

Politecnico di Milano

Scuola di Ingegneria dei Sistemi

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Gestionale



Lo Sviluppo del Mercato Secondario
degli impianti fotovoltaici in Italia:
modelli di business, attori chiave e
modalità di valutazione degli investimenti

Relatore: Prof. Davide CHIARONI

Correlatore: Ing. Lorenzo COLASANTI

Tesi di Laurea di: Fabio DI CERBO

matricola 771035

Anno Accademico: 2012-2013

Indice

Introduzione	ix
1 Il fotovoltaico italiano: tecnologia, mercato e normativa	1
1.1 La tecnologia fotovoltaica	2
1.1.1 L'effetto fotovoltaico	2
1.1.2 Le tecnologie disponibili	5
1.1.3 Struttura di un impianto fotovoltaico	10
1.1.4 Andamento dei prezzi delle componenti di un impianto	14
1.2 Overview del mercato	22
1.2.1 Il fotovoltaico in Europa e nel Mondo	22
1.2.2 Il fotovoltaico in Italia	24
1.3 La normativa	27
1.3.1 Il Quinto Conto Energia	29
1.3.2 Un nuovo sistema di incentivazione	31
1.3.3 La revisione del meccanismo dello Scambio sul Posto	35
1.3.4 Gli altri provvedimenti normativi rilevanti	37
1.4 Trend futuri	40
1.4.1 L'evoluzione del mercato globale	40
1.4.2 Sistemi di accumulo, Riciclo dei moduli e Revamping	42
2 Il mercato secondario degli impianti fotovoltaici	45
2.1 I principali operatori del mercato secondario	47
2.1.1 Gli operatori di natura finanziaria	48
2.1.2 Gli operatori di natura industriale	57
2.2 Le principali fonti di finanziamento utilizzate	68
2.2.1 La costituzione di un fondo immobiliare	68
2.2.2 Le forme di finanziamento tramite debito	70

2.2.3	Finanziamento/Rifinanziamento sul mercato secondario	74
2.3	I volumi scambiati sul mercato secondario	77
2.3.1	Principali Acquisizioni/Vendite	77
2.3.2	Il valore del transato	81
3	La valutazione degli investimenti	87
3.1	Le determinanti del valore delle transazioni	87
3.1.1	Due Diligence e Gestione del Rischio	90
3.2	Caso di valutazione di un investimento	97
3.2.1	Analisi dei flussi di cassa	100
3.2.2	Analisi degli indici finanziari	102
3.2.3	Analisi di sensitività	107
	Conclusioni	xi
	ALLEGATO A	xiv
	Bibliography	xix

Elenco delle figure

1.1	Funzionamento cella fotovoltaica.	3
1.2	Drogaggio del silicio con Boro (B) e Fosforo (P)	4
1.3	Diminuzione della tensione a vuoto all'aumentare della temperatura del pannello.	5
1.4	Confronto tra modulo in <i>silicio monocristallino</i> (sinistra) con modulo in <i>silicio policristallino</i> (destra).	6
1.5	Struttura di una cella fotovoltaica di silicio monocristallino	6
1.6	Modulo in <i>silicio amorfo</i>	8
1.7	Rappresentazione di un laminato flessibile in <i>silicio amorfo</i>	8
1.8	Esempio di cella organica (<i>Organic Photovoltaic</i> , OPV)	9
1.9	Quote di mercato 2011-2012 delle principali tecnologie di moduli in Italia ¹ . 10	
1.10	Struttura tipica di un <i>modulo fotovoltaico</i>	11
1.11	Composizione di un <i>generatore fotovoltaico</i>	11
1.12	Schema di principio di un <i>inverter monofase</i>	12
1.13	Schema di un impianto fotovoltaico <i>stand alone</i>	13
1.14	Schema di un impianto fotovoltaico <i>grid connected</i>	14
1.15	Evoluzione del prezzo e del costo di produzione dei moduli mono-Si nel 2012 [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano].	15
1.16	Evoluzione del prezzo e del costo di produzione dei moduli poli-Si nel 2012 [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano].	16
1.17	Ripartizione del costo di produzione dei moduli in silicio cristallino in Italia nel 2012 [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano].	17
1.18	Evoluzione del prezzo e del costo di produzione dei moduli a-Si nel 2012 [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano].	18
1.19	Confronto dell'andamento dei prezzi di un impianto fotovoltaico a concentrazione rispetto al fotovoltaico tradizionale tra 2009 e 2012 [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano].	18

1.20	Evoluzione del prezzo e del costo di produzione degli inverter fino a 5 kW nel 2012 [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano].	20
1.21	Evoluzione del prezzo e del costo di produzione degli inverter tra 5 e 10 kW nel 2012 [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano]. . .	20
1.22	Evoluzione del prezzo e del costo di produzione degli inverter tra 10 e 100 kW nel 2012 [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano]. . .	21
1.23	Evoluzione del prezzo e del costo di produzione degli inverter oltre 100 kW nel 2012 [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano]. . .	21
1.24	Ripartizione dell'installato a livello globale (in alto) ed europeo (in basso) [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano].	24
1.25	Potenza annua e cumulata installata in Italia [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano].	25
1.26	Numero totale di impianti installati in Italia per classe di potenza [kW], [fonte: AtlaSole, Marzo 2013].	26
1.27	Valore della potenza aggregata totale in Italia suddivisa per classe di potenza [kW], [fonte: AtlaSole, Marzo 2013].	26
1.28	Potenza annua installata in Italia per segmento di mercato [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano].	28
1.29	Ripartizione della potenza ammessa ad incentivazione con il Primo Registro del Quinto Conto Energia [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano].	31
1.30	Ripartizione della potenza incentivata e del costo annuo degli impianti ammessi al Primo Registro per stato del progetto [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano].	32
1.31	Schema descrittivo dei flussi energetici di immissione/prelievo dalla rete di un impianto fotovoltaico <i>grid connected</i>	34
1.32	Ripartizione del mercato fotovoltaico globale nel 2012 (in alto) e previsione per il 2013 (in basso) [fonte: <i>IHS Solar PV Demand Market Tracker - Q1'13</i>].	41
2.1	Assetto societario Holding Fotovoltaica (HFV).	57
2.2	Intera filiera delle fasi di realizzazione di un impianto fotovoltaico (sinistra) ed esempio di fasi realizzate da un tipico EPC Contractor (destra)	60
2.3	Ripartizione della potenza transata sul mercato secondario nel 2012 in Italia per tipologia di investitore.	67

2.4	Ripartizione della potenza transata sul mercato secondario nel 2012 in Italia per nazionalità degli investitori.	67
2.5	Schema di costituzione di un <i>Fondo immobiliare</i> [Fonte: BorsaItaliana]. .	69
2.6	Schema di costituzione di una <i>SPV</i> in ambito di <i>Project Financing</i>	71
2.7	Valore totale delle transazioni su secondario nel triennio 2010-2012 [Mw transati; mln€].	82
2.8	Valore totale delle transazioni su secondario nel triennio 2010-2012 [Mw transati; mln€], senza transazione Terra Firma/Terna.	83
2.9	Rappresentazione del <i>range</i> di variazione del valore medio degli impianti transati incentivati con il medesimo Conto Energia.	84
2.10	Potenza transata nel triennio 2010-2012 suddivisa in base al Conto Energia di incentivazione degli impianti.	85
3.1	Descrizione delle fasi caratteristiche di un'analisi di fattibilità.	89
3.2	Rappresentazione dei <i>cash flows</i> annuali e cumulati lungo tutto il periodo relativo alla vita utile dell'impianto oggetto di valutazione (si veda <i>TABELLA 3.5</i>).	100

Elenco delle tabelle

1.1	Livelli massimi di efficienza per celle e moduli a fine 2012	19
1.2	Potenza annua e cumulata entrata in esercizio a fine 2012 nei principali Paesi del mondo [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano].	23
1.3	Taglia media degli impianti (<i>cumulata e per esercizio</i>) degli ultimi sei anni [fonte: Rapporto Statistico Solare Fotovoltaico 2012, GSE].	27
1.4	Potenza entrata in esercizio nelle diverse Regioni Italiane [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano].	29
1.5	Valori delle tariffe perviste dal Quinto Conto Energia per il secondo semestre 2012 e confronto con il Quarto Conto Energia [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano].	30
1.6	Revisione delle modalità di calcolo del Contributo in Conto Scambio introdotta dalla Delibera 570/2012/R/EFR [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano].	37
2.1	Distinzione delle categorie di fondi di investimento in funzione delle caratteristiche più rilevanti	50
2.2	Fondi di investimento attivi sul mercato secondario degli impianti fotovoltaici in Italia nel 2012.	54
2.3	Società di investimento attive sul mercato secondario degli impianti fotovoltaici in Italia nel 2012.	56
2.4	Soggetti di natura industriale attivi sul mercato secondario degli impianti fotovoltaici in Italia nel 2012.	65
2.5	Venditori di impianti sul mercato secondario nel triennio 2010-2012: nazionalità, tipologia e Mw ceduti.	78
2.6	Soggetti investitori sul mercato secondario nel triennio 2010-2012: nazionalità, tipologia e Mw acquisiti.	79
2.7	Variazione nel biennio 2010-2011 e 2011-2012 della potenza transata e del rispettivo valore monetario, senza transazione Terra Firma/Terna. . . .	82

2.8	Valore medio degli impianti transati suddivisi in base al Conto Energia relativo.	84
2.9	Principali proprietari di potenza da solare fotovoltaico in Italia a fine 2012.	86
3.1	Tabella riassuntiva dei parametri caratteristici dell'impianto e del finanziamento ad esso connesso.	99
3.2	Altri parametri rilevanti per il calcolo di alcuni dei flussi di costo e di ricavo.	99
3.3	Principali indici finanziari relativi all'investimento oggetto di valutazione.	102
3.4	Rischiosità dell'investimento in base alla valore del <i>DSCR</i> e alla leva finanziaria utilizzata.	105
3.5	Modello di calcolo dei <i>NCF(Net Cash Flows)</i> derivanti dall'investimento nell'impianto considerato.	106
3.6	Analisi di sensitività svolta sul caso di investimento in esame al variare, nei tre scenari, della producibilità dell'impianto (derivante da una differente localizzazione geografica).	108
3.7	Analisi di sensitività svolta sul caso di investimento in esame al variare, nei tre scenari, della tariffa incentivante derivante da un differente Conto Energia.	108

Introduzione

Contesto ed obiettivo della tesi

Le fonti rinnovabili hanno, da alcuni anni, rivestito un ruolo di primo piano dal punto di vista economico, sociale e politico. L'Unione Europea ha fissato, tramite opportune direttive, gli obiettivi e i parametri che i Paesi dell'eurozona devono rispettare per svincolarsi dalla stretta dipendenza dalle fonti fossili di approvvigionamento energetico. In particolare con la strategia 20-20-20 lanciata nel marzo 2007, e con il successivo Pacchetto Clima ed Energia (2008), il Consiglio Europeo ha voluto unificare a livello comunitario le politiche per la lotta al cambiamento climatico e le politiche energetiche. Il perseguimento di questi obiettivi ha spinto verso lo sviluppo di un mercato che ha dato un importante impulso all'occupazione e alla crescita delle economie che hanno saputo dare la giusta risposta alle direttive europee in termini di incentivazione degli investimenti. Nel nostro Paese ha ricoperto un ruolo di particolare importanza il settore del solare fotovoltaico, cresciuto esponenzialmente negli ultimi tre anni, fino a raggiungere una potenza complessiva che ad oggi conta circa 16,7 GW di installato totale sul territorio. L'obiettivo del presente elaborato è quello di inquadrare il mercato fotovoltaico italiano alla luce delle recenti innovazioni tecnologiche e normative, per poi concentrarsi maggiormente sul mercato secondario degli impianti, ovvero l'investimento, da parte di determinati operatori, in infrastrutture già connesse alla rete elettrica. Lo scopo ultimo è dunque quello di fornire una rappresentazione, quanto più fedele, di quelli che sono gli attori che agiscono su questo mercato, delle motivazioni che li spingono ad entrare in questo business e delle metodologie utilizzate per farlo.

Struttura della tesi

La presente tesi si propone di perseguire gli obiettivi sopracitati strutturando il testo in tre capitoli principali.

Il **primo capitolo** è dedicato alla descrizione del settore del solare fotovoltaico italiano attuale. Nella prima parte verranno presentate le principali e più recenti innovazioni tecnologiche che hanno caratterizzato lo sviluppo della componentistica per quanto concerne il prezzo da una parte, l'efficienza produttiva dall'altra. Si distinguerà in particolare tra le tecnologie il cui utilizzo è maggiormente consolidato e quelle di nuova diffusione che stanno lentamente conquistando un ragguardevole successo. La seconda parte analizzerà le principali novità riguardanti i cambiamenti del quadro normativo, dunque del sistema di incentivazione degli impianti a seconda della loro taglia e natura. Seguirà una overview più generale sul mercato del solare fotovoltaico, il cui scopo sarà quello di relazionare l'evoluzione del business locale con un relativo benchmark internazionale, cercando di cogliere eventuali strategie di sviluppo future in un mercato ormai sempre più globale. Infine sarà dato spazio ad una rassegna dei principali trend che stanno sviluppandosi nel settore, dal maggiore interesse verso sistemi di accumulo che permettano di rimediare ai problemi derivanti dalla *non programmabilità* di tali fonti, alla questione, con il passare degli anni sempre più rilevante, del riciclo dei moduli.

Il **secondo capitolo** analizza nella sua interezza il mercato secondario degli impianti fotovoltaici, offrendo inizialmente una panoramica di quelli che sono i *players* che vi operano, non solo in termini di specifica tipologia di investitore ma anche citando esplicitamente, laddove possibile, i soggetti protagonisti delle singole transazioni che hanno avuto luogo nel corso del precedente esercizio (2012). Per chiudere il cerchio si proporrà una rassegna particolareggiata delle operazioni effettuate, riscontrando determinati trend o cambiamenti di strategia da parte dei soggetti investitori da una parte, cedenti dall'altra, per quanto riguarda la taglia degli impianti ed il loro valore. Infine verranno esaminate nel dettaglio le principali tipologie di finanziamento utilizzate, identificando i punti di contatto e le distinzioni con il mercato primario, ovvero quello relativo alla costruzione e connessione alla rete dell'impianto stesso.

Il **terzo capitolo** approfondisce i meccanismi di valutazione dell'investimento, partendo da un'analisi di quelle che sono le determinanti che spingono gli operatori ad affacciarsi a questo mercato, o ad investire ulteriormente in esso, fino ad arrivare alla descrizione più particolareggiata degli strumenti quantitativi di valutazione del rischio intrinseco all'investimento medesimo.

Metodologia

A sostenere l'analisi proposta nella trattazione che seguirà, sono state effettuate delle interviste ad alcuni dei *players* che sono risultati operativi nel corso del 2012 sul mercato secondario degli impianti fotovoltaici. Tali testimonianze sono risultate importanti ai fini di ottenere una *vision* quanto più realistica delle dinamiche che caratterizzano le strategie di mercato utilizzate dai differenti soggetti attivi nel settore. A prescindere dalla tipologia dell'azienda intervistata, infatti, le strategie dei differenti operatori sono molto spesso intimamente connesse da una concomitanza di obiettivi che hanno reso possibile una rappresentazione soddisfacente dell'andamento del mercato analizzato. Nonostante la riluttanza nel fornire informazioni troppo particolareggiate, non solo a livello di dati quantitativi ma anche di eventuali strategie future della società, è stato in ogni caso possibile, a partire dalla descrizione *as-is* del mercato comprendere quelli che saranno i *differenziali* che maggiormente caratterizzeranno la competitività del settore nel breve termine, riuscendo ad offrire al lettore anche qualche spunto di natura prospettica per un'ulteriore analisi futura.

Capitolo 1

Il fotovoltaico italiano: tecnologia, mercato e normativa

In questo capitolo si vuole offrire una panoramica completa ed aggiornata di quella che è la situazione che sta vivendo il settore del solare fotovoltaico italiano, che ha vissuto negli ultimi anni un'evoluzione caratterizzata da una molteplicità di cambiamenti di scenari di mercato, tecnologie e quadri normativi. Lo scopo è proprio quello di andare ad esaminare questi aspetti, offrendo una solida base di partenza per effettuare, in conclusione, considerazioni di natura più prospettica alla luce di quanto verrà esposto successivamente nell'elaborato.

Dapprima verrà illustrato brevemente l'effetto fotovoltaico, per fornire una breve spiegazione del principio fisico alla base del funzionamento di un impianto. La descrizione di tali grandezze fisiche è imprescindibile al fine di introdurre le differenti tecnologie presenti sul mercato, e di analizzarne i parametri più rilevanti e i vantaggi/svantaggi che portano all'utilizzo dell'una piuttosto che di un'altra. Verrà poi definito come si compone un impianto in tutte le sue componenti e si analizzeranno le evoluzioni di queste ultime in termini di costi di produzione e di prezzi di vendita

Successivamente verrà descritta l'evoluzione del quadro normativo, con un particolare accento sui recenti cambiamenti e sulle implicazioni derivanti nell'immediato e nel futuro più prossimo.

In seguito verrà fornita una rappresentazione del mercato *as is* mondiale, con particolare attenzione alla concorrenza dei crescenti mercati asiatici, ed europeo. Questa vision generale sarà utile per declinare la prospettiva verso il mercato italiano, sul quale poi ci si concentrerà nei capitoli successivi della tesi.

Infine verrà ritagliato uno spazio ai principali business in crescita connessi a tale merca-

to, ovvero quelli del riciclo dei moduli e dello studio di sistemi di accumulo sempre più sofisticati.

1.1 La tecnologia fotovoltaica

1.1.1 L'effetto fotovoltaico

I primi risultati riguardo la scoperta di un legame tra la radiazione solare e l'energia elettrica sono da attribuire agli esperimenti di A.E. Becquerel (1820-1891). Nel 1839 il fisico francese si accorse che immergendo del cloruro di argento in una soluzione acida, questi si illuminava se connesso ad elettrodi di platino, generando così il cosiddetto **effetto fotoelettrico**. [1]

Nel 1873 Willoughby Smith, un ingegnere elettrico inglese, scopre, durante il suo lavoro sui cavi del telegrafo posti sott'acqua, che un materiale, il **selenio**, scelto per testare dei cavi, mostrava **fotoconduzione** (un fenomeno ottico ed elettrico, durante il quale un materiale aumenta la sua conduttività elettrica, grazie all'assorbimento di radiazione elettromagnetica, come quella della luce solare). [2] Dieci anni dopo Charles Fritts, un inventore americano, nel suo studio rivestì un semiconduttore, il selenio, con una lamina d'oro estremamente sottile ed un altro metallo, in modo da creare la prima cella, avente un'efficienza di conversione elettrica pari a solo l'1%; il basso rendimento e l'elevato costo dei materiali utilizzati non favorirono la diffusione di questa nuova tecnologia come fonte di produzione di energia.

Solo nel 1887, a più di quarant'anni dalla scoperta di Becquerel, il noto fisico tedesco H. Hertz riesce a fornire una spiegazione formale dell'effetto fotoelettrico, che tuttavia potè essere completata solo grazie agli studi del 1905, da parte di A. Einstein, sulla teoria quantistica, con la quale si dimostrò che la luce è costituita da pacchetti discreti di energia, detti fotoni.

L'intuizione di Einstein consta nel comprendere che la radiazione elettromagnetica non è distribuita in modo uniforme sull'intero fronte d'onda, ma concentrata in singoli quanti, per l'appunto i fotoni, ognuno dei quali interagisce singolarmente con un elettrone, al quale cede la sua energia. Se il fotone ha un'energia sufficiente a rompere il legame elettrico che lega l'elettrone all'atomo, l'elettrone eccitato viene portato ad un livello energetico superiore (banda di conduzione); quando passa alla banda di conduzione, l'elettrone si lascia dietro una buca, cioè una lacuna dove manca un elettrone. A questo punto un elettrone vicino può andare facilmente a riempire la lacuna, scambiandosi così di posto con essa. Quando un flusso luminoso investe il reticolo cristallino del silicio, si

ha la liberazione di un certo numero di elettroni al quale corrisponde un egual numero di lacune.

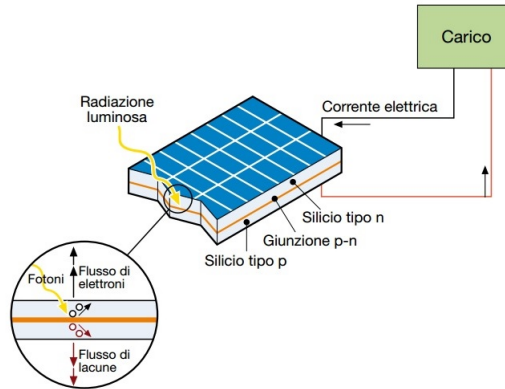


Figura 1.1: Funzionamento cella fotovoltaica.

Ma come si passa dall'effetto fotoelettrico all'effetto fotovoltaico di cui ci si serve per produrre energia elettrica? Per sfruttare l'elettricità è necessario creare un moto coerente di elettroni (e di lacune), ovvero una corrente, mediante un campo elettrico interno alla cella. Il campo si realizza con particolari trattamenti fisici e chimici, creando un eccesso di atomi caricati positivamente in una parte del semiconduttore ed un eccesso di atomi caricati negativamente nell'altro. In pratica è necessario *drogare* il silicio della cella con delle impurità, tipicamente di boro e di fosforo, per ottenere rispettivamente una struttura di **tipo p** (con un eccesso di lacune) ed una di **tipo n** (con un eccesso di elettroni). Il primo strato, di fosforo e a carica negativa, si indica con n, l'altro, di boro e a carica positiva, con p, mentre la zona di separazione è detta **giunzione p-n**.

La conversione da luce a energia elettrica effettuata dalla cella fotovoltaica avviene perché i portatori di carica liberi (elettroni e lacune), generati dalla luce, sono spinti in direzioni opposte dal campo elettrico interno creato attraverso la giunzione di due semiconduttori drogati in modo diverso. Una volta attraversato il campo, le cariche non tornano più indietro, perché il campo impedisce loro di invertire la marcia. Le cariche positive (lacune) sono spinte verso un lato della cella e le cariche negative (elettroni) verso l'altro. Se le due facce (inferiore e superiore della cella) sono collegate mediante un conduttore, le cariche libere lo attraversano e si osserva una corrente elettrica. Fino a quando la cella resta esposta alla luce, l'elettricità fluisce sotto forma di corrente continua.

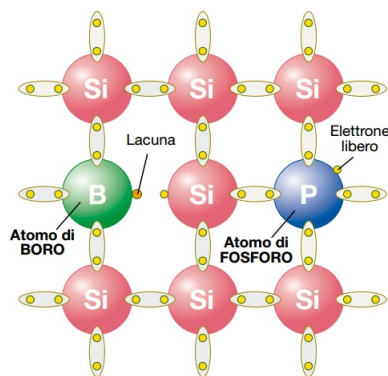


Figura 1.2: Drogaggio del silicio con Boro (B) e Fosforo (P)

Nonostante la radiazione solare teoricamente convertibile in energia elettrica sia pari al 44% (il rimanente viene dissipato sotto forma di calore), i pannelli moderni si attestano su un livello ancora decisamente inferiore a tale valore. Questo accade per diversi motivi:

- non tutti i fotoni incidenti sulla superficie metallica della cella penetrano al suo interno, alcuni sono soggetti a **riflessione** mentre altri incidono sulla griglia metallica dei contatti;
- non tutti i fotoni hanno energia sufficiente per liberare una coppia elettrone/lacuna;
- una parte degli elettroni “liberati” dai fotoni non arrivano al carico esterno in quanto trova lungo il percorso delle cariche di segno opposto con cui ricombinarsi (effetto di “**ricombinazione**”);
- esistono le cosiddette “**resistenze parassite**”: i contatti metallici posti sul fronte e sul retro della cella presentano una resistenza che provoca dissipazioni di potenza;
- temperatura non ottimale; questo fattore potrebbe risultare controintuitivo in quanto se la temperatura supera i 25°C, la perdita di produttività è di circa il 4-6% ogni 10°C. Questo accade perchè all’aumentare della temperatura diminuisce la tensione a circuito aperto della cella, dunque diminuisce la potenza massima erogabile in termini di energia elettrica (fig.1.3);
- altri fattori: esposizione non ottimale (inclinazione), ombreggiamento, dispersione dell’inverter, dispersione nei quadri a corrente continua, polvere ...

Le condizioni standard di prova di una cella fotovoltaica sono una temperatura di 25°C e un irraggiamento di 1000 W/m^2 ; la massima potenza erogabile in queste condizioni è

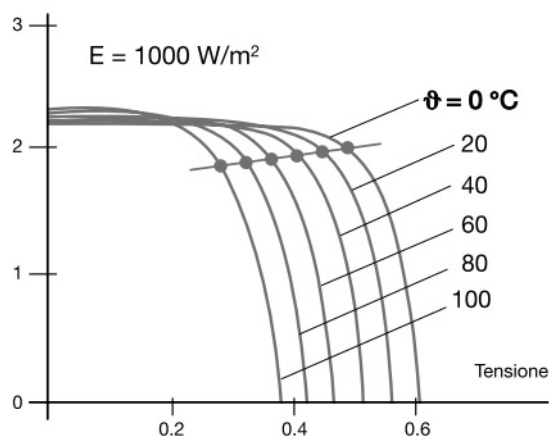


Figura 1.3: Diminuzione della tensione a vuoto all'aumentare della temperatura del pannello.

definita *potenza di picco*.

Vediamo ora quali sono le principali caratteristiche che contraddistinguono le differenti tecnologie.

1.1.2 Le tecnologie disponibili

Si può effettuare una prima macro-distinzione elencando le tre generazioni di fotovoltaico, declinando successivamente le differenti tecnologie presenti all'interno di ognuna di esse.

- **PRIMA GENERAZIONE**

La prima generazione implementa lo schema delle celle solari classiche. La conversione di luce in corrente elettrica avviene manipolando la struttura a bande energetiche di un solo cristallo di semiconduttore. Le celle sono formate semplicemente da una giunzione p/n omogenea che quando viene colpita da una radiazione solare genera delle cariche libere le quali danno luogo ad una corrente che, raggiunti i contatti elettrici, fornisce energia. In questo tipo di celle però ogni piccola impurità può essere vista come un centro di ricombinazione per le cariche liberate e quindi si devono produrre o da cristalli altamente puri o policristalli. I dispositivi di questa generazione sono prodotti con silicio e hanno delle percentuali di rendimento abbastanza elevate. Questa tipologia di cella, nonostante sia la più diffusa,



Figura 1.4: Confronto tra modulo in *silicio monocristallino* (sinistra) con modulo in *silicio policristallino* (destra).

ha però un costo di produzione alquanto elevato rispetto ad altre tecnologie che sono state sviluppate in seguito.

Fanno parte di questa categoria:

- **Silicio monocristallino** : il primissimo materiale con cui si è cominciato a costruire celle fotovoltaiche. Inizialmente si riusciva a raggiungere un rendimento del 5-6%, mentre con le ultime innovazioni tecnologiche si è riusciti ad arrivare fino ad un 25%. La struttura di una cella è rappresentata in *figura 1.5*.

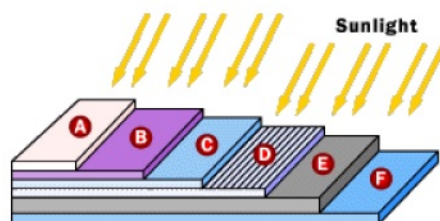


Figura 1.5: Struttura di una cella fotovoltaica di silicio monocristallino

I vari strati rappresentati sono i seguenti:

- a. superficie esterna di vetro
- b. strato antiriflesso
- c. griglia di contatto superiore
- d. silicio di *tipo n*
- e. silicio di *tipo p*
- f. contatto posteriore

Per costruire il wafer di silicio si utilizza il *metodo Czochralski* [4], il quale permette di far crescere un unico cristallo di silicio purissimo attorno ad un germe cristallino anch'esso di silicio. I motivi per cui si è indotti a scegliere un pannello al silicio monocristallino sono il suo alto rendimento, lo stato di sviluppo della tecnologia e la sua affidabilità. Gli svantaggi di tali pannelli invece sono da ricercare nel costo e nella complessità di fabbricazione oltre che nella quantità di materiale richiesto.

- **Silicio policristallino** : Il metodo di fabbricazione non è più il *Czochralski*, qui il silicio viene fuso in blocchi e poi tagliato in dischetti. Durante il processo di solidificazione si formano cristalli di diversa grandezza che sulla superficie presentano alcuni difetti, i quali causano una perdita di efficienza. In questa realizzazione l'efficienza è limitata a causa delle resistenze che gli elettroni incontrano tra un grano e l'altro. I principali punti a favore di questa realizzazione sono un buon rendimento ed un processo di costruzione molto semplice, mentre il maggior svantaggio è dato dall'alta sensibilità alle impurità.

• SECONDA GENERAZIONE

Per ovviare all'elevato costo delle celle di prima generazione sono state prodotte delle celle a film sottile in cui la quantità di silicio utilizzata viene drasticamente ridotta. Queste celle di seconda generazione sono costruite con silicio amorfo e hanno una storicamente un'efficienza minore rispetto quelle basate sul silicio cristallino, ma d'altra parte permettono produzioni su grande scala altrimenti non realizzabili. Grazie alla ricerca l'efficienza di questo tipo di tecnologia sta ad oggi

aumentando gradualmente, rendendola ormai competitiva con i moduli di prima generazione. Fanno parte di questa categoria:

- **Silicio amorfo:** le celle al silicio si possono produrre usando un film sottile di silicio amorfo che viene fatto evaporare su un supporto plastico o un substrato polimerico. Con questo approccio si abbattano i costi di produzione in quanto il silicio richiesto è enormemente inferiore che nei casi precedenti. Uno dei motivi principali dell'utilizzo del silicio amorfo nella costruzione di pannelli è dato dalla possibilità di renderli flessibili, il che abbassa i costi e ne facilita l'installazione (vedi *figura 1.6*).

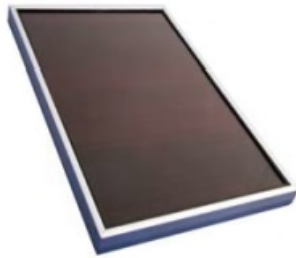


Figura 1.6: Modulo in *silicio amorfo*



Figura 1.7: Rappresentazione di un laminato flessibile in *silicio amorfo*

I principali vantaggi di questa tecnologia sono dati dal basso costo, dal buon rendimento con bassa luminosità e la sua flessibilità, i principali svantaggi invece sono dati dal basso rendimento generale e dal veloce degrado delle prestazioni.

- **Telloruro di Cadmio (CdTe):** il modulo è composto da uno strato di telloruro di Cadmio depositato tra due sottili lastre di vetro; è la tecnologia di pannelli a film sottile più economica e con il più basso rendimento termodinamico. Il processo produttivo particolarmente efficiente di questi pannelli permette di utilizzare una quantità di semiconduttore circa cento volte inferiore a quella necessaria alla realizzazione di moduli in Silicio cristallino. Il principale svantaggio risiede nella documentata tossicità del Cadmio, il cui utilizzo nella produzione di celle fotovoltaiche è stato vietato a partire dal 2013 (modifica alla Direttiva: *Restriction of Hazardous Substances Directive* del 24 Novembre 2010).

– **altre tecnologie** meno diffuse:

- * *Arseniuro di Gallio* (GaAs), anch'esso caratterizzato da elevata tossicità
- * *Diseleniuro di Indio Rame Gallio* (CIGS)
- * *Diseleniuro di Indio Rame* (CIS)
- * *Solfuro di Gallio*

• TERZA GENERAZIONE

Sebbene già con i dispositivi di seconda generazione il costo sia stato molto ridotto non si è ancora arrivati al punto in cui l'energia solare sia veramente competitiva nei confronti dei combustibili fossili. Il limite per la riduzione del costo di produzione delle celle di prima e seconda generazione è principalmente dovuto a due fattori; il primo è il costo del materiale con cui vengono fabbricate, il secondo sono i tempi morti nel processo di produzione, che ne limitano il volume di produzione nei confronti del costo dei macchinari richiesti. Con le tecnologie di terza generazione si sta cercando di aumentare il volume di produzione e contemporaneamente abbassare il costo di fabbricazione tramite nuovi approcci. Tra le tecnologie di terza generazione quella di maggior interesse è sicuramente il fotovoltaico organico, che affronta la sfida di riuscire, in un futuro prossimo, a replicare processi che si verificano in natura (quali la fotosintesi clorofilliana, che immagazzina e cattura l'energia solare per tramutarla in energia biochimica) tramite la costruzione di sistemi artificiali avanzati.

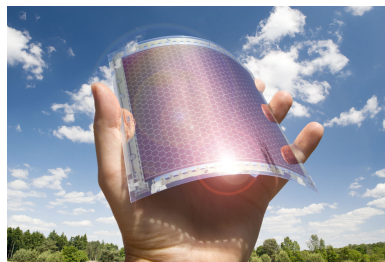


Figura 1.8: Esempio di cella organica (*Organic Photovoltaic*, OPV)

Il grafico in *figura 1.8* riassume le varie tecnologie, fornendo una panoramica di quali siano quelle maggiormente utilizzate e diffuse nel mercato italiano.

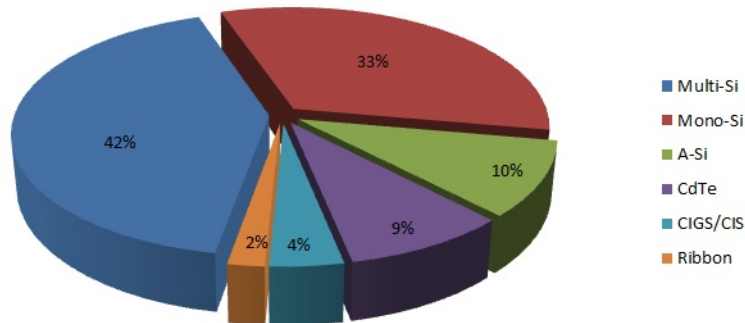


Figura 1.9: Quote di mercato 2011-2012 delle principali tecnologie di moduli in Italia¹.

1.1.3 Struttura di un impianto fotovoltaico

Le celle fotovoltaiche non sono vendute come parte a sè stante ma fanno parte del cosiddetto *modulo fotovoltaico*, che comprende al suo interno altri componenti in strati sovrapposti:

- *Lastra di vetro temprato*, il cui compito è principalmente quello di assicurare una buona trasmittanza termica e resistenza meccanica;
- uno o più *fogli sigillanti trasparenti in EVA* (acetato vinile etilenico), che garantiscono l'isolamento;
- *Celle fotovoltaiche*;
- *Chiusura posteriore* in vetro, polivinilfluoruro (PVF) o tevlar;

Più moduli collegati tra loro meccanicamente ed elettricamente formano un *pannello*, ossia una struttura comune ancorabile al suolo o ad un edificio. Procedendo per aggregazione, più pannelli collegati elettricamente in serie costituiscono una *stringa* e più stringhe a loro volta, collegate elettricamente in parallelo per fornire la potenza richiesta, costituiscono il *generatore* o *campo fotovoltaico* (*fig.1.11*).

¹La tecnologia *ribbon*, o *a nastro*, è costituita da silicio fuso colato in strati piani; è una tecnologia poco efficiente ma che consente di ridurre al minimo lo spreco di materiale e non necessita di alcun taglio.

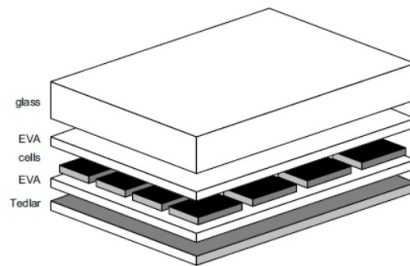


Figura 1.10: Struttura tipica di un *modulo fotovoltaico*.

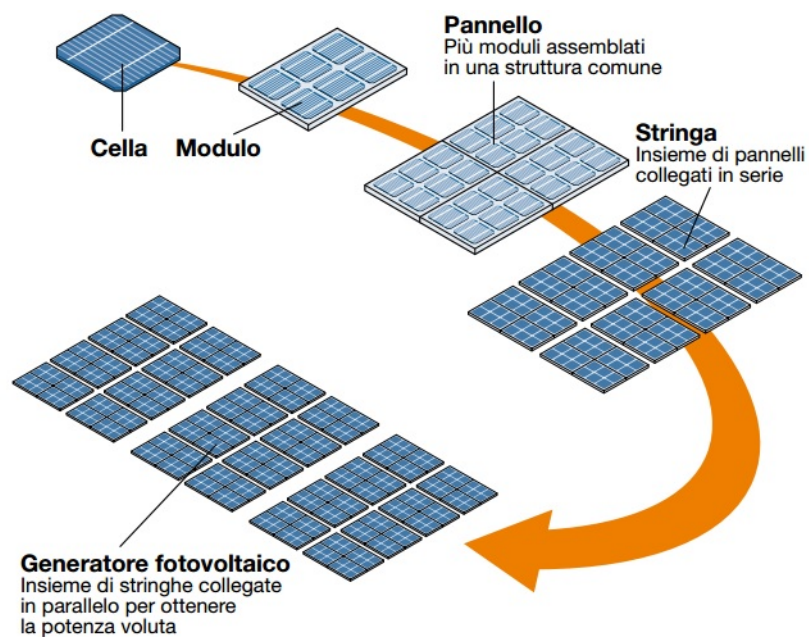


Figura 1.11: Composizione di un *generatore fotovoltaico*.

Un'altra componente fondamentale facente parte dell'impianto è l'*inverter* (*fig. 1.12*), un apparato elettronico il cui compito è quello di convertire la corrente continua prodotta dai moduli, in corrente alternata da rendere disponibile per le utenze elettriche o per l'immissione in rete.

Svolge la funzione di MPPT (*Maximum Power Point Tracker*): tramite sistemi di controllo hardware e software che leggono in ogni istante i valori di tensione e corrente nei moduli, è in grado di estrarre la massima potenza disponibile effettuando piccole variazioni nei parametri di conversione.

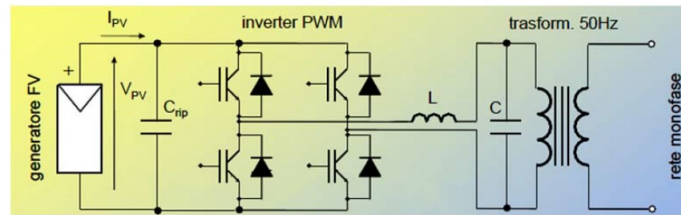


Figura 1.12: Schema di principio di un *inverter monofase*.

Una prima distinzione distingue gli impianti fotovoltaici in due principali categorie[5]:

- **Impianti isolati (o *stand-alone*)**

Sono impianti non collegati alla rete elettrica e sono costituiti da pannelli fotovoltaici e da un sistema di accumulo che garantisce l'erogazione dell'energia elettrica anche nei momenti di scarsa illuminazione e nelle ore di buio. Essendo la corrente erogata dal generatore fotovoltaico di tipo continuo, se l'impianto utilizzatore necessita di corrente alternata è necessaria l'interposizione dell'inverter. Tali impianti risultano tecnicamente ed economicamente vantaggiosi qualora la rete elettrica sia assente o difficilmente raggiungibile, sostituendo spesso i gruppi elettrogeni. Inoltre, in una configurazione *stand-alone*, il campo fotovoltaico è sovra-dimensionato al fine di consentire, durante le ore di insolazione, sia l'alimentazione del carico, sia la ricarica delle batterie di accumulo, con un certo margine di sicurezza per tenere conto delle giornate di scarsa insolazione (*fig.1.13*).

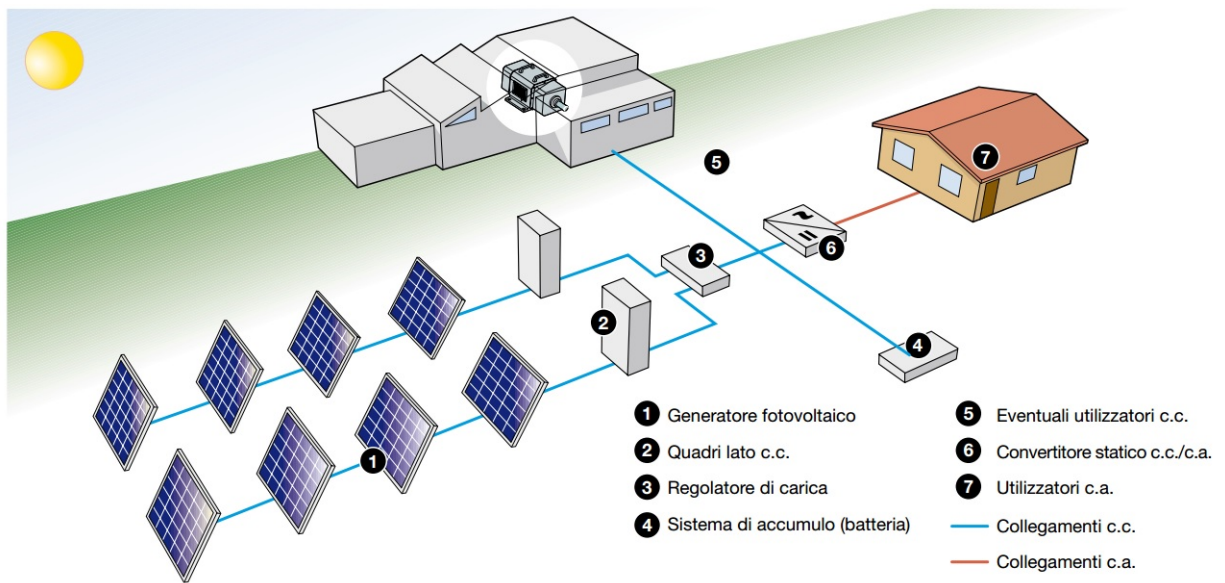


Figura 1.13: Schema di un impianto fotovoltaico *stand alone*.

Attualmente le applicazioni più diffuse servono ad alimentare:

- apparecchiature per il pompaggio dell'acqua;
- ripetitori radio, stazioni di rilevamento e trasmissione dati (meteorologici o sismici);
- sistemi di illuminazione;
- segnaletica sulle strade, nei porti e negli aeroporti;
- alimentazione dei servizi nei camper;
- impianti pubblicitari;
- rifugi in alta quota.

• **Impianti collegati alla rete (o *grid-connected*)**

Gli impianti collegati permanentemente alla rete elettrica assorbono energia da essa nelle ore in cui il generatore fotovoltaico non è in grado di produrre energia necessaria a soddisfare il bisogno dell'impianto utilizzatore. Viceversa, se il sistema fotovoltaico produce energia elettrica in eccesso rispetto al fabbisogno del-

l'impianto utilizzatore, il surplus viene immesso in rete: sistemi connessi alla rete non necessitano pertanto di batterie di accumulatori.

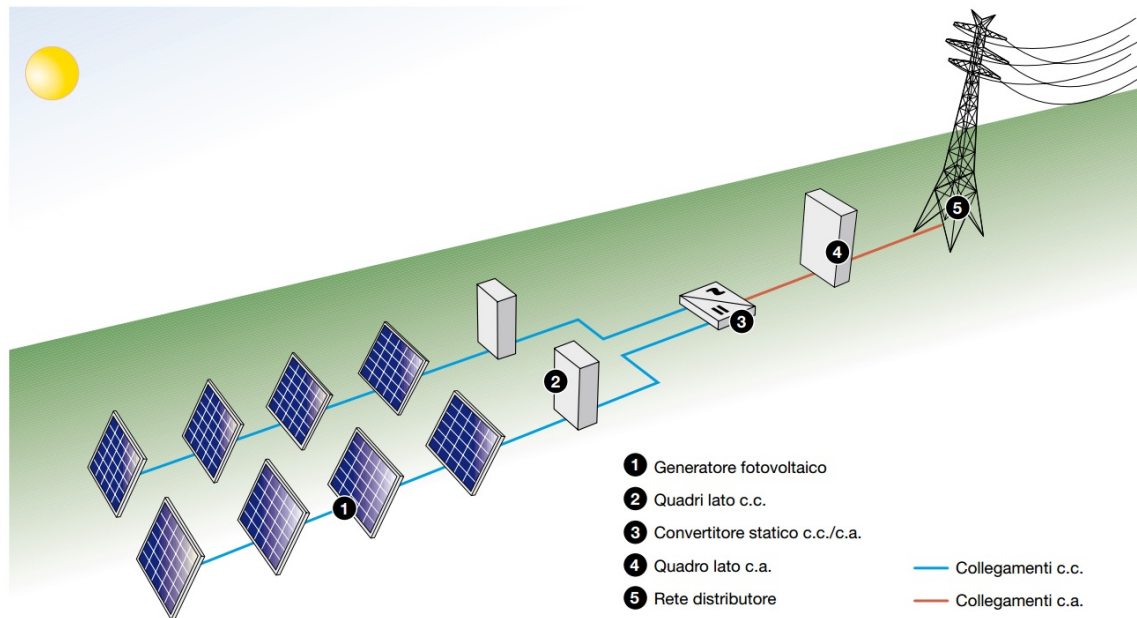


Figura 1.14: Schema di un impianto fotovoltaico *grid connected*.

Tali impianti offrono il vantaggio della *generazione distribuita*, anziché centralizzata; difatti l'energia prodotta nei pressi dell'utilizzazione ha un valore maggiore di quella fornita dalle grosse centrali tradizionali, perché si limitano le perdite di trasmissione e si riducono gli oneri economici dei grossi sistemi elettrici di trasporto e dispacciamento. Inoltre la produzione di energia nelle ore di sole consente di ridurre la domanda alla rete durante il giorno, proprio quando si verifica la maggiore richiesta (*fig.1.14*).

1.1.4 Andamento dei prezzi delle componenti di un impianto

Negli ultimi anni si è andato via via rafforzando un *trend* di contrazione dei prezzi delle varie componenti che costituiscono gli impianti fotovoltaici, in particolare dei moduli, ma anche di inverter e dei più recenti sistemi di accumulo (come vedremo in uno dei paragrafi successivi). Questo fenomeno è dovuto alla crescente integrazione a monte della filiera fotovoltaica a livello globale, in un mercato che, agli albori, ha mosso i primi passi (soprattutto in Italia) sviluppandosi tramite realtà industriali medio-piccole. Tale consolidamento è frutto di due principali motivazioni: da un lato una graduale riduzione

della tariffa incentivante nei principali mercati mondiali ha reso possibile una permanenza sul mercato esclusivamente da parte di operatori di primo piano, forti di una struttura solida che permetta loro di competere grazie ad importanti economie di scala; dall'altro lato una forte concorrenza da parte dei competitors orientali ha spinto anche i grandi operatori d'occidente verso una riduzione del prezzo della componentistica, per evitare perdite di appeal nei confronti degli investitori nel business fotovoltaico.

Concentrandosi sul mercato italiano e procedendo con ordine, i grafici riportati in seguito fanno riferimento alla diminuzione dei prezzi riguardante i moduli a tecnologia tradizionale, rispettivamente moduli mono-Si (in Silicio monocristallino) e moduli poli-Si (in Silicio policristallino)[6]. Nel primo caso (*fig.1.15*) la riduzione di prezzo nel corso dell'ultimo esercizio si è attestata attorno al 20%, a fronte di una riduzione dei costi di produzione del 13%;

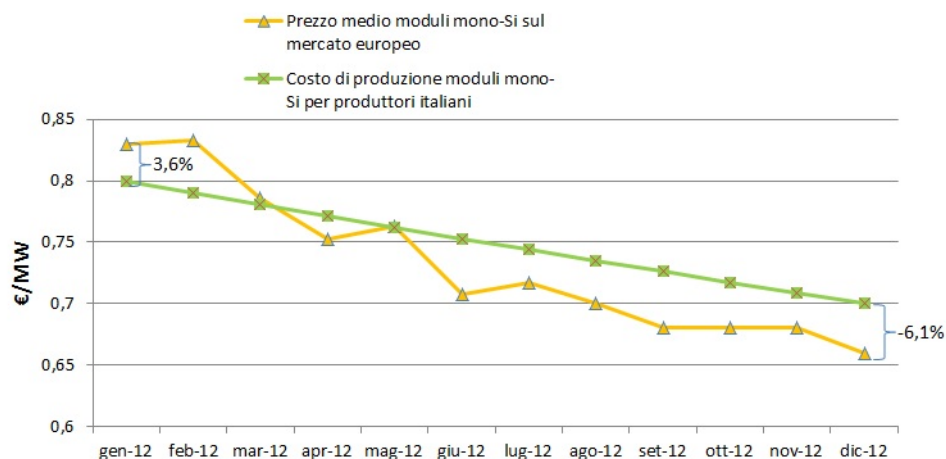


Figura 1.15: Evoluzione del prezzo e del costo di produzione dei moduli mono-Si nel 2012 [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano].

nel secondo caso (*fig.1.16*) il prezzo è calato di circa il 26%, mentre i costi di produzione sono diminuiti del 17%. Risulta fondamentale confrontare di pari passo la contrazione del prezzo con quella dei costi, in quanto da questi dati si evince come questi ultimi siano calati meno proporzionalmente rispetto ad i primi, fornendo un'importante testimonianza dell'evidente difficoltà economica che devono fronteggiare le imprese produttrici di moduli, in costante perdita sul *gross margin* unitario, costantemente negativo.

Per meglio comprendere quanto sia importante questo fenomeno, si può notare (*fig.1.17*) come la diminuzione del costo di produzione del modulo per intero sia prin-

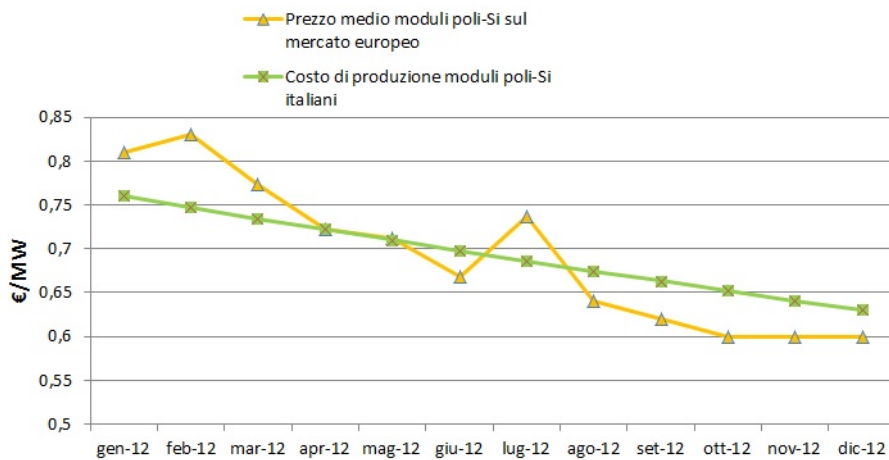


Figura 1.16: Evoluzione del prezzo e del costo di produzione dei moduli poli-Si nel 2012 [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano].

principalmente da imputare ad una diminuzione del prezzo di acquisto della cella (la cui incidenza sul costo totale è diminuita dal 72,4% al 66,7%): da ciò si può dedurre che i produttori italiani non sono in grado di agire sul fronte di una diminuzione delle rimanenti voci di costo (EVA, vetro, *backsheet*, manodopera, ammortamenti), che hanno raggiunto il massimo livello di ottimizzazione e pesano dunque sempre di più sul costo complessivo del prodotto.

Per quanto riguarda l'evoluzione dei prezzi dei moduli a *film sottile*, il trend di contrazione riscontrato risulta decisamente più marcato; questa tipologia di modulo soffre un drastico calo a fronte di una maggiore pressione competitiva da parte delle tecnologie precedentemente illustrate, che possono contare su livelli di efficienza ben maggiori e su una quota di mercato che le vede ancora protagoniste, soprattutto nel segmento delle piccole-medie installazioni. Nel grafico relativo (*fig.1.18*) si nota immediatamente l'ampio range di variazione del *gross margin*, che varia da un +27% di inizio anno ad un -10% di fine esercizio.

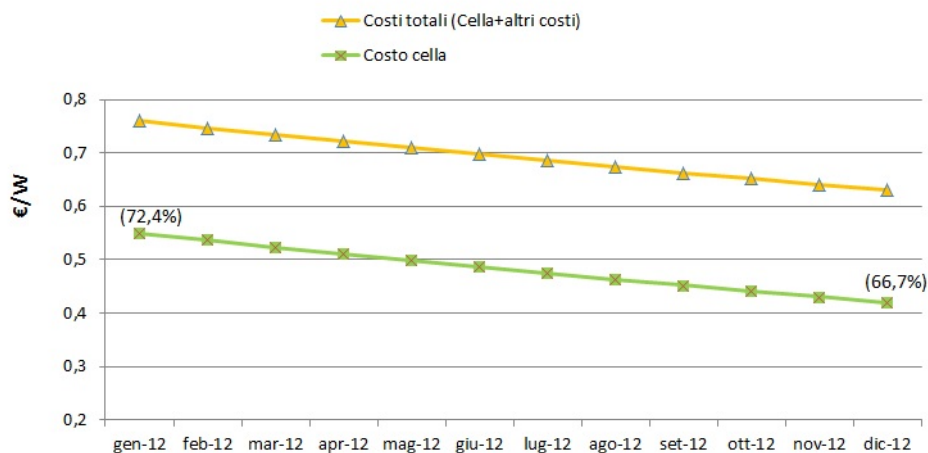


Figura 1.17: Ripartizione del costo di produzione dei moduli in silicio cristallino in Italia nel 2012 [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano].

Sebbene risulti una tecnologia ancora non paragonabile in termini di diffusione e di volumi di scambio a quella dei pannelli tradizionali, merita di essere citata anche la crescita del mercato del **fotovoltaico a concentrazione**. In Italia si contano 65 impianti a *bassa concentrazione*, per un totale di 21,5 MW (0,13% dell'installato complessivo) e soli 7 MW nei sistemi *ad alta concentrazione*, i cosiddetti **HCPV** (*High Concentrated PhotoVoltaics*). Il limitato spazio di mercato che si sono ritagliate queste tecnologie nel tempo, nonostante i livelli di efficienza siano decisamente più elevati (nell'ordine del 40-45% contro un massimo, raggiunto recentemente in laboratorio, della tecnologia monocristallina di poco superiore al 25%), è legato come sempre all'elevato costo di produzione che si riflette conseguentemente su un prezzo sensibilmente maggiore (*fig.1.19*) rispetto alle tecnologie più tradizionali.

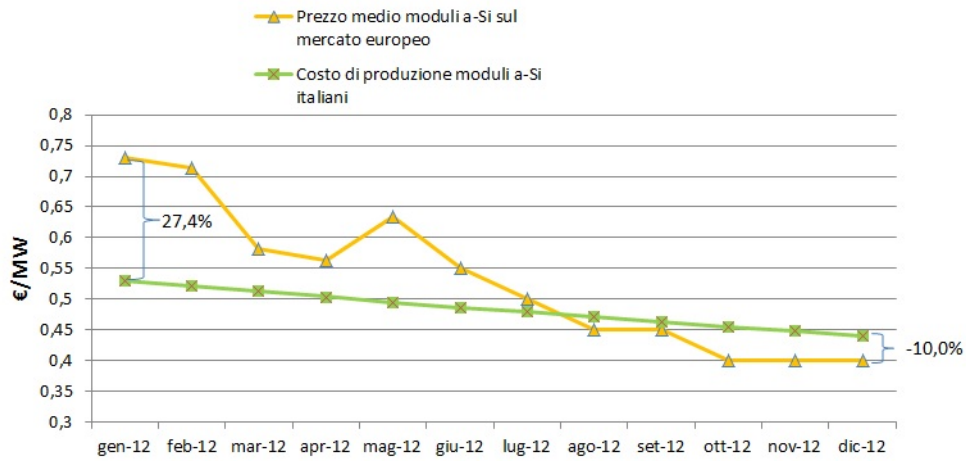


Figura 1.18: Evoluzione del prezzo e del costo di produzione dei moduli a-Si nel 2012 [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano].

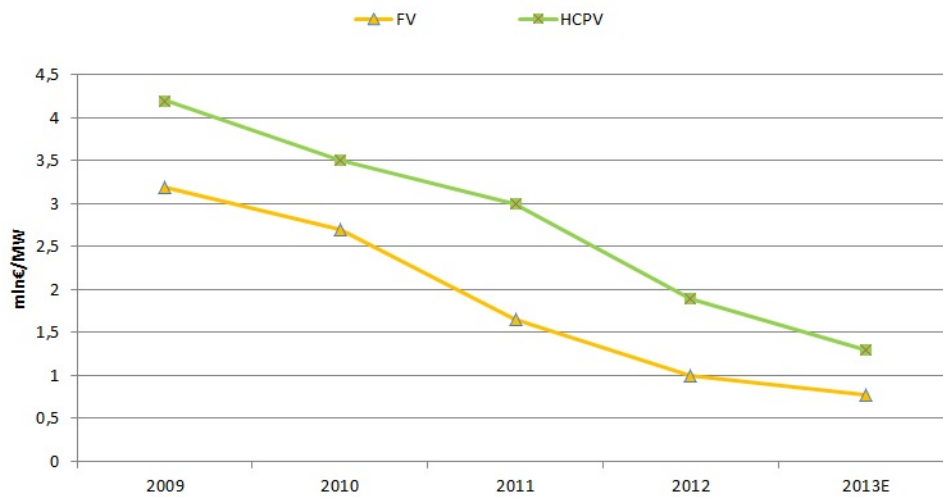


Figura 1.19: Confronto dell'andamento dei prezzi di un impianto fotovoltaico a concentrazione rispetto al fotovoltaico tradizionale tra 2009 e 2012 [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano].

Tecnologia	Efficienza massima delle celle in laboratorio a fine 2012	Efficienza massima dei moduli in laboratorio a fine 2012	Efficienza massima dei moduli in laboratorio a fine 2012
Tripla giunzione ad alta concentrazione	43,5%	33,9%	31,0%
Silicio mono-cristallino	25,0%	22,9%	21,0%
Silicio poli-cristallino	21,4%	18,2%	17,2%
Film sottile Cl(G)S	20,4%	15,7%	15,2%
Film sottile CdTe	17,3%	12,8%	11,5%
Film sottile a-Si	12,5%	10,4%	9,6%

Tabella 1.1: Livelli massimi di efficienza per celle e moduli a fine 2012

Per chiudere sulle varie tecnologie presentate, la *TABELLA 1.1* riassume quelli che sono i diversi livelli di efficienza raggiunti dalle differenti tipologie di moduli.²

In seguito risulta importante fornire una *view* di come si sono evoluti i prezzi ed i costi degli inverter, fondamentale all'interno dell'impianto fotovoltaico per quanto riguarda la voce di costo e la qualità della *performance* ad essa associate, nonché per l'importanza che i produttori italiani di tale componente rivestono nell'industria del settore. Nei grafici successivi viene dato un quadro completo dell'andamento dei prezzi degli inverter suddivisi in quattro principali taglie di riferimento. Commentando brevemente tali grafici si può notare immediatamente come, mentre gli inverter di taglia medio piccola si trovano a dover far fronte ad un calo del prezzo più o meno maggiore della diminuzione del costo di produzione, con conseguente diminuzione del margine di profitto relativo, nel caso degli inverter di grande taglia il trend è invece quello di un aumento del *profit margin*, dovuto presumibilmente alla capacità di efficientamento di processo sulla quale possono far leva i grandi produttori. Un altro aspetto interessante da sottolineare riguarda l'andamento decrescente della curva dei prezzi, che risulta non sempre lineare: in alcuni punti le curve di prezzo di tutti i grafici presentano dei picchi nei mesi estivi, i quali possono essere riconducibili all'aumento di domanda legato all'avvicinarsi della scadenza del Quarto Conto Energia.

²I dati in tabella sono aggiornati a fine 2012; si consideri che in laboratorio ogni mese vengono effettuate sperimentazioni che portano a migliorare sempre più (in termini di punti percentuali) l'efficienza delle tecnologie testate.

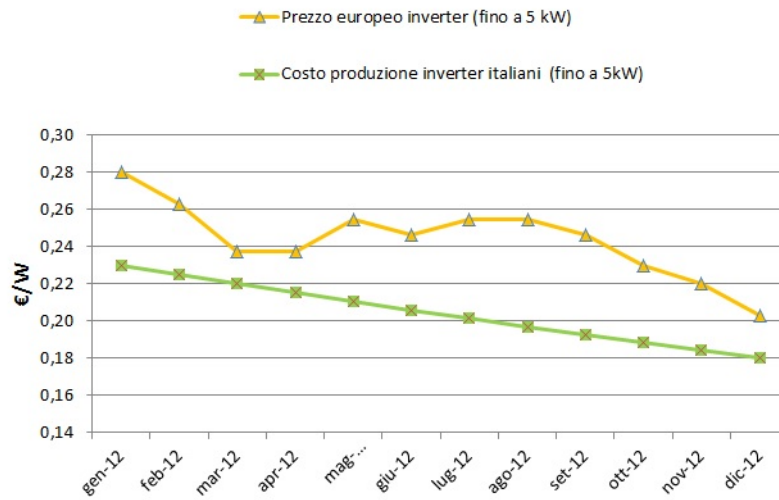


Figura 1.20: Evoluzione del prezzo e del costo di produzione degli inverter fino a 5 kW nel 2012 [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano].

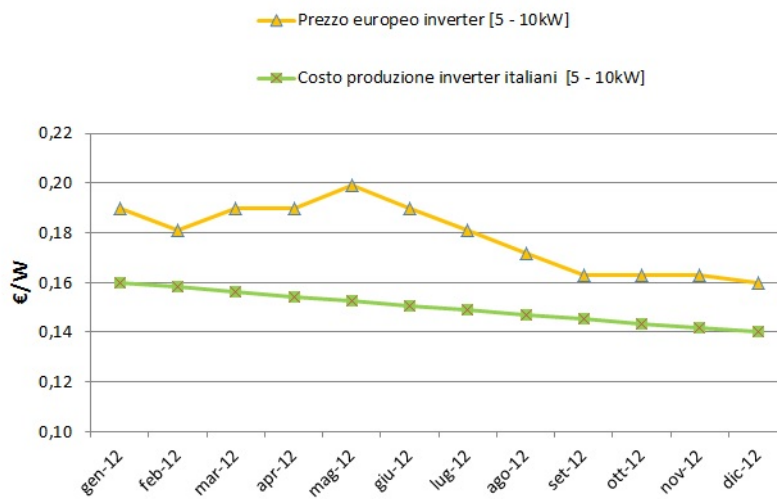


Figura 1.21: Evoluzione del prezzo e del costo di produzione degli inverter tra 5 e 10 kW nel 2012 [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano].

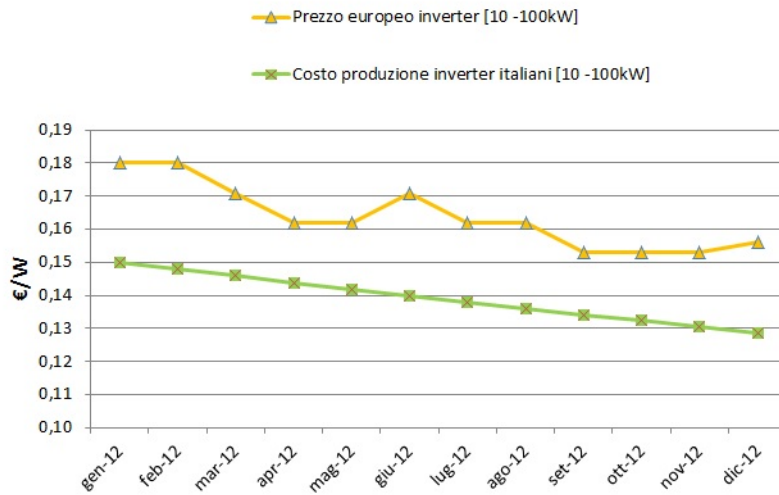


Figura 1.22: Evoluzione del prezzo e del costo di produzione degli inverter tra 10 e 100 kW nel 2012 [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano].

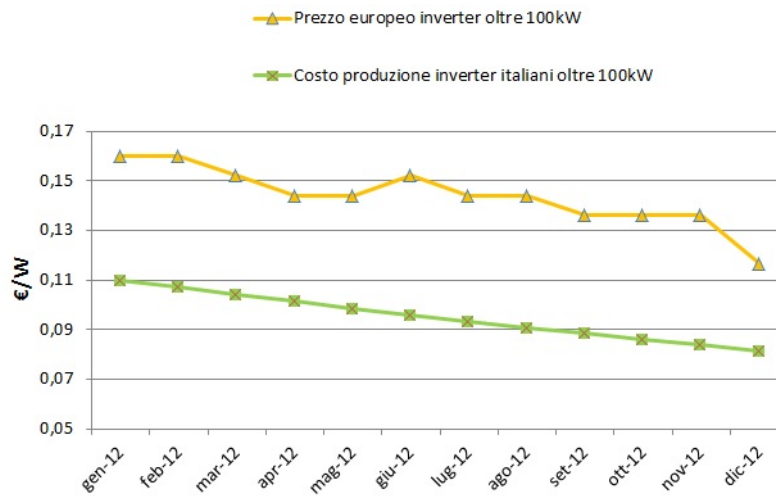


Figura 1.23: Evoluzione del prezzo e del costo di produzione degli inverter oltre 100 kW nel 2012 [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano].

1.2 Overview del mercato

1.2.1 Il fotovoltaico in Europa e nel Mondo

Il mercato fotovoltaico sta subendo una mutazione per quanto riguarda la ripartizione a livello globale delle quote di installato nelle diverse aree. L'installato complessivo mondiale ha ormai raggiunto e superato, a fine 2012, la soglia dei 100 GW di potenza complessiva cumulata, il che corrisponde alla produzione di energia elettrica di 16 centrali a carbone da 1 GW ciascuna, con un risparmio annuo di 53 milioni di tonnellate di CO₂. Se fino al 2011 era l'Europa a primeggiare nel settore, con circa l'80% dell'installato mondiale, dal 2012 in poi si assiste ad un'inversione di tendenza. Lo sviluppo del mercato mondiale nel 2012 è da imputare principalmente ai *Paesi Extra-UE*, i quali, nei prossimi anni, traineranno la crescita compensando il trend di contrazione in atto nel Vecchio Continente. Come si può osservare in *TABELLA 1.2*, la crescita mondiale dell'installato è pari a circa il 20%, contro una contrazione di pari entità della potenza entrata in esercizio in Europa: da questi numeri si può arrivare a dedurre come il mercato *Extra UE* sia cresciuto all'incirca di due volte e mezzo rispetto all'anno precedente.

In testa alla classifica dei Paesi rimane la Germania con un installato nel 2012 superiore ai 7 GW di potenza. Scalzata dalla seconda posizione l'Italia che, dopo il boom di installazioni nel 2011 (nel corso del quale ha detenuto il primato mondiale di installazioni), cede il posto, seppur di poco, alla Cina, il cui mercato si stima possa arrivare a crescere fino ai 40 GW nel 2015, stando al programma di espansione annunciato dal Governo Cinese.

In evidenza anche la crescita dei mercati statunitense (+88% rispetto al 2011) e giapponese (+127%), quest'ultimo sostenuto da un programma di progressivo abbandono dell'energia nucleare e dalla recente definizione di un sistema incentivante di tipo *feed-in tariff*.³ La Francia, grazie ad un nuovo sistema di incentivazione definito nel 2012, ha visto più che quintuplicare la propria produzione rispetto all'anno precedente, nel quale il brusco taglio di incentivi aveva frenato drasticamente il mercato (si veda *nota "2"* in *TABELLA 1.2* per l'effettiva potenza 'installata' nel 2011). Supera, per la prima volta, la quota di 1 GW di installato annuale il Regno Unito, con una crescita di circa il 57% rispetto al precedente esercizio.

Rimanendo in ambito europeo, non si può non citare l'interessante prospettiva di sviluppo dei Paesi dell'Est, quali Ucraina, Bulgaria, e Romania, i quali hanno registrato nel corso del 2012 tassi di crescita importanti: come si può vedere in *TABELLA 1.2*, la

³Per un maggiore approfondimento sui mercati emergenti *extra-UE* si veda *Paragrafo 1.4*.

Tabella 1.2: Potenza annua e cumulata entrata in esercizio a fine 2012 nei principali Paesi del mondo [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano].

Paese	Potenza entrata in esercizio nel 2012 [MW]	Potenza entrata in esercizio nel 2011 [MW]	Cumulato a fine 2012
Germania	7600	7400	32278
Cina	3500	2000	7000
Italia	3480	9370 ¹	16280
USA	3200	1700	7583
Giappone	2500	1100	7414
Francia	1200	1510	4200
Regno Unito	1100	700	1975
India	1000	150	1461
Grecia	912	350	1536
Australia	800	700	1975
Bulgaria	670	145	815
Belgio	655	850	2672
Canada	200	300	763
Thailandia	210	150	360
Corea	209	n.d.	963
Israele	60	n.d.	250
Totale Europa	16803	21000 ³	69400
Totale Mondo	33700	27700	101000

¹ Dei quali solo 5646 MW realizzati nel 2011.

² Dei quali solo 220 MW realizzati nel 2011.

³ La potenza complessivamente installata differisce dalla potenza entrata in esercizio a causa dei fenomeni Salva Alcoa in Italia e delle deroghe normative in Francia, come dettagliato nel Solar Energy Report 2012 pp.50-51. Il totale della potenza installata in Europa è dunque da considerarsi pari a 16270 MW.

Bulgaria compare con una crescita di installato di quattro volte superiore all'anno precedente. Tuttavia, già a partire dalla fine dell'anno scorso, sono stati introdotti, da parte di questi Paesi, provvedimenti volti al contenimento della spesa pubblica per incentivazione conseguente ad eventuali boom di installazioni. Considerati dunque, fino a pochi mesi fa, un mercato dalle enormi potenzialità, soprattutto da investitori esteri, le recenti disposizioni normative hanno frenato l'entusiasmo a causa di un calo delle tariffe *feed-in* pari al 27% in Ucraina e al 39% in Bulgaria, e dei *rumors* di un eventuale riduzione anche in Romania, ritenuto il mercato più promettente con progetti già autorizzati per oltre 1,5 GW. ⁴ Per quanto riguarda la Repubblica Ceca, che nel 2010 aveva raggiunto

⁴Fonte: ANRE, *Autoritatea Nationala De Reglementare in Domeniul Energiei* (Autorità Rumena per

un installato annuo di circa 1,5 GW di potenza (prevalentemente costituito da grandi parchi solari a terra), una riduzione del 45% della tariffa incentivante tra 2010 e 2011 aveva bloccato completamente il mercato, attestatosi nel corso del 2011 a soli 6 MW di nuova potenza installata. Nel gennaio 2012, grazie ad una nuova regolamentazione che ha permesso alle società di distribuzione di connettere in rete sistemi fotovoltaici di potenza minore o uguale a 30 kWp, il mercato ha lentamente ripreso a crescere, con una potenza installata nello scorso anno di 196 MW.

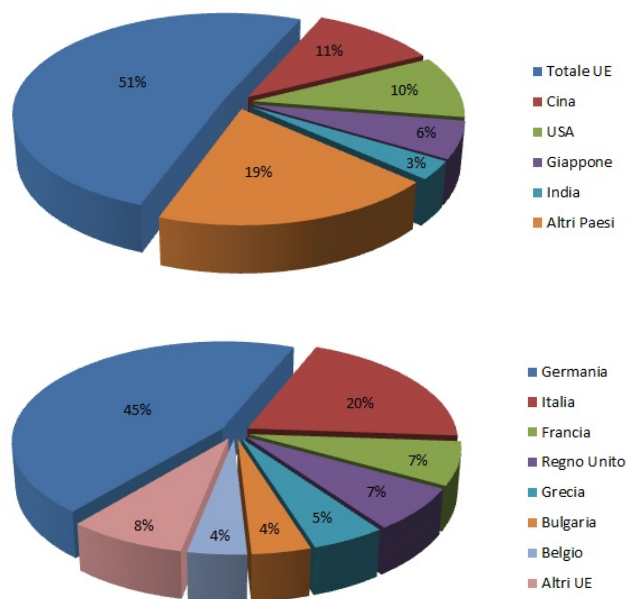


Figura 1.24: Ripartizione dell'installato a livello globale (in alto) ed europeo (in basso) [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano].

1.2.2 Il fotovoltaico in Italia

Come già anticipato in precedenza, il nostro mercato rimane il terzo al mondo in termini di nuove installazioni, nonostante una contrazione dovuta alla riduzione delle tariffe e alle modifiche di accesso all'incentivazione conseguenti all'introduzione del Quarto e del Quinto Conto Energia (si veda *Paragrafo 1.3*). Considerando che nel 2011 gli impianti entrati in esercizio hanno compreso una parte non irrilevante di impianti realizzati nel 2010 ma connessi nel 2011 per effetto del Decreto Salva Alcoa [8][9], la contrazione nel la Regolamentazione del Settore Energetico)

2012 è stata pari al 73% rispetto all'anno precedente. Considerando, invece, la potenza effettivamente installata, la contrazione tra il 2011 e il 2012 è pari al 39% (*Figura 1.25*).

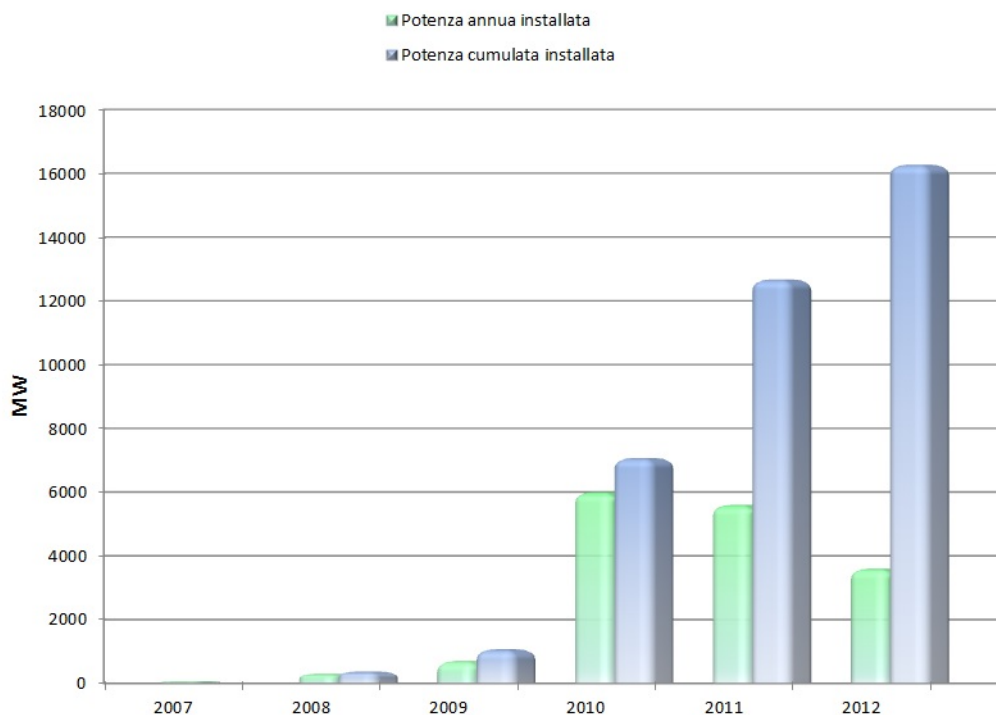


Figura 1.25: Potenza annua e cumulata installata in Italia [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano].

L'installato cumulato totale vede, a fine Marzo 2013, una potenza complessiva di 16,60 GW distribuiti su circa 500 000 impianti, a seguito dell'installazione, nell'ultimo esercizio, di circa 3,6 GW di nuova potenza su 148 135 nuovi impianti [7]. In *figura 1.26* si classificano gli impianti presenti sul territorio italiano in base alla classe di potenza di appartenenza; salta subito alla vista come la distribuzione dell'installato sia decisamente sbilanciata verso gli impianti di piccola dimensione, tipicamente utilizzati in ambito di utenza domestica o nelle piccole realtà industriali di cui l'Italia è ricca. Questa *vision* deve essere supportata dalla rispettiva suddivisione della potenza aggregata in classi, rappresentata in *figura 1.27*, dove l'andamento decrescente, all'aumentare della classe di potenza, è legittimamente più lineare: lo sbilanciamento verso taglie medio-piccole è evidente, ma da quest'ultimo grafico fornisce una rappresentazione più fedele, mostrando come gli impianti di potenza maggiore di 1 Mw pesino per circa il 21% sul totale della potenza installata.

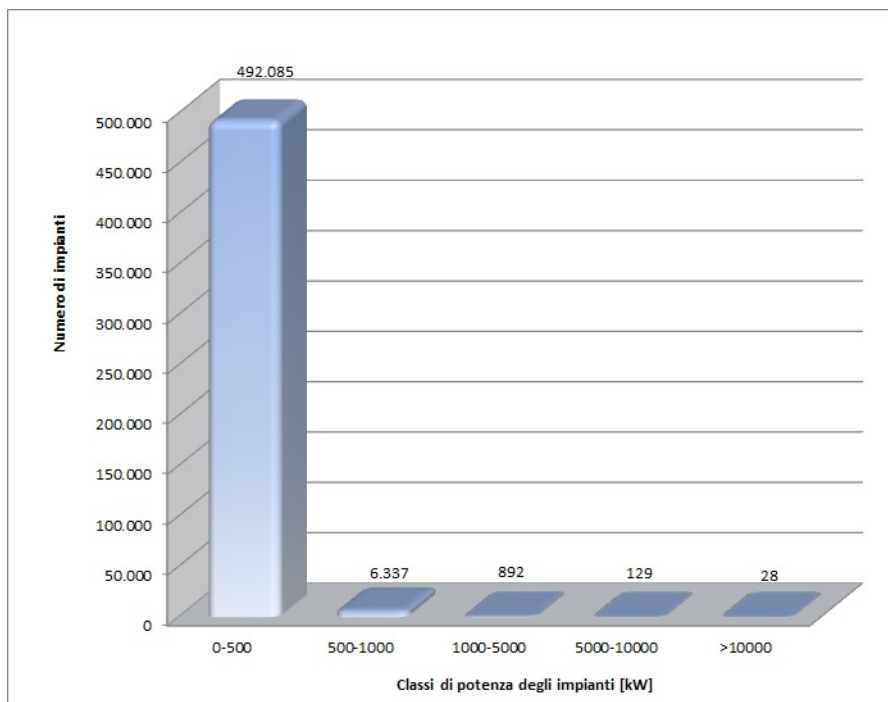


Figura 1.26: Numero totale di impianti installati in Italia per classe di potenza [kW], [fonte: AtlaSole, Marzo 2013].

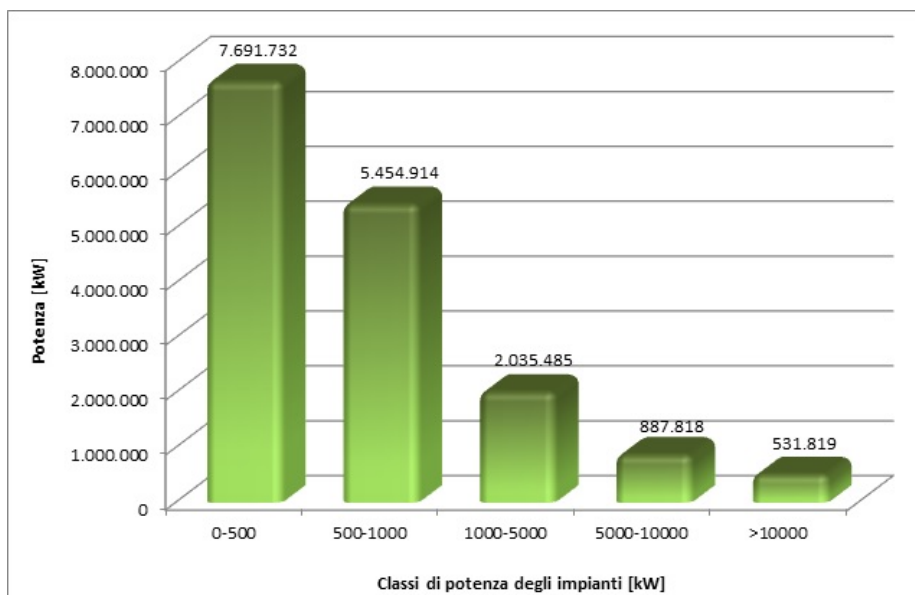


Figura 1.27: Valore della potenza aggregata totale in Italia suddivisa per classe di potenza [kW], [fonte: AtlaSole, Marzo 2013].

Taglia impianti / Anno	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Taglia media cumulata (kW)	11,4	13,5	16,0	22,2	38,7	34,3
Taglia media annua (kW)	5,5	14,1	18,1	27,5	53,4	24,6

Tabella 1.3: Taglia media degli impianti (*cumulata e per esercizio*) degli ultimi sei anni [fonte: Rapporto Statistico Solare Fotovoltaico 2012, GSE].

Per l'appunto una delle inversioni di tendenza che ha caratterizzato il mercato fotovoltaico italiano nell'ultimo anno è stata la riduzione della taglia media degli impianti realizzati.

Come si può vedere in *TABELLA 1.3*, la dimensione media degli impianti è drasticamente calata (più del 50%) alla luce del crollo (-85%) delle installazioni di potenza superiore a 1 MW (*figura 1.28*) a vantaggio di un aumento importante degli impianti di taglia residenziale (+28%) e, seppur minimo, nel segmento delle installazioni industriali di piccola taglia (+3% nella fascia 20-200 kW). La causa principale è da imputarsi ad una diminuzione della tariffa incentivante (fino ad un massimo del 70%) e all'effetto indiretto che il meccanismo dei Registri ha avuto sulla bancabilità dei progetti.⁵

Come diretta conseguenza si ottiene che, declinando i dati dell'installato fra le varie Regioni, si può identificare la nuova *leadership* nel 2012 della Lombardia, da sempre il mercato più importante per gli impianti di taglia piccola e medio-piccola. Per quanto riguarda il cumulato, invece, continua a far da padrona la Puglia, grazie all'imponente quota di impianti di taglia medio-grande installati negli anni passati (*TABELLA 1.4*).

1.3 La normativa

Con l'entrata in vigore del **Quinto Conto Energia**, la graduale estinzione del sistema incentivante sembra essere arrivata a conclusione: al raggiungimento del costo indicativo cumulato annuo degli incentivi, fissato a 6,7 miliardi di euro, il fotovoltaico italiano dovrà confrontarsi con la tanto temuta *grid parity*, ovvero con un'evoluzione del settore che prescindendo dalla logica incentivante *feed in*, che finora ne è stata il motore di sviluppo, e si regoli esclusivamente su puri meccanismi di libero mercato. Le principali

⁵Per maggiori dettagli si faccia riferimento al *Paragrafo 1.3*

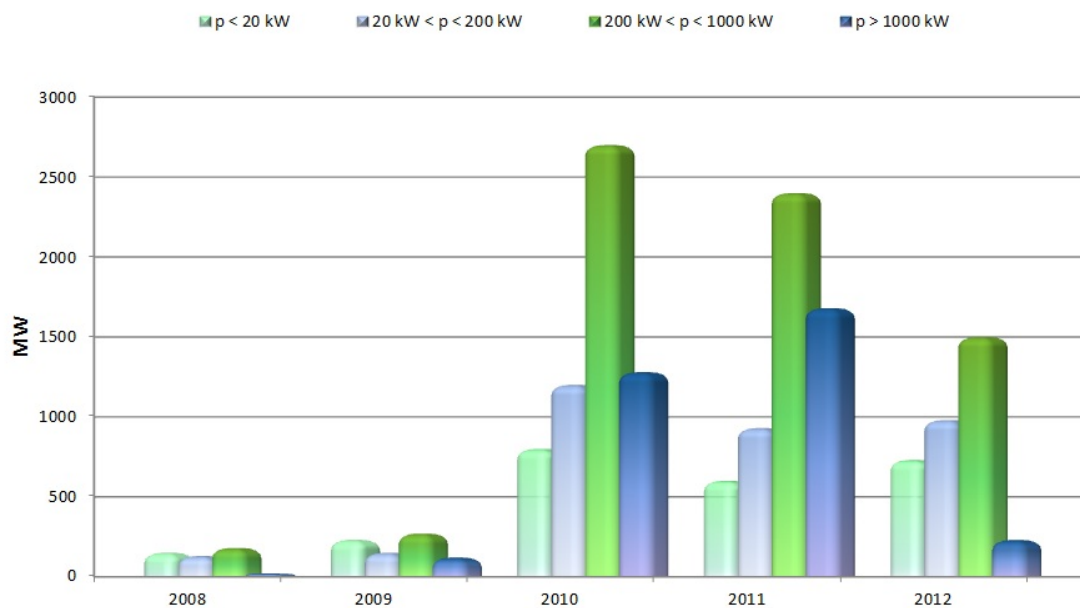


Figura 1.28: Potenza annua installata in Italia per segmento di mercato [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano].

innovazioni introdotte, in termini di regolamentazione, dalla *delibera 292/2012/R/efr* del 12 luglio 2012 riguardano:

- una **riduzione ulteriore delle tariffe incentivanti**, che, rispetto all'anno precedente, ha penalizzato maggiormente la costruzione di impianti di grande taglia (si veda *TABELLA 1.5*);
- la **definizione di una più bassa taglia soglia necessaria per l'iscrizione al Registro Impianti, fissata a 12 kW**, di molto inferiore a quella definita nel precedente Conto, il quale prevedeva che tale meccanismo venisse applicato alle taglie superiori a 1 MW, nel caso di impianti su edificio, e a 200 kW per gli impianti a terra;
- la **determinazione del costo indicativo cumulato annuo pari a 6,7 mld€**, il tetto massimo di spesa raggiunto il quale gli investitori avranno a disposizione solo 30 giorni ulteriori di tempo per poter richiedere l'ottenimento dell'incentivo;
- la **suddivisione della tariffa incentivante in due parti**: una costituisce il premio sull'energia prodotta ed auto-consumata in sito, l'altra è la cosid-

Regione	2011 (MW)	2012 (MW)	Cumulato a fine 2012 (MW)
Puglia	1.527	243	2.442
Lombardia	962	482	1.761
Emilia Romagna	914	336	1.604
Veneto	838	314	1.477
Piemonte	810	243	1.366
Sicilia	730	240	1.113
Lazio	625	202	1.057
Marche	614	182	977
Toscana	338	169	638
Abruzzo	408	134	605
Sardegna	312	147	555
Campania	299	166	538
Umbria	247	94	412
Friuli Venezia Giulia	209	102	402
Calabria	176	147	380
Trentino Alto Adige	131	67	368
Basilicata	174	106	327
Molise	108	33	157
Liguria	38	19	73
Valle d'Aosta	8	4	17
Totale complessivo	9.468	3.430	16.269

Tabella 1.4: Potenza entrata in esercizio nelle diverse Regioni Italiane [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano].

detta **tariffa onnicomprensiva** riconosciuta al produttore per l'energia immessa in rete;

- la definizione dell'**incompatibilità tra i regimi di incentivazione dello *Scambio sul Posto* e del *Ritiro Dedicato***;
- la definizione di **tre categorie di impianti**, alle quali vengono dedicati **50 mln€ di fondi ciascuna**: le cosiddette **tecnologie innovative** (o *Building Integrated Photovoltaic, BIPV*), gli impianti che sfruttano la tecnologia a concentrazione e gli impianti realizzati dagli enti della Pubblica Amministrazione.

1.3.1 Il Quinto Conto Energia

Mentre i tagli delle tariffe costituiscono una naturale prosecuzione della progressiva contrazione dell'incentivazione del settore, è parso piuttosto critica agli operatori del

Intervallo di potenza (kW)	Impianti su edifici		Altri impianti		Riduzione rispetto ai valori del II semestre 2012 del IV CE
	Onnicomprensiva (€/MWh)	Premio Autoconsumo (€/MWh)	Onnicomprensiva (€/MWh) ²	Premio Autoconsumo (€/MWh) ³	
1 - 3	208	126	201	119	-50%
3 - 20	196	114	189	107	-52%
20 - 200	175	93	168	86	-56%
200 - 1000	142	60	135	53	-70%
1000 - 5000	126	44	120	38	-72%
> 5000	119	37	113	31	-76%

Tabella 1.5: Valori delle tariffe previste dal Quinto Conto Energia per il secondo semestre 2012 e confronto con il Quarto Conto Energia [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano].

settore la clausola per la quale viene introdotta l'estensione dell'obbligo di iscrizione al Registro impianti agli impianti fino a 12 kW di potenza. Questa novità, infatti, complica in maniera non indifferente l'iter burocratico, di per sé già molto complesso nell'ambito del mercato italiano, per ottenere l'incentivo.

Merita di essere sottolineata anche la maldestria del processo di entrata in vigore del nuovo Conto Energia. A tal riguardo bisogna tenere in considerazione alcuni fattori che, permettendo l'ingresso nel sistema incentivante di ulteriore potenza proprio al concludersi del Quarto Conto, hanno ridotto notevolmente il totale delle risorse a disposizione per il Quinto Conto Energia nel momento della sua entrata in vigore: la corsa alle installazioni che ha riguardato i mesi di Luglio ed Agosto 2012 da una parte, il decreto *Salva Alcoa 2* dall'altro. Quest'ultimo, in particolare, ha permesso agli impianti realizzati su edifici e su aree della Pubblica Amministrazione entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012 di accedere alle tariffe del Quarto Conto Energia; inoltre, con l'approvazione della Legge di Stabilità 2013, avvenuta in data 24 Dicembre 2012 (*Legge n.228/2012, art.1, comma 245*), il termine dell'entrata in esercizio di tali impianti è stato rimandato oltre l'originaria data e in alcuni casi sino all'Ottobre 2013 (fatto salvo, naturalmente, il rispetto del limite massimo di 6,7 mld € fissati per l'incentivazione).

Con la graduatoria relativa al **Primo Registro Impianti** del Quinto Conto, pubblicata in data 28 Settembre 2012, vengono ammessi ad incentivo **3 620 impianti** per un totale di potenza complessiva di circa **966 MW**. Da notare come poco più di un quarto di tale potenza (il 27%) sia riferito ad impianti con taglie superiori al megawatt (*figura*

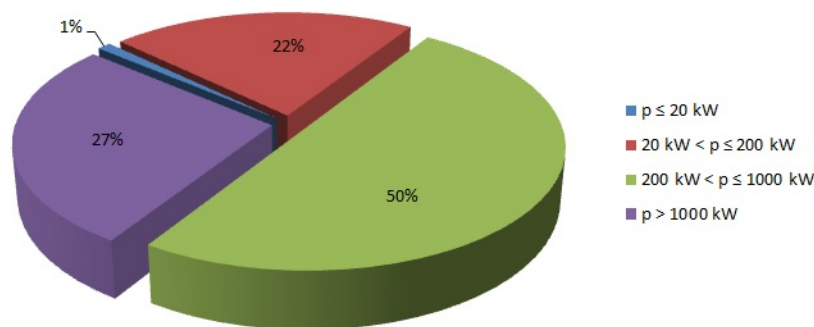


Figura 1.29: Ripartizione della potenza ammessa ad incentivazione con il Primo Registro del Quinto Conto Energia [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano].

1.29); a detenere la quota maggiore con circa la metà della potenza sono progetti relativi ad impianti di taglia industriale, dunque impianti dell'ordine di alcune centinaia di kW. Come si può notare dalla *figura 1.30* il 32% della potenza ammessa ad incentivazione con il Primo Registro è però costituita da impianti già entrati in esercizio prima della pubblicazione delle graduatorie, che molto probabilmente, come accennato in precedenza, non hanno rispettato i tempi utili per rientrare nello schema del Quarto Conto Energia e che contano complessivamente per circa il 27,5% delle risorse complessivamente assegnate.

Decisamente minore, rispetto al passato, la quota parte relativa ai nuovi progetti, che equivalgono ad una potenza di soli 647,7 MW con il risultato che l'assegnazione degli incentivi equivale a 96 mln€, contro i 140 mln€ previsti da Decreto. Per quanto riguarda il Secondo Registro, la cui pubblicazione da parte del GSE è avvenuta in data 24 maggio 2013, sono stati ammessi **3 690 impianti**, per una **potenza complessiva di 726,85 MW** ed un costo indicativo cumulato annuo pari a circa **58,03 mln€**. Aggiornato a tale data, il contatore della spesa per gli incentivi al fotovoltaico segna così **6 695 519 235€**: mancano dunque **circa 4,5 mln€** (per la precisione **4 480 765€** al raggiungimento del tetto di spesa di 6,7 mld€ che precederà di 30 giorni la fine degli incentivi).

1.3.2 Un nuovo sistema di incentivazione

Rispetto ai precedenti sistemi incentivanti, il Quinto Conto Energia introduce per il fotovoltaico il meccanismo della **tariffa onnicomprensiva**. Si tratta di una tariffa che accorpa in sé sia il valore dell'incentivazione sia quello dell'energia ceduta alla rete. La tariffa onnicomprensiva si applica quindi all'energia immessa in rete; l'energia che invece

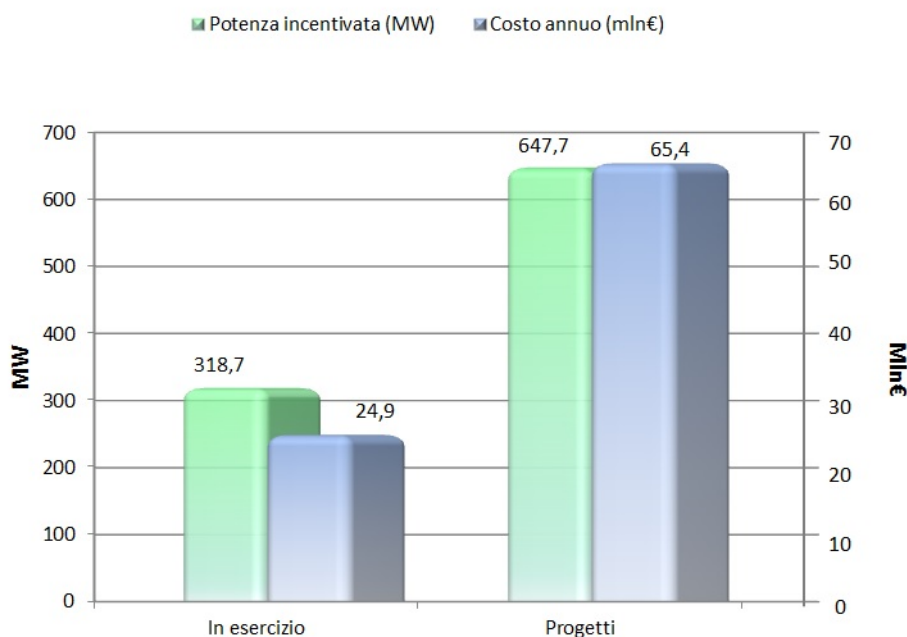


Figura 1.30: Ripartizione della potenza incentivata e del costo annuo degli impianti ammessi al Primo Registro per stato del progetto [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano].

non viene immessa, ma è autoconsumata, si vedrà corrisposto un premio, definito **premio per l'autoconsumo** (figura 1.32). Precedentemente, invece, la tariffa incentivante era applicata su tutta l'energia prodotta dall'impianto, indipendentemente dall'uso che se ne sarebbe fatto (vendita o autoconsumo). Utilizzando un tecnicismo, il cambiamento che si è avuto è da un sistema di *feed in premium* ad uno *feed in tariff*. Il valore della tariffa onnicomprensiva e del premio per l'autoconsumo, che variano semestralmente, sono definiti in funzione della potenza dell'impianto (vengono premiati gli impianti piccoli) e del sito di installazione (vengono premiati gli impianti su tetto). Il passaggio a questo nuovo sistema ha importanti ripercussioni sulla definizione dei cash flows ottenuti dal titolare dell'impianto fotovoltaico: diviene molto importante capire qual'è la quota di autoconsumo sul totale dell'energia prodotta; maggiore è questo valore, maggiore sarà la redditività dell'impianto. Il premio per l'autoconsumo è infatti inferiore al valore della tariffa onnicomprensiva, ma se lo si somma al valore dell'energia risparmiata, il flusso di cassa positivo percepito diviene decisamente maggiore (si veda esempio sottostante). [10]

Esempio

Consideriamo un impianto fotovoltaico di 3 kWp che produce 3 300 kWh/anno; con un autoconsumo di circa il 50% potremmo ipotizzare circa 1 600 kWh in autoconsumo ed i rimanenti 1 700 kWh immessi in rete. Quindi, a fronte di un fabbisogno, per esempio, di 3 500 kWh, possiamo ipotizzare in un anno:

- 3 300 kWh totali prodotti dall'impianto fotovoltaico;
- 1 600 kWh autoconsumati istantaneamente;
- 1 700 kWh immessi in rete;
- 1 900 kWh prelevati dalla rete elettrica.

Stando alle tariffe incentivanti del primo semestre di applicazione del Quinto Conto Energia, sui primi 1 600 kWh verrà corrisposta la tariffa premio per l'autoconsumo di 0,126€/kWh (126 €/MWh). Sugli altri 1 700 kWh immessi in rete verrà corrisposta dal GSE la tariffa onnicomprensiva di 0,208€/kWh (i 208 €/MWh indicati nelle tabelle allegate al decreto). Per i rimanenti 1 900 kWh verranno addebitate le regolari fatture in bolletta, pagando l'energia elettrica a prezzo pieno in base all'operatore elettrico. Il titolare dell'impianto fotovoltaico avrà indicativamente nell'anno:

- accrediti per 201,60 € (cioè: $1\,600\text{kWh} * 0,126\text{€}$);
- accrediti per 353,60 € (cioè: $1\,700\text{kWh} * 0,208\text{€}$);
- risparmio per l'energia autoprodotta ed autoconsumata in sito (istantaneamente). Ipotizzando il costo lordo delle bollette a circa 0,20€/kWh, si avrà un risparmio di circa 320 € (cioè $1\,600\text{ kWh} * 0,20$);
- addebiti per l'energia prelevata dalla rete e pagata con le regolari bollette di circa 380 € (cioè $1\,900\text{ kWh} * 0,20$).

Bilanciando le grandezze di cui sopra si ottiene che il titolare usufruisce annualmente di un flusso di cassa positivo di 495 € (da puntualizzare che nel caso si volesse calcolare il flusso totale nell'arco dei 20 anni bisogna tenere in considerazione che mentre il premio per l'autoconsumo ha effettivamente tale durata, la tariffa onnicomprensiva viene corrisposta in un periodo di 15 anni).

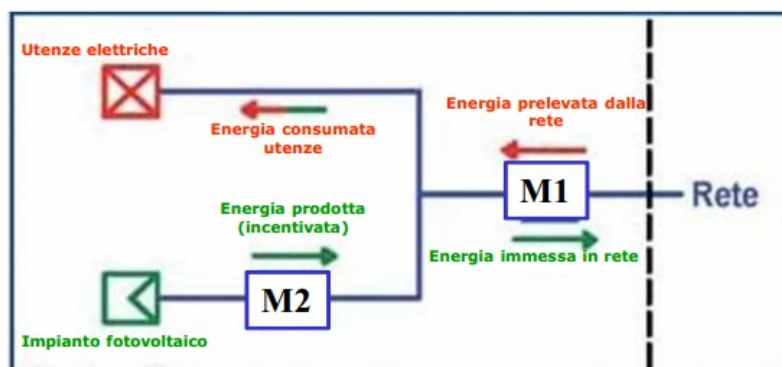


Figura 1.31: Schema descrittivo dei flussi energetici di immissione/prelievo dalla rete di un impianto fotovoltaico *grid connected*.

Nell'esempio di cui sopra bisogna tenere conto di due fattori di fondamentale importanza che possono condizionare il risultato finale ottenuto: la prima è il prezzo dell'energia pagata in bolletta, che con gli anni è destinato ad aumentare (anche solo a livello inflazionistico); la seconda è la quantità di energia autoconsumata in sito: aumentando l'autoconsumo istantaneo aumentano in maniera più che proporzionale sia il risparmio in bolletta sia gli introiti derivanti dalla tariffa premio sull'autoconsumo. Detto questo, per avere un quadro più completo vi sono da tenere in considerazione anche le eventuali **maggiorazioni tariffarie**, le quali possono essere tra loro **cumulabili**, da sommarsi alle tariffe incentivanti:

- per gli impianti realizzati con componenti *Made in EU*;
- per gli impianti realizzati in sostituzione di coperture in *eternit* e **amianto**.

Nel primo caso la maggiorazione è di:

- 20 €/MWh se entrano in esercizio entro il 31 Dicembre 2013;
- 10 €/MWh se entrano in esercizio entro il 31 Dicembre 2014;
- 5 €/MWh se entrano in esercizio successivamente al 31 Dicembre 2014.

Nel secondo caso la maggiorazione è di:

- 30 €/MWh se la potenza è non superiore a 20 kW e 20 €/MWh se la potenza è superiore a 20 kW, qualora entrino in esercizio entro il 31 dicembre 2013;

- 20 €/MWh se la potenza è non superiore a 20 kW e 10 €/MWh se la potenza è superiore a 20 kW, qualora entrino in esercizio entro il 31 dicembre 2014;
- 10 €/MWh se la potenza è non superiore a 20 kW e 5 €/MWh se la potenza è superiore a 20 kW, qualora entrino in esercizio successivamente al 31 dicembre 2014.

1.3.3 La revisione del meccanismo dello Scambio sul Posto

Lo **Scambio sul Posto** è una modalità di autoconsumo “differito nel tempo” dell’energia prodotta dal proprio impianto, che permette all’operatore di utilizzare la rete elettrica come se fosse un “serbatoio di stoccaggio” in cui depositare le eccedenze e da chi ri-prelevare al momento del bisogno. Questo sistema è alternativo all’accesso alla tariffa incentivante relativa al Conto Energia e permette di valorizzare la quota di energia non direttamente consumata dall’utente, tramite un meccanismo di **compensazione economica** tra il valore dell’energia immessa in rete e ri-prelevata dalla rete per i propri consumi. Il **GSE** emette dunque un contributo (definito come **Contributo in Conto Scambio, CS**) atto a rimborsare l’utente dei costi sostenuti per il prelievo dalla rete (costi di bolletta). In parole molto semplici: l’utente paga la bolletta al proprio gestore per tutta l’energia prelevata quando l’impianto non è in funzione (per esempio di notte); per queste bollette pagate l’utente riceve un rimborso parziale dal GSE, attraverso acconti trimestrali e conguagli annuali; a fine anno tutta l’energia immessa in più, rispetto a quella ri-prelevata per i propri consumi, dà origine a dei crediti che l’utente può decidere di farsi liquidare a fine anno o alternativamente di utilizzarli come compensazione per gli anni successivi (senza alcuna scadenza temporale). Inizialmente e fino a fine 2008, lo *Scambio sul Posto*, regolato dalle deliberazioni *n. 224/00* e *n. 28/06*, era erogato dalle imprese distributrici ed era disciplinato sulla base della modalità *net metering*, cioè prevedendo la compensazione tra la quantità di energia elettrica immessa e prelevata in un anno: con cadenza annuale solare, veniva calcolato un saldo pari alla differenza tra la quantità di energia elettrica immessa e la quantità di energia elettrica prelevata attribuendo così, dal punto di vista economico, un uguale valore all’energia elettrica prelevata e immessa in ore differenti. Dall’ 1 Gennaio 2009 l’Autorità ha previsto che lo *Scambio sul Posto* sia erogato da un unico soggetto su base nazionale individuato nel **GSE** e non più dalle imprese distributrici e che tale meccanismo si concretizzi in un intervento equalizzatore mediante il riconoscimento di un *Contributo in Conto Scambio*, suddiviso in una **Quota Energia** ed in una **Quota Servizi**, e calcolato tramite la seguente formula:

$$CS = \min[Oe; Cei] + CUs * Es \quad (1.1)$$

Dove:

- **Cei (Controvalore dell'Energia Immessa in rete)** = Valore in € della quantità di energia immessa in rete, calcolato come prodotto tra il prezzo medio zonale orario (in c€/kWh) che si formano sul mercato del giorno prima (**MGP**) e la quantità di energia immessa in rete (in kWh);
- **Oe (Onere Energia)** = valore in € della quantità di energia prelevata dalla rete, calcolato come prodotto tra il costo di acquisto dell'energia elettrica dall'impresa di vendita (in c€/kWh), al netto delle imposte, e la quantità di energia elettrica (in kWh) prelevata dalla rete (al netto degli oneri fissi e variabili di distribuzione e trasporto);
- **Es (Energia Scambiata)** = quantità, in kWh, di energia scambiata con la rete, ovvero la quantità minima tra l'energia prelevata (**Ep**) e l'energia immessa in rete (**Ei**);
- **CUs (Controvalore Unitario relativo ai Servizi)** = valore in c€ di una parte dei "Servizi" pagati in bolletta (ovvero: oneri di trasporto, dispacciamento, oneri generali di sistema, ecc...);

Le **principali innovazioni** introdotte con la nuova regolamentazione dal Gennaio 2013, sono essenzialmente una differente valorizzazione dell'energia prelevata dalla rete e della *Quota Servizi*, quest'ultima differenziata in base alla dimensione dell'impianto (maggiore o minore di 20 kW). Descrivendo per dovere di forma quanto riassunto concisamente in *TABELLA 1.6*, le modifiche per il calcolo del suddetto contributo riguardano:

- l'**Onere Energia (Oe)** non è più valorizzato al prezzo pagato in bolletta, bensì viene calcolato come prodotto tra la quantità prelevata e il **PUN**, *prezzo unico nazionale* (c€/kWh);
- il **Controvalore Unitario dei servizi (CUs)** viene sostituito dal cosiddetto **Corrispettivo Unitario di Scambio Forfetario annuale (CUsf)**, espresso in c€/kWh e pari:
 - nel caso degli impianti alimentati da fonti rinnovabili di **potenza fino a 20 kW**, alla somma tra il corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale

relativo alle reti $CUsf^{reti}$, (definito come la somma delle componenti relative a trasmissione, distribuzione, corrispettivi di dispacciamento e componenti UC3 e UC6) e il corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale relativo agli oneri generali di sistema $CUsf^{ogs}$ (calcolato come somma delle componenti tariffarie relative agli oneri generali di sistema A e UC, esclusi UC3 e UC6).

- nel caso degli impianti alimentati da fonti rinnovabili di **potenza superiore a 20 kW**, alla somma tra il corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale relativo alle reti $CUsf^{reti}$ e il corrispettivo unitario di scambio forfetario annuale relativo agli oneri generali di sistema $CUsf^{ogs}$, quest'ultimo caratterizzato dalla presenza di un limite massimo, detto **limite annuale** calcolato come differenza tra un valore fissato annualmente dall'**Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas** ed il termine $CUsf^{ogs}$, aggiornato periodicamente dall'AEEG stessa.

Scambio sul posto fino a Dicembre 2012	Scambio sul posto da Gennaio 2013	
$CS = \min [Oe ; Ce] + Cus * Es$	$CS = \min [Oe ; Ce] + Cusf * Es$	
$Oe = \text{prezzo energia (da bolletta)} * Ep$	$Oe = PUN * Ep$	
$Cus = \Sigma$ (componenti variabili tariffa di trasmissione; distribuzione, dispacciamento e oneri di sistema)	Potenza fino a 20 kW $Cusf = Cusf^{reti} + Cusf^{ogs}$	Potenza > 20 kW $Cusf = Cusf^{reti} + \min [Cusf^{ogs} ; \text{limite annuale}]$

Tabella 1.6: Revisione delle modalità di calcolo del Contributo in Conto Scambio introdotta dalla Delibera 570/2012/R/EFR [fonte: SER 2013, E&S Group - Politecnico di Milano].

1.3.4 Gli altri provvedimenti normativi rilevanti

Per completare il quadro dell'evoluzione normativa definita dall'ultimo Conto Energia, si citano brevemente le ulteriori delibere stabilite in ambito regolamentare.

- **Novità sul trattamento fiscale degli incentivi e sulle detrazioni fiscali per impianti fotovoltaici.**

A fine dicembre l'Agenzia delle Entrate ha pubblicato la risposta all'interpello del GSE, circa il trattamento fiscale sia della tariffa omnicomprensiva che di quella per l'autoconsumo del *Quinto Conto Energia*⁶. Sostanzialmente si distinguono due differenti trattamenti fiscali per quanto riguarda le due componenti di **Premio**

⁶Si veda la nota dell'Agenzia delle Entrate del 6 dicembre 2012, prot. n. 954-174106/2012, Trattamento fiscale degli incentivi del Quinto Conto Energia per il fotovoltaico.

per autoconsumo e Tariffa onnicomprensiva.

Secondo l’Agenzia delle Entrate, alla **tariffa premio per autoconsumo** è applicabile in linea di principio lo stesso trattamento fiscale definito nella circolare *n. 46/E* del 19 luglio 2007 con riferimento al precedente meccanismo di incentivazione rappresentato dalla tariffa incentivante:

- contributo irrilevante ai fini *IVA* per mancanza di un presupposto oggettivo;
- contributo in conto esercizio rilevante ai fini delle imposte dirette e dell’*Irap* (con ritenuta del 4% da parte del GSE) quando è percepito nell’ambito di un’attività d’impresa;
- contributo in conto esercizio soggetto alla ritenuta di cui all’*art. 28, comma 2* del *DPR 29 settembre 1973, n. 600* se ricevuto da imprese o da enti non commerciali quando, per questi ultimi, gli impianti attengono all’attività commerciale esercitata.

Alla **tariffa onnicomprensiva**, che rappresenta il prezzo dell’energia immessa in rete, si applica invece lo stesso trattamento fiscale delineato dalla risoluzione *Agenzia delle Entrate 88/2010* per le fonti diverse dal fotovoltaico; dunque, al momento di erogare la tariffa incentivante, il GSE non effettuerà alcuna ritenuta, ma attenderà fattura se la produzione di energia avviene da un impianto in esercizio nell’ambito di attività di impresa e, di conseguenza, entrerà a fare parte del reddito di impresa (e come tale sarà soggetto a *IRAP*).

Semplificando, per gli impianti sotto i 20 kWp posti a servizio dell’abitazione di titolarità di persone fisiche o enti non commerciali, l’immissione in rete non concretizza attività commerciale, per cui la tariffa non è sottoposta al regime dell’*IVA*, mentre ai fini delle imposte dirette viene considerata come “*reddito diverso*”. Mentre la tariffa di autoconsumo non è soggetta a tassazione, i ricavi da tariffa onnicomprensiva dunque vanno dichiarati nel *modello 730*.

Nella prospettiva dell’investitore residenziale, queste modifiche riducono complessivamente la convenienza della scelta della tariffa incentivante rispetto al meccanismo dello *Scambio sul Posto*. Quest’ultimo all’atto pratico risulta conveniente per due motivi principali:

- di fatto, senza lo *Scambio sul Posto*, per un’utenza domestica risulta impossibile superare il 40-50

- l'effetto della Nota diffusa dall'Agenzia delle Entrate⁷ ha confermato l'applicabilità della detrazione fiscale IRPEF al 50% anche all'installazione di impianti fotovoltaici, in qualità di “*interventi finalizzati al conseguimento di risparmi energetici*”, con la possibilità di cumulare tale detrazione con il meccanismo dello *Scambio sul Posto*.

- **L'introduzione dei Corrispettivi di Sbilanciamento per gli impianti a fonte non programmabile**

Con lo sviluppo spropositato che le rinnovabili hanno avuto in questi anni, e con gli importanti problemi di congestione di rete che ne sono derivati, si è reso necessario imporre anche alle **fonti non programmabili** una corretta previsione delle quantità di energia immesse in rete, facendo pagare determinati oneri relativamente ai disallineamenti tra le previsioni effettuate dai produttori e le produzioni a consuntivo.

Con la deliberazione *493/2012/R/efr* del 22 novembre 2012 l'*Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas* ha completato il quadro regolatorio - avviato con la delibera *281/2012/R/efr* e proseguito con la delibera *343/2012/R/efr* - relativo all'attribuzione dei **corrispettivi di sbilanciamento** all'energia prodotta da fonti rinnovabili non programmabili. Per regolamentare gli sbilanciamenti degli operatori non programmabili nel mercato libero, il cui Utente del Dispacciamento è diverso dal GSE, è stato sufficiente estendere alla produzione non programmabile la disciplina già esistente per gli impianti non abilitati a partecipare al Mercato dei Servizi di Dispacciamento. Per **Utente del Dispacciamento** si intende qualsiasi soggetto “*che ha concluso con Terna un contratto per il servizio di dispacciamento, con cui si assume l'impegno di immettere - in ciascun punto di dispacciamento e per unità di produzione nella sua responsabilità - la quantità di energia elettrica corrispondente al programma vincolante, modificato e corretto di immissione, relativo al medesimo punto*”.

In sintesi con tale delibera si prevede che i corrispettivi siano applicati, a partire dall' 1 Gennaio 2013, anche ai titolari di impianti fotovoltaici con potenza inferiore ai 10 MW che:

⁷Si veda a tal proposito la Nota dell'Agenzia delle Entrate in risposta alla *Consulenza Giuridica 954-80/2012* presentata da ANIE-GIFI, comunicata in data 14 Marzo 2013 e la *Risoluzione dell'Agenzia delle Entrate n.22/E* del 2 Aprile 2013 in merito all'applicabilità della detrazione a impianti fotovoltaici.

- accedono al regime del Ritiro Dedicato⁸;
- hanno accesso alle tariffe onnicomprensive previste dal Conto Energia;
- non accedono al meccanismo dello Scambio sul Posto.

Il corrispettivo di sbilanciamento, definito da Terna, è dato dalla somma tra la **Quota Energia** e la **Quota Residua**. Per *Quota Energia* si intende lo sbilanciamento fisico generato dall'unità di produzione moltiplicato per i prezzi zonali di vendita dell'energia in esito al Mercato del Giorno Prima (MGP). La *Quota Residua* è data dalla differenza tra il corrispettivo di sbilanciamento e la quota energia.

1.4 Trend futuri

Concludiamo fornendo una breve *vision* di natura prospettica per quanto concerne l'evoluzione prevista del mercato internazionale fotovoltaico ed alcuni dei trend che stanno via via interessando sempre maggiormente il settore, ovvero le tematiche riguardanti i sistemi di *storage* dell'energia elettrica ed il riciclo dei moduli.

1.4.1 L'evoluzione del mercato globale

Come già evidenziato in precedenza nel paragrafo relativo alla *overview* del mercato mondiale del fotovoltaico, accanto ai *players* storici europei (Italia e Germania) che si spartiscono buona parte della quota globale, vi sono diversi Paesi da tenere in considerazione negli anni a venire, in quanto la loro crescita in questo settore si sta facendo sempre più consistente. A livello prospettico si profila il seguente scenario per l'anno in corso: se nel 2012 Germania ed Italia contavano assieme per il 36% dell'installato mondiale, nel 2013 si fermeranno al 25%; a crescere in Europa saranno Francia (che ha chiuso il 2012 con un nuovo piano di incentivazione), ed Inghilterra, oltre ai già citati Paesi dell'est Europa, mentre in Spagna e Grecia la domanda scenderà a causa delle recenti *tasse sull'energia* [11]. Il mercato Europeo subirà dunque una contrazione, passando dai 18 GW del 2012 ai 13 nel 2013. A spingere la crescita mondiale (si stima un aumento dell'installato del 13%, ovvero circa 35 GW di nuova potenza) saranno soprattutto Asia,

⁸Il Ritiro Dedicato è una modalità di vendita di energia elettrica, alternativa ai contratti bilaterali e alla vendita in borsa elettrica, che un produttore di energia da fonte rinnovabile titolare di un impianto di taglia inferiore ai 10 MW può scegliere e che prevede che tutta l'energia immessa in rete dall'impianto stesso venga ritirata dal GSE stesso, il quale corrisponde al produttore un prezzo per ogni kWh ritirato che è inferiormente limitato dal valore dei prezzi minimi garantiti fissati annualmente dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.

Africa e Americhe: si prevede un +250% per Medio-Oriente ed Africa, un +50% per le Americhe e un +65% per l'Asia [12].

Di seguito, in *figura 1.32*, la configurazione, attuale e quella prevista per l'anno in corso, della spartizione delle quote di installato globale tra i principali *players* internazionali.

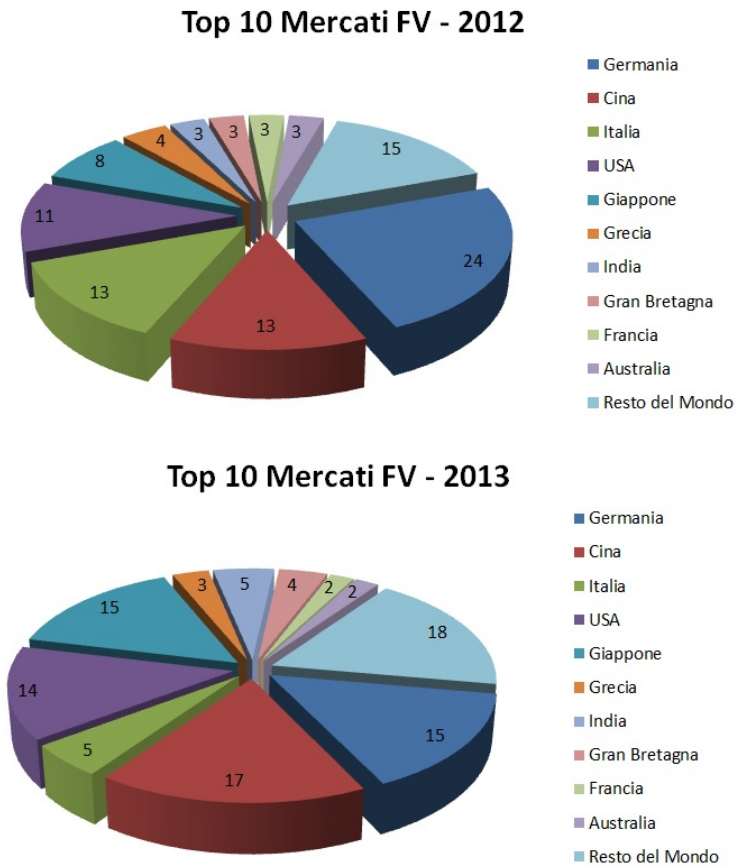


Figura 1.32: Ripartizione del mercato fotovoltaico globale nel 2012 (in alto) e previsione per il 2013 (in basso) [fonte: *IHS Solar PV Demand Market Tracker - Q1'13*].

I mercati di Canada ed USA figurano già a fine 2012 tra i principali al mondo, spinti dai sistemi incentivanti di tipo *feed-in* e grazie all'ampio ricorso a modelli PPA⁹ per impianti *utility scale*. Da tenere in considerazione una possibile frenata del rinnovabile nel mercato USA a causa dell'enorme frenesia suscitata dal *boom* dello *shale gas*. Rimanendo sul continente americano, un ruolo consistente giocheranno anche i Paesi del Sud America, come Cile, Brasile, Messico ed Ecuador che stanno sviluppando al loro

⁹ *Power Purchase Agreement*: forma di accordo bilaterale con il grossista che prevede la possibilità di definire un contratto diretto di fornitura di energia elettrica tra produttore e cliente, di durata predefinita e valore definito nel prezzo di vendita.

interno una vivace filiera la quale sta garantendo nel tempo una riduzione importante del prezzo degli impianti; inoltre l'elevato prezzo dell'energia elettrica in questi Paesi sta facendo sì che i governi si stiano muovendo verso programmi di incentivazione atti a promuovere la costruzione di grandi impianti. Ad oggi questo mercato è ancora poco sviluppato in queste zone, con soli 90 MW di potenza connessa ed operativa ad inizio 2013, ma i programmi di sviluppo lasciano intendere una volontà di forte espansione nei prossimi anni: i progetti in via di sviluppo ammontano a circa 750 MW mentre entro il 2017 è prevista una crescita fino a 10 GW di tutta l'area dell'America Latina.

Il mercato africano vede in testa il Sud Africa, forte di un programma di sviluppo¹⁰ che prevede l'installazione entro il 2016 di 1,4 GW di potenza fotovoltaica. Da sottolineare come il continente africano risulti potenzialmente molto attraente per quanto riguarda l'abbondanza e la qualità dell'irraggiamento solare, ma ancora molto arretrato nella maggior parte delle zone per quanto riguarda lo sviluppo dell'infrastruttura elettrica. Proprio per questo motivo, più che sul decollo della diffusione di impianti di taglie residenziale ed industriale, la giusta ricetta pare quella dell'incentivazione di grandi impianti di taglie superiori al MW, la cui realizzazione venga demandata a *EPC Contractor*, perlopiù europei o americani, selezionati tramite gare che tengano in forte considerazione la componente di ricaduta occupazionale e sociale (cosiddetto *local content*) che può derivare dallo sviluppo dei progetti nelle aree selezionate. Per concludere il quadro, il mercato asiatico, oltre alla già citata *leadership* di Cina e India, si affaccia sul panorama globale con l'emergere di altri Paesi quali Thailandia, Malesia, Filippine e Taiwan, i quali potrebbero nei prossimi 3-4 anni arrivare ad installare una potenza complessiva di circa 3 GW, grazie al sistema *feed-in* che prevede particolari incentivi per gli impianti fotovoltaici a sostituzione di tradizionali sistemi di generazione a combustibili fossili, considerando che in questi Paesi il problema inquinamento, soprattutto nelle grandi aree metropolitane, desta non poche preoccupazioni.

1.4.2 Sistemi di accumulo, Riciclo dei moduli e Revamping

Con l'evolversi del fotovoltaico su larga scala, è divenuto di cocente attualità il tema dello *storage* dell'energia elettrica. Il limite tecnico principale delle fonti rinnovabili è dovuto alla loro intermittenza aleatoria nella produzione di energia. La rete elettrica nazionale può accettare una quantità limitata di potenza immessa intermittente, superata la quale possono sorgere seri problemi di stabilità della rete stessa. Ad oggi l'Italia conta circa 25 GW di potenza installata tra eolico e fotovoltaico, tanto da pareggiare,

¹⁰ *Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme*

grosso modo la domanda in momenti di basso carico, come può avvenire in una giornata festiva. Si possono avere situazioni, anche a livello regionale, in cui la quantità di macchinari rotanti in funzione – cioè turbine a vapore a gas o idroelettriche – è piuttosto limitata e dunque c'è una carenza di capacità regolante su diverse scale temporali: da quella delle frazioni di secondo a quelle delle decine di minuti o ore. In questi momenti, per ovviare a tale aspetto negativo occorrerebbe accumulare per tempi sufficientemente lunghi l'energia elettrica prodotta intermittente al fine di immetterla in rete in forma più continua e stabile nel tempo, dato che ad esempio il fotovoltaico cessa di produrre abbastanza bruscamente al tramonto [13]. In questo senso si stanno già da anni effettuando delle ricerche per migliorare sempre di più le tecnologie fino ad ora più utilizzate per lo *storage* dell'energia elettrica; le principali tecnologie in concorrenza per impianti rinnovabili di piccola e media taglia sono fundamentalmente tre: le batterie al litio, quelle ad elettrolita circolante, ossia le redox, principalmente del Vanadio, ed infine quelle al sodio ad alta temperatura, come la tecnologia Zebra al sodio e cloruro di nichel[5]. Senza entrare nel merito della descrizione puntuale di tali tecnologie (per le quali si rimanda a trattazioni più specializzate) si può affermare che il principale fattore disincentivante la larga diffusione di uno o più di questi sistemi di accumulo è l'elevato costo di produzione, dunque di vendita sul mercato che ne rende ancora scoveniente l'acquisto da parte degli utenti produttori.

Quello del **riciclo dei moduli** è un tema da tenere attentamente in considerazione, in quanto una qualsiasi rottura o calo di produttività che interessi il modulo stesso, può portare ad un prematuro esaurimento del suo ciclo di vita, rendendolo, di fatto, un rifiuto che, in quanto tale, deve essere smaltito. Il pannello fotovoltaico, pur nelle sue diverse tipologie costruttive, è assemblato utilizzando materie prime potenzialmente riciclabili nel ciclo produttivo (silicio, vetro, alluminio). Per questo diviene importante che i moduli siano correttamente smaltiti, con idonei sistemi di tracciabilità e che, ove possibile, i materiali di cui sono composti siano avviati a riciclo.

Il 24 Luglio 2012 è entrata in vigore la **nuova Direttiva Europea (Direttiva 012/19/EU) sui Rifiuti da Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche (RAEE)**; tale direttiva estende la classificazione *RAEE* anche ai moduli fotovoltaici, includendoli tra le apparecchiature che dovranno essere raccolte e riciclate a fine vita. A partire da Luglio 2012 i produttori che sul mercato realizzeranno nuovi impianti e gli importatori di moduli hanno l'obbligo di aderire ad un **consorzio di smaltimento** che si adoperi per rendere i moduli adeguatamente identificabili e tracciabili, nonchè che sia dotato delle risorse per il corretto smaltimento dei moduli stessi. Qualora non dovesse verificarsi questa adesione, il produttore si vedrà revocato il diritto di accesso alla tariffa incentivante.

In realtà si può facilmente intuire come questi provvedimenti non abbiano un effettiva utilità in un periodo in cui la stragrande maggioranza dei moduli e degli impianti sono ancora nei primi anni di una vita utile che, al minimo, è garantita intorno ai 20-25 anni. Gli operatori attivi nel settore, nonostante il continuo *monitoring* alla ricerca di opportunità che un mercato a così rapida evoluzione offre di giorno in giorno, non si stanno ancora attrezzando per effettuare delle operazioni di *revamping* vero e proprio, ovvero un efficientamento delle tecnologie utilizzate o una sostituzione delle stesse con altre più moderne e più produttive. Tale possibilità potrebbe concretizzarsi eventualmente qualora i prezzi dei moduli e le efficienze degli stessi raggiungessero dei livelli davvero interessanti da permettere operazioni di ammodernamento dell'infrastruttura. La regolamentazione del riciclo dei moduli va vista sotto un'altra luce; un'attenzione verso questi aspetti fa comprendere come il mercato fotovoltaico, a valle di un *boom* di installazioni forse un pò troppo disordinato in alcune delle sue manifestazioni, si stia configurando sempre di più come un mercato industriale attento a quelle che sono le sfide future in un'ottica prospettica di sostenibilità del *business*.

Capitolo 2

Il mercato secondario degli impianti fotovoltaici

Il 2012 è un anno di svolta per il fotovoltaico italiano. La sensibile riduzione del sistema di incentivazioni promossa dal V Conto Energia ha destato non poche preoccupazioni nelle imprese operanti nel comparto solare, che devono interrogarsi su quali possano essere le soluzioni alternative per dare vita a nuove forme di sviluppo del settore. Un contesto del genere ha portato ad un'inevitabile contrazione per quanto riguarda lo sviluppo di impianti *ex novo*, costringendo in molti casi le imprese ad un ripensamento della strategia di penetrazione del mercato.

La frenata del mercato primario di costruzione e connessione di impianti *greenfield* è imputabile inoltre ad una crescente rischiosità del sistema di regolamentazione stesso degli incentivi, che prima con il Quarto, poi con il Quinto Conto Energia, ha in qualche modo visto decrescere progressivamente la fiducia degli operatori del settore verso un'implementazione poco trasparente e a dir poco 'farraginosa' dei suddetti Decreti. Non di rado le regole del gioco sono state modificate in corso d'opera nella determinazione delle diverse clausole definitorie che disciplinano l'evoluzione del regime di incentivazione.

Ad aggiungersi a ciò bisogna tenere in considerazione che quello del solare fotovoltaico è ritenuto dalle comunità, sia industriale che finanziaria, come un business caratterizzato da un rischio industriale relativamente basso e da rendimenti resi interessanti dalla presenza di un sistema di incentivazione, a volte anche molto generoso (soprattutto se si guarda ai primi Conti Energia).

Lo scenario delineato dalla presenza di questi elementi ha aperto dunque la strada a nuove opportunità in un altro mercato, parallelo a quello degli impianti di nuova costruzione: il **mercato secondario degli impianti fotovoltaici**.

Con il termine mercato secondario degli impianti fotovoltaici si intende classificare tutte le attività di compravendita di impianti realizzati o in fase di realizzazione ed allacciamento da parte di un acquirente. La presenza sul territorio italiano di una notevole quantità di impianti di piccole-medie dimensioni già allacciati alla rete e caratterizzati da un sistema di incentivazione su base ventennale, ha reso appetibile l'acquisto sul mercato secondario da parte di quei soggetti che, avendo grandi disponibilità di capitale, vedono interessanti opportunità di investimento nella creazione di un portafoglio impianti di proprietà. L'obiettivo di questo capitolo è cercare dunque di dare una panoramica sulle dinamiche connesse allo sviluppo del mercato secondario e fornire infine una visione prospettica su una realtà già esistente da qualche anno, ma che si presume possa continuare a perdurare negli anni a venire con il crescere di una tendenza al consolidamento ed alla concentrazione del settore favorita dalla conclusione del regime incentivante.

2.1 I principali operatori del mercato secondario

In questa sezione si vuole descrivere quelle che sono le tipologie di *players* che operano all'interno del mercato secondario degli impianti fotovoltaici, da quelli che hanno contribuito alla nascita del mercato con il sopravvenire di determinate opportunità, a quelli che si pensano possano influire sul medesimo anche in un'ottica di lungo termine, crescendo ed evolvendo assieme al settore stesso.

Una prima suddivisione da effettuare per discernere immediatamente quali sono i ruoli che ricoprono i differenti soggetti nel mercato, è quella che vede contrapposti gli **investitori** e i **soggetti offerenti**.

Gli appartenenti alla prima categoria sono principalmente imprese, tipicamente *players* di elevate dimensioni, caratterizzate da una gran disponibilità di capitale da impegnare nel medio-lungo termine. Possono essere suddivisi in due classi principali:

- Società, quali per esempio **fondi di investimento**, che fanno *scouting* sul mercato in cerca di investimenti che garantiscano dei flussi di ricavo costanti, di lungo periodo ed a basso rischio. Sono tipicamente soggetti quasi o totalmente estranei al business, in quanto istituzioni di natura prevalentemente finanziaria, in cerca di una diversificazione del *portafoglio di investimenti*;
- Imprese quali **EPC Contractor**, **Holding di investimento** o **Multiutilities** che mirano a consolidare la propria posizione all'interno del settore di appartenenza, alla luce di importanti cambiamenti che ne hanno modificato, o ne modificheranno, la natura. L'obiettivo principale è quello di divenire primari operatori indipendenti nel settore del rinnovabile fotovoltaico, portando avanti un processo graduale di aggregazione del proprio portafoglio impianti.

Alla seconda categoria appartiene una più vasta gamma di operatori:

- **Multiutilities**, grandi soggetti industriali che, essendo a corto di risorse ed accorgendosi che il business del fotovoltaico non è più compatibile con la propria struttura di costo né sostenibile all'interno di un mercato sempre più conteso dai diretti *competitors*, mettono sul mercato la componente rinnovabile detenuta in portafoglio, ritenuta quella più facilmente smobilizzabile e liquidabile sul mercato;
- **EPC Contractor** che cedono impianti di proprietà, ottenendo così il capitale necessario per rifocalizzarsi su un determinato *core business*, ritenuto maggiormente strategico per la crescita futura dell'azienda.

- **Piccole aziende**, perlopiù affacciate sul mercato nel periodo di corsa alle installazioni favorito dalla iniziale generosità dei regimi incentivanti dei primi Conti Energia, che faticano a rimanere sul mercato a causa delle sempre maggiori pressioni dovute al sistema normativo, ma anche (e soprattutto) a causa dell'incapacità o dell'impossibilità di gestire i rapporti con il settore creditizio in un periodo in cui le banche sono poco propense ad aprire linee di credito a soggetti che non abbiano un *track record* riconosciuto e non riescano a fornire adeguate garanzie in termini di gestione del rischio industriale e sostenibilità delle performance nel lungo periodo.

2.1.1 Gli operatori di natura finanziaria

Sono i cosiddetti *investitori istituzionali*, ovvero soggetti che effettuano investimenti in maniera sistematica e cumulativa, in quanto caratterizzati da un'ampia disponibilità di risorse finanziarie. Il loro obiettivo principale è la ricerca di settori di mercato profittevoli che possano fornire delle prospettive di crescita e dunque di redditività futura interessanti[14]. Gli elementi che favoriscono questi operatori nell'ottenimento di un'elevata profittabilità dell'investimento sono sostanzialmente due:

- la **diversificazione** degli investimenti, sulla quale queste società possono contare grazie alla loro capacità di inserimento in una molteplicità di business anche molto differenti tra loro;
- l'**effetto leva**, che garantisce la possibilità di investire, in un singolo business, una quantità di capitale anche di molto superiore a quella di pertinenza diretta dello stesso soggetto investitore.

Tipicamente a questa categoria appartengono una molteplicità di soggetti:

- Società assicurative;
- Banche;
- Società di Gestione del Risparmio (SGR);
- Istituti di credito o altri operatori finanziari professionali che operino per proprio conto o nell'ambito di un mandato di gestione per conto di loro clienti, anche privati;

- Organismi di Investimento Collettivo, quali Fondi di Investimento o Fondi Pensione;
- Enti pubblici territoriali;
- Casse di Risparmio e Fondazioni Bancarie;
- Holding Finanziarie, quando dispongano di una reale sostanza, una struttura e un'attività proprie, distinte da quelle dei propri azionisti, e detengano interessi finanziari rilevanti;
- le cosiddette Holding Familiari, a condizione che si tratti di società tramite le quali una famiglia o un ramo di una famiglia detenga interessi finanziari rilevanti.

Dalla ricerca svolta si riscontra come i *players* più attivi sul mercato secondario italiano siano sostanzialmente i Fondi di Investimento e le Holding Societarie, entrambe con obiettivi non troppo dissimili ma, come vedremo, con differenti modalità nel perseguirli. Negli anni precedenti al 2012, come avremo modo di vedere nel *Paragrafo 2.3*, sono state attive sul mercato secondario anche Società di Servizi Finanziari (**Financial Services Firm**, per lo più banche che per loro natura si possono definire **Banche Universali**, per la versatilità nell'erogazione di differenti servizi finanziari, ben oltre le più comuni attività "di sportello"). Per non appesantire troppo la trattazione, dunque, di seguito il *focus* sarà principalmente sulle prime due categorie di investitori.

2.1.1.1 Fondi di Investimento

I **Fondi Comuni di Investimento (FCI)** [15] sono istituti di intermediazione finanziaria che hanno lo scopo di investire i capitali raccolti dai risparmiatori al fine di creare valore, tramite la gestione di una serie di *assets*, per i risparmiatori stessi che vi hanno investito e per i gestori del fondo. Essi svolgono dunque una funzione di collegamento tra gli investitori ed il mercato, tramite la raccolta del risparmio ed il suo reinvestimento in attività finanziarie o reali. La partecipazione ad un fondo avviene mediante sottoscrizione di quote aventi il medesimo valore, incorporanti gli stessi diritti per tutti i sottoscrittori.

Per maggiori informazioni relative ad un generico Fondo di Investimento si faccia riferimento al *box* di cui sotto; per quanto riguarda il mercato secondario, invece, ci si focalizzerà sui cosiddetti **Fondi di Investimento Immobiliari**, in quanto tipologia effettivamente attiva nel *business* di riferimento.

Tabella 2.1: Distinzione delle categorie di fondi di investimento in funzione delle caratteristiche più rilevanti

PROFILI DISTINTIVI	TIPO DI FONDO
Variabilità del Patrimonio	Aperto Chiuso
Modalità di destinazione dei proventi	Ad accumulazione dei proventi A distribuzione dei proventi
Modalità di sottoscrizione	In un'unica soluzione (PIC) e comunque a discrezione dell'investitore A versamento periodico (Piani di Accumulo, PAC)
Obiettivi strategici e attività oggetto di investimento	Fondo Mobiliare Fondo Immobiliare Fondo Pensione
Segmentazione/diversificazione del portafoglio	Italiano Internazionale Specializzato: per Area Geografica, Settore Merceologico, Area Valutaria
Tipo di valore mobiliare e composizione del portafoglio (% componente azionaria)	Azionario (oltre il 70%) Obbligazionario (0%) Bilanciato (10 - 90 %) Flessibile (discrezionale)
Regime di commissioni	Con commissioni di sottoscrizione e disinvestimento Senza commissioni di sottoscrizione e disinvestimento
Modalità di distribuzione	Tramite rete di promotori Tramite sportelli bancari In forma mista (Banche e Promotori)

Fondi di Investimento Immobiliari

Definizione ¹

La principale categoria di Fondi di Investimento attiva nel settore fotovoltaico è quella dei Fondi Immobiliari [16], una particolare tipologia di fondo che permette di trasformare **investimenti immobiliari**, per loro natura maggiormente *illiquidi* (ovvero a bassa attitudine alla conversione in denaro in tempi rapidi e senza perdite), in **quote**

¹Per un approfondimento sulla costituzione di un fondo immobiliare si demanda al *Paragrafo 2.2*

Le principali componenti che caratterizzano un fondo di investimento sono sostanzialmente tre:

- La **società di gestione**, ossia il fulcro gestionale dell'attività del fondo; ha una funzione amministrativa e si occupa di avviare il fondo stesso, di stabilirne il regolamento e di gestirne il portafoglio;
- Una o più **Banche depositarie**, che custodiscono materialmente i titoli del fondo e ne tengono in cassa le disponibilità liquide. Le banche hanno inoltre un ruolo di controllo sulla legittimità delle attività del fondo sulla base di quanto prescritto dalle norme della Banca d'Italia e dal regolamento del fondo stesso;
- I **partecipanti** del fondo, detti anche **fondisti**: sono i risparmiatori che investono nelle attività del fondo acquisendone quote tramite i propri capitali.

Esistono varie tipologie di fondi comuni di investimento, ma le più note possono essere ricondotte a tre principali categorie (per una suddivisione più precisa in base alle varie caratteristiche di un fondo si veda *TABELLA 2.1*):

- **Fondi Azionari**: investono principalmente in azioni o in obbligazioni convertibili. Sono in genere più rischiosi, ma tendono a garantire rendimenti più elevati e garantiscono comunque oscillazioni inferiori a quelle dei titoli azionari semplici in quanto tramite l'effetto diversificazione bilanciano tipicamente la componente azionaria con investimenti non azionari quali obbligazioni ordinarie, titoli di Stato e con la liquidità detenuta. Un altro modo con cui si ottiene in genere un bilanciamento dei rischi è quello di differenziare per area geografica, e quindi nella maggior parte dei casi anche per valuta, gli investimenti del fondo;
- **Fondi Obbligazionari**: si tratta di fondi che investono prevalentemente in obbligazioni ordinarie e in titoli di Stato; questo genere di fondi ha tipicamente il vantaggio di essere meno rischioso, ma lo svantaggio di essere meno redditizio rispetto alla categorie precedente;
- **Fondi Bilanciati**: sono dei fondi che mirano a bilanciare le diverse forme di investimento in modo da ottenere prestazioni e profili di rischio intermedi fra quelli dei fondi azionari ed obbligazionari.

di attività finanziarie, più facilmente negoziabili e liquidabili sul mercato rispetto all'acquisizione diretta di un immobile. I fondi immobiliari investono il patrimonio in misura non inferiore ai due terzi in beni immobili, diritti reali immobiliari e partecipazioni in società immobiliari. Appartengono alla categoria dei **Fondi Chiusi**, ovvero prevedono un diritto al rimborso della quota sottoscritta solo ad una certa scadenza. Con il *dl n. 351 del 2001* e il *dm n. 47 del 2003* è poi stata introdotta la possibilità di emissioni successive di quote e di rimborsi anticipati per aumentare la liquidabilità del fondo. I fondi immobiliari sono classificati in base ai soggetti ai quali si rivolgono (**retail** o **investitori qualificati**), alle modalità di acquisizione degli immobili (**apporto**, **non ad apporto** e **misti**) e alla politica di distribuzione dei dividendi (**a distribuzione** o **ad accumulazione**). La durata minima prevista da queste particolari tipologie di investimento finanziario è pari a 10 anni mentre la massima può raggiungere anche i 30. La data di scadenza segna anche il momento in cui il patrimonio verrà ripartito, e distribuito, come stabilito all'interno del prospetto informativo. Di solito poi viene anche previsto un obiettivo di rendimento che è poi distribuito attraverso **dividendi di acconto**.

Obiettivi ricercati

Questa tipologia di operatori deve garantire una profittabilità dell'investimento adeguata ai fini di remunerare *in primis* i risparmiatori soci del fondo, che tipicamente richiederanno un premio sul cosiddetto tasso di mercato *risk free*, ed in secondo luogo i gestori del fondo. Tipicamente molti di questi fondi di investimento sono fondi di natura **immobiliare** che hanno visto nel solare fotovoltaico il crescere di opportunità decisamente più redditizie rispetto all'investimento nel mattone *tout court*. Quest ultimo, da sempre considerato quasi come un *bene rifugio* dagli investitori, sta vivendo un periodo di profonda recessione a valle della grave crisi globale che, con l'acuirsi del *credit crunch*, ha impattato in maniera molto significativa sul crollo verticale della domanda di immobili da parte dei consumatori: basti pensare che il prezzo delle abitazioni è calato del 4% nel corso dello scorso anno e dell'11,3% dal 2007, ed è previsto in calo ulteriore nei prossimi anni, considerando che il potere di acquisto degli stipendi degli italiani è ancora inferiore del 12% rispetto al prezzo medio di acquisto degli immobili [17].

La peculiarità di questi investitori è quella di ricercare sul mercato fotovoltaico un investimento che sia il più possibile assimilabile ad un *bond*, dunque caratterizzato da flussi in entrata periodici garantiti dall'immissione di energia in rete, ed un rischio nella maggior parte dei casi riconducibile esclusivamente ad una variabilità del sistema di regolamentazione degli incentivi. Come diretta conseguenza, i fondi di investimento

hanno una scarsa propensione ad occuparsi della gestione ordinaria dell'impianto acquisito, demandando nella quasi totalità dei casi da un lato la gestione operativa a società di *asset management* riconosciute, dall'altro le attività di *Operation&Maintenance* agli stessi operatori che hanno ceduto la proprietà dell'*asset*².

Principali Fondi attivi nel settore

Il mercato secondario degli impianti fotovoltaici in Italia ha visto, nell'ultimo triennio, l'avvicendamento di diversi *players* di questo genere, che hanno effettuato operazioni di acquisizione al fine di detenere una determinata quota di solare rinnovabile in portafoglio. In *TABELLA 2.2* sono elencati i principali *Fondi di investimento* attivi nel corso del 2012. Alcuni di essi sono stati creati nel corso del precedente esercizio, da parte di **Società di Gestione del Risparmio** che hanno intravisto l'opportunità di entrare nel fiorente mercato degli impianti connessi; è il caso del **fondo StarOne**, di proprietà di **Polis Fondi SGR**, società partecipata da cinque Banche Popolari (UBI Banca, Banco Popolare, Banca Popolare dell'Emilia Romagna, Banca Popolare di Sondrio e Banca Popolare di Vicenza) e da Unione Fiduciaria, o del **fondo Obton**, di proprietà di **Prisma SGR**, non nuova in questo settore in quanto già attiva negli anni precedenti con il **fondo Rinnovanda**. Altri sono invece fondi che già hanno investito negli anni precedenti parte del loro *equity* ma devono allocarne ancora una parte per raggiungere il *target* del fondo determinato in fase di *fundraising*, ovvero di costituzione del capitale iniziale: è il caso del **Fondo Tiziano**, di proprietà di **Sorgente Group**, *holding di fondi* italo-americana attiva sul fronte degli investimenti nel settore immobiliare, che dopo aver acquisito 4 Mw nel 2011, ne ha acquisiti altrettanti nel 2012, o del **Fondo Energhesia**, costituito nell'Aprile del 2011 da **Castello SGR**, che ha acquisito 12 Mw a cavallo tra il 2010 ed il 2011, allargando a fine 2012 il suo portafoglio impianti con un'ulteriore acquisizione di 5 Mw a fine 2012, ed un accordo su altri 10 Mw nel corso dei primi mesi dell'anno in corso.

Da puntualizzare come questi siano per l'appunto fondi attivi nel costante *monitoring* del mercato in cerca di nuovi investimenti per arrivare al cosiddetto *closing* del fondo stesso; in realtà se si volessero elencare tutti i fondi che già hanno allocato la totalità del loro capitale in portafoglio se ne troverebbero molti di più; tuttavia non sono rari i casi in cui medesime società creano più fondi dedicati a questo mercato: oltre a Prisma SGR un altro esempio è costituito da **Solar Investment Group**, una *holding di fondi* interamente dedicata ad investimenti nel mercato secondario del solare fotovoltaico.

²Per maggiori approfondimenti riguardo la rischiosità dell'investimento sul mercato secondario e sul rapporto tra soggetti investitori e operatori delegati alla gestione ordinaria dell'impianto acquisito, si faccia riferimento al *Capitolo 3*

Un'altra considerazione riguarda la presenza di investitori esteri su suolo italiano. La tabella sottostante fotografa una situazione ben precisa: la percentuale di investitori stranieri che è disposta ad impegnare capitale in fondi di investimento gestiti da società di gestione del risparmio italiane è esigua; le motivazioni di questa sfiducia sono da ricercare con ogni probabilità nella lentezza burocratica caratteristica della gestione delle procedure di allaccio (qualora in molti casi gli investimenti avvengano previo accordo in una fase antecedente alla connessione effettiva alla rete) e all'incertezza derivante dai cambiamenti normativi in termini di incentivazione dell'impianto, in mancanza di una linea guida di lungo periodo ben definita dalle autorità preposte. Eloquente a tal proposito quanto emerge dalle dichiarazioni del responsabile di Prisma SGR intervistato nel corso della ricerca, il quale ammette che un motivo di vanto dei fondi da loro costituiti è stato proprio quello di riuscire ad attirare capitali esteri (danesi con il fondo Obton, austro-tedeschi con il precedente fondo Rinnovanda) nonostante tali problematiche.

Fondi di Investimento	Nazionalità	Tipologia/descrizione
Star One	Italiana	Fondo di proprietà di Polis Fondi Sgr e Quercus Renewable Energy
Fondo Tiziano	Italiana	Fondo di proprietà di Sorgente Group
Equiter PPP Italia	Italiana	Fondo PPP gestito da Equiter Spa, società di advising del Gruppo Intesa Sanpaolo
Fondo Energheia	Italiana	Fondo di proprietà di Castello Sgr
Solar Investment Group	Italiana	Società proprietaria di diversi fondi attivi nel fotovoltaico: S.I.G. I; S.I.G. II; Fund III Real Asset Energy Fund
Fondo Antin	Francese	Fondo detenuto da Antin Solar, di Antin Infrastructure Partners
Fondo Real Energy	Italiana	Fondo gestito da Est Capital Sgr
ESU (Europe Solar Utility)	Olandese	Fondo di proprietà di Global Cleantech Capital
Fondo Obton	Italiana/Danese	Fondo gestito da Prisma SGR

Tabella 2.2: Fondi di investimento attivi sul mercato secondario degli impianti fotovoltaici in Italia nel 2012.

2.1.1.2 Investment Companies

A questa categoria appartengono le **Holding di investimenti e partecipazioni**, ovvero quelle *società finanziarie* che detengono quote di partecipazione in altre società, con lo scopo di poterne controllare la gestione. Tipicamente le tipologie di holding che si possono distinguere sono le seguenti:

- **Holding finanziaria** o **Holding pura** quando detiene partecipazioni in società che hanno autorità strategica, autonomia giuridica e appartengono a settori diversi;
- **Holding gestoria** quando gestisce società che hanno *business* con interdipendenze strategiche, tendendo dunque a ricercare sempre determinate sinergie tra i *business* stessi;
- **Holding mista** o **Holding operativa** quando oltre che a controllare l'amministrazione delle società controllate si dedica direttamente alla produzione;
- **Holding capogruppo** o **Parent company**, quando detiene una quantità di azioni o quote societarie di una società tali da controllarne l'amministrazione;
- **Holding di famiglia**: tra le più diffuse in Italia, è una holding controllata dai componenti di un'unica famiglia spesso attraverso società *in accomandita per azioni* o società *a responsabilità limitata*.

Un'altra tipologia che si può inserire in questa categoria di operatori sono le società cosiddette di **Private Equity**. Tipicamente la differenza principale tra le due tipologie, senza perdita di generalità, consta nel fatto che quest'ultima investe in società non quotate sui mercati regolamentati (ovvero non quotate in Borsa) con l'obiettivo tipico di sviluppare dall'interno il potenziale della società partecipata per poi rivenderne le quote su un orizzonte medio-lungo e guadagnare sul differenziale. L'orizzonte temporale della detenzione di quote da parte di una *holding* può essere teoricamente ben più lungo (basta pensare alla *Berkshire Hathaway* di Warren Buffett, che detiene quote *Coca-Cola* da ormai quasi trent'anni); ciò non toglie che le peculiarità tipiche di queste due tipologie di società non siano comunque mutualmente esclusive, in quanto da una parte una *holding* può disinvestire nel breve-medio termine qualora lo ritenesse necessario, dall'altra una società di private equity può strutturarsi a livello societario come una *holding* per perseguire i suoi obiettivi di investimento.

Obiettivi ricercati

Come già accennato in precedenza, gli obiettivi di questi operatori non sono dissimili da quelli ricercati da un fondo di investimento; tuttavia si possono riscontrare delle differenze a livello di gestione dell'investimento nel corso della sua vita utile. Le *Investment companies* non considerano l'impianto come una semplice fonte di ricavo, bensì si occupano di gestirne fasi più esecutive esponendosi personalmente in quelle che sono

Società di investimento	Nazionalità	Tipologia/descrizione
Luxcara	Tedesco	Investment Company
Holding Fotovoltaica S.p.A. (gruppo F2i)	Italiana	Holding di investimento
Jiangsu Zongyi Co. Ltd	Cinese	Holding di investimento
Forvei	Italiana/Inglese	Investment Company
Vei Green	Italiana	Investment Company
Solas Grian Plc	Irlandese	Investment Company
Mp Solar B.V.	Olandese	Investment Company
Epi Energie Pulite S.p.A	Italiana	Investment Company
Terra Firma CP/ RTR	Inglese/Italiana	Private Equity

Tabella 2.3: Società di investimento attive sul mercato secondario degli impianti fotovoltaici in Italia nel 2012.

gli aspetti di gestione, amministrazione e controllo relative all'infrastruttura, in un'ottica che va ad intersecare la *vision* più finanziaria dei fondi con quella più industriale dei fornitori di tutti quelli che sono i servizi connessi e complementari all'operatività dell'impianto. In questo modo tali società sviluppano una strategia che va ben oltre la gestione finanziaria relativa allo *stream di ricavi* generati dal portafoglio impianti, cercando di ottenere quelle competenze che servono per sostenersi e competere nel settore in modo continuativo e duraturo.

Principali *Investment Companies* attive nel settore

Come si può evincere dalla *TABELLA 2.3*, in questa categoria la presenza di attori oltreconfine è decisamente più marcata, probabilmente proprio a causa di questo maggiore coinvolgimento in prima persona nelle fasi di gestione, che rende meno soggetto a variabilità il presidio delle fasi relativamente più rischiose. È il caso della cinese **Jiangsu Zongyi Co. Ltd**, una *holding* che investe in diversi mercati tra loro in parte correlati, dalla produzione di soluzioni *software* per le aziende ai *network services*, dal *chip design* alla produzione e vendita di moduli fotovoltaici. Uno dei suoi principali business rimane quello del solare, in cui investe principalmente tramite la controllata **Jiangsu Zongyi PV Co., Ltd.**, di cui detiene una quota maggioritaria di circa il 66,7%. Un altro esempio è quello della tedesca **Luxcara GmbH**, le cui competenze principali sono l'acquisizione, l'*asset management*, il finanziamento e la gestione del portafoglio impianti; è suo il primato di prima società ad aver costituito un fondo, dedicato al solare fotovoltaico, con opzione di uscita annuale (il lussemburghese **Luxcara SA SICAV-FIS**): questo può far meglio comprendere come ad affacciarsi sul territorio italiano siano comunque società di *primario standing* nel settore, caratterizzate da un *know how* tale da riuscire a fornire agli investitori una garanzia di qualità dell'investimento sostenibile nel tem-

po. Rimanendo sugli operatori italiani un esempio di successo nel comparto del solare fotovoltaico è costituito da **Holding Fotovoltaica (HFV)**, proprietaria attualmente di un portafoglio impianti di circa 70 Mw. Come si può osservare in *figura 2.1* dall'organigramma societario dell'azienda i principali azionisti della *holding* sono due fondi di investimento: il fondo **F2i**, il più grande fondo di investimento italiano nonché maggiore fondo infrastrutturale focalizzato su un solo Paese (con oltre 1 800 mln€ di capitale) e il fondo **NovEnergia II**, fondo di origine portoghese attivo principalmente nell'eolico; da ciò emerge come nel mondo dei *players* di natura finanziaria (fondi di investimento, *holding*) l'interazione sia a volte molto stretta e le differenze non sempre così marcate. Un'altra *holding* di recente nascita (verso la metà del 2012) è **Vei Green**, creata dalla società di investimento **Forvei** per concentrare sotto un unico veicolo dedicato l'intero ramo d'azienda delle energie rinnovabili; la società è strutturata in modo da avere una *subsidiary* per ogni *green business* in cui la società è attiva (fotovoltaico, eolico e biomasse) e per ognuno di questi dovrà proporsi come consolidatore di assets già allacciati in un mercato che, come quello italiano, è caratterizzato da un'elevata frammentazione.

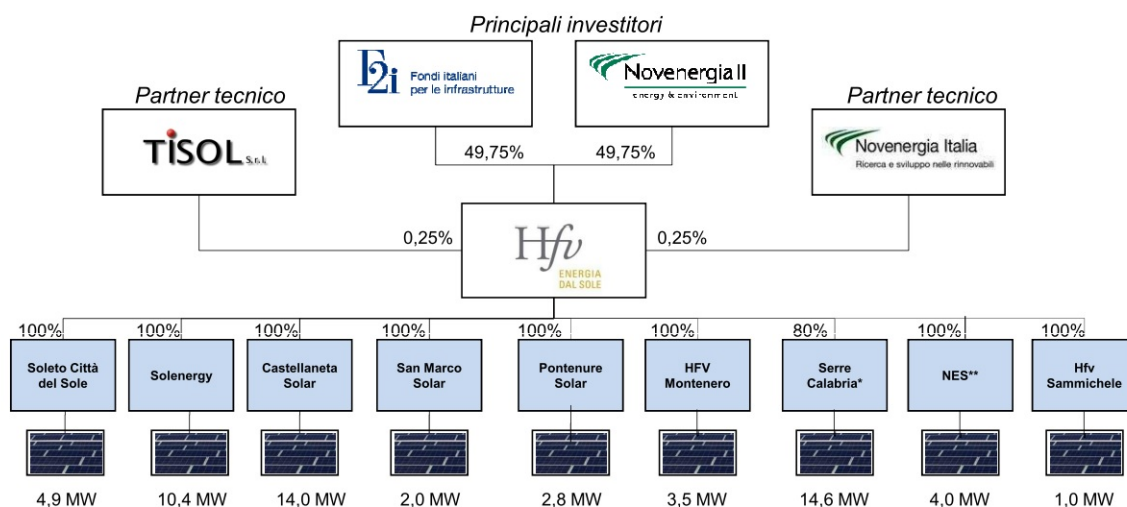


Figura 2.1: Assetto societario Holding Fotovoltaica (HFV).

2.1.2 Gli operatori di natura industriale

A questa macrocategoria appartengono gli operatori che nascono con un consolidato *background* industriale, dotati di una struttura più o meno sviluppata di *tangible assets* dedicati alla produzione di determinati prodotti o alla fornitura di determinati servizi

sul mercato *Energy&Utilities*. Tralasciando i piccoli operatori, che costituiscono un'esigua fetta di mercato a cavallo tra l'immenso mercato italiano degli impianti fotovoltaici dedicati alle utenze domestiche e le medio-grandi realtà imprenditoriali, ci si vuole concentrare sui soggetti in grado di operare con elevati capitali e masse critiche importanti, che possano condizionare significativamente il mercato secondario in termini di volumi transati.

2.1.2.1 EPC Contractor

L'**EPC Contractor** (acronimo di *Engineering, Procurement and Construction*), è una forma comune di contratto lavorativo nell'ambito dell'industria delle costruzioni. Una volta stipulato il contratto, il contraente si impegna a curare principalmente le attività di progettazione, costruzione e consegna.

In generale sono diversi i motivi per cui un'industria può decidere di rivolgersi ad un EPC Contractor per lo sviluppo di un determinato progetto:

- Delegare a terzi le responsabilità derivanti dalle fasi più esecutive, caratterizzate da elevati rischi di natura operativa, difficilmente gestibili senza tutta una serie di competenze materiali ed immateriali adeguate;
- Accorpare tre fasi differenti in un unico contratto, più facilmente gestibile e controllabile;
- Affidare ad una controparte qualificata e specializzata, che garantisca sicurezza e qualità del risultato;
- L'industria non è soggetta al rischio derivante dalla variabilità del mercato.

Con riferimento al settore fotovoltaico si può osservare come tipicamente la definizione delle precise attività in seno ad un *EPC Contractor* non sia sempre ben chiara e definita, in quanto, a seconda dei soggetti operanti in questo ruolo, si ha a che fare con aziende che offrono una gamma più o meno ristretta di servizi all'interno di quella che è l'intera filiera caratteristica della realizzazione di un impianto. Per comprendere meglio si faccia riferimento alla *figura 2.2*, nella quale a sinistra sono raffigurate tutte le fasi tipiche da quelle iniziali di *R&D* della componentistica fino alle fasi di gestione dell'*O&M* dell'impianto completato e connesso alla rete; a destra vengono evidenziate, invece, le tipiche fasi che il *General Contractor*, ossia il committente del progetto, affida in *outsourcing* all'EPC Contractor. Come detto in precedenza questa non è una definizione *standard*, in quanto nulla vieta ad un *EPC Contractor* di occuparsi di ulteriori fasi sia a monte

che a valle, a seconda della propria natura e delle competenze maturate lungo la filiera produttiva.

In ogni caso si può dare una panoramica generale di quelle che sono le attività tipicamente svolte da un EPC Contractor tipo, ovvero:

- Analisi del sito di costruzione e studio di fattibilità tecnico-economica per la ricerca della soluzione impiantistica ottimale al fine di soddisfare le indicazioni del cliente;
- Realizzazione dei relativi *Business Plan*;
- Valutazione dei canali di finanziamento più idonei alle esigenze;
- Realizzazione del progetto preliminare e presentazione della domanda di connessione alla rete elettrica;
- Realizzazione dei progetti, definitivo ed esecutivo, e del relativo piano di sicurezza del cantiere;
- Realizzazione dello *Scheduling* dell'impianto;
- Produzione della documentazione dell'impianto dalla *D.I.A.* (Denuncia Inizio Attività) fino al riconoscimento della tariffa incentivante;
- Installazione dell'impianto fotovoltaico, relativo collaudo tecnico e allaccio alla rete elettrica nazionale;
- Consulenza post-installazione e gestione dei rapporti con il GSE (Gestore dei Servizi Energetici).

Come vedremo più avanti nel corso dell'elaborato, il ruolo dell'*EPC Contractor* è fondamentale, in quanto è dalla qualità del servizio da esso fornito che dipende l'ottenimento della tariffa incentivante nonché il riconoscimento della bancabilità dell'impianto, ovvero la possibilità di ottenere finanziamenti dalle istituzioni bancarie per il completamento della realizzazione del progetto o per il rifinanziamento di un debito in essere a migliori condizioni da parte di un investitore *new comer*.

Obiettivi ricercati

Contestualizzando alla luce dei fattori, descritti in precedenza, che hanno portato ad un cambiamento importante del settore, si possono definire questi soggetti come degli

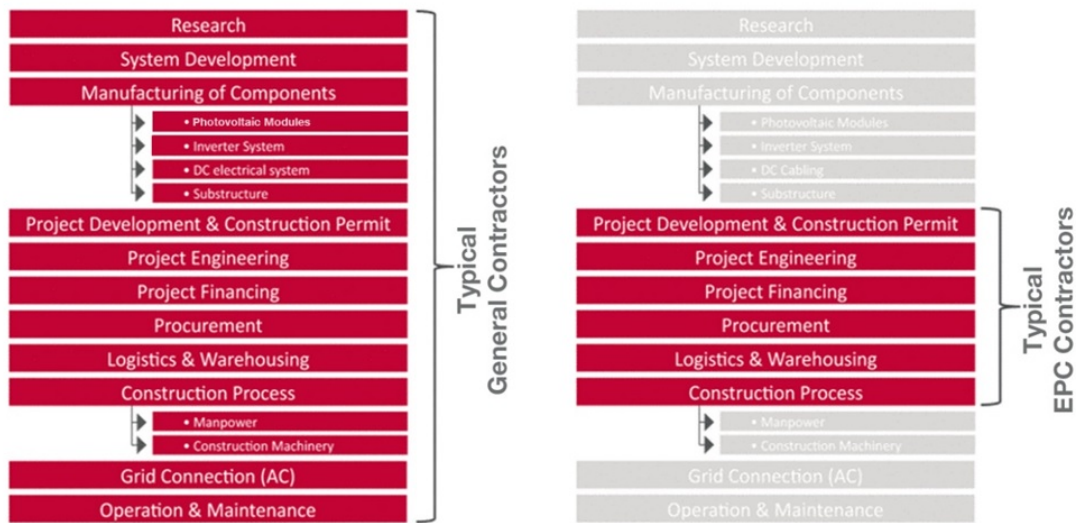


Figura 2.2: Intera filiera delle fasi di realizzazione di un impianto fotovoltaico (sinistra) ed esempio di fasi realizzate da un tipico EPC Contractor (destra)

operatori industriali che, una volta costruiti ed allacciati alla rete gli impianti, si ritrovano spesso con delle passività importanti da dover ricoprire. Bisogna considerare come, a causa delle già citate difficoltà nate per il segmento degli impianti *greenfield*, solo i più grandi operatori possano contare su una struttura di costo adatta al mantenimento di grandi portafogli di proprietà, ed alla gestione di eventuali economie di scala e sinergie congiunte di gestione. Dunque i soggetti di dimensione medio-piccola appartenenti a questa categoria, hanno sempre più difficoltà nel rimanere competitivi su un mercato dove sono sempre più le *big companies* a fare da padrone; solo chi tra di loro può contare su delle dimensioni più importanti, in termini di immobilizzazioni e di capitale sociale, riesce a valorizzare il *know how* maturato nei diversi anni di esperienza nel settore, cercando di riposizionarsi focalizzandosi sul potenziamento di business complementari: si tratta di EPC Contractor che vendono potenza detenuta in portafoglio per concentrarsi sullo sviluppo di tutti quei servizi connessi alla gestione ottimale dell'impianto, soprattutto servizi di *Operation&Maintenance* e di *Asset management*. Nel box di pag.62 è riportato un esempio concreto di un *Epc Contractor* intervistato durante la ricerca, della quale non si riporterà il nome per motivi di *compliance*.

Un altro caso di riposizionamento può essere quello in cui questa tipologia di azienda decida di dismettere il proprio portafoglio impianti per investire, nel caso ne avesse l'opportunità, in mercati emergenti, il più delle volte Paesi dell'Est Europa, che offrano

condizioni incentivanti migliori rispetto a quelle offerte dal mercato italiano.

Da puntualizzare che non si tratta di un gioco a somma nulla dove questi soggetti vendono i propri impianti in quanto consci di una perdita di valore di mercato degli stessi, avvantaggiando i potenziali compratori; bensì, poichè l'*asset* viene venduto ad un prezzo che tenga congruamente conto dei flussi di cassa attualizzati garantiti dalla detenzione dell'impianto in portafoglio, il risposizionamento di queste aziende è di tipo puramente strategico ed esclusivamente rivolto alla tutela di rischi e/o alla ricerca di nuove opportunità che possono concretizzarsi nel medio-lungo termine all'interno del mercato.

2.1.2.2 Le Multiutilities

Una **Multiutility** è un'azienda specializzata nell'offerta di due o più servizi[18]. Tipicamente i servizi erogati sono di natura pubblica e riguardano i settori dell'energia, dell'ambiente, della gestione dei rifiuti, delle infrastrutture e/o dei servizi di telecomunicazione. Questi soggetti possono essere a capitale pubblico, acquisendo la gestione dei servizi secondo un modello *in house providing*, oppure a capitale privato o misto pubblico/privato, partecipando all'acquisizione del servizio tramite gara d'appalto. La caratteristica che le contraddistingue è il cosiddetto *cross-selling*[19], ovvero l'offerta di servizi tra di loro complementari; questo consente, dal lato cliente, di avere un unico operatore con il quale interfacciarsi nella gestione dei rapporti di fornitura, mentre, lato offerta, consente di diversificare maggiormente il proprio portafoglio investimenti, diminuendo il rischio complessivo del business dell'azienda.

Durante questi ultimi vent'anni, a partire dai primi decreti legge che sancivano l'apertura del mercato del servizio pubblico locale, l'esperienza dei grandi gruppi internazionali, che nel frattempo consolidavano la propria posizione sul mercato interno e si espandevano sui mercati esteri, ha rappresentato l'obiettivo al quale puntare; costituisce un esempio rilevante di questo trend **RWE AG**, secondo maggior produttore di elettricità tedesco, che oggi serve 120 milioni di clienti tra Europa e Nord America ed è nato come aggregazione di società municipali [20].

Caso esempio “Azienda X”

L’Azienda X è un *Epc Contractor* che su mercato italiano può contare su un portafoglio impianti di elevate dimensioni, arrivando a detenere a fine 2012 una potenza complessiva di 89 MW, e su una decina di MW realizzati per conto terzi, ma dei quali detengono ancora il presidio della gestione operativa (servizi di *Operation&Maintenance* e di *Asset management*). Senza addentrarsi nelle particolarità caratteristiche del portafoglio di potenza detenuta, quello che si intende evidenziare è l’attività su secondario di questo operatore. Il responsabile intervistato sostiene che uno degli obiettivi di breve termine dell’azienda è quello di portare a termine la cessione, iniziata con una serie di trattative a fine 2012 che si concluderanno entro la fine del presente esercizio, di 20 degli 89 MW di proprietà (molto probabilmente ad una serie di fondi di investimento interessati all’acquisto). Da quel che si evince dall’intervista non è da escludere che questa cessione faccia parte di una strategia di rifocalizzazione del *business* da parte dell’azienda, che avrebbe tutta l’intenzione di dismettere gradualmente il proprio portafoglio di proprietà per concentrarsi sull’offerta di una gestione operativa dell’impianto per conto terzi; in uno scenario italiano che vede gli operatori sempre meno incentivati nell’investire nella realizzazione di nuovi impianti, il mercato dei servizi verso terzi apre a delle opportunità di *business* molto interessanti e sfidanti per il futuro. Questa *vision* è corroborata da due principali motivazioni: da una parte gli operatori del mercato fotovoltaico non hanno ancora maturato la giusta sensibilità verso l’importanza della tutela delle fasi di *O&M* dei loro impianti, essendo perlopiù impianti giovani che necessitano dunque di una scarsa gestione tecnico-operativa (ridotta esclusivamente ad una manutenzione preventiva e ad un semplice monitoraggio dei parametri base); dall’altro si ha che il proprietario dell’impianto (nel caso non sia il costruttore stesso) demanda, per i primi due anni da contratto, la gestione delle fasi di *O&M* all’*Epc Contractor* che ne ha curato la realizzazione; data la giovane età degli *assets*, ne deriva come molti investitori, al giorno d’oggi, vedano l’*O&M* come un’attività al di fuori della loro giurisdizione. Probabilmente, nel corso di questi due anni, vi saranno degli soggetti che più di altri avranno acquisito il *know-how* per offrire un servizio di maggior qualità ed una massa tale da offrire, grazie ad adeguate economie di scala, un prezzo congruo alle aspettative di mercato. La strategia dell’azienda intervistata è proprio quella di cogliere tale opportunità offrendosi sul mercato come operatore *leader* di questa fetta di mercato.

Nonostante l'avvio di un profondo processo di riconfigurazione di alcune exmunicipalizzate e la nascita e lo sviluppo di realtà multi-business di livello regionale e sovraregionale, manca ancora oggi in Italia un soggetto industriale di livello nazionale, in grado di integrare le migliori esperienze emerse. Dal lungo e complesso processo di aggregazione e crescita degli operatori pubblici locali si è consolidato, nel corso degli anni Novanta, il modello delle imprese "multiutility", eterogenee tra loro per portato storico originario, profili di business, livelli di integrazione intersettoriale, orizzonti strategici, organizzazione interna e struttura di corporate governance. Le ragioni di queste differenze molteplici, ancorché figlie della negoziazione tra gli azionisti di maggior peso, nascondono interessanti valutazioni in termini di caratteristiche territoriali del business, capacità e possibilità di realizzare sinergie tra le linee produttive e i diversi territori nonché nel rapporto tra proprietà e controllo. I principali *player multiutility* possono a ragione essere considerati l'esito più rilevante del processo di concentrazione degli *incumbent municipali*.

L'emersione di questo modello di impresa ha sancito sia il superamento dei confini geografici comunali e locali che caratterizzavano le ex-municipalizzate, sia l'originaria configurazione *monobusiness*. I nuovi *poli multiutility*, approdati al mercato azionario, hanno raccolto il sostegno dei mercati, aggregato investitori privati e proceduto ad acquisire imprese locali. Nonostante negli ultimi anni si sia assistito ad un cambiamento radicale nel settore dei servizi pubblici, non è tuttavia nato un "campione nazionale" che incorpori le migliori eredità locali. A fianco dei grandi operatori nazionali **Enel**, **Eni** ed **Edison**, che da tempo hanno impostato una strategia *multi-business* e soprattutto un'aggressiva penetrazione sui mercati internazionali, possiamo rilevare la presenza di quattro aziende, **A2A**, **Hera**, **Iren** e **Acea**, *leader* per fatturato, dimensioni e presenza sul territorio, nate da un processo di crescita delle municipalizzate delle grandi aree metropolitane rispettivamente di Milano, Bologna, Torino/Genova e Roma. Un gradino sotto, dal punto di vista dimensionale, emergono poli industriali di carattere locale o sovra-locale: si tratta di gruppi cresciuti aggregando servizi senza una vera capacità di penetrazione geografica su nuovi mercati nazionali. Più in generale permangono numerose realtà a livello comunale che producono profonde inefficienze sistemiche. Le statistiche ed i dati di bilancio evidenziano poi il forte divario territoriale che segna le realtà industriali del Sud, più piccole e meno dinamiche, rispetto ai soggetti attivi nei territori più ricchi del Paese.

Al di fuori del Nord, l'unica realtà di rilievo è costituita dalla *multiutility* Acea di Roma, terzo operatore locale a livello nazionale, con una dimensione di fatturato prossima a quella di Hera ed un posizionamento di mercato su due *business* fondamentali: il servizio

idrico integrato, che la pone al vertice della classifica nazionale per numero di utenti-servizi, e la filiera elettrica, il *core business* storico del gruppo.

La polarizzazione in aree territoriali di livello macroregionale avvenuta nel Nord del Paese, nelle quali si è progressivamente estesa la presenza di grandi gruppi industriali, è un processo avvenuto in fasi successive e con notevole accelerazione lungo il primo decennio del duemila, attraverso aggregazioni tra imprese di dimensioni minori, apertura del capitale a soci privati e quotazione in Borsa. Questi processi di fusione/incorporazione hanno segnato una parziale discontinuità nei rapporti storici tra azienda municipale e comune o territorio: la crescita dimensionale ha imposto la “managerializzazione” delle imprese e l’allargamento della base azionaria ha richiesto la formulazione di nuove configurazioni di corporate governance. Il radicamento territoriale dei servizi pubblici locali non può essere trascurato. Tuttavia, i processi di aggregazione regionale non si possono ancora considerare conclusi e il Nord-Ovest è un esempio emblematico della presenza di ampi spazi di aggregazione a livello macroregionale.

Scorrendo l’elenco delle operazioni più importanti di *M&A* avvenute in Italia ed in Europa negli ultimi anni, si palesa una chiara cesura avvenuta nell’ultimo triennio. Verso la metà del decennio scorso, le *utility* europee si sono impegnate in una fase caratterizzata da “mega-fusioni”, acquisizioni e accordi tra soggetti di rilievo internazionale, dirette alla crescita dimensionale e allo sviluppo integrato dei *business*. Con l’arrivo della recessione si osserva per contro una tendenza alla focalizzazione strategica sul “*core business*” da parte dei *top player* continentali, con l’uscita da mercati e da segmenti produttivi considerati *non-core* e il presidio degli spazi occupati negli anni precedenti per valorizzare le economie inseguite con le fusioni.

Obiettivi ricercati

Alla luce dello scenario appena delineato, gli obiettivi perseguiti da questa tipologia di attori sul mercato secondario degli impianti fotovoltaici deve essere contestualizzato esaminando il processo di crescita dei principali operatori europei e la concentrazione del mercato continentale dagli anni Novanta in poi, caratterizzata storicamente da due fasi temporali ben distinte. Nel corso della prima metà del duemila le strategie *multiutility* hanno spinto le *leading european utility* alla diversificazione dei settori di *business* attraverso l’investimento in nuove filiere ritenute promettenti, quali servizio idrico, servizio ambientale, telecomunicazioni e fonti rinnovabili. In seguito, con una forte accelerazione a partire dalla crisi del 2008, la maggior parte delle imprese ha abbandonato questa strada, concentrandosi sui settori “core”.

In *TABELLA 2.4* sono elencati i principali operatori appartenenti al mondo industriale attivi nel corso del 2012 sul mercato secondario degli impianti fotovoltaici. Nel *Paragrafo 2.3*, avendo una visione più diretta su quelle che sono le transazioni di acquisto/vendita effettivamente riscontrate dall'analisi condotta sul mercato secondario, verranno forniti degli esempi concreti di strategie perseguite da società appartenenti alle diverse tipologie di *players* indicate in precedenza, per trovare un punto di contatto tra la *view* più teorica fino ad ora perseguita ed una più aderente alla realtà del mercato vero e proprio.

Soggetti di natura industriale	Nazionalità	Tipologia/descrizione
Gruppo Hera	Italiana	Multiutility
Acea	Italiana	Multiutility
Aion Renewables	Italiana	Epc Contractor
TerniEnergia	Italiana	System Integrator

Tabella 2.4: Soggetti di natura industriale attivi sul mercato secondario degli impianti fotovoltaici in Italia nel 2012.

Per completezza di trattazione vale la pena di citare altre due tipologie di soggetti industriali che fanno parte di questa categoria:

- **Soggetti integrati verticalmente**, nella maggior parte grandi produttori di pannelli che, complice la brusca discesa del prezzo dei moduli fotovoltaici, hanno dovuto acquisire progetti di elevata dimensione per riuscire a far sopravvivere il *business* a monte della loro filiera. Un esempio concreto in quest'ambito ci è stato fornito, durante la ricerca effettuata, da un' *Investment Company* attiva nel settore: nel loro caso il soggetto in questione si è trovato, nell'ultimo *rush* di commissione a cavallo del Quarto Conto Energia, a dover accelerare bruscamente l'*iter* di costruzione e connessione, con il risultato finale di veder realizzato un impianto con diverse mancanze a livello progettuale e strutturale; in questi casi è compito dell'acquirente mettere mano al progetto per sopperire a tali *deficit* in modo da rendere lo stesso bancabile e, conseguentemente, acquisibile sul mercato secondario. Questo esempio supporta le precedenti *vision* riguardante il *modus operandi* delle società di investimento, che, a differenza dell'ottica puramente finanziaria dei fondi immobiliari, hanno le potenzialità per operare direttamente "sul campo", agendo su aspetti di natura più operativa dell'impianto oggetto di interesse.

- **Piccole aziende**, dunque piccoli impianti; il territorio italiano è costellato da una quantità immensa di impianti di piccole dimensioni, a prescindere da quelli che sono gli utilizzi di piccoli impianti *stand alone* per utenze domestiche³. Sono impianti per lo più di proprietà di soggetti in forte difficoltà nel sostenerne il mantenimento per una serie di ragioni: insolvenza nei confronti dei fornitori o di chi ha costruito l'impianto, incapacità dei soggetti delegati alla gestione operativa, mancanza delle competenze necessarie per ottenere un rifinanziamento dell'impianto da parte delle istituzioni finanziarie. A tali soggetti si possono rivolgere degli operatori con maggiori *skills* in questi ambiti, che possano anche, forti del loro nome, ottenere dei buoni finanziamenti da parte degli istituti di credito, e riescano ad ottenere la proprietà di un buon numero di *assets* di questo tipo, agendo in ottica di aggregazione del portafoglio impianti.

Infine per chiudere il quadro relativo agli operatori si fornisce di seguito una classificazione degli investitori che hanno acquisito potenza sul nostro territorio nel corso del 2012, in base alla loro tipologia ed alla loro nazionalità. In *figura 2.3* si osserva come, nonostante in termini di numerosità i fondi di investimento risultino molto attivi sul mercato, essi costituiscano solo il 17% della potenza totale transata, mentre a far da padroni con il 54% sono gli operatori di natura industriale, interessati ad acquisire pochi parchi impianti ma caratterizzati da taglie importanti. Un dato importante riguarda anche la presenza di investitori Esteri (*figura 2.4*), che sul totale transato pesa circa la metà, a dispetto di una presenza di operatori interamente italiani di circa il 24% e di società costituite con accordi di *joint venture* tra *partner* italiani ed esteri pari presenti per circa il 27%.⁴

³Si veda *Impianti isolati (stand alone)* nel *Capitolo 1*.

⁴Per un approfondimento sulla totalità delle transazioni avvenute nel 2012 si faccia riferimento all'*ALLEGATO A*.

Tipologia investitori

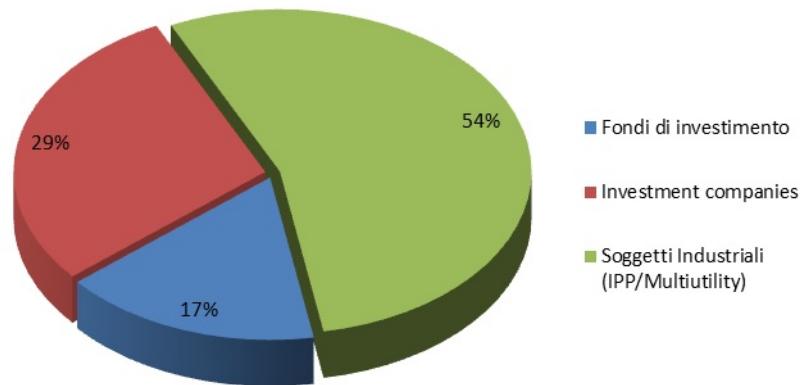


Figura 2.3: Ripartizione della potenza transata sul mercato secondario nel 2012 in Italia per tipologia di investitore.

Nazionalità investitori

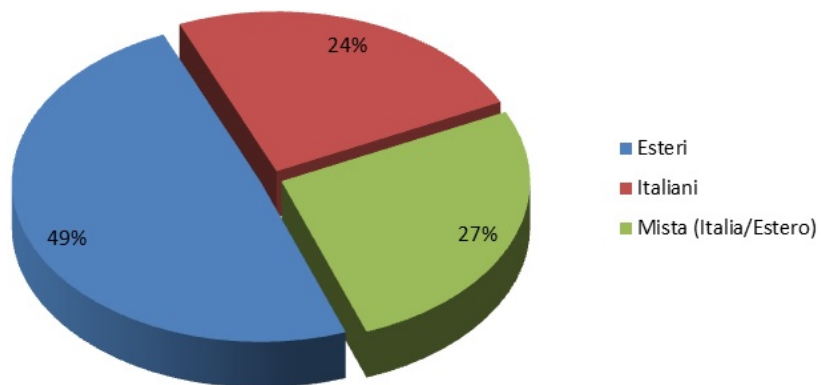


Figura 2.4: Ripartizione della potenza transata sul mercato secondario nel 2012 in Italia per nazionalità degli investitori.

2.2 Le principali fonti di finanziamento utilizzate

In questo paragrafo l'obiettivo è andare ad analizzare nel dettaglio quelle che sono le modalità di finanziamento utilizzate dei soggetti operanti sul mercato, riscontrando quali siano i principali *pro* e *contro* di ognuna di esse, quali siano gli aspetti tenuti maggiormente in considerazione nella scelta dell'una piuttosto che dell'altra tipologia, e i parallelismi rispetto alle rispettive forme di finanziamento utilizzate nel *mercato primario*, anche alla luce del mutato contesto economico-regolamentativo nel quale le imprese appartenenti al settore si sono mosse nel corso di questi anni.

Una prima sostanziale distinzione può essere fatta tra le due grandi *macro-categorie*, non esclusive ma nella maggior parte dei casi utilizzate in concomitanza, sulle quali un'impresa può contare per approvvigionarsi di risorse finanziarie sul mercato dei capitali: finanziamento **tramite equity** e finanziamento **tramite debito**. Alla prima categoria appartengono tutti gli strumenti tipici che l'azienda ha a disposizione per accrescere il proprio *capitale sociale*, tipicamente *aumenti di capitale*; nel seguito della trattazione tale tipologia verrà esaminata esclusivamente per comprendere le fasi iniziali di **costituzione di un fondo** di investimento immobiliare. Un maggior spazio verrà conferito alla descrizione delle molteplici modalità di finanziamento tramite apporto di capitale da terzi.

2.2.1 La costituzione di un fondo immobiliare

Risulta interessante indagare le fasi iniziali di costituzione di un fondo immobiliare dal momento in cui, poichè i grandi impianti vengono classificati, ai sensi dell'*Art.812 del Codice Civile*, come beni immobiliari, molti di questi sono nati con lo scopo principale di investire nel fiorente mercato del solare fotovoltaico italiano degli ultimi anni. È importante perlomeno accennare alla convenienza che tali fondi permettono di ottenere in termini di fiscalità nei confronti di chi vi investe, senza addentrarsi troppo in quella che è una materia che avrebbe bisogno di una trattazione a sè stante: in breve si può riassumere affermando che i fondi immobiliari sono esenti da imposte dirette[21] (*IRES*, *Imposta sul Reddito delle Società* e *IRAP*, *Imposta Regionale sulle Attività Produttive*), in quanto la tassazione è in capo esclusivamente al possessore delle quote al momento della percezione di proventi, della liquidazione delle quote e in caso di vendita delle stesse sul mercato.

L'istituzione del fondo, come si può evincere dalla *figura 2.3*, consta sostanzialmente di due fasi principali:

i) Una prima fase di **Fundraising**, ovvero la fase di raccolta del capitale (in beni o in denaro) costituente il fondo presso gli investitori. Questi ricevono in cambio un ammontare di quote proporzionale al loro versamento, diventando così **sottoscrittori del fondo**. Una volta raggiunto il capitale necessario, il fondo viene chiuso, ovvero viene impedito l'ingresso di eventuali nuovi investitori (salvo indicazioni contrarie previste nel *Regolamento* del fondo stesso). Le quote possono essere sottoscritte, nei limiti della disponibilità, solo durante la fase di offerta, che si svolge prima di iniziare l'operatività vera e propria, ed il rimborso avviene di norma solo alla scadenza. La liquidabilità dell'investimento è assicurata dalla sola negoziazione delle quote sul mercato secondario di borsa: per questo motivo, allo scopo di facilitare questo aspetto, la legge italiana prevede l'obbligo della richiesta di quotazione in Borsa di fondi immobiliari, qualora l'ammontare minimo di ogni sottoscrizione sia inferiore a 25 mila€.

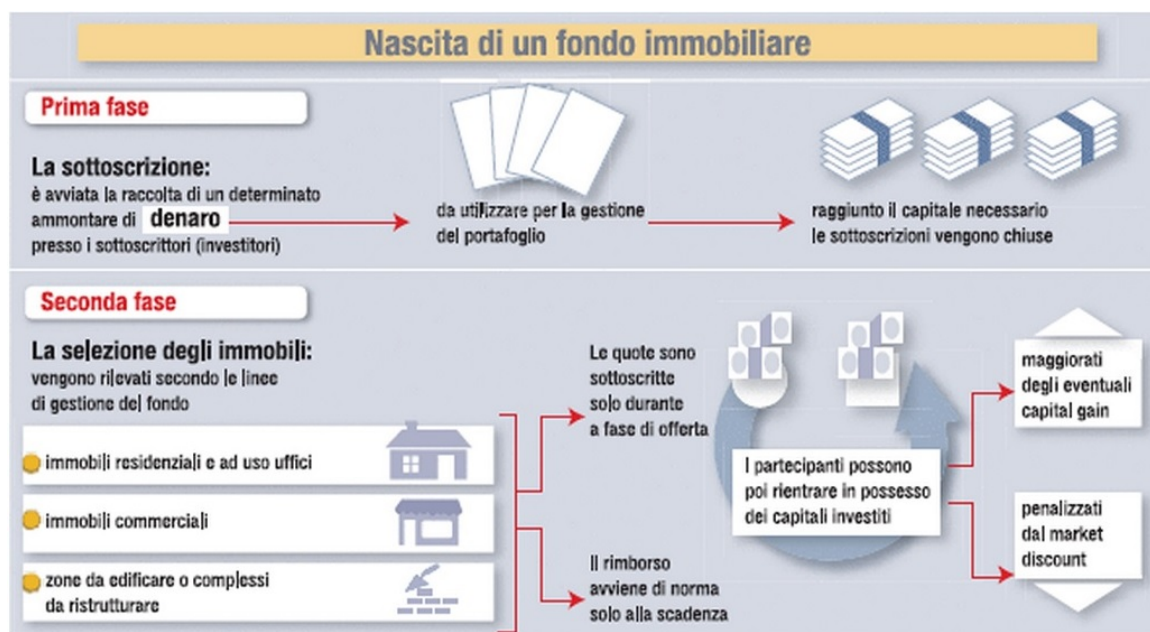


Figura 2.5: Schema di costituzione di un *Fondo immobiliare* [Fonte: BorsaItaliana].

ii) Una seconda fase di **Selezione degli immobili**: salvo che il fondo non sia ad *apporto puro*, ovvero che i conferimenti degli investitori siano essi stessi degli immobili, il denaro raccolto viene utilizzato per acquisire la proprietà di immobili. La selezione è naturalmente preceduta da attente analisi e *due diligence* da parte

di professionisti del settore, in modo da essere certi che il rendimento da questi derivante non sia soggetto a rischi di qualsivoglia natura. Inoltre gli immobili devono essere caratterizzati da una certa omogeneità di caratteristiche, per poter usufruire eventualmente di sinergie derivanti dalla gestione congiunta degli stessi.

2.2.2 Le forme di finanziamento tramite debito

La tendenza principale è quella di utilizzare forme di finanziamento non *recourse/limited recourse*[22] che vedano la società veicolo proprietaria dell'infrastruttura come diretta controparte dei soggetti finanziatori; la separazione giuridica della **SPV** (*Special Purpose Vehicle*) dalla società che intende finanziare l'impianto, evita ripercussioni sull'attivo di quest'ultima e circoscrive il rischio in caso di eventuale insolvenza causata da un andamento negativo del risultato di gestione del progetto.

Le forme di finanziamento che i players attivi nel mercato fotovoltaico considerano in fase di valutazione sono le seguenti:

- **Mutuo ipotecario;**
- **Project Financing;**
- **Leasing;**
- **Project Bond.**

Mutuo Questa tipologia è stata utilizzata per progetti meno recenti. Ad oggi, come detto in precedenza, si utilizzando forme di finanziamento che richiedano meno garanzie da parte del contraente: grazie anche ad una rischiosità di progetto bassa ed adeguatamente valutata dagli istituti di credito, le società possono avvalersi di finanziamenti *non recourse* grazie ai quali il rischio intrinseco dell'impianto non va ad impattare sulla gestione caratteristica degli altri *business* in cui l'azienda opera. Gli operatori medio-grandi, che operano investendo su *assets* di svariati mln€, preferiscono pagare uno *spread* sul debito superiore entrando in un *Project Financing* piuttosto che accollarsi garanzie che, in caso di eventi straordinari, non potrebbero fornire se non possedendo un valore di *equity* molto elevato. L'unico vantaggio dall'utilizzo del mutuo poteva consistere nel costo del debito erogato dalle banche storicamente più conveniente. Tuttavia nuove forme di finanziamento fino a qualche anno fa poco utilizzate, come il *Leasing*, hanno offerto gradualmente condizioni sempre più vantaggiose, riscuotendo un certo successo sul mercato tanto da divenire le più utilizzate dagli investitori.

cario applicato al veicolo societario. L'unica fondamentale differenza tra i due consiste nelle garanzie che vengono fornite dal contraente a copertura del rischio di insolvenza dello stesso. Nel caso del mutuo, infatti, se l'impianto non copre il valore di rimborso, l'istituto creditore può rivalersi sull'attivo dello *sponsor* proprietario del veicolo. Nonostante possa essere considerato un elemento non indifferente in fase di valutazione, se si pensa che il caso in cui il valore dell'impianto scenda al di sotto di quello che è l'importo finanziato sia molto raro, alla luce anche delle analisi dettagliate di cui si avvale la banca in fase di due diligence, si può ragionevolmente considerare simili queste due tipologie di finanziamento. I *players* intervistati, infatti, ritengono che la distinzione sostanziale venga fatta tra l'utilizzo di un **finanziamento ipotecario** (che sia *Mutuo* o *Project Financing*) o di un *Leasing*.

Il Leasing Per semplicità si assoggetta a questa categoria tutte le forme di finanziamento di immobili che prevedono un contratto di locazione (*Leasing tradizionale, Sale& Lease Back, Project Leasing . . .*), senza distinguere fra le diverse varianti esistenti le cui differenze sono in questa sede considerate di poca rilevanza. Il **Leasing**[24] rappresenta uno strumento di finanziamento di un impianto realizzato mediante una procedura di appalto, in cui una società di *Leasing* eroga le risorse finanziarie necessarie alla realizzazione o fornitura dello stesso e riceve nel tempo, in funzione della durata del contratto, canoni di *Leasing* periodici che rimborsano il capitale e gli interessi. La proprietà dell'impianto realizzato è in capo al soggetto finanziatore fino a quando l'amministrazione eserciterà l'opzione di riscatto. Questa forma di finanziamento può arrivare a coprire fino all'80% del valore dell'investimento, mentre almeno il 20% deve essere garantito per legge dai mezzi propri dei promotori (*equity* più finanziamento soci). Le sostanziali differenze con il *Project Financing* sono le seguenti:

- Ci si avvale del *Leasing* per operazioni di taglia medio-piccola, nell'ordine di al massimo qualche Mw, in quanto contrattualmente più snello e rapido da ottenere; per i progetti più onerosi e di dimensione più elevata è tipico l'utilizzo di *Project Financing*.
- Il *Leasing* dà la possibilità di diminuire la durata del debito contratto con l'istituzione finanziaria nei confronti dell'impianto: in quanto qualificato come contratto di *Leasing immobiliare*, questi dovrà avere durata minima di 2/3 di 25 anni (durata convenzionale dell'ammortamento tipica degli impianti fotovoltaici), il che permette al contraente di aumentare la quota di ammortamento annuale del debito. Questa clausola può avere degli effetti positivi o negativi a seconda delle

condizioni: da un lato diminuisce l'onere complessivo totale (in quanto un debito "spalmato" su meno anni corrisponde a degli oneri finanziari minori a livello aggregato), permettendo di beneficiare della totalità dei *cash flows* nel periodo successivo l'estinzione del debito, con conseguente aumento del **VAN** (*Valore Attuale Netto*); dall'altro lato abbassa il livello di cassa disponibile nei primi anni, riducendo il **TIR** (*Tasso Interno di Rendimento*) complessivo dell'investimento. Tale *trade-off* va valutato attentamente da parte dell'investitore, soprattutto alla luce di quelli che sono i tassi di mercato attesi che impattano sulla variazione degli oneri finanziari.

- Questa forma di finanziamento richiede il pagamento, all'atto del trasferimento giuridico della proprietà nei confronti della società di *Leasing*, di un'imposta catastale pari al 4% del valore dell'*asset*.
- La società di *Leasing* fattura le quote, cedute ad essa da parte del *locatario*, comprensive di *Iva*, il che genera un *credito Iva* del *locatario* stesso, che va ad impattare sul *cash flow* netto.

I Project Bonds I *Project Bonds*[25] sono obbligazioni, titoli di debito, emessi dalla società realizzatrice di un progetto nell'ambito di operazioni di *project financing*. Con la finanza di progetto siamo di fronte ad un'operazione di finanziamento a lungo termine di un progetto i cui flussi di cassa previsti dalla gestione dell'opera da realizzare sono idonei e sufficienti per garantire il rimborso del finanziamento; come per il *Project Financing* dunque, i creditori avranno diritto di rivalsa solamente sul progetto finanziato non potendo aggredire altre attività non afferenti e non influenzanti l'economicità del progetto.

I *Project bonds* permettono di finanziare la realizzazione del progetto fin dalla fase di costruzione dell'opera, la più rischiosa per gli investitori stante l'assenza di flussi di cassa. Per evitare che il rischio della fase di costruzione possa costituire un ostacolo all'emissione di tali strumenti è prevista la prestazione di una garanzia da parte del sistema finanziario, delle fondazioni e dei fondi privati, in modo tale che il rischio non sia assunto interamente dai sottoscrittori delle obbligazioni e dei titoli di debito e sia assicurata maggiore trasparenza alle operazioni e tutela ai sottoscrittori delle obbligazioni e dei titoli.

In uno schema di *Project Financing* tradizionale sono le banche, o un gruppo di esse, che provvedono al capitale necessario alla realizzazione sotto forma di prestiti; tuttavia può accadere che queste praticino condizioni meno favorevoli di quanto farebbero i mercati.

I *Project Bonds* sono obbligazioni emesse da società che realizzano un progetto infrastrutturale o un servizio di pubblica utilità per finanziarne la realizzazione e sono destinati ad investitori istituzionali, dunque consentono il coinvolgimento di capitali privati nel finanziamento di tali opere soprattutto in una fase economica, come quella attuale, in cui le consuete fonti di finanziamento (ad esempio il credito bancario) non consentono una sufficiente disponibilità di risorse.

Le emissioni obbligazionarie sono presenti soprattutto in progetti di grande dimensione dove i costi di emissione possono essere agevolmente ammortizzati nel progetto senza gravare eccessivamente sul *cash flow*. In Italia questa forma di finanziamento è ancora effettivamente poco utilizzata per questo motivo: in un contesto dove il fotovoltaico italiano appare così frammentato, poche sono le realtà che possono essere accostate ad una forma di finanziamento del genere. L'unico esempio riscontrato è costituito infatti esclusivamente dall'impianto di **Montalto di Castro**, in provincia di Viterbo, che può vantare la prima emissione obbligazionaria di progetto al mondo realizzata nel settore del solare (nonché della prima obbligazione di progetto in Italia), per un controvalore di 195,2 mln€. Questa somma è stata utilizzata per finanziare i 51,4 Mw (degli 85 che costituiscono la potenza totale attuale del "maxi-impianto") collegati per primi alla rete nel 2010, anno alla fine del quale è stata realizzata l'emissione.

In sostanza le due forme di finanziamento più utilizzate sono *Project Financing* e *Leasing*. La preferenza tra l'una o l'altra forma è correlata alla singola realtà di riferimento e non dipende soltanto dalla convenienza dell'azienda finanziata, ma anche dal rischio che l'istituto creditore si assume nel finanziare un impianto con determinate caratteristiche. Tipicamente il *Leasing* è preferibile per impianti o portafogli di taglia medio-piccola, in quanto viene deliberato in modo più celere e permette alle società di *Leasing* di diversificare maggiormente il rischio su più impianti. Difficilmente una forma di questo tipo sarà utilizzata per portafogli di dimensione elevata, per i quali il *Project Finance* costituisce la soluzione migliore, permettendo ad un *pool* di banche di condividere il rischio di progetto spalmandolo su più finanziatori.

2.2.3 Finanziamento/Rifinanziamento sul mercato secondario

Le differenti tipologie testè analizzate sono sostanzialmente quelle utilizzate nel primario per il finanziamento di impianti in fase di costruzione o in una fase successiva all'allacciamento. Sul mercato secondario l'investitore decide se acquistare impianti non finanziati,

nel qual caso deve valutare se vi sia convenienza nel finanziarlo e quale sia la forma meno onerosa, o impianti già in possesso di un contratto di finanziamento: in questo caso si deve decidere se mantenere il contratto esistente o rinegoziarne gli obblighi nei confronti delle istituzioni bancarie. Naturalmente la valutazione di questi elementi costituisce un fattore critico di valutazione economico-finanziaria dell'impianto stesso. Queste analisi non possono prescindere dai vincoli imposti dal sistema creditizio nel momento in cui la transazione ha luogo, in quanto gli acquirenti devono essere in grado di poter accedere a condizioni vantaggiose per quanto riguarda il costo del debito. Per subentrare in un finanziamento in essere deve essere prevista contrattualmente la possibilità di modifica delle condizioni relative al finanziamento stesso (i cosiddetti *waivers*, ovvero clausole che devono essere garantite in sede di contrattazione dai soggetti produttori che costruiscono con lo scopo poi di andare a vendere l'impianto sul secondario). Non è sempre vero che, in fase di rifinanziamento, le banche offrano condizioni più vantaggiose ai soggetti acquirenti, nonostante il più delle volte si tratti di investitori riconosciuti nel settore finanziario; può altresì capitare che un impianto sia stato finanziato in condizioni migliori di quelle che qualsiasi operatore potrebbe ottenere attualmente. Nel 2008, a cavallo della crisi, si potevano ottenere finanziamenti il cui costo arrivava a toccare punte minime di 300 bips; ad oggi i costi del debito sono molto maggiori, a fronte di un mercato del credito paralizzato dagli effetti del *credit-crunch* sistemico. Dall'altra parte, nel caso in cui si volessero rivedere i finanziamenti in essere, bisogna valutare attentamente eventuali penali di estinzione legate al contratto. In sintesi l'investitore, in fase di revisione dei contratti di finanziamento in essere, deve quindi valutare il miglior compromesso tra *tasso di rendimento* (**TIR**) e condizioni di subentro. Una dinamica classica è quella di acquisire gli impianti in *full equity*, ovvero facendo ricorso dunque esclusivamente al capitale proprio, per poi rifinanziarsi in una fase successiva portandosi a dei livelli di leva che portino a dei rendimenti più in linea con quelli richiesti dai quotisti. Una volta ottenuto il livello di leva adeguato, con la cassa riveniente si valutano eventuali altri investimenti. Tipicamente i livelli di leva adottati vanno da un 60-40 per gli investitori meno aggressivi, che ritengono che i costi della leva siano eccessivi rispetto ai benefici ottenibili in termini di rendimento, ad un 80-20 per gli investitori che riescono a negoziare condizioni convenienti con le istituzioni finanziarie. Nonostante diversi soggetti auspicherebbero un livello anche più spinto (fino ad un massimo di 90-10), molto dipende poi dalle banche, che in un periodo come quello attuale non concedono quasi mai più di un 75-25, che è poi il livello di leva medio che offrono sul mercato. Un altro motivo per cui potrebbe essere scelto un livello di leva più basso, è quello di voler mitigare il rischio di *default* e *covenant* che in una situazione di leva maggiore potrebbe essere troppo elevato,

andando a ridurre gli impatti di possibili eventi destabilizzanti.

Per quanto riguarda l'utilizzo di *Project Bond* sul secondario bisogna puntualizzare come esistano effettivamente dei titoli *brownfield* destinati a rifinanziare il debito di opere già in esercizio (contrapposti a quelli *greenfield*, la cui raccolta va a finanziare la realizzazione di opere in fase di costruzione). Questa tipologia, che sarebbe un'altra soluzione possibile per gli investitori che si affacciano sul mercato secondario, è per ora esclusa dalla legislazione italiana[26].

2.3 I volumi scambiati sul mercato secondario

Dopo aver fornito un quadro completo sulle tipologie di soggetti operanti all'interno del mercato e sugli strumenti utilizzati per ottenere il capitale necessario agli investimenti, lo scopo del presente paragrafo è quello di andare più nel dettaglio riguardo alle principali transazioni che hanno caratterizzato lo sviluppo del mercato secondario degli impianti fotovoltaici nel corso dell'esercizio precedente. In particolare, dopo aver analizzato le transazioni più rilevanti in termini di volumi e di valore delle operazioni, sarà interessante comprendere da una parte eventuali trend riguardanti i sistemi incentivanti più ambiti dagli investitori, dall'altra verso che direzione si stanno muovendo le acquisizioni in termini di taglia del transato, svolgendo un raffronto con quanto si è visto negli anni precedenti (2010-2011).

2.3.1 Principali Acquisizioni/Vendite

Per non appesantire la trattazione, la tabella contenente i dettagli relativi alla totalità delle transazioni avvenute sul mercato secondario nel corso del 2012 è visibile in *Allegato A*; è interessante analizzare, in *TABELLA 2.5* e *TABELLA 2.6*, chi sono gli operatori che hanno costituito il mercato a partire dal 2010, il primo anno in cui il *business* riguardante gli impianti già connessi alla rete elettrica ha iniziato ad assumere dimensioni rilevanti. Le tabelle suddividono gli operatori di mercato in **soggetti venditori** e **soggetti acquirenti**; la descrizione che seguirà prescindere da una suddivisione così netta, focalizzandosi sulle transazioni più importanti in termini di volume ma anche in termini di caratterizzazione di eventuali *trend* relativi alle diverse tipologie di *players*, completando, con la trattazione di alcuni esempi di rilievo, la rappresentazione più teorica dei soggetti operanti effettuata nel *Paragrafo 2.1*.

In primo luogo si può notare come due fra le maggiori *Multiutilities* italiane (**Acea** e **Hera**) abbiano delle linee strategiche divergenti per quanto riguarda la gestione della potenza fotovoltaica detenuta in portafoglio. Da una parte Hera acquisisce impianti per portare avanti un programma di sviluppo che prevede la crescita di potenza proveniente da fonti rinnovabili funzionale alla strategia di diversificazione del portafoglio[27]. Si tratta comunque di impegni esigui, nell'ordine di qualche Mw, il che potrebbe indicare una strategia attendista e di sviluppo graduale in questa direzione, alla luce di quelli che sono i recenti sviluppi del settore, che rendono abbastanza incerto lo scenario complessivo futuro del solare fotovoltaico. Di ben diversa entità sono le operazioni effettuate

Tabella 2.5: Venditori di impianti sul mercato secondario nel triennio 2010-2012: nazionalità, tipologia e Mw ceduti.

Venditori	Nazionalità	Tipologia società	Mw ceduti*
Absolute Energy Capital LLP	Inglese	Investment/advisoring company	5
Acea	Italiana	Multiutility	32,5
Aion Renewables	Italiana	Epc Contractor, O&M Service	43
Akralux S.r.l.	Italiana	Produttore di componentistica per impianti	4
Alerion	Italiana	IPP (Independent Power Producer)	18,8
ASA Sunpower	Svizzera	Epc Contractor	7,2
Belectric Italia S.r.l.	Tedesca	General Contractor	2
BP Solar	Spagnola	Produttore ed installatore di componentistica	6
Colexon Italia Srl	Italiana/Tedesca	Produttore di componentistica per impianti	1
Degennaro	Italiana	Società immobiliare	20
Deutsche Bank	Tedesca	Investment Bank	6
EDS Infrastrutture S.p.A.	Italiana	General Contractor	9,1
Energheia Italia S.p.A.	Italiana	Epc Contractor, Asset Management	12
Enfinity N.V.	Belga	Epc Contractor	3
Equiter PPP Italia	Italiana	Fondo PPP gestito da Equiter Spa, società di advising del Gruppo Intesa Sanpaolo	5
Euroenergy Spa	Italiana	Epc Contractor	2
Fenergy	Italiana	Controllata di Uniland, holding immobiliare	5
Fondo Copernico	Italiana	Fondo detenuto da Finanziaria Internazionale Alternative SGR	15
Gestamp Solar	Spagnola	Epc Contractor, O&M Service	31
Gruppo Mabo	Italiana	Gruppo edilizio - Epc Contractor	2
Juwi energie rinnovabili S.r.l.	Tedesca	Epc Contractor	4
Kinexia	Italiana	Epc Contractor / Asset management	27
Life Energy S.r.l.	Kuwaitiana	System Integrator, O&M Service	7
La Germana S.r.l	Italiana	-	6
PVB Solutions S.p.A.	Italiana	Total Facility Management	5,3
Ralos Sun Fields	Italiana	Asset management impianti fv	-
Shunda Italia	Italiana	Produttore di componentistica per impianti	5
Solaria	Spagnola	Produttore di componentistica per impianti	8
Solarinvest Development GmbH	Austriaca	Epc Contractor	1
Solarstrom AG	Tedesca	Epc Contractor, Solar Power Producer	9,7
Sorgenia	Italiana	Produttore energia elettrica e gas	19
SunEdison	USA	Produttore di energia solare	70
SunPower	USA	Produttore di energia solare	28
Terna	Italiana	Gestore della trasmissione di energia elettrica	223
TerniEnergia	Italiana	System Integrator	32,4
Toto Group	Italiana	Edilizia infrastrutturale, industriale, civile	24

Acquirenti	Nazionalità	Tipologia società	Mw acquisiti*
Aveleos	Svizzera	Epc Contractor	43,0
Alchimia	Italiana	-	2,0
Allianz	Svizzera	Financial Service Company	6,0
Aravis	Svizzera	Private Equity	6,0
Barclays	Inglese	Financial Service Company	31,0
EDF Energies	Francese	System Integrator (Renewables Energies)	30,4
Epi Energie Pulite S.p.A	Italiana	Investment Company	3,0
ESU (Europe Solar Utility)	Olandese	IPP (Independent Power Producer)	11,3
Etrion	Canadese	IPP (Independent Power Producer)	34,0
First Reserve	Inglese	Private Equity, infrastructure investment firm	70,0
Fondamenta SGR	Italiana	Investment Company	17,1
Fondo Antin	Francese	Fondo detenuto da Antin Solar, di Antin Infrastructure Partners	27,0
Fondo Energheia	Italiana	Fondo di proprietà di Castello Sgr	12,0
Fondo Obton	Italiana/Danese	Fondo gestito da Prisma SGR	1,5
Fondo Real Energy	Italiana	Fondo gestito da Est Capital Sgr	4,0
Fondo Tiziano	Italiana	Fondo di proprietà di Sorgente Group	7,0
Forvei	Italiana/Inglese	Investment Company	13,0
Gruppo Hera	Italiana	Multiutility	4,0
Holding Fotovoltaica S.p.A. (gruppo F2i)	Italiana	Holding di investimento	29,8
Hsbc	Inglese	Financial Service Company	10,0
Jiangsu Zongyi Co. Ltd	Cinese	Holding di investimento	20,7
Luxcara	Tedesco	Investment Company	3,0
Mp Solar B.V.	Olandese	Investment Company	8,0
Platina	Inglese/Gallese	Holding di investimento (Renewable Energy, Private Equity)	25,0
RTR (Terra Firma CP)	Italiana/Inglese	IPP (Independent Power Producer)	298,5
Solar Investment Group	Italiana	Società proprietaria di diversi fondi attivi nel fotovoltaico: S.I.G. I; S.I.G. II; Fund III Real Asset Energy Fund	9,1
Solarig	Italiana	IPP (Independent Power Producer), EPC; O&M Contractor	15,0
Solas Grian Plc	Irlandese	Investment Company	-
Star One	Italiana	Fondo di proprietà di Polis Fondi Sgr e Quercus Renewable Energy	5,0
Sumitomo	Giapponese	Investment Company	9,7
Uniland	Italiana	Holding immobiliare	5,0

*triennio 2010 - 2012

Tabella 2.6: Soggetti investitori sul mercato secondario nel triennio 2010-2012: nazionalità, tipologia e Mw acquisiti.

da Acea, che d'altro canto, potendo contare su una potenza complessiva da fonte solare ben più elevata, sta portando avanti una “strategia di valorizzazione degli asset non strategicamente rilevanti, al fine di perseguire il consolidamento della leadership nelle attività regolamentate”[28]; in altre parole la società sta dismettendo impianti fotovoltaici per ottenere il capitale necessario ad assicurare, in un periodo di evidente difficoltà, una struttura finanziaria equilibrata ed efficiente perlomeno nei business ritenuti a maggior valore aggiunto.

Sul fronte della vendita oltre alle pesanti dismissioni (di cui accenneremo in seguito) di Terna, la società che controlla oltre il 95% della rete elettrica italiana, si evidenzia come i più attivi siano perlopiù soggetti industriali; come si può facilmente osservare un solo fondo di investimento si è trovato a dover vendere potenza detenuta in portafoglio, il **Fondo Copernico** con la cessione di 15 Mw alla società di investimento francese **Platina**, avendo probabilmente colto l'opportunità di capitalizzare una *plusvalenza* dalla vendita di tali *assets*. Si riscontrano dunque politiche di disinvestimento da parte di *EPC Contractor* come **Gestamp Solar**, **Kinexia**, **Solarstrom AG**, *System Integrator* come **TerniEnergia** e **Life Energy S.r.l.** ed infine **IPP (Independent Power Producer)** come le statunitensi **SunPower** e **SunEdison**, e le italiane **Sorgenia** ed **Alerion**. Costituiscono un'eccezione, ma vale la pena di citarle per la rilevanza del volume transato, le operazioni di vendita effettuate da società provenienti dal settore dell'immobiliare puro, come **Toto Group** o il **gruppo Degennaro**.

Con un'ottica differente va vista la vendita di **Aiòn Renewables** nei confronti della partecipata **Aveleos**, la quale non rientra in una strategia di sviluppo e consolidamento della potenza in portafoglio, bensì costituisce un'operazione *infragruppo* tra *parti correlate* con l'esclusiva finalità economica di ottenere una rapida monetizzazione degli *assets* realizzati, in modo tale da riuscire ad adempiere al rimborso di debiti pregressi in una situazione di difficoltà finanziaria rimasta tale nonostante una ristrutturazione del debito effettuata in precedenza[29].

Le considerazioni più interessanti riguardano il *buy-side* del mercato secondario degli impianti. In particolare nelle acquisizioni di portafogli di taglia elevata fanno da padrone soggetti come **RTR** e i francesi di **EDF**, operatori di spicco nel mercato fotovoltaico che stanno consolidando la loro posizione di *leadership* con una serie di acquisizioni dai volumi molto consistenti.

Un esempio virtuoso di sviluppo nel settore è sicuramente costituito da **RTR-Rete Rinnovabile**, il più importante *Independent Power Producer* italiano interamente dedicato al solare fotovoltaico. Questa società, controllata dal noto fondo di investimen-

to inglese **Terra Firma**, ha avuto una crescita decisamente violenta, nascendo a fine 2010 e ritrovandosi a fine 2012 con una potenza in portafoglio di circa 300 Mw, che la rende *leader* europea nella produzione di energia rinnovabile da impianti fotovoltaici per potenza installata. Questa crescita è dovuta ad una strategia basata sull'acquisizione da primari operatori del settore di *asset* di elevato *standing*; sostanzialmente nel corso dei due anni di vita della società le operazioni sono state solo cinque, seppur di dimensioni molto importanti: a fine 2011 vengono acquisiti da Terna 144 Mw in una prima *tranche* costituita da impianti collegati vicino alle sottostazioni ⁵ di proprietà della stessa Terna; successivamente viene chiusa un'altra operazione con Sorgenia, per un totale di 19 Mw; viene poi completata, sempre nel 2011, con una seconda *tranche* da 78 Mw, la transazione con Terna, raggiungendo a fine 2011 una potenza di 241 Mw; nel 2012 vengono effettuate altre due operazioni, la prima col **Gruppo Toto**, comprando un impianto diviso in due sezioni, per un totale di 24 Mw e poi l'ultima grande operazione con *Acea* chiusa proprio sul finire dell'anno, per 32,5 Mw (divisi in 31 impianti).

Tra le transazioni più rilevanti spicca l'acquisto, nel 2010, dei due più grandi parchi impianti su suolo italiano: l'impianto di **Rovigo**, rilevato da **First Reserve**, noto fondo inglese di *Private Equity*, e quello di Montalto di Castro, con circa 28⁶ degli 85 Mw totali acquisiti da **Etrion**, *Independent Power Producer* canadese.

Nel mercato degli impianti di taglia medio-piccola, invece, si osserva il fenomeno in crescita, già evidenziato, delle operazioni da parte dei fondi di investimento, che nel 2012 hanno effettuato acquisizioni per allocare il capitale sottoscritto dai soci quotisti.

2.3.2 Il valore del transato

La *figura 2.7* mostra una fotografia del valore del transato nel triennio 2010-2012 accostando il valore della potenza totale scambiata al rispettivo valore in termini monetari della stessa. Quello che salta subito all'occhio è un valore molto alto, nel corso del 2011, del valore monetario del transato rispetto all'anno precedente ed a quello successivo; questo *spike* è dovuto alla transazione, analizzata in precedenza, che ha visto *Terra Firma*, tramite la controllata *RTR-Rete Rinnovabile*, acquisire in due differenti *tranche* gli *assets* di proprietà di Terna per un totale di 144 Mw ed un rispettivo controvalore di circa 641 mln€.

⁵Per *sottostazioni* si intendono i nodi della rete di trasmissione elettrica, localizzati in prossimità di un impianto di produzione, nel punto di consegna all'utente finale e/o nei punti di interconnessione tra le linee.

⁶In *TABELLA 2.6* i 34 Mw acquisiti da *Etrion* comprendono altri 6 Mw acquisiti da *Deutsche Bank*, per maggiori dettagli si rimanda all'*ALLEGATO A*.

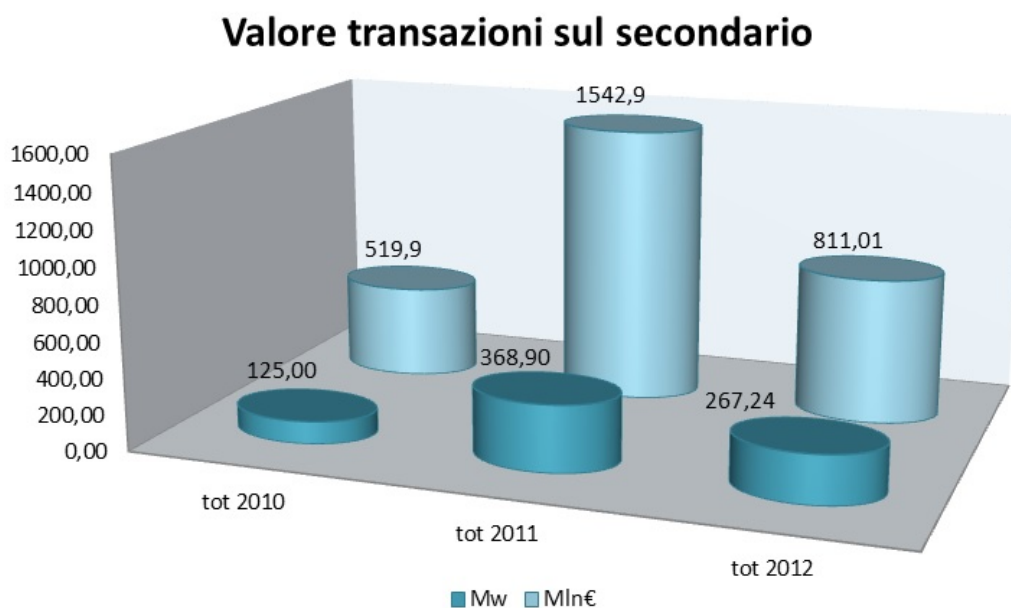


Figura 2.7: Valore totale delle transazioni su secondario nel triennio 2010-2012 [Mw transati; mln€].

Valutando ragionevolmente questa operazione come un *outlier*, se la si compara al volume delle altre avvenute nel medesimo esercizio, ci si può riferire per le successive analisi al grafico in *figura 2.8*, epurato dai valori relativi a tale operazione. In questo grafico è ben più chiara l'evidenza di un naturale *trend* di mercato che si sta delineando con il passare del tempo: il valore dei volumi transati in termini di potenza è in aumento mentre, in controtendenza, si riscontra una diminuzione del valore transato in termini monetari.

Intervallo di variazione	Fattore variazione Mw	Fattore variazione Mln€
2010-2011	79,92%	73,48%
2011-2012	18,83%	-10,08%

Tabella 2.7: Variazione nel biennio 2010-2011 e 2011-2012 della potenza transata e del rispettivo valore monetario, senza transazione Terra Firma/Terna.

A supporto di questa affermazione, la *TABELLA 2.7* mostra come il coefficiente di variazione, positivo e sostanzialmente simile nel biennio 2010-2011 per entrambe le grandezze, mostri un segno negativo per quanto riguarda la variazione di valore in mln€ del transato

Valore transazioni sul secondario

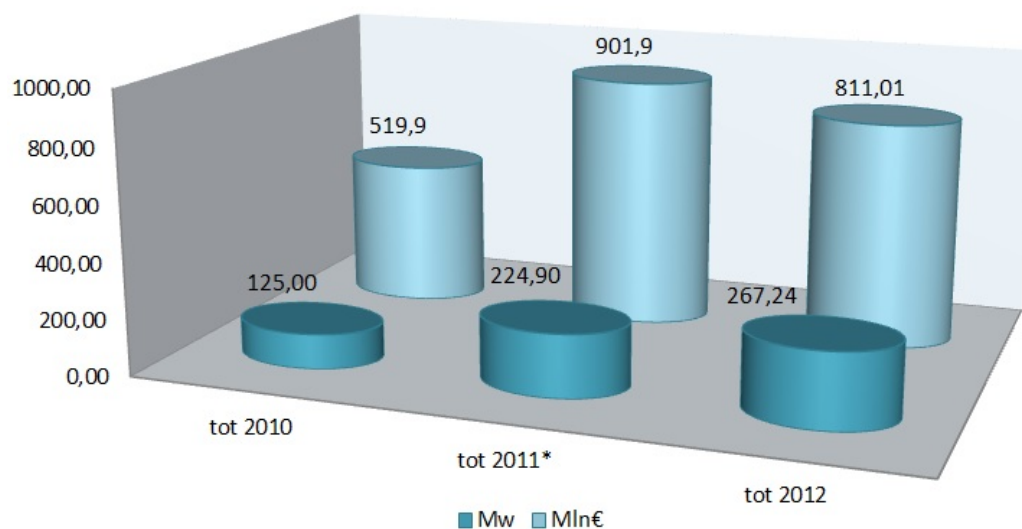


Figura 2.8: Valore totale delle transazioni su secondario nel triennio 2010-2012 [Mw transati; mln€], senza transazione Terra Firma/Terna.

nel passaggio dal 2011 al 2012. Per meglio capire a cosa sia dovuta questa inversione di tendenza si può fare riferimento ai grafici in *figura 2.9 e 2.10*. Nel primo è rappresentata una stima di come varia il valore degli impianti (funzione di tutta una serie di variabili strutturali, nonché esogene, che ne condizionano la produttività e, di conseguenza, il valore intrinseco) a seconda del Conto Energia con la quale vengono incentivati; è questo, infatti, il parametro che più ne condiziona il valore di mercato agli occhi degli investitori, in quanto impatta direttamente sui *cash flows* e, conseguentemente, sulla redditività finanziaria; nel secondo grafico viene suddivisa la potenza transata nei diversi esercizi sempre in base al Conto Energia. Da notare come in *figura 2.9* la forchetta sia molto più elevata per gli impianti che beneficiano del Quarto Conto, caratterizzato da una brusca rivisitazione al ribasso delle tariffe incentivanti a cavallo tra i due semestri del relativo esercizio di entrata in vigore. Il quadro complessivo che se ne ricava è quello di una progressiva diminuzione sul mercato di impianti incentivati con Conti Energia più convenienti (Secondo e, in proporzione sul totale, Terzo Conto), in quanto acquisiti nei primi anni di sviluppo del mercato secondario dai *first mover* del settore o per una banale mancanza di propensione alla vendita di *assets* considerati ad alto valore da parte dei diretti titolari; gli investitori sono costretti dunque a muoversi verso tipologie di impianti relativamente meno redditizi, ovvero impianti incentivati con il Quarto Conto Energia. Non si registrano *deal* sul secondario riguardanti impianti che beneficiano del

Quinto Conto Energia, ritenuto dai più un investimento che non rispecchia i *target* di rendimento prefissati dalla maggior parte degli operatori acquirenti.

Valori limite	secondo CE	terzo CE	quarto CE	Grid Parity
upper bound	4,20	3,80	3,00	1,05
lower bound	4,00	3,23	1,80	0,70
gap	0,20	0,57	1,20	0,35

Tabella 2.8: Valore medio degli impianti transati suddivisi in base al Conto Energia relativo.

Valore medio impianti (mln€/Mw)

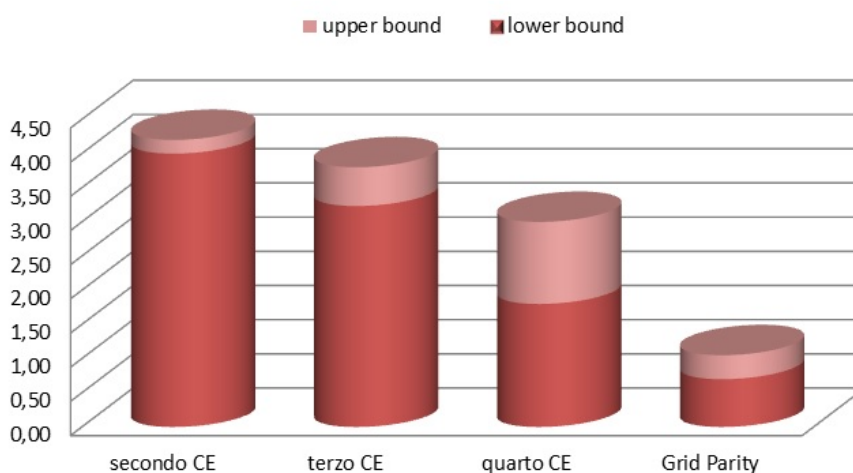


Figura 2.9: Rappresentazione del *range* di variazione del valore medio degli impianti transati incentivati con il medesimo Conto Energia.

Per concludere la panoramica delineata da questo secondo capitolo si fornisce infine una rappresentazione (*TABELLA 2.9*) dei principali attori presenti sul mercato del solare fotovoltaico in Italia. La tabella in questione è frutto di una rielaborazione di una *survey* precedentemente condotta sul settore e relativa al 2011, aggiornata tenendo conto delle operazioni riscontrate sul mercato secondario dalla presente analisi. L'obiettivo di tale classificazione è quello di fornire un quadro complessivo di come si è mosso il settore nell'ultimo esercizio e di quali sono e saranno gli operatori che si contenderanno nell'immediato futuro quote di un mercato che vedrà diminuire il tasso di espansione, fino ad ora favorita dai lauti incentivi, ed aumentare il grado di concorrenza.

Il totale della potenza detenuta dagli operatori elencati, i principali sul mercato, è pari a circa il 7% dell'installato totale sul territorio italiano. Volendo circoscrivere il mercato

Numero di transazioni (per Conto Energia)

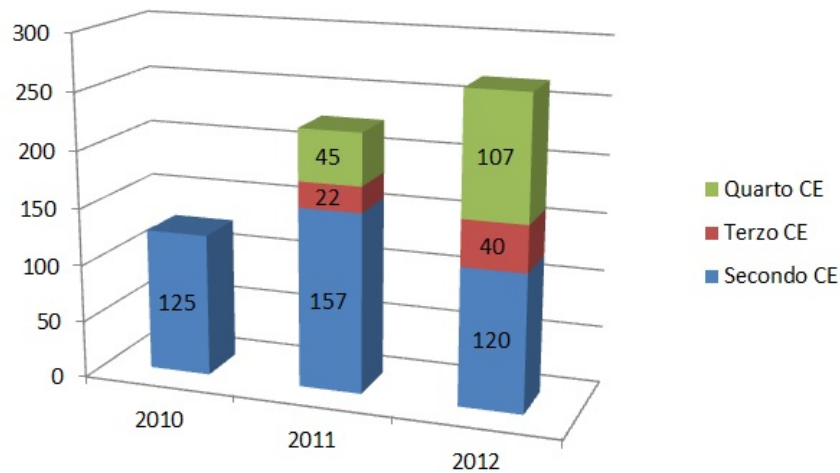


Figura 2.10: Potenza transata nel triennio 2010-2012 suddivisa in base al Conto Energia di incentivazione degli impianti.

potenziale di riferimento di questi operatori, si può rapportare tale valore a quello della potenza aggregata degli impianti di taglia superiore ad 1 Mw⁷, considerando che raramente gli investitori del mercato secondario si interessano a taglie inferiori: in questo caso la percentuale sale al 33,5%, ovvero poco più di un terzo del mercato disponibile. Si può affermare dunque che, stante il freno del mercato primario di costruzione di nuovi impianti, di cui si è parlato ampiamente, il mercato secondario presumibilmente vedrà, su un orizzonte di breve, un'attività paragonabile a quella degli ultimi anni con una progressiva decrescita nel medio-lungo termine. Secondo gli operatori intervistati il mercato secondario si attesta su un valore complessivo di circa 4 Gw in termini di potenza per un controvalore monetario di circa 12-13 mld€. Queste misure sono coerenti con la *vision* finora delineata, in quanto il valore di potenza aggregata degli impianti da 1 Mw (circa 5 Gw), al netto della potenza posseduta dai *players* elencati fornisce un dato analogo.

⁷Si veda *Capitolo 1*, paragrafo *'Il mercato Italiano*

Proprietario	Nazionalità	MW
Terra Firma (RTR)	Inglese/Italiana	298
9Ren	Italiana/Spagnola	89
PPP Italia (Equiter)	Italiana	80
Aes Solar	Inglese	79
Holding Fotovoltaica	Italiana	70
Forvei/Vei Green	Italiana	65
Solarig	Italiana/Spagnola	64
Etrion Corporation	Svizzera	60
Solar Investment Group	Italiana	58
Antin Solar	Francese	43
Tre Solar	Italiana/Francese	38
KGAL Real Investment	Tedesca	34
Eoxis	Inglese	33
Blarclays Infrastructure Fund	Inglese	31
Castello SGR	Italiana	27
Est Capital SGR	Italiana	24
Platina Partners	Inglese	25
Jiangsu Zongyi Co. Ltd	Cinese	22
Fondamenta	Italiana	17,1
	tot	1157,1

Tabella 2.9: Principali proprietari di potenza da solare fotovoltaico in Italia a fine 2012.

Capitolo 3

La valutazione degli investimenti

In questo capitolo l'obiettivo è quello di andare ad indagare più nel concreto e nel dettaglio quelle che sono le determinanti che spingono gli operatori ad investire nel settore del solare fotovoltaico attraverso il mercato secondario. La seguente analisi propone dunque una prima parte, in cui vengono approfondite le caratteristiche esplorate dai potenziali investitori per determinare l'effettiva **bancabilità dell'impianto** oggetto di interesse, ed una seconda dove viene presentato un caso concreto in cui tali caratteristiche vengono tradotte in termini numerici tramite il calcolo degli indicatori necessari alla corretta valutazione dell'investimento.

3.1 Le determinanti del valore delle transazioni

Prima di passare in rassegna quelli che sono i parametri sui quali la società acquirente basa la valutazione dell'investimento, è necessario innanzitutto avere ben chiaro quali sono gli *steps* che portano all'acquisizione vera e propria dell'impianto. L'*iter* tipico di acquisto di un impianto sul mercato secondario segue sostanzialmente un procedimento *standard* dalle fasi iniziali alla fase di *closing*.

- 1. Manifestazione di interessi** : è la fase iniziale di incontro con i soggetti venditori; in taluni casi è il soggetto acquirente a ricercare la controparte, in altri sono i venditori stessi che si propongono direttamente contattando l'investitore;
- 2. Fase di *scouting*** : è una fase di selezione iniziale delle migliori opportunità che si basa su una valutazione preliminare più qualitativa del soggetto proponente e una prima analisi tecnica dei parametri fondamentali (verifica dei dati di *input* del modello);

3. **Fase di *due diligence*** : vengono effettuate le *due diligence* di natura *tecnica, legale* ed *assicurativa*, parallelamente ad un'operazione di preistruttoria bancaria: è il momento di analisi della controparte più importante, fondamentale per la valutazione complessiva dell'investimento e della bancabilità dello stesso.
4. **Trattativa** : nel caso in cui la fase di *due diligence* abbia dato riscontri positivi, si entra in trattativa per la compravendita e la stipula di un "*indemnity agreement*".
5. **Chiusura della negoziazione con le banche** : vengono definiti i termini contrattuali ultimi per l'eventuale strutturazione del debito e rifinanziamento dell'impianto.
6. **Closing dell'operazione** : avviene in questa fase l'effettivo trasferimento della titolarità dell'impianto (o della *SPV* proprietaria) in capo all'investitore acquirente, con la definizione dei termini contrattuali relativi ai servizi di *O&M* e di *asset management* connessi all'*asset* stesso.

La fase di *scouting* iniziale è volta alla ricerca di determinati *target* di venditori caratterizzati da un elevato *standing*, il cui *brand* sul mercato sia già una prima fonte di garanzia riguardo l'affidabilità degli impianti e della sostenibilità delle *performance* nel tempo; come già descritto nei capitoli precedenti si tratta tipicamente di società che posseggono diversi Mw di potenza in portafoglio, nonché una consolidata esperienza nel settore.

In *figura 3.1* sono rappresentate le principali fasi costituenti l'analisi di bancabilità del progetto: come già accennato la prima fase è una semplice **descrizione qualitativa del progetto** stesso, con lo scopo di farsi una prima impressione riguardo l'affidabilità dell'operatore offerente (*track record* della società, valutazione del *Business Plan*); a questa seguono le fasi di *due diligence* seguite a loro volta da una valutazione puramente quantitativa del **modello finanziario** che deriva dall'analisi delle grandezze sondate nelle fasi precedenti e che impattano sul risultato d'esercizio dell'impianto stesso ¹.

La prima fase davvero rilevante ai fini della valutazione della bontà dell'investimento risulta dunque la *fase 3*. La *due diligence* tecnica e quella legale sono imprescindibili per svolgere un'analisi a tutto tondo della società *target*. Lo scopo è quello di andare

¹In questo paragrafo ci si concentrerà sulle prime due fasi; per l'analisi quantitativa si demanda al caso studio presentato successivamente.

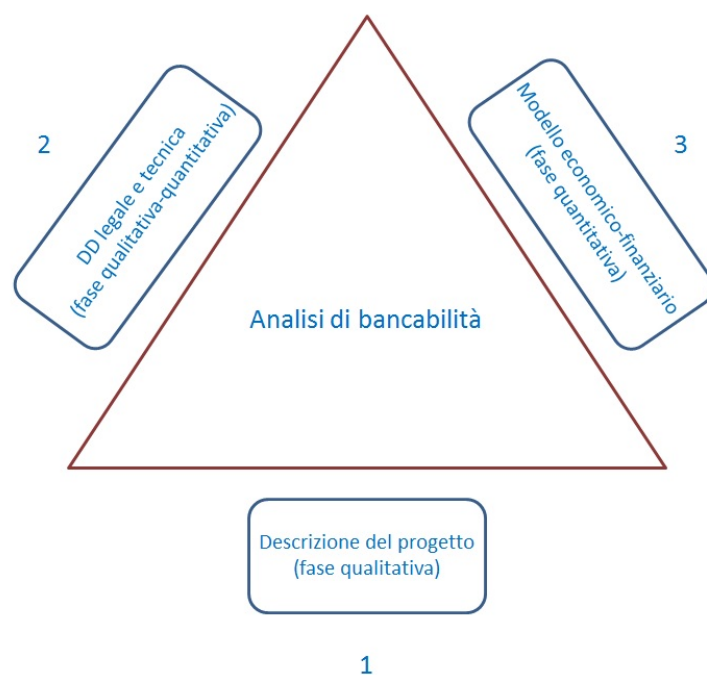


Figura 3.1: Descrizione delle fasi caratteristiche di un'analisi di fattibilità.

ad indagare quelli che sono i potenziali fattori di rischio riguardanti tutti gli aspetti caratteristici della società proprietaria e dell'impianto da essa detenuta, che possono incidere sulla bancabilità dello stesso, requisito di fondamentale importanza per ottenere il finanziamento. Inoltre è una fase essenziale per poter ottenere le informazioni ed i dati necessari a costruire una struttura del progetto robusta attraverso il modello finanziario adatto a supportare l'analisi di sensitività.

Escludendo alcuni casi in cui viene preferito gestire internamente alcuni aspetti, entrambe le *due diligence* vengono solitamente delegate ad *advisor esterni* di *primario standing*, che si avvalgono del *know-how* maturato nel settore per fornire un'adeguata consulenza al soggetto acquirente. In molti casi si tratta di soggetti di fiducia delle banche stesse; queste ultime, avendo ormai un'esposizione molto importante all'interno del settore (nell'ordine dei miliardi di €), operano in stretto contatto con i consulenti più esperti nella valutazione delle controparti in questo tipo di operazioni, proprio per ridurre al minimo il rischio dovuto ad eventuali problemi di natura finanziaria da un lato, tecnico-operativa dall'altro. Il ruolo delle banche è fondamentale in quanto è ad esse che spetta l'ultima parola nella valutazione finale della finanziabilità o meno dell'impianto oggetto di *due diligence*.

Nella *fase 3*, parallelamente ai processi di *due diligence* delegati a terzi, l'*iter finanziario*

seguito dalla banca prevede le seguenti fasi:

1. Presentazione del progetto ad una o più banche tramite un *Information Memorandum*;
2. *Feedback* da parte della banca con l'invio di un *Term Sheet* e un *Mandato di Arranging* (strutturazione del finanziamento) con termini soggetti all'esito positivo delle *due diligence*;
3. Negoziazione del *Term Sheet* e del *Mandato di Arranging* e firma degli stessi ;
4. Delibera della banca sul finanziamento contenenti i documenti relativi alle fasi precedenti (due diligence, strutturazione, firma) ed erogazione del finanziamento.

3.1.1 Due Diligence e Gestione del Rischio

Due Diligence Legale

La società acquirente viene assistita in questa fase da studi legali esterni, che si occupano sostanzialmente di raccogliere il maggior numero di informazioni utili sulla società offerente, per comprendere se vi siano gli effettivi elementi di fattibilità della cessione, o se sussistano elementi di criticità che possano comprometterne il buon esito, costruendo una solida base sulla quale possano essere negoziate eventualmente le condizioni contrattuali relative all'operazione. Tali informazioni vogliono indagare l'effettiva situazione economica, finanziaria e patrimoniale della società *target*, ma anche gli aspetti organizzativi e la contrattualistica preesistente che indica quali sono i rapporti con eventuali altri soggetti che forniscono un contributo alla normale e corretta attività della società. I principali contratti vagliati in fase di *due diligence legale*

- Contratto di **EPC**
- Contratto di *Operation&Maintenance*
- Contratto di **sorveglianza**
- Contratto di **concessione dei diritti di superficie / contratto di compravendita**

- **Convenzione con il GSE** ed eventuali convenzioni di ritiro dell'energia elettrica
- **Accordo di interconnessione**

A tal proposito è di estrema rilevanza l'analisi dei contratti di '*Operation and Maintenance*' che legano l'*O&M contractor* all'impianto, e la contrattualistica riguardante eventuali soggetti ai quali viene delegata la gestione amministrativa dell'impianto stesso (*asset management*). Nei primi due anni di vita dell'impianto la tendenza è quella di mantenere come *O&M contractor* il costruttore (EPC) che tipicamente va a vendere l'*asset* sul mercato secondario e che ha le competenze interne per svolgere questa attività, o più in generale il soggetto definito per la fornitura del servizio successivamente alla stipula del **PAC** (*Provisional Acceptance Certificate*); questo accade in quanto esiste un periodo biennale di garanzia dell'impianto, dal **PAC** al **FAC** (*Final Acceptance Certificate*), entro il quale devono essere garantite dal costruttore le condizioni ottimali per il corretto funzionamento dell'impianto e per un'adeguata producibilità dello stesso. Al concludersi di tale periodo il proprietario può valutare un eventuale sostituzione, affidando la fornitura del servizio di *O&M* ad un altro operatore più idoneo. Per quanto riguarda la parte amministrativa dell'impianto, è altrettanto rilevante il riconoscimento di un *asset manager* competente che si occupi delle attività tipiche della gestione dell'*Spv*: fatturazione, pratiche con UTF², trattative con enti locali, comunicazioni, reportistica in sede autorizzativa, rapporti con enti pubblici, autorizzatori ed operatori del mercato elettrico (Gse, Enel, ...). È dunque di cruciale importanza valutare l'affidabilità di questi soggetti (*O&M contractor* e *asset manager*) per assicurarsi che le performance dell'impianto siano sostenibili nel tempo.

Due Diligence Tecnica

Viene svolta da *advisor* tecnici specializzati ed ha lo scopo di analizzare i parametri che rispecchiano l'operatività dell'impianto. Le principali fasi che caratterizzano tale processo sono le seguenti:

- Verifica coerenza del prezzo dell'impianto con la tipologia e la taglia;
- Verifica *Track record* dell'*Epc contractor* e di eventuali subfornitori;

²Gli UTF (Uffici Tecnici di Finanza) sono un organismo italiano facente capo all'agenzia delle dogane; essi svolgono servizio di accertamento tributario, amministrativo-contabile e tecnico-fiscale stabilito dalle leggi sulle imposte di fabbricazione ed imposte erariali di consumo.

- Verifica affidabilità della componentistica;
- Calcolo della producibilità energetica e del *Performance Ratio*;
- Analisi dello stato autorizzativo e dello stato della rete elettrica;
- Analisi dei dati catastali, stima del valore della proprietà e del diritto di superficie;
- Analisi di criticità specifiche (fattori esogeni che caratterizzano l'ambiente circostante e la locazione dell'impianto).

Il giudizio finale sulla bancabilità dell'impianto può dipendere dall'esito di vere e proprie **verifiche strumentali** svolte sul campo per avere un riscontro diretto sull'effettivo valore dei parametri tecnici.

Caratteristica del settore del solare italiano è quella di vedere, in molti casi, l'ingresso molto approssimativo sul mercato di operatori che hanno intravisto la possibilità di approfittare di un investimento reso appetibile dal generoso sistema di incentivazione, nonostante non avessero le competenze necessarie per intraprendere un'iniziativa imprenditoriale di questo tipo. In questo senso le principali criticità in cui le banche possono incorrere nel corso di queste fasi di verifica della bancabilità riguardano molto spesso fattori riguardanti problematiche amministrative, l'inesperienza degli sviluppatori ed installatori, la non bancabilità degli *EPC Contractor*, dovuta ad eventuali condizioni economico-finanziarie non favorevoli, la proposta di *business plan* incompleti e mal presentati, problematiche relative alla contrattualistica dei progetti. A conclusione dei processi di *due diligence*, che si concludono con il rilascio di rapporti a favore dalla banca committente, quest'ultima identifica dunque quelle che sono le fonti di rischio³ e, sempre avvalendosi dei propri consulenti, procede ad allocarli nell'ambito della struttura contrattuale del progetto, riflettendoli nei contratti di progetto o nei contratti di finanziamento (**contratto di finanziamento e *security package***). I contratti di progetto sono quelli oggetto di disamina in ambito di *due diligence legale* elencati in precedenza. Il contratto di finanziamento contiene elementi e clausole a protezione della ragione del credito fornito dalle banche. Sono i cosiddetti "*mitigants*" finanziari e comprendono generalmente le seguenti voci:

- **DSCR** (*Debt Service Coverage Ratio*) e **DSRA** (*Debt Service Reserve Account*): indici che misurano il livello di cassa che rimane all'interno del progetto (nei conti della *SPV* coperti da pegno a favore delle banche)⁴;

³Per ulteriori specificità riguardo i fattori di rischio si veda il *Paragrafo* successivo

⁴Per maggiori dettagli su questi indici si faccia riferimento al *Paragrafo 2*.

- **Margine:** remunerazione del rischio delle banche;
- **Hedging:** isola il progetto dal rischio di fluttuazione del tasso di interesse;
- **Durata del finanziamento ed eventuale clausola di “cash-sweep”**, dove per “cash-sweep” si intende un meccanismo in base al quale tutti (o quasi) i fondi disponibili dopo il pagamento delle spese operative sono utilizzati interamente per ridurre l'importo del debito; il “quasi” indica il caso in cui questo meccanismo può essere oggetto di contrattazione con la banca in modo da trovare il giusto equilibrio per entrambi. Infatti da una parte questo accordo può portare ad una riduzione del tempo di ammortamento del debito, con una diminuzione del totale degli oneri finanziari da riconoscere alla banca ed un aumento del **VAN** (*Valore Attuale Netto*), dall'altra porta ad una diminuzione della cassa iniziale da parte del concessionario del debito, con conseguente diminuzione del **TIR** (*Tasso Interno di Rendimento*)⁵. Si tratta dunque di un *trade-off* che deve essere attentamente valutato in sede di valutazione del finanziamento tra le parti in causa;
- **Impegni della SPV:** dichiarazioni di impegno e di garanzia, le cosiddette *Reps and Warranties* e i *covenants*⁶;
- **Gli inadempimenti e relative conseguenze:** i cosiddetti *EoDs* (*Events of Default*), i quali se non “curati” entro i relativi “*grace periods*”⁷ (ove previsti) comportano la risoluzione o la cancellazione del contratto di finanziamento;
- **Le Reserved Discretions**, ovvero le decisioni soggette ad approvazione delle banche.

Il **Security Package** definisce i seguenti atti di garanzia a carico della **SPV**:

- Ipoteca sui terreni di proprietà e sui diritti di superficie
- Privilegio speciale sull'impianto e sugli altri beni immobili
- Pegno e cessione dei diritti

⁵Considerazioni simili erano state affrontate nella sezione riguardante il *Leasing*, *Paragrafo 2.2.2*

⁶Con il termine *covenant* si indica un accordo che intercorre tra un'impresa e i suoi finanziatori, che mira a tutelare questi ultimi dai possibili danni derivanti da una gestione eccessivamente rischiosa dei finanziamenti concessi.

⁷Con “*grace period*” si indica il periodo di tolleranza dalla data di scadenza di un pagamento di un prestito in cui non vengono ulteriori interessi per il ritardo.

- Pegno sui conti bancari
- Appendici di vincolo sulle polizze assicurative

Lo scopo di questi atti e documenti è da ricercarsi nel fatto che le banche vogliono proteggersi con tutte le garanzie ottenibili dal progetto e dalla società di progetto, le quali vengono di fatto “*ringfenced*”(isolate verso l'esterno).

L'individuazione dello specifico *Security Package* di progetto costituisce l'aspetto più complesso di qualsiasi operazione di *finanza di progetto*, in quanto questo costituisce il principale strumento che deve garantire alle banche il recupero dei capitali resi disponibili per la società veicolo. Per perseguire il corretto **equilibrio economico finanziario** è necessario che un progetto sia **economicamente conveniente** (redditizio) e, nello stesso tempo, **finanziariamente sostenibile** (bancabile). I principali indicatori finanziari utilizzati per misurare la convenienza economica di un progetto sono il **TIR** (*Tasso Interno di Rendimento*) e il **VAN** (*Valore Attuale Netto*), mentre per misurare la sostenibilità finanziaria gli indici tipici sono **DSCR** (*Debt Service Coverage Ratio*) e **LLCR** (*Loan Life Coverage Ratio*). Per meglio comprendere nel dettaglio queste grandezze, nel *Paragrafo* successivo viene presentato un caso reale di valutazione di un impianto fotovoltaico, evidenziandone tutti i parametri quantitativi che concorrono al calcolo degli indicatori di cui sopra.

Prima di presentare il caso si vuole, infine, chiudere il quadro fornendo un'idea di quelli che sono i **rischi residui** che rimangono in capo al proprietario dell'impianto al concludersi dell'intera operazione di acquisizione dell'*asset*, e quali sono i principali strumenti utilizzati per coprirsi (ove possibile) da tali rischi.

Gestione ordinaria del rischio

Rispetto alla gestione dei rischi che si riscontra nelle fasi, tipiche del mercato primario, di progettazione, costruzione e connessione alla rete, sul secondario il rischio è decisamente minore. Infatti vengono meno le componenti industriale ed operativa, nonché quella relativa al complesso *iter burocratico* che accompagna la costituzione di tutta la contrattualistica necessaria per le fasi di iscrizione a registro e successivamente di allaccio alla rete elettrica; il rischio residuo che l'acquirente sul mercato secondario si ritrova a dover gestire *ex post* è molto basso, essendo l'impianto fotovoltaico dotato di una tecnologia relativamente poco complessa, la quale non richiede una frequente ma-

nutrizione ordinaria della componentistica. Le principali fonti di rischio cui il nuovo proprietario deve far fronte sono quelle tipiche della gestione ordinaria dell'impianto:

- **Mancata e/o minore produzione.** Sono numerosi i fattori che impattano su questa tipologia di rischio: può essere dovuta a fattori esogeni per loro natura variabili come il livello di insolazione giornaliero, o eccezionali come il verificarsi di eventi catastrofici o problemi alla rete elettrica cui è connesso l'impianto o ancora (non troppo infrequenti, soprattutto nel Sud Italia) furto della componentistica; a livello endogeno potrebbe essere causata da malfunzionamenti improvvisi o livelli di obsolescenza maggiori, non correttamente previsti in sede di definizione delle specifiche.
- **Revoca autorizzazioni e permessi.** È il rischio relativo all'invalidazione di determinati impegni contrattuali dovuta all'inosservanza di alcune specifiche e scadenze richieste dalle autorità regolanti il settore. Ne costituisce un esempio la possibilità, da parte del *GSE*, di escludere da registro il titolare dell'impianto qualora vengano riscontrate eventuali anomalie nella fase di accertamento della documentazione riguardante le procedure di connessione (spesso effettuate con approssimazione laddove queste vengano effettuate ai limiti delle scadenze imposte dal Gestore per l'iscrizione a registro degli impianti).
- **Rischio regolamentativo:** è il rischio più temuto dagli investitori che si affacciano in questo settore; nel corso degli anni si è assistito infatti a diversi cambi di regolamentazione riguardo l'incentivazione degli impianti, che hanno modificato e stravolto radicalmente le previsioni di redditività dell'investimento effettuate nelle fasi di ingresso sul mercato.
- **Rischio sistemico:** vale la pena di considerare questo fattore, mai citato da nessuno in quanto ritenuto statisticamente poco probabile; in un periodo politicamente così critico per il nostro Paese, in cui la ripresa economica è strettamente correlata al perseguimento di politiche di *austerità*, ovvero di inevitabili tagli alla spesa pubblica per ridurre il *deficit*, non tanto irrealistica potrebbe rivelarsi la possibilità che tali tagli possano ripercuotersi anche sull'oneroso sistema di incentivazione messo in piedi in questi anni.

I principali strumenti in capo all'operatore per tutelarsi da tali rischi (si tratta prevalentemente di leve *ex ante*) sono i seguenti, in ordine di priorità di valutazione:

- **Esperienza dell'*EPC Contractor* e/o dell'*Asset Manager* e garanzie offerte.** Come accennato in precedenza è di fondamentale importanza scegliere a priori degli interlocutori che abbiano un'esperienza riconosciuta nel settore e che forniscano adeguate garanzie di producibilità; queste ultime sono definite dai cosiddetti *performance bond*, i quali garantiscono appunto l'integrità dell'impianto e le *performance* dichiarate in fase progettuale.
- **Due Diligence** (si veda quanto detto in precedenza).
- **Polizze Assicurative:** vengono stipulate per tutelarsi dagli eventi di natura esogena, come i rischi, già esposti in precedenza, di catastrofe nonché di furto e danneggiamento; generalmente la formula utilizzata è quella dell'*All risks*, ovvero un pacchetto unico che comprenda l'assicurazione totale di tutti i rischi compresi in questa categoria. In molti casi sono contratti già presenti all'atto dell'acquisto dell'impianto sul secondario, ma non sono infrequenti i casi in cui è l'investitore stesso che deve effettuare uno *scouting* sul mercato, ricercando la compagnia assicurativa che offra la migliore soluzione al miglior prezzo.
- **Equity/supporto dei soci:** è l'unico strumento *ex post*, l'ultimo utilizzato in casi straordinari di difficoltà qualora il concretizzarsi dei rischi non possa essere assorbito con un rapido ritorno alle condizioni di normale operatività.

Da puntualizzare come alcuni di questi rischi non possano essere affatto coperti con alcuno degli strumenti appena analizzati: è il caso dei rischi **regolamentativo** e **sistemico**, cui si può far fronte solo qualora si possa contare su un'adeguata **diversificazione degli investimenti** in altri *business* e/o altri mercati.

3.2 Caso di valutazione di un investimento

Nel presente paragrafo si analizzerà un caso reale di valutazione di un progetto fotovoltaico. Il caso di investimento⁸ seguente, realizzato grazie all’ausilio delle informazioni recepite dalle aziende intervistate, riguarderà un impianto da 1 MW, una delle taglie più comuni sul territorio italiano⁹, nonché tra le più ricercate dagli investitori sul mercato secondario nel 2012 (si veda *figura A.3* in *ALLEGATO A*). A prescindere da quelli che sarà la bontà delle grandezze calcolate e la correttezza di alcune voci, molte delle quali soggette a variazioni dovute a cambiamenti normativi succedutisi nel corso degli anni, l’interesse di tale studio sarà quello di comprendere quali siano i parametri che impattano sul calcolo dei *cash flows* caratteristici, dunque sugli **indicatori** che servono per determinare il soddisfacimento o meno dei criteri, precedentemente indicati, di **redditività economica** e di **sostenibilità finanziaria** dell’investimento.

In *Tabella 3.1* vengono mostrati i dati¹⁰ relativi all’impianto e al finanziamento che è stato necessario per poter reperire il capitale necessario all’investimento. Si tratta, come detto, di un impianto da circa 1 MW di potenza, finanziato con una leva di 80-20 (80% debito, 20% *equity*), la più comune nei rifinanziamenti effettuati sul mercato secondario¹¹. L’investimento totale racchiude principalmente tre voci di costo:

1. Pacchetto autorizzativo (comprendente tutte la documentazione relativa alle richieste di costruzione e allaccio alla rete elettrica);
2. Costo del diritto di superficie;
3. Pagamento relativo all’*EPC Contractor* - costo chiavi in mano (o “*turn key*”) dell’impianto.

L’impianto in questione è finanziato tramite *Leasing*, il che richiede, come già visto in precedenza, una quota di capitale proprio pari almeno al 20% dell’importo finanziato; non è dunque atipico che questa quota venga di fatto a coincidere, in questo caso, proprio con il *maxicanone* richiesto inizialmente dalla società locatrice. Le altre voci in *TABELLA 3.1* sono:

⁸Si tratta di un caso reale di investimento da parte di una *start-up* che ha realizzato un impianto a terra nel Sud-Italia a fine 2011 con una tariffa incentivante relativa al Terzo Conto Energia, come è possibile dedurre dal *feed-in premium* in *TABELLA 3.5*.

⁹La potenza totale degli impianti su territorio italiano di potenza compresa tra 900 e 1100 kW corrisponde a circa il 22% del totale

¹⁰Tali dati sono stati forniti assieme al modello stesso dall’azienda intervistata

¹¹Si veda *Paragrafo 2.2.3*.

- La **producibilità dell'impianto**: è un parametro tecnico, sintesi di una serie di caratteristiche tecnologiche ed ambientali (tipologia di *inverter*, irraggiamento del sito dove viene costruito l'impianto, esposizione verso una determinata direzione cardinale, angolo di *azimut*, angolo di inclinazione, perdite di sistema, ombreggiamento, ...);
- **Decadimento delle prestazioni** dell'impianto: è un parametro garantito dal costruttore;
- **Euribor a 3 mesi e Spread**: sono le componenti che concorrono al calcolo del *tasso di interesse* richiesto dall'istituzione finanziatrice per il calcolo della quota periodica a rimborso del debito contratto; è necessario puntualizzare come nell'ultimo periodo si sia assistito ad una forte diminuzione del tasso *Euribor* (dal 2,86% di inizio 2009 all'attuale 0,22%) accompagnata parallelamente da un aumento consistente dello *Spread* (variabile a seconda della tipologia di finanziamento, ma sostanzialmente superiore a quota 5%), quest'ultimo dovuto alle difficili condizioni in cui versa il sistema creditizio dell'Eurozona). Sostanzialmente dunque il costo del debito ha subito un aumento e, con il previsto aumento dell'*Euribor* nei prossimi mesi, non è previsto un suo calo nel medio-breve periodo;
- **Tasso di rendimento**: è il cosiddetto **WACC** (*Weighted Average Cost of Capital*), o *costo medio ponderato del capitale*, calcolato appunto come media pesata del tasso di interesse del debito (K_d) e di quello richiesto dagli investitori che immettono capitale proprio (K_e);

$$WACC = \frac{E}{(D + E)} * K_e + \frac{D}{(D + E)} * K_d \quad (3.1)$$

In questo caso viene supposto un rendimento dell'*equity* pari al 10%; è un valore puramente arbitrario in quanto dipende dall'investitore che, in base alla sua propensione al rischio, richiede una determinata remunerazione.

- **Tasso di inflazione**: è il fattore di variazione del potere di acquisto del denaro nel tempo; va ad accrescere il "peso" dei flussi monetari (in entrata ed in uscita) da un anno all'altro.

In *TABELLA 3.2*, invece sono rappresentati altri parametri rilevanti alla predisposizione del modello:

Specifiche impianto e finanziamento	
Potenza (kWp)	909,00
Producibilità (kWh/kWp)	1.300
Decadimento annuo prest.	0,7%
Investimento Totale (€)	3.270.000
Maxicanone	20%
Equity versato (outflow)	654.000
Base Euribor 3 mesi	0,22%
Spread	5,50%
Tasso d'Interesse	5,72%
Tasso di rendimento	6,58%
Inflazione	2,00%
Periodo Finanziamento (mesi)	216

Tabella 3.1: Tabella riassuntiva dei parametri caratteristici dell'impianto e del finanziamento ad esso connesso.

Altri Dati	
Rata (€)	236.550
Autoconsumo	0
Risparmio (€/kWh)	0
Cessione (€/kWh)	0,08
Tariffa incentivante (€/kWh)	0,263
Ires	27,50%
Irap	3,90%

Tabella 3.2: Altri parametri rilevanti per il calcolo di alcuni dei flussi di costo e di ricavo.

- **Rata:** è il *cash flow* relativo al rimborso periodale del prestito, calcolata tenendo conto della *Duration* del capitale di debito, al suo ammontare ed al suo costo (tasso di interesse);
- **Autoconsumo:** è la quota parte di energia consumata dal produttore stesso; in questo caso la totalità dell'energia viene immessa in rete.
- Tariffa di **Cessione:** è il pagamento che l'autorità corrisponde al produttore per l'immissione in rete dell'energia elettrica fornita dall'impianto.
- **Tariffa incentivante:** è l'incentivo vero e proprio, corrisposto in base alla categoria di appartenenza dell'impianto;
- **Imposte:** sono le aliquote relative all'**IRPEF** (*Imposta sul reddito delle persone fisiche*) e all'**IRAP** (*Imposta regionale sulle attività produttive*), vanno ad incidere direttamente sul reddito operativo netto; in **TABELLA 3.4** è presente anche l'**ICI** (*imposta comunale sugli immobili*), proporzionale in quota fissa al numero di *kWp* prodotti.

In *figura 3.2* sono rappresentati i flussi di cassa relativi ai singoli esercizi ed il cumulato calcolato di anno in anno. Un occhio più esperto potrebbe, sulla base di questo grafico, già fornire una prima valutazione sulla bontà dell'investimento: nonostante il punto di *break even* si raggiunga intorno al decimo anno di vita dell'impianto, i *cash flows* relativi agli anni successivi raggiungono dei valori importanti, soprattutto negli ultimi

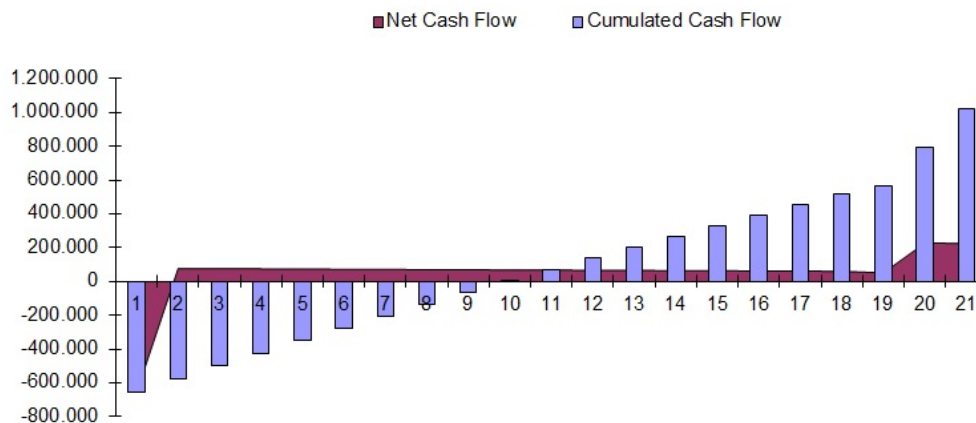


Figura 3.2: Rappresentazione dei *cash flows* annuali e cumulati lungo tutto il periodo relativo alla vita utile dell’impianto oggetto di valutazione (si veda *TABELLA 3.5*).

anni, quando, non essendo più sottoposto alla detrazione del rimborso del debito (la cui durata è di 18 anni), il ricavo operativo diviene molto elevato. Si noti come invece, al diciottesimo anno, la quota relativa alla restituzione del prestito pesi di più sul reddito operativo, in quanto aumentata di un valore pari alla quota che il locatario corrisponde per il riscatto della proprietà dell’impianto alla società locatrice.

3.2.1 Analisi dei flussi di cassa

Il modello esplicitato in *TABELLA 3.5* è alquanto autoreferenziale e di semplice comprensione nelle sue componenti; in ogni caso, per completezza di trattazione, vale la pena andare ad identificare quali sono le principali voci che concorrono al calcolo dei ricavi e dei costi totali di pertinenza dell’impianto, a partire dai parametri descritti in precedenza.

Voci di ricavo

I flussi di ricavo in ingresso possono sostanzialmente ridursi a tre categorie principali:

- **Ricavo da Elettricità ceduta in rete:** calcolata come prodotto tra **Tariffa di cessione** e **Generazione Elettrica**; quest’ultima voce deriva a sua volta dal

prodotto tra **Potenza** dell'impianto, **Producibilità** ed i fattori, calcolati annualmente, di **Decadimento cumulato**, che va ad impattare negativamente sulla generazione totale e di **Inflazione**, che impatta invece positivamente. Si noti come l'effetto inflazionistico compensi in maniera più che proporzionale l'effetto di perdita delle prestazioni dovuto al decadimento, portando ad un incremento netto annuale di questa voce di ricavo.

- **Ricavo da tariffa incentivante:** è calcolato come prodotto tra **Generazione Elettrica** e **Tariffa Incentivante**
- **Risparmio Elettrico.** In questo caso nullo, in quanto, come detto in precedenza, la totalità dell'energia viene ceduta in rete. Se così non fosse bisognerebbe registrare un risparmio dovuto al fatto che il produttore, in quanto utente consumatore di una parte dell'energia da lui prodotta, non deve approvvigionarsi di tale energia sul mercato, generando un "*mancato esborso*" che risulta impattare positivamente sul *cash flow operativo*.

Voci di costo

A prescindere da quelle che sono le voci rilevanti per il progetto che si sta valutando, è interessante andare a comprendere anche quali sono le voci di costo che non rientrano, in questo caso, nel calcolo dei flussi di cassa in uscita; pertanto le voci di costo considerate sono le seguenti:

- **Spese Generali di O&M:** è il corrispettivo da sostenere per l'operatore che si occupa dell'*Operation&Maintenance*; tipicamente le imprese installatrici stipulano con i propri clienti contratti di manutenzione *full service*, che prevedono il pagamento di un canone fisso annuo;
- **Spese di Monitoraggio:** si tratta del costo relativo al servizio di sicurezza e di sorveglianza dell'impianto. Non sono rari i casi in cui questi servizi sono demandati a terzi, nella maggior parte dei casi alle stesse società che si occupano della gestione ordinaria dell'impianto (si veda punto successivo); è una voce di costo da non trascurare, soprattutto nei casi in cui il rischio di furto e danneggiamento possano effettivamente costituire una minaccia alla normale operatività.
- **Management** dell'impianto: la gestione ordinaria dell'impianto è spesso affidata ad *Asset Manager* di *primario standing*, operatori che hanno una certa espe-

<i>Principali Indici Finanziari</i>	
VAN	€ 266.449
TIR	11,00%
Project IRR	7,00%
ROI 1° anno	11,37%
ROE 1° anno	12,79%

Tabella 3.3: Principali indici finanziari relativi all'investimento oggetto di valutazione.

rienza nel settore. In questo caso, come nel precedente, è una funzione gestita internamente, dunque non costituisce un costo.

- Costi di **Insurance**: l'assicurazione è una voce di costo essenziale che, come è stato approfonditamente spiegato in precedenza, permette all'operatore di tutelarsi da tutti quei rischi, legati all'operatività quotidiana dell'impianto, che non siano garantiti dai contratti con l'*EPC Contractor*¹².
- **Danni Diretti**: sono più che altro una voce di costo che si manifesta *ex post*, qualora dovessero riscontrarsi dei malfunzionamenti improvvisi o dei danneggiamenti dovuti a cause esterne.

3.2.2 Analisi degli indici finanziari

Si può infine passare alla descrizione di quelli che sono gli **indici finanziari** che vengono tenuti in considerazione per valutare la convenienza o meno dell'investimento. Si utilizza nel seguito la suddivisione, già esplicitata in precedenza, tra gli indici di redditività economica, elencati in *TABELLA 3.3*, e di bancabilità.

Indici di redditività

- **VAN** (*Valore Attuale Netto*): è il valore che fornisce un indicatore in termini assoluti del rendimento, che esprime, alla data di effettuazione dell'investimento, a quanto equivale il flusso di cassa futuro atteso scontato ad un tasso pari al costo medio ponderato del capitale investito (il cosiddetto *WACC* precedentemente

¹²Come detto in precedenza vengono assicurati tutti quei rischi che, esclusi quelli garantiti dall'*EPC Contractor*, sono considerati "assicurabili"; i rischi da cui è impossibile coprirsi (per esempio eventi sistemici) rimangono in capo al proprietario dell'impianto.

descritto); il calcolo di tale indicatore è rappresentato dalla *formula 3.2*;

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t^-}{(1+i)^t} + \sum_{t=0}^n \frac{CF_t^+}{(1+i)^t} \quad (3.2)$$

- **TIR** (*Tasso interno di rendimento*): è anche conosciuto come *Equity IRR* (*Internal Rate of Return*). Si tratta del tasso di rendimento che annulla il VAN del progetto, al netto del flusso di cassa uscente inerente al pagamento annuale del debito; è dunque il tasso minimo richiesto dagli investitori affinché il progetto sia da essi considerato conveniente in termini di redditività. Tale indicatore va quindi raffrontato con il tasso K_e precedentemente descritto: se il *TIR* sarà maggiore del K_e , l'investimento sarà valutato positivamente;
- **Project IRR**: a differenza del precedente indicatore, tale parametro misura il ritorno minimo atteso di tutti gli investitori che finanziano il progetto, dunque viene calcolato con lo stesso procedimento del *TIR* con l'unica differenza che nei *cash flows* in uscita tiene in considerazione la totalità dell'investimento ed in quelli in entrata attualizza i *Project cash flows*, invece dei *Net cash flows*. I *Project cash flows* (rappresentati in *TABELLA 3.5*) vengono calcolati al lordo della rata pagata per rimborsare il debito contratto presso l'istituzione finanziatrice. Questo indicatore va quindi raffrontato con il *WACC*: se quest'ultimo risulta inferiore, il progetto sarà considerato remunerativo per tutti gli investitori. In *formula 3.3* è rappresentato il procedimento di calcolo di entrambi gli indicatori, in cui i *cash flows* relativi ad ognuno devono tener conto delle differenze appena descritte.

$$\sum_{t=0}^n \frac{CF_t^-}{(1+IRR)^t} + \sum_{t=0}^n \frac{CF_t^+}{(1+IRR)^t} = 0 \quad (3.3)$$

- **ROI** (*Return On Investment*): è l'indice di redditività del capitale investito, indica l'efficienza economica della gestione caratteristica a prescindere dalle fonti utilizzate, esprime quanto rende il capitale totale investito nel progetto. Per poter giudicare questo indice bisogna confrontarlo con il costo medio del denaro: se il *ROI* è inferiore al tasso medio di interesse sui prestiti (il debito), la remunerazione del capitale di terzi farebbe diminuire il *Return on equity (ROE)*, si avrebbe cioè una leva finanziaria negativa: farsi prestare capitali porterebbe a peggiorare i conti dell'azienda. Viceversa, se il *ROI* dell'azienda è maggiore del costo del debito, farsi prestare denaro e usarlo nell'attività produttiva porterebbe ad aumentare i profitti

e migliorare i conti.

$$ROI(\%) = \frac{Cash\ Flow\ Operativo}{Capitale\ totale\ investito} * 100 \quad (3.4)$$

- **ROE** (*Return On Equity*): è un indice di redditività del capitale proprio; esprime la percentuale di incidenza del reddito netto di esercizio sull'*Equity* versato dagli investitori.

$$ROE(\%) = \frac{Net\ Cash\ Flow}{Equity} * 100 \quad (3.5)$$

Indici di bancabilità

Sostanzialmente vi sono due indici principali che vengono utilizzati per verificare la sostenibilità finanziaria dell'investimento¹³ e sono i seguenti:

- **DSCR** (*Debt Service Cover Ratio*): è il rapporto tra il flusso di cassa del progetto (al netto delle imposte) in un dato anno e il servizio del debito totale dell'anno (quota capitale più quota interessi); è un **indice istantaneo** in quanto verifica la capacità del progetto di rimborsare la rata del debito relativa all'anno corrente. Il valore di tale indice non deve mai essere inferiore all'unità; i livelli imposti di DSCR dipendono dal profilo di rischio del progetto: maggiore è il rischio, più alto è il livello richiesto (in *TABELLA 3.4* sono rappresentati i livelli di *DSCR* e contemporaneamente di *leva finanziaria* per i quali un investimento è considerato più o meno rischioso nel settore fotovoltaico). Tipicamente il livello minimo richiesto dalle banche si aggira ultimamente attorno ad un valore di 1,20. Si noti come in *TABELLA 3.5* il calcolo del *DSCR* si fermi con il concludersi del periodo di restituzione del debito.

$$DSCR = \frac{CF_t\ Operativo - Imposte}{Rata} \quad (3.6)$$

- **LLCR** (*Loan Life Cover Ratio*): è il rapporto tra il valore attuale netto dei flussi di cassa che si generano nel periodo di vita del finanziamento ed il valore attuale del debito; è un **indice dinamico** in quanto tiene conto dell'andamento dei flussi

¹³Si veda *TABELLA 3.5* per i valori puntuali degli indici calcolati anno per anno.

Indici/Rischio	Basso	Medio	Alto
DSCR	$\geq 1,25x-1,3x$	$[1,15x;1,25x]$	$< 1,15x$
	e	e	o
D/E	$\leq 80-85\%$	$\leq 80-85\%$	$\geq 80-85\%$

Tabella 3.4: Rischiosità dell'investimento in base alla valore del *DSCR* e alla leva finanziaria utilizzata.

di cassa operativi disponibili per il servizio del debito per tutta la durata residua del debito. Si calcola dunque come il rapporto tra la somma attualizzata, al tasso di interesse del debito, dei flussi di cassa operativi tra l'istante di valutazione (s) e l'ultimo anno per cui è previsto il rimborso del debito ($s+m$), eventualmente incrementata da un'eventuale riserva di cassa per il servizio del debito, e il debito residuo D allo stesso istante (s) di valutazione.

$$LLCR = \frac{\sum_{t=s}^{s+m} \frac{CF_t}{(1+i)^t} + R}{D_t} \quad (3.7)$$

Qualora il *DSCR* venisse calcolato per frequenze maggiori (trimestrale, semestrale), in alcuni casi può risultare utile il calcolo di indicatori di sintesi come il cosiddetto **AD-SCR** (*Average Debt Service Cover Ratio*), il quale costituisce la media aritmetica annua dei singoli *DSCR* registrati in ciascuno dei sottoperiodi della fase operativa del progetto. Un altro *covenants* richiesto dalla banca può essere inoltre la costituzione di una riserva di cassa per il servizio del debito: la cosiddetta **DSRA** (*Debt Service Reserve Account*) costituisce appunto una riserva finanziaria (mantenuta su un conto corrente vincolato) pari, per ciascun periodo, all'ammontare del servizio del debito relativo al periodo successivo.

Pro Forma	Anno	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	
Generazione Elettrica	MWh	1.181.700	1.173.428	1.165.214	1.157.656	1.148.965	1.140.915	1.132.929	1.124.999	1.117.124	1.109.304	1.101.539	1.093.828	1.086.171	1.078.568	1.071.018	1.063.521	1.056.076	1.048.684	1.041.343	1.034.053		
Dedicamento annuo																							
Dedicamento cumulato		100,0%		99,50%	98,00%	97,22%	97,97%	98,00%	98,20%	98,37%	98,54%	98,70%	98,86%	99,02%	99,17%	99,32%	99,47%	99,62%	99,77%	99,91%	100,0%		
Tariffa incentivante	€/MWh	0,263	0,263	0,263	0,263	0,263	0,263	0,263	0,263	0,263	0,263	0,263	0,263	0,263	0,263	0,263	0,263	0,263	0,263	0,263	0,263		
Inflazione																							
Ricavo da Tariffa Incentivante	€	310.787	308.612	306.451	304.306	302.176	300.061	297.960	295.875	293.804	291.747	289.705	287.677	285.663	283.663	281.678	279.706	277.748	275.804	273.873	271.956		
Fattore efficienza		1,00	1,02	1,04	1,06	1,08	1,10	1,13	1,15	1,17	1,20	1,22	1,24	1,27	1,29	1,32	1,35	1,37	1,40	1,43	1,46		
Elettricità Ceduta in Rete	MWh	1.181.700	1.173.428	1.165.214	1.157.656	1.148.965	1.140.915	1.132.929	1.124.999	1.117.124	1.109.304	1.101.539	1.093.828	1.086.171	1.078.568	1.071.018	1.063.521	1.056.076	1.048.684	1.041.343	1.034.053		
Ricavo da Elettricità Ceduta	€/MWh	94,536	95,752	96,983	98,230	99,494	100,773	102,069	103,382	104,711	106,058	107,422	108,803	110,202	111,619	113,055	114,509	115,981	117,473	118,984	120,514		
Risparmio Elettrico	MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Ricavi impliciti da risparmio	€/MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Ricavi da Elettricità	€	405.323	404.363	403.434	402.539	401.679	400.834	400.029	399.256	398.515	397.799	397.109	396.440	395.793	395.168	394.573	394.007	393.470	392.961	392.481	392.029		
Spese Generali per O&M	€	22.725	23.180	23.643	24.116	24.598	25.090	25.592	26.104	26.626	27.158	27.702	28.256	28.821	29.397	29.985	30.585	31.197	31.820	32.457	33.106		
Spese di Monitoraggio	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Management	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Extra O&M	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Insurance	€	10.908	11.126	11.349	11.576	11.807	12.043	12.284	12.530	12.780	13.036	13.297	13.563	13.834	14.111	14.393	14.681	14.974	15.274	15.579	15.891		
Danni Diretti	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Produzione Elettrica	€	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Costi Totali	€	33.653	34.306	34.992	35.692	36.405	37.134	37.876	38.634	39.406	40.195	40.998	41.818	42.655	43.508	44.378	45.266	46.171	47.094	48.036	48.997		
Flussi di Cassa Operativi	€	371.670	370.983	369.791	368.543	367.264	365.970	364.662	363.341	362.008	360.665	359.313	357.952	356.582	355.203	353.815	352.418	351.012	349.597	348.172	346.738	345.295	
Rata Ipotesi	€	(236.550)	(236.550)	(236.550)	(236.550)	(236.550)	(236.550)	(236.550)	(236.550)	(236.550)	(236.550)	(236.550)	(236.550)	(236.550)	(236.550)	(236.550)	(236.550)	(236.550)	(236.550)	(236.550)	(236.550)		
Risultato	€	135.120	134.433	133.241	132.051	130.864	129.679	128.500	127.331	126.173	125.024	123.884	122.752	121.628	120.512	119.403	118.301	117.206	116.118	115.037	113.962	112.893	
Profiti ante tasse	€	135.120	134.433	133.241	132.051	130.864	129.679	128.500	127.331	126.173	125.024	123.884	122.752	121.628	120.512	119.403	118.301	117.206	116.118	115.037	113.962	112.893	
Ires	€	37.163	36.715	36.270	35.831	35.396	34.966	34.541	34.120	33.703	33.291	32.884	32.482	32.085	31.692	31.303	30.918	30.537	30.160	29.787	29.418	29.053	
Irap	€	5.270	5.207	5.144	5.081	5.020	4.959	4.899	4.839	4.780	4.721	4.664	4.608	4.550	4.494	4.438	4.384	4.330	4.278	4.227	4.177	4.128	
ICI (7-1000)	€	9.090	9.090	9.090	9.090	9.090	9.090	9.090	9.090	9.090	9.090	9.090	9.090	9.090	9.090	9.090	9.090	9.090	9.090	9.090	9.090		
Net Cash Flow	€	83.616	82.465	81.388	80.382	79.439	78.558	77.732	76.961	76.244	75.579	74.964	74.398	73.880	73.409	72.984	72.604	72.268	71.975	71.716	71.491	71.299	
Cumulato Cash Flow	€	-654.000	-570.534	-487.888	-406.500	-326.207	-247.000	-168.886	-91.791	-15.767	69.217	153.174	206.115	278.049	348.968	418.942	487.922	555.938	622.999	689.207	753.564	816.077	
Project Cash Flow	€	-3.270.000	318.646	317.838	316.642	314.886	312.574	309.800	306.644	303.187	298.529	292.660	286.579	280.286	273.780	267.060	260.126	252.978	245.616	238.041	230.254	222.257	
DSCR		1,35	1,36	1,34	1,34	1,33	1,33	1,32	1,32	1,31	1,31	1,30	1,30	1,29	1,29	1,29	1,28	1,28	1,27	1,26	1,26		
ELCR		1,53	1,52	1,52	1,51	1,51	1,50	1,50	1,49	1,49	1,48	1,48	1,47	1,47	1,47	1,46	1,46	1,45	1,45	1,44	1,44		

Tabella 3.5: Modello di calcolo dei NCF(Net Cash Flows) derivanti dall'investimento nell'impianto considerato.

3.2.3 Analisi di sensitività

Il caso di investimento esaminato rispetta tutti i vincoli, finora descritti, che assicurano la bontà e convenienza dell'investimento. In conclusione si vuole dare un breve *view* di come possano variare gli indici suddetti al modificarsi di alcuni dei parametri fondamentali descritti inizialmente. A prescindere dalle voci di puro costo operativo, che dipendono dalla capacità dell'azienda di contrattare sul mercato un adeguato prezzo per i servizi offerti da terzi, le variazioni più rilevanti possono riguardare le voci di ricavo, l'uscita relativa alla rata per il rimborso del debito ed il tasso di rendimento ponderato. Sul primo fronte le grandezze che impattano sono, in concomitanza, la tariffa incentivante e la producibilità dell'impianto, con un'incidenza minore del prezzo di cessione dell'elettricità alla rete (che costituisce poco meno di un terzo del valore del *feed in premium*). Per quanto riguarda le altre due voci, sono rilevanti per il loro calcolo i parametri che concorrono alla definizione della struttura finanziaria con il quale viene reperito il capitale necessario all'investimento: tasso di rendimento richiesto dagli investitori che concorrono alla creazione del capitale sociale dell'azienda, costo del debito e leva finanziaria utilizzata. Ci si vuole concentrare in questa sede su un'analisi di sensitività sulle sole voci di **producibilità** e **tariffa incentivante**, considerando come parametri più rilevanti, per la scelta dell'investitore, la localizzazione geografica dell'impianto e il Conto Energia con il quale viene sussidiata la produzione di energia elettrica. Nell'ottica dell'investitore sul mercato secondario, infatti, la prima "scrematura" iniziale si basa sulla combinazione di questi due elementi, che sono in sostanza i fattori distintivi di un impianto rispetto all'altro, in quanto il costo del debito e la leva utilizzata dipendono strettamente dalle condizioni contestuali del sistema creditizio ed il costo del capitale proprio è stabilito a monte della scelta di investimento.

Sono dunque state effettuate due semplici analisi di sensitività che suppongano il verificarsi di tre scenari (supposto quello attuale come scenario intermedio) per ognuno dei quali sono stati calcolati gli indici di redditività e bancabilità¹⁴. Nella prima analisi (*TABELLA 3.6*) la variabile indipendente è rappresentata dalla producibilità dell'impianto: l'investitore si trova a dover decidere, nei due scenari estremi, se investire un impianto caratterizzato da una producibilità di 1 500 kWh/kWp, la massima riscontrabile per un impianto nel Sud-Italia (*best case*), o su un impianto in linea con la producibilità media caratteristica di una zona soleggiata del Centro-Nord, ovvero di circa 1 100 kWh/kWp (*worst case*). Nella seconda analisi (*TABELLA 3.7*), invece, l'investitore deve interfacciarsi con un differente regime incentivante rispettivamente precedente, dunque più

¹⁴L'analisi di sensitività intende verificare l'impatto della variabile indipendente su tali indici *a parità di altre condizioni*.

vantaggioso (*best case*), o successivo (*worst case*) [8][30].

Si evidenzia in queste analisi come entrambe le scelte impattino notevolmente sul risultato indicato dai parametri di valutazione calcolati; in particolare la scelta di un differente Conto Energia incentivante risulta molto significativa. Questa considerazione si concilia perfettamente con quanto visto nel *Capitolo 2* del presente elaborato, laddove si rappresentava l'evidente calo di valore di un impianto al variare della tariffa, e spiega perchè gli investitori sul secondario concentrino la loro attenzione su impianti localizzati per la maggior parte nel Sud-Italia, laddove si faccia riferimenti a Conti Energia più recenti.

Variabili / Scenari		Analisi 1		
		Scenario "Best"	Scenario "Medium"	Scenario "Worst"
Producibilità (kWh/kWp)		1.500	1.300	1.100
Indici di redditività	VAN (€)	€ 728.127	€ 266.449	-€ 195.228
	TIR	18,16%	11,00%	3,10%
Indici di bancabilità	DSCRm	1,49	1,32	1,14
	LLCRm	1,75	1,49	1,23

Tabella 3.6: Analisi di sensitività svolta sul caso di investimento in esame al variare, nei tre scenari, della producibilità dell'impianto (derivante da una differente localizzazione geografica).

Variabili / Scenari		Analisi 2		
		Scenario "Best"	Scenario "Medium"	Scenario "Worst"
Tariffa incentivante (€/kWh)		0,353	0,263	0,156
Indici di redditività	VAN (€)	€ 1.025.404	€ 266.449	-€ 635.864
	TIR	22,79%	11,00%	-5,64%
Indici di bancabilità	DSCRm	1,61	1,32	0,97
	LLCRm	1,91	1,49	1,00

Tabella 3.7: Analisi di sensitività svolta sul caso di investimento in esame al variare, nei tre scenari, della tariffa incentivante derivante da un differente Conto Energia.

Conclusioni

Giunti alla conclusione dell'elaborato, si vuole offrire una breve panoramica di quelli che sono stati i punti salienti affrontati nel corso dell'analisi, concludendo infine con alcune considerazioni in ottica prospettica nonché degli spunti di riflessione riguardo possibili miglioramenti futuri dell'analisi fino ad ora condotta.

Analisi del contesto

Nella prima parte del presente lavoro di tesi, dopo una breve introduzione alla tecnologia fotovoltaica ed alle componenti che costituiscono un impianto, dei quali sono stati rappresentati gli andamenti dei prezzi nel corso dell'ultimo esercizio, si è passati ad una descrizione del mercato del solare fotovoltaico. In primo luogo si è visto come il solare fotovoltaico stia affrontando un periodo di svolta. A livello mondiale si stanno modificando gli equilibri che fino ad ora hanno visto l'Europa (con Germania ed Italia) fare da padrona del mercato, offrendo uno spazio sempre più importante ai Paesi Emergenti, che presumibilmente vedranno crescere il proprio peso fino ad un sorpasso, su un orizzonte di medio lungo termine, nei confronti del Vecchio Continente. In Italia con il nuovo Conto Energia si è assistito ad un drastico calo della taglia media degli impianti installati, a causa dello spostamento degli incentivi, attuato dal nuovo regime, verso gli impianti di piccola taglia. Di conseguenza si è visto come questa redistribuzione abbia giovato ad un incremento delle installazioni nelle regioni del Nord, quali Lombardia, Piemonte e Veneto, da sempre mercati in cui le taglie piccole e medio-piccole hanno costituito la fetta più importante dell'installato. Con il nuovo Conto Energia le tariffe risultano ampiamente decurtate rispetto al precedente ed il raggiungimento del tetto massimo di spesa, stanziato a 6,7 mld€, sta spingendo il settore verso un auspicabile autosostentamento, la cosiddetta *Grid Parity*, condizione necessaria per poter operare nel mercato in uno scenario caratterizzato da assenza di sussidi statali. Sono stati poi fatti dei cenni riguardo le potenzialità di sviluppo del mercato globale del solare fotovoltaico e la nascita di nuove opportunità, con l'evoluzione di nuove tecnologie di accumulo e le recenti

novità normative attinenti alla questione del riciclo dei moduli. Nella prima parte del secondo capitolo si ha avuto modo di entrare nel vivo dell'analisi condotta tramite le interviste effettuate per sondare il mercato secondario degli impianti fotovoltaici, con l'identificazione dei principali operatori attivi sia dal lato della domanda che da quello dell'offerta.

Strategie degli operatori sul mercato secondario

Sono stati dunque descritte le linee strategiche di coloro i quali stanno progressivamente abbandonando il mercato, offrendo parte della potenza detenuta in portafoglio, e coloro che d'altra parte hanno ritenuto conveniente l'ingresso in un settore caratterizzato contemporaneamente da elevata redditività (garantita nel tempo dai suddetti incentivi) e un rischio tutto sommato trascurabile, quest'ultimo garantito dalla certezza ventennale del ricavo da incentivo e dalla bassa rischiosità operativa (tecnologica ed industriale) del solare fotovoltaico. Sono state raffrontate le differenti forme di finanziamento utilizzate nel mercato primario di costruzione e connessione dell'impianto, per poter comprendere come queste vengano riprese ed eventualmente modificate, qualora ce ne fosse la convenienza, dagli operatori che investono sul secondario. È stato, in seguito, condotto uno studio dettagliato dei volumi transati sul mercato secondario, effettuando una distinzione tra gli operatori provenienti dal mondo finanziario e i soggetti di natura prettamente industriale, evidenziando i diversi obiettivi strategici ricercati da queste due differenti tipologie. Parallelamente si sono offerti degli esempi concreti per ogni tipologia riscontrata, desunti in parte dalle interviste effettuate, ma anche dal *monitoring* costante delle *news* riportate nei più riconosciuti portali *on-line* di settore. Dall'analisi degli approcci delle varie categorie di *players* è stato possibile definire alcune possibili strategie future che possono essere sviluppate per competere in un mercato dal contesto futuro ritenuto dai più mutevole ed incerto.

Determinanti del valore degli investimenti

Successivamente è stata effettuata un'attenta descrizione delle principali fasi dell'*iter* intrapreso dall'investitore tipo sul mercato secondario, sottolineando quelle più rilevanti al fine di definire quelli che sono i principali requisiti che un investimento deve possedere per essere ritenuto redditizio dalla potenziale azienda *bidder*. In particolare è stata evidenziata l'importanza delle fasi di *due diligence*, fondamentali per garantire che vengano soddisfatti i criteri di redditività economica e sostenibilità finanziaria (o bancabilità) dell'investimento. A tal proposito si è entrati maggiormente nello specifico della definizione quantitativa di determinati indici atti a garantire i criteri suddetti, proponendo

l'analisi di un caso studio reale costruito grazie all'ausilio delle informazioni e dei dati reperiti dalle interviste effettuate. Infine, tramite una semplice analisi di sensitività, si è dimostrato come il maggior impatto, sulla definizione di tali indici, di alcuni parametri rispetto ad altri (*in primis* la producibilità dell'impianto e l'entità della tariffa incentivante), li renda più rilevanti agli occhi dei soggetti investitori in fase di scelta dell'*asset* sul quale investire.

Prospettive di sviluppo del mercato secondario

Come già detto in precedenza, sono state fornite, nel corso dell'elaborato, delle considerazioni di natura prospettica sulle strategie dei singoli operatori. L'analisi di molteplici punti di vista è servita per offrire induttivamente una *vision* di natura più generale sul possibile andamento futuro del mercato secondario *in toto*. Lo scenario delineato si descrive un mercato secondario che presumibilmente vedrà sul fronte degli operatori finanziari una moderata crescita del transato, in un contesto ancora troppo incerto e sempre più afflitto dalla stretta del credito per riuscire a prevedere un vero e proprio *boom* di acquisizioni; sul lato industriale molto probabilmente si assisterà ad uno sviluppo dei soggetti che si stanno caratterizzando come *leader* di mercato, forti da una parte di un *know-how* maturo nel settore, dall'altra di una focalizzazione sul *business* e di una quantità di *assets* tali da poter contare su forti economie di scala e sinergie di gestione.

Limiti e spazi di miglioramento futuri del presente elaborato

Si vuole concludere portando all'attenzione alcuni argomenti che avrebbero potuto essere trattati con maggior grado di approfondimento nel corso dell'elaborato. In primo sarebbe stato interessante fornire una rappresentazione più approfondita delle determinanti che concorrono alla scelta di una tipologia di finanziamento rispetto ad un'altra, da un punto di vista quantitativo, fornendo degli esempi al variare della taglia dell'investimento, e da quello della vasta normativa che caratterizza il complesso mondo del *Project Financing*. Alla fine dell'elaborato, infine, un'analisi di sensitività più dettagliata, con l'utilizzo di strumenti di maggior rilevanza statistica ed uno studio su un paniere di variabili maggiori (tassi di remunerazione del capitale, leva finanziaria, ...), avrebbe potuto supportare in modo più idoneo le conclusioni raggiunte grazie ad alcune considerazioni di natura più empirica, in quanto basate sulla sensibilità degli operatori riscontrata tramite le interviste di cui ci si è avvalsi per il presente lavoro.

ALLEGATO A

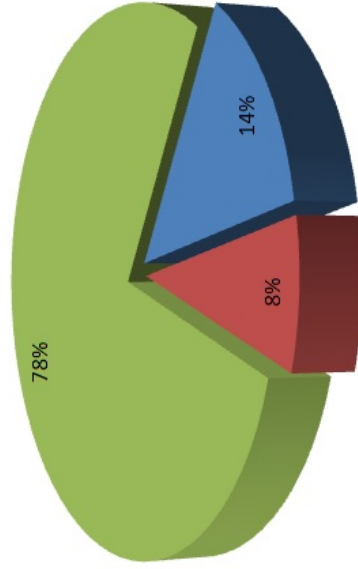
Acquirenti	Asset	Venditori	Mw transatti	Valore transazione (mln€)
RTR Capital S.r.l. (Terra Firma CP)	Apollo S.r.l., che detiene un portafoglio di 32,544 Mw	Acea	32,54	102,5
Aveleos	30 impianti fotovoltaici (30 Mw)	Alon Renewables	30	47,5
RTR Capital S.r.l. (Terra Firma CP)	Impianto da 24 Mw a Monti di Eboli (SA)	Renexia, controllata da 'TOTO Group'	24	90
EDF EN Italia	50% quote detenute nella società JV Energie S.r.l., proprietaria di 13 impianti fv (16,5 Mw)	TerniEnergia	16,5	61,6
EDF EN Italia	50% quote detenute nella società JV Energia Alternativa S.r.l., proprietaria di 12 impianti fv (13,9 Mw)	TerniEnergia	13,9	53,4
Jiangsu Zongyi Co. Ltd	Impianto integrato più grande d'Italia (13,5 Mw) nelle Marche	Stabilimento di un'acciaieria (locazione impianto)	13,5	55
Aveleos	13 impianti fotovoltaici (13 Mw)	Alon Renewables	13	32
Fondo Energhesia	Acquisto portafoglio 8 impianti per 12 Mw	Energhesia Italia	12	39,11
Fondo Antin Infrastructure Partners	BS Solar, titolare di un impianto da 11 Mw	Kinexia S.p.A	11	8,7
Fondamenta SGR	impianti per un totale di 9,7 Mw	-	9,7	29,1
Solar Investment Group	Acquisto 3 Spv titolari di 8 impianti (tot. 9,1 Mw) nel Lazio	EDS Infrastrutture S.p.A.	9,1	30
Forvei S.r.l.	Solaria Aleph Generation F.C.R., titolare impianto da 8 Mw nel Lazio	Solaria	8	35,1
Jiangsu Zongyi Co. Ltd	4 impianti per tot 7,2 Mw in Campania, Abruzzo, Puglia	Asa Sunpower GmbH	7,2	30
Hoding Fotovoltaica S.p.A. (gruppo F2i)	Solar Life Energy S.r.l., titolare di 3 impianti (7,1 Mw)	Life Energy S.r.l	7	28
ESU (Europe Solar Utility)	Acquisto del 100% delle quote di una società titolare di 6 impianti (tot.6 Mw)	Germana S.r.l.	6	22
ESU (Europe Solar Utility)	5 Spv titolari di 5 impianti (tot. 5,3 Mw) in Abruzzo	PVB Solution S.p.A.	5,3	15
Star One	Impianti per 5 Mw a Spinazzola (BAT)	-	5	14,4
Forvei S.r.l.	Impianti per un totale di 5Mw	Equiter PPP Italia	5	10
Mp Solar B.V.	Spv titolare di un impianto da 5 Mw a Pomezia (Lazio)	Absolute Energy Capital LLP	5	10
Fondo Antin Infrastructure Partners	E.R. Energia Rinnovabile S.r.l., titolare di un impianto da 4 Mw	Volteo Energie S.p.A., controllata da Kinexia S.p.A.	4	12,8
Fondo Real Energy	4 impianti a Lentini (SR) per 4 Mw	-	4	12
Hoding Fotovoltaica S.p.A. (gruppo F2i)	Società proprietaria di un impianto di 4 Mw in Sicilia	Akralux S.r.l.	4	16
Fondo Tiziano	3 impianti (tot. 3 Mw) in Puglia	Shunda Italia	3	8,8
Mp Solar B.V.	S.V.S. 1 S.r.l., titolare di un impianto da 3 Mw in Molise	Enfinity N.V.	3	9
Epi Energie Pulite S.p.A	Spv proprietaria di un impianto da circa 3 Mw	Juwi energie rinnovabili S.r.l.	3	10
Fondo Tiziano	Impianto da 2 Mw in Abruzzo	Shunda Italia	2	8
Fondo Tiziano	4 impianti (tot. 2 Mw) in Toscana e nel Lazio	Gruppo Mabro	2	8
Prisma SGR (Fondo Olbton)	Un impianto a Buronzo (VC) e uno a Giffenga (BI), 2 Mw	Belectric Italia S.r.l.	2	3
Gruppo Hera	Acquisto di 2 impianti su tetto (tot. 1,5 Mw) in Piemonte e Umbria	-	1,5	3
Gruppo Hera	Società Amon (Copparo, FE), impianto 1 Mw	Euroenergy Spa	1	2,5
Gruppo Hera	Società Esole (Alfanello, BR), impianto 1 Mw	Euroenergy Spa	1	2,5
Gruppo Hera	Juwi sviluppo Italia 02 Srl (1 Mw)	Juwi Energie Rinnovabili Srl	1	2,5
Luxcara	CTG RA Srl (1 Mw)	Colexon Italia Srl	1	2,5
Solas Grian Plc	Impianto ad Acate (RG), 1 Mw	Solarinvest Development GmbH	1	-
	Ralos Sun Fields, titolare di tre parchi fv in Puglia	Ralos Sun Fields (Spv acquisita)	1	-
			#Mw totali	totale Mln€
			267,24	811,01

stime effettuate attribuendo un valore in base al CE di riferimento ed alla localizzazione geografica

Tabella A.1: Tabella delle transazioni avvenute nel corso del 2012 sul mercato secondario degli impianti fotovoltaici in Italia, con valore in MW della potenza transata ed in mln€ dell'investimento.

Taglia di potenza del portafoglio transato [2010]

■ transazioni < 10 MW ■ transazioni 10-20 MW ■ transazioni > 20 MW



Taglia potenza impianti transati [2010]

■ impianti fino a 2 MW ■ impianti da 2 a 10 MW ■ impianti > 10 Mw

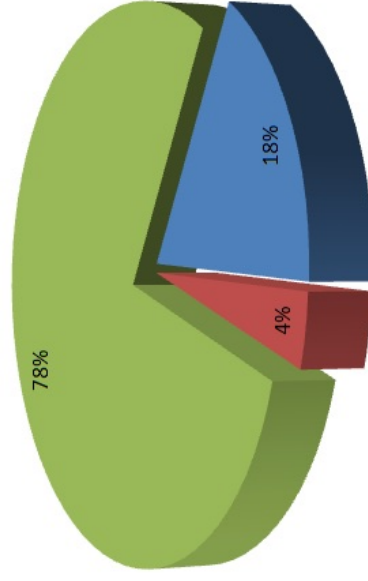
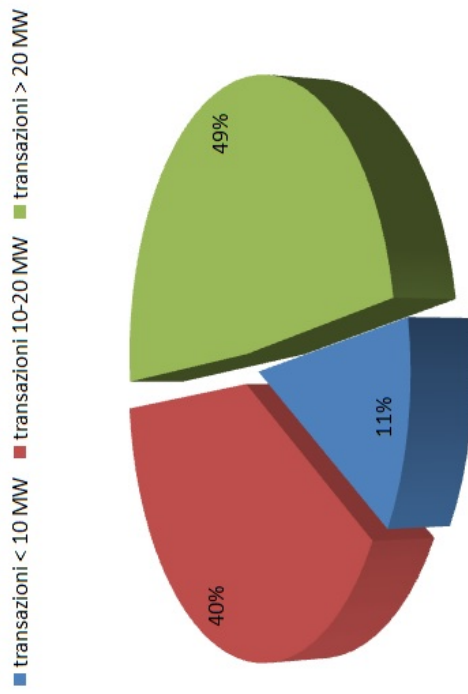


Figura A.1: Percentuali delle taglie transate nel corso del 2010 in Italia sul mercato secondario, relative al portafoglio oggetto di transazione (sinistra) ed ai singoli impianti (destra).

Taglia di potenza del portafoglio transato [2011]



Taglia potenza impianti transati [2011]

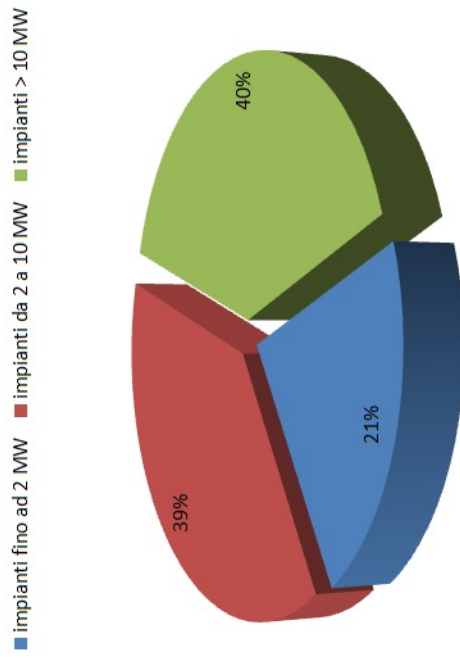
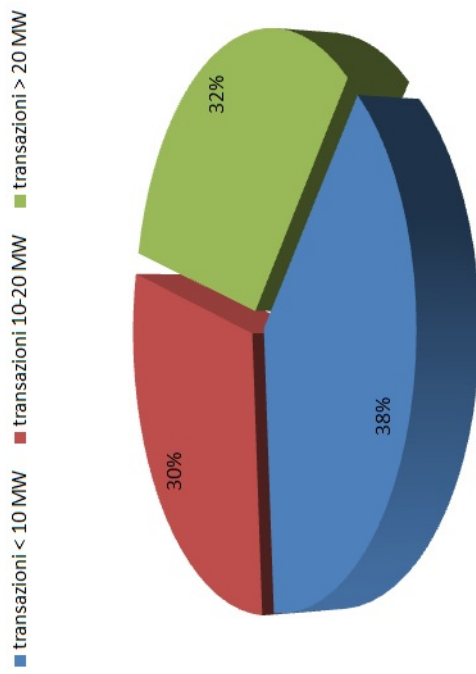


Figura A.2: Percentuali delle taglie transate nel corso del 2011 in Italia sul mercato secondario, relative al portafoglio oggetto di transazione (sinistra) ed ai singoli impianti (destra).

Taglia di potenza del portafoglio transato [2012]



Taglia potenza impianti transati [2012]

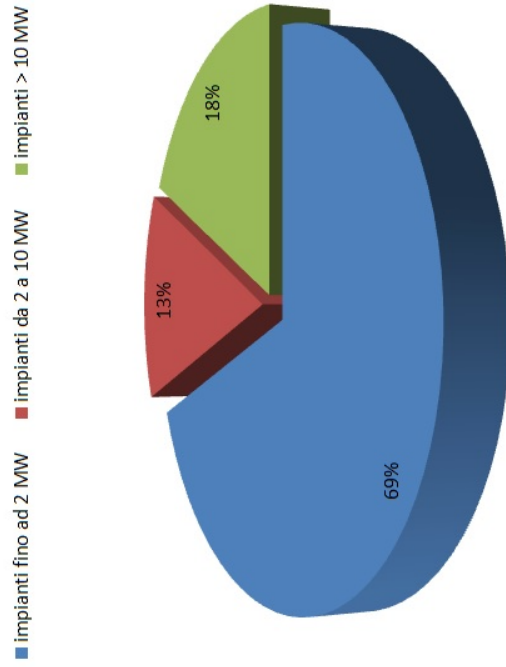


Figura A.3: Percentuali delle taglie transate nel corso del 2012 in Italia sul mercato secondario, relative al portafoglio oggetto di transazione (sinistra) ed ai singoli impianti (destra).

Bibliografia

- [1] E. Becquerel, “Mémoire sur les effets électriques produits sous l’influence des rayons solaires”, Comptes Rendus 9: 561–567, 1839.
- [2] W. Smith, “Selenium, its electrical qualities, and the effect of light thereon: being a paper read before the Society of Telegraph Engineers”, 28th November, 1877.
- [3] J. Nelson, “The Physics of solar cells”, pp.1-4, 2003.
- [4] M. Bruzzi, “Fisica dello stato solido”, Appendice n.3, 2007-2008.
- [5] ABB, “Quaderni di applicazione tecnica N.10, Impianti Fotovoltaici”, 2010.
- [6] Energy&Strategy Group, Politecnico di Milano, “Solar Energy Report 2013 ”, 2013.
- [7] GSE (Gestore dei Servizi Energetici), “Rapporto Statistico 2012, Solare Fotovoltaico”, 2012.
- [8] Energy&Strategy Group, Politecnico di Milano, “Solar Energy Report 2011”, 2011.
- [9] Energy&Strategy Group, Politecnico di Milano, “Solar Energy Report 2012”, 2012.
- [10] Fotovoltaico Nord Italia, “Quinto Conto Energia: tariffa incentivante omnicomprensiva e autoconsumo” (<http://www.fotovoltaiconorditalia.it/conto->

energia/quinto-conto-energia-tariffa-incentivante-omnicomprensiva-autoconsumo”), 29 Luglio 2012.

[11] Digitimes, “Emerging Solar Market 13Q1 significant increase in installed capacity”, 2013.

[12] IHS (Information Handling Services), “IHS Emerging Energy Research Solar Power Advisory Services”, 2013.

[13] Qualenergia.it, “Fonti rinnovabili e sistemi di accumulo, tra necessità e ostacoli” (“<http://qualenergia.it/articoli/20130506-rinnovabili-e-sistemi-di-accumulo-tra-necessita-ed-ostacoli>”), 6 Maggio 2013.

[14] Wikipedia, “Investitore istituzionale” (“http://it.wikipedia.org/wiki/Investitore_istituzionale”).

[15] BorsaItaliana, “Cosa sono i Fondi Comuni di Investimento?” (“<http://www.borsaitaliana.it/notizie/sotto-la-lente/fondiinvestimento.htm>”), Aprile 2006.

[16] BorsaItaliana, “Cosa sono i Fondi Immobiliari?” (“<http://www.borsaitaliana.it/notizie/sotto-la-lente/fondiimmobiliari.htm>”), Luglio 2006.

[17] The Economist, “Global houses prices, Our latest round-up shows that many housing markets are still in the dumps” (“<http://www.economist.com/news/finance-and-economics/21569396-our-latest-round-up-shows-many-housing-markets-are-still-dumps-home>”), Gennaio 2013.

[18] Wikipedia, “Multiservizi” (“<http://it.wikipedia.org/wiki/Multiservizi>”).

[19] Wikipedia, “Cross-selling” (“<http://en.wikipedia.org/wiki/Cross-selling>”).

- [20] Equiter, Torinonordovest, “Le utility del Nord, evoluzioni e prospettive”, Torino - 22 Marzo 2012.
- [21] AssoGestioni, “Fondi immobiliari-Fiscalità” (<http://www.assogestioni.it/index.cfm/1,767,0,49,html/fiscalita>).
- [22] Report prepared by the Joint Research Centre of the European Commission, Authors: Silvia Rezessy and Paolo Bertoldi, “Financing Energy Efficiency: Forging the Link between Financing and Project Implementation” , Ispra, May 2010.
- [23] RAGANELLI, B., “Il partenariato pubblico privato e la finanza di progetto”, in Clarich M. (a cura di), “Commentario al codice dei contratti pubblici”, Torino, Giappichelli, 2010.
- [24] Bosetti&Gatti S.r.l., “La locazione finanziaria di opere pubbliche in costruendo”.
- [25] Aristide Police, “Infrastrutture, Crisi economica e ruolo del Project Financin e dei Project Bonds”, Roma, 2012.
- [26] Wired.it, “Cosa sono i project bond?”(<http://money.wired.it/finanza/2013/04/30/project-bond-sviluppo-italia-4278728.html>), Aprile 2013.
- [27] Hera, “Bilancio di sostenibilità” (http://m.gruppohera.it/binary/hr_ir/bilancio_archivio/Bilancio_di_Sostenibilit_2012.1366624080.pdf), 22 Marzo 2013.
- [28] Acea, “Acea SpA: sottoscritto il contratto con RTR Capital srl per la cessione della società Apollo srl” (http://www.acea.it/document.aspx/it/acea_spa_sottoscritto_il_contratto_con_rtr_capital_srl/2012_com?lang=it), Roma, 28 Dicembre 2012.
- [29] Aión Renewables, (http://www.aionrenewables.com/db_img/uploaded/AION%20-%20Documento%20informativo%20-%2014%20settembre%202012%20DEF%20updated%20PF.pdf), Milano, 14 Settembre 2012.
- [30] Energy&Strategy Group, Politecnico di Milano, “Solar Energy Report 2009 ”, 2009.

Società intervistate

9Ren

Castello SGR

Equiter

Est Capital SGR

Fondamenta SGR

Prisma SGR

RTR Rete Rinnovabile

Sorgente Group SGR

Vei Capital

Ringraziamenti

Desidero innanzitutto ringraziare il mio “mentore” Lorenzo Colasanti, il quale mi ha fornito le indicazioni e le linee guida necessarie all’adeguata realizzazione dell’elaborato e mi ha affiancato in alcune delle fasi più operative per la raccolta di dati ed informazioni. Un ringraziamento va sicuramente anche ai gentili responsabili delle società intervistate, con il cui contributo la ricerca di mercato ha potuto avvalersi delle dirette testimonianze dei *players* che hanno a che fare ogni giorno con le problematiche e le dinamiche riguardanti il settore. Inoltre ringrazio il Dr. Fulvio Mariani, il Dr. Francesco Campus e l’Ing. Antonio Mazzitelli per avermi fornito la documentazione e la consulenza necessarie alla comprensione di alcune tecniche di non immediata comprensione per chi, come me, si è affacciato da poco al mondo delle energie rinnovabili e alle dinamiche riguardanti il *project financing*. Ringrazio L. Paoletti e A. Piatto, che con me hanno collaborato nella stesura di alcune parti del *Solar Energy Report 2013*, e con i quali mi sono confrontato sulle tematiche inerenti all’elaborato. Un ringraziamento al professor Giancarlo Giudici, sempre disponibile per fornire chiarimenti su nozioni di ambito finanziario.

Infine un sentito ringraziamento a tutte le persone che in questo quinquennio mi sono state vicine e mi hanno aiutato a rendere più gradevole questa lunga esperienza universitaria. Un grazie alla mia famiglia, soprattutto ai miei genitori e a mia nonna, che mi hanno sostenuto economicamente durante gli studi. Una sentita riconoscenza anche al buon Brenna e ai gemelli Ranchetti, che con le loro consulenze di *LateX* hanno contribuito a rendere più gradevole il *layout* di questo lavoro di tesi. Ringrazio tutti i miei amici di Monza con i quali ho condiviso momenti di svago e di divertimento tra i numerosi doveri e sacrifici che sono stati necessari in questo percorso: Umbo, Ronco, Ghizzo, Nico, Angio, Ciolo e tutti i restanti della compagnia. Un pensiero a Carlotta, che mi ha sopportato nella buona e nella cattiva sorte in questi anni di studio. Infine non posso non citare i miei colleghi di università più stretti, grazie ai quali l’“avventura” al Politecnico è stata sicuramente più piacevole: Jacca, Lore, Coti, Komo, Criscu, Picco ma anche Rubolo, Gigi, Ivan Edison.