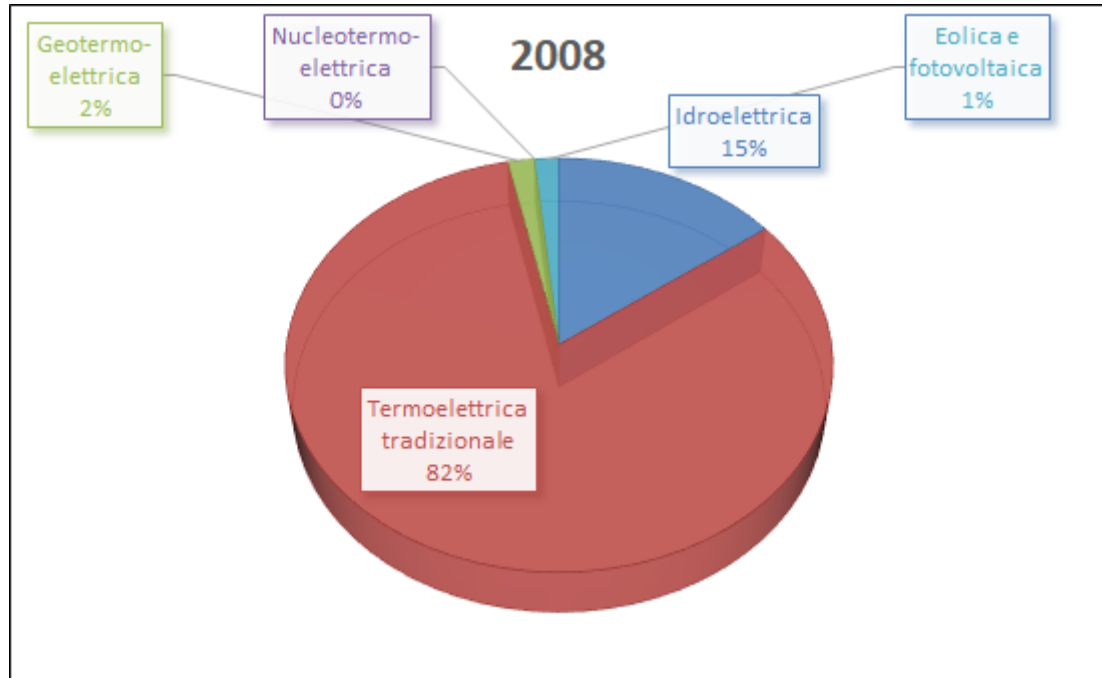


Figura 1.15. Suddivisione produzione lorda di energia elettrica 2008 [9]

In figura 1.15 spicca la notevole preponderanza della fonte non rinnovabile, il termoelettrico era oltre l'80% a discapito soprattutto dell'idroelettrico che calava ulteriormente, un piccolissimo aumento invece per l'eolico e fotovoltaico.

Inversione di tendenza per il 2018 (figura 1.16) in cui scendono gli impianti programmabili a livelli pre 1986, notevole è invece la crescita di eolico e fotovoltaico che, come visto in precedenza dai grafici sull'evoluzione delle potenze installate, a partire dal secondo decennio del nuovo millennio hanno avuto un vero e proprio boom, dove la protagonista è stata soprattutto la fonte solare.

Rispetto al 2008 si registra anche una piccola ripresa dell'idroelettrico nel soddisfacimento della richiesta.

A partire dal 1995 le Nazioni Unite attraverso le COP (*Conference of the Parties*)

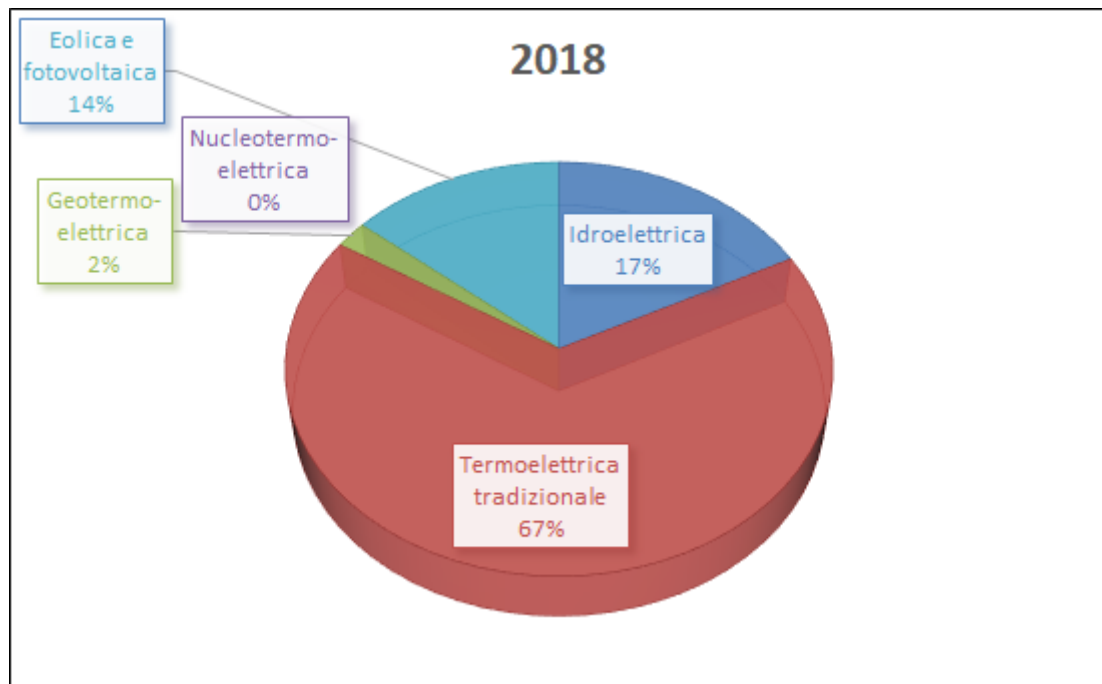


Figura 1.16. Suddivisione produzione lorda di energia elettrica 2018 [9]

iniziarono a sviluppare ricerche nell'ambito del cambiamento climatico e le contromisure per limitarlo. Le prime disposizioni emanate da questa serie di incontri riguardarono più che altro i meccanismi di compravendita di crediti/debiti legati all'emissione dei gas serra.

Solamente nel 2015 con il COP21 di Parigi arriverà un accordo semi vincolante in cui l'obiettivo era quello di contenere l'aumento della temperatura entro i 2 °C, i paesi firmatari dovevano redigere una roadmap che portava al compimento degli intenti di riduzione dei gas climalteranti comunicati. Il fatto che non furono state previste delle vere e proprie sanzioni in caso di mancato adempimento rende poco impegnativi tali accordi.[10]

L'Italia dal canto suo recepì le direttive europee, basate anche sulle linee guida delle Nazioni Unite, per il contenimento dell'inquinamento ambientale e lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili.

Tali misure aiutarono lo sviluppo e l'evolversi di molti progetti altrimenti non sostenibili economicamente. La riduzione dell'uso del petrolio, che negli anni duemila creò nuovamente problemi, sia a livello di costi, sia a livello geopolitico, aiutò la copertura di richiesta di energia elettrica attraverso impianti "green" al fine di poter raggiungere gli obiettivi fissati a livello europeo.

Il primo schema di incentivazione per tutte le FER previsto nel nostro Paese fu nel 1992 con un sistema Feed in Tariff (FIT, il prezzo di acquisto è stabilito e rimane fisso per la durata prevista dell'incentivazione), anche se l'equiparazione di tutte le tipologie di impianti a fonte rinnovabili con quelli che sfruttano le acque reflue, fece sì che il contingente venne presto esaurito da quest'ultima, limitando lo sviluppo delle prime.

Nel '99 nacque il sistema di incentivazione dei Certificati Verdi, basati su un meccanismo di scambio di questi titoli ottenuti attraverso la produzione da fonti non esauribili, infatti, a fronte del Decreto Bersani tutti gli operatori con più di 100 GWh/anno di immissione, dovevano garantire il 2% derivante da impianti a fonte rinnovabile. Da ciò nacque una contrattazione tra gli operatori che disponevano solo di impianti tradizionali e i produttori da FER che guadagnavano un Certificato Verde ogni MWh di energia generata.

Con la finanziaria del 2008 si stabilì la tariffa omnicomprensiva per limitare la perdita di valore di questi certificati, fissare un prezzo di riferimento per il calcolo dell'offerta del GSE che inoltre era obbligato a ritirare quelli in esubero.

Il 2012 infine sancì la fine dei CV per gli impianti entrati in esercizio dopo il 31 dicembre dello stesso anno. Questo implicò la differenziazione delle fonti rinnovabili in base a quale tipologia sfruttavano, alla taglia dell'impianto e data di costruzione. Ogni decreto per l'incentivazione dell'energia regola in base ai criteri sopra descritti la tariffazione base che viene riconosciuta per ogni MWh che l'impianto produce.^[12]

Diverso era stato il percorso degli aiuti al fotovoltaico: dal 2005 al 2012 il sistema si basava su un FIP (Feed in Premium), ovvero premio che si andava a sommare alla produzione che veniva venduta sul mercato elettrico, comportando una tariffa finale molto vantaggiosa anche a fronte dei costi tecnologici ancora alti, che portò l'Italia, nel periodo tra il 2010 e il 2012, ad avere una crescita enorme tanto da essere leader mondiale nella potenza installata nell'anno 2011 passando dai 3.469,9 MW totali installati alla fine del 2010 ai 12.773,4 MW dell'anno dei record, con una variazione percentuale annua del 268,1 %.[11]

Nell'agosto del 2012 ci fu il passaggio da una tipologia FIP a FIT (Feed in Tariff) d'incentivazione sulla generazione immessa in rete con premio sulla quota in auto-consumo.

I contingentati dell'ultimo Conto Energia (il quinto), così veniva chiamato il programma di aiuti alla fonte solare termica e fotovoltaica, si esaurì nel giugno del 2013 e da allora fino al 2019 nessun incentivo è stato più riconosciuto al fotovoltaico.[12] Infatti, il DM2016, riguardante l'incentivazione degli impianti a fonte rinnovabili, non comprendeva la fonte solare.

Nell'anno appena trascorso, a tre anni dalla precedente legge è stato emanato il DM2019 FER 1, che include nuovamente il fotovoltaico nel programma incentivante, dando particolare importanza a quelli installati in sostituzione di coperture in amianto o su siti di interesse nazionale come discariche dismesse e cave esaurite.[13]

Ciò che caratterizzò la storia dell'incentivazione in Italia fu ovviamente una progressiva riduzione delle tariffe riconosciute, adeguate ai costi delle tecnologie che come nel caso del fotovoltaico visse una continua innovazione e riduzione dei prezzi (figura 1.17).

Il boom avvenuto nel 2011 fu proprio grazie a un ambiente particolarmente favorevole per lo sviluppo del fotovoltaico con installazioni consentite anche in aree agricole e la riduzione dei costi della tecnologia a differenza di pochi anni prima.

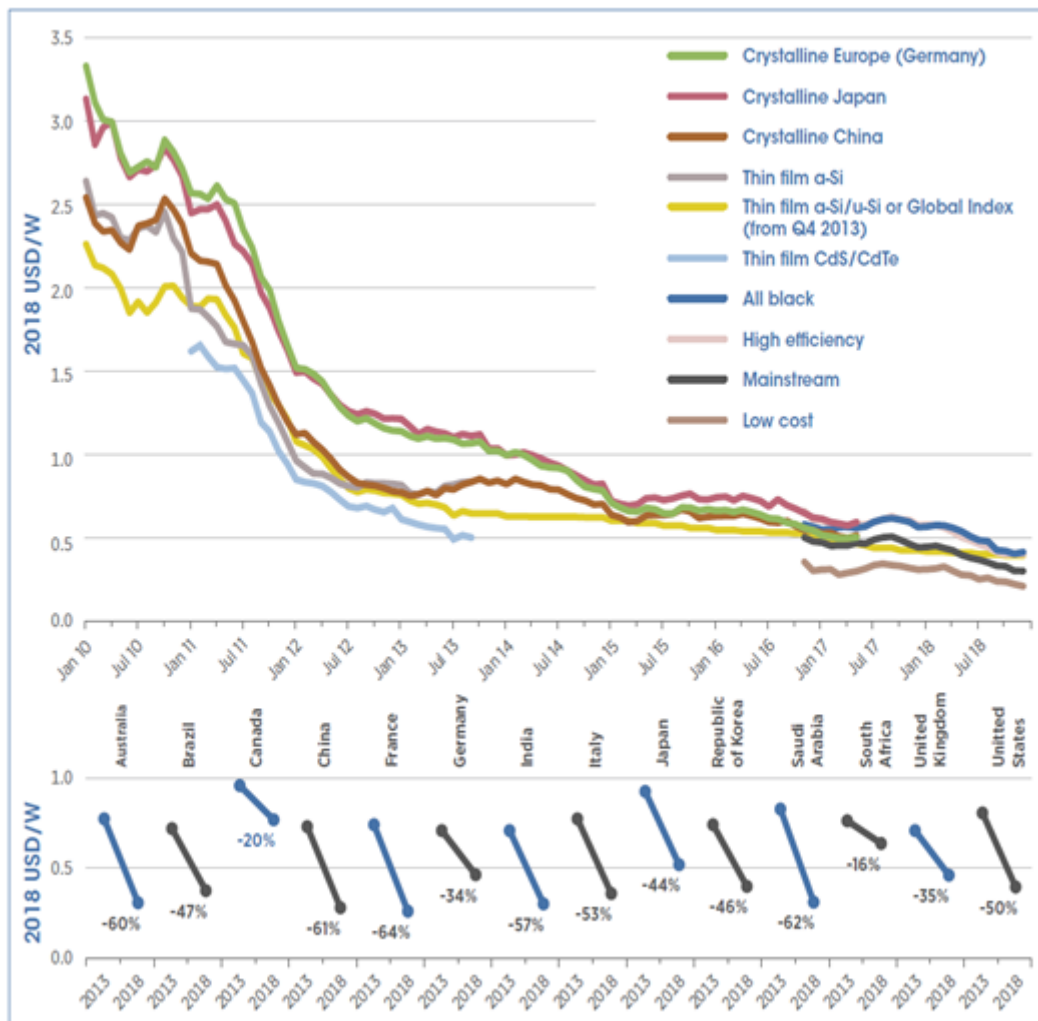


Figura 1.17. Evoluzione prezzo delle celle FV e variazione percentuale in diversi stati [14]

Per le altre la tendenza fu anche ribassista, ma non sussistette un abbattimento dei costi così evidente come per il caso precedente.

In figura 1.18 sono evidenziati gli andamenti dei costi per le differenti tecnologie che sfruttarono le fonti energetiche rinnovabili.

Questo fece sì che dal 2010 al 2018 il prezzo dell'energia elettrica generata da fonti rinnovabili, escluso il fotovoltaico che lo sarà a partire dal 2014, fosse nello

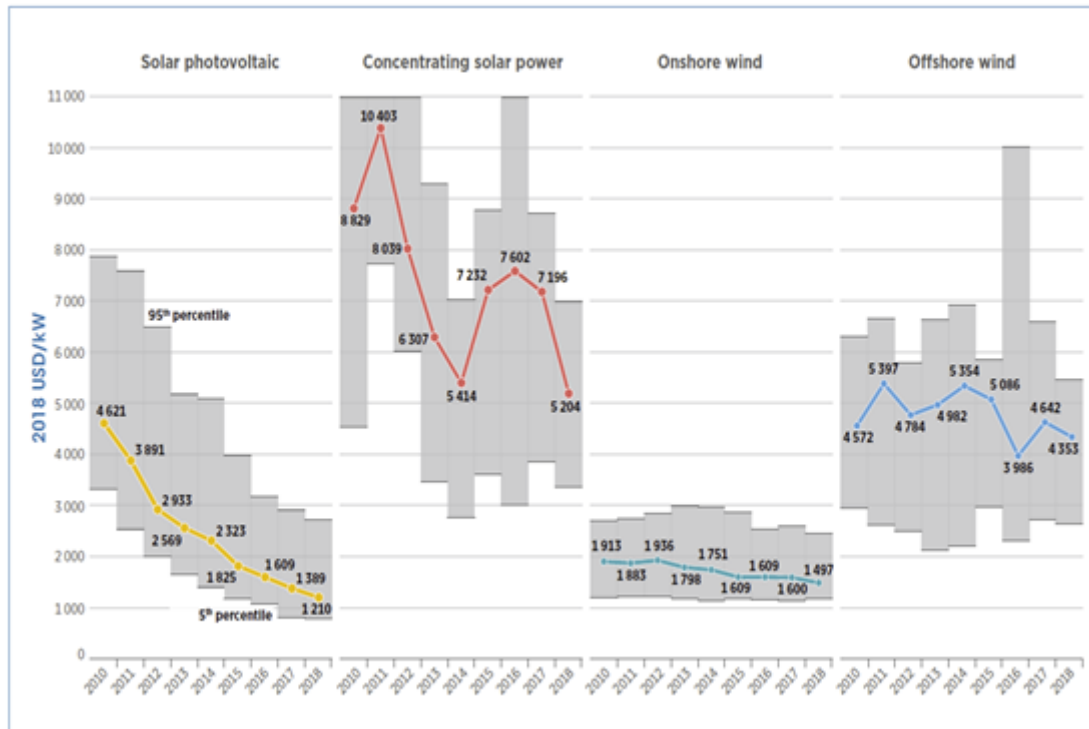


Figura 1.18. Andamento costi specifici medi pesati di installazione FER 2010 - 2018 [14]

stesso range degli impianti a fonti fossili.[14]

In figura 1.19 si può notare il brusco calo dei costi di generazione per diverse tecnologie confrontate con impianti tradizionali, unica eccezione l'ebbe l'idroelettrico che registrò un lieve aumento dei prezzi che però non compromisero la competitività, rimanendo comunque nel range delle non rinnovabili.

Il fotovoltaico è senza dubbio la tipologia di impianto che registrò il maggior calo degli oneri di produzione con un -77% nel periodo considerato, grazie alla massiccia diminuzione dei prezzi dei moduli, come già sottolineato in precedenza, -90% dalla fine del 2009 e un terzo del costo tra il 2017 e il 2018. Inoltre, i dati presenti nei database IRENA sui prezzi dei PPA e delle aste evidenziano un ulteriore calo per il 2020 e 2022, rendendo per esempio impianti utility-scale più convenienti del più

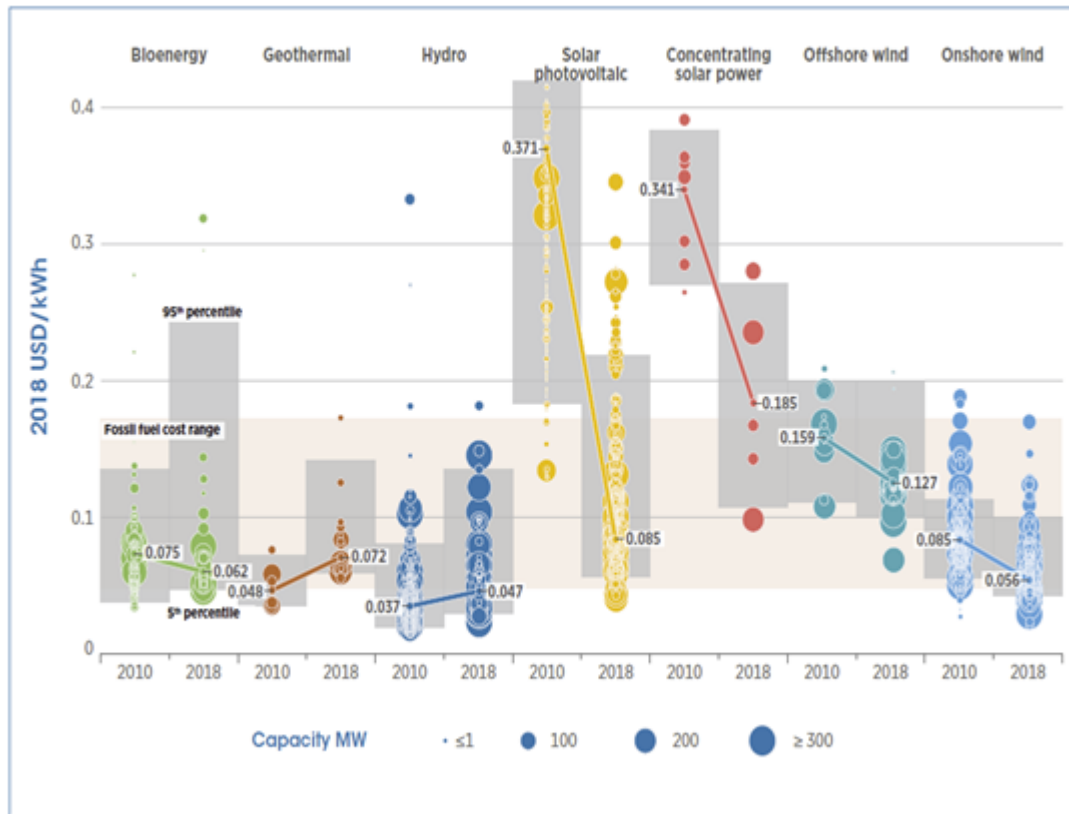


Figura 1.19. Evoluzione del Levelized Cost of Energy 2010 - 2018 per diverse tecnologie rinnovabili confrontate con impianti a fonte fossile [14]

economico impianto a combustione di fonti fossili.

Ovviamente la tendenza ribassista non dipende solo da un minor costo dei materiali, ma è influenzata anche da installazioni in luoghi della Terra più adatti e in cui si può avere uno sfruttamento annuo della risorsa più alta (paesi con molto irraggiamento, molta ventosità, ecc.) e condizioni finanziarie che permettono di avere tassi molto favorevoli.

Insieme all'aumento delle installazioni di impianti "green" va comunque considerato un adeguato sviluppo di sistemi di accumulo e del sistema elettrico in modo da renderlo più flessibile e adatto all'intermittenza e imprevedibilità di tali fonti, senza perdere la sicurezza e qualità del servizio e contenendo quindi i costi di gestione che

rischiano di aumentare notevolmente, spostando il problema dal costo dell'energia a quello della gestione di tutta la rete.[\[14\]](#)

Visto la tendenza alla diminuzione generale degli oneri di generazione di energia elettrica dalle FER, tanto da competere direttamente con le fonti fossili, la prospettiva futura molto probabilmente sarà quella di non incentivare più l'energia prodotta da tali impianti.

Già l'ultimo decreto prevede tariffe che, specialmente nel caso del fotovoltaico, sono meno vantaggiose rispetto al risparmio che si ottiene in bolletta attraverso l'auto-consumo.

Una possibile criticità, derivante dalla mancanza di un sostegno che garantisca la remunerazione dell'energia immessa in rete per un lungo lasso di tempo (20 anni), potrebbe essere quella della bancabilità del progetto e quindi l'assenza di fondi per la realizzazione del progetto.

Contratti a lungo termine come i PPA possono diventare così delle forme di "finanziamento" private sostenendo anche impianti non utility-scale che possono soddisfare i consumi di medio-piccole imprese o aggregati di carichi sempre di taglie contenute.

Capitolo 2

Dati statistici

2.1 Il mercato dei PPA

In primis è utile avere un'idea delle opinioni sui Power Purchase Agreements in Italia grazie a una indagine da parte della FIRE (Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia) del 2018, anche se basata su un piccolo campione (58 persone rappresentati aziende sulle circa 400 associate), può dare una prima indicazione sul livello di conoscenza di tale forma contrattuale per le fonti rinnovabili.

La figura 2.1 mostra come la maggior parte dei partecipanti o non conoscono il tema oppure seppur conoscendolo sono indifferenti, probabilmente la parte del 16% interessata rappresenta per lo più le utility che sono meglio strutturate per affrontare progetti con contratti a lungo termine rispetto ad aziende medio piccole più concentrate al breve.

Una ricca maggioranza ritiene che le fonti energetiche rinnovabili possano trarre giovamento dalla diffusione dei PPA come mezzo di sostentamento (figura 2.2), mentre più equilibrata è l'opinione sulla necessità di un operatore pubblico, che almeno nella fase evolutiva, gestisca il meccanismo (figura 2.3).

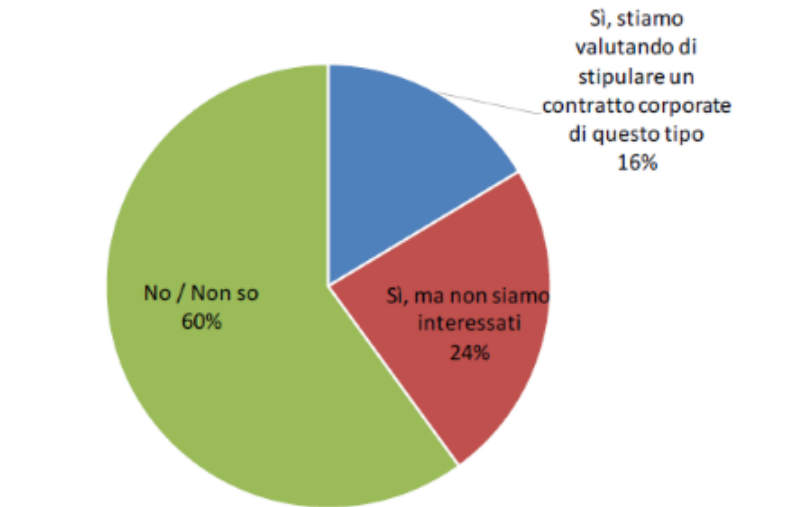


Figura 2.1. Percentuali di conoscenza dei PPA [18]

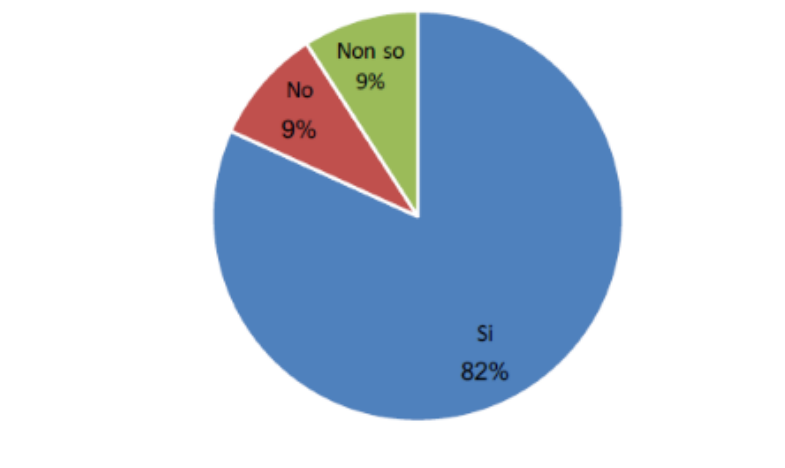


Figura 2.2. Utilità dei PPA per lo sviluppo delle FER e la generazione distribuita [18]

Infine, l'indagine si incentra sui possibili benefici che possono portare i PPA e se per un'azienda di piccole/medie dimensioni possa essere rischioso o meno affidarsi a un PPA per l'acquisto di energia elettrica.

Per quel che riguarda l'utilità in ambito del mercato le risposte sono state tutte positive, ritenendolo uno strumento utile sia per la riduzione del prezzo (figura 2.4)

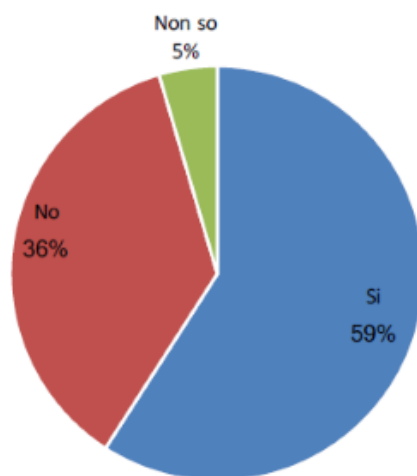


Figura 2.3. Necessità di un operatore pubblico nella gestione del meccanismo [18]

che per la diminuzione della volatilità (figura 2.5).

Il concetto che sta dietro ai PPA infatti è proprio quello di garantire condizioni stabili o con un'evoluzione prefissata, per la quota di energia concordata, garantendo così minor volatilità e prezzi che devono risultare più convenienti e appetibili del mercato libero sia nel breve che nel lungo periodo.

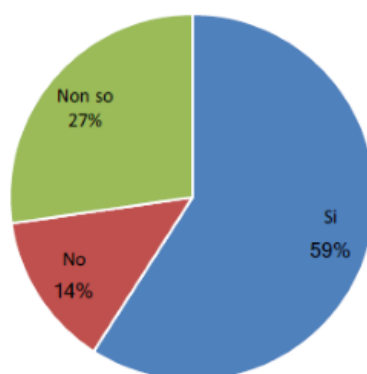


Figura 2.4. Opinione sulla possibile riduzione del prezzo grazie ai PPA e all'accesso al MSD per i piccoli produttori [18]

Riguardo la rischiosità per una medio/piccola azienda (figura 2.6) l'indagine

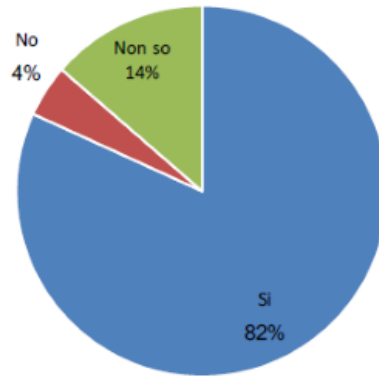


Figura 2.5. Possibilità riduzione volatilità del prezzo dell'energia [18]

evidenzia che per circa la metà delle aziende la stipula di un PPA per l'acquisto di energia non presenta grossi pericoli, mentre per il restante 50% è scettico, con prevalenza di risposte negative, sicuri dell'azzardo che comporta un impegno su lunghi periodi.

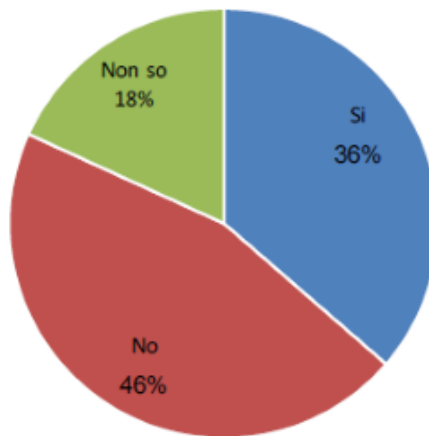


Figura 2.6. Rischiosità dei PPA per piccole società [18]

Tenendo in considerazione l'anno in cui è stata fatta l'indagine può essere spiegata la poca acquisizione in tale ambito, in quanto è proprio il 2018 (figura 2.7)

l'anno della grande diffusione a cui solitamente si viene a conoscenza con un certo ritardo. Quindi dato il recente sviluppo di diversi progetti con la formula contrattuale del PPA, il mercato che li riguarda può considerarsi relativamente giovane e in sviluppo di pari passo con le nuove modalità di approvvigionamento dell'energia delle aziende nel settore delle tecnologie informatiche, intese come quelle impegnate nello sviluppo di software, e-commerce, servizi per l'informazione, apparecchi elettronici, ecc.

Come si può notare dal grafico in figura 2.7 la crescita è dovuta infatti alla grande quantità di potenza impegnata dal settore delle tecnologie.

L'incremento maggiore c'è stato negli ultimi due anni dove si è passati dai quasi 6 GW impegnati annui del 2017 ai 17 GW di Novembre 2019.

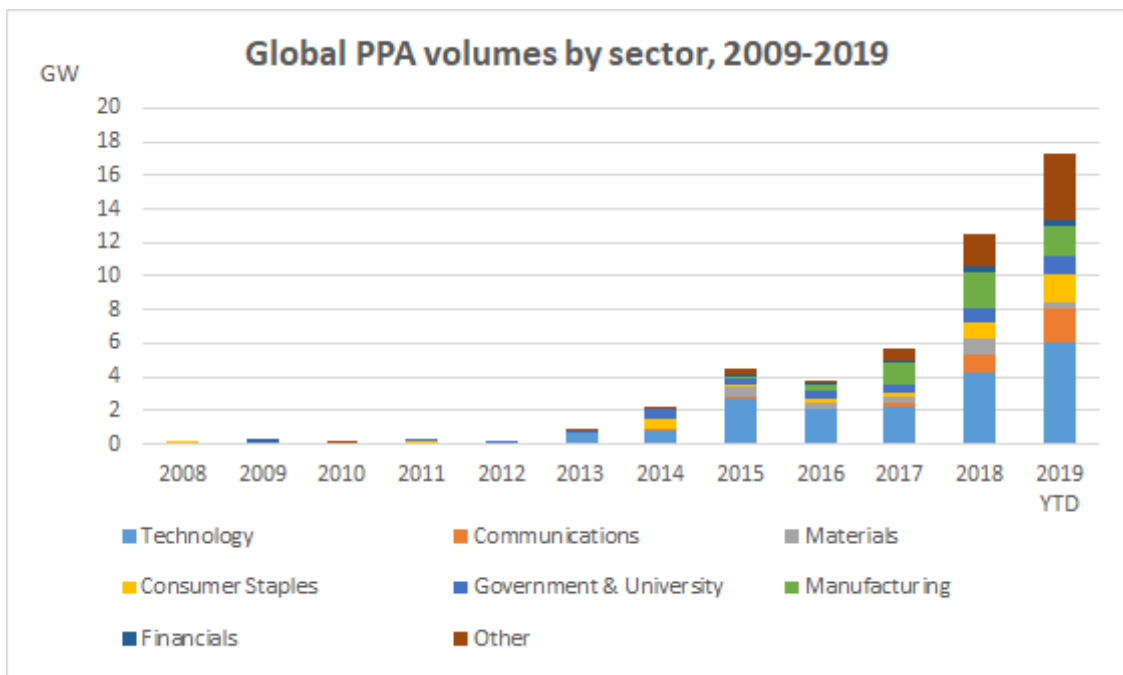


Figura 2.7. Volume globale annuale dei PPA per settore 2009 - 2019 [15]

La correlazione tra PPA e industrie nel settore sopracitato riguarda soprattutto aziende che utilizzano molti data center, molto dispendiosi dal punto di vista

energetico, come Google che ha interesse a stabilire queste tipologie di contratto anche per apparire come una società "green", potendo grazie ai RECs (Renewable Energy Certificates) generati dagli impianti rinnovabili ripulire i consumi coperti dalle fonti esauribili.[16]

Google è solamente una delle grandi compagnie che sfruttano questa soluzione per apparire come 100% sostenibili grazie all'energia verde; altri nomi sono Facebook, Apple e Amazon che sui loro siti aggiornano frequentemente il livello di sostenibilità raggiunto.

Per quel che riguarda però, la percentuale di copertura da fonti rinnovabili dei consumi totali, il settore finanziario ha la quota più alta, molto probabilmente dovuto a investimenti proprio in questo ambito, come finanziatori di progetti.

L'industria nel campo della produzione di materiale è quella che in assoluto consuma più energia rinnovabile, ma a livello di copertura totale è sul 13% date le grosse dimensioni degli impianti, spesso il parco produttivo rinnovabile è installato nei pressi dello stabilimento permettendo forme di PPA on-site.[17]

Dal punto di vista della geolocalizzazione della potenza impegnata in contratti a lungo termine la figura 2.8 evidenzia da subito la maturità del mercato statunitense che già nel 2013 presentava i primi volumi impegnati in PPA.

La macro area dell'Europa, Medio Oriente e Africa non si sono fatti attendere nel siglare i primi contratti, infatti l'anno successivo sono stati impegnati alcuni GW di impianti con questa formula.

La sostanziale differenza tra i due mercati è evidente nell'evoluzione degli anni successivi, se per quello americano c'è stata un incremento importante soprattutto nel 2018, con volumi più che raddoppiati rispetto al precedente anno, per il mercato di cui facciamo parte non si ha la stessa crescita.

Questo è indice che il mercato d'oltreoceano è più propenso e pronto a forme di

investimento sul lungo periodo, dovuto probabilmente a un'economia più solida rispetto a quella europea, ad esempio.

Per quel che riguarda la capacità della zona APAC (Asia Pacific), le rappresentazioni grafiche sono frutto di una stima in quanto non disponibili i dati reali.[19]

Un'ulteriore informazione che la figura 2.8 illustra, è la potenza cumulata negli anni con i contratti PPA arrivata a circa 43 GW con un andamento molto simile a una curva esponenziale, rimarcando una volta ancora il grande sviluppo degli ultimi anni. Ovviamente per il 2019 la tendenza è rappresentativa di una stima in quanto i dati si fermano al mese di giugno.

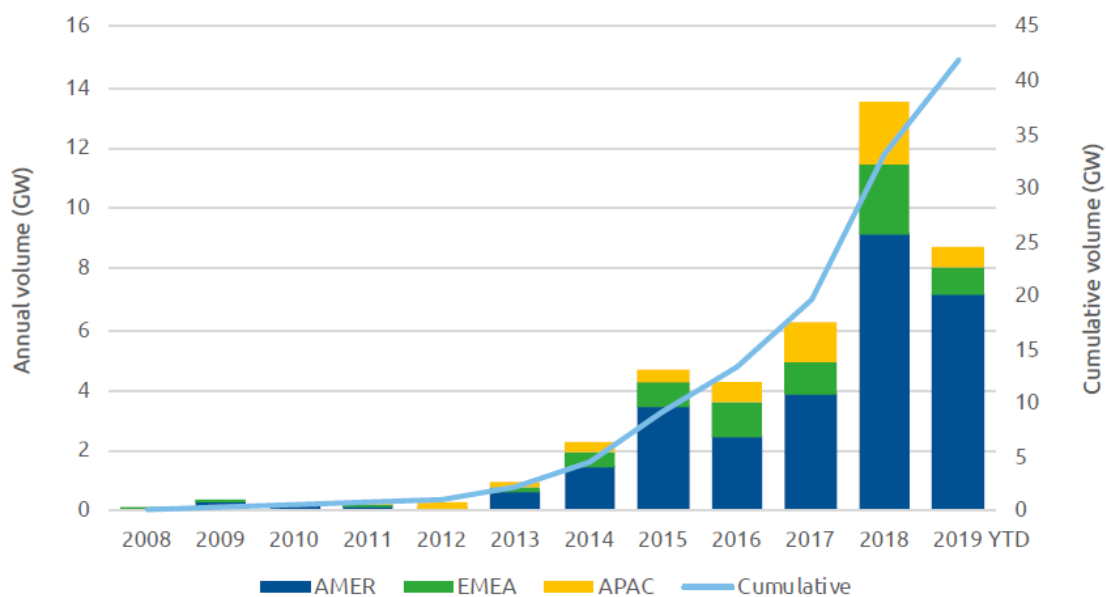


Figura 2.8. Volume globale annuale di PPA per regione (dati fino a Giugno 2019) [19]

Un focus più dettagliato a livello Europeo lo dà la figura 2.9 in cui vengono raffigurati i MW annuali impegnati.

E' evidente come la maggior parte della potenza sia installata nei Paesi del Nord che

storicamente sfruttano molto l'eolico data la grande ventosità sia on-shore sia off-shore. Infatti, circa l'85% dei Corporate Power Purchase Agreement sono siglati per l'eolico che, rispetto al fotovoltaico solitamente riguardano potenze maggiori garantendo volumi più grandi di energia.[19]

Secondo un rapporto della PPA Committee l'ammontare di capacità impegnata in PPA è di 500 MW circa (luglio 2019), con una certa difficoltà nella diffusione dovuta principalmente ai lunghi termini del contratto e a un percorso autorizzativo per le FER, troppo lungo, che non si sposa bene con la competitività del mercato.[21]

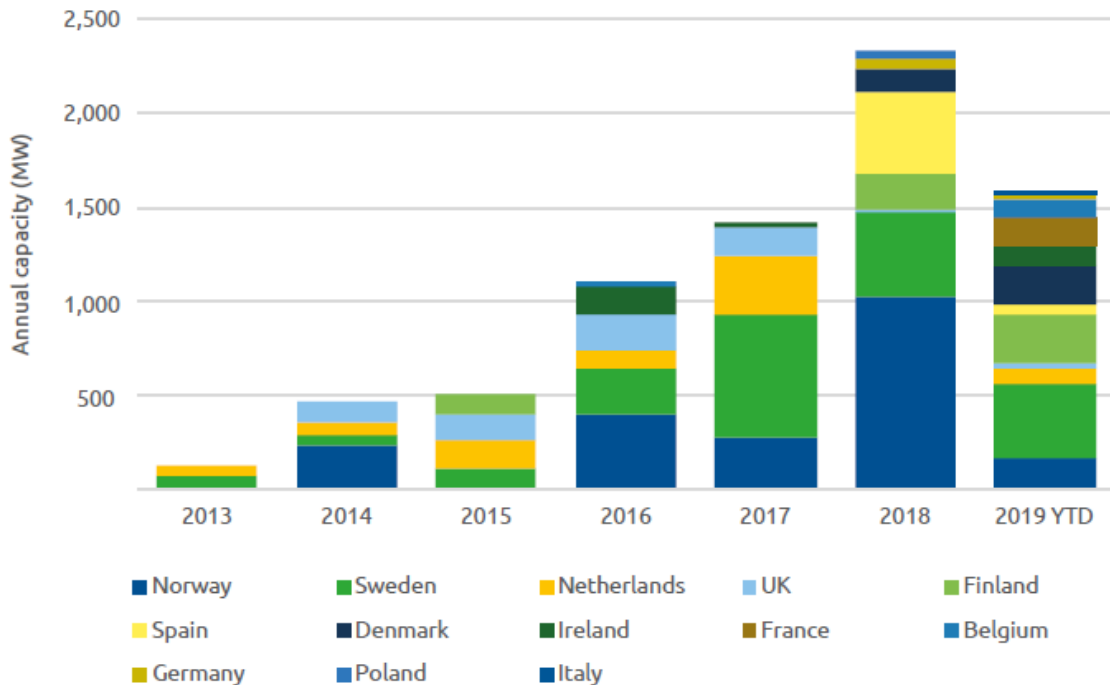


Figura 2.9. Potenza annuale in PPA per anno e Stato (2019 incompleto) [19]

Grandi progetti solitamente riducono il costo di produzione dell'energia, in quanto abbattano l'incidenza delle spese per i processi produttivi (minor onere per la materia prima, della manodopera, ecc.), potendo offrire condizioni più favorevoli rispetto al mercato libero, circa il 92% delle compagnie che stipulano un PPA hanno come obiettivo l'abbattimento del prezzo dell'elettricità.[20].

Il grafico di figura 2.10 mostra la potenza annuale installata per tecnologia anno per anno, a partire dal 2013 per arrivare fino al 2019 i cui dati non sono però completi. E' evidente come l'eolico sia il grande protagonista, questo per i motivi sopra elencati riguardo alla potenza degli impianti e il vantaggio che ne deriva.

Negli ultimi anni comunque il fotovoltaico sta prendendo la sua parte di mercato mentre per la biomassa e gli impianti ibridi eolico-fotovoltaico danno un contributo quasi impercettibile.

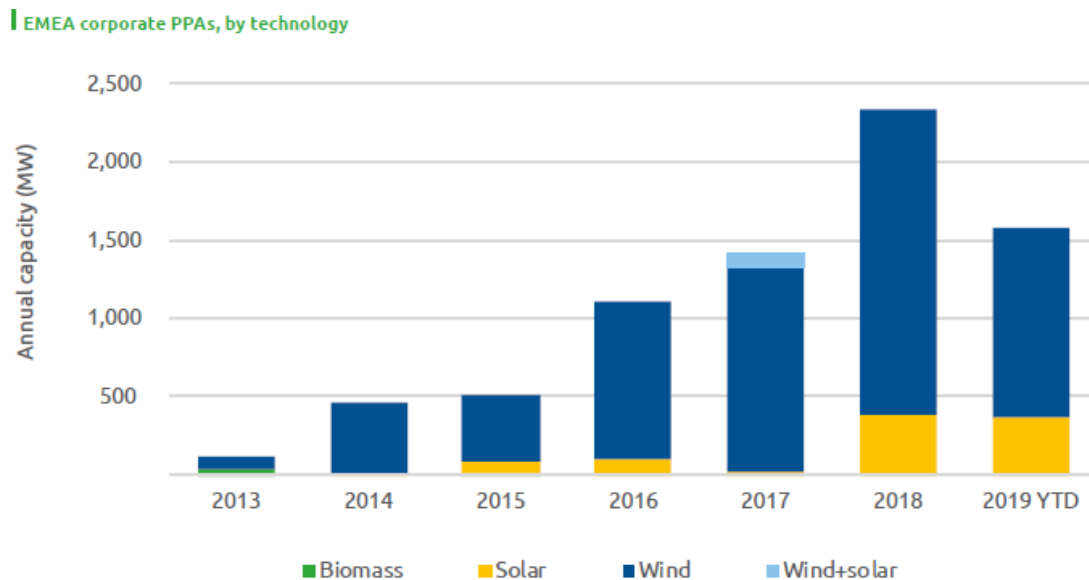


Figura 2.10. Potenza annuale in PPA per tecnologia (2019 incompleto) [19]

A riguardo delle dimensioni dei progetti impegnati in contratti a lungo termine, la taglia di impianti tende ad essere sempre maggiore del MW con potenze che spesso sono dell'ordine delle decine/centinaia di MW come dimostrano alcuni esempi della figura 2.11.

Sicuramente i numeri in figura rappresentano solo un campione preso da diverse associazioni e società che indagano sui PPA e pubblicano alcune informazioni sui

contratti stipulati nel corso del tempo, su cui però possono essere fatte alcune considerazioni.

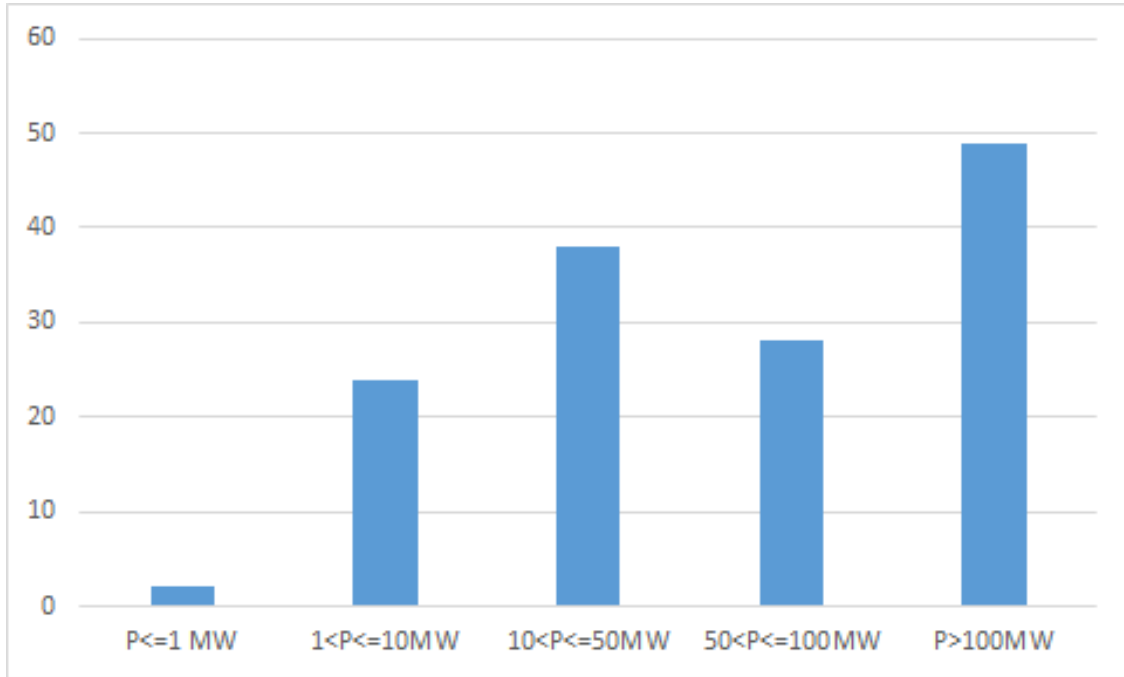


Figura 2.11. Numero di alcuni PPA per taglia di impianto [19][22][23]

La taglia sopra i 100 MW è molto gettonata, i motivi sono principalmente quelli precedentemente esposti sui fattori di scala e i costi, impianti di queste dimensioni riescono infatti a garantire una quantità di energia molto elevata che ben si sposa con le industrie molto energivore o con un gruppo di aziende che siglano un accordo con la stessa utility fornitrice di energia rinnovabile da molti impianti che ha a sua disposizione in vari siti.

All'interno di questo insieme rientrano molti progetti che raggruppano appunto più industrie come un unico compratore di energia elettrica, ma anche la ben nota IKEA che ad esempio impegna da diversi venditore addirittura un totale di 997 MW.[19] La maggior parte di questi contratti vede comunque protagonisti grandi e famose aziende come Facebook, Google, Amazon, Apple e Microsoft.

Nella fascia tra i 10 e i 100 MW invece si trovano molti progetti che hanno come acquirenti o soggetti finanziari o l'industria alimentare come Nestlè, Coca-Cola e McDonalds.

Per quel che riguarda la taglia sotto i 10 MW si trovano per lo più casi di PPA on-site che sfrutta soprattutto il fotovoltaico installato sopra le coperture degli stabilimenti produttivi per l'autoconsumo diretto della produzione.

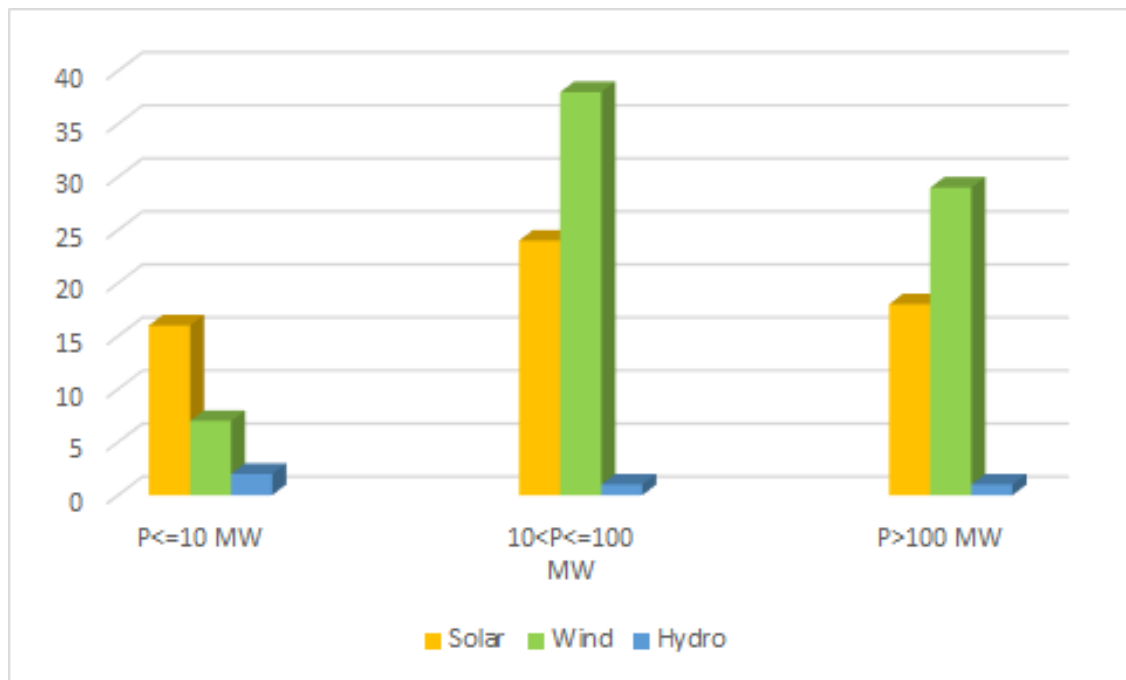


Figura 2.12. Confronto solare FV e eolico in base alla taglia [19][22][23]

Nella figura 2.12 dimostra quello che è stato detto in precedenza sulla scelta della tecnologia in base alla capacità impegnata nel contratto PPA: per impianti che possono essere installati all'interno o nelle vicinanze immediate dello stabilimento che andrà a sfruttare la produzione, la tecnologia fotovoltaica è la più gettonata andando di pari passo con la possibilità di autoconsumo.

Sopra i 10 MW la scelta ricade più sull'eolico che grazie alle "Wind Farm" riesce a garantire potenze più elevate e quindi anche più energia, in questo caso i contratti

sono per lo più off-site con il luogo di produzione distante da quello di consumo, quindi meno legati all'autoconsumo diretto.

L'idroelettrico invece dai dati a disposizione risulta solamente in quattro casi: due per potenze sotto i 10 MW e gli altri due rispettivamente per potenze tra 10 e 100 MW e sopra i 100 MW, anche in quest'ultimi due casi, per capacità del genere, produzione e consumo sono staccati geograficamente.

Perno centrale dei PPA è il prezzo a cui si vende l'energia, avere un riferimento su quelli che si formano a seguito delle contrattazioni tra le parti coinvolte risulta utile, sia per avere un set point sia come indicatore del livello di competitività raggiunto dalle fonti rinnovabili quando vincolate su un lungo periodo come nel caso dei PPA.

Reperire questo genere di informazioni non risulta facile essendo per lo più accordi fra privati che tendono spesso a non divulgare le specifiche di questi impegni, ma PEXAPARK mette a disposizione l'andamento dei prezzi via grafica in modo da mantenere anonima la fonte, conservando così la riservatezza dell'aspetto economico del contratto.

Nella figura [2.13](#) sono presenti i prezzi medi di Italia, Spagna, UK, Germania e Paesi Nordici. Sono resi pubblici appunto da PEXAPARK che per tali Stati pubblica mensilmente un report aggiornato ai nuovi progetti commissionati e il prezzo che si forma nel paese d'interesse dell'articolo.

Si nota innanzitutto il prezzo di Italia e Germania molto simili e con un valore che è il più alto tra i paesi selezionati, oscilla fra i 46 e i 50 €/MWh.

Segue il Regno Unito di cui però i dati partono da luglio 2019.

Infine, i paesi con il prezzo più basso sono quelli nordici, spinti soprattutto dall'eolico che su grossi impianti è molto competitivo, riuscendo a offrire in media 31 €/MWh.

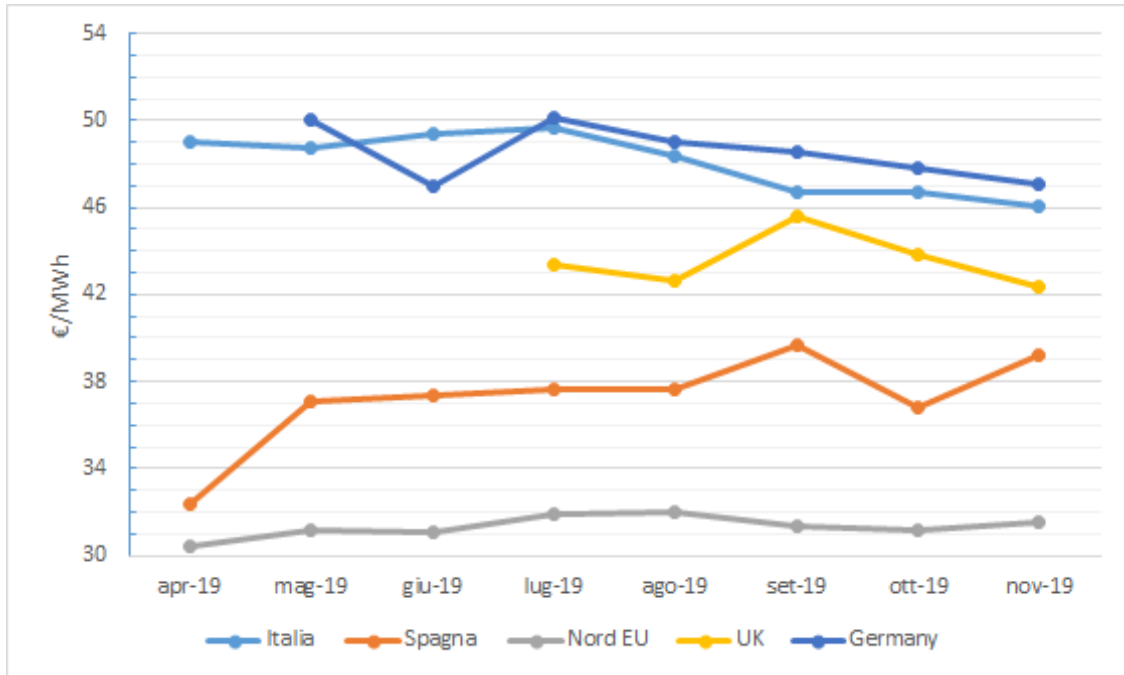


Figura 2.13. Prezzi medi mensili per alcuni paesi europei [24]

La Spagna invece con una media intorno ai 38 €/MWh è il secondo Paese più economico, che però a differenza della Scandinavia, è sostenuto da impianti fotovoltaici di grosse dimensioni riuscendo ad abbattere i prezzi; solamente dalle informazioni rese disponibili da PEXAPARK, in Spagna sono presenti 15 progetti fotovoltaici con una potenza dai 100 MW in sù contro l'Italia e Germania che ne hanno solamente uno a testa rispettivamente di solare fotovoltaico ed eolico.[24]

Per il fotovoltaico la questione spazio è fondamentale per poter installare grosse capacità e le caratteristiche del paesaggio spagnolo, insieme alla latitudine che garantisce una buonissima irradianza annua, ne avvantaggiano la realizzazione.

Se in Italia la disponibilità di energia solare, specialmente al sud, è molto simile a quella della penisola iberica il problema risiede nella disponibilità di ampie aree non destinate urbanisticamente all'agricoltura da poter destinare al fotovoltaico. Discorso diverso per la Germania che invece ha il problema di una minor disponibilità della fonte primaria rispetto ai due stati sopra citati.

Ovviamente il prezzo, che si forma a seguito delle contrattazioni tra le parti coinvolte, molto dipende dalle dimensioni dell'impianto alla quale è correlata la quantità di energia fornita con il contratto, ma un fattore molto influente è anche la durata di tale accordo.

Se gli anni sono pochi, inevitabilmente il prezzo sarà più alto in quanto l'investitore deve rientrare del capitale speso e ritagliarsi un guadagno in un minor lasso di tempo, viceversa, nel caso di periodi più dilatati, data la garanzia dell'acquisto di energia prodotta, il valore che assume è più basso, tenendo però presente dell'aumento degli interessi sull'eventuale parte a debito, dei rischi legati alla gestione dell'impianto produttivo e di possibili sconvolgimenti economici e/o politici non prevedibili.

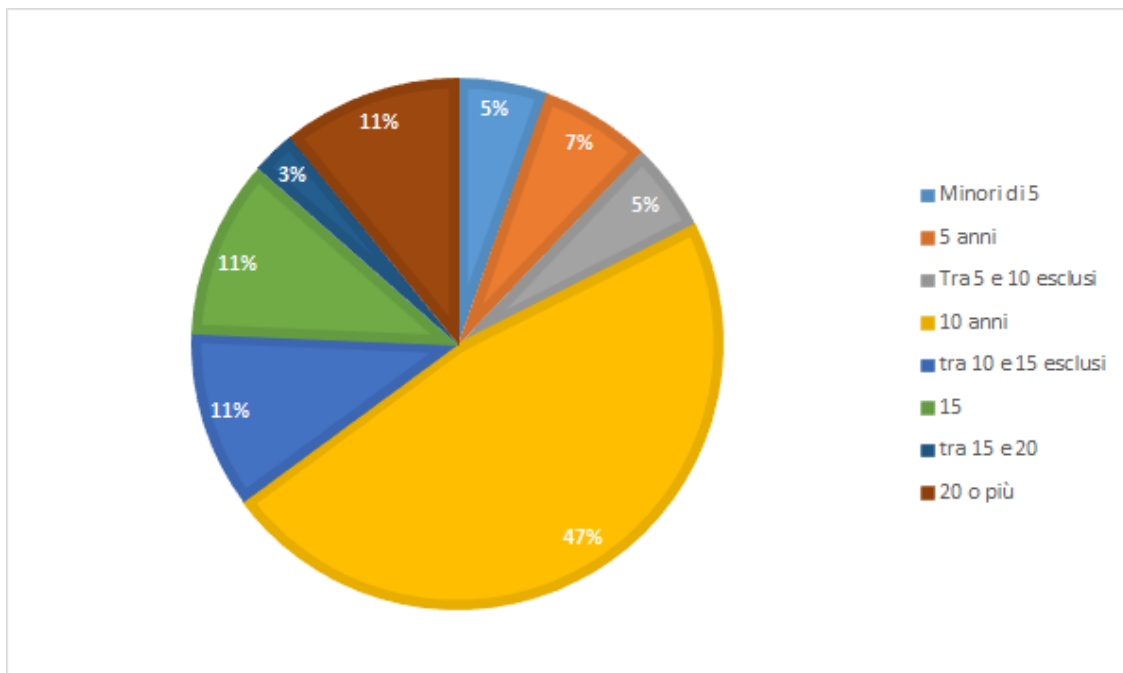


Figura 2.14. Distribuzione progetti PPA in base al tempo di durata[19][22][23]

Nella figura 2.14 sono raggruppati per durata i progetti di cui sono stati resi

noti i dettagli temporali dell'accordo. I più gettonati sono i contratti di 10 anni, lasso temporale che permette sia al compratore che al venditore di energia di avere dei vantaggi. Essendo infatti una misura intermedia fra una convenzione corta e una lunga riesce ad abbattere il prezzo dell'energia in modo da rendere appetibile la fornitura da parte del progetto in questione, inoltre dal punto di vista della gestione dei rischi permette di stare in una fascia temporale in cui le tecnologie di solito garantiscono una buona tenuta senza onerosi esborsi per il mantenimento della producibilità iniziale. Dal canto finanziario infine permette la gestione dell'investimento senza obblighi di rientro molto veloci e non espone a rischi economici dettati da esternalità come quelli con durate ventennali o più.

PPA minori di 5 anni possono essere competitivi rispetto al mercato libero solamente se si tratta di impianti non nuovi, magari a fine vita o che, con un intervento di ricondizionamento non molto esoso, riescono ad avere un guadagno in così poco tempo. Per quest'ultimi la percentuale di contratti in circolazione è pari al 5% secondo i dati a disposizione.[\[19\]](#)[\[22\]](#)[\[23\]](#)

Con una percentuale dell'11% si trovano a pari merito contratti che prevedono un impegno: da 11 a 14 anni, 15 anni esatti e 20 o più anni. Tra quest'ultimi è interessante il fatto che si riferisca o di impianti minori di 5 MW, che quindi possono avere un tempo di ritorno leggermente più lungo, oppure taglie addirittura sopra i 200 MW, i cui protagonisti sono società che vendono energia e quindi possono garantire l'acquisto per un così lungo periodo.

Principale problema di durate così lunghe risiedono nell'efficienza della tecnologia impegnata, ma soprattutto dall'affidabilità del compratore che deve poter rispettare gli impegni in termini di volume di energia pattuiti. Per un'attività produttiva, un calo di produzione potrebbe essere oggetto di risoluzione del contratto, un trader che commercializza energia elettrica può sopperire alla minor richiesta da una parte trovando nuovi mercati e dirottare i flussi dove servono.

Capitolo 3

I PPA

3.1 Cos'è un (Corporate) Renewable Power Purchase Agreement?

Un Power Purchase Agreement è un contratto, solitamente di lungo termine, tra un compratore e un produttore di energia per l'acquisto di energia elettrica a un prezzo e per un periodo di tempo prestabiliti.

All'interno del contratto sono stabiliti tutti i termini e condizioni della fornitura: oltre ai due aspetti fondamentali citanti in precedenza, rientrano anche il volume di energia, il punto di consegna che rappresenta il luogo dove viene erogata e conteggiata l'energia uscente dall'impianto di generazione, tempi e modi di pagamento basati anche sul tipo di fornitura richiesto (conteggi su base annua, mensile, trimestrale, ecc.) ed eventuali ulteriori prodotti legati alla generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili quali: RECs (Renewable Energy Credits), GO (Garanzie d'Origine) o qualsiasi certificato di energia da fonte rinnovabile presente nei vari paesi e tutte le clausole che regolamentano gli obblighi delle parti contraenti per costituire, regolare o estinguere l'accordo.

3.2 Le parti coinvolte

3.2.1 L'acquirente (Off-Taker)

Uno dei due protagonisti del contratto è sicuramente l'acquirente, colui che a seguito di una necessità di energia elettrica, per soddisfare i propri fabbisogni oppure per commercializzarla ad altri utenti finali, compra l'elettricità generata da un produttore proprietario di un impianto che sfrutta energie rinnovabili.

I clienti possono essere di varia entità, ma parlando di Corporate PPA, solitamente ci si riferisce ad aziende con consumi importanti oppure a utility, governi, autorità locali o qualsiasi entità che abbia consumi elettrici elevati.

In pratica le utenze civili difficilmente possono assumere tale ruolo a meno di interventi di aggregazione che permettono di affacciarsi al mercato come un unico soggetto e non divisi come avviene solitamente.

In molti mercati le utility rappresentano l'unico e/o il più sicuro soggetto che può acquistare energia con questa formula contrattuale essendo il loro core business, negli ultimi anni però molte compagnie si affacciano direttamente a questo tipo di investimento rappresentando un'alternativa valida e solida per lo sviluppo di nuovi progetti basati sulle rinnovabili.[\[22\]](#)

E' notizia degli ultimi anni lo sviluppo di molte " *Wind Farm*" finanziate per l'appunto da grosse multinazionali che per far fronte a elevati consumi di energia elettrica sostengono la realizzazione di nuovi impianti con il compito di procurargli energia pulita a un prezzo stabilito a priori.

3.2.2 Il produttore (Power Producer)

Il secondo attore principale di un Power Purchase Agreement è il produttore di energia elettrica da fonte rinnovabile.

Può trattarsi di entità con caratteristiche molto diverse come uno sviluppatore del progetto, un investitore oppure un produttore di energia indipendente.

Si passa quindi da colui che progetta e sviluppa l'impianto, a quello che invece investe i soldi e lascia gli altri aspetti a chi di competenza fino ad arrivare al produttore che può occuparsi dall'inizio alla fine dell'impianto, incluso l'investimento o lasciare alcune parti a chi di maggior competenza.

Nel primo caso può anche essere che colui che si occupa dell'EPC (Engineering Procurement and Construction) venga ingaggiato direttamente dalla controparte interessata all'acquisto di energia per realizzare l'impianto che però verrà finanziato da una terza parte.

L'impianto che il produttore può sfruttare per la generazione di energia elettrica non deve per forza essere nuovo, nei casi di PPA con termini molto brevi (inferiori ai 5 anni), solitamente si tratta di siti già esistenti che hanno già generato un flusso di cassa tale da rientrare dell'investimento iniziale, potendo garantire prezzi bassi anche su periodi brevi di durata del contratto. Infatti, uno dei requisiti fondamentali per un produttore è che l'accordo copra almeno gli anni necessari al rientro dall'investimento.[\[22\]](#)

3.2.3 Il finanziatore (Lender)

Nei casi in cui il produttore non sia direttamente un istituto di credito che investe il denaro a disposizione in un progetto di questo genere, solitamente chi costruisce e o commissiona il sito per la generazione di energia rinnovabile si affida a terze parti per ottenere il capitale necessario. Si passa quindi da un contratto con due interpreti a uno con tre, in cui il nuovo protagonista è proprio il finanziatore. Essendo quest'ultimo colui che sostiene economicamente la realizzazione, ha la possibilità di imporre le proprie condizioni in modo da rendere sicuro l'esborso e garantirsi un ritorno con tanto di interessi soddisfacente, rendendo possibile per le altre parti l'accesso al credito. [\[25\]](#)

Sicuramente una delle richieste che può muovere colui che mette a disposizione il

capitale è quella di verificare e nel caso modificare il flusso di cassa in entrata, che ovviamente rappresenta la principale fonte di guadagno per il produttore e di conseguenza l'unica via per ripagare il debito contratto.

Per essere bancabile il progetto deve garantire una possibilità di default sufficientemente bassa, il che significa non solo avere un adeguato ritorno grazie alla vendita di energia elettrica generata, ma anche un'opportuna programmazione della fase di costruzione per non incorrere in ritardi, spesso causa di penali e molti altri aspetti che verranno descritti in seguito.

Ovviamente il primo aspetto che un creditore considera è la solidità sia di chi beneficia di tale prestito sia della controparte che dovrà garantire le entrate, a fronte della fornitura di energia, delineando subito un primo fattore discriminante tra l'ottenere o meno la somma richiesta. Inoltre, il finanziatore valutando la rischiosità del mercato e al rapporto debito/capitale proprio andrà a stabilire i tassi e le altre condizioni economiche/finanziarie del credito.[\[26\]](#)

3.3 I benefici per le parti coinvolte

Ci sono numerosi vantaggi nel sottoscrivere un PPA, dalla certezza della spesa per l'energia del compratore alla possibilità di rendere bancabile un progetto per il costruttore, fino al guadagno di un creditore che vuole finanziare il tutto per far rendere il proprio capitale.

Nel seguito verranno analizzati nel dettaglio i vantaggi suddivisi in base al contraente.

3.3.1 Benefici dell'acquirente

In primis ci sono motivi economici dietro la convenienza di entrare in un lungo contratto di fornitura di energia elettrica come i PPA, bloccare il prezzo dell'energia

per una definita quantità di tempo, o al massimo fissare un tasso di crescita noto, senza alcun esborso iniziale, come nel caso di costruzione di un impianto per uso proprio, permette di rendere visibili i costi futuri da sostenere per l'approvvigionamento dell'energia elettrica, ovvero consente di sapere la quantità di denaro da destinare per la copertura dei fabbisogni energetici legati all'attività produttiva. Rappresenta una barriera contro la volatilità tipica dell'energia del mercato libero, dovuti soprattutto alle oscillazioni dei combustibili fossili e dai rischi legati ai futuri cambiamenti del prezzo della CO₂ che non sarà più un problema essendo l'energia prodotta sfruttando le energie rinnovabili.[22]

Per un'azienda conoscere le voci di spesa degli anni a seguire risulta un vantaggio non di poco conto perché concede una migliore pianificazione degli investimenti futuri e una riduzione del rischio legato al rifornimento di energia.

Garantirsi una fornitura di energia "pulita" per tutta la durata del contratto significa anche rispettare le recenti normative e obiettivi a livello globale in materia di sostenibilità delle attività produttive e dei consumi riducendo le emissioni di gas serra climalteranti (GHG).[27]

Tutto questo insieme a un buon programma di efficientamento energetico permette in alcuni stati l'accesso a fondi pubblici o a benefici fiscali che rendono più sostenibile la transizione verso un'industria a impatto ambientale ridotto.

Lo sviluppo "green" di una società è legata sicuramente alla buona immagine verso l'opinione pubblica che, in un periodo di grande attenzione mediatica nei confronti dei problemi legati all'inquinamento e a uno sfruttamento eccessivo delle risorse, può essere un'arma in più a livello commerciale.[22]

Attraverso la stipula dei PPA alcune aziende note a livello mondiale sono riuscite addirittura a coprire con energia da fonti rinnovabili il 100% dei consumi. E' ad esempio il caso di Google che già nel 2018 poteva vantare da due anni consecutivi la totale copertura dei fabbisogni da energie non esauribili, anche se nella realtà

questo è raggiunto solo virtualmente, dato che l'azienda continua tutt'ora a sfruttare le reti elettriche nazionali garantendo però una produzione da rinnovabile pari a quella consumata nei vari stabilimenti.[28]

Questo stratagemma è utilizzato da molte multinazionali che dichiarano di aver raggiunto la piena sostenibilità dei loro consumi grazie al finanziamento in vari modi, tra cui quello dei PPA, di progetti per la costruzione di impianti che sfruttano una fonte di energia rinnovabile.

Resta comunque un motivo di vanto che viene sottolineato ogni anno in un report energetico-ambientale che rimarca quanto detto in precedenza, rivelandosi al tempo stesso una ottima strategia commerciale di promozione dei prodotti che diventano così "eco sostenibili" agli occhi di molte persone.

Ultimi vantaggi che un PPA può apportare all'acquirente riguardano la sfera commerciale e organizzativa: nel primo aspetto rientra l'ampliamento delle partnerships, ad esempio con i soggetti impegnati nella stipula del PPA, che possono mettere a disposizione le loro competenze ed esperienze anche su altri progetti di diversa natura.

A livello di pianificazione invece un contratto di questo genere permette all'azienda, che si trova a comprare energia, di non spostare l'attenzione dal core-business rispetto al caso in cui si decida di investire per la realizzazione di un proprio sito di generazione, obbligando a trasferire risorse per mantenere l'impianto nelle migliori condizioni possibili.[22]

3.3.2 Benefici del produttore

Così come per l'acquirente al primo posto si trovano quelli di tipo economici/finanziari, ma sotto l'aspetto della mitigazione del rischio e della bancabilità; sicuramente ottenere un contratto che garantisca la remunerazione dell'energia prodotta dall'impianto per un lungo periodo di tempo (10 anni o più) può facilitare l'ottenimento

di capitale a un minore costo, cioè abbassare i tassi di interesse sul debito.

La solidità del compratore è un'ulteriore sicurezza sul flusso di cassa in entrata e aiuta nel processo appena descritto.

Dal punto di vista del produttore avere un accordo lungo per il ritiro dell'energia con un soggetto economicamente forte, è molto simile ad avere accesso al meccanismo di incentivazione che garantisce un prezzo fisso sull'energia immessa per tot anni. Inoltre, la possibilità di firmare contratti che prevedano più clienti, permette di abbassare ancora di più il rischio legato a un potenziale default che interrompa i pagamenti per la fornitura di energia, in questo caso la solidità dell'investimento viene rafforzata ulteriormente con l'eventualità di ottenere, sempre più, condizioni migliori dagli istituti di credito.

Essendo questo un contratto di tipo privato il produttore non è obbligato a scegliere l'acquirente, ma ha l'opportunità di deciderlo autonomamente senza ricadere nella solita scelta del trader/grossista con condizioni molto stringenti.

La diversificazione dei settori di appartenenza dei clienti fa sempre parte della riduzione del rischio legato all'investimento.

Prima della discussione dei termini del prestito però il progetto deve risultare interessante per la banca e certamente un flusso di denaro assicurato per molti anni contribuisce ad aumentare le probabilità di finanziamento.

Le dimensioni del progetto e la sicurezza delle entrate determinano a loro volta l'entità dell'istituto di credito con cui ci si va ad interfacciare, progetti il cui capitale di investimento iniziale è alto solitamente richiede l'intervento di soggetti di livello che possono garantire tassi minori, ma a condizioni molto più stringenti in termini di rischio.^[22]

Altro aspetto in comune con la controparte che compra è quello dello sviluppo del brand.

Accordi con aziende conosciute consentono di farsi indirettamente pubblicità, permettendo ad altri di conoscere l'attività che si svolge espandendo il bacino di possibili futuri soggetti interessati a progetti simili o a collaborazioni.

Per un'azienda già di suo molto grande, tanto da essere quotata in borsa, l'effetto può essere quello di un rialzo del titolo in borsa che permette alla società di espandersi e ottenere sempre più risorse.

Specialmente nell'ultimo periodo occuparsi di piani per la sostenibilità della produzione industriale e contribuire a ridurre gli agenti inquinanti, avendo quindi un ruolo attivo nella lotta ai cambiamenti climatici, consente un notevole consenso nell'opinione pubblica che migliora l'immagine della società.^[22]

Ultimo, ma sicuramente non meno importante è il beneficio sullo sviluppo del business: lavori di questo calibro come detto poc'anzi permettono di aumentare il numero di eventuali nuovi acquirenti per progetti simili, aprono l'opportunità di interfacciarsi a nuovi mercati anche fuori dai confini nazionali grazie a partnership con aziende internazionali, ma soprattutto permette la riduzione dei costi di sviluppo attraverso un procedimento di standardizzazione dei termini e delle condizioni per poter siglare contratti di questo genere.^[22] Infatti, il riuscire a ricondurre a schemi prestabili molti dei passaggi previsti per la stipula di PPA, consente un minor costo di risorse sia umane che economiche, aumentando allo stesso tempo i guadagni futuri a parità di entrate.

3.3.3 Benefici del finanziatore

Per il finanziatore sostenere un progetto all'interno di un PPA non ha particolari vantaggi rispetto a un qualsiasi investimento, infatti si tratta sempre di prestare denaro per ottenere negli anni il ritorno del capitale iniziale più un surplus legato ai tassi d'interesse. Anzi, essendo modalità di business abbastanza recenti, alcuni istituti possono trovarsi impreparati per valutare a fondo i rischi che ne derivano.

Indubbiamente ciò che di particolare hanno i Renewable PPA, sono il promuovere progetti per la sostenibilità dei consumi, la lotta contro il cambiamento climatico e l'utilizzo delle fonti rinnovabili, creando un profitto globale e non solo per chi accetta di contribuire economicamente.

Così come gli altri due soggetti analizzati in precedenza il vantaggio è agli occhi dei media e quindi dell'opinione pubblica. E' questo il principale beneficio rispetto a investimenti di altro genere per una banca.

3.4 Elementi principali dei PPA

I PPA non possono ridursi solamente a un semplice accordo in cui un soggetto compra l'energia prodotta da un impianto a fonte rinnovabile e l'altro grazie a questa garanzia ottiene un finanziamento per lo sviluppo, la costruzione e il mantenimento del sito produttivo. Infatti, nella fase di contrattazione e definizione del contratto ci sono molti elementi di discussione che se trovano un punto di incontro portano alla stipula del contratto.

Nel seguito gli aspetti più importanti verranno analizzati nel dettaglio.

3.4.1 Tipologia delle transazioni

In base alla regolamentazione vigente nello Stato in cui si intende sottoscrivere un accordo, si possono avere dei PPA fisici (Physical PPA) o finanziari (Synthetic o "Virtual" PPA).

Dov'è consentita la vendita di energia diretta tra produttore e consumatore, soprattutto nel caso in cui il sito sia distante da dove avviene il consumo comportando l'uso della rete, il primo schema citato è realizzabile.

Nella maggior parte dei sistemi energetici però ciò non è consentito e quindi si

ricorre a uno stratagemma di tipo finanziario per fissare il prezzo: l'energia viene immessa in rete dal produttore che riceverà un compenso in base al valore che ha in quel momento sul mercato, dall'altra parte l'acquirente alimenterà i propri carichi attraverso il punto di connessione alla rete nazionale pagandola in base al contratto di fornitura, infine i due soggetti provvederanno a riconoscere o ricevere la differenza rispetto al prefissato prezzo/ range di prezzo.[\[29\]](#)

La scelta è dettata in primis dalla localizzazione relativa dei due siti (produzione e consumo), definito questo aspetto nel caso di distanze che rendono eccessiva la spesa per la realizzazione di un cavidotto privato si analizza il contesto normativa per poter accedere a una o l'altra forma di PPA con le sue molteplici sfaccettature analizzate nel seguito.

3.4.2 Durata del contratto

Absolutamente centrale è il tema della durata del contratto, per il produttore rappresenta il periodo in cui ha la certezza del valore dell'energia che produce, più è lungo più le condizioni economiche diventano favorevoli per entrambe le parti, in termini di tassi di interesse sul debito contratto e di prezzo dell'energia acquistata. Per l'acquirente questo rappresenta il lasso di tempo di impegno all'interno del contratto e quindi la spesa da sostenere, l'estensione deve risultare un buon compromesso tra la volontà di abbassare il valore dell'energia e la sostenibilità dell'esborso negli anni in relazione alle previsioni future di business aziendale.

Tipicamente le durate sono dell'ordine dei 12-25 anni (USA), dove il mercato è maturo e anche le prospettive economiche del Paese sono confortanti.[\[29\]](#)

Non è escluso che però possano essere più corti, come in Europa dove la novità e la poca esperienza, insieme a mercati meno pronti e prospettive economiche meno rosee, tendono a ridurre i tempi sia di ritorno degli investimenti sia di contratti vincolanti.[\[30\]](#)

3.4.3 Quantità di energia

Non sempre l'energia prodotta dall'impianto corrisponde con le necessità del consumatore che quindi può limitarsi a comprare solamente una parte di essa. Inoltre, la fonte rinnovabile è nota per non essere prevedibile con certezza sul lungo periodo, avere una natura intermittente anche durante la produzione che perciò non avrà un profilo stabile come una tipica centrale termoelettrica a regime.

La necessità di RECs o certificati simili legati alla produzione da fonti non esauribili possono rappresentare il fattore limitante nella richiesta di energia.

Questo porta alla possibilità di scorporare l'energia richiesta e siglare molteplici PPA con un solo sito produttivo, risulta però fondamentale per la bancabilità del progetto che l'intera produzione sia impegnata con un valore garantito per tot anni. L'opportunità di frazionamento di un impianto garantisce maggior flessibilità per il compratore, ma allo stesso tempo risulta essere un maggior onere per il venditore. Specialmente nei PPA di tipo fisico, diventa fondamentale monitorare le porzioni dedicate e gestire al meglio la consegna ai vari clienti finali in base alle esigenze contrattuali.

Spesso questo porta anche a un aumento dei rischi che in normali condizioni sarebbero a carico dell'acquirente. Ad esempio un'eventuale decurtamento di potenza per motivi legati alla sicurezza della rete di una parte dell'impianto risulta essere un problema per il produttore, mentre in condizioni normali, in cui c'è solo un PPA in essere, questo è uno dei rischi a carico del consumatore.^[29]

Viste le necessità di stabilire l'entità della fornitura diventa fondamentale avere una stima il più possibile accurata della producibilità attesa. Ad eccezione di pochi casi in cui tutta la generazione viene acquistata al prezzo stabilito, solitamente vengono fissati dei limiti entro la quale l'energia viene accettata senza incorrere in penali economiche (non acquisto dell'eccesso e/o compensazione della mancata produzione).

Le soglie previste nella stragrande maggioranza dei casi sono sempre di minima in

quanto causano un danno al cliente soprattutto in termini economici, necessità di acquistare a un prezzo maggiore dal mercato.

3.4.4 Prezzo del prodotto

Volutamente questo paragrafo viene chiamato "Prezzo del prodotto" perché oltre alla valorizzazione dell'energia, insieme avviene la vendita dei certificati assegnati a una determinata quantità di produzione da rinnovabile e che per le aziende ha molto valore dovendo compensare i consumi da fonti fossili inquinanti.

Se il cliente è alimentato direttamente tali certificati non sono richiesti, ma siccome nella maggior parte dei casi i PPA sono di tipo virtuale, il prelievo dalla rete ha bisogno di essere "certificato green" e questo può avvenire tramite l'acquisto degli attestati di origine (in ogni stato il nome è diverso).

E' quindi prassi comune stabilire un prezzo che comprenda l'acquisto di entrambi gli elementi che andranno a comporre il "kWh o MWh verde".[\[30\]](#)

A differenza delle centrali tradizionali che sfruttano combustibili soggetti a variazioni di prezzo nel tempo, i siti produttivi che utilizzano fonti rinnovabili sono caratterizzati da un alto costo di investimento iniziale, ma un basso costo di gestione e manutenzione rispetto ai primi.

Deriva il vantaggio di fissare a priori la maggior parte del capitale necessario, stabilire la parte di debito e quindi poter stilare un business plan sul lungo periodo.

L'unica incertezza che rimane è la producibilità non essendoci la possibilità di controllare la disponibilità della fonte primaria, l'analisi di tale rischio solitamente spetta al finanziatore che deve decidere se le previsioni sono affidabili e, grazie al credito, far partire la costruzione del sito.

Nonostante il prezzo dell'energia sia per lo più dipendente dall'entità dell'investimento, non bisogna dimenticare che il riferimento con cui bisogna risultare

competitivi è il mercato libero, da cui tradizionalmente si compra l'energia, sia nel momento di stipula del contratto, sia sul lungo periodo nel caso si voglia mantenere costante il valore del prodotto, in questo caso è necessario avere delle stime con un alto livello di sicurezza sui trend futuri della borsa elettrica del Paese di stipula del contratto.

Le principali tipologie di prezzo che si trovano nei PPA sono:

- 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 ha un incremento pari al rateo stabilito inizialmente, magari dipendente anche dall'inflazione.
- 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.

Discorso simile per i certificati di garanzia d'origine rinnovabile, la struttura di base per la valorizzazione è la stessa, cambiano i riferimenti di prezzo che solitamente si basano su quello che si forma nella borsa dedicata per la compravendita. Raramente però vengono fissati dei tassi che modificano nel tempo il valore iniziale, si preferisce approcciarsi con una tariffa "flat".[29]

Per contratti molto lunghi, in cui nella fase di contrattazione si è stabilito che il prezzo sarebbe stato fisso, alcune volte viene previsto un aggiornamento ogni tot anni per adeguare le condizioni economiche di vendita/acquisto di energia per tenere conto delle variazioni di mercato se presenti.

3.4.5 Prerequisiti e diritto di recesso

Prima della stipula del PPA le parti stabiliscono delle condizioni fondamentali da rispettare per far sì che il contratto di vendita e acquisto di energia diventi valido ed efficace. Insieme a questi, vengono anche stabiliti i casi in cui ci possa essere un diritto di recesso.

Nella fase di costruzione dell'impianto la maggior parte degli obblighi da rispettare sono a carico del venditore futuro di energia.

Sicuramente determinati steps temporali sulla realizzazione del sito produttivo sono inclusi negli impegni da ottemperare, così come la data di entrata in esercizio commerciale (inizio fornitura di energia), l'ottenimento del finanziamento e delle autorizzazioni per la costruzione, funzionamento e gestione del parco di generazione.

Tipici eventi fuori dal controllo del proprietario dell'impianto sono l'ottenimento della connessione a una data precisa oppure il costo da sostenere per la realizzazione del collegamento, che può essere anche molto oneroso, o ancora il riuscire a

ottenere i permessi alla data prefissata per l'allungamento dei processi decisionali delle autorità.

Solitamente quando si tratta di situazioni in cui entrambe le parti non hanno il pieno controllo o non possono intervenire in alcun modo per sbloccare la situazione, l'uscita dall'accordo non prevede il pagamento di penali alla controparte che rimane danneggiata.

Molte volte il sopra citato ottenimento del finanziamento è in conclusione o ben avviato durante la contrattazione con l'acquirente, infatti i tempi previsti per questioni del genere non sono mai brevi e possono richiedere sforzi non indifferenti.

Durante la negoziazione però si dà particolare attenzione ai tempi di realizzazione dell'impianto e delle eventuali penali in caso di ritardo.

Ovviamente il venditore di energia tenderà ad allungare i tempi per essere sicuro di riuscire a rispettare le scadenze anche in caso di imprevisti o ritardi nella fornitura da parte di aziende terze. L'acquirente invece a tutto l'interesse ad accorciarli in modo da iniziare ad avere il beneficio del PPA.

Sta nella ragionevolezza delle due parti trovare un punto di incontro che non danneggi nessuna delle due parti e permetta al progetto di andare a buon fine. In queste situazioni diventa fondamentale redigere un crono-programma il più realistico e preciso possibile che includa le date massime dei vari steps realizzativi e le penali correlate al non rispetto.

Molte volte la sanzione viene attivata solamente nel caso il ritardo causi un danno effettivo al cliente, è il caso della posticipazione della data di entrata in esercizio commerciale vista la perdita di denaro per l'acquisto dell'energia dal mercato libero a un prezzo più alto di quello accordato nel PPA.[\[29\]](#)

3.4.6 Data di entrata in esercizio commerciale

Il termine ultimo che indica la fine dei lavori di costruzione per passare alla fase di produzione è la data di entrata in esercizio commerciale.

E' un punto cardine del PPA perché rappresenta l'inizio della fornitura di energia e quindi delle entrate per il produttore, che fino a quel momento ha solamente avuto spese.

L'interesse del rispetto di questo giorno è di entrambe le parti, come già sottolineato in precedenza, se non rispettata può causare un problema soprattutto per l'acquirente.

Per questo in molti casi può essere anche causa di recesso anticipato dell'accordo, ma dati gli sforzi per il raggiungimento, non è casuale che siano accettate entrate in esercizio parziali.

In questa situazione la parte di impianto pronta incomincerà a fornire energia e ricevere il compenso dovuto, mentre quella ancora in fase di ultimazione verrà portata a conclusione.

Visto il non rispetto dei volumi iniziali, il produttore pagherà una penale che compensi le perdite della non consegna di una quota del prodotto, inclusi i certificati sull'origine rinnovabile.

Differente è il discorso in caso di eventi fuori dal controllo del proprietario dell'impianto, le cosiddette cause di forza maggiore.

Lo slittamento della data di entrata in esercizio è accettata se i termini sono ragionevoli, 12 o 24 mesi sono accettabili se l'accaduto ha causato un danno ingente, oltre ci può essere un'uscita dal PPA senza nessuna sanzione per la parte non interessata dalla causa di forza maggiore.[\[29\]](#)

3.4.7 Punto di consegna

Il punto di consegna rappresenta il punto di interconnessione tra i due soggetti del contratto, luogo in cui avviene il passaggio di responsabilità tra il produttore e l'acquirente, soprattutto in un PPA di tipo fisico in cui la rete è un elemento importante da considerare. Infatti, nei PPA di tipo finanziario il conguaglio avviene a livello di prezzo a fronte del volume di energia prodotto, senza quindi considerare le perdite che si possono avere durante il trasporto e addirittura i disservizi che comportano la non fornitura.

Solitamente i rischi del trasporto sono a carico dell'acquirente.^[29]

3.4.8 RECs

I RECs (Renewable Energy Certificates) sono dei certificati che garantiscono l'origine rinnovabile dell'energia elettrica, il nome può cambiare da Stato a Stato, ma quello che rimane comune è il metodo di emissione: per ogni MWh viene emesso un certificato. Ad esempio, negli USA, è obbligatorio possederne una certa quantità per tutte quelle attività molto energivore o per società che commercializzano energia, per garantire una quota minima di rinnovabile.

Per i motivi sopra elencati sono spesso oggetto della contrattazione e vengono inclusi nel prezzo finale del PPA, aumentando per il produttore il flusso in entrata di denaro.

Nel caso vengano esclusi come può essere nei PPA fisici, in quanto la fornitura diretta non necessita di essere certificata come "green", rimangono nella disponibilità del produttore che potrà venderli sulla borsa dedicata ed avere comunque un guadagno.^[29]

In Italia ad esempio è presente una sezione dedicata dal GME (Gestore Mercati Energetici) adibita alla contrattazione e registrazione delle transazioni e prezzi

di questi certificati, chiamati GO (Garanzie d'Origine). Interessante l'andamento dei prezzi in figura 3.1 in cui è evidente l'incremento avvenuto nel 2018, legati a un contemporaneo aumento di interesse da parte degli operatori e dei volumi contrattati.[31]

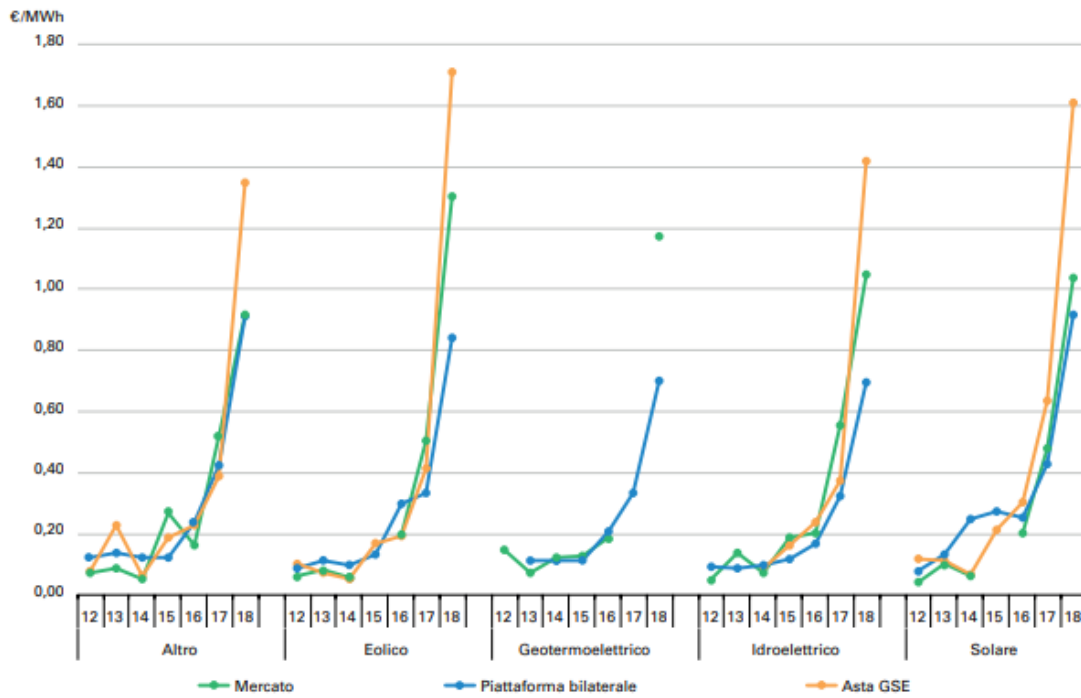


Figura 3.1. Prezzi GO 2012 - 2018 divisi per fonte rinnovabile e piattaforma di contrattazione [31]

3.4.9 Capacity Market e servizi ausiliari

In alcuni mercati è data la possibilità anche a fotovoltaico ed eolico di partecipare ai due mercati citati nel titolo. Entrambi sono legati a servizi da garantire in certe condizioni, ad esempio in una situazione di pericolosità per la rete elettrica nazionale. In queste condizioni, requisito fondamentale, per non incorrere in sanzioni è

la prontezza dell'impianto su richiesta. Per questo sono ottime le tecnologie programmabili in cui la produzione può essere comandata secondo necessità.

Data la tipologia di esercizio e le garanzie che bisogna dare, il compenso che ne deriva è solitamente molto alto, ma ad esse è associato un rischio non indifferente per chi ha impianti a fonte rinnovabile.

L'avere nel parco di generazione a disposizione siti multi-tecnologie che sfruttano diverse fonti primarie può attenuare tale pericolo.

Visto le premesse i produttori tendono, nella maggior parte dei casi, a non voler partecipare a questo tipo di servizio nel caso il cliente, in questo specifico caso un trader/grossista, chieda la disponibilità a fronte di un maggior riconoscimento di denaro.[\[29\]](#)

3.4.10 Affidabilità e minima produzione

Come già introdotto nella sezione riguardante il volume di energia fornito dal PPA, è importante avere una stima il più accurata possibile della produzione nel caso ci si accordi per un range di quantità da garantire ogni anno.

Un concetto molto simile alla garanzia della generazione è l'affidabilità dell'impianto.

Concetto usato prevalentemente per gli impianti eolici, rappresenta la capacità dell'impianto di produrre in presenza della fonte primaria di energia.

Molti costruttori di turbine eoliche forniscono questo dato, ma è bene sottolineare che siccome il sito non è composto solamente dalle turbine, il reale coefficiente di affidabilità è minore.

Questo si ripercuote sulla producibilità annua, che appunto deve superare in genere una soglia minima per non incorrere in sanzioni.

Il bilancio può essere annuale o durare più anni in modo da compensare periodi scarsi con quelli più redditizi.

Nel caso di riduzioni di potenza da parte del gestore della rete per motivi di sicurezza, quindi una mancata produzione dovuta non al guasto di un componente dell'impianto, ma per cause esterne, il venditore non incorre in problemi.

Solitamente questo rischio legato alla gestione della rete di trasmissione è a carico dell'acquirente.

Se ci si trova nella situazione di bassa produzione nel lasso di tempo scelto per fare un bilancio, il produttore riconosce al compratore il danno causato, coprendo le spese extra a cui il cliente è andato incontro.

Di norma per tutelarsi da eventi del genere viene sempre stipulata una polizza assicurativa che copra sia i danni all'impianto che la mancata produzione.[\[29\]](#)

3.4.11 Decurtazione della potenza

La decurtazione della potenza si riferisce a una riduzione indotta dal gestore della rete a seguito di problemi alla rete.

In Italia ad esempio capita che la generazione eolica sia temporaneamente sospesa: distacco dalla rete dei generatori a seguito di un sovraffollamento della linea che causa variazione di tensione e frequenza fuori dai range accettati.

Essendo una condizione legata alla qualità dell'infrastruttura e non controllabile da nessuna delle due parti in gioco del PPA, il produttore non è soggetto a penali. Infatti, in situazioni del genere il penalizzato è già colui che detiene il sito di generazione che non potendo utilizzare la potenziale energia a disposizione non immette nulla in rete e quindi non gli viene riconosciuta nessuna somma di denaro.

Sempre in Italia ad esempio il GSE riconosce ai proprietari di impianti eolici la mancata produzione eolica dovuta a cause legate alla sicurezza elettrica della rete. Il compenso precedentemente era stimato dai dati storici, mentre ad oggi viene

utilizzato un algoritmo che sulla base dei dati della ventosità calcola il dovuto.[32]

3.4.12 Sicurezza finanziaria

Sempre nella fase preliminare, durante la contrattazione, è necessario per entrambe le parti verificare la credibilità e sicurezza finanziaria della controparte.

Spesso quello che avviene è una "due diligence", ovvero una dettagliata investigazione della società con cui si andrà a stringere l'accordo che permette di evidenziare aspetti economico/finanziari critici. In genere viene richiesta una fideiussione o qualsiasi altra forma di garanzia di credito, che nel caso di default copra il danno o il derivante da una situazione simile.[29]

Valutare al meglio il partner di affari in contratti così lunghi è di primaria importanza per non aggiungere rischi ai già presenti. Un'azienda poco sana può trascinarsi dietro a sua volta un'altra che all'inizio non presentava nessun tipo di problema. Soprattutto in caso di insolvenza si aprono gli scenari peggiori, con il produttore che non si vede pagata l'energia e a sua volta può avere difficoltà a pagare il finanziatore. Come detto prima alcuni strumenti assicurativi possono attenuare situazioni del genere che comunque è sempre meglio evitare.

3.5 Normativa inerente i PPA

L'aspetto normativo in Europa risulta essere un problema non indifferente per lo sviluppo dei PPA. Infatti non esiste una politica comune che permetta di avere uno standard per tutti i paesi, ma al contrario è presente molta frammentazione: in molti paesi sono consentiti PPA di tipo finanziario, mentre per i PPA fisici si hanno delle restrizioni per esempio in Francia e Germania.[33]

Per facilitare lo sviluppo di tali tipologie di contratto, l'UE ha previsto nel "*Clean*

Energy For All Europeans" una nota specifica in cui viene ribadita la necessità di eliminare le barriere normative che limitano lo sviluppo dei Power Purchase Agreement.

E' proprio per una mancata linea guida che faccia chiarezza su tali forme di contratti per la compravendita di energia che limitano e rendono molto lento lo sviluppo di progetti di tale genere.

Ad esempio, in Italia, solamente nel 2019 si è incominciato a citare, nelle normative o piani di sviluppo del settore energetico, i PPA come possibili mezzi per lo sviluppo delle energie rinnovabili con impianti di grossa taglia.

Un documento molto importante redatto dal nostro Paese è stato il PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima), elaborato che detti le linee guida del paese in ambito energetico e climatico-ambientale. In esso viene citata l'importanza dello sviluppo dei PPA e della necessità di rimozione delle barriere normative.^[34] Vengono però riportate solamente osservazioni o suggerimenti su future azioni da compiere e non vere e proprie direttive.

La parte più pratica viene lasciata al Decreto FER 1 che, oltre a regolare l'incentivazione delle energie rinnovabili considerate mature, prevede nel Titolo V l'uso dei PPA come forma di sostegno per impianti sopra il MW di potenza.

L'obiettivo è quello di creare una piattaforma che aiuti l'incontro dei soggetti interessati. Il GME, con l'aiuto del GSE e di ARERA, deve occuparsi delle consultazioni che porteranno alla regolamentazione di tale strumento per favorire lo sviluppo dei PPA. Ad oggi non ci sono ancora direttive precise e si è ancora nella fase di studio.^[13]

Questo rappresenta sicuramente un primo passo verso la piena integrazione di tali contratti nel sistema elettrico italiano, ma evidenzia anche che molto deve ancora essere fatto per creare un ambiente normativo adeguato e non "ostile".

L'adeguamento alle direttive presenti nel "*Clean Energy For All Europeans*" rimane lo strumento più consono per la creazione di un ambiente Europeo che possa

permettere un grande sviluppo dei PPA a livello dei singoli Stati e di conseguenza anche a livello europeo.

Capitolo 4

Tipologie di PPA

Nel capitolo precedente si è parlato in breve delle due macro tipologie di PPA basate sul tipo di transazione di energia.

Una più grande distinzione però può essere fatta in base alla geo-localizzazione dell'impianto rispetto al luogo in cui avviene il consumo: si hanno *On-site PPA* e *Off-site PPA*.

I primi sono più che altro adatti per il fotovoltaico che ha la possibilità di essere montato sulle coperture degli impianti produttivi e sfruttare una superficie altrimenti inutilizzabile.

Non mancano situazioni in cui la vicinanza a corsi d'acqua o la disponibilità di grosse superfici a terra permettono di costruire un impianto idroelettrico o eolico rispettivamente. Certamente questo contesto permette l'applicazione di tale tipologia di contratto a impianti anche di taglia minore per soddisfare solamente il fabbisogno aziendale, senza che l'investimento e la gestione venga fatto dal cliente, ma avendo la possibilità di sfruttare un impianto che produce energia rinnovabile a un prezzo minore di quello pagato in bolletta, comprensivo di quota energia e oneri di sistema variabili.

Per il secondo tipo di PPA citato, invece, le caratteristiche sono le tipiche descritte

nei capitoli precedenti e, siccome l'utilizzo della rete di trasmissione pubblica implica il pagamento di oneri legati per il sostentamento e la gestione accurata del sistema, il prezzo dovrà essere più basso di quello del mercato libero, ovvero della sola quota energia.

La tabella 4.1 riassume le tipologie di PPA che verranno di seguito analizzate, divisi in base alla geo-localizzazione.

Tabella 4.1. Tipologie PPA

On-site PPA	Off-site PPA
PPA con impianto sul sito	PPA fisico
PPA con cavidotti privati	PPA virtuale
	PPA multi acquirente
	PPA multi produttore
	PPA oltre i confini
	PPA multi tecnologia
	PPA con delega sulla generazione

4.1 PPA con impianto sul sito

In questo modello di contratto l'impianto è costruito nella proprietà del cliente finale.

Un tipico esempio è quello di un impianto fotovoltaico installato sulla copertura dello stabilimento produttivo.

Si ha quindi il generatore da fonte rinnovabile posseduto, gestito e mantenuto in ottime condizioni da colui che andrà a vendere l'energia all'acquirente in sito.

L'obiettivo è il dimensionamento ottimale, basato sullo spazio e sulla risorsa a disposizione, in modo da raggiungere una quota di autoconsumo vicina al 100 %, la restante parte di energia prodotta o di consumi non soddisfatti, andranno immessi e prelevati grazie al collegamento con la rete elettrica.

Se la proprietà dell'attività risulta essere diversa dal detentore degli immobili e/o terreni, l'assenso alla realizzazione del progetto deve essere data anche da questo terzo soggetto.^[19]

Dal punto di vista economico il prezzo dell'energia, essendo un PPA on-site, va confrontato in base al valore risparmiato in bolletta, che come sottolineato prima contiene anche la parte variabile degli oneri di sistema e trasporto.

Ciò permette a impianti dell'ordine dei kW, come potenza, di essere sostenibili con uno schema tipico dei Power Purchase Agreement.

Progetti così permettono alle aziende di avere il vantaggio economico di un impianto a fonte rinnovabile che gli fornisce energia con un costo minore rispetto alla bolletta, ma senza dover sostenere l'investimento iniziale, magari non accettabile in quel momento, e soprattutto senza doversi preoccupare della gestione e manutenzione.

In pratica nulla cambia rispetto alla precedente fornitura dalla rete elettrica nazionale con il conseguente pagamento della bolletta: si paga sempre una quota periodica nel tempo, ad un soggetto, ma di entità decisamente minore, fissa o di cui si sa l'incremento.

Un ulteriore vantaggio risulta nell'immagine dell'azienda che riduce così le emissioni inquinanti.

In questo non vengono generati dei certificati di origine perché l'energia viene direttamente consumata in loco, prima del contatore di immissione in rete.

Per la parte di energia in più che viene ceduta e venduta al prezzo di mercato, ogni MWh genera un attestato che verrà gestito in base agli accordi.

In figura 4.1 è ben evidenziato il sistema del PPA on-site, i flussi di energia e soldi tra i soggetti interessati.

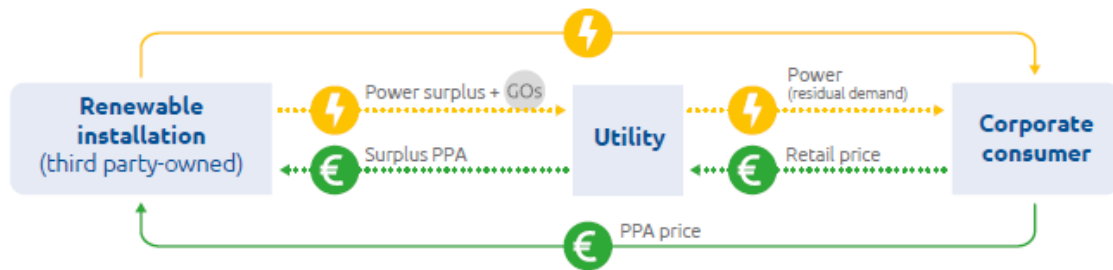


Figura 4.1. Diagramma del PPA sul posto [19]

Un esempio applicativo è proprio in Italia con l'azienda L'Oreal [19] che ha firmato un accordo per la costruzione di 3 MWp di fotovoltaico sulle coperture del proprio stabilimento per coprire parte dei consumi dell'attività.

La quota prodotta viene consumata per il 100% sul luogo di generazione coprendo circa il 30% dei fabbisogni della fabbrica. La durata del contratto è ventennale[19]

4.2 PPA con cavidotti privati

Il concetto è simile al precedente ma la differenza sostanziale sta nella locazione dell'impianto che genera energia elettrica e quello che la consuma.

Infatti, il sito produttivo in questo caso è posizionato a pochi chilometri, solitamente entro i dieci, dall'azienda con cui si ha l'accordo. I due posti sono collegati direttamente da cavi per il trasporto dell'elettricità, la spesa che ne deriva dalla costruzione dei cavidotti deve essere inclusa nel costo di investimento dell'impianto e quindi si riflette direttamente sul prezzo finale del PPA.

Il terreno individuato per la costruzione sarà acquistato o affittato da uno dei due soggetti in base agli accordi con relativo impatto sul valore finale dell'energia.

Il collegamento essendo privato, staccato dalla rete elettrica nazionale, non è soggetto a oneri di gestione e trasporto.

Tutta l'infrastruttura, dalla generazione al trasporto fino al punto di consegna risulta privato e sotto la gestione del venditore.

Ovviamente il sistema nel suo complesso non si configurerà come off-grid, ma avrà un punto di allacciamento che consente di immettere il surplus in rete, mentre l'acquirente continuerà ad avere il proprio contatore che registra i prelievi per la copertura dei restanti carichi da alimentare.

Se il posto è isolato e non c'è la possibilità di un nuovo allacciamento, o l'onere che ne deriva è troppo alto, si può sempre pensare a un sistema di stoccaggio industriale per ottimizzare al meglio la gestione della produzione e poter coprire fasce scoperte per la mancanza della fonte primaria, periodi di manutenzione o guasti.

Ogni complicazione dello schema impiantistico causa però un incremento delle spese e di riflesso del prezzo finale dell'energia fornita.[19]

In alcuni Paesi l'attuazione di questo schema non è così agevole a causa di normative che impediscono o rallentano la realizzazione della linea privata se il percorso prevede l'attraversamento di terreni pubblici o di proprietà di altri.

Il diagramma dei flussi di denaro ed energia in figura 4.2 è identico a quello del PPA on-site perché ciò che cambia è solamente lo schema impiantistico, la struttura

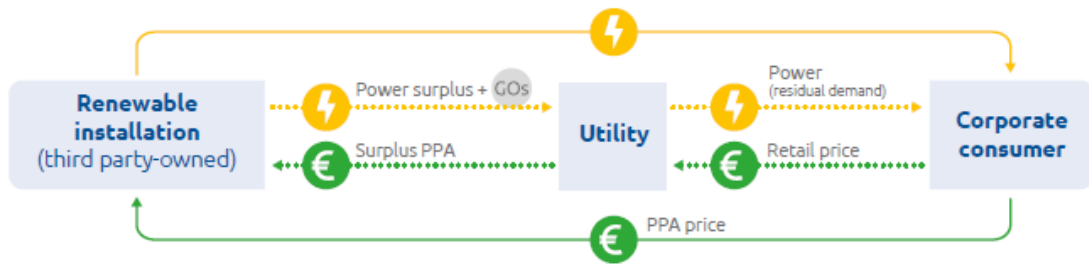


Figura 4.2. Diagramma del PPA con linee elettriche private [19]

economica e i flussi di energia rimangono sempre gli stessi.

Il prezzo però data la complessità del progetto sarà quasi certamente più alto, con l'obiettivo di rimanere competitivo rispetto alla bolletta.

Il contratto appena descritto è particolarmente interessante per gli impianti idroelettrici che trovandosi in prossimità di stabilimenti, possono fornire l'energia necessaria attraverso un collegamento privato. Questo permette di strutturare un PPA anche in presenza di un costo di generazione superiore al prezzo che si forma sul mercato, ma inferiore a quello in bolletta che include le spese per la gestione della rete.

Un progetto di questo tipo è stato realizzato in Galles dalla Foresight Solar Fund con Welink Gruop per fornire energia allo stabilimento della Paper Mill con un impianto fotovoltaico a terra di 72 MWp, che occupa circa 1 km² e copre più del 100% dei consumi dell'azienda durante le ore di sole.

La gestione dei certificati di origine rinnovabile è uguale al precedente modello, descritto nella sezione dedicata.

4.3 PPA fisico

Il modello di PPA fisico rappresenta sempre un contratto tra produttore e acquirente in cui la fornitura di energia avviene fisicamente dalla generazione verso il luogo di consumo, come nei due precedentemente esposti.

La differenza sostanziale sta nella linea di trasmissione usata.

Se nella tipologia on-site la linea era privata data la distanza ravvicinata, qua i chilometri in gioco rendono impossibile, a livello economico, costruire cavidotti oppure ci si trova in un ambiente normativo ostile.

Si utilizza quindi l'infrastruttura pubblica per la consegna, ma tutto ciò deve essere permesso dalle leggi vigenti, in molti Paesi risulta vietata questa pratica. Infatti non sempre è consentito comprare energia direttamente dal produttore, ma deve esserci una società operante nel mercato elettrico come intermediario. Per questo molto spesso si deve interpellare un'utility che si occupi allo stesso tempo dei servizi di fornitura ausiliari (compensazione mancanza produzione, equilibratura carichi/produzione, ecc).

Solitamente PPA di questo genere vengono attuati da aziende fornitrici di energia elettrica che hanno collegate altre che si occupano della produzione, firmando così un contratto unico che "aggira" la normativa.

Mettendosi nelle condizioni di fattibilità di tale progetto, il produttore e l'acquirente dovranno concordare con il gestore delle linee elettriche e con chi si interfaccia ad esse, per la trasmissione della quantità di energia stabilita. Ovviamente l'utilizzo implica un costo che deve essere considerato.

Altro paletto è quello di appartenere allo stesso mercato, risulterebbe estremamente complicato interfacciare operatori di due diversi mercati e renderebbe complicata la gestione del sistema di trasporto, senza considerare il fatto che ognuno ha regole differenti.[\[19\]](#)

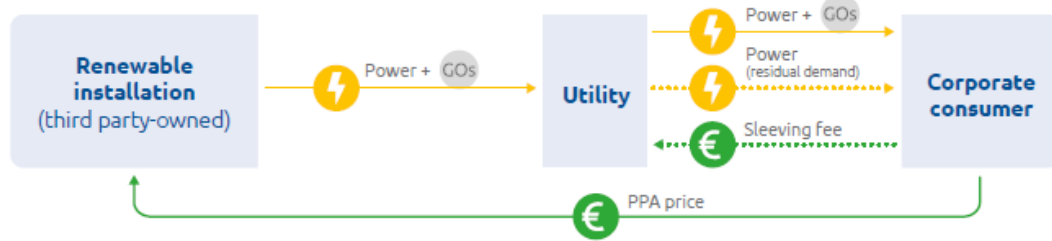


Figura 4.3. Diagramma del PPA fisico [19]

Nella figura 4.3 è chiara la differenza rispetto ai precedenti schemi, manca il collegamento del flusso energetico tra il produttore e il consumatore, mentre rimane quello del pagamento per la fornitura.

L'utility fa da interfaccia tra i due e garantisce la copertura dell'eventuale rimanenza lasciata scoperta dal PPA e inoltre gli vengono pagate le tasse per l'utilizzo della rete.

Questa tipologia di contratto permette, dove consentito, di realizzare il sito di generazione nel luogo più adatto e conveniente che garantisca l'energia necessaria a coprire i consumi del cliente.

In questo schema diventa necessario stabilire il punto di consegna che faccia da spartiacque tra la responsabilità del produttore e del consumatore, soprattutto per quella riguardante il trasporto.

In questo caso i certificati sulla garanzia d'origine vengono dati insieme all'energia in quanto si ha l'uso di una rete che non è privata e quindi senza un attestato non si ha la certezza che il MWh sia "pulito". Si fa quindi un pacchetto unico per la quota fornita con il PPA, ciò che serve per compensare la restante parte di consumi invece arriva dal mercato libero che non è considerata rinnovabile.

Due progetti che andranno ad applicare questa tipologia di contratto sono uno

commissionato di recente e l'altro dovrebbe entrare in esercizio nel 2020. Entrambi sono situati in Norvegia che sembra essere più avanti da questo punto di vista. Le due aziende coinvolte sono Facebook, nota a tutti, e Hydro Energi (Norsk Hydro) azienda nel settore dell'alluminio che vuole sfruttare le rinnovabili per produrre circa 50.000 tonnellate di alluminio all'anno.[19]

4.4 PPA virtuali

I PPA virtuali sono detti anche finanziari data la natura della transazione.

Essa si configura più come un'operazione finanziaria in quanto non viene fisicamente scambiato nessun flusso di energia.

Lo scopo è solo quello di fissare un prezzo dell'energia che continuerà ad essere prelevata dalla rete elettrica. Il fatto che non ci sia una trasmissione fisica di energia consente anche di concordare accordi tra stati diversi.

In pratica si tratta di un contratto per differenze in cui in base al prezzo che si forma sul mercato, si procede a fare dei conguagli tra produttore e acquirente per arrivare al valore fissato inizialmente dall'accordo. Se il prezzo di mercato è maggiore del concordato, il venditore deve dei soldi al compratore e viceversa.[19]

Siccome la produzione verrà comunque immessa in rete, ritirata quindi da un'utilità a un prezzo stabilito nel PPA si costituisce una situazione sicura che rende il progetto bancabile vista l'affidabilità del sistema con cui si interfacciano i vari soggetti. Il fatto di usare la rete di trasmissione nazionale, anche se in modo virtuale, assicura una miglior funzionalità e adeguatezza per distanze molto lunghe.

Questa tipologia di accordo permette di scambiare volumi molto elevati di energia senza particolari impedimenti a livello tecnico e soprattutto non dovrebbero

esserci particolari limiti dati dalla normativa.

Diventa perciò fondamentale concentrare le forze per trovare un partner d'affari solido che possa sostenere per un lungo periodo le condizioni del contratto, oltre che come al solito alla realizzazione dell'impianto contenendo il più possibile i costi per risultare competitivi.

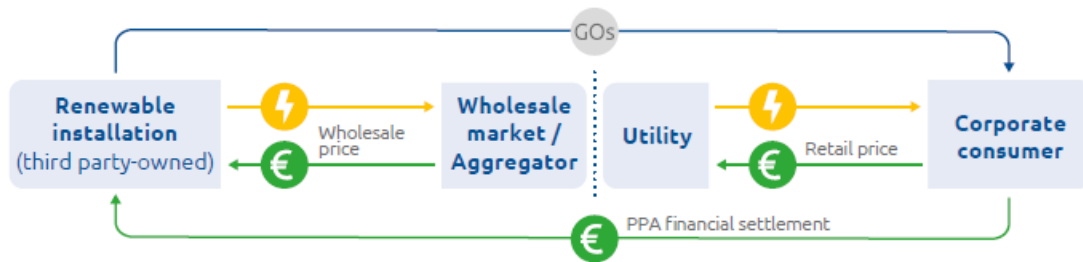


Figura 4.4. Diagramma del PPA virtuale [19]

Oltre i soliti flussi di denaro ed energia, nella figura 4.4, in questo caso, è ben evidenziato il percorso dei certificati sulla garanzia d'origine.

Essi vengono ad avere un ruolo centrale visto il prelievo totale attraverso la rete elettrica classica.

Servono per assicurare che il MWh consumato provenga da un impianto a fonte rinnovabile e quindi il consumatore finale sia sostenibile a livello ambientale, migliorando l'immagine verso l'opinione pubblica e rispettando i parametri per una crescita industriale non eccessivamente inquinante.

La maggior parte dei PPA attualmente in essere, sono di questa tipologia e le taglie sono le più disparate, dall'impianto per coprire i fabbisogni di un singolo cliente, fino a potenze installate che garantiscono il soddisfacimento di più acquirenti contemporaneamente.

4.5 PPA multi acquirente

Questo e i successivi PPA che verranno descritti sono delle varianti del virtuale visto nel paragrafo precedente.

Il multi acquirente in particolare prevede un solo produttore ma molti compratori che insieme riescono a impegnare tutta l'energia generata da un singolo impianto. Le casistiche sono due: o i clienti presi singolarmente hanno pochi consumi e accorpandoli arrivano a un livello per un normale PPA, o più probabilmente si tratta di un sito talmente grande a livello di potenza installata che servono molte aziende dai consumi notevoli.

Le imprese acquirenti per facilitare la contrattazione possono organizzarsi in un consorzio, ottenendo però condizioni identiche per tutti.

Dal lato del produttore avere più clienti significa diversificare il rischio ed essere meno esposti nel caso di default di un singolo membro del gruppo.

Trattandosi comunque di molti soggetti i tempi e le modalità di negoziazione risulteranno sicuramente più lunghi e difficili.^[19]

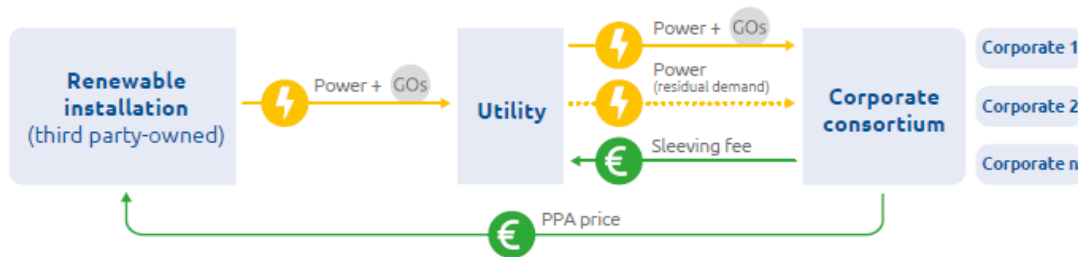


Figura 4.5. Diagramma del PPA multi acquirente ^[19]

Il diagramma di figura 4.5 ha uno schema molto simile al PPA fisico precedente descritto, il produttore si interfaccia con l'utility che penserà poi a distribuire l'energia e soprattutto i certificati d'origine in base agli accordi del PPA.

La differenza principale rispetto a quelli già visti è che l'acquirente è un consorzio

formato da più aziende interessate le quali, mettendosi insieme, riescono a impegnare una maggior quantità di energia a prezzi più convenienti.

La derivazione finanziaria del contratto obbliga a far un unico pacchetto tra energia e certificato, altrimenti la fornitura non sarebbe rinnovabile ma diventerebbe normale.

L'unico collegamento tra il venditore e il compratore è il flusso di denaro per il congruo rispetto al prezzo stabilito.

Un esempio applicativo è un progetto in Olanda in cui sono stati installati 136 MW di eolico per soddisfare le richieste di quattro aziende entrate nel contratto con la stessa percentuale (25% ognuna). Gli acquirenti del caso sono Google, DSM, Philips e AkzoNobel (tecnologia, salute-nutrizione-materiali, elettronica e chimica).[\[19\]](#)

4.6 PPA multi produttore

La situazione è l'opposta della precedente, ci sono molti produttori e un solo acquirente.

In questo caso il consumo è talmente elevato che un solo impianto di generazione non può soddisfare le richieste.

La mancanza di una produzione necessaria può avere molte cause: mancanza di spazio per l'installazione di un parco produttivo appropriato, la mancanza della fonte primaria (la disponibilità di vento, sole e acqua non è controllabile), la taglia appropriata dell'impianto sarebbe di dimensioni tali da comportare un investimento iniziale non sostenibile per lo sviluppatore del progetto. Incorporando così in diversi siti, si ha una maggior sostenibilità finanziaria visto il coinvolgimento di più soggetti, mentre dal lato dell'acquirente un minor rischio legato al default dei fornitori.

Se dovesse verificarsi un problema che precluda la consegna dell'energia, si tratterebbe solamente di una quota parte e non dell'intero stock, limitando il danno economico.

Anche in questa tipologia di PPA visto il passaggio attraverso un'utility, che permette il trasporto dell'energia dai produttori al cliente finale, i certificati sulla garanzia d'origine vengono associati al MWh prodotto e venduti a un prezzo che include entrambi.[19]

Per agevolare la contrattazione anche in questo caso è previsto un aggregatore che negozi le condizioni per tutti formando un solo PPA e non multipli che renderebbe la gestione complicata.

In figura 4.6 c'è il diagramma che spiega in breve i flussi e la struttura di un PPA multi produttore.

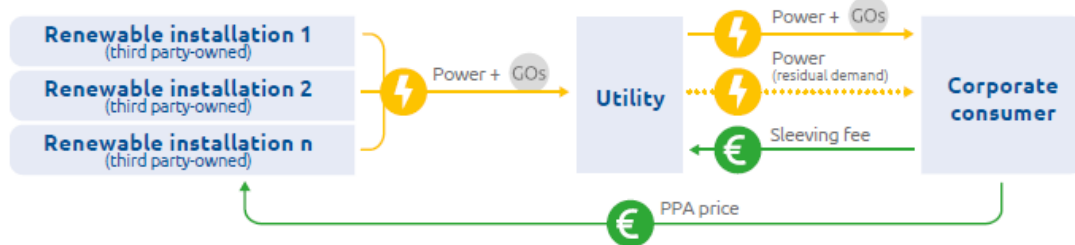


Figura 4.6. Diagramma del PPA multi produttore [19]

Un'applicazione è l'aeroporto di Amsterdam del gruppo Schiphol in cui l'acquirente ha siglato un accordo con l'utility Eneco per la fornitura di 200 GWh di elettricità da fonte rinnovabile. L'energia dovrà essere prodotta da impianti fotovoltaici ed eolici in Olanda. Vista la natura di Eneco, i produttori faranno parte del suo portfolio che comprende più soggetti e non uno solo.[19]

4.7 PPA oltre i confini

Di per sé tutti i modelli di PPA off-site possono essere transfrontalieri, sito di produzione in uno stato e consumatore in un altro.

Se in teoria molte cose possono essere fatte, come noto non sempre la realtà permette l'effettiva realizzazione.

Le barriere sono soprattutto a livello legislativo ed economico, trattandosi di mercati diversi cambia il prezzo a cui fare riferimento per un PPA virtuale e si crea così uno "spread risk" legato al differenziale tra le due borse elettriche. Per ovviare a questo problema si potrebbe pensare a un PPA fisico, ma ciò che frena in questo caso è la mancanza di interconnessioni fra gli stati e il trasporto di capacità elevate per molto tempo.[\[19\]](#)

Ancora ai giorni nostri si stanno sviluppando nuove infrastrutture per collegare i singoli Paesi, aumentando sia l'affidabilità che la stabilità del sistema elettrico (minor probabilità di blackout e maggior inerzia), con l'obiettivo finale di creare almeno a livello europeo, un unico mercato elettrico.[\[35\]](#)

Tutti questi piani di sviluppo delle singole nazioni per la creazione di interconnessioni e arrivare a un unico grande sistema, sembrano essere di buon auspicio per il superamento degli ostacoli che ad oggi limitano di molto il mercato dei PPA transfrontalieri.

Ad oggi in Europa sono pochi i casi applicativi di questo genere di contratto.

Il diagramma di figura [4.7](#) è praticamente identico a quello del precedente caso di PPA fisico, la differenza sostanziale si nota dalla presenza di due Paesi diversi nel percorso dell'energia dal produttore all'utility. Per il resto i flussi rimangono gli stessi delle tipologie visti prima, con garanzie d'origine ed energia in un unico pacchetto, ma non mancano casi di accordi esterni per trattare la vendita dei certificati. In quest'ultima situazione il flusso dei GO è diretto dal produttore al cliente finale come in figura [4.8](#).

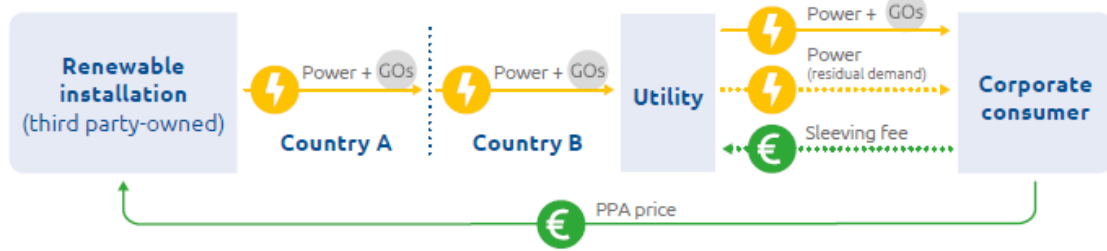


Figura 4.7. Diagramma del PPA transfrontaliero fisico [19]

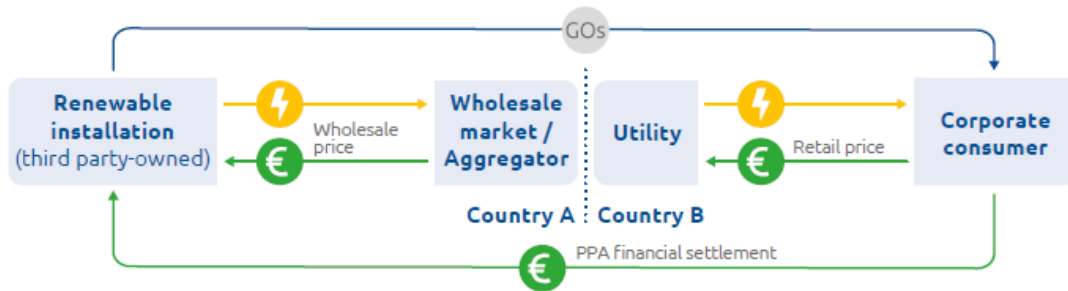


Figura 4.8. Diagramma del PPA transfrontaliero finanziario [19]

Questo schema contrattuale è stato applicato da Google in collaborazione con OX2 Vind AB per costruire un impianto eolico in Svezia e portare l'energia elettrica in Finlandia. Qui il data centre della nota azienda americana consuma l'energia. La realizzazione è stata possibile perché il quadro normativo svedese permette uno sviluppo ottimale di accordi come i PPA, mentre la Finlandia no. L'appartenenza allo stesso mercato elettrico, quello del Nord, con prezzi molto correlati permette il pieno sviluppo del cross-border PPA.[19]

4.8 PPA multi tecnologia

Come dice il titolo la variante di questo PPA riguarda la presenza di più di una tecnologia che sfrutta fonti rinnovabili all'interno dell'accordo, ma può anche includere sistemi di stoccaggio.

Ad oggi sono pochi i progetti di questo tipo, ma l'interesse sta crescendo.

Il motivo è da ricercarsi principalmente nella possibilità di avere una generazione più sicura, la disponibilità di diverse fonti permette di avere maggiori probabilità di copertura del carico totale durante tutto il giorno.

Il fotovoltaico ad esempio funziona solamente nelle ore diurne, ma se integrato con idroelettrico, eolico, geotermico o biomassa può garantire 24 ore di generazione.

Nel caso delle ultime due citate si arriverebbe anche ad una possibilità di programmazione e regolazione. Si riduce così il rischio legato alla forma della generazione, che con impianti così strutturati permette la piena corrispondenza alla curva dei carichi.^[19]

La tipologia di riferimento è quella del PPA virtuale o fisico in quanto sebbene in alcune occasioni un sito permetta lo sfruttamento di due fonti contemporanee, normalmente si tratta di impianti distanti che, sfruttando il modelli off-site del contratto, possono comunque comparire come un unico produttore che fornisce energia al cliente finale.

Lo schema che rappresenta la struttura del PPA descritto è in figura [4.9](#).

Anche in questo sistema contrattuale i certificati di garanzia d'origine vengono inclusi nella fornitura di energia e contribuiscono alla formazione del prezzo.

Essendo una tipologia di PPA poco diffusa in Europa il modello applicativo citato è quello della Sydney Opera House che, per arrivare all'obiettivo del carbon neutrality ha firmato un contratto di 7 anni con un fornitore che gli garantisce energia rinnovabile prodotta in parco eolico e fotovoltaico. Attualmente la copertura dei consumi arriva all' 85%.^[19]

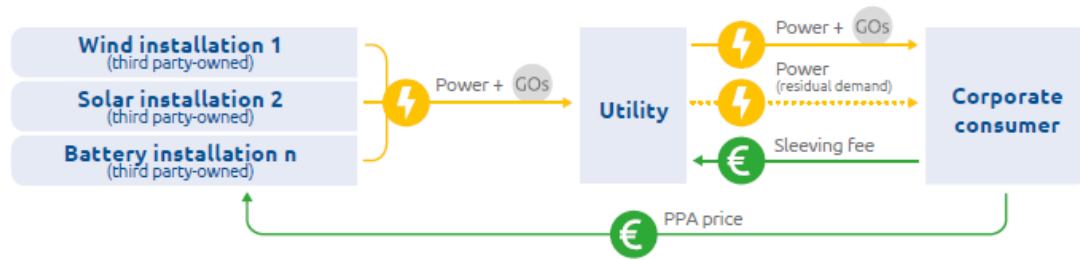


Figura 4.9. Diagramma del PPA multi tecnologia [19]

4.9 PPA con delega sulla generazione

L'ultima tipologia descritta rappresenta un modello innovativo di PPA sviluppato negli USA con lo scopo di accollare il rischio a un soggetto che possa gestirlo al meglio in quanto specializzato nel settore. Infatti, il rischio maggiore, che si incontra in contratti dove sono presenti le fonti rinnovabili, è quello della quantità di energia generata. Esso dipende principalmente da due fattori: l'affidabilità della tecnologia e la variabilità del meteo. Siccome la seconda non si può controllare, si interviene sulla prima.[19]

Dallo schema in figura 4.10 si può capire meglio la particolarità dell'accordo e il perché il rischio danneggia soprattutto l'acquirente.

In questo caso l'impianto è di proprietà della società che beneficia della produzione, ma essendo solitamente inesperta nella gestione di impianti rinnovabili, delega le attività di manutenzione ed esercizio del sito ad un'azienda specializzata. Il volume teorico viene calcolato in base alla tecnologia installata e ai dati climatici del posto, da ciò si deriva l'intervallo accettabile entro il quale deve restare la produzione durante il periodo del PPA.

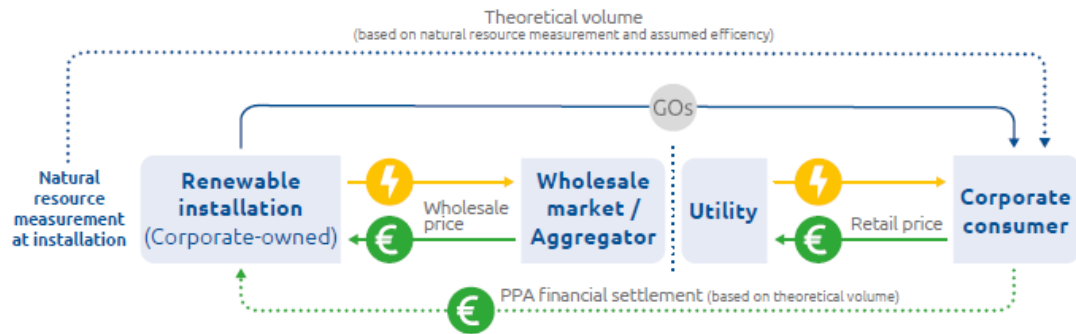


Figura 4.10. Diagramma del PPA con delega [19]

In questo caso a fronte di una spesa per la gestione ottimale si riduce/azzerava il rischio che viene accollato a terzi.

I certificati sulla garanzia d'origine sono un unico prodotto con l'energia e venduti al prezzo stabilito.

Un esempio è il progetto della Microsoft che nel 2016 ha firmato un accordo con Allianz per creare un PPA sul modello appena descritto. Il compenso per il controllo del funzionamento del sito produttivo è basato sul volume di energia elettrica generato.[19]

Capitolo 5

La formazione del prezzo

Sicuramente il fulcro di un contratto PPA è il processo di formazione del prezzo.

La successiva analisi tecnica si pone l'obiettivo di analizzare il valore dell'energia prodotta della quale si fissa la taglia dell'impianto e la tecnologia (idroelettrico e fotovoltaico).

Variano i parametri che contribuiscono alle spese e al flusso di denaro in entrata. Essi sono: il costo di investimento e manutenzione, la producibilità e la durata del contratto.

Accertato un valore dell'energia accettabile per tale impianto si potrà verificare quale delle tipologie di PPA precedentemente descritte possono essere applicate per una taglia di impianto che ben si sposa con i consumi di piccole-medie imprese. Infatti questo settore che non possiede consumi così elevati come le grandi multinazionali, vedono il mercato dei PPA non applicabile a meno di un processo di aggregazione dei carichi che permetta di presentarsi come un grande gruppo unico, con alte richieste di energia. Da ciò deriva che per ottenere energia a minor prezzo e rinnovabile, l'unica via percorribile rimane l'installazione di un impianto che sfrutti la risorsa più vicina allo stabilimento produttivo.

Questo significa pianificare una spesa che può risultare importante oppure affidarsi a una soluzione commerciale come il leasing o il noleggio.

Tutti sono fatti con lo scopo di arrivare ad essere proprietari del bene e quindi di doverlo gestire per mantenerlo efficiente e in buono stato.

Se però la volontà è solamente quella di risparmiare rispetto alle delle bollette, senza la preoccupazione dell'impianto, una formula stile PPA rimane la migliore, con l'aggiunta che l'elettricità deriva da fonti rinnovabili.

5.1 Il Levelized Cost of Energy (LCOE)

Il modello del LCOE è solitamente usato per determinare il prezzo dell'energia prodotta da un impianto, non importa se tradizionale o che sfrutta fonti non esauribili. La differenza sulla materia prima utilizzata come "combustibile" riguarda solamente il diverso valore dei singoli termini che compongono la formula.

E' risaputo che centrali a combustibili fossili hanno un minor costo di investimento iniziale ma spese operative e di manutenzione più alte, viceversa per le tecnologie rinnovabili che presentano la voce di spesa quasi tutta nella fase di costruzione.

Anche nei PPA per determinare il prezzo a cui verrà venduta l'energia ci si basa sulla formula del LCOE. Come detto prima al suo interno sono presenti molti termini, in pratica rappresentano le spese, i ricavi, la durata contrattuale, il costo del denaro, le tasse.

Calcolato il valore, si ha un ottimo strumento per la valutazione della fattibilità o meno dell'impianto, soprattutto a livello commerciale. Infatti, la competitività dipende a seconda che il prezzo sia minore o meno di quello di mercato e più attraente rispetto alla concorrenza sia di altre aziende, sia rispetto ad altre tecnologie che potrebbero essere impiegate nel soddisfacimento delle stesse esigenze.

Una definizione di base può essere data dall'equazione (5.1) dove in maniera molto generale si calcola come costo durante tutta la vita utile dell'impianto diviso la

produzione totale avendo come risultato il gli €/MWh dell'energia.[36]

$$LCOE = \frac{Total\ Lifetime\ Cost}{Total\ Lifetime\ Energy\ Production} \quad (5.1)$$

Una formulazione più esplicita è quella dell'equazione (5.2) in cui i numeratore e denominatore vengono divisi nei termini fondamentali che compongono la formula. Anche in questo caso la dicitura risulta essere molto generale e utilizzabile soprattutto per tecnologie che sfruttano fonti di energia tradizionali e principalmente le programmabili.

$$LCOE = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{I_0 + M_i + F_i}{(i+r)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{E_i}{(i+r)^i}} \quad (5.2)$$

Il significato dei termini è il seguente:

- I_0 = Investimento iniziale all'anno zero, considerando anche i finanziamenti esterni. L'anno zero è definito come quello prima dell'avvio dell'impianto
- M_i = Costi operativi e di manutenzione all'anno i-esimo
- F_i = Spese per il carburante all'anno i-esimo. A meno che non si tratti di un impianto a biomassa o biogas questo termine è nullo
- E_i = Energia generata all'i-esimo anno
- r = Tasso di sconto
- n = Anni di vita utile dell'impianto

Come detto questa formula rende noti alcuni termini che compongono il flusso di cassa durante il periodo utile di vita dell'impianto, ma non include alcuni fattori esterni.

Questi ad esempio sono gli effetti di eventuali limiti sull'immissione di energia imposti dall'operatore di rete, le penalità imposte dal contratto PPA.

Siccome le sanzioni presenti nel contratto si attivano solamente in caso di mancato osservanza di obblighi di vario tipo, nella stima del prezzo dell'energia generata spesso non vengono conteggiati.

Per tali motivi una formula più dettagliata e accurata assicura che tutti i termini di spesa e guadagno vengano presi in considerazione, rendendo l'analisi più veritiera e meno rischiosa per entrambe le parti coinvolte. Aumenta perciò la probabilità che il progetto vada in porto e che si verifichi l'effetto benefico auspicato inizialmente.[36]

La formula (5.3) è un'evoluzione della precedente in cui sono presenti ancora più termini che rappresentano flussi di denaro anche slegati all'impianto in particolare, ma più finanziari.

$$LCOE = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{I_0 + OM_i + F_i + PTC_i - D_i + T_i + R_i}{(i+r)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{E_i}{(i+r)^i}} \quad (5.3)$$

Dove:

- I_0 = Investimento iniziale all'anno zero, considerando anche i finanziamenti esterni. L'anno zero è definito come quello prima dell'avvio dell'impianto
- OM_i = Costi operativi e di manutenzione all'anno i-esimo
- F_i = Spese per il carburante all'anno i-esimo. A meno che non si tratti di un impianto a biomassa o biogas questo termine è nullo
- PTC_i = Credito d'imposta
- D_i = Deprezzamento
- T_i = Prelievo fiscale

- R_i = Canoni
- E_i = Energia generata all'i-esimo anno
- r = Tasso di sconto
- n = Anni di vita utile dell'impianto

Come si può notare i nuovi termini sono fattori non propriamente legati all'impianto in sè, ma all'economia e finanza collegata a un investimento in questo campo. Tra i termini negativi, che abbassano i costi, troviamo il credito d'imposta e il deprezzamento.

Il primo è una specie di incentivo a livello finanziario che gli stati prevedono per certi tipi di investimenti, tipo quelli nelle fonti rinnovabili, che permettono di avere uno "sconto" sulle imposte da pagare.

Il secondo invece è uno strumento usato a livello di bilancio societario, in cui si spalma la spesa iniziale su più anni per abbassare l'imponibile.

Appaiono però anche degli elementi che vanno a peggiorare la situazione, aumentando la spesa. Sono il prelievo fiscale (le tasse) e i canoni da pagare (sulla fonte, sui terreni, sulle proprietà, ecc.).

In questo modello però ancora non è presente un termine che conti le penalità derivanti dalla minor produzione rispetto alle previsioni.

Come detto in precedenza non sempre vengono conteggiate, ma per produzioni di una certa entità come sono solitamente i PPA, una formulazione dell'LCOE che includa tale rischio sotto forma di spesa aggiuntiva rende più attendibile il valore calcolato.

L'equazione (5.4) ha al suo interno un termine che tiene conto delle penalità derivanti dalla produzione, anche se non vengono considerate le spese aggiuntive

per tasse e canoni.[37]

$$LCOE = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{I_0 + OM_i + F_i + TC_i + Pen_i}{(i+r)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{E_i}{(i+r)^i}} \quad (5.4)$$

Oltre ai soliti termini già noti dalle precedenti formule compaiono:

- TC_i = L'insieme di tutti i crediti di imposta, incentivi o premi che possono essere legati all'investimento e alla produzione
- Pen_i = La penalità per il non rispetto delle soglie di produzione

Il termine Pen_i è composto da due elementi che indicano: uno l'onere per la bassa produzione e l'altro quello per il superamento della massima accettabile.

Nelle equazioni (5.5) e (5.6) la formulazione per il calcolo dei parametri che pongono la sanzione.

$$PN_i = \begin{cases} (Min_{lim}P_{exp} - E_i)COE_i & \text{se } E_i < Min_{lim}P_{exp} \\ 0 & \text{se } E_i \geq Min_{lim}P_{exp} \end{cases} \quad (5.5)$$

In (5.5) Min_{lim} esprime la minima frazione che il compratore richiede essere fornita, P_{exp} la produzione attesa ed E_i la reale generazione dell'anno i . Se tale soglia non viene rispettata, bisogna sopperire andando ad acquistare energia sul mercato libero a un prezzo maggiore COE_i .

$$PN_i = \begin{cases} (E_i - Max_{lim}P_{exp})COE_i(1 - PPA_{term}) & \text{se } E_i > Max_{lim}P_{exp} \\ 0 & \text{se } E_i \leq Min_{lim}P_{exp} \end{cases} \quad (5.6)$$

Nella (5.6) i termini hanno lo stesso significato con la differenza che la frazione riguarda la massima accettata e non la minima.

L'unico termine nuovo è PPA_{term} che indica la frazione di surplus accettata rispetto al massimo fissato nel contratto. Se è uguale a 0 significa che l'acquirente non

intende accettare nessun eccesso, invece 1 quando in pratica non esiste un limite superiore alla produzione e acquisto di energia.[37]

5.2 Discounted Cash Flow Analysis (DCF)

Se il calcolo del LCOE è utile per determinare il prezzo dell'energia generata e quindi avere una base per la contrattazione con il cliente, per la valutazione della sostenibilità e bancabilità del progetto c'è bisogno si stabilire un piano finanziario. Una delle metodologie più usate per l'analisi aziendale è quella del Discounted Cash Flow Analysis o detto all'italiana il metodo dei flussi di cassa scontati.

Si basa sulla determinazione del valore attuale dei flussi di cassa attesi da una specifica attività.

I tre elementi principali su cui si basa sono: il volume dei flussi di cassa, la loro distribuzione temporale durante tutto il periodo produttivo utile e il tasso di attualizzazione.

Rendere attuali i flussi di cassa è fondamentale per tenere conto del valore del denaro nel tempo.[38]

Altri fattori alla base del metodo DCF sono i seguenti:[39]

- Fissata una soglia ritenuta la minima accettabile, il tasso di ritorno dell'investimento deve essere sopra per essere ritenuto fattibile e conveniente;
- Più alto è il rischio e maggiore deve essere il guadagno (regola generale per ogni investimento);
- La soglia minima di guadagno richiesta deve rispettare la forma finanziaria dell'investimento, il rapporto equity/debito.

La stima dei flussi di cassa è fatta con la stessa metodologia del LCOE ovvero: si tiene conto dell'investimento iniziale, cioè l'esborso di capitale all'anno zero, e

durante gli anni di produzioni le spese operative e di manutenzione, le tasse, i canoni se presenti.

Allo stesso tempo il funzionamento dell'impianto genera entrate che compensano e superano le uscite, o almeno si spera.

I guadagni sono dovuti alla vendita di energia, ad eventuali incentivi, al deprezzamento (abbassa l'imponibile) ed eventuali altri finanziamenti gratuiti esterni.

5.2.1 Il Weighted Average Cost of Capital (WACC)

L'aspetto più importante però è il calcolo del tasso di attualizzazione. Solitamente il parametro usato come indice è il *Weighted Average Cost of Capital (WACC)*, all'interno di esso vengono considerati:[\[39\]](#)

- Il rateo risk-free riferito ad investimenti alternativi;
- L'inflazione durante tutta la vita dell'impianto, che rispecchia la perdita di potere d'acquisto del capitale investito;
- Un premio da assegnare alla parte in equity che consideri un tasso di ritorno accettabile per l'investimento rischioso.

In pratica il tasso di sconto, tenendo conto di tutti i parametri finanziari dell'investimento, rappresenta il costo del capitale, ovvero il tasso di rendimento atteso dagli investitori.

Per la parte di equity ci si aspetta un rateo che sia uguale a quello di un investimento risk-free (Titoli di Stato decennali) più un premio basato sullo specifico investimento.

Sulla quota di debito ci si aspetta invece di ottenere un indice che sia uguale al costo del finanziamento.

Dall'analisi della formula (5.7) si può capire meglio la composizione di tale termine e come poter calcolare un valore da utilizzare nell'analisi DCF.

$$WACC = K_e \cdot \frac{E}{E + D} + K_d \cdot \frac{D}{E + D} \cdot (1 - T) \quad (5.7)$$

Dove:

- K_e = Costo della parte in equity
- K_d = Costo della parte in debito
- E = Quota sul totale dell'equity
- D = Quota sul totale del debito
- T = Aliquota fiscale sulle imposte sui redditi
- $(1 - T)$ = Termine che tiene conto della deducibilità degli interessi passivi, diminuisce il costo del debito

Certamente una formulazione del genere non permette di comprendere a fondo la natura del WACC, bisogna studiare nel dettaglio i due termini che indicano il costo del capitale proprio e del finanziamento.

Partendo dal primo, l'equazione che lo descrive è la (5.8):[39]

$$K_e = R_f + premium = R_f + R_s + \beta \cdot (R_m - R_f) \quad (5.8)$$

In cui:

- R_f = Tasso di interesse di un investimento considerato risk-free. Il valore di riferimento è solitamente il titolo di stato a breve termine ad esempio quello decennale;

- *premium* = Premio che ci si aspetta da un investimento che presenta un rischio maggiore. E' composto da:

- R_s = Piccolo premio dovuto alla ridotta liquidità (Solo per i piccoli investitori). Nel nostro caso non verrà preso in considerazione
- β = Sensibilità del rateo di ritorno di un investimento specifico ai cambiamenti del mercato. Solitamente viene considerato uguale a 1, cioè il titolo si comporta esattamente come il mercato, né aggressivo né difensivo, ma neutro.
- R_m = Rendimento del titolo/investimento sul mercato
- $R_m - R_f$ = Rendimento dell'investimento rispetto a quello senza rischio. In pratica è un differenziale di rendimento

Intanto si deve essere nella condizione minima in cui $K_e \geq R_f$.

Il termine che rappresenta il costo della parte equity contiene al suo interno sempre due elementi di rischio che sono: quello sistemico o fisso e quello specifico dell'investimento in questione.

Se il secondo varia in base alla situazione e può anche diventare nullo se il capitale viene usato in ambito risk free, il primo è indicativo di un pericolo fisso dato dal mercato in quanto tale.

Nessun investimento potrà mai essere esente da azzardi perché intrinseci al sistema.

Per il costo del debito è l'equazione (5.9) a indicare il significato.[39]

$$K_d = IRS + spread \quad (5.9)$$

Dove:

- IRS = Interest rate swap, rappresenta il passaggio dal tasso fisso a quello variabile

- *spread* = crescita del tasso di interesse dipendente dalla capacità dell'investitore di restituire il capitale

Il termine $(1 - T)$ che tiene conto già all'interno del tasso di sconto della deducibilità degli interessi passivi. Includendoli nella formula del WACC, alla base imponibile su cui si andrà a calcolare la tassazione non saranno sottratti gli oneri finanziari, verranno comunque conteggiati gli ammortamenti.

Tutti i parametri che appaiono nel calcolo del WACC possono essere reperiti su siti specializzati in economia e finanza, essendo termini specifici del settore. La tabella 5.1 indica i valori utilizzati al fine del calcolo del costo del capitale proprio.

Tabella 5.1. Composizione K_e

Parametro	Valore	Fonte
R_f (BTP Italia a 10 anni)	2,45%	rendimentiBTP.it
R_s	0	
β	1 (comportamento neutro)	
$R_m - R_f$	5,75%	KPMG international
K_e	8,25%	calcolato

Invece nella tabella 5.2 vengono esplicitati composizione e valore dei termini del costo del debito.

Osservando le tabelle si nota innanzitutto l'indice *IRS* negativo, segnale che ad oggi il costo del denaro in banca è conveniente. In pratica al posto di aumentare il tasso di interesse sul debito, come avviene di solito, lo abbassa rendendo più conveniente un mutuo. A questo si aggiunge uno spread che è calato sensibilmente negli ultimi sei mesi, quasi 1% rispetto a Giugno 2019.[40]

Tabella 5.2. Composizione K_d

Parametro	Valore	Fonte
IRS	-0,03%	Il Sole 24ore
spread (media ultimi 6 mesi)	1,56%	Il Sole 24ore
K_d	1,53%	calcolato

D'altra parte risulta nettamente più alto il costo del denaro proprio enfatizzato da un rendimento dei titoli di Stato (Italia) decennali abbastanza alto.

Per poter calcolare il WACC serve ancora sapere l'aliquota da applicare per considerare la deducibilità degli interessi passivi.

In tabella 5.3 sono riportati gli scaglioni con le relative aliquote da applicare.

Tabella 5.3. Aliquote Italia

Scaglione	Aliquota	Imposta
fino a 15.000 €	23%	23% del reddito
da 15.001 fino a 28.000 €	27%	3.450,00 + 27% sul reddito che supera i 15.000 €
da 28.001 fino a 55.000 €	38%	6.960,00 + 38% sul reddito che supera i 28.000 €
da 55.001 fino a 75.000 €	41%	17.220,00 + 41% sul reddito che supera i 55.000 €
oltre 75.000 €	43%	25.420,00 + 43% sul reddito che supera i 75.000 €

In base all'utile lordo dell'azienda viene applicata anno per anno l'aliquota spettante.

Detto ciò si può ricavare il valore del WACC utilizzato come indice per il calcolo dei flussi di cassa attualizzati. Manca solamente la decisione sulla ripartizione della parte equity rispetto a quella a debito.

Secondo le indicazioni riportate da IRENA[41] una struttura finanziaria, tipica di un progetto a basso rischio che sfrutta le energie rinnovabili, può avere un rapporto debito/equity di 70/30.

Nella tabella 5.4 vengono riassunti tutti i parametri che compongono il WACC e il valore finale che assume l'indice di attualizzazione che verrà usato nell'analisi DCF e del LCOE. A riguardo la fiscalità dell'azienda, per non mettersi nelle condizioni in cui la tassazione incida in maniera significativa sul tasso, si è scelto di utilizzare lo scaglione che prevede il 27% di aliquota.

Tabella 5.4. Valore WACC

Variabile	Valore
D	70%
E	30%
K_e	8,25%
K_d	1,53%
T	27%
WACC	3,25%

Avendo identificato il tasso di attualizzazione per i flussi di cassa, l'analisi DCF per determinare o meno la fattibilità economica può essere svolta.

Le valutazioni delle spese e delle entrate verranno fatte per i casi studio particolari nel prossimo capitolo.

Resta ancora da vedere il calcolo della producibilità per le due tecnologie in seguito mostrata. Prima però, in breve, alcuni parametri derivanti dal DCF valutati per stabilire la convenienza o meno dei progetti.

5.3 Valore Attuale Netto (VAN)

Il *Valore Attuale Netto* di un flusso di cassa originato da un investimento è la somma algebrica dei costi iniziali e dei flussi di cassa netti scontati, durante tutta la vita utile dell'impianto. La formulazione è quella dell'equazione (5.10).

$$VAN = -I + \sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1+i)^t} \quad (5.10)$$

Con:

- I = Costo dell'investimento iniziale
- B_t = Flussi netti durante il periodo di vita utile dell'impianto, positivi o negativi in base al bilancio annuo tra entrate e uscite.
- i = Indice di attualizzazione
- t = Anno considerato
- n = Anni di vita utile dell'impianto

Per far sì che un investimento sia accettabile bisogna che il valore del VAN sia almeno maggiore o uguale a zero, in via teorica.

Sicuramente un investitore per esporsi vuole che tale valore sia ampiamente positivo per garantire un margine di guadagno soddisfacente.

Nel confronto tra due diverse soluzioni la migliore a livello economico sull'intero periodo sarà quello con il flusso di cassa cumulato maggiore.

Prendendolo come unico elemento di confronto tra progetti differenti, aventi costi iniziali non comparabili, si perde di vista il rapporto con il tempo di rientro dall'esborso per la realizzazione.

Non sempre è accettabile avere un più di tot anni per entrare nella zona di guadagno globale.[\[39\]](#)

5.4 Tasso Interno di Rendimento medio (TIR)

Il *Tasso Interno di Rendimento Medio* è un altro parametro utilizzato per la valutazione di un investimento. Rappresenta il valore che il rateo di attualizzazione deve assumere per far sì che $VAN = 0$, ovvero alla fine del periodo di valutazione i flussi cassa cumulati eguagliano l'investimento iniziale. L'equazione è la (5.11).

$$-I + \sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1+i)^t} = 0 \quad (5.11)$$

Il significato dei singoli termini all'interno della formula sono i consueti, l'incognita è i .

Solitamente per essere accettabile un alla fine dei dieci anni il valore del TIR deve essere tra l'8 e il 12%, questo permette al progetto di essere interessante e diventare bancabile.

Abbiamo quindi un parametro che restituisce il rendimento percentuale di un investimento, ma senza l'analisi combinata con il VAN , si rischia di perdere di vista il guadagno finale. Un esborso iniziale maggiore può garantire un maggior ammontare di denaro a fine vita con un TIR minore, viceversa per uno di piccole dimensioni.[42]

5.5 Pay Back Time (PBT)

Il *Pay Back Time* rappresenta il tempo di rientro dalla spesa eseguita per la costruzione dell'impianto. L'incognita dell'equazione (5.12) in questo caso è periodo che rende nullo il flusso di cassa cumulato.

$$-I + \sum_{t=1}^{\tau} \frac{B_t}{(1+i)^t} = 0 \quad (5.12)$$

Usando il *PBT* come metro di valutazione, sicuramente il progetto più conveniente risulta quello che rientra prima. Specialmente in periodi di incertezza economica arrivare al pareggio velocemente, risulta un fattore di tranquillità, con meno possibilità di perdita. E' vero che se il giudizio non prende in considerazione altri elementi, si rischia di escludere opportunità di guadagno decisamente più elevate, nascondendo i benefici sull'intero ciclo di vita.[\[43\]](#)

5.6 La producibilità

5.6.1 Il fotovoltaico

Per calcolare la producibilità attesa da un impianto fotovoltaico si può fare ricorso al software gratuito online *PVGIS* che rende disponibile i monitoraggi della radiazione solare. Attraverso il settaggio di alcuni input il programma calcola, sulla base dei database, le ore equivalenti che l'impianto può rendere. Bisogna specificare in particolare:

- Luogo di installazione
- Orientamento in gradi rispetto al SUD (positivo verso Ovest e negativo verso Est)
- Inclinazione dei pannelli rispetto all'orizzontale
- La tecnologia del pannello fotovoltaico
- La tipologia dell'installazione (integrata o a terra)
- Eventuali inseguitori
- Possono essere variati anche i parametri di perdite del sistema (14% è il valore usato convenzionalmente)

La produzione stimata dell'impianto fotovoltaico sarà rappresentata dall'equazione (5.13):

$$Prod_{PV} = P \cdot h_{eq} \cdot [kWh] \quad (5.13)$$

Dove:

- P = Potenza di picco installata [kW_p])
- h_{eq} = Ore equivalenti, ore di funzionamento alla potenza nominale [h]

5.6.2 L'idroelettrico

La formula base che viene utilizzata per la stima è la (5.14):

$$Prod_{idro} = \eta \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \cdot h_{eq} \quad (5.14)$$

In cui:

- η = rendimento dell'impianto al variare delle condizioni
- ρ = densità dell'acqua ($1000 \text{ kg}/\text{m}^3$)
- g = accelerazione di gravità ($9,81 \text{ m}/\text{s}^2$)
- Q = portata d'acqua utilizzata [m^3/s]
- H = salto netto [m]
- h_{eq} = ore equivalenti di funzionamento alla potenza nominale [h]

Solitamente i dati di salto e portata sono stabiliti da una concessione di derivazione rilasciata dall'ente preposto. Viene perciò stabilita una potenza media di concessione che va a fissare la massima producibilità nell'anno solare, infatti basta moltiplicare la potenza per le ore in un anno (8760 h). Ovviamente valori del genere sono impossibili da raggiungere a causa di stagioni in cui il corso d'acqua va

in secca e quindi non si riesce a sfruttare la risorsa.

Avendo a disposizione il monitoraggio di alcuni impianti, che soddisfano la potenza presa come riferimento (100 kW), abbiamo potuto stabilire una produzione di riferimento che rappresenta comunque una situazione di ottima producibilità media annuale.

Capitolo 6

Casi studio

L'analisi precedentemente descritta, per portare alla formazione di un prezzo a cui si può vendere l'energia, verrà applicata in questo capitolo a due tecnologie (fotovoltaico e idroelettrico) di cui sono stati messi a disposizione le conoscenze e l'esperienza dell'azienda ospitante.

Per entrambi i casi il modello per il calcolo dell'LCOE e del DCF prevede l'inclusione delle varie spese legate all'investimento, alla gestione e manutenzione dell'impianto, al risparmio per gli ammortamenti, ma non considera le uscite per le tasse.

La scelta è dettata dal fatto che a priori non si riesce a definire l'incidenza corretta delle imposte sui flussi di cassa dell'investimento. La valutazione andrebbe quindi fatta nel contesto del bilancio aziendale globale.

L'ammortamento invece viene conteggiato in quanto è un beneficio ricollegabile direttamente al progetto in esame, l'aliquota di riferimento per il calcolo del beneficio è stata fissata al 27%, secondo scaglione per le imposte sui redditi.

Riguardo le eventuali limitazioni dei volumi di energia acquistata dal compratore, viste le produzioni non eccessive, la decisione è quella di valutare solamente contratti del tipo "*Take or Pay*", prendi o paghi la penale.

6.1 Fattibilità impianto fotovoltaico

La potenza d'impianto utilizzata per l'analisi di fattibilità economica è 100 kW. La scelta è ricaduta su questa taglia in quanto dall'esperienza lavorativa risulta essere una misura molto diffusa per la copertura dei carichi richiesti dalle piccole medie imprese. Solitamente l'attività lavorativa di queste è spalmata su un singolo turno durante le otto ore centrali della giornata, potendo così garantire un ottimo autoconsumo della generazione fotovoltaica. Inoltre gli stabilimenti sono situati per lo più in capannoni con superfici dei tetti di dimensioni adeguate a ospitare impianti del genere.

Essendo lo scopo verificare se sia sensato o no applicare il modello del PPA per dimensioni del genere, l'impianto analizzato non è uno esistente, ma uno fittizio che, fissato il primo parametro (la potenza), vede variare tutti gli altri al fine di poter analizzare vari scenari. Occorre comunque partire da un caso base per poi cambiare le diverse variabili di ingresso.

Avendo le dimensioni dell'impianto si può subito stabilire un prezzo per la realizzazione completa comprensiva di:

- fornitura e installazione di pannelli, inverter e quadri con relativo cablaggio
- posa dei cavidotti per il collegamento dell'impianto fotovoltaico all'impianto elettrico dello stabilimento
- svolgimento delle pratiche per l'allacciamento alla rete elettrica (necessaria per l'eventuale immissione del surplus)

Attualmente per un impianto di queste taglie si può considerare una spesa per la realizzazione di 750 €/kW_p, il che vuol dire un investimento iniziale pari a 75.000,00 €, in tabella 6.1 la ripartizione indicativa delle spese.[45]

Tabella 6.1. Ripartizione spese per impianto fotovoltaico

Componente	Valore
Pannelli FV monocristallini	35.000,00 €
Inverter	10.000,00 €
Quadro AC inverter	6.000,00 €
Strutture per il montaggio	3.000,00 €
Installazione	10.000,00 €
Linee vita e sicurezza	5.000,00 €
Trasporto e mezzi di sollevamento	1.000,00 €
Altro materiale elettrico (Cavi, canaline, ecc.)	1.000,00 €
Progettazione (progetto, pratiche, autorizzazioni, ecc.)	4.000,00 €

Lo step successivo prevede la scelta dell'ipotetico sito di installazione iniziale: Nord Italia con un esposizione a Sud. L'inclinazione della copertura si considera del 10°, secondo le indicazioni sulle tipiche tipologie di coperture industriali. [44] L'installazione sarà del tipo in appoggio di falda, questo obbliga il pannello ad avere un pendenza pari a quella del tetto, ma allo stesso tempo evita eventuali contrasti con i piani regolatori locali che possono vietare la posa di elementi sporgenti rispetto al tetto. Inoltre, in confronto a strutture che permettono di ottimizzare l'esposizione, presentano un minor carico sulla copertura, non sottovalutabile quando si installano pannelli fotovoltaici su edifici, un minor costo di installazione, minor problema con la resistenza ai carichi dovuti alla neve e al vento.

Avendo a questo punto l'ipotetico sito di installazione, attraverso PV-GIS si può individuare la generazione media annua attesa. La figura 6.1 rappresenta il grafico della producibilità che il software restituisce dopo aver impostato le caratteristiche del luogo di realizzazione.

La producibilità media annua calcolata per un sito nel Nord Italia (Cuneo) è di 1250 kWh/kW_p , corrispondenti alle ore equivalenti che, moltiplicate per la potenza dell'impianto, permettono di sapere quanta energia viene in media generata:

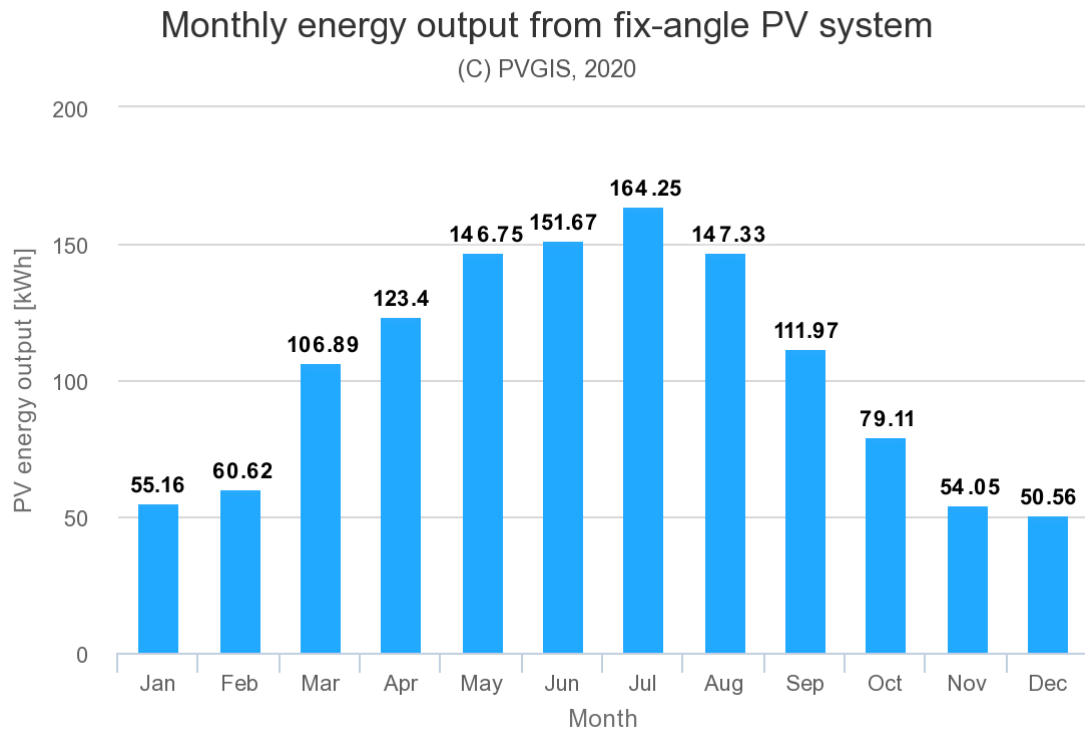


Figura 6.1. Producibilità impianto 100kW situato a Nord [46]

125.000 kWh.[46]

Ovviamente il profilo di produzione non è costante durante l'anno, ma è concentrata nei mesi estivi. Per ovviare al problema della contemporaneità il cliente può fare affidamento al meccanismo dello Scambio sul Posto previsto dal GSE. In questo modo si ha la possibilità di usare la rete come un accumulo virtuale, avendo sulla parte immessa e consumata in un secondo momento, un rimborso della quota energia e di parte degli oneri variabili di gestione e trasporto. Solitamente la valorizzazione di quest'energia è di 0,11 €/kWh.[47]

Inoltre, si deve tenere conto del calo di prestazione dichiarata dei pannelli, che in base alle schede tecniche di produttori affermati, si aggira in media sullo 0,5% annuo.

Per completare i parametri necessari all'analisi servono ancora i costi operativi. Per un impianto fotovoltaico sono molto ridotti e riconducibili alla pulizia dei pannelli e al costo per l'assicurazione all-risk principalmente. In situazioni normali, senza attività che prevedano un'elevata produzione di polveri, il lavaggio ammonta a 5 €/kW_p circa, mentre un'assicurazione più eventuali altri costi necessari arrivano a circa 3.000 €. Inoltre, bisogna prevedere una spesa per la sostituzione degli eventuali inverter guasti dopo i primi 10 anni e di alcuni pannelli che possono danneggiarsi. Questo comporta una spesa di circa 10.000,00 € complessivi.[45]

La tabella 6.2 riassume tutti i dati di ingresso per il modello base.

Tabella 6.2. Input per l'analisi di un impianto fotovoltaico

Variabile	Valore
I_0	75.000,00 €
$E_{prod}primoanno$	125.000 kWh
O&M	3.000 €
Lavaggio pannelli (3 anni)	500 €
Sostituzione componenti (dopo primi 10 anni)	10.000 €
Beneficio ammortamento (tot max = I_0)	$27\% \cdot 9\% \cdot I_0$
WACC	3,25%
Durata base	10 anni

I risultati di una prima analisi sono riportati nella seguente figura 6.2 che rappresenta il calcolo eseguito grazie alla tabella *Excel* costruita per l'analisi.

Considerando una durata del contratto pari a 10 anni, come riportato in 6.2 l'LCOE calcolato è 8,2 c€/kWh. Questo però è il valore a cui valorizzare l'energia per rientrare dell'investimento iniziale nel lasso di tempo considerato. Visto che l'obiettivo è comunque avere un guadagno, il prezzo fissato può essere fissato ad esempio a 12 c€/kWh.

ANNO	TOTALE COSTI [€]	Produzione [kWh]	Spese cumulate attualizzate [€]	Energia attualizzata [kWh]	LCOE [€/kWh]	LCOE [€/MWh]
0	-€ 75,000.00		€ 75,000.00	0		
1	-€ 3,000.00	125000	€ 76,140.48	121070	0.629	629
2	-€ 3,000.00	124375	€ 77,245.10	237747	0.325	325
3	-€ 3,500.00	123753	€ 78,314.99	350191	0.224	224
4	-€ 3,000.00	123134	€ 79,351.24	458554	0.173	173
5	-€ 3,000.00	122519	€ 80,354.92	562987	0.143	143
6	-€ 3,000.00	121906	€ 81,327.03	663629	0.123	123
7	-€ 3,000.00	121297	€ 82,268.59	760621	0.108	108
8	-€ 3,000.00	120690	€ 83,180.54	854093	0.097	97
9	-€ 3,500.00	120087	€ 84,063.82	944173	0.089	89
10	-€ 13,000.00	119486	€ 84,919.32	1030985	0.082	82
11	-€ 3,000.00	118889	€ 85,747.93	1114648	0.077	77
12	-€ 3,500.00	118294	€ 87,654.64	1195274	0.073	73
13	-€ 3,000.00	117703	€ 89,635.09	1272976	0.070	70
14	-€ 3,000.00	117114	€ 91,553.27	1347858	0.068	68
15	-€ 3,500.00	116529	€ 93,411.14	1420023	0.066	66
16	-€ 3,000.00	115946	€ 95,210.59	1489569	0.064	64
17	-€ 3,000.00	115366	€ 96,953.47	1556593	0.062	62
18	-€ 3,500.00	114790	€ 98,641.56	1621184	0.061	61
19	-€ 3,000.00	114216	€ 100,276.57	1683432	0.060	60
20	-€ 3,000.00	113645	€ 101,860.17	1743421	0.058	58

Figura 6.2. Riassunto calcolo LCOE base

ANNO	TOTALE COSTI [€]	Produzione [kWh]	PREZZO VENDITA ENERGIA [€/kWh]	RICAVI EN. ELETTRICA [€]	FLUSSO DI CASSA PRESENTE [€]	FLUSSO DI CASSA CUMULATO [€]	TIR	STATO INVESTIMENTO
0	-€ 75,000.00		€ 0.12	€ -	-€ 75,000.00	-€ 75,000.00		PERDITA
1	-€ 3,000.00	125000		€ 15,000.00	€ 13,387.91	-€ 61,612.09	-81.6%	PERDITA
2	-€ 3,000.00	124375		€ 14,925.00	€ 12,896.63	-€ 48,715.46	-47.0%	PERDITA
3	-€ 3,500.00	123753		€ 14,850.38	€ 11,969.04	-€ 36,746.42	-25.4%	PERDITA
4	-€ 3,000.00	123134		€ 14,776.12	€ 11,967.40	-€ 24,779.01	-11.8%	PERDITA
5	-€ 3,000.00	122519		€ 14,702.24	€ 11,528.17	-€ 13,250.84	-3.3%	PERDITA
6	-€ 3,500.00	121906		€ 14,628.73	€ 10,692.24	-€ 2,558.61	2.2%	PERDITA
7	-€ 3,000.00	121297		€ 14,555.59	€ 10,697.39	€ 8,138.79	6.1%	GUADAGNO
8	-€ 3,000.00	120690		€ 14,482.81	€ 10,304.69	€ 18,443.48	8.8%	GUADAGNO
9	-€ 3,500.00	120087		€ 14,410.40	€ 9,551.32	€ 27,994.80	10.8%	GUADAGNO
10	-€ 13,000.00	119486		€ 14,338.34	€ 2,296.50	€ 30,291.30	11.2%	GUADAGNO
11	-€ 3,000.00	118889		€ 14,266.65	€ 9,210.86	€ 39,502.16	12.4%	GUADAGNO
12	-€ 3,500.00	118294		€ 14,195.32	€ 7,427.71	€ 46,929.87	13.3%	GUADAGNO
13	-€ 3,000.00	117703		€ 14,124.34	€ 7,343.71	€ 54,273.58	13.9%	GUADAGNO
14	-€ 3,000.00	117114		€ 14,053.72	€ 7,067.67	€ 61,341.25	14.4%	GUADAGNO
15	-€ 3,500.00	116529		€ 13,983.45	€ 6,492.29	€ 67,833.54	14.8%	GUADAGNO
16	-€ 3,000.00	115946		€ 13,913.53	€ 6,546.14	€ 74,379.69	15.2%	GUADAGNO
17	-€ 3,000.00	115366		€ 13,843.97	€ 6,299.91	€ 80,679.60	15.5%	GUADAGNO
18	-€ 3,500.00	114790		€ 13,774.75	€ 5,781.54	€ 86,461.14	15.7%	GUADAGNO
19	-€ 3,000.00	114216		€ 13,705.87	€ 5,834.73	€ 92,295.88	15.8%	GUADAGNO
20	-€ 3,000.00	113645		€ 13,637.34	€ 5,615.11	€ 97,910.99	16.0%	GUADAGNO

Figura 6.3. DCF nelle condizioni base

L'analisi DCF è riportata nella tabella 6.3 evidenzia un tasso di rendimento interno (TIR) al decimo anno pari al 11,2%, pienamente in linea con le aspettative derivanti da un investimento, anche il tempo di rientro fissato tra il sesto e il settimo anno risulta accettabile.

I risultati di queste due prime analisi sono riportate rispettivamente nelle figure 6.4 e 6.5, prendendo come riferimento temporale 20 anni, solitamente considerato come vita utile dei pannelli fotovoltaici.

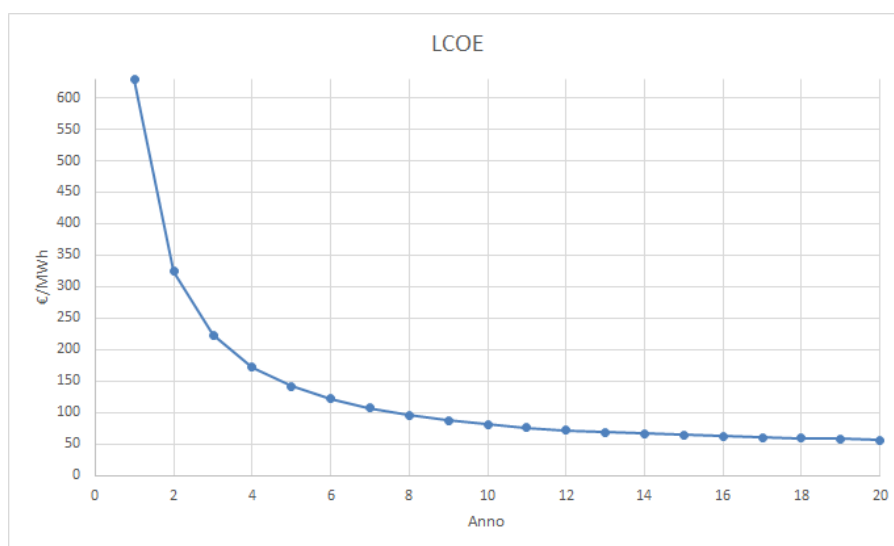


Figura 6.4. Andamento LCOE sui 20 anni di produzione

Dalla prima delle due (6.4) si nota subito l'andamento tipico decrescente con il passare degli anni. C'è comunque sempre da considerare che rappresenta la soglia di pareggio tra entrate e uscite attualizzate. Inoltre, per la bancabilità del progetto tempi di ritorno oltre i dieci anni sono comunque molto rischiosi.

La seconda immagine invece restituisce una visione più generale dell'investimento. Come detto in precedenza il TIR rientra nell'intervallo di accettabilità, il PBT di poco superiore ai 6 anni assicura anche in caso di contratti decennali un ottimo margine di guadagno.

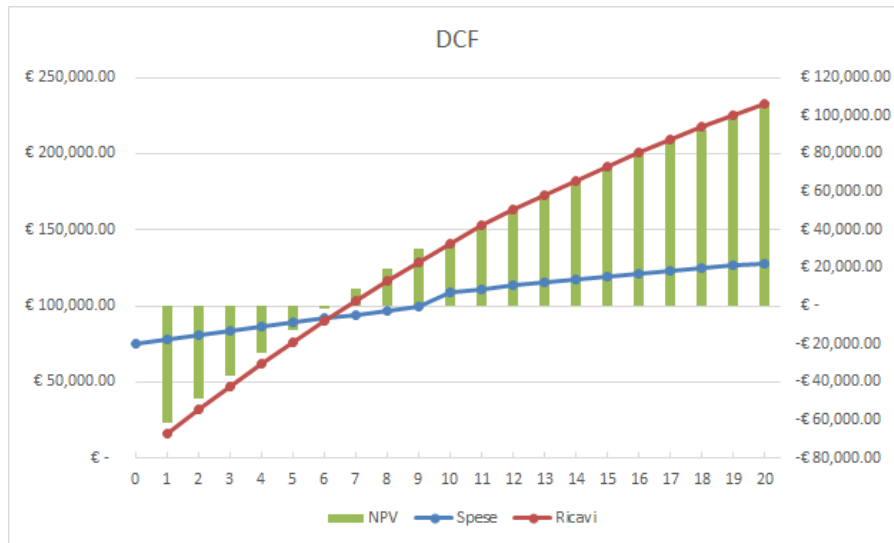


Figura 6.5. Rappresentazione grafica DCF base sui 20 anni di produzione

Già nel caso base si prospetta la possibilità di un'applicazione del PPA di tipo on-site per il fotovoltaico.

6.1.1 Analisi di sensitività

Una prima analisi significativa riguarda la variazione dell'LCOE al variare del costo di investimento. Partendo dalla base di 750 €/kW_p si considerano valori sia maggiori che minori per una maggior completezza.

Il grafico in figura 6.6 riporta i risultati con un confronto del prezzo del PPA che permette di avere un TIR dell'11% al decimo anno.

Come si può notare il costo dell'energia rimarrebbe comunque ancora sopra gli standard degli impianti utility scale. La soluzione rimane sempre quella del PPA in sito con autoconsumo diretto, andando perciò a competere con la bolletta che ingloba anche i costi del sistema tra le voci di possibile risparmio.

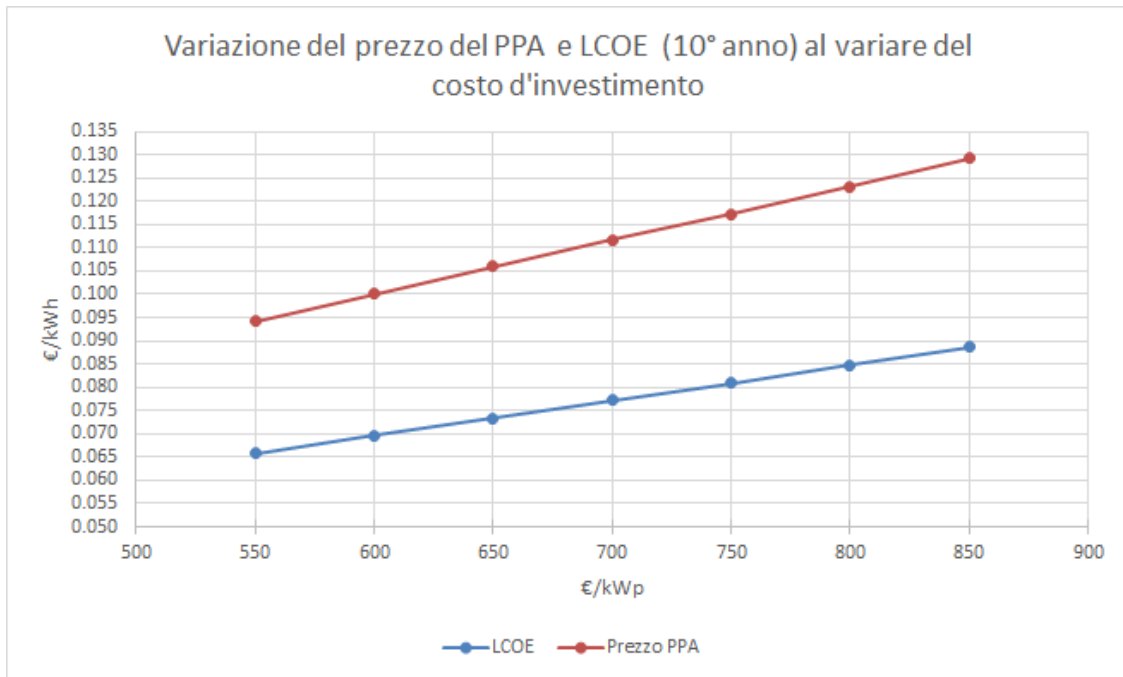


Figura 6.6. Variazione LCOE e prezzo PPA al variare del costo d'investimento

Un altro valore che può essere di interesse per il fotovoltaico è vedere come risponde LCOE, sempre sui dieci anni, variando la producibilità di base. Per avere significative differenze si prendono in esame Nord, Centro e Sud con orientamento fisso a 0° rispetto al Sud.

Tutti i dati iniziale sono sempre quelli del caso base, l'unico parametro che cambia è la producibilità annua. Nel grafico di figura 6.7 i risultati.

Come da attese cala il costo di generazione dell'energia, con la differenza che è più evidente nei primi 10 anni di produzione.

Nonostante la riduzione, continua a non essere abbastanza per rientrare in modelli di PPA virtuali se non assumendo come prezzo di vendita LCOE, su una base contrattuale di 20 anni, decisamente rischiosa per impianti che possono fornire energia a piccoli imprenditori.

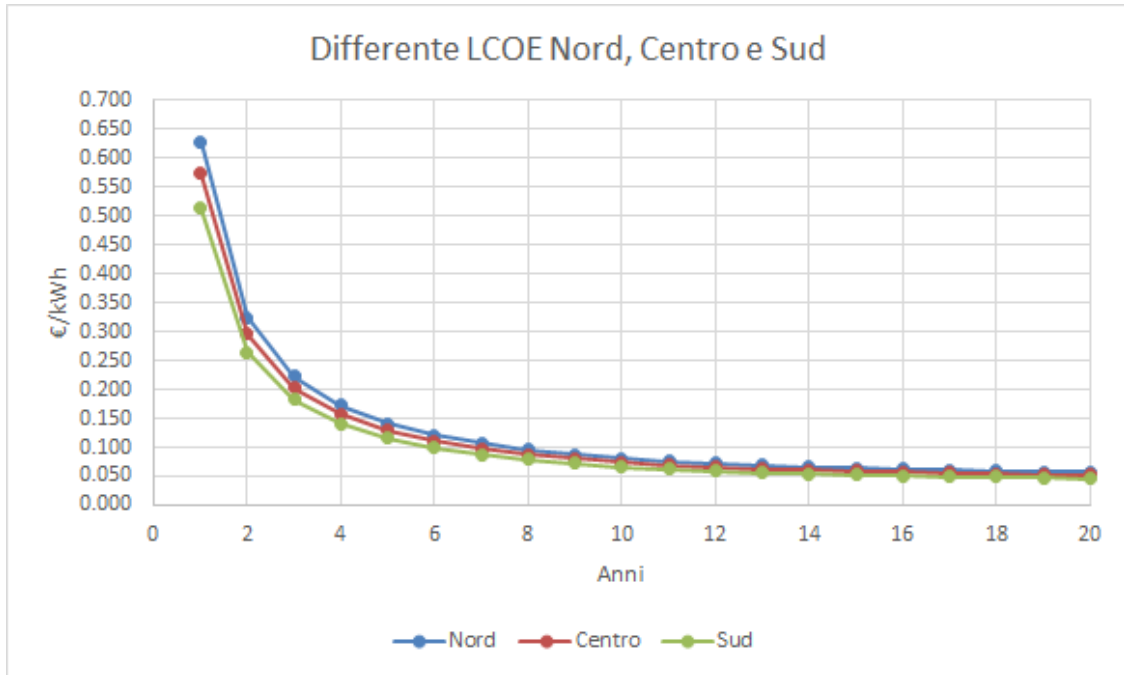


Figura 6.7. Variazione LCOE al variare della producibilità

Volendo considerare un modello di PPA off-site, che quindi include la generazione di certificati GO (Garanzia d'Origine), si può contare tra i ricavi anche il prezzo di vendita di tali prodotti. Per il mese di Gennaio 2020 il valore medio ponderato della GO derivante da fonte solare è di 1,12 €/MWh [48], che porta a un ammontare di 171 € annui nel caso di maggior producibilità, con l'impianto ubicato nel Sud Italia.

Questo valore è assolutamente irrilevante ai fini del flusso di cassa totale e quindi non riesce ad essere un elemento che incide sulla fattibilità o meno di un progetto di queste dimensioni. L'unico beneficio in questo caso sarebbe per il consumatore che nel caso di PPA non in loco si vede l'energia certificata come rinnovabile.

6.1.2 Fattibilità impianto idroelettrico

Come per l'impianto fotovoltaico la potenza utilizzata da riferimento è 100 kW media di concessione.

Questo vuol dire che nel caso ideale, ovviamente impossibile da raggiungere, la producibilità annua sarebbe al massimo 876.000 kWh all'anno.

Il valore di riferimento sarà per quest'analisi 450.000 kWh annui, che rappresentano un ottimo valore per impianti di queste taglie ad acqua fluente.[49]

A differenza della tecnologia precedente, la distribuzione dell'energia durante il giorno, non dipende dalle condizioni meteorologiche giornaliere (presenza o meno di sole), ma sono legate principalmente alle precipitazioni sul lungo periodo, il che garantiscono comunque un certo grado di inerzia.

Si avrà quindi una disponibilità più costante nel breve periodo ma molto legata alle stagioni.

E' possibile che si presentino lassi di tempo anche abbastanza lunghi in cui, a causa dell'assenza di pioggia, non si abbia la fonte primaria a disposizione.

Sulle orme dell'analisi precedente l'impianto in esame rappresenta un ipotetico caso per la valutazione di sostenibilità economica in un contesto di vendita dell'energia a prezzo fisso per un periodo di tempo medio-lungo.

Essendo il volume a disposizione più grande ci si aspetta un altrettanto consumatore che ne richieda la fornitura totale, contratto del tipo take-or-pay.

La base di partenza rimane l'analisi dei costi per determinare l'entità dell'investimento iniziale che, data la complessità risulta sicuramente più elevato e impattante sul DCF.

A differenza del fotovoltaico è difficile poter dare un prezzo al kW, perché le opere civili necessarie possono variare sensibilmente da progetto a progetto.[50]

Per questo i seguenti valori sono un stima che permette una prima verifica di

massima a cui deve seguirne una ad hoc.

In tabella 6.3 è riportato il valore dell'esborso iniziale e la suddivisione nei vari componenti.

Tabella 6.3. Costo investimento idroelettrico

Componenti	Valore	quota ammortamento
Elettromeccanici	250.000,00€	7%
Condotte	200.000,00 €	4%
Edifici	30.000,00 €	3%
opere idrauliche	70.000,00 €	1%
EPC	50.000,00 €	20%
Investimento totale	600.000,00 €	

Si può da subito notare il divario tra i due investimenti iniziali, che però non comporta un altrettanto aumento della producibilità attesa.

Già questo risulta un segnale della difficoltà ad essere competitivi per un PPA.

Alle spese da sostenere per la costruzione, si aggiungono quelle operative quantificate nella tabella 6.4.

Tabella 6.4. Costi operativi idroelettrico

Componenti	Valore
O&M	2.000,00 €
Canoni	5.000,00 €
Assicurazioni	3.000,00 €
Altri costi di gestione	3.000,00 €

Infine, la durata considerata per impianti idroelettrici può essere benissimo allungata a 25 anni, grazie all'affidabilità della tecnologia, ormai consolidata.

Come tempo di fornitura, quindi di durata del PPA, si tengono come base 15 anni.

In tabella 6.5 sono riassunti i parametri di ingresso per l'analisi di partenza.

Tabella 6.5. Input per l'analisi di un impianto idroelettrico

Variabile	Valore
I_0	600.000,00 €
$E_{prod_{media}}$	450.000 kWh
O&M	13.000,00 €
Beneficio ammortamento (tot max = I_0)	$27\% \cdot comp. \cdot ammort.\%$
WACC	3,25%
Durata base	15 anni

I risultati sono riportati in forma tabellare nella figura 6.8.

Da subito è possibile notare un notevole incremento dell'LCOE rispetto al fotovoltaico.

Chiaramente con i valori rappresentati la fattibilità risulta molto complicata se non impossibile a meno di forti ribassi dell'investimento.

Ad esempio al 15° anno, considerato come deadline per il PPA il costo del kWh è di 12,5 c€. Questo significa che per aver un riscontro positivo economico, il prezzo da fissare deve essere ancora superiore, ma questo comporta l'andare a toccare le soglie di massima anche per il modello in sito.

Un risparmio in bolletta effettivo di 16 c€/kWh è difficile trovarlo a livello industriale, senza contare che a parità di prezzo molto probabilmente il cliente preferisce la sicurezza e la modularità della fornitura dalla rete elettrica nazionale.

Il grafico in figura 6.9 permette la visualizzazione dell'andamento del parametro calcolato.

L'andamento è il classico discendente, con la partenza che però è fissata a 1383 €/MWh, in pratica il doppio rispetto al fotovoltaico.

La maggior disponibilità di tempo permette comunque all'LCOE di scendere fino a livello di mercato.

ANNO	TOTALE COSTI [€]	Produzione [kWh]	Spese cumulate attualizzate [€]	Energia attualizzata [kWh]	LCOE [€/kWh]	LCOE [€/MWh]
0	-€ 600,000.00		€ 600,000.00	0		
1	-€ 13,000.00	450000	€ 602,888.79	435852	1.383	1383
2	-€ 13,000.00	450000	€ 605,686.76	858000	0.706	706
3	-€ 13,000.00	450000	€ 608,396.76	1266876	0.480	480
4	-€ 13,000.00	450000	€ 611,021.56	1662896	0.367	367
5	-€ 13,000.00	450000	€ 613,563.83	2046465	0.300	300
6	-€ 13,000.00	450000	€ 618,273.06	2417975	0.256	256
7	-€ 13,000.00	450000	€ 622,834.23	2777804	0.224	224
8	-€ 13,000.00	450000	€ 627,251.99	3126320	0.201	201
9	-€ 13,000.00	450000	€ 631,530.85	3463878	0.182	182
10	-€ 13,000.00	450000	€ 635,675.19	3790824	0.168	168
11	-€ 13,000.00	450000	€ 639,689.22	4107490	0.156	156
12	-€ 13,000.00	450000	€ 643,577.06	4414199	0.146	146
13	-€ 13,000.00	450000	€ 647,342.65	4711266	0.137	137
14	-€ 13,000.00	450000	€ 650,989.85	4998993	0.130	130
15	-€ 13,000.00	450000	€ 657,448.77	5277673	0.125	125
16	-€ 13,000.00	450000	€ 663,704.60	5547592	0.120	120
17	-€ 13,000.00	450000	€ 669,763.76	5809024	0.115	115
18	-€ 13,000.00	450000	€ 675,632.40	6062236	0.111	111
19	-€ 13,000.00	450000	€ 681,316.54	6307488	0.108	108
20	-€ 13,000.00	450000	€ 686,821.96	6545028	0.105	105
21	-€ 13,000.00	450000	€ 692,154.29	6775100	0.102	102
22	-€ 13,000.00	450000	€ 697,318.97	6997939	0.100	100
23	-€ 13,000.00	450000	€ 702,321.26	7213771	0.097	97
24	-€ 13,000.00	450000	€ 707,166.28	7422818	0.095	95
25	-€ 13,000.00	450000	€ 711,858.97	7625292	0.093	93

Figura 6.8. Riassunto calcolo LCOE idroelettrico base

In un contesto di fattibilità dell'investimento, risulta impraticabile abbassare il prezzo dell'energia fino a quelle cifre: sarebbe eccessivo il tempo di ritorno dall'investimento.

Il DCF che viene riportato nella figura 6.10 rappresenta un piano economico-finanziario in cui l'energia è fissata a un valore che rende un PPA di 15 anni fattibile. Il prezzo dell'energia è stato fissato a 16 c€/kWh, permettendo un rientro dall'investimento in un tempo accettabile da una banca: 10 anni e mezzo.

Il TIR al decimo anno non rispetta il range richiesto e addirittura al 15-esimo anno raggiunge il 7,4%.

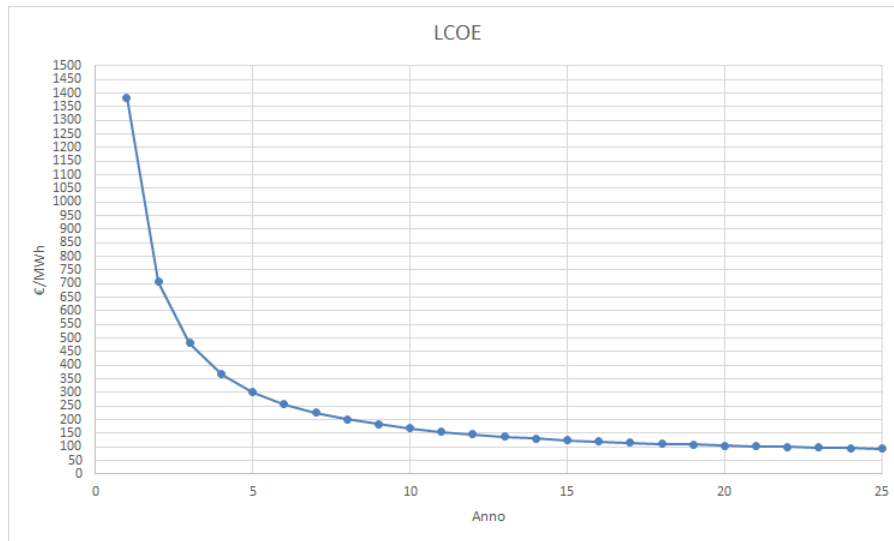


Figura 6.9. Rappresentazione grafica andamento LCOE per l'idroelettrico

ANNO	TOTALE COSTI [€]	Produzione [kWh]	PREZZO VENDITA ENERGIA [€/kWh]	RICAVI EN. ELETTRICA [€]	FLUSSO DI CASSA PRESENTE [€]	FLUSSO DI CASSA CUMULATO [€]	TIR	STATO INVESTIMENTO
0	-€ 600,000.00			€ -	-€ 600,000.00	-€ 600,000.00		PERDITA
1	-€ 13,000.00	450000	€ 0.160	€ 72,000.00	€ 66,847.48	-€ 533,152.52	-88.5%	PERDITA
2	-€ 13,000.00	450000		€ 72,000.00	€ 64,745.76	-€ 468,406.76	-59.8%	PERDITA
3	-€ 13,000.00	450000		€ 72,000.00	€ 62,710.11	-€ 405,696.65	-38.9%	PERDITA
4	-€ 13,000.00	450000		€ 72,000.00	€ 60,738.47	-€ 344,958.18	-25.2%	PERDITA
5	-€ 13,000.00	450000		€ 72,000.00	€ 58,828.81	-€ 286,129.36	-16.0%	PERDITA
6	-€ 13,000.00	450000		€ 72,000.00	€ 54,732.31	-€ 231,397.05	-9.9%	PERDITA
7	-€ 13,000.00	450000		€ 72,000.00	€ 53,011.49	-€ 178,385.56	-5.4%	PERDITA
8	-€ 13,000.00	450000		€ 72,000.00	€ 51,344.78	-€ 127,040.78	-2.1%	PERDITA
9	-€ 13,000.00	450000		€ 72,000.00	€ 49,730.47	-€ 77,310.31	0.3%	PERDITA
10	-€ 13,000.00	450000		€ 72,000.00	€ 48,166.91	-€ 29,143.39	2.3%	PERDITA
11	-€ 13,000.00	450000		€ 72,000.00	€ 46,652.52	€ 17,509.12	3.8%	GUADAGNO
12	-€ 13,000.00	450000		€ 72,000.00	€ 45,185.73	€ 62,694.86	5.0%	GUADAGNO
13	-€ 13,000.00	450000		€ 72,000.00	€ 43,765.07	€ 106,459.93	6.0%	GUADAGNO
14	-€ 13,000.00	450000		€ 72,000.00	€ 42,389.07	€ 148,848.99	6.7%	GUADAGNO
15	-€ 13,000.00	450000		€ 72,000.00	€ 38,129.95	€ 186,978.95	7.4%	GUADAGNO
16	-€ 13,000.00	450000		€ 72,000.00	€ 36,931.12	€ 223,910.07	7.9%	GUADAGNO
17	-€ 13,000.00	450000		€ 72,000.00	€ 35,769.99	€ 259,680.06	8.3%	GUADAGNO
18	-€ 13,000.00	450000		€ 72,000.00	€ 34,645.36	€ 294,325.41	8.7%	GUADAGNO
19	-€ 13,000.00	450000		€ 72,000.00	€ 33,556.09	€ 327,881.50	9.0%	GUADAGNO
20	-€ 13,000.00	450000		€ 72,000.00	€ 32,501.06	€ 360,382.56	9.2%	GUADAGNO
21	-€ 13,000.00	450000		€ 72,000.00	€ 31,479.21	€ 391,861.77	9.5%	GUADAGNO
22	-€ 13,000.00	450000		€ 72,000.00	€ 30,489.48	€ 422,351.26	9.6%	GUADAGNO
23	-€ 13,000.00	450000		€ 72,000.00	€ 29,530.88	€ 451,882.13	9.8%	GUADAGNO
24	-€ 13,000.00	450000		€ 72,000.00	€ 28,602.41	€ 480,484.54	10.0%	GUADAGNO
25	-€ 13,000.00	450000		€ 72,000.00	€ 27,703.13	€ 508,187.67	10.1%	GUADAGNO

Figura 6.10. DCF idroelettrico condizioni base

La rappresentazione grafica della tabella con il DCF è in figura 6.11, con in evidenza il VAN, il flusso delle uscite e delle entrate separate.

Il punto di incontro delle due curve, come per il fotovoltaico, rappresenta l'anno del pareggio.

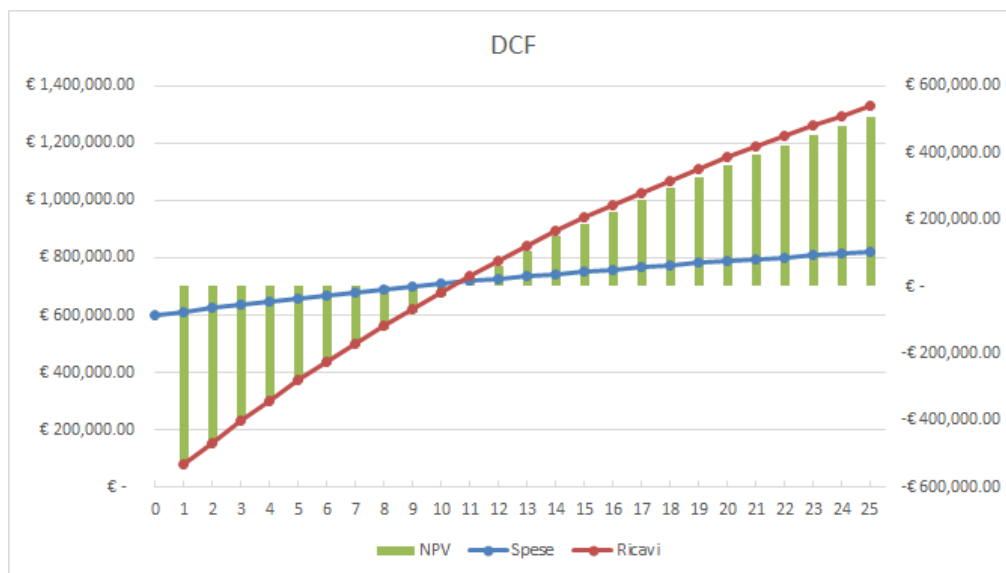


Figura 6.11. DCF idroelettrico rappresentazione grafica

Visto il livello di maturità raggiunto dall'idroelettrico, i margini per un miglioramento sono veramente stretti, inoltre, data la producibilità molto buona per un impianto del genere risulta difficile equilibrare il piano finanziario per un PPA.

Come nel caso del fotovoltaico un elemento di ulteriore di guadagno, per accordi PPA non sul sito (produzione staccata dal consumo), sono i GO che per la fonte idroelettrica nel mese di Gennaio 2020 hanno assunto un valore medio ponderato pari a 0,83 €/MWh.[\[48\]](#)

Il contributo che ne deriva, per la producibilità stimata, è di 373,50 €/MWh che come in precedenza risulta essere assolutamente trascurabile, non riuscendo a incidere in maniera significativa sul flusso di cassa.

6.1.3 Analisi di sensitività

Viste le premesse, è interessante trovare la soglia di investimento che renda applicabile un modello di contratto a lungo termine.

Nel seguito vengono considerati solamente valori di esborsi iniziali inferiori al caso base, in quanto già critico.

I risultati di tale analisi sono rappresentati dal grafico in figura 6.12.

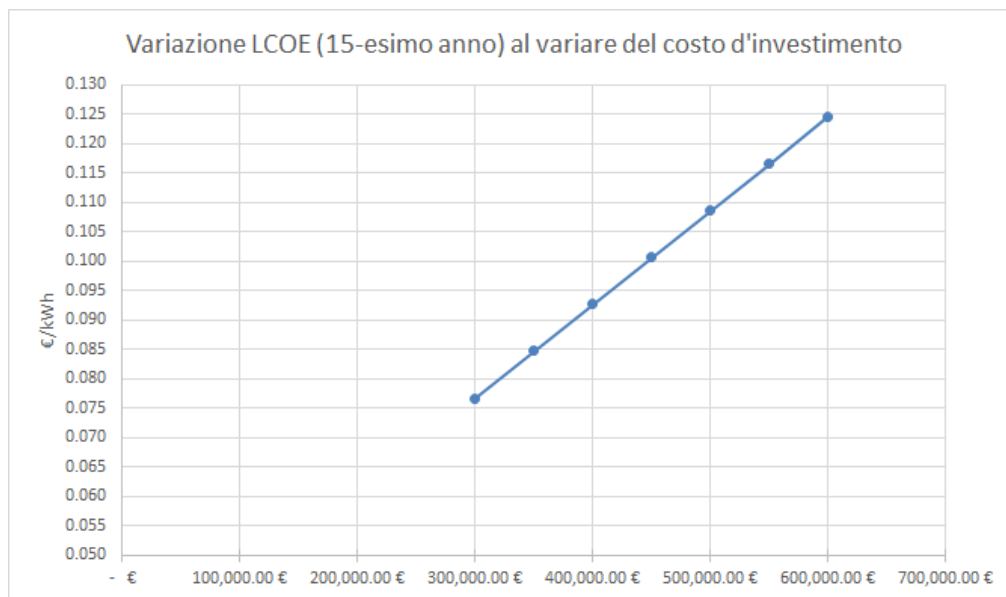


Figura 6.12. LCOE idroelettrico al variare del costo d'investimento

E' possibile notare che solamente con un investimento iniziale di 300.000,00 € si raggiungono i livelli del fotovoltaico.

Come sempre, essendo il prezzo che permette di rendere nulli i flussi cumulati di cassa all'anno scelto, quello del PPA dovrà essere necessariamente più alto per avere un guadagno.

Bisogna però essere consapevoli di cosa vuol dire il valore appena citato. Infatti, se dall'analisi dei costi dell'idroelettrico la voce opere elettromeccaniche pesava per 250.00,00 €, risulta pressoché impossibile avere un costo totale di quell'entità.

Differente è il caso di un ricondizionamento di un vecchio impianto in cui le opere

edili sono ancora pienamente sfruttabili. Evitando la spesa per questi componenti che era stata valorizzata a circa 300.000,00 € si arriverebbe molto vicino alla soglia sopracitata, se non a un livello inferiore.

Ovviamente l'entità della ristrutturazione determina a quali condizioni si possa fissare il prezzo di vendita dell'energia, permettendo di sfruttare un impianto che ha già ammortizzato la spesa più importante legata alla realizzazione ex-novo.

Capitolo 7

Conclusione

Dai risultati ottenuti si riscontra che nelle condizioni di mercato attuali, gli impianti di taglie utili a soddisfare i consumi delle piccole-medie aziende (dell'ordine dei 100 kWp) saranno legati soprattutto all'autoconsumo in loco di energia.

I prezzi di generazione ottenuti dalle analisi, mai riuscivano ad essere competitivi con i prezzi proposti dalle taglie utility, come d'altronde ci si poteva aspettare.

L'applicazione di modelli PPA off-site che sfruttino una rete sottoposta a oneri da pagare, non risulta possibile perchè nel conteggio del prezzo finale al cliente questi costi aggiuntivi devono rientrare nel pacchetto. Anche l'eventuale aggiunta dei ricavi provenienti dalla vendita dei GO non migliora la situazione, essendo quest'ultimi di poco valore rispetto a quello che può assumere l'energia prodotta. Inoltre la generazione dei certificati avviene solamente quando l'energia viene immessa in rete, quindi considerabili solamente nel caso di PPA off-site e non per quelli in cui si ha il consumo in loco.

La soglia per questi contratti, è quindi il valore dell'energia del mercato elettrico, praticamente uguale all'LCOE a 20 anni del fotovoltaico in esame nel caso base.

Scartata quindi la possibilità, con i costi attuali, di entrare in competizione con il mercato libero, la possibilità di business rimane nel campo della produzione e consumo in sito.

Oltre a tutte le possibilità di realizzazione classiche (impianti di proprietà, noleggi, leasing, ecc.) i PPA nella forma on-site possono configurarsi come una nuova soluzione.

Secondo le analisi svolte, la tecnologia più consona risulta il fotovoltaico, competitivo già sui 10 anni con prezzi molto convenienti rispetto alle normali forniture di energia dalla rete pubblica. Questo perchè, se da un lato le rinnovabili tendono ad abbassare il costo di generazione, dall'altro alzano le spese per il mantenimento del sistema elettrico immutato e affidabile.

Grazie all'utilizzo di energia derivante da un impianto in loco, si avrebbe il doppio beneficio: sull'energia e sugli oneri di sistema e trasporto.

Viste le tendenze al ribasso dei costi legati al principale componente dell'impianto: i pannelli, la situazione prospetta un futuro favorevole, con margini di guadagno maggiori per entrambe i contraenti del contratto.

Discorso diverso è quello dell'idroelettrico, poco sfruttato in ambito di autoconsumo, evidenzia costi che non sono compatibili con le richieste del mercato attuale: né quello libero, né quello "privato" dell'utilizzo in loco.

Essendo una tecnologia molto conosciuta e affermata, nel campo della riduzione dei costi e del rendimento di generazione, è già stato fatto molto e i margini sono veramente ristretti e limitati. Deve far fronte, inoltre, con i cambiamenti climatici che possono portare a minor piovosità e rischio di maggiori periodi di siccità.

Da quello che si desume dall'analisi di sensitività condotta, la possibilità di avere un esborso dimezzato, permetterebbe il rientro in gioco e la partecipazione ai business dei PPA.

Questo può essere raggiunto, per l'appunto, attraverso la riqualificazione degli impianti esistenti, dopo un'attenta analisi sugli interventi necessari. Infatti, un impianto a fine vita che ampiamente nel tempo si è ripagato dell'investimento, o viene

disMESSO o riammodernato, ciò al fine di continuare a generare profitti per il proprietario.

Certamente una valutazione sulla possibilità di realizzazione di un sistema in auto-consumo con l'idroelettrico non è scontata, visto l'ubicazione non sempre facilmente accessibile e quindi lontana dagli stabilimenti produttivi dei papabili consumatori. Discorso invece opposto per il fotovoltaico, in cui un semplice tetto, purché in salute, può essere il posto ideale dove installare un impianto di questo genere.

I PPA quindi possono considerarsi una valida alternativa agli incentivi statali, in un futuro che tra l'altro è sempre più orientato all'assenza di sistemi di sostentamento. Alcune tecnologie risultano già pronte al giorno d'oggi, mentre altre ancora devono trovare il modo di poterlo diventare come appena sottolineato in precedenza.

Un applicazione interessante del metodo di analisi utilizzato potrebbe essere quella dell'integrazione di un sistema di accumulo che permetta la copertura dei carichi anche nelle ore al di fuori della produzione, offrendo un servizio più completo e quasi in ottica di sostituzione completa alla fornitura tradizionale.

Sicuramente alla condizione di mercato corrente gli accumuli elettrici non riescono ad essere economicamente competitivi per entrare a far parte di un PPA insieme ad esempio al fotovoltaico, ma in un ottica di riduzione dei costi, di generazione e accumulo distribuito potrebbe diventarlo.

Bibliografia

- [1] M. Zucchetti, *Storia futura dell'energia*, CLUT, Torino, 2015.
- [2] *Storia dell'elettricità*, Wikipedia
- [3] *Storia dell'energia elettrica*, Museo Elettrico Virtuale
- [4] A. Romano, *Il governo dell'energia. Storia delle politiche energetiche in Italia dal dopoguerra ad oggi*, LUISS, 2012
- [5] *Produzione di energia elettrica in Italia*, Wikipedia
- [6] V. Castronovo, *E venne l'ora del "carbone bianco"*, Il Sole 24 Ore, 2015
- [7] Dati statistici, *150 anni di energia in Italia*
- [8] *Crisi energetica (1973)*, Wikipedia
- [9] *Dati Storici Terna 1863 - 2018*, Terna
- [10] *Conference of the Parties*, UNFCCC
- [11] *Rapporto Statistico 2011 Impianti a fonti rinnovabili*, GSE, 2011
- [12] *Italia - Meccanismi di incentivazione*, ENEA
- [13] *DM 04/07/2019*, Ministero dello Sviluppo Economico, Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, 2019
- [14] *Renewable Power Generation Costs in 2018*, IRENA, Abu Dhabi, 2019
- [15] *Global PPA volumes by sector 2009-2019*, IEA, 2019

- [16] *Data Center, Energia rinnovabile*, Google
- [17] *Coorporate Sourcing of Renewables: Market and Industry Trends*, IRENA, Abu Dhabi, 2018
- [18] Stefano D'Ambrosio *Indagine FIRE sull'evoluzione del mercato elettrico, apertura del MSD ai piccoli utenti, demand-response e contratti PPA*, FIRE, 2018
- [19] *Introduction to Corporate Sourcing of Renewable Electricity in Europe*, RE-Source, October 2019
- [20] *BayWa r.e. Energy Report 2019*, BayWa r.e. & RE-Source, 2019
- [21] *La via italiana al renewable PPA*, PPA Committee, Roma, 2019
- [22] *Corporate Renewable PPA Scaling Up*, wbcasd, 2016
- [23] *PPA Deal Tracker*, PEXAPARK
- [24] *PPA Price Reports*, PEXAPARK
- [25] *USER'S GUIDE for the PPA model for electricity generated from renewable energy facilities*, RCREEE, Cairo, 2012
- [26] *Innovation in Power Purchase Agreement Structures*, wbcasd, Geneva, 2018
- [27] *Goal12: Responsible Consumption and Production*, Sustainable Development GOALS, United Nations
- [28] *Google Environmental Report 2019*, Google, September 2019
- [29] *Renewable Energy PPA Guidebook for Corporate & Industrial Purchasers*, ACORE (American Council On Renewable Energy), November 2016
- [30] *Analysis of the Potential for Corporate Power Purchasing Agreements for Renewable Energy Production in Denmark*, Danish Energy Agency, Denmark, 2019
- [31] *Rekazione Annuale 2018*, GME, 2019
- [32] *Mancata produzione eolica*, Mercati energetici GSE

- [33] *Power Purchase Agreement Regulation in The EU*, Thanh Doan, Pangea Strategic Intelligence, 2019
- [34] *Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima*, MISE, MATTM, MIT, 2019
- [35] *Piano di sviluppo 2019*, Terna, 2019
- [36] L. Mendicino, D. Menniti, A. Pinnarelli, N. Sorrentino, *Corporate power purchase agreement: Formulation of the related levelized costo of energy and its application to real life case study*, Elsevier, July 2019
- [37] Maira Bruck, Peter Sandborn, Navid Goudarzi, *A Levelized Cost of Energy (LCOE) model for wind farms that include Power Purchase Agreements (PPAs)*, Elsevier, January 2018
- [38] *Il metodo DCF - Discounted Cash Flow*, Borsa Italiana, 2011
- [39] Prof P. Leone *Slide del corso "Thermal Design and Optimization"*, Politecnico di Torino, 2018
- [40] sito online *Il Sole 24ore*, Il Sole 24ore
- [41] *Global Landscape Renewable Energy Finance 2018*, IRENA, Abu Dhabi, 2018
- [42] *Tasso Interno di Rendimento*, Wikipedia
- [43] *Valutazione (finanza)*, Wikipedia
- [44] Autori Vari, *Manuale dell'Ingegnere, 85° edizione*, Hoepli, Milano, 2012
- [45] *E++ s.r.l. Analisi costi fotovoltaico 2019*
- [46] *Software PVGIS*
- [47] *Scambio sul Posto, documenti*, GSE
- [48] *Gestore dei Mercati Energetici, Garanzie d'Origine*, GME
- [49] *Dati producibilità E++*
- [50] *E++ srl Analisi costi idroelettrico*

Ringraziamenti

Eccomi qua, arrivato alla fine dei miei studi universitari. Ancora mi sembra ieri quando iniziavo la prima lezione di Analisi I ed ora mi ritrovo a scrivere la Tesi di Laurea Magistrale.

E' stato sicuramente un cammino impegnativo e con molti sacrifici, in cui la determinazione nel voler portare a termine il percorso intrapreso mi ha permesso di raggiungere questo grande obiettivo.

Desidero innanzitutto ringraziare la mia famiglia che mi ha permesso di realizzare questo sogno e mi ha sempre sostenuto durante tutti gli anni di studi, soprattutto nei momenti più complicati, aiutandomi a superare ogni difficoltà.

Ringrazio il mio relatore, il Professor Pierluigi Leone, per la disponibilità e il tempo dedicatomi durante l'elaborazione di questo documento.

Desidero ringraziare tutti i miei parenti che grazie al loro interessamento sul mio percorso mi hanno spronato a dare costantemente il meglio.

Ringrazio i miei compagni di università, sempre disponibili a confrontarsi e che hanno reso le ore passate al Poli più divertenti e allegre.

Ringrazio i miei coinquilini di *Casa Pasculli/o*: Nanzio, Umbe e Tuma con cui ho vissuto cinque magnifici anni di studio, ma anche di divertimento durante le serate torinesi.

Ringrazio tutti i miei amici. Senza di loro questo percorso non sarebbe stato lo stesso: pronti ad aiutarti nelle necessità e a fare festa quando la situazione lo richiede. Sicuramente la loro carica è sempre stata d'aiuto durante questi cinque.

Ringrazio i colleghi dell'E++ srl che nel tirocinio universitario e in questi primi mesi di lavoro sono sempre stati disponibili, comprensivi e da cui ho imparato veramente molto.

Ringrazio tutti i docenti, insegnati, maestre e maestri che a partire dall'asilo nido fino al Politecnico mi hanno accompagnato nella mia formazione scolastica e personale.

Ultimo, ma non per ultimo, voglio ringraziare l'*A.C. Milan* che durante gli studi universitari mi ha permesso di studiare anche il mercoledì sera senza che mi perdessi "l'eventuale" partita di Champions, ora però è giunto il momento di tornare nel calcio che "conta".