

Politecnico di Milano

Scuola di Ingegneria Industriale e dell'Informazione
Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Gestionale



I servizi nel mercato dell'energia rinnovabile:
analisi dell'Operation & Maintenance e dei nuovi
strumenti finanziari a disposizione delle imprese

Relatore: Prof. Davide CHIARONI

Correlatore: Ing. Davide REBOSIO

Tesi di Laurea di: Leonardo MIGLIO

Matricola 797483

Anno Accademico 2013-2014

Indice

Abstract (In lingua italiana)	1
Abstract (In lingua Inglese)	3
Metodologia	5
1. L'analisi del contesto	7
1.1 Il contesto Politico e Normativo: i cambiamenti nel 2014	8
1.1.1 Lo "Spalma-incentivi"	15
1.2 Il contesto Economico	18
1.3 Il contesto Sociale	22
1.4 Il contesto e le innovazioni tecnologiche	25
2. Il mercato fotovoltaico ed eolico nel 2014: analisi "as-is" e prospettive di crescita ...	32
2.1 Il mercato fotovoltaico	33
2.1.1 Il mercato dei nuovi impianti fotovoltaici a livello globale	33
2.1.2 Il fotovoltaico in Italia	35
2.1.3 Previsioni del mercato internazionale	38
2.2 Il mercato eolico	40
2.2.1 Il mercato dei nuovi impianti eolici a livello globale	40
2.2.2 L'eolico in Italia	41
2.2.3 Previsioni di mercato	43
2.3 Il mercato secondario degli impianti	46
2.3.1 Il mercato secondario degli impianti fotovoltaici	48
2.3.2 Il mercato secondario degli impianti eolici	52
3. L'Operation & Maintenance	54
3.1 L'O&M nel mercato fotovoltaico	55
3.1.1 I Principali player attivi nella fornitura di servizi di O&M	55
3.1.2 Classificazione per i servizi offerti e segmentazione del mercato	56
3.1.3 Dati di mercato e volume d'affari dei servizi di O&M	61

3.1.4 Prospettive di mercato e risultati delle interviste	65
3.2 L'O&M nel mercato dell'energia eolica	71
3.2.1 Descrizione del mercato e attività principali.	71
3.2.2 Trend di mercato	73
3.2.3 La manutenzione del parco eolico italiano: i rifacimenti	74
3.3 Il Revamping	76
3.3.1 Il revamping: trend e considerazioni degli operatori	80
3.3.2 Il revamping nel mercato dell'energia eolica	82
4. Operazioni finanziarie nel mercato dell'energia rinnovabile.	85
4.1 Il refinancing	86
4.1.1 Dati di mercato	88
4.1.2 La ristrutturazione del debito nel mercato delle energie rinnovabili	90
4.2 Un nuovo strumento per le PMI: i mini-bond	95
4.2.1 Il segmento ExtraMOT PRO.	98
4.2.2 Il processo di emissione.	102
4.2.3 Il decreto "Destinazione Italia" e il decreto "Crescita e competitività". . .	104
4.2.4 Vantaggi e svantaggi dell'emissione di mini-bond	105
4.2.5 Dati di mercato	107
4.2.6 Il mercato dell'energia e i mini-bond	111
4.2.7 Le imprese emittenti e l'opinione degli operatori	115
4.3 L'AIM Italia-MAC	122
4.3.1 AIM Italia-MAC: un mercato alternativo per le PMI?	122
4.3.2 L'AIM Italia-MAC e il mercato dell'energia	128
4.3.3 Gli obiettivi e il parere degli operatori	130
Conclusioni	133
Bibliografia	137
Sitografia e documenti consultati	139
Appendice	147

Elenco delle figure

1.1 Schema logico dell'analisi PEST	7
1.2 Modalità di calcolo dell'incentivo per la seconda opzione dello "Spalma- incentivi"	16
1.3 Prestiti bancari erogati da novembre 2012 a novembre 2014 [Fonte:ABI - "monthly outlook" Dicembre 2014]	20
1.4 Andamento dei tassi di interesse e spread con le imprese europee (dati 2010- 2014) [Fonte: "I mini-bond: Istruzioni per l'uso" a cura di Roberto Calugi, Valentina Morelli e Gianmarco Paglietti-2014]	21
1.5 Rappresentazione grafica degli elementi che compongono un impianto fotovoltaico	25
2.1 Evoluzione delle installazioni di impianti fotovoltaici a livello mondiale [Fonti: "SolarBuzz quarterly Report 2014; "Evolution of global installation 2000- 2013"-EPIA"]	33
2.2 Installazioni nel terzo e quarto trimestre 2014 e nei primi due trimestri 2015. Sull'asse secondario la quota di mercato APAC [Fonte: "NPD SolarBuzz Asia Pacific Major PV Markets . Quarterly Report"]	35
2.3 Andamento della potenza entrata in esercizio in Italia tra il 2008 e il 2014 [Fonte dati 2008-2013: "Solar Energy Report 2014, E&S Group - Politecnico di Milano"]	36
2.4 Segmentazione della potenza entrata in esercizio in Italia tra il 2008 e il 2014 [Fonte dati 2008-2013: "Solar Energy Report 2014, E&S Group - Politecnico di Milano"; dati 2014: "InfoBuild Energia- "il mercato 2015 del fotovoltaico"]	37
2.5 Peso delle diverse aree geografiche nel mercato fotovoltaico 2014-2018 [Fonte:"Global market outlook for Photovoltaics 2014-2018" -EPIA]	39
2.6 Evoluzione potenza eolica installata e cumulata [Fonte:"Global Wind Statistics 2015" - GWEC]	41
2.7 Andamento della potenza da fonte eolica entrata in esercizio in Italia tra il 2005 e il 2014 [Fonte:"Report Energie rinnovabili non fotovoltaiche 2014", E&S Group; QualEnergia]	42
2.8 Andamento dei tre scenari predittivi del mercato eolico mondiale [Fonte:"Global Wind Energy Outlook 2014"]	43

2.9 Copertura della domanda internazionale d'energia grazie a fonte eolica [Fonte:" <i>Global Wind Energy Outlook 2014, International Energy Agency demand projection</i> "]	44
2.10 Tipologia di impianti e potenza. In evidenza il mercato appetibile a operazioni di compravendita [Fonte:" <i>Prothea: The Italian PV market: size, returns and future trends-2014</i> "]	49
2.11 Copertura dei diversi Conti Energia degli impianti Utility Scale [Fonte: " <i>Prothea: The Italian PV market: size, returns and future trends-2014</i> "]	50
2.12 Potenza oggetto di compravendita nel mercato italiano [Fonte: " <i>Prothea: The Italian PV market: size, returns and future trends-2014</i> "; <i>previsione IV trimestre a finire</i>]	51
3.1 Tipologia di servizio offerto in relazione alle diverse categorie di impianti	58
3.2 Classificazione per area di attività e servizio offerto dai diversi operatori presenti sul mercato. Trend in atto per società specializzate in O&M e EPC Contractors	60
3.3 Evoluzione del prezzo per il cliente finale dei diversi servizi di O&M negli ultimi 5 anni	62
3.4 Potenza effettiva oggetto di sostituzione del fornitore di servizi di O&M. Dati 2014-2015-2016 Expected [Fonte: " <i>Solar Energy Report 2014</i> ", <i>E&S Group</i>]	64
3.5 Trend nel mercato dell'O&M dei diversi proprietari di impianti. Evidente la richiesta di un livello di servizio più elevato per privati e soggetti industriali	68
3.6 Trend nell'offerta dei servizi di O&M relativi ai diversi operatori	68
3.7 Andamento del PR (Performance Ratio) dell'impianto pugliese su cui è stato implementato un sistema di PID recovery [Fonte: " <i>Esapro: Finanziare gli interventi di revamping degli impianti fotovoltaici</i> ", <i>Giorgio Menaldo, 27 Giugno 2014</i>]	78
3.8 Calo di output e di potenza in funzione della temperatura.	78
3.9 Percentuali di imprese intervistate che hanno svolto una specifica attività di revamping (6 rispondenti, risposta multipla). In rosso gli interventi correttivi e in verde gli interventi migliorativi	81
3.10 Sistema di ottimizzazione automatica [Fonte:" <i>Ottimizzare le performance delle centrali eoliche</i> " - <i>Lincoln-SKF</i>]	83

4.1	Determinanti della richiesta di credito - ascisse: anni dal 2009 al 2015; ordinate: percentuale netta [Fonte: " <i>Indagine sul credito bancario (dati aggiornamento 2015)</i> " - Banca d'Italia]	89
4.2	Incidenza dei rifiuti di finanziamento alle imprese. Divisione per dimensione aziendale [Fonte: " <i>Elaborazioni ufficio studi del consorzio camerale per il credito e la finanza</i> " - dati primi trimestri annuali]	90
4.3	Principali motivazioni delle operazioni di refinancing fra le imprese intervistate [7 rispondenti]	92
4.4	Struttura e schema logico del mercato ExtraMOT PRO di Borsa Italiana S.p.A [Fonte: " <i>Presentazione ExtraMOT PRO</i> ", Borsa Italiana]	100
4.5	Tempistica del processo di quotazione diviso per attività [Fonte: " <i>I mini-bond: istruzioni per l'uso</i> " a cura di Roberto Calugi e Gianmarco Paglietti - anno 2013]	104
4.6	Distribuzione complessiva del controvalore delle singole emissioni di minibond [Fonte: " <i>Osservatorio minibond</i> " - Politecnico di Milano]	108
4.7	Numero di emissioni di minibond nei diversi mercati [Fonte: " <i>I° Report Italiano sui Mini-bond</i> " - Politecnico di Milano"]	109
4.8	Segmentazione delle imprese emittenti per controvalore dell'emissione e per classe di fatturato consolidato [Fonte: " <i>I° Report Italiano sui Mini-bond</i> " - Politecnico di Milano"]	109
4.9	Flusso temporale e rispettivo valore delle emissioni di minibond (emissioni ≤ 50 mln.) [Fonte: " <i>Osservatorio minibond</i> " - Politecnico di Milano]	110
4.10	Finalità dichiarate dell'emissione di mini-bond: distinzione fra totalità di imprese su ExtraMOT PRO e Imprese del settore energia rinnovabile [Fonte soli dati ExtraMOT PRO: " <i>I° Report Italiano sui Mini-bond</i> " - Politecnico di Milano]	116
4.11	Definizione di possibili scenari per lo sviluppo del mercato dei mini-bond e relative nuove emissioni di "mini green bond"	120
4.12	Numero di IPO effettuate dalla nascita dell'AIM Italia. Da notare la fusione fra i due segmenti nel 2013. [Fonte: <i>AIM news</i>]	128
4.13	Analisi sulla conoscenza del mercato AIM Italia-MAC (6 rispondenti)	131

Elenco delle tabelle

1.1	Riduzione dell'incentivo per la prima opzione dello Spalma-incentivi	15
1.2	Valori relativi al coefficiente F(a)	16
1.3	Composizione percentuale sul totale delle passività finanziarie dei prestiti delle imprese [Fonte: " <i>I mini-bond: istruzioni per l'uso</i> " a cura di Roberto Calugi, Valentina Morelli e Gianmarco Paglietti - 2014]	19
1.4	Tabella riassuntiva delle tecnologie utilizzate nel settore fotovoltaico e delle rispettive efficienze	29
3.1	Elenco dei principali fornitori di servizi O&M in Italia al 2014	61
3.2	Orizzonte temporale del contratto di O&M degli operatori intervistati. In azzurro gli EPC e in bianco le imprese O&M contractor	66
3.3	Tipologie di servizi e attività offerte nei contratti di O&M eolico	72
4.1	Tipologia di imprese e relativi parametri indicati dalla raccomandazione 2003/361/CE	96
4.2	Imprese emittenti di minibond. Dettaglio sulla data di emissione, importo, scadenza, tipologia di bond, cedola e lotto minimo	112
4.3	Finalità dichiarate dell'emissione di mini-bond: focus sulle motivazioni e obiettivi delle imprese appartenenti al settore energia rinnovabile	117
4.4	Definizione di possibili scenari per lo sviluppo del mercato dei mini-bond e relative nuove emissioni di "mini green bond"	119
4.5	Confronto dei requisiti, documenti e adempimenti fra AIM Italia-MAC e MTA [Fonte: " <i>Borsa Italiana S.p.A.</i> "]	125
4.6-4.7	Tempistiche e attività relative al processo di pre-quotazione e quotazione [Fonte: " <i>Borsa Italiana S.p.A.</i> "]	126
4.8	Aziende green con IPO effettuata durante il 2014 [Fonte: " <i>Osservatorio VedoGreen Italia</i> "]	129
4.9	Aziende green con IPO effettuata prima del 2014 [Fonte: " <i>Osservatorio VedoGreen Italia</i> "]	130

Elenco dei Box

1	Modifiche normative ai sistemi di "Storage"	14
2	La relazione fra prezzo del petrolio e investimenti in rinnovabili	45
3	Gli asset di E.ON ed il mercato secondario	53
4	Furti, Sistemi di sicurezza e contratti di O&M	70
5	"In court procedure" refinancing	94
6	Un nuovo mini green bond in entrata sul mercato	121

Abstract

L'anno da poco concluso ha rappresentato un punto di svolta per lo sviluppo delle energie rinnovabili in Italia. Secondo dati Terna S.p.A. la produzione da impianti idroelettrici, termoelettrici, geotermici, eolici e fotovoltaici ha raggiunto il nuovo valore record di 116 TWh (+6,7% rispetto al 2013), pari al 43,3% della produzione nazionale e al 37,5% della domanda.

Tali valori rappresentano un importante passo in avanti nel cammino dell'Italia verso un futuro in cui l'energia rinnovabile sarà alla base della domanda elettrica del nostro paese.

Nel presente lavoro di tesi si andranno ad analizzare due delle soluzioni rinnovabili più discusse e in più rapida evoluzione sia a livello mondiale sia nel contesto italiano: il fotovoltaico e l'eolico. L'energia prodotta da queste due fonti rappresenta il 14,3% della produzione elettrica nazionale ed ha visto negli ultimi anni una crescita esponenziale grazie all'importante contributo del sistema incentivante garantito dall'autorità. Il 2013, e soprattutto il 2014, in tal senso, hanno rappresentato gli anni della svolta per questi due mercati: una nuova struttura normativa, unita ad un cambiamento del contesto competitivo e alla crisi economica in atto, hanno modificato radicalmente i piani di sviluppo delle aziende del settore.

Come immediata conseguenza di tali trasformazioni, le imprese italiane hanno dovuto sviluppare nuovi approcci e modelli di business per poter continuare a competere sul mercato e si sono trovate nella necessità di ricorrere a nuove soluzioni economico-finanziarie per sopravvivere e sviluppare i futuri piani di investimento. Nell'elaborato si cercherà inizialmente di inquadrare il tema delle opportunità di business garantite dalle attività di Operation & Maintenance (O&M), ovvero la gestione e manutenzione degli impianti pre-esistenti, le quali permettono la valorizzazione del parco impianti italiano (più di 18 GW di installato fotovoltaico e 8,7 GW di potenza da fonte eolica) e garantiscono elevati margini di crescita.

Successivamente si analizzeranno tre delle soluzioni di finanziamento delle imprese d'energia rinnovabile che hanno caratterizzato l'anno appena trascorso: il refinancing, l'emissione di mini-bond e la quotazione sul mercato borsistico AIM Italia-MAC. Il refinancing, il rifinanziamento del debito, è stata una delle operazioni più comuni nel panorama creditizio delle Piccole e Medie Imprese (PMI) operanti nel settore

dell'energia rinnovabile. I mini-bond e la quotazione sul mercato AIM rappresentano, invece, le recenti soluzioni messe a disposizione dall'Autorità per offrire nuove opportunità di uscita dal fenomeno di "credit crunch" presente in Italia. Si concluderà tracciando i possibili sviluppi futuri di tali strumenti e la loro possibile diffusione fra le imprese "green" italiane.

Abstract

The year 2014 represented a turning point for the development of renewable energies in Italy. Terna S.p.A. stated that the production of Hydroelectric, Thermoelectric, Geothermic, Wind power and Photovoltaic plants reached the new record value of 116 TWh (+6,7% over 2013), equal to 43,3% of national electric production and to 37,5% of national demand.

Those values imply an important step forward for Italy in its "journey" towards a future in which renewable energies might be the basis of electric demand.

My dissertation provides an analysis of two of the most discussed and fast changing renewable solutions, both on the international and Italian points of view: Photovoltaic and Wind powers. The energy produced by these two power sources covers the 14,3% of Italian electric production and it could register an exponential growth thanks to the "feed-in" incentive structure managed by Italian Authority. The years 2013 and, especially, 2014 will be remembered for the radical changes incurred on the two markets and as turning points for the future development of those energies. A new legislation, together with the economic recession and the changes which affected the competitive environment, completely modified the development and growth plans of "green" enterprises.

The consequences of these markets transformations were the improvement and introduction of new business models and business approaches and, most of all, an innovative way to finance the life and investment plans of enterprises. I describe the new business opportunities of Operation & Maintenance (O&M) activities, which enable the enhancement of Italian plants (more than 18 GW of Photovoltaic power capacity and 8,7 GW of Wind power capacity) and guarantee high growth margins.

The subsequent section of the thesis illustrates three of the financing opportunities that characterized the renewable energy market in 2014: refinancing, the issue of mini-bonds and the quotation on AIM Italia-MAC stock market. Refinancing, i.e. the renegotiation of existing debt, was one of the most common operations used by Small and Medium Enterprises (SMEs) operating in the renewable energy sector. On the other hand, mini-bonds and the quotation on AIM Italia-MAC are new financial instruments that could offer different opportunities and solutions to the "credit crunch" phenomenon. I end this

analysis trying to indicate plausible future developments of these financial instruments and their possible diffusion processes inside the "green" Italian market.

Metodologia

Il lavoro di ricerca si è inizialmente sviluppato grazie ad un'attenta lettura e studio di paper scientifici, report, notizie provenienti da siti specializzati e pubblicazioni da parte di istituzioni riconosciute a livello mondiale, quali l'European Photovoltaic Industry Association - EPIA, IHS e il Global Wind Energy Council - GWEC. Grazie a tali dati ho potuto articolare l'analisi di contesto del mercato (Capitolo 1) e valutare da un punto di vista quantitativo il settore fotovoltaico ed eolico in relazione al mercato dei nuovi impianti ed al mercato secondario (Capitolo 2).

A sostegno dell'analisi proposta ho effettuato delle interviste ad alcuni dei players operativi nel corso del 2014 sul mercato fotovoltaico ed eolico. Tali interviste hanno permesso di ottenere informazioni sulle strategie di mercato attuate e sulle opinioni riguardo ai temi centrali dell'elaborato.

Partendo dai principali indicatori di bilancio di 70 aziende operanti nel mercato dell'Operation & Maintenance (valori degli esercizi contabili 2012-2013 ottenuti grazie alla banca dati AIDA), ho optato per contattare le imprese con una struttura finanziaria solida e in grado di resistere ai difficili momenti di mercato degli ultimi tre anni (ovviamente grazie all'attuazione di strategie e modelli di business vincenti). Il Capitolo 3 si è quindi strutturato su una prima parte di analisi teorica del mercato dell'Operation & Maintenance, seguita dai risultati delle interviste e dalla definizione dei possibili trend futuri.

Partendo dall'analisi del contesto economico italiano ho inoltre deciso di realizzare uno studio completo di quelle che potrebbero essere nuove soluzioni, da un punto di vista finanziario, per le imprese nel settore dell'energia rinnovabile. Il Capitolo 4 è stato sviluppato grazie allo studio di report di settore, dei documenti messi a disposizione da Borsa Italiana S.p.A. e dalla normativa dei diversi strumenti approfonditi.

Grazie all'analisi effettuata sulla "salute" economico finanziaria delle imprese, le aziende contattate sono risultate essere delle papabili candidate alle operazioni di finanza straordinaria affrontate nel capitolo, quali mini-bond e quotazione su AIM. In definitiva le interviste sono state indicative per quanto riguarda l'analisi delle motivazioni relative al ricorso a tali operazioni (2 delle 7 imprese intervistate hanno emesso mini-bond e 1 si è quotata su AIM) e al desiderio o necessità di intraprendere il percorso di quotazione ed emissione in un prossimo futuro (per il restante campione).

È opportuno sottolineare come le informazioni raccolte tramite interviste siano state utilizzate a livello aggregato senza effettuare riferimenti puntuali per motivi di Privacy. In appendice a pagina 147 si potrà trovare l'elenco delle imprese collaboratrici.

Capitolo 1

L'analisi del contesto

In questo primo capitolo si vuole offrire un quadro completo del contesto e delle variabili esogene, o ambientali, relative al settore del solare fotovoltaico e dell'energia eolica. Considero infatti necessaria una presentazione di quelle che sono state le dinamiche evolutive che hanno caratterizzato il mercato italiano del 2014 e che ne modificheranno la sua struttura nel prossimo futuro. Questa prima analisi permetterà, inoltre, al lettore di comprendere le motivazioni che hanno spinto l'evoluzione e la contrazione del mercato dei nuovi impianti, del mercato secondario e, soprattutto, della centralità del mercato della gestione e manutenzione degli impianti esistenti.

Lo strumento ottimale che verrà utilizzato per svolgere tale studio è l'analisi di tipo PEST "*politica - economica - sociale - tecnologica*". Tale analisi permette di identificare le spinte ed i principali elementi di discontinuità che tendono ad ampliare o ridurre il valore connesso all'area di business, nella fattispecie il valore del mercato dell'energia rinnovabile e in particolare dell'O&M. La PEST guarda al medio termine: identifica i macro-trend che possono identificare l'incremento o la contrazione del valore disponibile. L'analisi PEST è puramente di tipo strategico e verrà utilizzata in quanto il settore delle rinnovabili si sta evolvendo velocemente e alcuni cambiamenti avvenuti nel 2014 avranno impatti nel medio- lungo periodo.

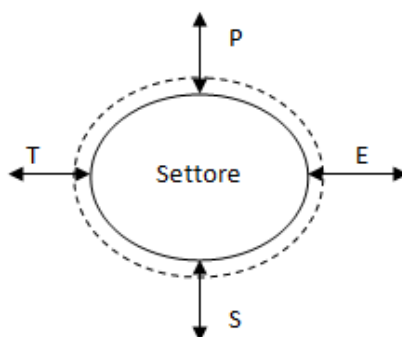


Figura 1.1: Schema logico dell'analisi "PEST"

Il primo passo dell'analisi PEST è la definizione delle spinte "politiche" in atto nel settore, che lo hanno modificato nel 2014 e che lo influenzeranno nel prossimo futuro. Per analizzare questo primo aspetto del contesto è necessario analizzare la normativa di riferimento del mercato.

1.1 Il contesto Politico e Normativo: i cambiamenti nel 2014

L'analisi delle spinte politico-normative è centrale nell'analizzare il mercato dell'energia rinnovabile e, forse, è la forza "esogena" che più impatta sull'evoluzione e i trend delle varie soluzioni energetiche. Nel seguente paragrafo si analizzeranno le principali modifiche che sono state introdotte a livello normativo nel 2014 (e negli anni precedenti se presentano ancora una significatività) e che influenzeranno il mercato nel futuro. Il 2014 è stato incentrato su due cambiamenti fondamentali a livello normativo: lo "Spalma-incentivi" e le manovre sui SEU. Di seguito si illustreranno le manovre e le norme che hanno impattato con i propri effetti nell'anno 2014 e impatteranno nei prossimi anni.

L'Eolico: Mercato che risulta in forte crisi a livello italiano. Il trend negativo del settore è cominciato nel 2013 quando sono diventati pienamente visibili i risultati del D.M. del 6/07/2012. Nella sezione relativa ad una breve disamina del mercato eolico (Capitolo 2.2.2, pag.41) si potrà osservare come, da un punto di vista quantitativo, i cambiamenti normativi uniti ad una congiuntura economica sfavorevole abbiano indotto il tracollo dell'industria. L'eolico non ha visto importanti cambiamenti normativi nell'ultimo anno, ma, come per tutte le fonti energetiche rinnovabili, lo "Spalma-incentivi" ha modificato i piani incentivanti del settore (per disamina sezione 1.1.1 a pag. 15) e catalizzato l'attenzione degli operatori nella seconda metà dell'anno.

Il costo indicativo cumulato annuo degli incentivi per le energie rinnovabili non fotovoltaiche al 31 dicembre 2014 si è attestato a 5,390 miliardi di €, ma nel corso dell'anno si è paventato più volte il raggiungimento del tetto pari a 5,8 miliardi (introdotto sempre nel D.M. 6/07/2012, art. 3) che avrebbe di fatto stabilito la fine di nuovi incentivi al settore. Tale rischio è ancora presente per gli operatori del settore, infatti il timore è che il tetto massimo di spesa venga raggiunto prima che si liberino altre risorse nel corso del 2015 o che vengano prese altre misure. È in atto, a tale proposito, una discussione aperta dal viceministro dello Sviluppo Economico Claudio De Vincenti.

In relazione alle tariffe incentivanti per i sistemi non FV, a novembre il GSE ha portato buone notizie agli operatori del settore. Nel D.M. del 6/07/2012 si era infatti stabilita una decurtazione del 2% (art. 7 comma 1) della tariffa incentivante base, quella vigente alla data di entrata in esercizio dell'impianto, per gli anni 2014, 2015 e 2016 che di fatto non verrà applicata. Questo è avvenuto, in quanto la potenza complessivamente assegnata tramite le procedure di Aste e Registri è risultata inferiore alla soglia dell'80%, sia relativamente ai Bandi 2013 (con riferimento alla potenza disponibile per l'anno 2014), sia ai Bandi 2014 (con riferimento alla potenza disponibile per l'anno 2015).

Allo stesso tempo il governo ha deluso gli operatori del settore relativamente all'applicazione e alla stesura finale del D.L. del 12 Settembre 2014, n. 133, il cosiddetto "Sblocca Italia" nel quale non sono stati inserite norme per stabilizzare detrazioni fiscali per gli interventi di efficienza energetica.

In conclusione a questa sezione normativa è opportuno presentare i meccanismi ad Aste e le norme a favore del mini-eolico, seppur non introdotte nel 2014.

Il più volte citato D.M. del 6/07/2012 ha difatti stabilito le misure di ottenimento degli incentivi per le diverse tipologie di impianti eolici. Per gli impianti di taglia medio piccola sono stati istituiti dei Registri mentre per gli impianti di taglia maggiore ci si è basati su sistemi ad Asta competitiva. I risultati, a due anni da tale provvedimento, sono fallimentari e sono indicati dagli operatori come una delle principali cause della contrazione del mercato. Senza entrare nel dettaglio del sistema ad Aste è opportuno sottolineare come la norma ha concesso la partecipazione a moltissime società che hanno operato ribassi importantissimi in sede d'Asta. Il risultato di tali manovre è risultato il seguente: gran parte dei vincitori non hanno cominciato a costruire gli impianti assegnati in quanto, per vincere, hanno abbassato il prezzo sotto i valori reali. Per quanto riguarda i vincitori delle aste del 2012 il 46% dei progetti è rimasto sulla carta, di quelli del 2013 addirittura il 75% (sfruttando la norma secondo la quale lo sviluppatore ha tempo 28 mesi per realizzare l'impianto senza incorrere in decurtazioni della tariffa). A fronte delle fortissime critiche degli operatori, entro la fine del 2014 si attendevano i correttivi al sistema da parte del Ministero dello Sviluppo Economico, tuttavia, ad oggi, il Decreto per la definizione dei contingenti 2016-2020 non è stato ancora emanato.

Il D.M. 6/07/2012 ha introdotto importanti novità anche per quanto riguarda il mini-eolico andando a stabilire nuove soglie per l'incentivazione e modalità d'accesso agli incentivi (Tariffa Omnicomprensiva leggermente ridotta ma prolungata in termini di periodo di incentivazione). A differenza del grande eolico il D.M. 6/07/2012 ha dato nuova linfa al settore del mini-eolico (per i dati si rimanda alla sezione di mercato 2.2.2).

Solare: Le più importanti novità a livello normativo nel settore fotovoltaico sono contenute nel "Decreto Competitività" , D.L. 91/2014 (24/06/2014) convertito nella Legge 116/2014 (11/08/2014), che ha giocato, nel bene e nel male, un ruolo di primaria importanza sul mercato. Di seguito verranno illustrate le novità normative di tale decreto, concentrandosi sugli aspetti "incentivanti" e positivi per il settore, mentre successivamente si analizzerà in dettaglio lo "Spalma-incentivi", norma ancora discussa e ampiamente controversa. È opportuno ricordare al lettore come nel 2013, per le imprese del settore fotovoltaico, si sia esaurito il sistema incentivante del Conto Energia (incentivo diretto in conto esercizio arrivato fino al V° con un tetto massimo di 6,7 miliardi di euro cumulato annuo) e che tale interruzione abbia provocato una forte discontinuità all'interno del mercato.

Le novità dell'anno sono riassumibili in tre punti cardine:

- estensione a 500 kW del limite di potenza per accedere allo Scambio sul Posto (Delibera 612/2014) con entrata in vigore dal 1 Gennaio 2015. Lo Scambio sul Posto è un sistema incentivante nato nel 2003 che "permette di utilizzare la rete elettrica come strumento di storage virtuale dell'energia, grazie alla convenzione stipulata tra i produttori e il GSE, compensando la quantità di energia elettrica immessa in rete da un'utenza in un dato istante della giornata con quella prelevata dalla rete dalla medesima utenza in un intervallo di tempo diverso." (Solar Energy Report 2013). Tale sistema incentivante, che nell'anno passato era stato penalizzato dal DCO 488/2013/R/EFR (che poneva limitazioni alla restituzione della componente legata agli oneri generali di sistema), è stato invece rivalutato e esteso, introducendo nel meccanismo anche gli impianti tra i 200kW fino a 500 kW che entrano in esercizio dal 1 Gennaio 2015 (prima il limite massimo era 200 kW).

- Proroga della detrazione fiscale del 50%. Con l'approvazione della Legge di Stabilità il 22/12/2014 è stata prorogata la detrazione Irpef del 50% per gli interventi di ristrutturazione edilizia (compresa l'installazione di un impianto fotovoltaico domestico fino ai 20kW di potenza) fino al 31/12/2015. È invece, invariato il tetto massimo di spesa su cui calcolare l'ammontare del bonus fiscale pari a 96.000 €. Tale proroga aiuta il mercato, in quanto la precedente Legge di Stabilità aveva previsto che il bonus al 50% poteva essere fruito per le spese sostenute fino al 31 dicembre 2014, per poi ridursi al 40% dal 1 gennaio 2015 e attestarsi al 36% dal 2016. È da menzionare anche la proroga, con la stessa legge, delle detrazioni del 65% per operazioni di risparmio energetico.
- Definitiva affermazione dei SEU e la loro normativa. I SEU (Sistemi Efficienti di Utenza), rappresentano un sottoinsieme della categoria di reti classificate come SAEE, Sistemi di Auto Approvvigionamento Energetico, definiti nel Decreto del 10/12/2010. La loro nascita risale all'introduzione del concetto dell'autoconsumo introdotto dal Decreto Bersani del 1999, ma, per far sì che tale concetto fosse più dettagliato e definito, sono dovuti passare più di dieci anni con diversi Decreti (come il 115/2008) e Leggi (quale la 99/09). Infine si è definito il modello SEU come sistema in cui un impianto di produzione di energia elettrica, con potenza non superiore a 20 MW, alimentato da fonti rinnovabili (ovvero in assetto cogenerativo ad alto rendimento), è direttamente connesso, per il tramite di un collegamento privato, all'impianto per il consumo di un solo cliente finale, anche corrispondente al produttore. Il modello nel corso degli anni ha cominciato ad affermarsi presso diverse tipologie di clienti (utenti domestici e piccole attività commerciali, piccole e medie imprese e anche la grande industria) con la grande negatività di un quadro legislativo e regolatorio ancora frammentato. Tale quadro viene affrontato e chiarito con la delibera dell'Autorità 578/2013/R/EEL (Dicembre 2013) con la quale i principali vuoti di regolamentazione vengono colmati : viene confermato il principio della "mono-utenza" (esclusione delle multi-utenze), il vincolo della "continuità territoriale ininterrotta" (obbligatoria la disponibilità di una superficie adeguata alla installazione di un impianto fotovoltaico), viene riconosciuta l'esenzione dagli oneri generali di sistema (principale vantaggio dei SEU), viene lasciata la possibilità di accesso allo Scambio sul Posto. Il problema per il regolatore, con una sempre maggiore crescita di tali sistemi, diventa l'esenzione del pagamento

degli oneri di sistema che, in pratica scarica tale costo su chi non è in grado di utilizzare tale strumento. Riconosciuta questa criticità, il Governo vi pone rimedio tramite la Legge Competitività. In pratica vi è l'introduzione dell'obbligo (per tutti gli impianti sotto 20kW) di pagamento del 5% degli oneri di sistema anche sull'energia consumata, ma non prelevata in rete (autoconsumata). Ovviamente il calcolo preciso risulta impraticabile, quindi l'Autorità ha risolto tale problema con la nuova delibera 609/2014, che riprende, con notevoli migliorie, quanto proposto nel documento di consultazione 519/2014.

Per gli impianti a bassa tensione (non considerati impianti <20 kW in quanto esentati) si pagherà un corrispettivo fisso di 36 euro/punto di prelievo/anno secondo quanto stabilito dalla delibera 675/2014.

Per impianti in media tensione la cifra da pagare dipenderà dalla taglia e dalla fonte di alimentazione. Il pagamento sarà calcolato tramite la seguente formula:

$$\text{Maggiorazione A3} = \text{Potenza} * \text{ore} * \alpha * \text{Aliquota}$$

- a) **ore** è il numero di ore di riferimento differenziato per fonte, fissato convenzionalmente a: 1000 per il fotovoltaico; 3000 per l'idroelettrico; 1800 per l'eolico e 7000 per le altre fonti;
- b) **α** , parametro che tiene conto dell'incidenza dell'autoconsumo in sito sulla produzione totale di energia elettrica ed è convenzionalmente posto pari a 0,5 in sede di prima applicazione. Ovviamente essendo tale valore fisso, sarà avvantaggiato chi auto consuma oltre tale quota.
- c) **Aliquota** in questa fase è il 5% del valore unitario variabile delle componenti tariffarie A + MCT (le eventuali rimodulazioni della percentuale di oneri da pagare, che saranno effettuate a cadenza biennale, varranno solo per gli impianti non ancora in esercizio al momento in cui gli aumenti verranno deliberati. Inoltre la quota da pagare non potrà salire di più di 2,5 punti percentuali per ogni aggiornamento biennale). Sempre con la delibera 675/2014 l'aliquota per il 2015 è stata fissata a 2,73 euro/MWh.

Per impianti in alta/altissima tensione (o energivore anche a media tensione) sarà applicato un sistema di maggiorazioni calcolate sulla singola impresa, basandosi sui dati di consumo rilevati dalle dichiarazioni rese dalle stesse imprese. Tali maggiorazioni saranno determinate applicando il 5% dei corrispettivi unitari variabili delle componenti

A2, A3, A4, A5, A6, As e MCT. Ricordiamo che le componenti A coprono gli oneri sostenuti nell'interesse generale del sistema elettrico, mentre la componente MTC copre il finanziamento delle misure di compensazione territoriale.

Tale correzione è stata ben accolta dal mondo delle rinnovabili in quanto si pongono limiti agli aumenti futuri che nella formulazione del decreto creavano grande incertezza per i progetti ancora da realizzare. Essenzialmente le uniche rimodulazioni saranno effettuate a cadenza biennale, varranno solo per gli impianti non ancora in esercizio al momento in cui gli aumenti verranno deliberati e la quota percentuale non potrà salire più del 2,5%.

Da un punto di vista prospettico è opportuno riportare alcune novità che L'Autorità per L'Energia ha stilato per il quadriennio 2015-2018. Il punto di principale preoccupazione dell'Autorità risulta sempre la crescita dell'autoconsumo, che seppur già regolata, desta timori sul possibile restringimento del volume dei consumi soddisfatti dalla rete pubblica (possibili conseguenza in termini di oneri di sistema e di rete). L'Autorità ha già ipotizzato per il 2016 una "profonda revisione" che probabilmente porterà la trasformazione degli oneri di rete in un costo fisso. Nel 2015, inoltre, si sta cominciando a lavorare ad un Testo Unico per il mercato dei servizi di "dispacciamento" che dovrebbe consentire la partecipazione anche agli impianti a fonti rinnovabili. Riguardo ai sistemi di accumulo per la rete è da sottolineare che la gestione potrebbe essere affidata a soggetti terzi che non siano Terna o i distributori: la valutazione di tale opzione sarà effettuata tra inizio 2017 e la prima metà del 2018.

Box di approfondimento n. 1

Modifiche normative ai sistemi di "Storage"

Il 2014 ha visto la tanto attesa pubblicazione della delibera con le disposizioni relative all'integrazione dei sistemi di accumulo di energia nel sistema elettrico nazionale. La delibera 574/2014/R/eel, definisce le modalità di accesso e di utilizzo della rete pubblica nel caso di sistemi di accumulo di energia elettrica, nonché le misure necessarie per la corretta erogazione di strumenti incentivanti o di regimi speciali in presenza di sistemi di accumulo.

Come sarà spiegato in seguito i sistemi FV + storage rappresentano uno dei prospetti più interessanti per lo sviluppo del mercato e questo ottimismo è dovuto anche a tale delibera che in pratica definisce la possibilità di accesso alla detrazione fiscale al 50% per i suddetti sistemi .

Tale delibera è stata integrata in un secondo momento a seguito dell'aggiornamento del CEI di alcune norme (in particolare la 0-16 e 0-21) che hanno introdotto prescrizioni relative alle varie fasi di funzionamento degli accumuli. Con l'uscita della delibera 642/2014 per gli impianti che hanno fatto richiesta di connessione dal 21/11/2014 dovranno essere rispettati i nuovi requisiti tecnici dalle varianti alle norme CEI 0-16 e CEI 0-21.

Importante sottolineare come le norme CEI si applichino anche agli inverter (per i quali viene presentata richiesta di connessione dal 01/09/2016) che consentono il ritardo nell'attivazione delle funzioni di limitazione della potenza attiva per transitori di sovra-frequenza originatori sulla rete.

1.1.1 Lo Spalma-incentivi

Il 2015 sarà un anno che porrà il mercato del fotovoltaico e delle energie rinnovabili di fronte ad una nuova sfida nel raggiungimento della "grid parity" (offerta di soluzioni convenienti dal punto di vista economico anche in assenza di incentivi pubblici "diretti"). L'oggetto di questa ulteriore minaccia al settore deriva da alcuni passaggi presenti nel "Decreto Competitività", D.L. 91/2014 (24/06/2014) convertito nella Legge 116/2014 (11/08/2014). Tale Decreto, recante disposizioni per diversi settori (quali il settore agricolo, la tutela ambientale, l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria e lo sviluppo imprenditoriale), presenta importanti cambiamenti volti al "contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche". La norma contenuta nel Decreto competitività che sta facendo discutere le imprese, il governo e importanti esperti del settore è soprannominata "Spalma-incentivi". Essa va a rimodulare, da gennaio 2015, i bonus e gli incentivi per gli investitori che hanno installato impianti fotovoltaici di potenza nominale superiore ai 200KW. Per tali investitori lo "Spalma-incentivi" offre tre diverse opzioni.

La prima opzione è l'erogazione per 24 anni della tariffa decurtata di diverse percentuali di riduzione contenute nell'allegato n.2 del decreto.

Periodo residuo (anni)	Percentuale di Riduzione dell'incentivo
12	25%
13	24%
14	22%
15	21%
16	20%
17	19%
18	18%
Oltre 19	17%

Tabella 1.1: Riduzione dell'incentivo per la prima opzione dello spalma-incentivi

La seconda opzione è basata sull'incentivo spettante dall' 01/01/2015, erogato in 20 anni e rimodulato secondo le modalità incluse nel decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 17 Ottobre 2014 (attuazione dell'articolo 26, comma 3) e rese disponibili dal GSE. Di seguito si riportano le funzioni che vanno a definire il calcolo del nuovo incentivo per questa opzione.

$$I_{new} = I_{old} * (1 - X_i)$$

$$X_i = \begin{cases} -X_0, & 2015 \leq i \leq 2019 \\ -X_0 + K \cdot (i - 2019), & 2020 \leq i \leq (2015 + a - 6) \\ +X_0, & (2015 + a - 5) \leq i \leq (2015 + a - 1) \\ 0, & i = 2015 + a \end{cases}$$

$$K = \frac{2X_0}{(a - 9)}$$

$$X_0 = F_{(a)} + [F_{(a+1)} - F_{(a)}] * \frac{m}{12}$$

Figura 1.2: Modalità di calcolo dell'incentivo per la seconda opzione dello spalma-incentivi

con F, in funzione del parametro a calcolato come:

a	F _(a)
11	-31,39%
12	-26,43%
13	-22,59%
14	-19,54%
15	-17,08%
16	-15,05%
17	-13,37%
18	-11,95%
19	-10,74%
20	-9,70%

Tabella 1.2: Valori relativi al coefficiente F_(a)

Nella prima equazione si può osservare la relazione fra il nuovo incentivo e l'incentivo previgente corretto da un coefficiente che varia in funzione dell'anno *i* (come si può vedere dal sistema). I termini *a* ed *m* sono, rispettivamente, gli anni e i mesi residui del periodo di incentivazione (con *m* approssimato per difetto), calcolati a decorrere dal 21 Dicembre 2014. I calcoli effettuati hanno un obiettivo prefissato di 600 milioni di euro di risparmio nell'arco temporale 2015-2019, rispetto all'erogazione prevista con le tariffe vigenti.

La terza e ultima opzione è la tariffa erogata sempre nell'arco temporale di 20 anni ma ridotta, per il periodo residuo di incentivazione, di una percentuale proporzionale alla potenza dell'impianto.

Gli operatori hanno avuto poco tempo (fino al 30/11/2014) per comunicare l'opzione scelta al GSE e, nell'eventualità di ritardo nella comunicazione, è scattata automaticamente la terza opzione.

È da sottolineare come, per quanto riguarda le tariffe omnicomprensive erogate ai sensi dell'ultimo Conto Energia, le riduzioni si applichino alla sola componente incentivante (art. 5, comma 2, del DM 5/07/2012).

A fronte di danni economici ingenti e diffusi per centinaia di imprese sul suolo italiano, un gruppo di aziende coordinate da Confagricoltura e AssoRinnovabili hanno presentato domanda di sospensione tramite ricorso contro la norma "Spalma-incentivi". Questa è stata respinta dal TAR del Lazio che ha rinviato la discussione ad un'udienza fissata per il 19 marzo 2015. AssoRinnovabili ha anche scritto alla Commissione Europea, chiedendo l'apertura di una procedura di infrazione contro l'Italia per la violazione della direttiva 2009/28/CE che fissava i target europei per lo sviluppo delle energie rinnovabili.

L'impatto che tale norma sta già avendo (e che avrà) sul settore è devastante: diverse aziende a rischio hanno chiesto di rinegoziare il debito (trattazione approfondita di tale strumento verrà svolta nel capitolo 4.1 pag. 86) ricevendo risposte spesso negative dagli istituti di credito e il mercato secondario degli impianti, già in evidente flessione, preannuncia un ulteriore indebolimento con trattative che si sono arenate a causa dell'abbassamento del valore degli asset e all'innalzamento dei livelli di rischio. È da sottolineare come nell'eventualità che la norma venga riconosciuta come incostituzionale il GSE dovrà procedere a restituzioni nell'ordine di decine di milioni di euro (con ipotesi di conclusione del ricorso fra 2-3 anni).

Lo Spalma-incentivi non riguarda però esclusivamente le imprese del fotovoltaico ma anche gli operatori delle restanti rinnovabili elettriche non fotovoltaiche. Per le imprese che beneficiano di incentivi sotto forma di certificati verdi, tariffe omnicomprensive o tariffe premio il cui periodo incentivante termini dopo il 31 dicembre 2014, si chiede di aderire ad un sistema "volontario" di rimodulazione dell'incentivo su un periodo più lungo di 7 anni. L'importo totale, così non subisce variazioni, ma la sua erogazione è dilazionata nel tempo. La non adesione alla "spalmatura" prevede l'impossibilità per 10

anni, a partire dal termine del periodo di incentivazione, di accedere a tutti i possibili sistemi di sostegno futuri.

Gli operatori del settore, come avvenuto per il fotovoltaico, accusano la retroattività della norma, la quale cambierebbe completamente i piani industriali e finanziari del mercato. Anche in questo caso AssoRinnovabili ha coordinato una azione giurisdizionale collettiva.

1.2 Il contesto Economico

Il sistema economico produttivo italiano si trova in una crisi che da sette anni sta condizionando l'economia dei paesi dell'Unione Europea. Per quanto riguarda il contesto competitivo italiano i dati sono sconcertanti, soprattutto se si vanno ad analizzare il numero dei fallimenti e il crollo degli indicatori di bilancio della maggioranza delle imprese. Le motivazioni sono molteplici ma nel presente capitolo ci si concentrerà sul lato puramente finanziario, legato principalmente al rapporto fra le imprese e il sistema creditizio.

L'Italia è il paese in cui la componente azionaria presenta il peso relativo minore sul totale delle passività, collocandosi al di sotto del 45%, contro una media di circa il 53% nella zona Euro. Viceversa, i debiti finanziari, composti da obbligazioni e da prestiti, rivestono per le nostre imprese un peso maggiore (in rapporto alle passività finanziarie) di quello giocato nel resto della zona euro, superiore di oltre 5 punti percentuali rispetto al dato della Germania e di oltre 9 rispetto a quello della Francia. Regno Unito e Spagna presentano livelli di debiti finanziari simili a quelli italiani ma la loro articolazione è alquanto diversa.

Il dato più significativo sulla mancanza di capitali che stanno affrontando ad oggi le imprese italiane è relativo alla struttura dei debiti finanziari. I prestiti di matrice bancaria rappresentano quasi il 23% delle passività complessive delle imprese, mentre nella zona euro la media si attesta intorno al 15% con valori del 10% in Francia. Il risultato di tali dati ha come effetto che in Italia i debiti bancari rappresentano poco meno del 75% dei prestiti concessi alle imprese (contro una media del 51%). L'elevata dipendenza dal sistema bancario è palese, con il risultato che, non appena si sono venute a creare situazioni di stress nel mercato del credito, queste si sono immediatamente riflesse sulla struttura finanziaria delle imprese. La tabella qui sotto riportata (Tabella

1.3) presenta il quadro complessivo della composizione percentuale (sul totale delle passività finanziarie) dei prestiti delle imprese.

	Banche	Altri soggetti	Totale prestiti	Debiti bancari/ Prestiti	Debiti Bancari/ Debiti finanziari
Italia	22,9	8,6	31,5	72,6	64,2
Francia	10,0	10,0	20,0	50,2	38,3
Germania	15,5	12,2	27,7	55,9	50,9
Spagna	17,4	19,7	37,1	46,9	46,2
Zona Euro	15,3	14,5	29,8	51,3	45,5
Regno Unito	10,9	15,5	26,4	41,1	29,6

*Tabella 1.3: Composizione percentuale sul totale delle passività finanziarie dei prestiti delle imprese.
[Fonte: I mini-bond: Istruzioni per l'uso" a cura di Roberto Calugi, Valentina Morelli e Gianmarco Paglietti-2014]*

Osservando il problema del credito da un punto di vista relativo agli indicatori di bilancio si può osservare come il "leverage" medio (ossia il rapporto tra i debiti finanziari e la somma degli stessi con il patrimonio) delle aziende italiane sia superiore alla media degli altri principali paesi europei (44,4% contro il 38,9%). Il peggioramento della qualità del credito, unito all'irrigidimento dei parametri di patrimonializzazione imposto dalle autorità europee, ha contribuito ad accentuare un fenomeno di restrizione del credito bancario che ha assunto, nel corso degli anni, le connotazioni di un vero e proprio "credit crunch". Sulla riduzione delle erogazioni, però, hanno inciso due fenomeni complementari: da un lato, l'effettiva restrizione dell'offerta da parte delle banche ma, dall'altro, anche una riduzione della domanda da parte delle imprese, derivante sia da minori investimenti sia da un maggior ricorso al mercato obbligazionario.

Risulta indicativo il trend che si è potuto registrare dall'inizio delle crisi europea per quanto riguarda i prestiti bancari concessi alle imprese italiane. Il calo di fiducia nel contesto imprenditoriale italiano ha visto come risultato una riduzione drastica dei prestiti erogati dagli istituti di credito verso le imprese. Di seguito sono andati ad analizzare i dati riportati da Cerved nel suo report di Ottobre 2013 e i dati dell'ABI pubblicati nel "monthly outlook" di dicembre 2014 (Figura 1.3).

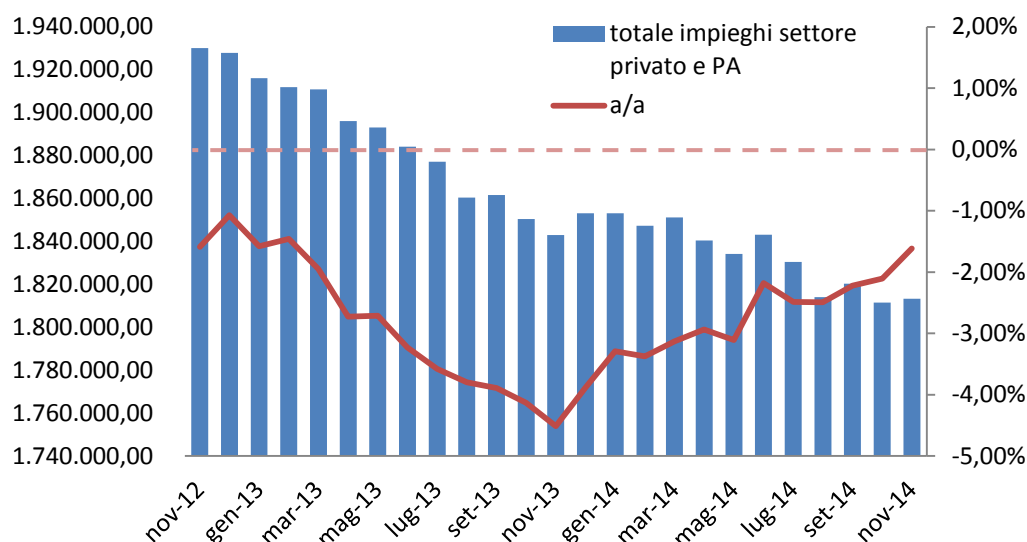


Figura 1.3: Prestiti bancari erogati da novembre 2012 a novembre 2014.
 [Fonte:ABI - "monthly outlook" Dicembre 2014]

Essenzialmente nell'ultimo anno si è potuta registrare una piccola ripresa del credito verso le aziende ma si è ancora ben lontani da una parvenza di rilancio: la linea riferita alle variazioni anno su anno fa registrare dati costantemente negativi di percentuali che variano fra il -4,5% al -1% . Le imprese italiane, principalmente le PMI, stanno cercando di ritrovare le risorse per sopravvivere e non più per investire in progetti a lungo termine e, in un'ottica puramente finanziaria, le banche rispondono contraendo i propri sforzi. Questa parte verrà analizzata più in dettaglio nel capitolo riguardante il rifinanziamento del debito (Capitolo 4.1 pag. 86).

Ulteriore conferma al momento di crisi è legata alla dinamica dei tassi di interesse sui prestiti bancari. Fino al 2011 le imprese italiane pagavano tassi di interesse mediamente inferiori alle realtà estere, mentre dal 2012 in poi si è registrato un aumento del delta fra tassi italiani e europei, incrementando un gap competitivo con le nostre imprese. Di seguito si riporta l'andamento medio dei tassi di interesse con il relativo differenziale con le imprese europee (Figura 1.4).

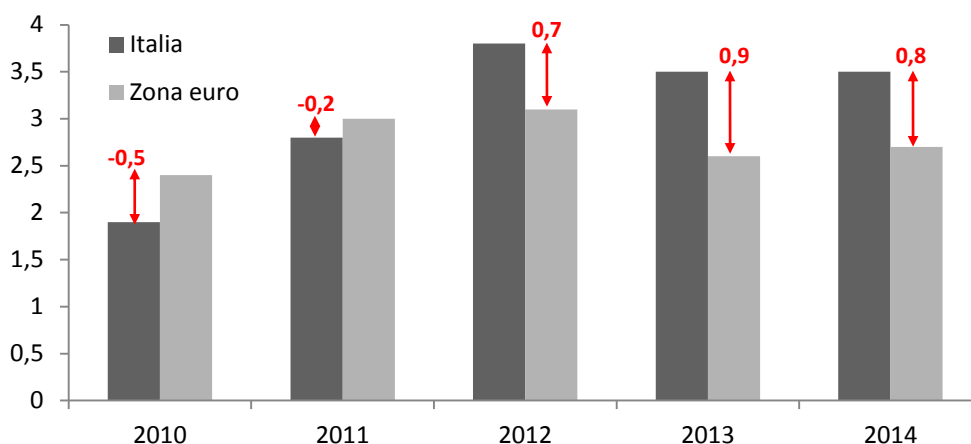


Figura 1.4: Andamento dei tassi di interesse e spread con le imprese europee (dati 2010-2014)
 [Fonte: *I mini-bond: Istruzioni per l'uso* a cura di Roberto Calugi, Valentina Morelli e Gianmarco Paglietti-2014]

In tale contesto di riduzione del credito si sta, inoltre, progressivamente affermando il piano stabilito da Basilea III (Nuovo Accordo sull'Adeguatezza Patrimoniale delle Banche) che entrerà in vigore in fasi successive tra il 2013 e il 2019. Di seguito non verrà illustrato nel dettaglio quanto prevede Basilea III ma l'effetto ultimo che, si teme, avrà sul sistema creditizio verso le piccole e medie imprese.

Tale accordo è stato introdotto per ridurre il rischio che i sistemi bancari di numerosi paesi possano presentare un'eccessiva leva finanziaria in bilancio e fuori bilancio con graduale erosione del livello e della qualità della base patrimoniale. Per raggiungere tale obiettivo le banche hanno già iniziato a selezionare con maggiore rigidità le controparti (le imprese) e di conseguenza, alla luce di bilanci e business plan ad alto rischio, le porteranno a non concedere nuovi crediti, ad aumentare i tassi di interesse o a revocare le linee di credito precedentemente concesse. Per ovviare ad una situazione che da qui al 2019 potrebbe peggiorare la condizione dell'imprenditoria, l'Europarlamento ha introdotto delle agevolazioni e riduzioni dei "ratio" di rischio relativi ai prestiti tipici delle PMI (per crediti inferiori a 1,5 mln. €). Ovviamente la deroga riconosce il problema e cerca di sostenere i finanziamenti alle piccole medie imprese, ma l'Accordo di Basilea III risulterà, in ogni caso, un evento che ridurrà la propensione delle banche a garantire credito.

Per concludere il quadro non certo esaltante sulla situazione del tessuto delle imprese italiane è opportuno andare ad analizzare il numero di attività che sono cessate nel 2014: oltre 11.000 imprese hanno aperto procedura fallimentare (+11,9% rispetto al 2013). La disposizione territoriale di tale imprese vede un incremento del +4,4% di fallimenti nel

Nord-Est, +13,6% nel Mezzogiorno e Isole, +13,8% nel Nord Ovest e +13,9% nel Centro.

È quindi palese come il contesto economico finanziario vada a giocare un ruolo fondamentale per il futuro sia del settore delle energie rinnovabili in Italia, ma, più in generale, della vera ossatura delle PMI sul nostro territorio.

1.3 Il contesto Sociale

La premessa che giustifica tale analisi è legata al fatto che i fattori che spingono l'industria solare e delle energie rinnovabili sono tutti correlati e interconnessi: globalizzazione, mercato dei capitali, interventi normativi, opinione pubblica e allocazione delle risorse. L'opinione diffusa è che l'attuale mercato dell'energia rinnovabile (ed in particolare del fotovoltaico) sia più solido e continuo rispetto ai "boom" di mercato avvenuti nel passato (es: 1970-1983) anche grazie al cambiamento sociale e alla maggiore predisposizione del pubblico verso scelte più "environmentally friendly".

Analisi di tale aspetto deve partire dal passato, perché è difficile individuare un inizio del trend ambientalista e della rinnovata attenzione dell'opinione pubblica verso la sostenibilità. È possibile individuare alcuni passaggi chiave fra i quali:

- 1972 conferenza dell'ONU a Stoccolma: definito come il primo embrione della sostenibilità, Il problema principale dell'epoca era che il tema toccava unicamente le nazioni avanzate;
- Il summit della Terra di Rio de Janeiro del 1992: riconoscimento internazionale della crisi climatica globale da parte dell'ONU. A questo summit seguì uno dei più importanti studi sull'opinione pubblica effettuato da "Gallup International" che fece emergere come nei 24 paesi analizzati la popolazione percepiva il problema ambientale e di riscaldamento globale come grave;
- Protocollo di Kyoto del 1997: trattato internazionale in materia ambientale e di sostenibilità;
- Programma europeo sul cambiamento del clima (ECCP) del 2000;
- Consiglio europeo del marzo 2007: ha ufficializzato la strategia 20-20-20 entro il 2020. La normativa italiana ha riconosciuto questi obiettivi con la legge 4

giugno 2010, n.96, legge comunitaria 2009: riduzione del 20% della CO2 rispetto ai livelli del '90, aumento efficienza energetica pari al 20% del consumo totale di energia primaria e incremento della percentuale complessiva delle energie rinnovabili (portandola al 20% in UE).

Questo percorso ci aiuta ad arrivare alle misure più recenti definite dalla politica di coesione UE 2014-2020. Tale politica aiuta gli stati membri a raggiungere i target fissati nel 2007. Nell'aprile di quest'anno, inoltre, la commissione europea ha presentato gli obiettivi in materia di clima ed energia per il 2030, rendendo ancora più forti e improntati alla sostenibilità gli obiettivi già definiti nel 2007. Essenzialmente la proposta definisce una riduzione del 40% dei gas serra emessi rispetto al 1990 e la crescita della quota di energie rinnovabili al 27%. Quest'ultima percentuale è un chiaro stimolo agli investimenti nel settore, in particolar modo nelle infrastrutture energetiche e nelle nuove tecnologie. Gli esperti del settore si sono mostrati dubbiosi su tali percentuali, imputando un'eccessiva timidezza sul fronte della riduzione dei consumi e pongono l'attenzione sul summit che si terrà a Dicembre 2015 a Parigi, dove si decideranno le nuove politiche legate a sostenibilità e ambiente a livello mondiale. È chiaro come le autorità vogliano implementare politiche di efficienza energetica ma è altrettanto importante osservare l'atteggiamento dell'opinione pubblica verso tali temi.

È palese come la consapevolezza relativa alle problematiche ambientali e di surriscaldamento del globo è aumentata nel tempo: 39% nel 1986, 58% nel 1988 fino al 91% del giorno d'oggi (95% in EU), dati "*Public opinion quarterly - Twenty years of public opinion about global warming*". Interessante osservare come il discorso negli anni si sia spostato dalla "protezione dell'ambiente" allo "sviluppo sostenibile" (molte persone da "survey" del 2008 erano più interessate allo sviluppo di nuove efficienti forme di energia piuttosto che della semplice protezione dell'ambiente).

Un grosso dilemma per questa nuova cultura ambientalista è la Cina. Insieme agli USA emette la più elevata mole di gas serra al mondo. Da un "poll" effettuato da WorldPublicOpinion.org, è emerso che il 62% dei cinesi vorrebbe che il governo facesse di più per il clima. Da un recente survey i giovani cinesi spingono per cambiamenti "green" nella politica energetica: l'80% è preoccupato dal riscaldamento globale e dai problemi di inquinamento. D'altro canto nelle stesse interviste effettuate su 2500 individui nessuno si è detto pronto a cambiare le proprie abitudini e tutti mirano

ad un tenore di vita con elevatissimo consumo energetico. La conclusione del survey è stata che i Cinesi vorrebbero che il governo operasse in un'ottica sostenibile, ma nessuno è disposto a cambiare il proprio stile di vita.

Di grande attualità risulta un survey del 2013 effettuato fra 27 stati europei (*Attitudes of europeans towards air quality*). L'opinione favorevole verso i carburanti fossili (sia convenzionali che non convenzionali, come lo shale) è intorno al 10%, le rinnovabili intorno al 70% (pur con la crisi economica e le misure di austerità). Le misure di miglioramento dell'efficienza però si collocano con un 28%. Solo Bulgaria e Romania hanno avuto risposte a favore delle rinnovabili sotto il 50%. Il problema principale relativo alle spinte sociali si lega fortissimamente al tema economico. Il dato precedentemente riportato riguardante l'attitudine verso le energie rinnovabili è accompagnato, però, da una crescita importante di coloro che si oppongono all'elargizione di sovvenzioni governative. A causa della crisi economica in atto, alcune associazioni di consumatori hanno imputato agli incentivi l'aumento delle tariffe elettriche andando così ad assumere un atteggiamento negativo nei confronti delle fonti energetiche "green". Di pari passo si è mosso il regolatore che, con la norma "Spalma-incentivi" (di cui si è già trattato) ed altre manovre, ha risposto con tagli rilevanti al sistema. In generale gli impianti energetici si stanno avvicinando sempre più alla "grid parity" ma nel breve termine tale spinta al risparmio potrebbe influenzarne il mercato.

Il costo aggiuntivo sull'elettricità rimane un problema, ma con una maggiore conoscenza e una crescita costante delle installazioni, l'industria dell'energia rinnovabile è posizionata per una crescita sostenibile nel lungo termine a livello globale, al netto di possibili fluttuazione negative nel breve.

1.4 Il contesto e le innovazioni tecnologiche

Il mercato dell'energia rinnovabile risulta relativamente stabile negli ultimi anni da un punto di vista di innovazioni radicali legate al lato generazione ma si possono osservare importanti trend legati ad innovazioni "incrementali" (graduali, senza un salto tecnologico) da un punto di vista di storage, materiali, efficienza e economicità delle tecnologie. Inizialmente è opportuno presentare un quadro delle tecnologie ad oggi attive nei due principali settori di analisi, per poi illustrare i trend e le notizie relative a cambiamenti tecnologici ed innovazioni.

Sistemi fotovoltaici

I sistemi fotovoltaici consistono di diversi componenti, tra i quali le celle (elemento base nella costruzione di un modulo fotovoltaico), le montature elettriche e meccaniche dei pannelli e strumenti in grado di regolare o modificare l'output. La cella è l'elemento fondamentale della tecnologia fotovoltaica ed è costruita grazie a materiali semiconduttori (come il silicio), in grado di generare l'effetto fotovoltaico. Vi sono diverse tipologie di celle solari, ma più dell'80% di queste sono della tipologia cristallina al silicio, mentre la restante percentuale è quasi completamente coperta dalla tipologia di celle di tipo CdTE (Tellururo di Cadmio) la quale permette la produzione di celle a film sottile. Vi sono attualmente tre generazioni di tecnologie utilizzate nel settore fotovoltaico e di seguito se ne farà una breve presentazione.

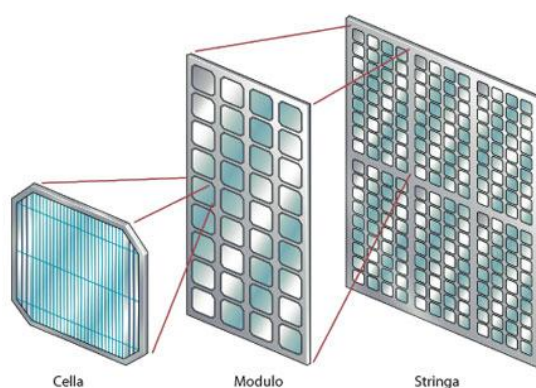


Figura 1.5: Rappresentazione grafica degli elementi che compongono un impianto fotovoltaico

Prima generazione: tecnologia basata sull'utilizzo di due tipologie di silicio. La prima tipologia è il silicio monocristallino, caratterizzato da un silicio più puro che si ottiene con un processo manifatturiero complesso e costoso, la seconda tipologia è il silicio policristallino. Il silicio monocristallino presenta un'efficienza più elevata paragonata al

silicio policristallino (13-19% contro l'11-18%) e una struttura diversa. Il monocristallino è omogeneo con un reticolo cristallino continuo e non inframmezzato da granuli, mentre il policristallino è caratterizzato da una struttura formata da cristalli più piccoli riconoscibili in grani. Data la convenienza economica la tecnologia più utilizzata nel mercato fotovoltaico risulta la policristallina, che va a coprire il 63% del mercato mondiale. Le celle basate su wafer (lastre di silicio sottilissime ricavate dai lingotti del materiale) con tecnologia al silicio cristallina presentano una elevata stabilità e solidità di prestazione che permette loro di operare in diverse condizioni ambientali. Il loro più grande svantaggio sono gli alti costi dei moduli, causati da bassi volumi di produzione, dal complesso processo di manifattura delle celle e assemblaggio e, infine, dalla relativa elevata quantità di silicio richiesto (circa 15tonnellate di silicio per MWp di produzione dei moduli). Fino agli anni '90 l'industria del fotovoltaico usava gli scarti provenienti dall'industria micro-elettronica e il prezzo della materia prima era relativamente basso, con il passare degli anni però la crescita del mercato del fotovoltaico ha reso la fornitura di silicio insufficiente. Per far fronte a questo trend si vanno ad utilizzare sempre più celle con contaminazioni di altri metalli per rendere il costo inferiore. Il fatto che i wafer di silicio vengano tagliati con una sega a filo è un ulteriore problema della tecnologia basata sui wafer. Oltre ad essere costosa, presenta significative perdite di materiale (fino al 68%), rischi di rottura non indifferenti e necessita di un assemblaggio esterno (a causa della dimensione limitata dei wafer). Considerando tali aspetti vi è un ulteriore vantaggio per i pannelli policristallini: i wafer policristallini a forma quadrata tagliati da lingotti sono più convenienti economicamente nella fase di assemblaggio rispetto a wafer monocristallini "quasi-square-shaped".

Per quanto riguarda i dati del 2014 relativi a tecnologie c-Si si è rilevata una crescita rilevante della domanda e dell'offerta come importanti modifiche sul lato produttivo. Innanzitutto il silicio presente in un modulo fotovoltaico nel 2014 sarà in media di circa 5 grammi per watt, un dato in netta flessione (addirittura -55% rispetto al 2005). Questo trend è legato alla ricerca di marginalità per la catena produttiva e di riduzione dei costi, come prima spiegato. L'industria del silicio nel suo complesso presenta criticità e rischi per i produttori con il problema principale di disallineamento fra domanda e offerta. Basti pensare che nel 2013 la produzione di polysilicon è diminuita a 228.000 tonnellate (-4% rispetto a 2012) e che nel 2011 la capacità produttiva mondiale si fermava a 135.000 tonnellate con un relativo problema di over-supply nel periodo 2011-2013. Nel 2014 la domanda totale di silicio per le tecnologie FV si è attestata intorno a 280.000

tonnellate (+25% rispetto al 2013) e il mercato ha registrato l'entrata di nuove aziende con capacità produttiva fino a 66.000 tonnellate in grado di produrre a basso costo. La domanda risulta in crescita di pari passo (pari a 49 GW) quindi, per il 2014 si è passati indenni da un rischio di nuova over-supply del mercato. Il prezzo spot del silicio è variato lungo tutto l'anno tra i 21 e 24 \$/kg con punte negative di 16 \$/kg (lontani dal prezzo equilibrato per gli esperti del settore pari a 25/30 \$/kg e dal valore del prezzo di appena 6 anni fa pari a 400\$/kg). Nel biennio 2015-2016 la "chimera" dell'over-supply però sta tornando a minacciare il settore: si registra nuova capacità produttiva pari a 130.000 tonnellate l'anno (circa 25 GW di moduli) e per non ricadere nell'over-supply sarà necessaria una domanda totale nettamente superiore a 60 GW. Ovviamente, grazie alla ridotta quantità di silicio presente nei moduli e alla crescita dell'offerta a basso costo, il peso del silicio sul costo dei moduli continuerà a scendere: dal 50% del costo del modulo nel 2009 al 18% previsto per il 2017-2018.

Seconda generazione: mentre la prima generazione si basava su tecnologia a celle c-Si, la seconda generazione è rappresentata dalle celle a film sottile. Le celle a film sottile consistono in uno o più strati sottili (1-10µm) di materiale semiconduttore applicati ad una base solida a basso costo (ferro, vetro, plastica). Le celle a film sottile riducono notevolmente l'ammontare di materiale semiconduttore richiesto e, di conseguenza, il loro costo (se confrontato con le celle di silicio). Grazie alla loro flessibilità, le celle a film sottile vengono sempre più utilizzate nell'edilizia e in smart buildings. A seconda del materiale utilizzato esistono oggi quattro tipologie di moduli. La prima tipologia è quella basata sul silicio amorfo (a-Si), una forma non cristallina del silicio. Questa tipologia di celle a film sottile utilizza materiali meno rari e possiede un'efficienza circa tra il 4 e l'8%. La tipologia di celle più comune nella seconda generazione sono quelle che usano un composto semiconduttore di Tellururo di Cadmio, meno costoso ma con un'efficienza che può essere fino all'11% inferiore alle celle in silicio (quindi per ottenere una performance simile in termini di potenza sono necessarie superfici di installazione più elevate). Le grandi negatività di questa tecnologia riguardano l'impatto negativo a livello ambientale del cadmio (elevata tossicità) e della scarsità di Tellurio. La terza tipologia utilizzata è basata sulla combinazione del silicio amorfo e del silicio micro cristallino (a-Si-µc Si, celle a Multi giunzione). Questo tipo di celle sono state sviluppate negli ultimi anni e presentano un'efficienza del 9,8%, ma coprono ancora una fetta molto limitata del mercato fotovoltaico. L'ultima tipologia di celle a film sottile

sono le CIGS/CIS (composizione: copper, indium, gallium, (di)selenide/(di)sulphide - CIGS; copper, indium, (di)selenide/(di)sulphide - CIS). Queste sono le più promettenti della seconda generazione in quanto presentano un'elevata efficienza (dal 7 fino al 12%), ma allo stesso tempo presentano alti costi di produzione legati ad un processo complesso.

Terza generazione: la terza generazione di tecnologie fotovoltaiche è in fase di introduzione sul mercato o è ferma ancora a livello di ricerca. La più importante tipologia della terza generazione è senza dubbio il fotovoltaico a concentrazione: il metodo si basa su lenti che concentrano i raggi solari verso le celle, in modo tale da concentrare l'effetto PV. La quantità di materiale semiconduttore utilizzato è ridotta in quanto si vanno ad utilizzare un numero inferiore di pannelli (con una maggiore efficienza fino al 25%), ma il costo relativo è più elevato in quanto si utilizzano celle di silicio e celle a 3-4 composti (arseniuro di indio e gallio). A latere del minor numero di pannelli il sistema è però più costoso in termini generali, in quanto sono necessarie strutture aggiuntive nell'impianto: specchi, vetro, lenti ed un impianto di refrigerazione a causa dell'intenso calore. La seconda tecnologia utilizzata nella terza generazione è rappresentata dalle "Dye-sensitised ceels". Queste sono composte da materiali quali diossido di titanio che sono ricoperti da un pigmento foto-assorbente (per abbassare i costi). In fase di sviluppo avanzato sono le celle solari organiche, composte da materiali biodegradabili (quali polimeri organici o piccole molecole organiche). Questa tipologia di celle presenta un bassa quantità di materiali e una bassa temperatura di esercizio, quindi un costo ridotto, ma, allo stesso tempo, un bassa efficienza (5%) e un alto tasso di degrado delle prestazioni. Altra tecnologia della terza generazione è quella delle "celle ibride". Queste utilizzano tecnologie già applicate in precedenti tipologie di celle con una combinazione di semiconduttori organici e inorganici. Ultima tipologia sono le celle PERC e PERL ("passivated emitter and rear cell" e "passivated emitter and rear locally diffused cells"). Il design di tali celle è sviluppato in modo tale che sia la parte frontale che la parte posteriore della cella sfruttino l'effetto fotovoltaico grazie ad un sottile strato di SiO_2 , aumentando ovviamente il livello di efficienza. L'elettricità passa attraverso lo strato di alluminio che copre la parte posteriore del wafer. La loro efficienza risulta essere intorno al 20%. Pur essendo al livello pre-commerciale, l'Italia si conferma pioniera in questo settore: la società MegaCell è la prima che si è attrezzata

per l'installazione di tali celle "bifacciali". Di seguito si riporta una tabella riassuntiva con le diverse tecnologie ed efficienze relative.

Tecnologia	Efficienza commerciale	Efficienza di laboratorio
c-Si monocristallino	13 - 19%	25%
c-Si policristallino	11 - 18%	20,4%
CIGS/CIS	7 - 12,7%	20,3%
CdTe	11%	16,7%
a-Si-μc Si	7 - 9,8%	11,9 - 13,2%
a-Si	4 - 8%	10,4%
CPV Multi-junction	25%	25 - 30%
Dye-sensitised solar	2 - 4%	8 - 12%

Tabella 1.4: Tabella riassuntiva delle tecnologie utilizzate nel settore fotovoltaico e delle rispettive efficienze

Per quanto riguarda l'integrazione dell'energia con il sistema elettrico (e non il lato "generazione") è opportuno un piccolo approfondimento sui sistemi di storage. A causa della natura stessa del sistema di generazione diffusa sul territorio italiano l'attenzione degli operatori alle tematiche dell'energy storage risulta in continua crescita: con incentivi non più offerti e la convenienza del sistema prettamente legata all'autoconsumo questi sistemi sono fondamentali. L'obiettivo di tali sistemi è di immagazzinare l'energia elettrica prodotta in eccesso rispetto al consumo istantaneo al fine di renderla disponibile nelle ore in cui la produzione da fotovoltaico non è disponibile.

Le tecnologie utilizzate si strutturano prevalentemente su accumulatori elettrochimici basati su tre diversi materiali: le batterie a ioni di litio, le batterie a piombo acido e le batterie al sale. Fino al 2013 questi sistemi avevano due debolezze principali: il costo della tecnologia e il contesto normativo di riferimento. Le soluzioni più semplici si basano su invertitori installati con una batteria, in modo tale da ridurre la complessità del sistema. Questo modello funziona per impianti di piccole dimensioni (domestici), mentre per più alte capacità si guarda alle tre tecnologie prima riportate.

Di particolare importanza sono quelle al piombo e litio: le prime hanno dalla loro parte un costo inferiore (circa 2.000€) ma sono nettamente più ingombranti, meno efficienti e con un degrado superiore (5-6 anni) rispetto a quelle al litio. Queste ultime sono più

compatte e, pur con un costo più elevato (3-4.000€), hanno una vita utile di circa 10 anni. Ad oggi i sistemi a Piombo Acido risultano più convenienti, ma nel prossimo futuro (entro 2020) vi sono previsioni che ipotizzano riduzioni di prezzo tra il 30 e il 50% per le batterie al litio e al sale.

Negli ultimi anni i sistemi di storage hanno visto un effettivo incremento dell'offerta, trainato dalle riduzioni dei costi e dall'incremento dei rendimenti. In particolare si è potuto notare un trend discendente nei costi delle batterie a Piombo Acido da imputare all'ottimizzazione delle tipologie di batterie e sistemi di controllo ed all'ingresso sul mercato italiano di diversi player internazionali. Valutando il costo al kWh risparmiato, definito come rapporto tra il costo di investimento nella tecnologia di storage e il totale dell'energia che può essere accumulata nel corso della vita utile complessiva della stessa, risulta evidente come sia la tecnologia al piombo acido che quella al litio si stiano avvicinando alla soglia di convenienza.

Sistemi eolici

L'eolico negli ultimi anni ha visto un'innovazione ed evoluzione tecnologica indirizzata all'efficienza e alla riduzione dell'impatto ambientale, ma, anche in questo caso, non vi sono state innovazioni radicali.

I parchi eolici più diffusi ad oggi sono quelli "on-shore" e "near-shore", a seconda che gli impianti si trovino entro i 3km dalla costa più vicina o oltre i 3 km (per i near shore si parla anche di entro 10 km in mare dalla costa). La capacità di generazione di tali impianti è molto variabile e dipende dalla ventosità dell'area e dalla struttura stessa dei rotori. Una crescente attenzione stanno avendo gli impianti di eolico off-shore, impianti che vengono installati oltre i 10 km della costa in mare aperto. Vi sono due tipologie di turbine offshore: galleggianti o fisse. Le turbine galleggianti vanno ad imitare la tecnologia utilizzata per le piattaforme petrolifere, che permette di ancorare il sistema al fondale con tre cavi d'acciaio. Gli impianti offshore sono rari (solo uno in Italia): permettono una generazione più costante ed elevata ma hanno elevatissimi costi di installazione e manutenzione (l'efficienza media sale intorno al 15% contro il 12% degli impianti più obsoleti). La maggior attenzione in Italia è concentrata, però, sul cosiddetto "mini-eolico". Il mini-eolico è un termine che fa riferimento ad impianti di piccole dimensioni (solitamente non superiori a 30 metri), i quali, grazie alle dimensioni ridotte e ad una struttura "stand-alone" permettono di ottenere l'approvvigionamento elettrico a livello domestico o per piccole e medie imprese. La potenza media di tali impianti è

inferiore ai 200kW. Di dimensioni ancora inferiori al mini-eolico vi è il micro-eolico. Questo è basato su impianti portatili con una potenza minore a 1kW, in grado di fornire energia ad elettrodomestici. Non sono molto diffusi in Italia in quanto presentano problemi legati al rumore e turbolenze. Non sono previste nuove tecnologie nel settore (a parte nuovi sistemi di monitoraggio più precisi), ma l'eolico magnetico si preannuncia promettente nel prossimo futuro. Tale tipologia è basata su un generatore che impiega magneti permanenti (neodimio) per la trasmissione e riduzione dell'attrito del rotore. L'impianto è in grado di operare, a differenza dell'eolico tradizionale, a basse velocità garantendo un rendimento ed un'operatività molto più elevata (20% di energia in più nell'unità di tempo) e bassi costi di manutenzione (non sono necessari cambi d'olio e ingranaggi). Basata sullo stesso principio di riduzione degli attriti sono le turbine a raffreddamento criogenico (tecnologia superconduttiva), ma di tale tecnologia si sta occupando solo General Electric che ha in sviluppo nuovi prototipi per impianti offshore.

Capitolo 2

Il mercato fotovoltaico ed eolico nel 2014: analisi "*as-is*" e prospettive di crescita

Il secondo passo, dopo aver analizzato il contesto ed aver illustrato i principali cambiamenti avvenuti nel 2014, è quello di presentare come tali spinte esogene abbiamo modificato da un punto di vista quantitativo e qualitativo il mercato fotovoltaico ed eolico.

In questo secondo capitolo verrà inizialmente analizzato nel dettaglio il mercato dei nuovi impianti a livello internazionale (con lo studio nei paesi leader nell'energia rinnovabile e un focus sulla Cina) e italiano, ponendo attenzione sui dati del 2014, l'evoluzione degli ultimi anni e le prospettive di crescita future. Successivamente ci si concentrerà sul mercato secondario degli impianti, ovvero l'investimento, da parte di determinati operatori, in infrastrutture già connesse alla rete elettrica.

L'analisi del mercato degli impianti e del mercato secondario a livello italiano permetterà al lettore di comprendere la forte evoluzione che sta avvenendo nel nostro paese e come gli operatori, per rimanere profittevoli, debbano necessariamente cercare di modificare la propria offerta e il proprio modello di business.

2.1 Il mercato fotovoltaico

2.1.1 Il mercato dei nuovi impianti fotovoltaici a livello globale

Il fotovoltaico a livello mondiale ha visto un'importante e consistente crescita nell'ultimo anno per quanto riguarda la potenza installata. Il 2014 ha confermato il trend che si poteva osservare anche nei precedenti anni: l'Europa sta lentamente cedendo la leadership del settore al mercato asiatico (Cina in testa) e americano. Gli ultimi dati relativi al 2014 confermano un'ulteriore accelerazione per quanto riguarda la potenza installata (ultimo trimestre 2014: 19,5 GW di nuova potenza) portando le nuove installazioni a circa 45 GW con un totale di potenza cumulata oltre 185 GW. Di seguito si può vedere il grafico relativo all'evoluzione delle nuove installazioni a livello mondiale unito, per una chiara analisi dell'evoluzione del settore, ai dati ricavati dall'"Evolution of global installation 2000-2013-EPIA"

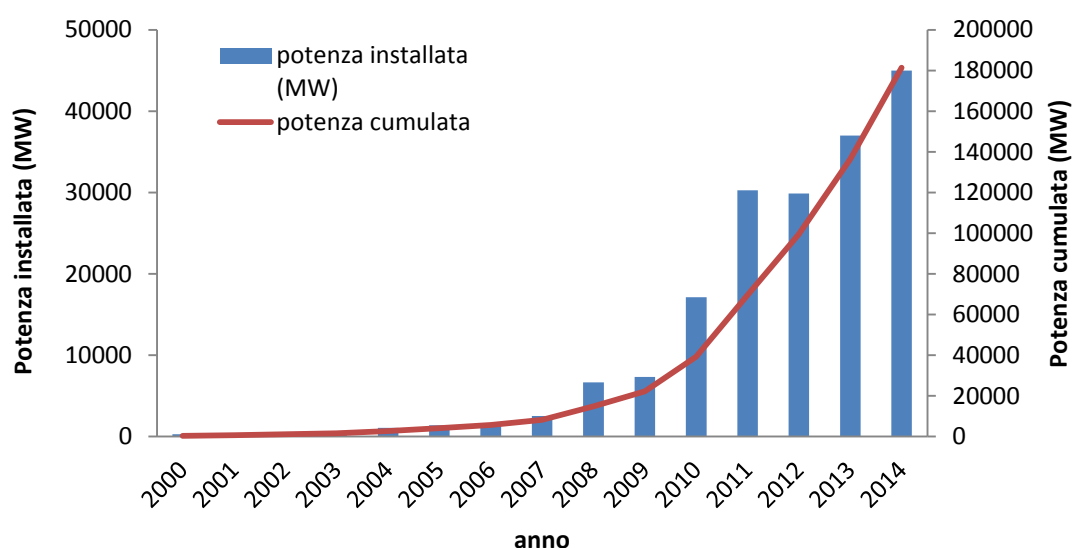


Figura 2.1: Evoluzione delle installazioni di impianti fotovoltaici a livello mondiale
[Fonti: "SolarBuzz quarterly Report" 2014; "Evolution of global installation 2000-2013"-EPIA]

Il mercato ha visto una rilevante crescita tra il 2013 e il 2014 facendo registrare un +35,2% sulle installazioni e una crescita sul cumulato di oltre il 36%. Come precedentemente indicato, la crescita è stata trainata da Cina, Stati Uniti e Giappone, mentre l'Europa va ad occupare una posizione più marginale nel contesto globale: in Germania le installazioni sono crollate del 35% con solo 2,1 GW installati, mentre il Regno Unito è la nota positiva del vecchio continente con 2,1 GW installati e una crescita dell'80% rispetto al 2013. Nel 2013 infatti vi era stato il sorpasso da parte delle

installazioni effettuate in Asia rispetto a quelle europee (10 GW EU contro i 20 GW in Asia) ed il 2014 ha, di fatto, ampliato questa forbice.

In Cina il mercato ha subito una crescita vertiginosa in termini di installato. Le nuove installazioni si attestano intorno ai 14 GW, comprendenti 8 GW in generazione distribuita e 6 GW in centrali utility scale, e la potenza cumulata risulta quasi raddoppiata.

L'altra grande potenza asiatica, per quanto riguarda l'energia solare, è il Giappone. A seguito della crisi energetica legata alla chiusura delle centrali nucleari causata dal terremoto del Tohoku e dell'incidente di Fukushima Daichi del 2011, il Giappone ha investito moltissimo in ricerca e in nuovi incentivi per strutturare un mercato fotovoltaico solido. L'installato annuo è sempre cresciuto passando da 2 GW nel 2012 a 6,9 GW nel 2013 e 8 GW nel 2014 (fonte METI Ministry of Economy, Trade and Industry). Il 2014 è risultato un altro anno record grazie alla revisione delle FIT (feed in tariffs) sempre introdotta dal METI. L'ultimo grande player sono gli Stati Uniti d'America. L'installato del 2014 risulta pari a circa 6,5 GW con una crescita di oltre il 30% rispetto alla potenza installata nel 2013 (4,8 GW). Anche gli Stati Uniti stanno sviluppando un mercato interno solido ed hanno stimato una crescita futura significativa (sezione apposita fra 2 capitoli).

È chiaro come il mercato sia molto concentrato con più del 55% delle installazioni mondiali effettuate da USA, Cina e Giappone (con il picco del 70% dell'ultimo trimestre). È però importante sottolineare come stia crescendo a livello assoluto il peso dei nuovi paesi emergenti asiatici ed in particolare quello dell'India, Thailandia e Australia. Dal seguente grafico (Figura 2.2) si può notare il peso della componente "Asia-Pacific" sull'installato mondiale negli ultimi trimestri.

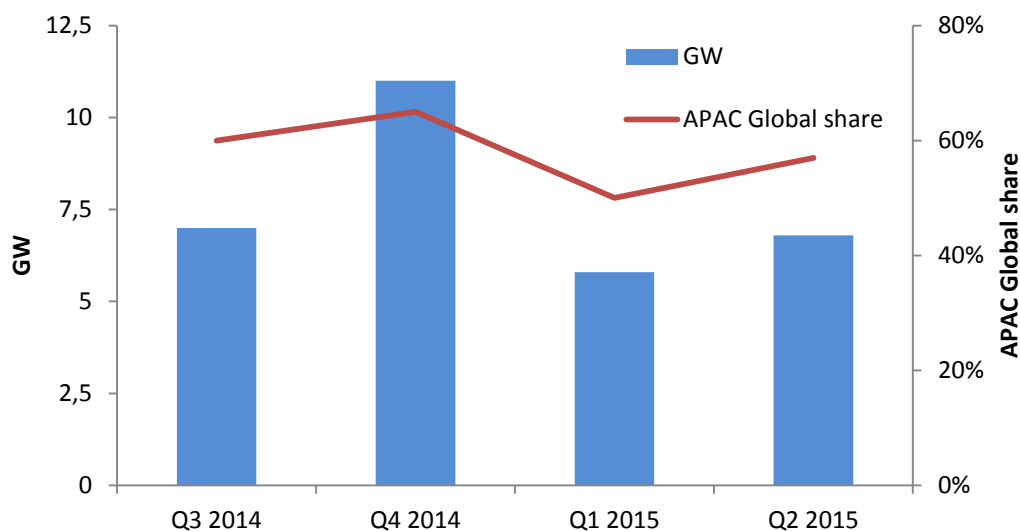


Figura 2.2: Installazioni nel terzo e quarto trimestre 2014 e nei primi due trimestri 2015. Sull'asse secondario la quota di mercato APAC.

[Fonte: "NPD SolarBuzz Asia Pacific Major PV Markets - Quarterly Report"]

2.1.2 Il fotovoltaico in Italia

Passando all'analisi del mercato italiano, il 2014 ha rappresentato una vera e propria sfida. Il 2014 è stato il primo anno sostanzialmente privo di incentivi ma il mercato si aspettava un impatto non drammatico sul valore totale delle installazioni, grazie ad una residua coda di 577MW di impianti già incentivati tramite Conto Energia (che sarebbero dovuti entrare in esercizio nella prima metà dell'anno). Ciò in realtà non è accaduto e il risultato complessivo sulla nuova potenza installata è preoccupante.

Le differenze con gli anni precedenti sono significative, infatti, le installazioni del 2013 avevano beneficiato degli ultimi effetti rilevanti del Conto Energia, portando il valore complessivo della potenza installata a 1,5 GW (1,142 GW ancora incentivati dal Conto Energia e solo 350 MW non incentivati). La nuova potenza installata nel 2014 si è fermata a 385 MW, in netta fase calante e persino inferiore alle stime effettuate ad inizio anno che ipotizzavano un valore intorno ad 1 GW e 800MW.

Dal seguente grafico si può inquadrare il trend discendente del settore fotovoltaico che dal "boom" delle installazioni del 2011 non è più riuscito a cambiare marcia.

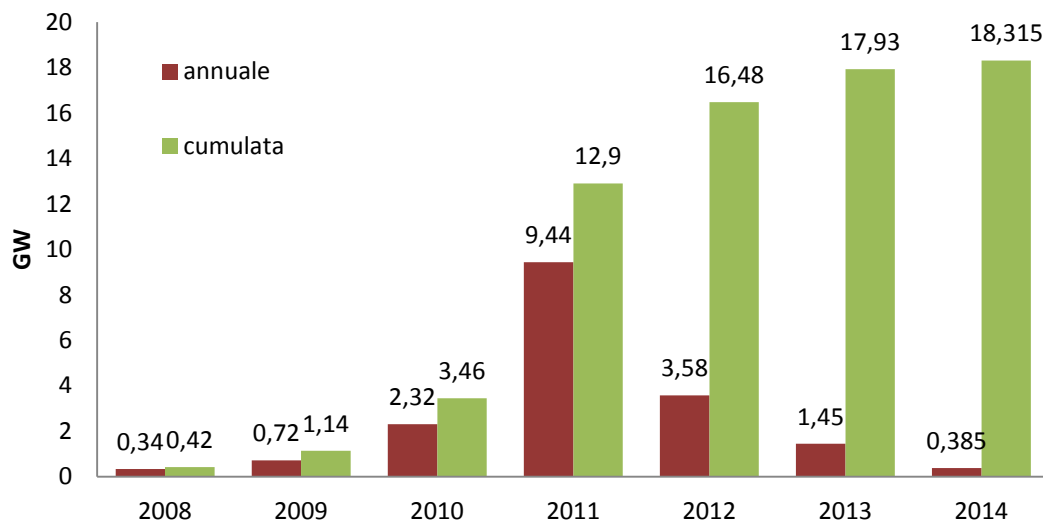


Figura 2.3: Andamento della potenza entrata in esercizio in Italia tra il 2008 e il 2014.
 [Fonte dati 2008-2013: "Solar Energy Report 2014, E&S Group - Politecnico di Milano "]

Mentre, come si è precedentemente spiegato, la domanda mondiale è in continua crescita, il mercato italiano si contrae entrando in un definitivo periodo di maturità del settore con un mercato "congelato". La situazione italiana si può facilmente comparare a quella tedesca che ha visto (su numeri più elevati) una brusca frenata causata da motivazioni simili, tra le quali la più rilevante è la fine delle feed in tariff (speculare al Conto Energia). Le cause di tale battuta d'arresto si riassumono quindi in tre punti.

- Primo anno con impossibilità di accesso al Conto Energia per l'incentivazione di nuovi impianti.
- Definizione dello Spalma-incentivi e instabilità normativa.
- Delibera sui SEU arrivata solo nell'Agosto 2014 che ha bloccato fino a quel momento la possibilità di tali soluzioni.

Se si analizzano i dati dell'energia prodotta nel 2014 da fotovoltaico si può notare un importante dato in controtendenza con la difficile situazione illustrata. La produzione è stata pari a 23,3 TWh di energia elettrica (+9,8% sul 2013), quantità di energia che copre l'8,7% della produzione netta nazionale e il 7,5% della domanda. La progressione del peso del fotovoltaico è rilevante: nel 2009 era pari al 0,21% della domanda fino ad arrivare ad un valore 36 volte superiore in appena 5 anni. Questi dati devono però anche essere rapportati ai numeri legati al calo della produzione netta nazionale (267,5 TWh, -4% rispetto al 2013).

Il mercato italiano ha visto un'ulteriore affermazione degli impianti medio-piccoli. Dei 385 MW installati la fascia fino ai 20 kW ha coperto il 59% del mercato mentre gli impianti compresi tra i 20 e 200 kW hanno assorbito il 25% delle installazioni complessive. La restante quota può essere suddivisa tra gli impianti fino a 1 MW (pari al 12%) e le grandi centrali con potenza superiore a 1 MW (per il 4%). Si può in definitiva tracciare tale quadro.

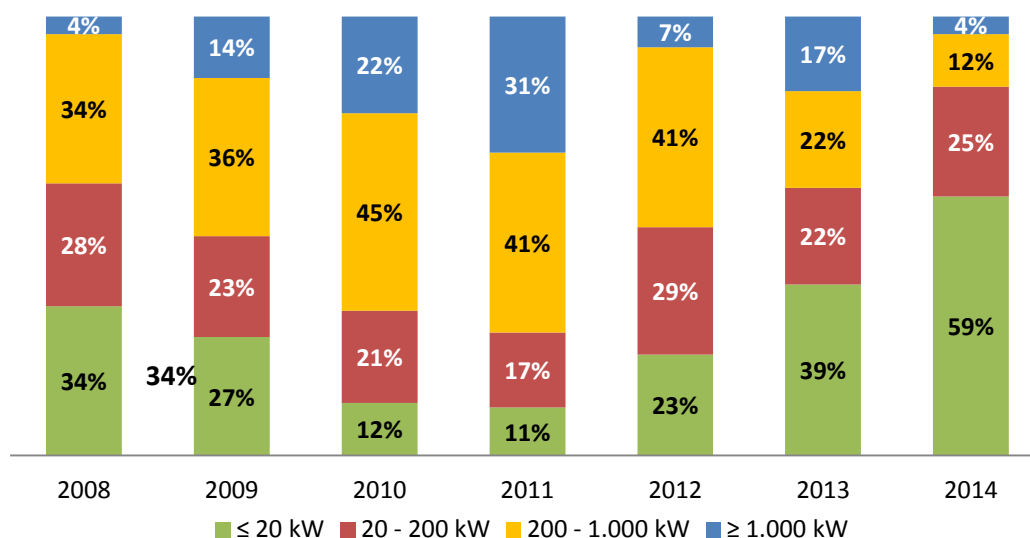


Figura 2.4: Segmentazione della potenza entrata in esercizio in Italia tra il 2008 e il 2014.

[Fonte dati 2008-2013: "Solar Energy Report 2014, E&S Group - Politecnico di Milano "; dati 2014: InfoBuild Energia- "il mercato 2015 del fotovoltaico"]

Relativamente alle previsioni e stime del mercato italiano circola un certo pessimismo. Secondo i più recenti studi di settore, il mercato dovrebbe riprendersi lentamente lungo il 2015 passando dai 385 MW installati nel 2014 a 400-500 MW per poi stabilizzarsi intorno a tale valore. È importante sottolineare che sebbene vi siano stati segnali negativi e gli operatori guardino al futuro con preoccupazione, l'aumento dei sistemi SEU e lo spostamento del tetto all'accesso allo "scambio sul posto" a 500 kW rappresentano degli importanti passi avanti. IHS ha calcolato che il "pay-back time" (tempo necessario per compensare l'investimento attraverso flussi di cassa) degli impianti di autoconsumo (residenziali-commerciali) in Italia sia intorno ai 7 anni con un ulteriore avvicinamento alla "grid-parity". Le previsioni confermano un mercato molto frammentato, dominato da impianti di piccola-media dimensione con sistemi gestiti direttamente dai proprietari.

2.1.3 Previsioni del mercato internazionale

Il 2015 sarà un altro anno di crescita per il fotovoltaico anche se con un ritmo leggermente rallentato. Si prevede, infatti, che la crescita della nuova potenza installata sarà pari a circa il 16% , che, rispetto ai dati raccolti da IHS (che ipotizzava un installato nel 2014 pari a 45,5 GW), dovrebbe portare i nuovi GW intorno a 53-54.

Gli scenari nel prossimo futuro sono molto positivi grazie alle politiche a lungo termine dei 3 grandi paesi installatori di energia fotovoltaica, a meno di un nuovo fenomeno di over supply che minaccia di colpire il mercato. SolarBuzz nei suoi ultimi report ha ipotizzato un futuro roseo per la tecnologia fotovoltaica: entro il 2018 ci saranno ben 30 stati del mondo con oltre 1 GW di potenza fotovoltaica installata, di questi 9 supereranno i 5 GW e 5 avranno una potenza tra 10 e 50 GW. Il fotovoltaico, tuttavia, nel prossimo futuro potrà contare su moltissimi nuovi mercati. La previsione è che per il 2030 ci saranno almeno 150 Paesi con mercati rilevanti, sebbene sotto al GW. Tali mercati risultano particolarmente interessanti poiché, nel giro di pochissimo tempo, potrebbero crescere in maniera vertiginosa come è accaduto, ad esempio, all'Italia, al Regno Unito e all'Australia.

Secondo le previsioni per il 2018 di SolarBuzz, la Cina andrà ad occupare un ruolo di leader assoluto del settore, con una concentrazione del 20% rispetto alla potenza cumulata mondiale. Le stime per tale anno ipotizzano il dato della potenza cumulata mondiale pari a 500GW, portando così il colosso cinese a circa 100 GW di potenza cumulata. Nel 2015 sono sotto osservazione le installazioni di DPV, fotovoltaico distribuito, che probabilmente non raggiungeranno gli obiettivi stabiliti ma toccheranno i 4,7 GW (+20% rispetto al 2014)

Per quanto riguarda il Giappone, il futuro è definito da precisi obiettivi stabiliti dal METI:

- 28 GW di PV potenza cumulata per il 2020;
- 53 GW di PV potenza cumulata per il 2030;
- 10% del totale della domanda domestica di energia risolta grazie al fotovoltaico per il 2050;

Il principale rischio a tali politiche di sviluppo potrà essere l'attuale atteggiamento favorevole alla riattivazione delle oltre 40 centrali nucleari chiuse in occasione dei tristi episodi del 2011.

Le previsioni dell'EPIA per lo sviluppo del fotovoltaico nell'orizzonte 2014-2018 ipotizzano per gli Stati Uniti una crescita importante ma costante intorno al 12-13 % del totale della potenza cumulata mondiale. Importante, nel continente americano, è la crescita dei paesi del Sud America che porterebbero la percentuale del continente al 18-19% del totale installato annuo.

Di seguito vengono riportati i grafici che illustrano il peso futuro delle diverse zone del mondo all'interno del mercato fotovoltaico (% della potenza installata annuale).

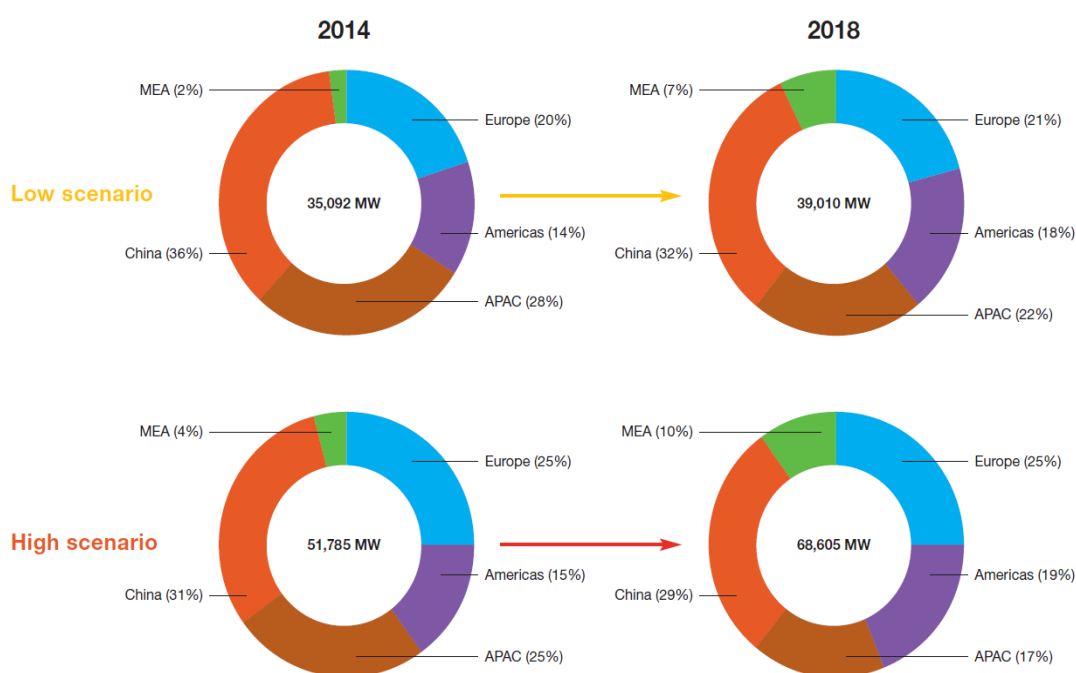


Figura 2.5: Peso delle diverse aree geografiche nel mercato fotovoltaico 2014-2018
 [Fonte: "Global market outlook for Photovoltaics 2014-2018" - EPIA]

Da un punto di vista tecnologico il 2015 sarà un anno determinante per il monocristallino e il CPV (Concentrated Photovoltaic). Quest'ultimo probabilmente vedrà una fortissima crescita nel 2015. Si ipotizza infatti una crescita del mercato CPV del 37%, con una nuova potenza installata pari a 250MW. Le installazioni di HCPV e LCPV cresceranno sempre in doppia cifra fino al 2020.

Per quanto riguarda la tecnologia monocristallina si ipotizza una crescita altrettanto rilevante. Sebbene la quota di mercato del monocristallino non minaccerà il "dominio" del policristallino, ci si aspetta una costante crescita in tale valore pari al +27% tra il 2014 e il 2015.

2.2 Il mercato eolico

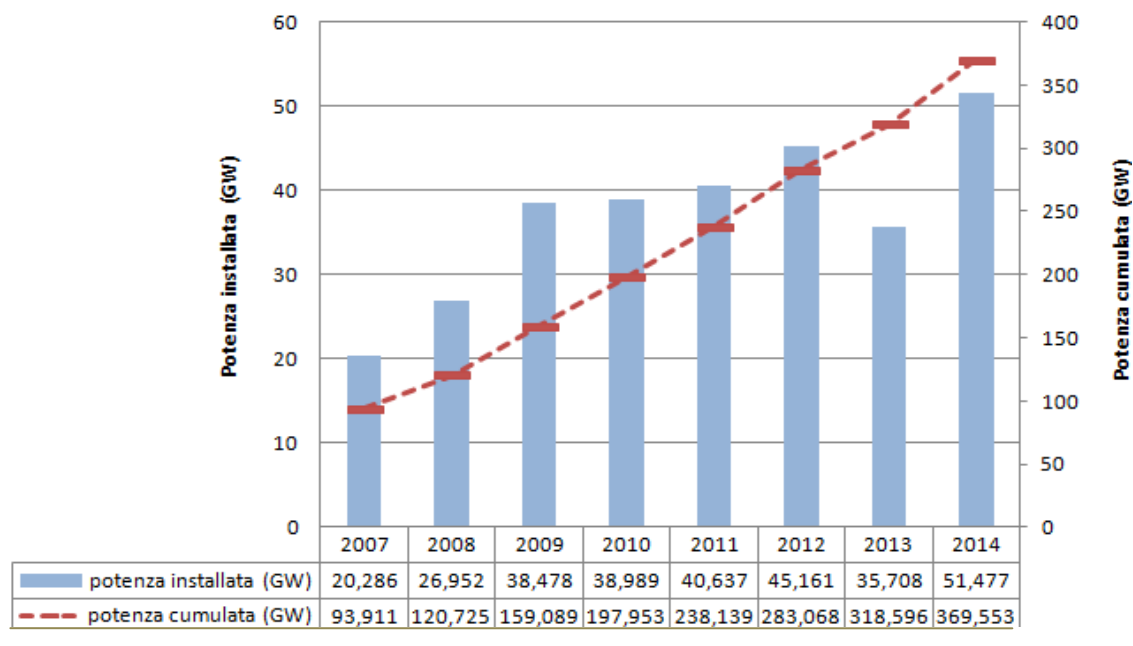
2.2.1 Il mercato dei nuovi impianti eolici a livello globale

Dopo un rallentamento nel 2013, l'industria eolica ha segnato un nuovo record per le installazioni effettuate nel 2014. A livello globale nel 2014 sono stati aggiunti 51,477 GW di nuova potenza da fonte eolica (fonte: Global Wind Energy council). Tale valore rappresenta una crescita del 44% sul mercato annuale e un chiaro segnale di ripresa dopo anni difficili e meno brillanti. La potenza totale cumulata alla fine del 2014 si attesta intorno ai 369,553 GW.

Andando ad analizzare nel dettaglio i singoli paesi, risalta il valore dell'installato cinese. La Cina continua a guidare la crescita mondiale, andando a registrare un nuovo valore record di installazioni pari a 23,351 GW che coprono il 45% del mercato eolico mondiale. Se si va a rapportare tale valore con il totale delle installazioni asiatiche, la quota coperta dalla Cina è pari all'89% (tot. Asia pari a 26,161GW). L'India, altro paese che sta investendo molto nelle energie rinnovabili, ha un valore di installato pari a 2,315 GW.

Se si analizza il mercato europeo, la nuova capacità installata è pari a 12,820 GW. Leader in questa zona geografica è la Germania con 5,279 GW di nuovo installato, seguita da Gran Bretagna con 1,736 GW, Svezia con 1,05 GW e Francia con 1,042 GW. Nel continente africano si possono riscontrare due importanti avvenimenti nell'ultimo anno: l'installazione e connessione dell'impianto di Tarfaya in Marocco (300MW) e l'entrata nel mercato del Sud-Africa con 560MW installati. Il totale della nuova potenza installata in Africa si attesta a 960MW.

In America si sono registrati dati positivi dal mercato. In Sud America è stata installata potenza pari a 3,749 GW, di cui 2,472 in Brasile, 506MW in Chile e 405MW in Uruguay. Il mercato statunitense ha recuperato la crisi del 2013 con una nuova potenza installata pari a 4,854 GW. Nel contesto nord-americano seguono Canada con 1,871 GW e Messico con 522 MW. Ultimo paese che merita una menzione è l'Australia con 567MW di nuove installazioni.



*Figura 2.6: Evoluzione potenza eolica installata e cumulata
[Fonte: "Global Wind Statistics 2015" - GWEC]*

2.2.2 L'eolico in Italia

Il mercato eolico italiano ha visto terminare da poco un anno critico in termini di potenza installata, volume d'affari e occupazione. In tutto il 2014 sono stati solo 107 i MW installati, con un calo impressionante rispetto alla potenza installata nel 2013 (pari a 450 MW). Questo calo è stato accompagnato da una crisi occupazionale senza precedenti all'interno dell'industria che ha visto in appena due anni ridurre i lavoratori del settore da 37.000 nel 2012 a 30.000 nel 2014. Le motivazioni di tale calo erano già note dal precedente anno e riguardano l'introduzione del sistema ad aste per impianti di taglia medio-grande, l'istituzione dei Registri per quelli di taglia piccola e l'introduzione di nuove procedure di incentivazione. Oltre alle motivazioni esposte si è aggiunto il rischio del raggiungimento del limite di 5,8 mld. di € per il valore cumulato degli incentivi annui alle energie rinnovabili non fotovoltaiche. Tale limite era stato introdotto dall'art. 3 del D.M. 06/07/2012 e stabiliva che il "costo indicativo cumulato annuo degli incentivi" non avrebbe potuto superare i 5,8 miliardi di euro annui (oltre tale tetto sarebbero finiti gli incentivi erogati per il settore). Il tetto è stato più volte sfiorato ma, nell'ultima parte dell'anno, il valore si è attestato a 5,390 mld. € lasciando un margine di ancora soli 410 mln. di € per gli oneri potenziali degli incentivi riconosciuti agli impianti, in attuazione dei vari provvedimenti di incentivazione statali

che si sono succeduti negli anni. Per la parte normativa legata agli impianti eolici si rimanda al capitolo "le spinte politiche" (pag. 8).

Gli ultimi dati Terna S.p.A. mostrano che l'eolico in Italia ha prodotto circa 15 TWh nel 2014 con una crescita dell'1% rispetto al 2013. Dal punto di vista di copertura percentuale sul totale della produzione elettrica, l'eolico si attesta al 5,6%, mentre, per quanto riguarda la domanda che va a coprire, si è intorno al 4,8%. È chiara la contrazione netta che ha subito il mercato italiano: se si vanno a confrontare tali dati con i valori dell'anno 2013 (già un anno ampiamente negativo per il settore) si può oggettivamente concludere che la crescita si è fermata. Nel 2013 la produzione di energia eolica si è attestata a 14,9 TWh (crescita rispetto al 2012 del 11,6%) e si è registrata una copertura della produzione netta totale del 5,3%.

Nel grafico seguente (Figura 2.7) si può vedere come è evoluto "l'installato annuo" negli anni, fino ad arrivare agli attuali 8,7 GW di potenza cumulata.

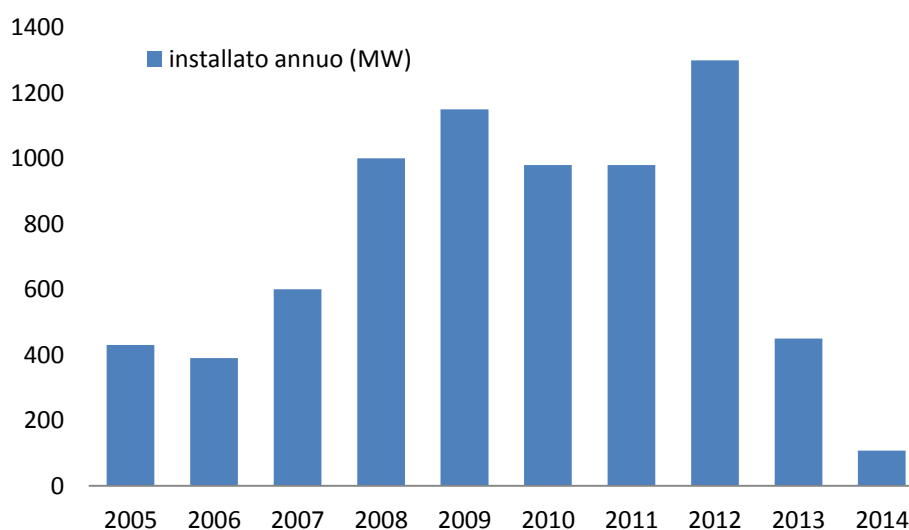


Figura 2.7: Andamento della potenza da fonte eolica entrata in esercizio in Italia tra il 2005 e il 2014. [Fonte: "Report Energie Rinnovabili non fotovoltaiche 2014", E&S Group ; QualEnergia]

Le previsioni del mercato italiano effettuate nel 2013 si sono rivelate fin troppo ottimistiche e, per il 2015, vi è ancora molta incertezza su quanto potrebbe risultare la potenza installata.

L'unico settore legato alla produzione di energia eolica che è stato favorito dal D.L. del 6/7/2012 è risultato quello del mini-eolico. I due terzi della potenza totale sono stati

installati in due anni: 12 MW di impianti nel 2013 e circa 20 MW nel 2014. Le previsioni sul 2014 parlano di 45 MW installati al 30/10/2014.

2.2.3 Previsioni di mercato

Le informazioni qui riportate provengono da diversi studi autorevoli, ma soprattutto dal Global Energy Wind Report 2014, che è andato ad analizzare ed effettuare stime riguardanti il trend delle installazioni e degli investimenti a livello mondiale per l'arco temporale 2015-2030. Le previsioni si sono basate su tre diversi scenari : "New Policies" scenario - conservativo in cui si includono nelle previsioni solo le policies già introdotte sia nei vari paesi, "Moderate" - prudente e simile al primo scenario ma con l'ipotesi che le nuove policies energetiche per favorire lo sviluppo delle rinnovabili saranno molto probabilmente introdotte e "Advanced"- ottimistico, nel quale i governi si indirizzano verso l'eolico per lo sviluppo di piani energetici per ridurre il riscaldamento globale di 2°C. I risultati sono incoraggianti, come si può vedere nel grafico seguente (Figura 2.8).

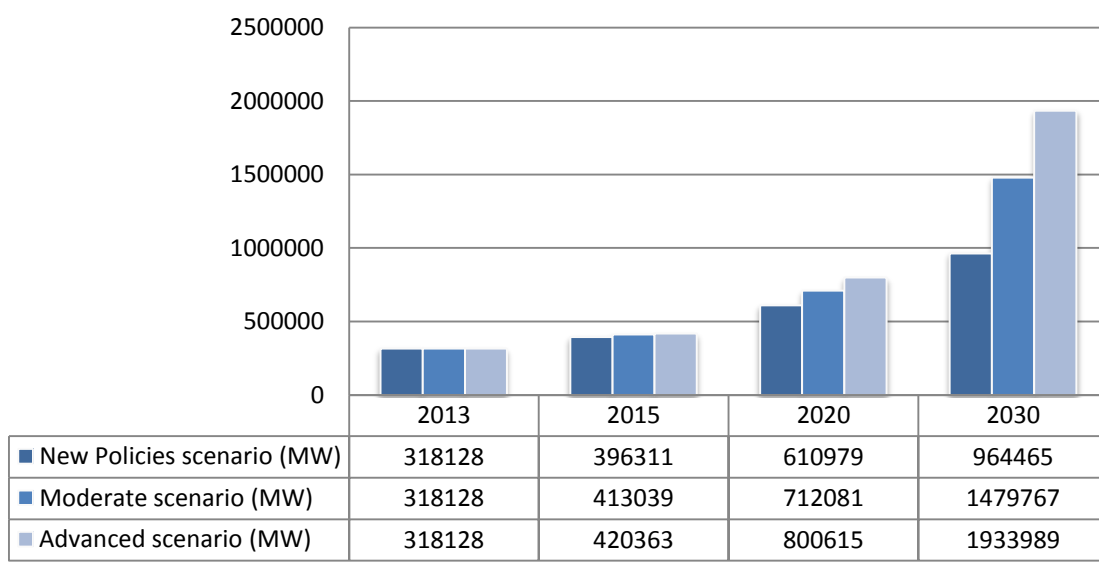


Figura 2.8: Andamento dei tre scenari predittivi del mercato eolico mondiale.
[Fonte: "Global Wind Energy Outlook 2014"]

Il "New Policies" scenario mostra come il mercato eolico mondiale nel 2015 possa raggiungere livelli di crescita comparabili con quelli del 2012. Successivamente ci potrebbe essere una leggera flessione e una seguente stabilizzazione del mercato dopo il 2020 (livelli di installato in GW simili al 2010).

Nel "moderate scenario" si va a dipingere una situazione molto simile a quella che si è registrata negli ultimi dieci anni, con l'energia eolica che si continua ad espandere ma che va a "lottare" contro nuove tecnologie con sussidi più elevati.

Nell'"advanced scenario" invece si mostra tutto il potenziale di tale energia se ci fosse un elevato "commitment" (impegno istituzionale ed economico) a livello internazionale: in questo caso si arriverebbe a coprire quasi il 20% della domanda globale di elettricità. A fine 2013, ricordiamo, erano attivi 318 GW di potenza eolica, per una produzione pari al 3% della domanda mondiale. In questi anni l'installato annuale, cresciuto fortemente fino al 2009 (+ 40% sul 2008 a 38 GW), a causa della crisi si è stabilizzato sui 40 GW. In 10 anni la potenza eolica è aumentata di 8 volte. Invece il target più elevato della GWEC prevede, in 16 anni, un incremento di 6,2 volte rispetto ad oggi.

Riassumendo tali dati, si può vedere in questo secondo grafico, quanto l'energia eolica vada a coprire la domanda internazionale in percentuale.

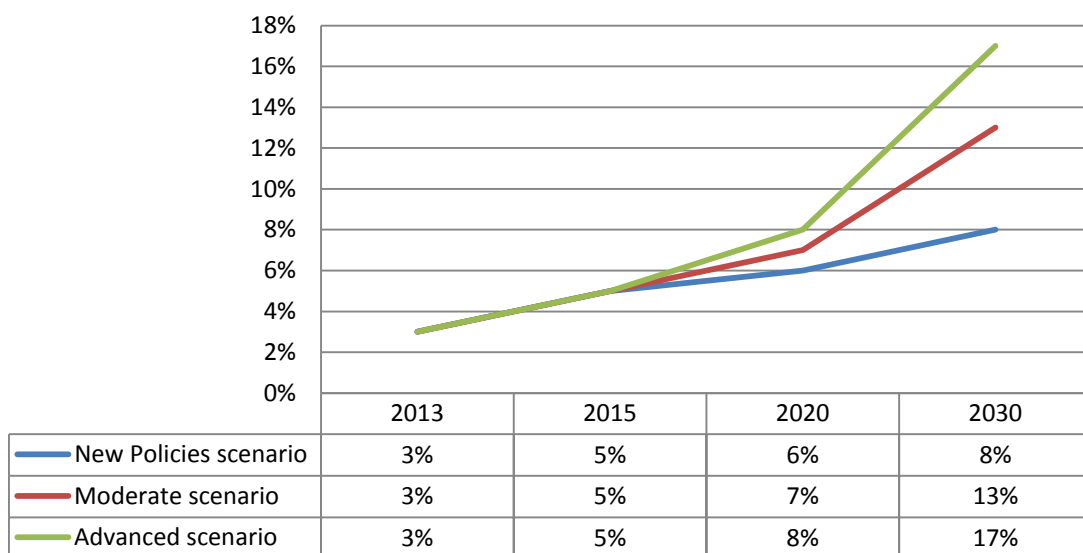


Figura 2.9: Copertura della domanda internazionale d'energia grazie a fonte eolica
 [Fonte: "Global Wind Energy Outlook 2014, International Energy Agency demand projection"]

Box di approfondimento n. 2

La relazione fra prezzo del petrolio e investimenti in rinnovabili

Durante la seconda parte dell'anno il prezzo del petrolio al barile è crollato come raramente è accaduto negli ultimi decenni. Il prezzo, che a giugno si attestava intorno a 110 \$/barile, a seguito del mancato accordo fra i paesi dell'OPEC e di un trend con una domanda in contrazione, è sceso di oltre il 50% . Questo avvenimento, che di per se non sembra collegato al mercato dell'energia rinnovabile, ha in realtà fatto emergere dubbi e domande: un prezzo al barile così basso può influenzare gli investimenti in energia rinnovabile?.

La risposta è negativa, come spiegano gli esperti di Bloomberg New Energy Finance, ma avrà comunque impatti rilevanti in vari settori. Per quanto riguarda il "lato generazione" a livello mondiale sono stati investiti oltre 260 mld. \$ l'anno in fonti pulite, le quali non sono in diretta concorrenza con il petrolio. Solare ed Eolico continueranno a crescere anche se il petrolio manterrà tali valori di mercato per i prossimi anni. È da ricordare come in Europa lo sviluppo di energia rinnovabile è legato ad obiettivi specifici ed iniziative politiche. I settori "green" che però verranno più colpiti, soprattutto nel lungo termine, saranno:

- Automotive: contrazione della crescita del mercato delle auto ibride, elettriche e a fonti alternative
- Generatori ibridi: nei paesi sottosviluppati e produttori di petrolio con il prezzo al barile a valori elevati stava cominciando una lenta conversione a impianti ibridi. Crescita di fatto bloccata.
- Biocarburanti
- Gas: ovviamente, eventuali effetti positivi/negativi si potranno vedere nel mercato spot del gas naturale (in Europa i prezzi sono indicizzati al greggio, mentre negli USA no). Negli USA un prolungato periodo con prezzo del petrolio intorno ai 50 \$/bar potrebbe portare ad un aumento del prezzo del gas e di conseguenza si renderebbero ancora più competitive le rinnovabili nei confronti della generazione elettrica a gas.

2.3 Il mercato secondario degli impianti

Il 2014 è stato un anno di svolta per il settore energetico. Innanzitutto è stato il primo anno senza il supporto degli incentivi garantiti fino al V Conto Energia per il fotovoltaico e l'anno dell'introduzione dello spalma-incentivi. Come si è già illustrato, il mercato ha subito una contrazione estesa per quanto riguarda lo sviluppo di nuovi impianti, ma come si è comportato da un punto di vista economico-finanziario sugli impianti pre-esistenti?. Il mercato dell'energia è stato sempre considerato dalla comunità industriale e finanziaria come un business caratterizzato da un rischio 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). Nel presente capitolo verrà quindi analizzato quello che è risultato il mercato secondario degli impianti (soprattutto fotovoltaici). Con tale termine, infatti, si intende classificare le operazioni di compra-vendita di impianti realizzati o in fase di realizzazione ed allacciamento da parte di un acquirente.

Il presente capitolo mira ad introdurre l'argomento e ad effettuare un'analisi riassuntiva del fenomeno nel 2014. Infatti, a seguito di compravendita di impianti fotovoltaici, i nuovi proprietari vanno spesso a modificare i contratti in essere con i fornitori di servizi di O&M. Tale fenomeno è un punto fondamentale per il mercato dei servizi agli impianti in quanto al termine del FAC (Final Acceptance Certificate) è probabile che alcuni acquirenti decidano di cambiare il soggetto erogatore di tali servizi (semplice modifica o strategia per ottenere economia di scala e minori costi).

Il primo punto da affrontare riguarda la tipologia di soggetti che compiono tali operazioni. Vi sono infatti due categorie di soggetti che operano nel mercato secondario: gli investitori e i soggetti offerenti.

Gli "investitori" sono players di grandi dimensioni, interessati ad investimenti nel medio-lungo termine per motivi strategici e di rendimento. Sotto questa categoria possiamo identificare:

- **Operatori industriali** (IPP- Independent power producer).
- **Investment companies**: fondi di private equity e holding finanziarie che acquisiscono generalmente società titolari di impianti fotovoltaici.
- **Fondi di investimento** immobiliari, società assicurative e società di gestione del risparmio. Fanno "scouting" sul mercato in cerca di investimenti che

garantiscono dei flussi di ricavo costanti, di lungo periodo ed a basso rischio. Sono tipicamente soggetti quasi o totalmente estranei al business.

La categoria dei soggetti offerenti è rappresentata:

- **EPC Contractor:** 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.
- **Fondi di investimento:** in seguito a cambi di strategia, rivalorizzazione degli asset e modifiche della struttura di governance, vendono gli impianti detenuti in portafoglio.
- **Utilities e System Integrators:** attraverso una rifocalizzazione del proprio core business, cedono i propri impianti a operatori con un portafoglio più ampio che riescono ad ottenere economie di scala.

Come si è già visto più volte nel corso della presentazione dei mercati, lo spalmancentivi e la conclusione dell'erogazione degli incentivi a fine V Conto Energia ha svolto un ruolo di primissimo piano nell'influenzare anche il mercato secondario.

Da un punto di vista di investimento nel mercato dell'energia rinnovabile, l'Italia ha perso moltissime posizioni in termini di attrattività come illustra il "Renewable Energy Country Attractiveness Index" di Ernst & Young (passata al 15mo posto assoluto e perdendo ben 3 posizioni rispetto al 2013). Questo dato ci fornisce un'indicazione approssimativa, ma chiara del "mood" che circola tra gli investitori all'interno del settore.

Nonostante questa analisi negativa il settore risulta, comunque, molto appetibile. I tagli agli incentivi, se da un lato hanno comportato una riduzione significativa delle installazioni di nuovi impianti, dall'altro lato hanno creato un dinamismo sul mercato secondario delle acquisizioni di impianti già funzionanti e allacciati alla rete, la cui redditività è assicurata dalle tariffe incentivanti già ottenute ed acquisite per anni (precedenti Conti Energia). In Italia, infatti, c'è un notevole potenziale in termini di impianti in esercizio da vendere, comprare, rifinanziare e rendere più efficienti. Questo è vero soprattutto se si considera che molti impianti, specialmente nel fotovoltaico, sono stati costruiti con grande fretta per sfruttare finestre legislative ed è quindi possibile cogliere significativi miglioramenti di performance attraverso un'attenta analisi di ottimizzazione tecnica. Questo dato ha come effetto che soggetti finanziari specializzati

in tali operazioni possano migliorare le performance globali di un impianto ottenendo risultati positivi sia da un punto di vista operativo sia in una visione di possibile futura cessione. Come base di tale ragionamento basti pensare al differenziale tra i nostri tassi di rendimento sull'equity per l'acquirente, che sono compresi fra il 9 e il 12% (impianti II Conto Energia), e quelli della Germania, che sono al 6-7%, oppure del Regno Unito e della Francia, dove si attestano attorno all'8-9%

Ovviamente la retroattività dello spalma-incentivi può provocare non pochi problemi (tra cui l'abbassamento delle percentuali di rendimento sopra riportate), infatti a fine novembre 2014 Paolo Lugiano, vicepresidente di AssoRinnovabili, ha risposto così a domande riguardanti gli effetti di tali norme: *"Ad oggi, ci sono state poche transazioni sul mercato secondario e tutte di dimensioni ridotte: c'erano alcuni portafogli in vendita la cui transazione è stata temporaneamente bloccata, perché il valore degli asset si è ribassato o è incerto. La mia previsione è che in una situazione con asset in difficoltà il mercato diventerà un po' più preda degli speculatori. Se in una situazione di ritorni contenuti e basso rischio l'investimento è attraente soprattutto per i fondi specializzati in infrastrutture, con orizzonti temporali lunghi, quando si alza il livello di rischio entrano in gioco gli hedge fund, gli speculatori: investitori con un appetito per il rischio più alto e un orizzonte temporale più corto."* Tali previsioni sono estremamente negative e per verificare gli effetti "a regime" dello spalma-incentivi si dovrà aspettare qualche mese.

2.3.1 Il mercato secondario degli impianti fotovoltaici

Il mercato secondario degli impianti fotovoltaici già nel 2013 aveva mostrato segnali di contrazione rispetto ai numeri del 2012 con un calo del 30% in termini di potenza, un calo del 7% in termini di dimensione media dei portafogli transati e un vero e proprio crollo del controvalore economico di circa il 45%. In particolare, nel 2013 si sono effettuate transazioni sul nostro mercato secondario per circa 187 MW di potenza complessiva, distribuita su circa 90 impianti. Il valore della potenza media dei portafogli oggetto di transazione è stato pari a 6,9 MW costituiti mediamente da un numero di impianti compreso tra 3 e 4 MW. La taglia media degli impianti transati, invece, si è attestata su circa 4,6 MW. Le transazioni si sono focalizzate su impianti di taglia intermedia, compresi cioè tra 2 e 10 MW per i quali risulta pressoché triplicato il valore della potenza complessivamente scambiata sul mercato.

Da un punto di vista quantitativo il mercato secondario fotovoltaico per impianti "utility scale" è stato calcolato da Prothea pari a 7,7 GWp nel 2014. Per impianti utility scale si intendono gli impianti che possono essere oggetto di compra-vendita sul mercato in quanto non di dimensioni di tipo residenziale- commerciale. I dati raccolti da Prothea mostrano la seguente situazione in termini di potenza installata in Italia.

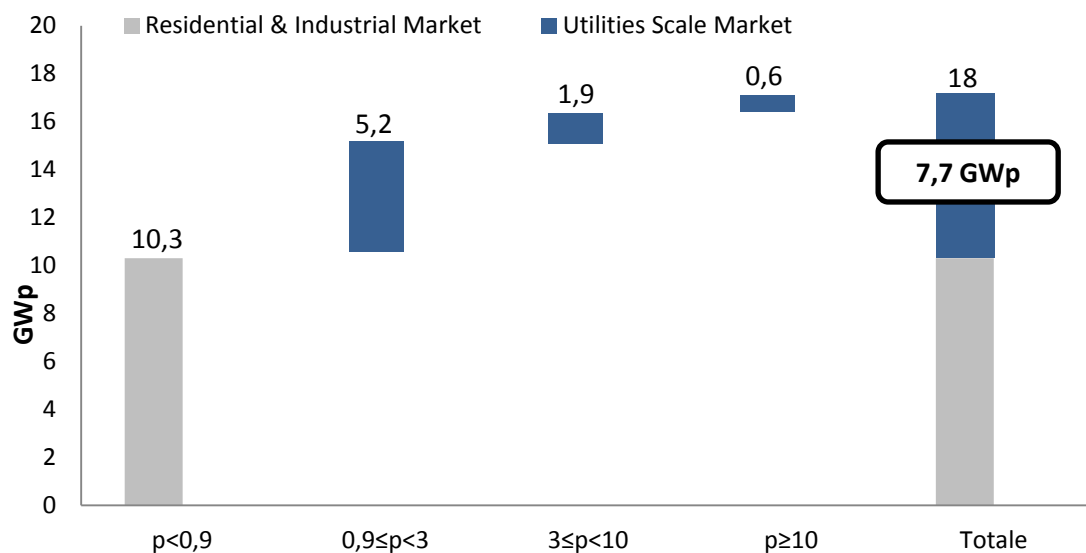


Figura 2.10: Tipologia di impianti e potenza. In evidenza il mercato appetibile a operazioni di compravendita [Fonte: " Prothea: The Italian PV Market: size, returns and Future Trends - 2014"]

Si può vedere da tale grafico come la numerosità degli impianti trattabili sul mercato secondario sia fortemente sbilanciata in favore di impianti con potenza di picco compresa tra 0,9MWp e 3 MWp, rappresentati, in termini numerici, da circa 5000 impianti, mentre il restante 2,5 GW è rappresentato da circa 400 impianti. Questa potenza appetibile sul mercato risulta completamente incentivata dai vecchi Conti Energia con le percentuali di cui alla seguente Figura 2.11.

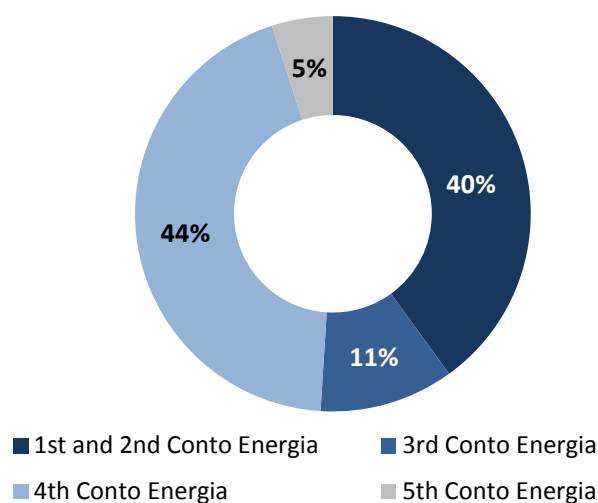


Figura 2.11: Copertura dei diversi Conti Energia degli impianti Utility Scale
 [Fonte: " Prothea: The Italian PV Market: size, returns and Future Trends - 2014"]

Queste percentuali sono importanti in quanto, come evidenziato dal Solar Energy Report 2014, gli impianti incentivati con gli ultimi due Conti Energia siano stati colpiti da diversi cambi di normativa rendendoli meno attrattivi per gli investitori. D'altra parte gli impianti incentivati con il II e III CE restano sempre i più attrattivi generando, grazie alla semplice legge della domanda-offerta, una stabilità nei prezzi di compravendita non presente in altre tipologie di impianti. È importante sottolineare che seppur gli impianti con i vecchi meccanismi di incentivazione risultino i più attrattivi sono stati anch'essi colpiti da norme retroattive che ne hanno limitato la redditività. L'esempio riportato da Prothea è esplicativo: se L'IRR (internal rate of return) dell'investimento per un Impianto (999KWp) incentivato con il II Conto Energia risultava pari al 17,4%, nel corso degli ultimi due anni si è andato ad intaccare tale rendimento con la Circolare 36/E del Dicembre 2013, con la rimozione dei Prezzi Minimi Garantiti del D.L. "Destinazione Italia" (Dicembre 2013) e con la la Legge dell'11/08/2014 (Spalma-incentivi) fino ad arrivare ad un IRR attuale dell'11% (decremento del 37%).

Come precedentemente riportato il mercato potenziale di impianti superiori a 0,9MWp è circa uguale a 7,7 GWp. Di questo valore solo il 12,4% è stato già oggetto di compravendita al 3 trimestre del 2014, per una capacità totale di circa 944 MWp scambiati. Di tale valore sono stati registrati appena 140 MW di potenza scambiata fino al 3 trimestre 2014. Ipotizzando lo stesso tasso di sviluppo del mercato per tutto il 2014 possiamo

calcolare un totale pari a 187 MW confermando le ipotesi prospettate l'anno scorso di consolidamento/maturità del mercato.

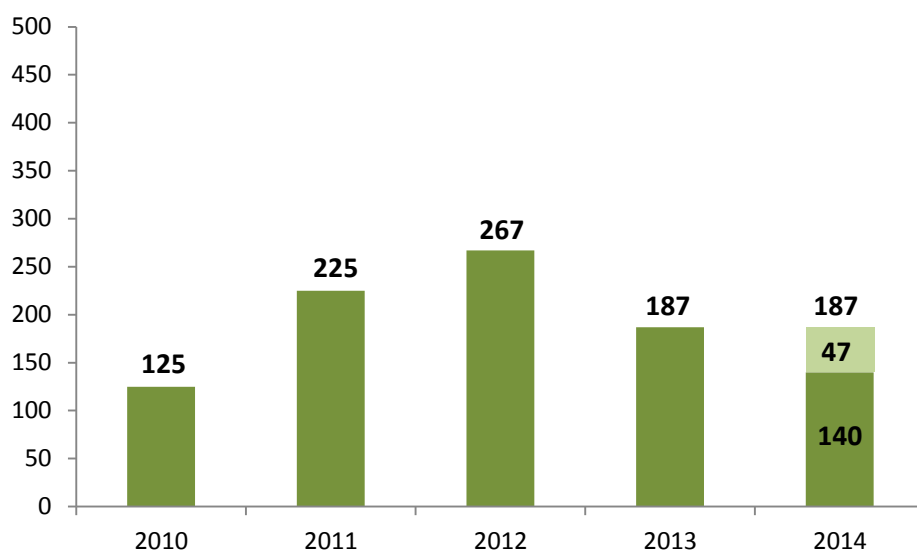


Figura 2.12: Potenza oggetto di compravendita nel mercato italiano

[Fonte: " Prothea: The Italian PV Market: size, returns and Future Trends - 2014"; previsione IV trimestre a finire]

Per quanto riguarda possibili previsioni di mercato per il breve termine si possono riportare alcuni punti fondamentali:

- Prezzi medi di compra-vendita in contrazione a causa dell'impatto della norma "Spalma-incentivi";
- Contrazione del mercato dei nuovi impianti fotovoltaici;
- Maggiore presenza di investitori di grandi dimensioni capaci di generare efficienza negli impianti grazie ad economie di scala;
- Spostamento del mercato verso investitori che posseggono un costo medio del capitale allineato con i nuovi tassi di ritorno del mercato.

Da questi dati l'ipotesi, condivisa da più operatori, è che il mercato secondario vada a crescere significativamente già nel 2015, con un valore ipotizzato di circa 350 MWp/anno di potenza scambiata.

2.3.2 Il mercato secondario degli impianti eolici

Una breve menzione merita il mercato eolico italiano. Tale settore è dominato da Multi-Utilities e player Industriali che hanno contribuito al veloce consolidamento del mercato. La maggior parte della potenza installata (7,3 GWp su 8,5 GW) è in mano ad un piccolo numero di player quindi il mercato risulta concentrato. Il leader di mercato è Erg Renew con una quota di mercato del 13%, seguito da EGP con l'8,7% e da FRI-EL con il 5,8%. In termini di operazioni di compra-vendita, esse riguardano, soprattutto, i grandi player del settore tra cui la più importante dell'anno è stata la Joint Venture fra Edison e F2i-Edf per circa 600MW di potenza.

Box di approfondimento n. 3

Gli asset di E.ON ed il mercato secondario

Il mercato secondario degli impianti è fortemente condizionato, a livello quantitativo e qualitativo, dalla vendita degli asset italiani della società E.On, uno dei leader mondiali nel settore dell'energia elettrica e del gas. La potenza installata e gestita da E.On dalla sua entrata nel mercato italiano risulta pari a 6 GW (tre quarti composta da centrali a gas, una centrale a carbone da 598,5 MW, 16 impianti idroelettrici per 532 MW di potenza, 10 parchi eolici da 328,1 MW e 8 impianti fotovoltaici da 50,4 MW) e una operazione di compra-vendita di tali impianti potrebbe fornire dati fuori scala rispetto alle transazioni ordinarie sul mercato. In particolare il processo di cessione delle attività italiane è cominciato due anni fa e diversi soggetti si sono interessati all'acquisizione di tali asset. L'ultimo in ordine temporale risulta il gruppo EDF, che attraverso Edison era pronto a pagare una cifra pari a 2,5 miliardi di Euro per l'intero parco impianti. Il closing dell'operazione non è avvenuto entro il 31 dicembre 2014 e EDF si è in parte ritirata dall'operazione, spostando di fatto la compravendita degli asset al 2015.

In particolare per gli impianti si può sottolineare la presenza di diversi potenziali acquirenti, quali il gruppo ERG Renew, che sembra intenzionata a comprare il gruppo di impianti idroelettrici, e l'utility ceca EPH per quanto riguarda le centrali gas e carbone (operazione da 1 mld. €).

Il discorso per l'eolico è ancora aperto. Per i 10 parchi eolici è già giunta un'offerta da parte di F2i, mentre per gli impianti fotovoltaici la vendita si è conclusa nel Febbraio 2015. Per gli impianti PV l'acquirente è stato F2i grazie al supporto di Edison e EDF Energies Nouvelles (insieme hanno formato il terzo operatore rinnovabili in Italia). È chiara la strategia di E.On di voler effettuare una vendita frammentata per estrarre più valore possibile dai diversi assets a sua disposizione.

È inoltre importante sottolineare, per future valutazioni, che i dati 2015 sul mercato secondario degli impianti saranno, "inquinati" da tale operazione, in quanto il solo eolico di E.On vale il 6% del totale dell'energia eolica prodotta in Italia.

Capitolo 3

L'Operation & Maintenance

Nel corso degli ultimi cinque anni il mercato fotovoltaico ed eolico italiano hanno assistito ad una continua crescita del numero di impianti che venivano connessi in rete. L'entusiasmo che ha circondato questa corsa alle energie rinnovabili ha messo in secondo piano, per fretta o per scarsa conoscenza, i problemi che potevano nascere una volta che il sito risultasse operativo. Degli oltre 18 GW di impianti, molti parchi fotovoltaici sono stati costruiti in fretta per approfittare del sistema di incentivazione prima di tagli e della definitiva conclusione dei Conti Energia. È notizia recente che, a fine 2014, circa un impianto su quattro presentasse problemi dovuti alla scarsa qualità dei materiali, alla cattiva installazione e alle problematiche sugli inverter. In tale contesto i servizi di O&M (Operation & Maintenance) stanno acquisendo una sempre crescente importanza.

Come si è riportato nei precedenti capitoli il mercato italiano nel 2014 ha subito una notevole contrazione per quanto riguarda il numero di installazioni, rendendo di centrale importanza, per le aziende e investitori, il raggiungimento della massima resa sugli impianti pre-esistenti in portafoglio. In una tale condizione di contesto l'O&M risulta un'attività chiave per gli operatori del mercato: saper gestire un impianto garantendone le prestazioni nel tempo risulta importate come la capacità di costruirlo.

Nelle pagine seguenti si cercherà di presentare il mercato dell'O&M fotovoltaico analizzandone i principali attori, i servizi offerti, il mercato attuale, le modalità di crescita del mercato e le opportunità di revamping (gli interventi su impianti esistenti volti ad incrementarne le performance). Tale disamina integrerà al suo interno i risultati delle interviste svolte agli operatori del settore che permetteranno di trarre alcune conclusioni. Successivamente verrà presentato anche un quadro relativo all'O&M del settore eolico corredato da alcune informazioni emerse da questionari e interviste.

3.1 L'O&M nel mercato fotovoltaico

3.1.1 I principali Player attivi nella fornitura di servizi di O&M

Sul mercato dei servizi O&M in Italia, si identificano quattro principali tipologie di operatori che forniscono servizi di O&M.

- Gli operatori EPC - "Engineering, Procurement and Construction": questa tipologia di attori ha tipicamente come "core Business" lo sviluppo e costruzione di impianti fotovoltaici di proprietà e conto terzi e la fornitura di servizi di O&M durante il periodo coperto dal F.A.C. (Final Acceptance Certificate, che sancisce, da parte del soggetto responsabile, l'accettazione completa dell'impianto e il venir meno degli obblighi dell'EPC). A causa della contrazione del mercato delle installazioni tali operatori hanno dovuto ampliare la loro offerta e modificare il loro modello di business concentrandosi non solo sulla fornitura di servizi O&M ad impianti di propria realizzazione (anche ad esaurimento F.A.C.) ma anche su impianti realizzati da terzi.
- I produttori di componentistica: il "core business" di tali operatori è la produzione di componentistica elettrica ed elettronica, specialmente inverter. Tali operatori oltre ad erogare servizi "after sale" e di garanzia sui prodotti installati, stanno ampliando la loro offerta con servizi di O&M su impianti realizzati con la propria componentistica, diversificando il proprio modello di business.
- Società di Asset Management: svolgono l'attività di gestione amministrativa, legale, fiscale e assicurativa su impianti (interfaccia unica per la gestione degli investimenti) e stanno tendendo a gestire direttamente le attività di O&M a più alto valore aggiunto (risk management sia su impianti propri che di terzi). Offrono servizi a grandi investitori che necessitano di un'interfaccia unica per la gestione degli impianti.
- Società specializzate in O&M: sono società costituite per rivolgersi al mercato dei servizi di O&M su impianti fotovoltaici. I clienti tipo sono società che al termine del periodo di F.A.C. decidono di cambiare fornitore di servizi di O&M. Offrono una elevatissima gamma di attività che vanno dalla gestione operativa alle attività più avanzate.

3.1.2 Classificazione per servizi offerti e segmentazione del mercato

Ovviamente i diversi operatori sopra riportati vanno ad offrire servizi specifici alle tipologie di imprese presenti sul mercato.

Tali servizi si possono dividere in tre categorie principali:

- **Servizi Standard:** In tale categoria rientrano attività quali la manutenzione ordinaria preventiva, sfalcio dell'erba circostante per gli impianti a terra, lavaggio e pulizia moduli. In aggiunta a tali servizi base si possono trovare offerte che comprendono attività di manutenzione correttiva, monitoraggio, telecontrollo e reportistica al cliente.
- **Servizi Avanzati:** in questa categoria rientrano le attività comprese nel servizio standard con l'importante integrazione della gestione di "spare parts", estensione di garanzia per i componenti core e operazioni di Asset Management (amministrazione, gestione fiscale/legale, rapporti con il GSE ecc.).
- **Servizi "Premium":** I servizi premium includono i servizi avanzati, la garanzia del funzionamento dell'impianto in termini di Availability (rapporto fra tempo effettivo di funzionamento su tempo teorico di effettiva disponibilità), attività di monitoraggio avanzate e revamping e, soprattutto, l'assicurazione di un prestabilito livello di performance (PR- performance ratio). In questa categoria di servizi vengono inserite anche attività di videosorveglianza e vigilanza (approfondimento Box 4).

Passando ad un'analisi sul lato domanda, la richiesta di servizi di O&M è legata alla dimensione e alla categoria dell'impianto. In quest'ottica si possono fare due tipologie di distinzioni in modo tale da segmentare meglio il mercato: per tipologia di impianto (terra e tetto) e per potenza. La segmentazione ci permette di inquadrare i clienti target delle diverse offerte di O&M e di studiare "cosa offrire a quale cliente".

Analizzando la prima base di segmentazione si possono fare alcune osservazioni:

Impianti a terra: tipologia di impianto normalmente costruita da operatori EPC che si propongono al cliente anche in qualità di O&M contractor relativamente ai primi due anni di garanzia dell'impianto (il FAC). Tale sistema fino al 2013 era fortemente influenzato dal sistema bancario che, di fatto, obbligava il contraente a sottoscrivere un contratto di O&M come requisito fondamentale per poter accedere al finanziamento. La grande problematica di tale operazione era l'ignoranza relativa a tali attività da parte del

finanziatore, che obbligava a contratti O&M formalmente corretti e molto stringenti, ma senza conoscere nel dettaglio le operazioni e il "track record" dell'operatore. In tali casistiche si sono strutturati contratti O&M vicini ai "Servizi Premium" e "Avanzati" con un focus su il PR, sulla necessità da parte dell'operatore di intervenire prontamente e proattivamente in caso di guasto e di attivare numerose manutenzioni preventive in modo tale da rispettare i vincoli.

Impianti a tetto: impianti con un mercato diverso rispetto ai precedenti. Le attività di O&M vengono solitamente garantite dall'installatore che realizza l'impianto. Quest'ultimo si limita principalmente all'installazione di un sistema remoto di monitoraggio con segnalazione di guasti e dei livelli produttivi e all'offerta di un programma di manutenzione preventiva, principalmente basata su verifiche visive dello stato dei materiali. È chiaro come la tipologia di servizio offerto sia del tipo "Standard" , o al più, "Avanzato".

Nella categoria di impianti a tetto si possono distinguere sotto-segmenti: il mercato residenziale e quello industriale (in Italia principalmente PMI). Nel mercato residenziale, con l'eccezione di pochi casi, si nota una relativa mancanza di sensibilità da parte degli operatori nel proporre e garantire servizi di assistenza post-vendita che siano in grado di preservare l'efficienza dell'impianto e di conseguenza la redditività dell'investimento realizzato. Lo scenario di mercato però ci suggerisce importanti spazi nel segmento residenziale: molto installatori negli ultimi due anni hanno ridotto le loro attività nel PV (concentrandosi su impianti elettrici civili e industriali) lasciando opportunità rilevanti per operatori ancora presenti nell'O&M fotovoltaico.

Per quanto riguarda gli impianti industriali spesso l'imprenditore si limitava a pretendere l'intervento, in caso di necessità, sulla base di "garanzia di prodotto" sottoscritta a seguito della fornitura dell'impianto. Di conseguenza il monitoraggio dell'impianto e la gestione proattiva venivano delegati a strutture interne della proprietà, già presenti in qualità di manutentori del sito industriale. È palese come il risultato di questa situazione è spesso la mancanza di ownership sulle attività necessarie a garantire l'efficienza dell'impianto; è difficile in tali casi definire in modo inequivocabile chi risponde dell'obiettivo di massimizzare l'efficienza dell'impianto stesso tra strutture interne del proprietario e fornitore dei servizi di manutenzione dei componenti. Va detto che la situazione sta lentamente migliorando grazie alla maggiore consapevolezza dei proprietari in merito alle attività di O&M.

In generale si può tracciare il seguente quadro relativo all'analisi effettuata a seconda della tipologia di impianto (Figura 3.1).

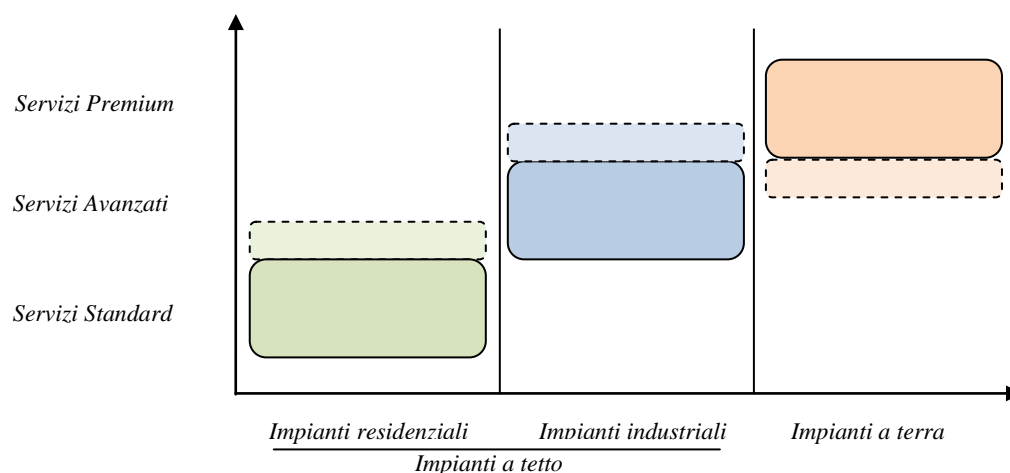


Figura 3.1: Tipologia di servizio offerto in relazione alle diverse categorie di impianti

La seconda base di segmentazione di mercato è quella relativa alla potenza. È opportuno sottolineare come la segmentazione per potenza sia più precisa e indicativa rispetto alla divisione "tetto/terra", ma diverse caratteristiche vanno a coincidere.

Si possono identificare tre caratteristiche di impianti:

Impianti di piccola dimensione ($p < 500 \text{kWp}$): dinamiche simili a quelle analizzate per impianti a tetto. Essenzialmente il fornitore coincide con l'installatore, al quale il cliente demanda la gestione tramite un'estensione della garanzia contrattuale inclusa nell'attività di installazione. In questo caso si trovano offerte di tipo "Standard" alle quali si possono associare estensioni di garanzia su componentistica.

Impianti di media dimensione ($500 \text{KW} < p < 1 \text{MW}$): offerta composta principalmente da "servizi Avanzati" con alcuni casi aventi le caratteristiche proprie ai "servizi Premium". Gli interlocutori di tali soggetti sono EPC e società specializzate in O&M che riescono a offrire contratti completi che possono essere estesi su un orizzonte temporale più lungo rispetto ai 2 anni standard.

Impianti di grandi dimensioni ($p > 1 \text{MW}$): mercato rappresentato dai grandi fondi e utilities che affidano la gestione completa dell'impianto a O&M contractors o a società di Asset Management. I servizi offerti rientrano nella categoria "Premium" o full service. I contratti si protraggono su un orizzonte temporale medio lungo, che spesso va a coprire tutta la vita utile dell'impianto stesso.

È chiaro come nella Figura 3.1, prima riportata, si possano porre gli impianti di piccola dimensione all'interno dell'area relativa ai servizi standard (con alcuni casi di servizi avanzati), gli impianti di medie dimensioni nell'area dei servizi avanzati e i grandi impianti nell'area dei servizi premium.

A conclusione di questo primo quadro del mercato possiamo concludere che le diverse tipologie di operatori non offrono tutte le tipologie di servizi presentati ma si concentrano, per affinità con il proprio business, competenze e know-how solo su alcuni di questi. Inoltre il mercato porta tali operatori a scegliere se operare solo su impianti di propria realizzazione o impianti di terzi.

Nella seguente Figura 3.2 si può notare come le quattro tipologie di operatori si posizionano all'interno del mercato dell'O&M. Si può vedere come i produttori di componentistica si collochino con un'offerta legata al proprio prodotto (principalmente inverter e pannelli) con servizi di assistenza tecnica e garanzia (offerta di servizi Standard). Gli operatori EPC invece si trovano in una zona di mercato intermedia: vanno ad operare principalmente su impianti di propria realizzazione, ma, nel loro processo di diversificazione del business, si stanno sempre più proponendo come operatori O&M anche a terzi. Il posizionamento di questi ultimi copre soprattutto i servizi standard estesi e i servizi avanzati, anche se, come è emerso da questionario e interviste, sono l'attore in più grande "evoluzione" all'interno del mercato, in quanto stanno sviluppando competenze per svolgere sempre più attività a valore aggiunto superiore e verso impianti di terzi. Le società specializzate in attività di O&M risultano posizionate con un'offerta verso impianti di terzi e coprono gran parte delle attività di O&M, andando ad offrire pacchetti personalizzati a seconda del cliente. Ultimi operatori che si trovano nel seguente grafico sono le società di Asset Management che esternalizzano le attività di gestione e manutenzione a sub-contractors mantenendo al loro interno la parte di gestione amministrativa e fiscale, a più alto valore aggiunto. (fonte: Solar Energy Report 2014).

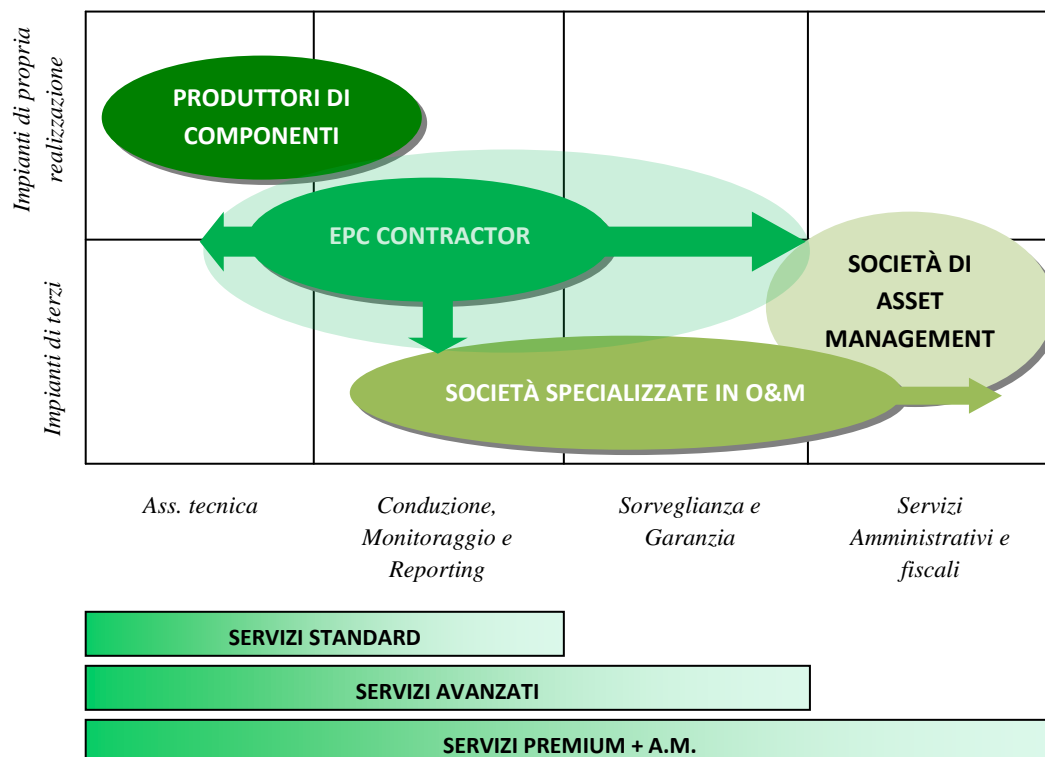


Figura 3.2: Classificazione per area di attività e servizio offerto dai diversi operatori presenti sul mercato. Trend in atto per società specializzate in O&M e EPC Contractors

Per quanto concerne il mercato italiano, nel 2013 l'Energy & Strategy Group ha accertato la presenza di 93 operatori che offrono servizi post-vendita per impianti fotovoltaici, di cui il 45% EPC, il 30% società specializzate in O&M, il 14% società di asset management e infine l'11% produttori di componentistica. Nella mia analisi, condotta tramite fonti secondarie ed interviste con aziende, ho analizzato bilanci, fonti secondarie e informazioni da articoli su riviste specializzate per 70 operatori di cui 33 EPC, 21 produttori di componentistica, 9 società di Asset Management e 7 società specializzate in O&M.

Dall'analisi è emerso il seguente quadro di alcune delle maggiori aziende operanti nell'Operation and Maintenance fotovoltaico in Italia (è da ricordare come molti operatori presenti nel nostro paese sono attivi in tutto il mondo e hanno sede legale all'estero).

Azienda	Tipologia di operatore	Potenza totale gestita a fine 2014 (MW)
SunEdison Italia	EPC	402
Enerray	EPC	230*
Kenergia Sviluppo	O&M Contractor	211
Esapro	O&M Contractor	200*
9Ren	EPC	157
ABB	Produttori componentistica	150**
Asja Management	Asset Manager	148
Energy Intelligence	Asset Manager	104***
Energos Italia	EPC	100
Martifer Solar	EPC	90
Geosol	Società specializzata in O&M	70
Future Energy	Società specializzata in O&M	60*
Innovatec	EPC	50*

Tabella 3.1: Elenco dei principali fornitori di servizi di O&M in Italia al 2014

* società intervistate

**dati 2013: non ci sono notizie su variazioni della potenza gestita

*** 280 MW totali: 104 MW in Asset management, 164MW in technology support e 20MW in O&M Direct Management

La crescita media di tali operatori sul gestito del 2013 è pari al 40%. Questo dato è di enorme rilevanza per indicare come l'attenzione verso l'O&M sia in continua crescita da parte dei clienti e come i più importanti attori del mercato abbiano individuato nell'O&M una fonte di reddito e di competitività.

3.1.3 Dati di mercato e volume d'affari dei servizi di O&M

Passando a dati economici sullo sviluppo del mercato dell'O&M, bisogna sicuramente partire con l'individuazione del prezzo medio di tali servizi. Tramite fonti secondarie, articoli e interviste si è potuto constatare come nel 2014 vi sia stato un ulteriore calo dei prezzi rispetto agli anni precedenti.

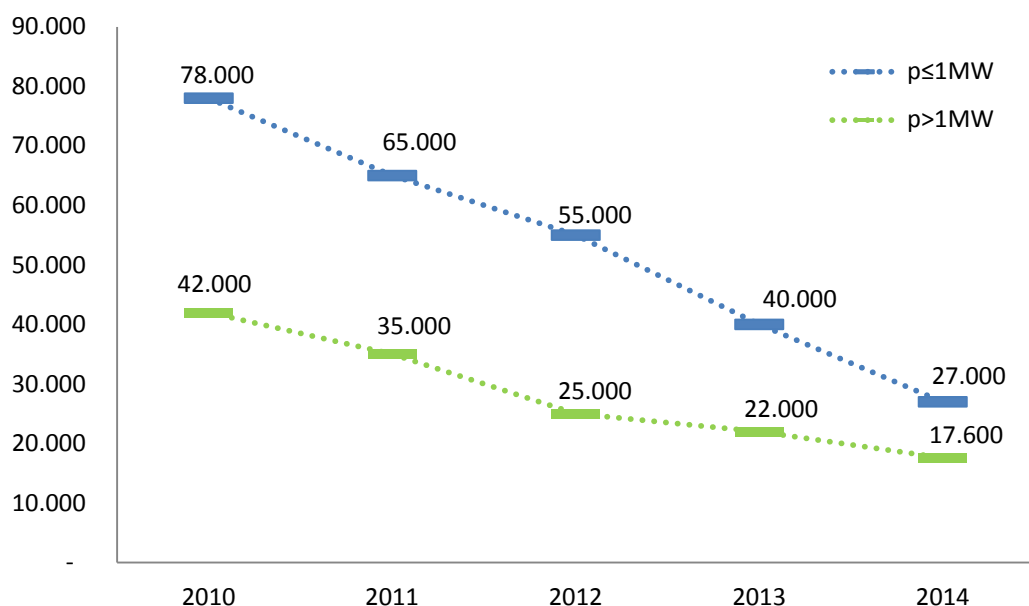


Figura 3.3: Evoluzione del prezzo per il cliente finale dei diversi servizi di O&M negli ultimi 5 anni

Il trend è chiaramente decrescente e nel 2014 ci si attesta su un prezzo medio per tutte le tipologie di impianti intorno a 22.000 - 23.000 €/MW con una flessione del prezzo pari a circa il 30 % per impianti con potenza inferiore a 1MW e del 20% per grandi impianti. Se confrontato il valore del 2014 con quello del 2010 possiamo registrare -65% per impianti con potenze al di sotto di un 1MW e -58% per impianti multi MW.

I motivi di tale calo sono da ricercare in diversi fattori che hanno condizionato il mercato fotovoltaico negli ultimi anni. Il fattore determinante è legato al costante aumento di operatori in grado di offrire servizi di O&M. È sicuramente vero che negli ultimi due anni molte aziende sono uscite dal mercato, ma allo stesso tempo l'attrattiva del nuovo modello di business ha portato a produttori di inverter e componentistica che allungano la propria garanzia e ampliano i propri servizi post-vendita, EPC che a seguito del minore volume di installazioni cercano di massimizzare il business relativo alla gestione e manutenzione (molti operatori che non operavano come O&M contractors su terzi lo sono diventati alla ricerca di marginalità), nascita di start up specializzate nella fornitura di servizi di O&M e società di Asset Management sempre più attive alla ricerca di differenziali nella gestione degli impianti. Da tale panorama di mercato e dalla semplice relazione domanda/offerta è palese come gli operatori siano stati spronati a competere abbassando i prezzi per riuscire ad attrarre i clienti.

Secondo motivo centrale di tale fenomeno è la marcata differenza di prezzo che è presente, a parità di servizio offerto, negli altri paesi europei. I prezzi medi dei servizi O&M in Italia sono fra i più alti d'Europa e ciò porta inevitabilmente ad un calo progressivo. Il processo di "normalizzazione" dei prezzi è dovuto alla presenza e all'entrata nel 2014 di operatori europei nel nostro paese, che di fatto beneficiano di un vantaggio competitivo rilevante sui competitors italiani. La fisionomia degli impianti italiani è diversa dall'estero (maggior presenza di problemi legati alla qualità, alti costi e complessità nel relazionarsi con il legislatore e autorità locali ecc.), ma ciò non impedisce agli operatori europei di offrire prezzi estremamente competitivi, obbligando il mercato italiano ad un continuo "inseguimento". Mauro Moroni (CEO di Moroni & Partners) nell'intervista a QualEnergia del 21/11/2014, oltre a indicare l'arrivo di importanti operatori europei sul mercato O&M, ipotizza attività di dumping da parte degli stessi, finalizzato ad eliminare dal mercato gli operatori più piccoli e meno attrezzati. Tale affermazione non è verificabile nel presente lavoro, ma di per certo potrebbe spiegare l'ulteriore riduzione di costo avvenuta nel 2014 (anche quando gli stessi operatori intervistati affermano che a prezzi inferiori non fosse possibile arrivare).

Terzo motivo è legato al più volte citato "Spalma-incentivi". Tale norma ha essenzialmente reso sovra-stimati i business plan degli operatori portandoli, di conseguenza, a premere per una riduzione di costo rilevante nelle voci legate all'operatività dell'impianto (OPEX). L'effetto a catena di tale norma ha toccato quindi anche il mercato dell'O&M. Lo "Spalma-incentivi" non ha però solo portato una spinta alla contrazione dei prezzi ma, in maniera speculare, ha reso più attrattivo e quasi obbligatorio un buon servizio di O&M. Non riuscendo a pagare le rate del finanziamento a causa del taglio degli incentivi è diventato essenziale ottimizzare la produttività in modo tale da innalzare il rendimento dell'impianto stesso.

Ultimo fattore legato alla riduzione dei prezzi si può trovare nell'analisi sulla potenza disponibile per le ri-negoziazioni a seguito del raggiungimento della scadenza del contratto in essere. Come si può vedere dal grafico seguente (Figura 3.4) il valore di mercato dell'O&M, in termini di MW, legato alle ri-negoziazioni è nettamente inferiore nel 2014 rispetto al 2013 portando di fatto i proprietari degli impianti a possedere un elevato potere contrattuale verso i fornitori di servizi di O&M. Il risultato di ciò è un'ulteriore spinta verso la riduzione di prezzo.

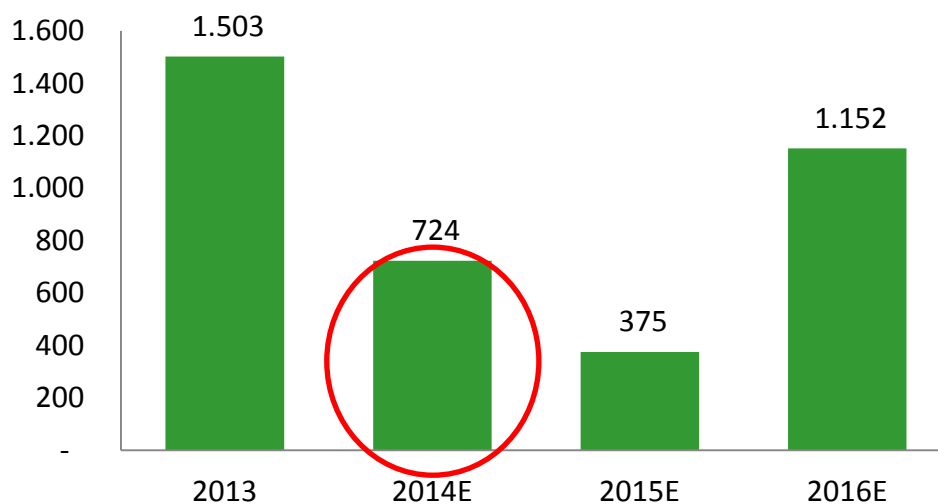


Figura 3.4: Potenza effettiva oggetto di sostituzione del fornitore di servizi di O&M. Dati 2014-2015-2016 Expected. [Fonte: "Solar Energy Report 2014", E&S Group]

Come si può vedere dalla Fig. 3.4, il 2015 risulta un anno ancor più critico, ma non bisogna dimenticare l'influenza del mercato secondario sull'andamento dei prezzi dell'O&M. Infatti, se per il 2014 esso non è risultato un fattore differenziale, ciò è solo dovuto al valore pressoché in pareggio di MW scambiati nel 2014 rispetto al 2013. Come si è riportato nella sezione legata a tale aspetto del mercato (Capitolo 2.3), il 2015 sembra essere un anno di netta ripresa per la compra-vendita di impianti. In chiave prospettica, seppur in netta flessione sul lato "scadenza di contratto" ci potrebbe essere una situazione di sostanziale stabilità di mercato dovuta a numerosi contratti rivisti in sede di cambio di proprietà.

Passando ad un'analisi sul volume d'affari che il mercato dell'O&M è in grado di generare è necessario fare alcune considerazioni. Da articoli su riviste specializzate, il mercato dell'O&M è rimasto poco al di sotto dei valori fatti registrare nel 2013, intorno ai 358 milioni di €. Questo dato, che ad una prima lettura mostra un mercato stabile ma non in crescita, deve essere riletto alla luce di quanto specificato relativamente al calo dei prezzi, alla contrazione delle nuove installazioni, al minore valore dei contratti rinegoziati e ai valori registrati per il mercato secondario. Se si considera, inoltre, come è cambiato il prezzo (soprattutto per impianti ≤ 1 MW) e come il mercato italiano si stia sempre più indirizzando verso impianti residenziali, o al di più, industriali per PMI, si giunge alla chiara evidenza di un mercato in grande crescita in termini di dimensioni, ma non di valore economico. Detto ciò l'O&M è il mercato che mostra più "salute" e

prospettive all'interno del contesto italiano del PV in quanto il numero complessivo di impianti gestiti è notevolmente aumentato.

3.1.4 Prospettive di mercato e risultati delle interviste

Il mercato dell'O&M è chiaramente in grande evoluzione e presenta prospettive interessanti per gli operatori. Tramite interviste svolte a soggetti leader sul mercato sono emersi importanti informazioni su quello che potrebbero essere le nuove frontiere dell'O&M fotovoltaico.

Le aziende intervistate si dividono in 3 O&M Contractors, con una potenza gestita pari 330 MWp, e 3 EPC, con un parco impianti (proprio e di terzi) gestito avente capacità complessiva pari a 330 MWp.

La totalità dei suddetti operatori offre servizi di tipo "Standard" e "Avanzati" e ben 5 su 6 offrono i cosiddetti servizi "Premium". Ad una prima analisi l'ampliamento dei servizi offerti corrisponde ad un aumento del valore aggiunto fornito al cliente, ad una sua maggiore fidelizzazione e soddisfazione, ma allo stesso tempo è necessario contestualizzare tale evoluzione all'interno del mercato degli impianti fotovoltaici italiani. Come si è potuto constatare dalle affermazioni degli stessi operatori, molti impianti sono stati costruiti con gravi errori strutturali portando inevitabilmente ad un degrado delle performance di impianto (soprattutto impianti incentivati con il II e III Conto energia). Tali difetti uniti all'erogazione di un servizio "Premium", che offre il raggiungimento di PR e Availability stabiliti contrattualmente, ha, di fatto, portato ad un'importante inversione di tendenza relativamente agli orizzonti temporali del servizio di O&M. Mentre gli EPC intervistati hanno essenzialmente confermato il proprio periodo di FAC (con la particolarità dell'operatore più importante avente un orizzonte pari a 18 anni), le aziende di O&M hanno ridotto drasticamente tale periodo.

	2013 (in anni)	2014 (in anni)
Impresa A	18	18
Impresa B	2	2
Impresa C	2	2
Impresa D	20	5
Impresa E	5	2
Impresa F	3-5	1-3

Tabella 3.2: Orizzonte temporale del contratto di O&M degli operatori intervistati. In Azzurro gli EPC e in bianco le imprese O&M Contractor

La spiegazione di tale fenomeno risiede nel timore di un pagamento di ingenti penali (anche nell'ordine delle centinaia di migliaia di euro) qualora i PR stabiliti non fossero raggiunti in impianti con problemi strutturali non risolvibili senza un "commitment" forte da parte del proprietario. Lo schema relativo all'evoluzione del mercato è chiaro: da un innalzamento complessivo dei servizi offerti (in termini di introduzione di sistemi di ottimizzazione delle performance, sistemi di risk management, supporto decisionale e sistemi di monitoraggio più efficienti) dagli operatori vi è, come risultato, un abbassamento medio del FAC e dell'orizzonte temporale dei contratti e un importante miglioramento del "conversion rate". Quest'ultimo fattore è definito come la percentuale di clienti che cambiano l'azienda fornitrice di servizi di O&M a fine contratto e, dal 34% del 2013 (fonte E&S Group), si è raggiunto un valore in percentuale pari al 9%. Ovviamente, con un aumento medio del livello di servizio, il cliente è poco propenso a ricercare nuove soluzioni (anche per non incorrere in costi di transazione) a meno di un salto di qualità nelle attività offerte e di un vantaggio di costo rilevante.

↑ livello del servizio	↓ FAC e orizzonte temporale	↓ conversion rate
-------------------------------	------------------------------------	--------------------------

Tutto ciò porta a concludere che il mercato stia cambiando velocemente fisionomia: da un FAC inferiore ne consegue una più alta percentuale di impianti che si affacciano sul mercato dell'O&M come clienti (quindi le stime di MW contenute nella Figura 3.4 potrebbero essere troppo conservative), ma allo stesso tempo il numero di clienti che cambieranno effettivamente azienda erogatrice dei servizi di O&M si ridurrà. Spunti per

la ricerca futura potranno essere gli effetti in trade-off sull'effettiva potenza disponibile in MegaWatt per la rinegoziazione dei contratti, causata dal doppio effetto della riduzione dell'orizzonte temporale e del "conversion rate".

Non è da dimenticare, inoltre, l'importante trend, in atto soprattutto fra le società di Asset management e EPC, volto all'esecuzione interna di alcune della attività di O&M con l'obiettivo di ridurre i costi.

Come si è precedentemente accennato gli operatori stanno modificando la loro strategia relativamente all'erogazione di servizi di O&M. Il contenimento dei costi rimane uno dei principali obiettivi, causato dall'immutato trend di abbassamento del costo su MW e dalla pressione sugli OPEX, ma emerge chiaramente una rinnovata e più forte attenzione verso l'innalzamento del livello del servizio. Come specificato da tutti gli operatori, la conoscenza dei temi relativi alla manutenzione e gestione operativa degli impianti è sensibilmente cresciuta nell'ultimo anno tra la clientela (anche a causa dei fattori contingenti più volte menzionati) e non è più sufficiente l'offerta del servizio ad un costo inferiore. Investitori finanziari, proprietari privati, grandi fondi e società di investimento guardano con maggior interesse all'ottimizzazione delle performance dell'impianto con un focus sulla reportistica costante e puntuale del funzionamento dello stesso.

Le conclusioni che possono essere tratte per quanto riguarda il lato domanda sono le seguenti e possono essere visualizzate in Figura 3.5:

- Investitori industriali e singoli privati: pressione sull'ottimizzazione dei costi unita ad internalizzazione delle attività amministrative e di coordinamento (come nel 2013). Nuova spinta verso una reportistica e monitoraggio dettagliati con l'aggiunta di servizi di ottimizzazione delle performance e gestione avanzata dell'impianto.
- Proprietari di portafogli di medie dimensioni (fondi, banche e società di investimento): maggiore attenzione verso il revamping sia correttivo che migliorativo, ottimizzazione e spinta verso il raggiungimento di performance obiettivo.
- Investitori finanziari con grandi portafogli: avendo già sottoscritto contratti full service O&M (Premium), sono più incentrati verso la riduzione del costo del servizio tramite una gestione accentrata, una minimizzazione dei rischi, una unicità d'interfaccia e una stabilizzazione dei flussi di cassa.

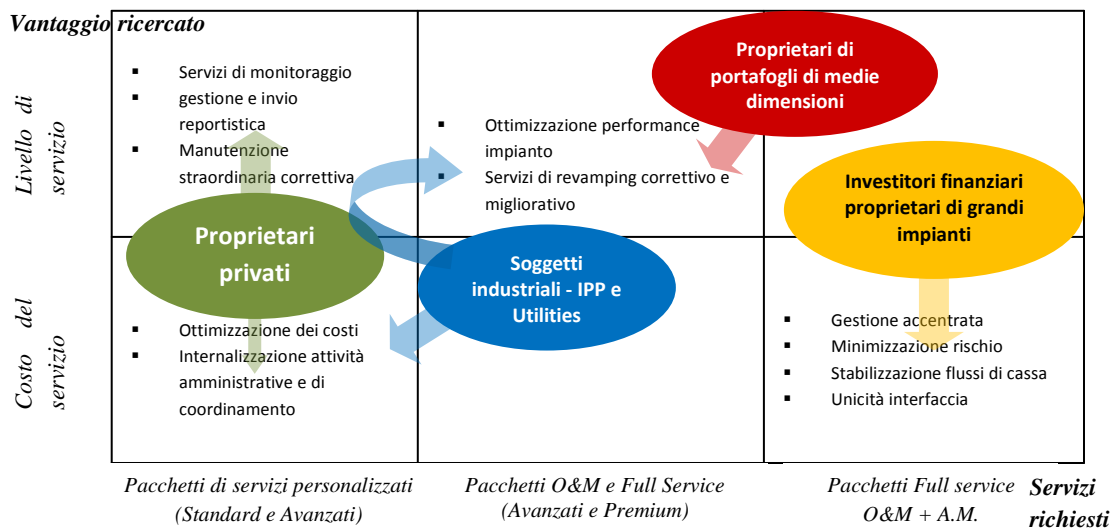


Figura 3.5: Trend nel mercato dell'O&M dei diversi proprietari di impianti. Evidente la richiesta di un livello di servizio più elevato per privati e soggetti industriali

Per quanto riguarda il quadro evolutivo degli operatori lungo il 2014 (e quello che probabilmente sarà nei prossimi anni) è ben descritto dalla Figura 3.6. Le tipologie di operatori più vicini all'origine del grafico opereranno una "competizione sul prezzo", mentre le società all'estremo opposto (↑ tipologia di offerta e ↑ differenziale competitivo) competono sul "livello e completezza del servizio".

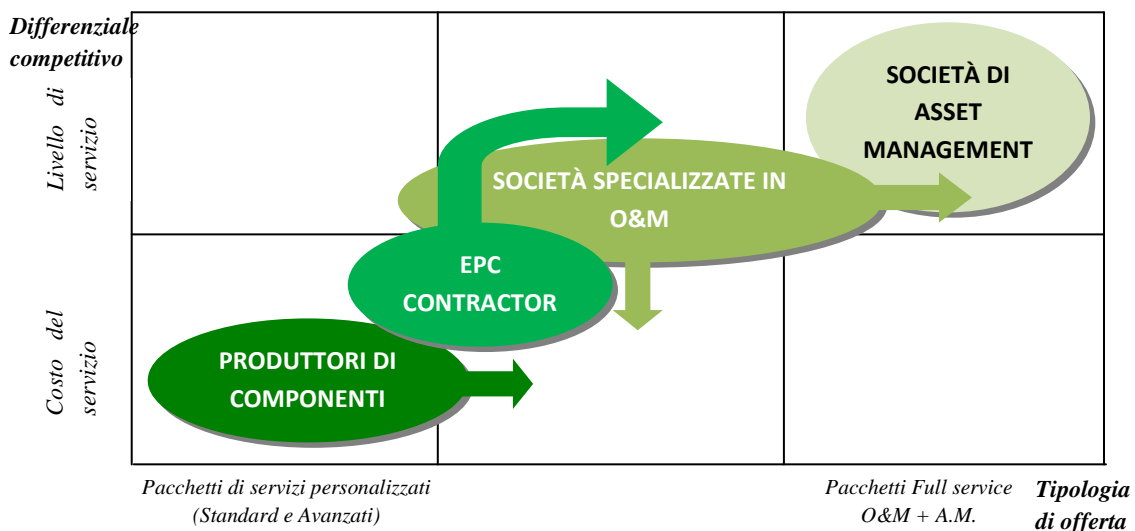


Figura 3.6: Trend nell'offerta dei servizi di O&M relativi ai diversi operatori

- Produttori di componentistica: il focus è sulla garanzia dei propri prodotti (che copre spesso tutta la vita utile del componente) e sull'affidabilità delle

componenti core dell'impianto (es: inverter). L'obiettivo è quello di ottimizzare la gestione del monitoraggio e di puntare sulla gestione delle problematiche degli impianti esistenti con possibilità di revamping. La competizione principale rimane sul Costo del servizio, ma l'offerta viene sempre più ampliata con servizi tipici di contratti O&M Avanzati.

- EPC: Il focus per tali operatori è indirizzato verso l'aumento del livello di servizio. Oltre ad offrire servizi di O&M a propri impianti ci si rivolgerà sempre più a impianti di terzi (alla ricerca di nuove opportunità di mercato) in qualità di veri e propri O&M Contractors. Il revamping fornisce nuove opportunità di business e ci si focalizzerà sul raggiungimento di livelli di servizio di tipo Premium.
- Società specializzate in O&M: coprono una fascia di mercato che già offre elevati livelli di servizio (soprattutto relativamente alle tipologie Avanzate). Il trend di mercato sta inevitabilmente portando questa categoria di operatori a competere con gli EPC, che stanno velocemente ampliando la propria offerta. Gli O&M Provider sono quindi costretti ad offrire livelli di servizio ancora più elevati e a differenziarsi sul costo (economie di esperienza possono garantire un vantaggio competitivo non indifferente verso i nuovi operatori che si stanno affacciando sul mercato). Dalle interviste è emerso che un possibile trend futuro sarà la diversificazione del proprio business. Mentre gli EPC stanno cercando spazio nel mercato dell'O&M, le stesse società di O&M stanno pensando di affiancare alle attività tipiche del proprio business attività quali:
 - i) servizi di vendita dell'energia e gestione della stessa
 - ii) elaborazioni in forma aggregata di informazioni derivanti dagli impianti per formulare previsioni di produzione
 - iii) soluzioni di immagazzinamento dell'energia (quindi ritorna in gioco l'evoluzione dei sistemi di "storage" descritta nella parte di analisi del contesto).
- Società di Asset Management: i trend evolutivi nell'offerta di questi operatori sono strettamente collegati con quelli delle imprese specializzate in O&M, in quanto delegano a queste ultime le parti operative dell'erogazione del servizio. L'evoluzione nel servizio offerto da tale operatore, in atto dal 2013 e che anche quest'anno ha trovato conferma, ha la sua base nella volontà di offrire un'interfaccia unica agli investitori e grandi proprietari di impianto. Tali società

tenderanno sempre più a focalizzarsi, oltre che sulle tradizionali attività di natura amministrativa e fiscale, anche su servizi di consulenza relativa all'ottimizzazione degli investimenti in una logica di "risk management".

Box di approfondimento n. 4

Furti, sistemi di sicurezza e contratti di O&M

Relativamente agli interventi specifici effettuati dagli operatori, si è potuto riscontrare nel 2014 un crescente fenomeno di sostituzione di componentistica e materiali elettrici (quadri e cavi di rame) dovuto a furti e tentativi di furto. Relativamente a tale problematica tutti gli operatori intervistati si sono dichiarati intenzionati ad introdurre sistemi di vigilanza e videosorveglianza (qualora fossero già presenti di potenziare tali attività). In particolare una delle società intervistate specializzate in O&M risulta all'avanguardia nel settore e rappresenta un modello per le altre imprese del mercato. I sistemi avanzati anti-intrusione e di sicurezza caratteristici di tale servizio sono:

- barriere infrarosso o microonde;
- centraline di allarme, sensori ad infrarosso, sistemi anti-intrusione interrati, telecamere dome;
- teleassistenza e videosorveglianza collegata a centrale operative istituto di vigilanza.

È da sottolineare come tali servizi siano esclusi dai normali contratti di O&M e presentino un "pricing" a parte a causa dell'elevato costo infrastrutturale per il fornitore. Ciononostante, sempre più spesso è lo stesso cliente a richiedere tali servizi collegati al servizio di O&M stesso. In conclusione sarà importante, nelle future analisi di mercato, distinguere fra prezzo dei servizi di O&M "puri" e servizi di vigilanza.

3.2 L'O&M nel mercato dell'energia eolica

3.2.1 Descrizione del mercato e attività principali

Nel presente capitolo si cercheranno di presentare i principali interventi di O&M effettuati nel mercato dell'energia eolica. Tale mercato è meno frammentato rispetto a quello fotovoltaico, ma, grazie alla diffusione dei nuovi impianti micro e mini eolici, si sta sviluppando verso una nuova configurazione. L'analisi per "esplorare" tale mercato è stata effettuata grazie all'intervista con uno dei principali player italiani nel mercato dell'eolico (parco impianti con 10 centrali aventi una potenza di 445 MW e 243 WTG "Wind turbine generator") e alle informazioni che quest'ultimo ha fornito relativamente ad uno dei più importanti operatori O&M internazionali. Tale analisi è stata arricchita dalla ricerca su fonti secondarie e siti aziendali.

Il mercato non è dissimile nella sua offerta a quello fotovoltaico: si possono trovare la stessa divisione di servizi in Standard, Avanzati e Premium, le stesse categorie di operatori che offrono servizi di O&M (produttori di componentistica, EPC, società specializzate in O&M e società di Asset Management) e un panorama simile per quanto riguarda il lato domanda. Le differenze principali risiedono nella composizione degli attori e negli interventi specifici in ambito O&M per impianti eolici.

Innanzitutto, se si vanno ad analizzare le imprese che erogano servizi di O&M, si può riscontrare come la quasi totalità di queste siano produttori di componentistica (generatori, inverter etc.), soggetti quali Independent Power Producers (IPP) e Utilities, EPC e una piccola quota di società di Asset Management (che gestiscono le funzioni amministrative ma delegano le attività operative a società terze). Le società specializzate in O&M sono poche e di piccole dimensioni e stanno nascendo dietro la scia della crescita del micro e mini eolico: la minore dimensione degli impianti riduce significativamente la complessità della tecnologia e permette ad aziende che abbiano buone competenze nella meccanica e nella formatura dei materiali di mettere a punto soluzioni adatte allo scopo. La minore "scala" della singola applicazione rende meno interessante per i grandi operatori la presenza in questo tipo di mercato data la necessità di offrire un adeguato servizio di manutenzione (in paesi come USA e UK dove il mini eolico ha più mercato si sono già sviluppati operatori locali "specializzati").

Per quanto riguarda i clienti ed il lato domanda si possono trovare sul mercato le stesse tipologie di soggetti. È da sottolineare però come le utility, alle prese con il calo dei consumi e proiettate verso investimenti esteri, stiano lasciando il mercato ad aziende di

settori contigui a quello dell'energia, che scelgono di operare nell'eolico in un'ottica industriale.

Gli interventi e le attività offerte in ambito O&M, si possono dividere all'interno dei tre tipologie servizi:

<p>Pacchetto O&M Standard</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Manutenzione ordinaria e straordinaria di aerogeneratori • Manutenzione ordinaria e straordinaria di sottostazioni AT/MT e di cabine MT/BT • Verifiche di parametri caratteristici di ciascuna apparecchiatura • Indagine termografiche e verifiche relè elettronici di protezione • Ricerca e ripristino guasti, prove di isolamento e collaudi in bassa e media tensione • Telecontrollo completo degli impianti (monitoraggio) • Reportistica tecnica (reporting)
<p>Pacchetto O&M Avanzato</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Attività comprese nel "servizio Standard" • Gestione degli stock di magazzino e delle scorte minime • Sostituzione Main components (pale, generatori, gearbox) e riparazione in sito • Gestione dati di misurazione energia elettrica prodotta (metering), modulazioni di potenza, mancata produzione, rapporti con Agenzia delle Dogane • Gestione acquisti su mandato del Committente per materiali di consumo e pezzi di ricambio
<p>Pacchetto O&M Premium</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Attività comprese nel "servizio Avanzato" • Gestione e realizzazione di Retrofit/Upgrade • Revamping • Sistemi di monitoraggio avanzati tramite SCADA • Garanzia Availability • Gestione amministrativa completa • Garanzia di minimizzazione perdite di produzione per un orizzonte temporale

Tabella 3.3: Tipologie di servizi e attività offerte nei contratti di O&M eolico

Complementari a tali servizi di gestione e manutenzione dell'impianto vengono offerti servizi di Forecasting (Previsione meteorologiche) per ottimizzare le performance dei

parchi e stabilire preventivamente i periodi migliori per interventi di manutenzione. Anche in questa tipologia di servizio ci possono essere diversi livelli "qualitativi" offerti al cliente.

Forecast "real time" e giornaliero: analisi in tempo reale e ad intervalli limitati delle condizioni atmosferiche e del livello di ventosità (a livello di parco o di singola turbina). Supporto nell'ottimizzazione dei ricavi nella vendita dell'energia sui mercati intra-day.

Forecast ad orizzonte definito: previsioni accurate su orizzonti temporali più lunghi scelti dal cliente (solitamente fino a 10 giorni). Analisi specifica delle informazioni meteorologiche del sito e gestione di alert e report automatici.

Forecast Stagionale: previsione della produzione di energia dell'impianto relativo a tutta la stagione (fino a 4 mesi). Gestione dei dati storici di produzione e accesso a database contenenti informazioni sulla ventosità da serie storiche.

3.2.2 Trend di Mercato

Nel mercato eolico l'innovazione tecnologica sta portando sempre più ad un innalzamento naturale del livello del servizio richiesto, ma, come viene riportato dal soggetto intervistato, l'attenzione degli operatori italiani si rivolgerà principalmente su una riduzione dei costi delle attività di O&M. A differenza del mercato fotovoltaico, nel quale il calo dei prezzi è stato costante e complementare ad un netto innalzamento del livello di servizio, nel mercato eolico si è potuto osservare un calo dei prezzi significativo di circa l'11% all'anno dal 2008 al 2012 con un - 38% cumulato, seguito da un periodo di stabilità, che di fatto è proseguito anche durante il 2014. L'operatore intervistato ha sottolineato come soggetti (soprattutto IPP e Utilities), che in precedenza non avevano all'interno delle proprie funzioni aziendali "business unit" dedicate all'O&M, stanno cercando di evolvere le proprie strutture organizzative in modo tale da "internalizzare" il più possibile tali attività. La tendenza futura sarà verso la riduzione di costo e verso lo sviluppo di operazioni che permettano di ottimizzare la gestione ex-ante per non incorrere in cali di efficienza con conseguenti costi più elevati (periodi di tempo a bassa produttività e fermo impianti per manutenzione straordinaria). Il motivo principale relativamente all'introduzione di servizi di O&M che è stato sottolineato dall'intervistato riguarda il risparmio sui costi e perdite di efficienza.

In termini di variazione dei prezzi nei servizi di O&M si è potuto registrare un calo non rilevante per quanto riguarda l'operatore (in quanto non ha rinegoziato i contratti e sta

internalizzando le attività), pari a circa il 2% per i grandi parchi del suo portafoglio. Il problema principale per il prossimo futuro è l'incertezza normativa unita ad un mercato eolico italiano sempre più in contrazione. Tale situazione, unita ad una nuova ripresa prevista nel 2015 del calo dei prezzi per i servizi di O&M, desta preoccupazioni.

Ultima osservazione necessaria in merito alle caratteristiche dei contratti di O&M del settore eolico riguarda l'orizzonte temporale dei contratti e il loro eventuale "conversion rate". Dall' intervista è emerso come l'orizzonte temporale dei contratti di O&M stia crescendo rapidamente (per l'operatore si è passati nel 2014 da 5 a 10 anni di copertura) con un incremento medio del livello di servizio. Questo trend è in atto soprattutto per proprietari di grandi parchi che si rivolgono a aziende spesso non italiane (il leader di mercato dell'O&M eolico è il gruppo danese Vestas) con un solido background e garanzia di affidabilità. Tale cambiamento nel mercato, unito ad un "conversion rate" prossimo allo zero, porta alla conclusione che la maggior parte della capacità di potenza eolica non sarà disponibile ad un eventuale "switch" dell'impresa erogatrice di servizi di O&M. Le possibili modifiche in tal senso verranno principalmente dall'internalizzazione delle attività di O&M da parte degli stessi gestori.

D'altra parte l'O&M eolico italiano lascia intravedere ottime prospettive di crescita per quanto riguarda mini e micro eolico (+58% nei primi 6 mesi del 2014). Da questo punto di vista il mercato presenta ampi margini di sviluppo ed un'evoluzione diversa per quanto riguarda il mercato dell'O&M, legata alla minor taglia, la diffusione e frammentazione sul territorio.

In conclusione all'analisi verrà presentato il mercato dei rifacimenti che, a detta degli operatori, può rappresentare il futuro della manutenzione migliorativa degli impianti italiani.

3.2.3 La manutenzione del parco eolico italiano: i rifacimenti

Il tema dei rifacimenti può presentare un'elevata attrattività per le imprese che effettuano operazioni di revamping ed erogano servizi di O&M nel mercato eolico. Questa conclusione giunge dall'analisi dei risultati del registro rifacimenti sull'assegnazione degli incentivi del 2013 e del III° turno "Aprile - Giugno 2014" (Turni di assegnazioni andati deserti): tali contingenti rappresentano un potenziale

completamente inespresso ed un parco impianti come quello italiano, con molte turbine installate prima del 2000 (circa 1.100), garantisce ampi margini di sviluppo.

Per rifacimenti si intendono tre categorie di interventi:

- Revisione (refurbishing): interventi messi in atto per portare le macchine in condizioni operative. Tipologia di intervento su turbine obsolete e spesso unica soluzione per molti componenti in quanto non esistono più pezzi di ricambio.
- Ricondizionamento (reconditioning): operazioni di ripristino funzionale e di riparazione dei componenti per riportarli ad un livello operativo quasi pari all'originale. I prodotti ri-condizionati riguardano modelli più recenti e solitamente in condizioni migliori rispetto a quelli revisionati.
- Rigenerazione (remanufacturing o rebuilding): ricostruzione e ripristino intero o parziale di componenti e dispositivi per soddisfare e superare le specifiche prestazioni del costruttore.

Per analizzare il possibile sviluppo di tali soluzioni è sufficiente specificare il dato delle aste sopracitate: 900MW disponibili, 0 MW richiesti. Il potenziale, con un mercato delle installazioni stagnante, è certamente significativo. Gli operatori impegnati nella manutenzione e gestione impianti con un personale altamente qualificato troveranno nel mercato dei rifacimenti una nuova e remunerativa opportunità di business.

3.3 Il Revamping

Come conclusione all'analisi di mercato dei servizi di O&M è opportuno analizzare le operazioni di revamping, già più volte nominate all'interno delle attività offerte nei contratti di O&M. Sotto il termine "revamping" vengono definiti tutti gli interventi su impianti esistenti volti ad incrementare le performance di tipo operativo e, di conseguenza, di tipo economico-finanziario. Tali interventi si dividono in due categorie principali: il revamping correttivo e revamping migliorativo.

Il revamping correttivo è legato principalmente a difetti di progettazione, costruzione o malfunzionamento delle componenti tecnologiche dell'impianto. Come è indicato dal termine stesso, questa tipologia di interventi sono effettuati "ex-post" rispetto all'eventuale malfunzionamento e si procede nelle operazioni di revamping solo a seguito di un disallineamento tra i valori di produzione da business plan e quelli effettivamente misurati.

Il revamping migliorativo è, invece, effettuato in modo tale da allineare le performance effettive dell'impianto alle reali potenzialità dello stesso. Tramite tale operazione si migliora la produttività dell'impianto attraverso miglioramenti derivanti dall'utilizzo di tecnologie più innovative e performanti rispetto a quelle utilizzate in fase di progettazione. Tali interventi vengono definiti migliorativi in quanto vengono effettuati "ex-ante" rispetto ad eventuali malfunzionamenti e solo se si evidenziano dei gap tra produzione potenziale e effettiva (non ci si discosta però dalle stime economiche-operative dei business plan).

Per una trattazione completa è necessario analizzare quelle che sono le principali problematiche per le singole componenti dell'impianto, che portano le imprese a compiere interventi di revamping. Tali problematiche si possono dividere in tre categorie diverse (a seconda della componente interessata): problematiche relative ai moduli, ad inverter e BOS e, infine a tutte le precedenti componenti. Di seguito si riportano le descrizioni delle singole problematiche con i relativi interventi risolutivi.

MODULI:

- perdite di produzione da innalzamento temperature di esercizio: tali perdite risultano essere tra il 5 e il 10% della produzione annua di energia. L'efficienza della cella dipende dalla temperatura della cella stessa, in generale si può infatti registrare una perdita di rendimento dello 0,45% per ogni grado centigrado di

aumento di temperatura, mentre per le celle in Si monocristallino alla temperatura di 70°C si può riscontrare un perdita di produzione di circa il 25%. L'intervento risolutivo richiesto per tale problematica è l'installazione di un sistema di raffreddamento.

- Perdite di "mismatch": perdite connaturate alle caratteristiche dei moduli, i quali vanno a mostrare performance diverse a parità di potenza nominale dichiarata dal costruttore. Pur rimanendo all'interno di un intervallo di potenza garantito dal produttore, infatti, i singoli moduli possono presentare una potenza operativa specifica diversa, con l'effetto di abbattere la potenza complessiva operativa della stringa. Tra le cause di tale calo delle performance nel singolo modulo vi può essere la presenza di "hot spot" (risultato di micro-cricche sui moduli) o di ombre. In questo modo l'intera stringa di moduli tenderà a funzionare sui livelli del modulo con più basse prestazioni, con una perdita risultante di producibilità pari complessivamente anche al 18% (range compreso fra 4 e 18%). La risoluzione a tale problematica è l'installazione di un sistema di ottimizzazione. Tali sistemi (ottimizzatori di potenza) eseguono localmente l'inseguimento del punto di massima potenza (MPPT) a livello di singolo modulo fotovoltaico al fine di ottimizzare la resa energetica. In questo modo la corrente e la tensione di ogni modulo viene adattata al fine di avere gli stessi Ampere che circolano su tutta la stringa.
- Effetto PID – Potential Induced Degradation – reversibile: è il degrado indotto da potenziale, ovvero un fenomeno che riduce la potenza in uscita del modulo fotovoltaico a causa della formazione di correnti di dispersione del modulo verso terra e di una riduzione della curva di potenza massima. La potenziale perdita di produzione annua è fra il 20 e il 70%. Gli interventi risolutivi sono la sostituzione degli inverter e l'attuazione di sistemi di PID Recovery. Un chiaro esempio di quest'ultimo è lo SMA PV Offset Box, che, durante le ore notturne, applica tra le celle e la terra un'alta tensione che scarica l'effetto PID rigenerando le prestazioni dei moduli. Di seguito viene riportato il grafico del performance ratio dell'impianto che presentava tale criticità e nel quale è stato implementato un sistema di PID Recovery.

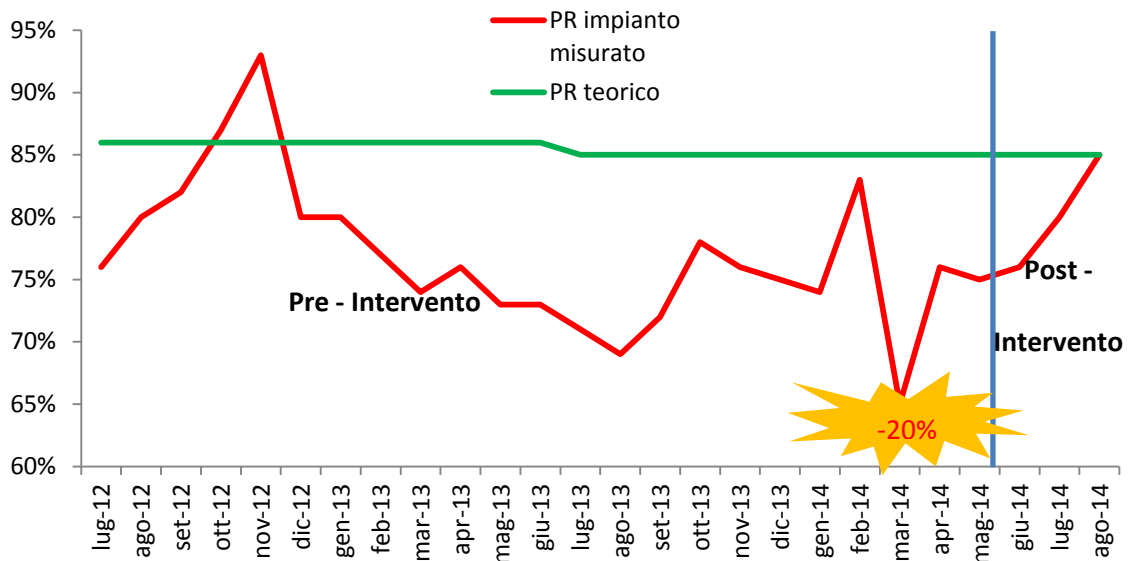


Figura 3.7: Andamento del PR (performance Ratio) dell'impianto pugliese su cui è stato implementato un sistema di PID recovery. [Fonte: "Esapro: Finanziare gli interventi di revamping degli impianti fotovoltaici", Giorgio Menaldo, 27 Giugno 2014]

INVERTER E BOS (Balance of System):

- Bassa efficienza di conversione dell'inverter: tale problematica emerge quando le condizioni di temperatura esistenti nella sala inverter incidono pesantemente sulle prestazioni di conversione dell'energia e sulla vita utile dei macchinari. L'assenza di eventuali sistemi di smaltimento del calore adeguati comporta significative ripercussioni sulla produzione dell'intero impianto. La potenziale perdita di produzione varia tra il 5 e il 10%. L'intervento da effettuare è legato alla sostituzione dell'inverter stesso.

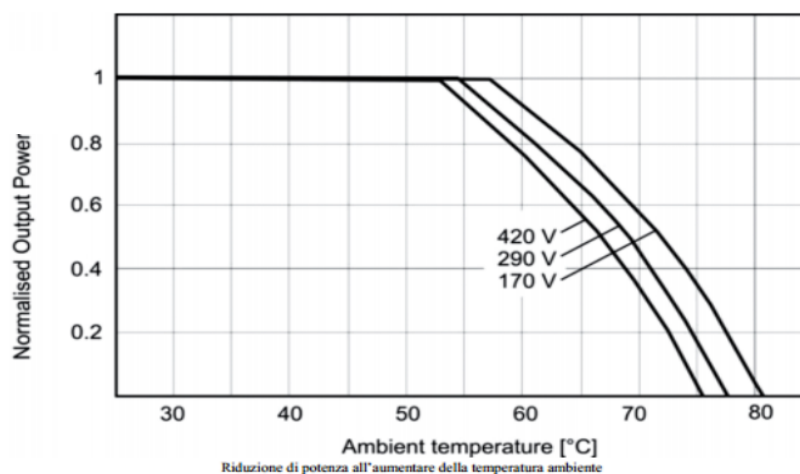


Figura 3.8: Calo di Output e di potenza in funzione della temperatura

Il Grafico (Figura 3.8) qui riportato mostra il calo di performance e di potenza all'aumentare della temperatura circostante.

- Perdite da deterioramento dei componenti inverter e BOS (Balance of System): problematica correlata con la precedente, in quanto il calore porta al deterioramento delle componenti necessarie a trasferire l'energia dal modulo fino alla rete elettrica e alla diminuzione della disponibilità operativa dell'inverter. Rispetto ai problemi di efficienza, il deterioramento impatta maggiormente sulla produzione dell'impianto, che si attesta a un valore molto minore rispetto a quanto preventivato nel business plan (perdite tra il 10 e il 20%). La soluzione di questa problematica consiste nella sostituzione di cavi, quadri di campo, sistemi di isolamento e inverter.

Una recente ricerca di SMA ha evidenziato come i malfunzionamenti dell'inverter siano responsabili di oltre il 69% dei guasti che provocano una mancata produzione dell'intero impianto fotovoltaico .

MODULI, INVERTER E BOS:

- Derive progressive nelle performance complessive dell'impianto: problematica che riguarda numerosi componenti dell'impianto che vanno ad impattare sulla produttività. La progressività di tale problematica è legata al continuo deterioramento dei componenti che si riflette in un degrado sempre più elevato del PR. L'intervento "risolutivo/preventivo" riguarda l'installazione di sistemi avanzati di monitoraggio e controllo delle singole sezioni dell'impianto. L'efficacia di tali soluzioni si è potuta appurare in diversi interventi di revamping effettuati nel 2014 e di seguito se ne riportano due esempi. Il primo riguarda un impianto FV in Puglia, nel quale Enerray (azienda installatrice) è riuscita ad evidenziare cali di produzione tramite un sistema di monitoraggio e telecontrollo. Il secondo risulta analogo, ma l'entità della problematica sull'impianto (fermi impianto) ha, di fatto, reso ancora più determinante la presenza di un sistema di monitoraggio.
- Compatibilità interfacce di rete: intervento legato alla sicurezza e alla protezione della rete. L'interfaccia di rete inibisce l'immissione di corrente elettrica dell'impianto fotovoltaico nella rete, nel caso in cui venga a mancare la tensione sulla rete elettrica nazionale o nel caso in cui i parametri della rete risultino

“fuori standard”. L'intervento di revamping è stabilito da requisiti normativi e non è legato a cali di produttività dell'impianto. L'intervento risolutivo risulta un aggiornamento e una sostituzione dell'inverter (in quanto per gli inverter di piccola-media potenza l'interfaccia di rete è già integrata all'interno dell'inverter).

Le problematiche sopra riportate prevedono diverse tipologie di intervento, ma, gli unici che possono essere inseriti nella categoria di revamping migliorativo sono l'installazione di sistemi di raffreddamento, di sistemi di ottimizzazione e di sistemi avanzati di monitoraggio e controllo. Negli anni passati si è potuto osservare come il revamping fosse in una fase del tutto embrionale e solo negli ultimi due anni gli operatori hanno preso conoscenza dell'importanza di tali interventi.

Nel mercato dell'eolico il tema del revamping sta evolvendo di pari passo con quello fotovoltaico. Essenzialmente si possono trovare diversi interventi in comune con il revamping fotovoltaico soprattutto per quanto riguarda i sistemi di monitoraggio, l'aggiornamento/sostituzione inverter (per la compatibilità delle interfacce di rete, norma CEI 0-16), la sostituzione di inverter per deterioramento performance e sistemi di ottimizzazione.

Nel seguente capitolo verranno illustrati i risultati delle interviste condotte ad aziende operanti nel mercato fotovoltaico in modo tale da tracciare un trend di sviluppo di tali interventi. In conclusione verrà riportato un box di approfondimento per il revamping eolico, risultato dall'intervista di uno dei più importanti operatori italiani del settore.

3.3.1 Il Revamping: trend e considerazioni degli operatori

Seppur con una maggiore attenzione verso gli interventi di tipo migliorativo il mercato del revamping rimane, ad oggi, principalmente concentrato su interventi mirati a correggere gli errori effettuati in fase di progettazione degli impianti.

Dei 6 operatori intervistati tutte le imprese hanno indicato di aver effettuato operazioni di tipo correttivo, ma solo la metà hanno svolto interventi sia di tipo correttivo che migliorativo. Come specificato anche nel Solar Energy Report 2014 le attività connesse ad interventi di revamping fino ad oggi condotte sono in gran parte guidate da

adeguamenti normativi o da gravi fenomeni di mancata produzione. Le indicazioni sulle tipologie di interventi effettuati nel corso del 2014 hanno permesso la compilazione del seguente quadro.

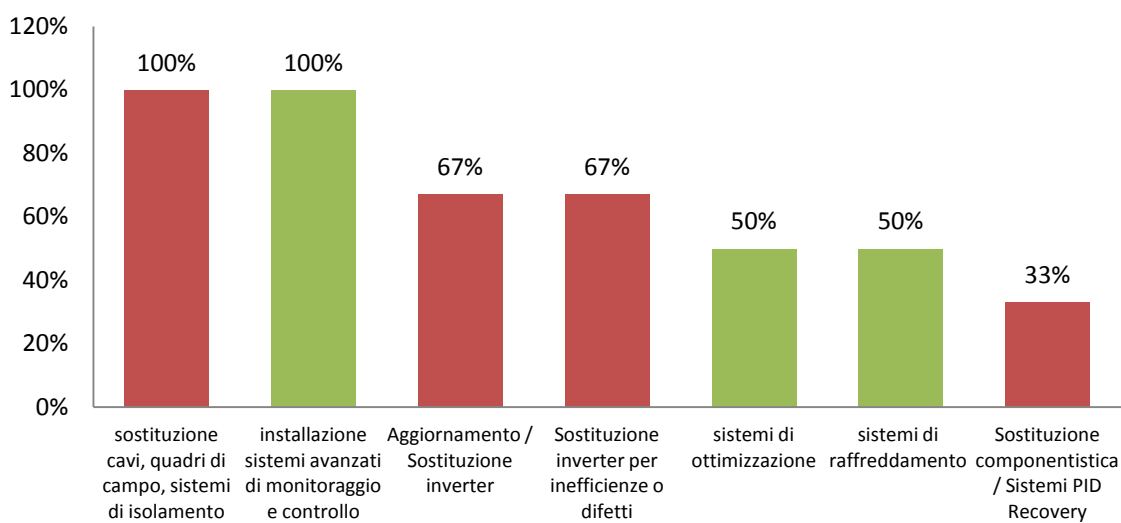


Figura 3.9: Percentuali di imprese intervistate che hanno svolto una specifica attività di revamping (6 rispondenti, risposta multipla). In rosso gli interventi correttivi e in verde gli interventi migliorativi.

Di particolare rilevanza è l'installazione di sistemi avanzati di monitoraggio e controllo che risulta una prerogativa di tutte le imprese intervistate. Queste ne riconoscono l'efficacia e il carattere proattivo, in grado di anticipare problematiche e di rispondervi prontamente (ottica di rispetto di performance e della redditività dell'impianto). Tale forma è il tipo di intervento migliorativo più ricorrente tra gli operatori intervistati. Le altre forme di intervento migliorativo (sistemi di ottimizzazione e sistemi di raffreddamento) risultano effettuate dalla metà dei rispondenti. Da sottolineare come l'intervento di "installazione di sistemi di raffreddamento" indicato nel grafico si riferisca alla modifica e areazione dei locali inverter (mal progettati e in cui gli inverter raggiungevano alte temperature).

Entrando nel dettaglio sui singoli interventi è interessante riportare come due fra gli operatori intervistati abbiano incluso nella categoria "revamping" i cosiddetti interventi su estrattori (sistemi di ventilazione che smaltiscono il calore). Quest'ultima è una tipologia di intervento non così rara, in quanto, ad impianto concluso, gli estrattori possono emettere un rumore fastidioso e molesto in zona residenziale. Sotto minaccia di denuncia i clienti sono stati costretti ad effettuare l'intervento (considerato di revamping in quanto si opera su impianto concluso e si evita un'uscita di cassa, le sanzioni, per il

cliente). Questa tipologia di intervento dimostra come il revamping possa essere di varie tipologie e sia in continua evoluzione.

Più gli impianti diventeranno obsoleti, più il problema della massimizzazione delle performance economiche porterà al centro dell'attenzione e del mercato gli interventi di revamping correttivo.

È chiaro come una maggior conoscenza da parte dei clienti dei problemi che portano a riduzioni in termini di efficienza e di ritorno economico abbia spinto gli operatori ad introdurre come attività basilare nella propria offerta il "revamping" migliorativo. Nei dati raccolti dall'Energy & Strategy Group relativamente al 2013 si poteva osservare come appena il 45% delle società intervistate era ricorsa ad installazione di sistemi avanzati di monitoraggio e come interventi a sistemi di raffreddamento e sistemi di ottimizzazione fossero effettuati da percentuali comprese tra lo 0% e il 10%. La crescita in un solo anno (seppur su un campione limitato) è incoraggiante per un futuro legato alla maggior efficienza e miglior utilizzo dei parchi già operativi.

Per concludere, tutti gli operatori intervistati hanno risposto in maniera positiva e ottimistica relativamente al futuro del revamping per il quale stanno investendo in formazione di personale specializzato. È opinione comune che ci si focalizzerà sull'ottimizzazione delle prestazioni, piuttosto che sulla semplice correzione di difetti progettuali, soprattutto tramite la sostituzione di apparecchiature obsolete o poco efficienti rispetto a quelle che il mercato renderà via via disponibili.

3.3.2 Il Revamping nel mercato dell'energia eolica

L'azienda intervistata è uno dei più importanti player italiani nel settore dell'energia eolica in qualità di EPC e di distributore di energia. Opera su 10 centrali con 445 MW e 243 WTG con il supporto di un secondo grande gruppo straniero, leader di mercato per l'O&M, l'installazione e gestione di impianti eolici. Le risposte dell'operatore relativamente al revamping sono risultate positive ma l'attenzione del mercato è concentrata quasi completamente verso interventi aventi la finalità di correggere gli errori commessi nella fase di progettazione.

La maggioranza degli interventi effettuati dai due gruppi nel 2014 sono relativi ad operazioni di sostituzione cavi e di singoli componenti deteriorati in alcuni aerogeneratori. Indicativo come l'azienda non abbia effettuato operazioni diffuse di sostituzione componentistica nel sistema rotore/navicella (retrofit), in quanto i sistemi sono ancora efficienti anche se il progresso tecnologico ha portato ad aumenti delle performance per le singole parti dell'impianto. L'operatore ha confermato che, come per il mercato fotovoltaico, anche nel mercato eolico l'intervento migliorativo d'eccellenza risulta l'installazione di sistemi avanzati di monitoraggio e controllo. I sistemi SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) sono uno dei servizi sempre più determinanti per i clienti. I servizi offerti dal player internazionale di O&M si articolano in tre diverse soluzioni software a seconda delle informazioni richieste dal cliente: si spazia da sistemi che definiscono le performance e la produzione delle turbine, a sistemi "Business" che integrano sistemi di ottimizzazione delle turbine e azioni del sistema legate alle previsioni meteorologiche.

L'interesse di entrambi gli operatori per il prossimo futuro è relativo a sistemi di ottimizzazione legati alla lubrificazione automatica delle componenti del rotore. Vibrazioni, carichi meccanici pesanti, contaminazione e umidità costituiscono minacce per la durata di esercizio di cuscinetti e ingranaggi. Le pale eoliche presentano diversi problemi "tecnici" (es: altezza della pala) per tali interventi di servizio, quindi, sono stati introdotti sistemi automatici che erogano lubrificante a tutti i punti di attrito mentre la macchina è in funzione. Le informazioni provenienti dal mercato hanno dimostrato che il 36% dei cedimenti prematuri dei cuscinetti è determinato da una lubrificazione inadeguata e che un ulteriore 50% è causato da lubrificanti contaminati.

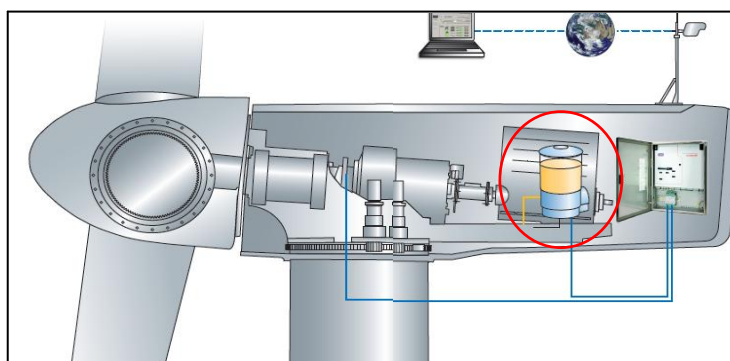


Figura 3.10: Sistema di ottimizzazione automatica. [Fonte: " Ottimizzare le performance delle centrali eoliche" - Lincoln-SKF]

Come per il mercato fotovoltaico anche per l'eolico si è potuto riscontrare un notevole ottimismo relativo allo sviluppo nel prossimo futuro del revamping degli impianti, con la volontà di effettuare investimenti in formazione del personale e in nuove tecnologie di monitoraggio. In particolare l'operatore intervistato conta di effettuare operazioni di revamping su circa il 15% dei propri impianti, ma è da registrare la sua preoccupazione relativamente alla prosecuzione o meno degli incentivi al settore che, in caso di interruzione, potrebbero affossare completamente il mercato italiano e i suoi piani di sviluppo per tali attività.

Capitolo 4

Operazioni finanziarie nel mercato dell'energia rinnovabile

Forse l'obiettivo principale del presente lavoro di tesi è stato quello di studiare l'evoluzione del mercato dei servizi finanziari rivolto alle imprese operanti nel settore delle energie rinnovabili. L'attenzione si è rivolta soprattutto su tre tipologie di strumenti: il Refinancing, l'emissione di strumenti sul mercato ExtraMOT PRO (i cosiddetti mini-bond) e la quotazione sul mercato AIM Italia-MAC. Queste tre diverse modalità di finanziamento si possono dividere, per quanto concerne la "novità" intrinseca degli strumenti e per la loro caratterizzazione economico finanziaria, nei bilanci delle società (lato debito e lato equity). L'analisi è stata svolta su queste tipologie di strumenti a causa della particolare fisionomia che il mercato delle energie rinnovabili e il mercato finanziario italiano hanno assunto nell'ultimo periodo. La conclusione di diversi meccanismi incentivanti unita alla situazione di "credit crunch", nella quale l'Italia si trova dall'inizio della crisi economica, ha costretto gli operatori del settore a guardare a nuove tipologie di finanziamento per ricercare la liquidità necessaria a progetti di crescita, internazionalizzazione, investimento o semplicemente di continuità nel business.

Il refinancing è stato analizzato come strumento appartenente alla tipologia "tradizionale" di finanziamento delle piccole e medie imprese, nella quale l'azienda si rivolge agli istituti di credito per dilazionare il pagamento del debito e degli interessi. Le quotazioni su ExtraMOT PRO e su AIM Italia-MAC sono state scelte quale soluzione innovativa, snella, agile e alternativa al tradizionale schema di finanziamento italiano.

Di seguito verranno analizzati i tre strumenti e per ognuno si provvederà ad studiarne la struttura, i regolamenti, la storia e la sua evoluzione nell'anno 2014. Successivamente verranno illustrate le modalità con cui le imprese del settore dell'energia rinnovabile hanno utilizzato ed effettuato tali operazioni. In conclusione saranno riportati i risultati di interviste rivolte ad operatori del settore relativamente alle motivazioni e attitudine verso tali operazioni di finanziamento.

4.1 Il refinancing

La prima modalità di raccolta di capitale che verrà analizzata è quella basata sulle operazioni di refinancing del debito. Come precedentemente sottolineato il refinancing verrà comparato a due strumenti di raccolta relativamente "innovativi" sul panorama italiano e quindi verrà inquadrato come "rappresentante" delle metodologie tradizionali di finanziamento basate sul sistema creditizio. La scelta di analisi è ricaduta sul refinancing, in quanto modalità che ha avuto una crescita rilevante sia nel contesto generale delle PMI italiane, sia nelle imprese appartenenti al settore delle energie rinnovabili. Il refinancing è un termine utilizzato nel mercato dei capitali per le operazioni su prestiti obbligazionari, ma il principio alla base dell'operazione si sta verificando anche per i prestiti bancari tradizionali.

Il refinancing del debito appartiene alla categoria di operazioni che vanno sotto la definizione di "ristrutturazione del debito". Le aziende vanno a rinegoziare i termini del loro debito con il proprio istituto bancario di riferimento in modo tale di rendere più alta la capacità dell'impresa stessa di rispondere ai pagamenti richiesti. Il processo che porta al ri-finanziamento del debito risulta complesso a causa di clausole e penali firmate dal debitore con la banca. Solitamente il debito può essere rivisto in due modalità distinte e non necessariamente univoche nell'operazione:

- **Extension:** Il creditore pospone le date di pagamento degli interessi o delle quote capitale o di entrambi. Gli istituti bancari sono, normalmente, più inclini ad accettare questo tipo di modalità di rifinanziamento, in quanto viene garantita loro una più alta possibilità di ricevere i pagamenti prestabiliti senza incorrere in un write-off del debito (cancellazione per insolvenza);
- **Composition:** L'istituto bancario riduce volontariamente quelli che sono i suoi diritti sull'azienda debitrice. In cambio di tale riduzione il debitore offre equity (azioni) della propria azienda (operazione di debt-equity swap) che potrà rivalutarsi in un secondo momento in caso di ripresa del business. Tale categoria rientra nella definizione del "datio in solutum", cioè la sostituzione della prestazione originariamente dovuta con una di natura differente.

È chiaro come le operazioni di refinancing vengano per lo più effettuate in caso di momenti in cui l'impresa debitrice operi in condizioni di performance finanziarie negative, sia in crisi finanziaria e sia sottovalutata sul mercato.

L'operazione in sé non è rara sul mercato e sebbene la media delle imprese che effettua tali richieste agli istituti bancari risulta in crisi, vi sono anche motivazioni "nobili" che possono essere perseguite quali:

- Miglioramento della leva finanziaria: qualora il rapporto Debt/Equity non sia ottimale per l'impresa, quest'ultima può allungare la scadenza del suo debito (in condizioni di salute dell'azienda) in modo tale da mantenerlo a bilancio. Tale operazione deve essere accompagnata dall'apertura di nuovo debito. In questo modo non si ripaga a breve un prestito che abbasserebbe il numeratore del rapporto di leva (D/E) peggiorandone gli indici ad esso collegati;
- Raccolta dei debiti in un'unica soluzione: qualora vi siano debiti aperti in più periodi temporali con tassi diversi si preferisce la soluzione unica a lungo termine sia da un punto di vista di bilancio (si spostano i debiti correnti in non correnti migliorando gli indicatori di liquidità di breve), sia da un punto di vista di semplificazione dei pagamenti. La soluzione che viene proposta dai vari istituti di credito va sotto il nome di "prestito di consolidamento crediti" (Decreto Bersani Bis), ma gli importi risultano estremamente limitati se si vuole aumentare l'indebitamento (fino a 30.000€) oltre il pre-esistente. In questa casistica i precedenti debiti vengono completamente cancellati e rimane soltanto la soluzione unica per cui si è optato (fino ad un max. di 10 anni).
- Investimenti: se l'operazione viene compiuta per dilazionare flussi di cassa che l'investimento nel breve non può garantire. Gli investimenti rarissimamente risultano profittevoli nel breve e quindi si cerca di spostare le uscite di cassa nel futuro o di ridurle nei momenti di sviluppo e introduzione.
- Riduzione del rischio: utilizzare il rifinanziamento per passare da un debito con tasso variabile ad un debito a tasso fisso (che quindi sia non influenzabile dall'andamento esterno del mercato). Tale motivazione deve essere contestualizzata: in un momento in cui i tassi siano pressoché stabili il tasso fisso conviene per il motivo precedentemente indicato. In un contesto di mercato con tassi che presentino repentini scostamenti, il mantenimento del prestito a tasso variabile permette all'impresa di "seguire" l'andamento di mercato.

Le operazioni di rifinanziamento sono solitamente effettuate a fronte di un pagamento di una penale da parte dell'impresa richiedente (si vanno di fatto a violare gli accordi di pagamento con la banca creditrice) e questo può portare a rischi per le due controparti:

da un lato l'impresa, seppur con un debito dilazionato e con tassi di interesse annuali più bassi, deve far fronte ad un'uscita di cassa che va a sbilanciare la struttura stessa del debito; dal lato della banca, la penale serve come pegno da esigere per il cambiamento stesso del credito emesso, ma allo stesso tempo rischia di indebolire la possibilità di essere ripagata del proprio investimento. È chiaro come la penale serva alla banca come anticipo di un maggior rischio di "selezione avversa"* da parte dell'impresa, però è anche vero che l'istituto di credito rischia di rendere nettamente più costoso il debito di quanto lo fosse stato inizialmente. A livello economico le penali sono l'ago della bilancia sulla positività o meno del metodo: per prima cosa le penali ex-ante rendono la probabilità di default delle imprese meno stabili e sane più elevata e, inoltre, bloccano a priori la convenienza di un abbassamento dell'interesse se la solidità dell'impresa incrementasse ex-post. Il pagamento della penale presenta un'ulteriore negatività in quanto rischia di escludere le imprese high-risk dal mercato del credito. Quest'ultimo punto si verifica quando l'impresa è obbligata a rifinanziare il debito con lo stesso istituto di credito ma non risulta in grado di pagare le penali. Spesso questo tipo di azienda sarebbe in grado di aprire un nuovo debito con un altro istituto ma la situazione critica pregressa e le informazioni che vengono scambiate all'interno del sistema bancario rendono un nuovo finanziamento impossibile da ottenere.

L'Italia, da questo punto di vista, aumenta il suddetto rischio grazie ad un tessuto imprenditoriale delle PMI legatissimo a banche di fiducia presenti in centri abitati medio piccoli (sistema banco-centrico italiano come visto nell'analisi del contesto). Una crisi di finanziamento con queste ultime porta gli imprenditori a richiedere finanziamenti a nuovi istituti di credito che nel momento di credit-crunch attuale non sono propensi a aumentare il livello del rischio sui prestiti.

4.1.1 Dati di mercato

Il mercato riguardante la rinegoziazione del debito delle imprese italiane è in continua evoluzione ed è opportuno andare a presentare un quadro quantitativo sulle dimensioni del fenomeno in Italia. Dall'analisi dell'ABI monthly outlook (Dicembre 2014) emerge come, nelle determinanti della domanda di finanziamento delle imprese nel corso del 2014, si sia registrata una variazione negativa della domanda di finanziamento legata ad

*Selezione avversa: situazione in cui una variazione delle condizioni di un contratto provoca una selezione dei contraenti sfavorevole per la parte che ha modificato, a suo vantaggio, le condizioni

investimenti, un calo della domanda di finanziamenti per operazioni di M&A e ristrutturazione degli assetti e una crescita della domanda di finanziamenti per ristrutturazione del debito pre-esistente. L'evidenza di tali dati si può trovare nelle analisi effettuate da Banca d'Italia a cui hanno partecipato otto tra i principali gruppi italiani (Figura 4.1 dati di importanza relativa dei fattori per la domanda di prestiti).

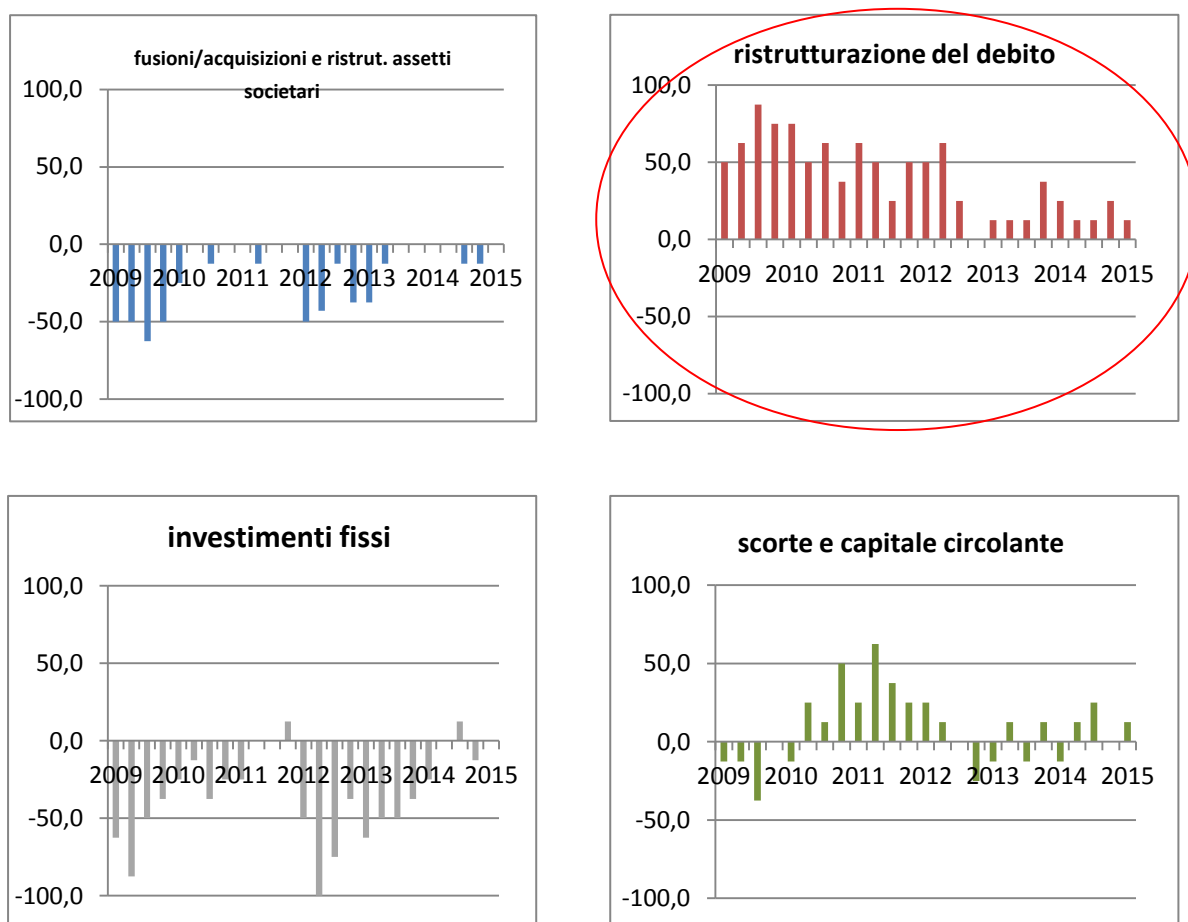


Figura 4.1: Determinanti della richiesta di credito- ascisse: anni dal 2009 al 2015; ordinate: percentuale netta. [Fonte: " Indagine sul credito bancario (dati aggiornamento 2015)" - Banca d'Italia]

Si può osservare come sotto la categoria "esigenza di fondi" le determinanti e le motivazioni principali siano di 4 tipologie: fusioni e acquisizioni, ristrutturazione del debito, investimenti fissi (o capex) e scorte e capitale circolante. Essenzialmente, mentre tutte le altre tipologie vedono una continua flessione, l'unica determinante che spinge per un'espansione della domanda di credito è la ristrutturazione del debito. La ristrutturazione del debito risulta preponderante come motivo legato alla domanda di credito però si può notare come il trend risulti in costante calo dal 2009 fino ai primi mesi del 2015. Le cause sono di vario tipo (uscita delle imprese "high risk" nel corso

degli anni dal mercato, maggiore solidità delle imprese ancora presenti sul mercato, avversione al rischio superiore negli attori ecc.).

Può essere interessante osservare i risultati dell'indagine che Banca d'Italia svolge periodicamente presso un campione di imprese relativamente al tema del credit crunch, da cui risulta che, in media, oltre un'azienda su dieci ha provato a richiedere prestiti alle banche ricevendone un rifiuto. Come evidenziato dal grafico, l'incidenza di rifiuti tra le imprese con meno di 50 addetti supera il 18%, ma anche tra le imprese maggiori non scende sotto il 12%.

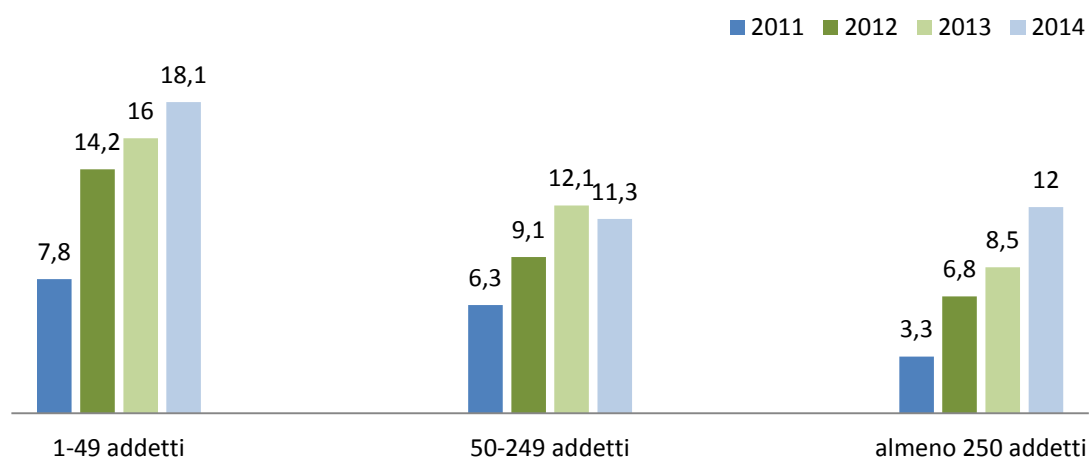


Figura 4.2: Incidenza dei rifiuti di finanziamento alle imprese. Divisione per dimensione aziendale
 [Fonte: "Elaborazioni ufficio studi del consorzio camerale per il credito e la finanza" - Dati primi trimestri annuali]

Il valore riguardante il rifinanziamento del debito non si discosta in maniera significativa da tali percentuali, ma, andando ad osservare il mercato delle energie rinnovabili, si possono riscontrare alcune particolarità che sono emerse quest'anno e che contribuiscono ad un quadro complessivo finanziariamente debole.

4.1.2 La ristrutturazione del debito nel mercato delle energie rinnovabili

La richiesta di rifinanziamento del debito è stata una delle caratteristiche del panorama finanziario all'interno del settore negli ultimi anni. Come ripetuto più volte all'interno del presente lavoro, le spinte di tipo normativo e una difficoltà di tipo competitivo del sistema hanno portato molte imprese in una condizione precaria da un punto di vista patrimoniale. In particolare, in termini prospettici, vi sono stati due episodi su cui il 2014 rappresenta un'eccezione: l'introduzione dello spalma-incentivi e la crescita del numero di imprese che ricorrono a mini-bond. In entrambe i casi il refinancing è la

conclusione ultima di una situazione finanziariamente instabile. Per quanto riguarda i mini-bond, il tema verrà affrontato nel Capitolo 4.2, ma, per cominciare ad introdurre la tematica, si può dire come, nelle aziende di energia rinnovabile, l'emissione di tali strumenti sia stata spesso utilizzata con l'obiettivo di ristrutturazione del debito e rimborso dei debiti a scadenza. Lo spalma-incentivi, invece, ha introdotto una forte discontinuità verso la fine del 2014 (i cui effetti si vedranno solo più avanti) obbligando le imprese ed i proprietari di impianti (superiori a 200 kWp) a "correre" a rifinanziare i propri debiti. Il forte cambiamento che ha investito i piani di investimento ed economici di tantissime imprese, per la maggior parte già a rischio, le ha obbligate a chiedere al sistema bancario un allungamento dei termini di pagamento e interessi più bassi. Come riporta l'articolo di QualEnergia del 27 novembre 2014 tali richieste di rifinanziamento sono quasi sempre state respinte dagli istituti di credito. Imprese che hanno finanziato impianti in leasing o in project financing, a seconda della propria leva finanziaria, si sono trovate nell'impossibilità di ripagare le rate. Mentre per realtà industriali forti le richieste di rifinanziamento sono state ascoltate e spesso accolte da parte delle banche, per le piccole imprese i rifiuti sono stati diffusi e in percentuale elevata sulla totalità delle richieste. L'analisi dei rifiuti relativi alla media di mercato, presente nel precedente capitolo, risulta di gran lunga migliore rispetto alla media del settore delle energie rinnovabili, pur essendo, per la maggioranza, nella fascia 1-49 addetti.

Vista dal lato degli istituti di credito la situazione non può essere criticata: le PMI del settore si sono trovate in pochi giorni con business plan e flussi di cassa previsti non veritieri e sovrastimati. La conclusione ultima è il rifiuto di un'esposizione più lunga su imprese già ad altissimo rischio creditizio. Tramite l'analisi svolta sulla banca dati di AIDA sono state analizzate a campione 70 imprese operanti nel settore dell'Operation & maintenance fotovoltaico, eolico e biomasse (quindi EPC, imprese di Asset management, contractors ecc.) esattamente 37 hanno avuto risultati negativi in termini di utile netto e Ebitda nel 2013 e, di queste, 22 presentano una posizione finanziaria netta positiva (quindi sono esposte verso le banche: $PFN=[\text{debiti finanziari}-\text{disponibilità liquide}]$). È chiaro come i risultati di tali imprese vadano fortemente a condizionare la predisposizione degli istituti bancari a concedere o meno un rifinanziamento del debito. D'altra parte vi può essere il rischio che l'impresa, a seguito di un rifiuto sulla possibilità di rifinanziare il debito, possa fallire e quindi che la banca stessa si ritrovi con una situazione peggiore rispetto a quella che si poteva prefigurare in

caso di rifinanziamento. Il tema risulta spinoso e controverso ed è basato su trade off che concernono le penali, il rischio, l'orizzonte temporale ed i possibili cash flow futuri.

Se si vanno a considerare i nuovi requisiti stabiliti da Basilea III, che verrà introdotto gradualmente fino al 2019, e la presenza degli stress test dell'EBA (autorità europea bancaria) nella seconda metà del 2014, in concomitanza con la preparazione dello Spalma-incentivi, il quadro di pressione sul sistema bancario verso le imprese di energia rinnovabile in difficoltà si chiude negativamente.

Nelle imprese intervistate il refinancing è stata un'operazione di finanziamento usuale sul mercato, ma la relativa solidità delle aziende campione ha evidenziato motivazioni e obiettivi di tipo strategico e non di "necessità". Delle sette imprese analizzate cinque sono ricorse ad operazioni di refinancing e alla domanda relativa al principale scopo sono emersi i seguenti risultati:

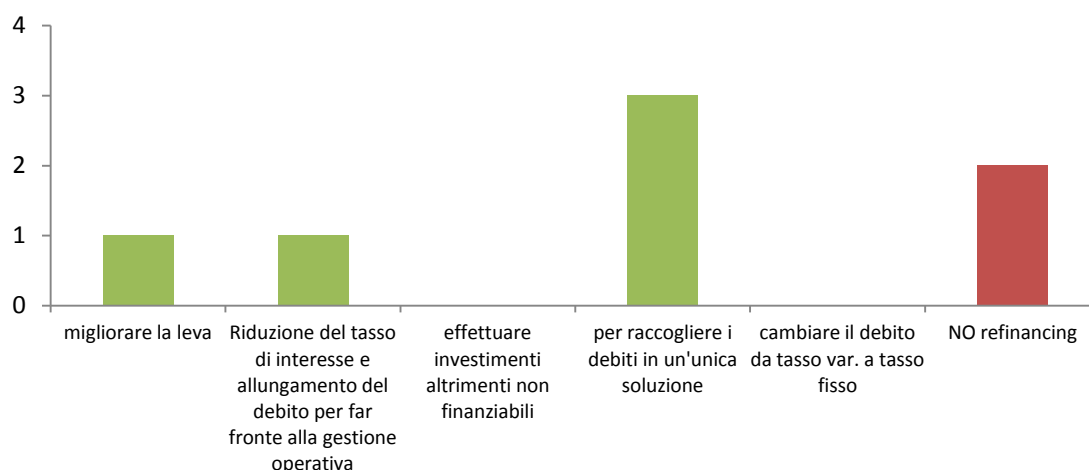


Figura 4.3: Principali motivazioni delle operazioni di refinancing fra le imprese intervistate [7 rispondenti]

Si può notare come l'obiettivo principale sia stato la raccolta dei debiti in un'unica soluzione: dalle interviste è emerso come per più progetti di installazione e investimento le aziende abbiano aperto diversi debiti con la stessa banca (con diversi tassi e scadenze) e quindi siano ricorse al consolidamento del debito per rendere più semplice la struttura debitoria e per migliorare la liquidità di breve. Altre imprese hanno identificato motivi diversi, quali il miglioramento della leva e la normale gestione economico/operativa. Nell'azienda che ha indicato il primo obiettivo, la scadenza di più debiti nel 2014 portava il rapporto D/E ad un valore non ottimale, con incidenza su altri importanti

indici di bilancio (equazione della leva finanziaria). Ecco quindi che l'operazione di refinancing è risultata un'ottima soluzione per mantenere una parte di debito nella propria struttura patrimoniale (è stato mantenuto quello al tasso più basso). Solo un'azienda ha indicato nella normale gestione operativa il motivo principe di tale operazione: essenzialmente il refinancing ha permesso una minor uscita di cassa negli interessi pagati mensilmente (sfruttando anche i minori tassi degli ultimi mesi rispetto a quelli di alcuni anni fa) e, come ultimo risultato, la normale prosecuzione dell'attività e delle uscite di cassa per la gestione ordinaria. Relativamente al passaggio da tasso variabile a tasso fisso come motivazione dell'operazione non si sono riscontrate risposte positive dalle imprese, in quanto il tasso Euribor a 3 mesi (il più utilizzato nei prestiti alle imprese per la parte variabile) risulta ai minimi storici .

Interrogate relativamente alla penale le risposte sono state tutte concordanti sul fatto che il beneficio derivante dal rifinanziamento sia nettamente superiore al costo "ex-ante" della penale. In particolare, per le aziende che miravano ad obiettivi di natura strategico finanziaria (leva e consolidamento del debito), la penale è stata di piccola entità.

Di per certo il settore delle rinnovabili si è trovato in prima linea per quanto riguarda gli effetti della crisi finanziaria (prima responsabile delle norme retroattive del 2014) e di modello banco-centrico. Sicuramente tali stravolgimenti hanno portato gli operatori finanziari a considerare in bilico il paradigma secondo il quale gli impianti energetici costituissero investimenti a basso rischio.

A questo proposito diventa fondamentale la definizione di nuove forme di finanziamento alternative che possano rompere il legame di dipendenza fra le aziende green e il sistema bancario.

Box di approfondimento n. 5

"In court procedure" refinancing

La trattazione svolta nel presente lavoro di tesi si è principalmente concentrata sulla richiesta di rifinanziamento del debito per imprese che optano per i cosiddetti "private workouts", cioè accordi veri e propri fra creditore e impresa debitrice senza la presenza di parti terze. Esiste però una seconda categoria di refinancing che rientra sotto le operazioni "in-court procedures" (procedure in tribunale). Questa seconda casistica si presenta quando la società è in grandissima difficoltà e vi è l'obbligatorietà della presenza dell'Autorità (nella figura di un giudice), il quale svolge un ruolo di primaria importanza nel permettere all'impresa di continuare ad operare. La possibilità di debt refinancing in regime di "in-court procedures" si avvicina molto al "concordato preventivo". Quest'ultimo è una procedura concorsuale per mezzo della quale l'impresa cerca un accordo con i creditori per non essere dichiarata fallita (infatti l'impresa può superare il momento di crisi rispettando i termini fissati al momento della richiesta). Il debt refinancing in questa casistica è simile al concordato preventivo tranne per due caratteristiche fondamentali:

- non è necessaria una richiesta e una procedura legale per accedervi;
- il piano di ristrutturazione deve essere approvato almeno dal 60% dei creditori dell'impresa e non è vincolante per coloro che non lo approvano (mentre nel concordato preventivo è vincolante e deve essere approvato dalla maggioranza in termini di credito e dalla maggioranza in ogni categoria di credito).

È importante sottolineare che, nonostante l'assenza della procedura legale, (che anche per il concordato preventivo è stata molto semplificata con il D.L. 15/06/2012) anche in questo caso è necessaria l'approvazione della corte di un tribunale. Vi sono due vantaggi nella categoria delle "in-court procedures":

- la procedura include la presenza dell'Autorità, garantendo di fatto i diritti dei creditori.
- è più facile stimare un "recovery rate" (tasso di recupero dell'investimento in caso di default espresso in percentuale sul valore del valore nominale).

4.2 Un nuovo strumento per le PMI : i mini-bond

Il primo strumento finanziario "alternativo" che verrà analizzato nel presente lavoro di tesi sarà quello legato all'emissione dei cosiddetti "mini-bond". L'espressione "mini-bond", termine che viene utilizzato per indicare tale nuovo strumento (e che verrà utilizzato di seguito da qui fino alla fine del presente lavoro di ricerca) è un'espressione atecnica e gergale: Il prefisso "mini" allude alle dimensioni del prestito e delle aziende, ma se si esaminano le prime 20 emissioni che dal 2012 si sono avvalse della nuova disciplina, si può notare come la maggior parte di esse siano state di importi considerevoli, compresi tra i 200 ed i 700 milioni di Euro.

In pratica i mini-bond sono uno strumento finanziario indicato alle PMI italiane, che permette loro di avere un nuovo canale di accesso al credito e di ridurre la loro dipendenza dal sistema bancario.

La nascita di tale strumento è da ricondursi al Decreto Sviluppo, al Decreto Sviluppo Bis e alla definitiva configurazione e regolamentazione indicata dal Decreto Destinazione Italia e dal Decreto Competitività. Il Decreto Sviluppo (D.L. 22/6/2012 convertito in Legge il 7/8/2012 e successivamente modificato con il D.L., il Decreto Sviluppo Bis, il 18/10/2012 num. 179, con la successiva conversione in legge il 17/12/2012) è stato elaborato dal governo Monti a seguito della grave crisi economica che aveva colpito l'Italia nel 2012. L'obiettivo di tale D.L. era di offrire gli strumenti alle PMI per creare le basi di un rilancio economico finanziario. Le principali novità di tale decreto per quanto riguarda gli strumenti finanziari si possono riassumere in alcuni punti fondamentali: l'apertura al mercato dei capitali ad imprese non quotate, l'eliminazione di alcuni limiti civilistici, la possibilità di emissione di obbligazioni e cambiali finanziarie aventi i medesimi benefici fiscali applicati ad emittenti già quotati e l'importantissima e determinante possibilità data alle PMI di ridurre la propria dipendenza dal canale bancario.

Per quanto riguarda l'eliminazione dei vincoli civilistici è di centrale importanza la modifica dell'articolo 2412 c.c. che va a rimuovere i limiti quantitativi previsti per le obbligazioni emesse da società non quotate. Infatti nel comma 1 di tale articolo è riportato che "*La società può emettere obbligazioni al portatore o nominative per una somma complessivamente non eccedente il doppio del capitale sociale, della riserva legale e delle riserve disponibili risultanti dall'ultimo bilancio approvato.*" Il Decreto Sviluppo ha esteso la possibilità di emettere titoli obbligazionari anche superiori al

doppio del patrimonio netto a tutte le società non quotate eliminando, di fatto, il vincolo che non permetteva a tali imprese di emettere obbligazioni per un ammontare sufficiente a finanziare progetti di sviluppo. Il vincolo applicato a tali emissioni viene superato con la prerogativa che la società non quotata debba "emettere obbligazioni destinate ad essere quotate in mercati regolamentati o in sistemi multilaterali di negoziazione" (art. 32, comma 6 del Decreto Sviluppo) e dia il diritto di acquistare o sottoscrivere azioni.

Prima di affrontare più in dettaglio le caratteristiche degli strumenti finanziari è però necessario andare a sottolineare come la dimensione dell'impresa risulti una determinante fondamentale per l'emissione e l'accesso a tali operazioni di finanziamento. Da un punto di vista civilistico cosa significa PMI?. La risposta a tale quesito è contenuta nella raccomandazione 2003/361/CE ed i suoi dettagli sono riportati nella seguente tabella.

IMPRESE	PARAMETRI
Medie	<ul style="list-style-type: none"> organico inferiore a 250 dipendenti fatturato annuo inferiore a 50 mln. di €, o in alternativa, totale attivo di stato patrimoniale annuo inferiore a 43 mln. di €
Piccole	<ul style="list-style-type: none"> organico inferiore a 50 dipendenti fatturato annuo, o in alternativa, totale attivo di stato patrimoniale inferiore a 10 mln. di €
Micro	<ul style="list-style-type: none"> organico inferiore a 10 dipendenti fatturato annuo, o in alternativa, totale attivo di stato patrimoniale inferiore a 2 mln. di €
Micro-entità	Requisito: almeno due dei tre vincoli riportati <ul style="list-style-type: none"> totale stato patrimoniale < 350.000 € volume d'affari < 700.000 € numero dipendenti < 10

Tabella 4.1: Tipologia di imprese e relativi parametri indicati dalla raccomandazione 2003/361/CE

L'apertura all'emissione di nuove modalità di finanziamento viene preclusa alle Micro-imprese, Micro-entità (introdotta dalla Direttiva 2012/6/UE) e banche, mentre sono ammesse società di capitali, società cooperative e mutue assicuratrici.

Gli strumenti che le PMI sono abilitate ad emettere sul mercato obbligazionario grazie ai decreti sviluppo sono di tre tipologie: le cambiali finanziarie, le obbligazioni partecipative subordinate (previste dall'art. 2411 c.c.) e le obbligazioni tradizionali .

Le cambiali finanziarie sono definite all'interno della Legge del 13 Gennaio 1994 num. 43 e sono state successivamente modificate dall'articolo 32 del decreto legge num. 83 del 2012 e dall'articolo 36 del Decreto Legge num. 179 del 18/10/2012. Esse sono titoli di credito (contenenti l'indicazione dei proventi pattuiti), emesse in serie ed equiparate sotto ogni punto di vista a cambiali ordinarie e girabili esclusivamente con la clausola "senza garanzia" o equivalenti. Il Decreto Sviluppo modifica quella che è la durata di tali titoli: precedentemente era stabilito che essi avessero una scadenza che variava nell'intervallo 3-12 mesi, mentre a seguito del Decreto Sviluppo la durata è stata modificata prevedendo una scadenza all'interno dell'intervallo 1-36 mesi.

Di centrale importanza per gli emittenti di cambiali finanziarie non quotati è il ruolo dello sponsor (solo gli emittenti non quotati diversi dalle PMI possono rinunciare allo sponsor). Gli sponsor sono normalmente banche, imprese di investimento, SGR, SICAV (con succursale in Italia) e le società a gestione armonizzata, le quali assistono l'emittente nella procedura di emissione e lo supportano nella fase di collocamento dei titoli. Lo sponsor deve mantenere in portafoglio una quota di titoli emessi non inferiore:

- al 5% del valore di emissione dei titoli, per emissioni fino a 5mln €
- al 3% del valore di emissione dei titoli, eccedente € 5 milioni e fino a € 10 milioni, in aggiunta alla quota risultante dall'applicazione della percentuale di cui al primo punto
- al 2% del valore di emissione dei titoli eccedente € 10 milioni, in aggiunta alla quota risultante dall'applicazione delle percentuali di cui primi due punti

la finalità di tale norma è di garantire la bontà dell'emissione stessa.

Oltre al ruolo dello sponsor vi sono altri due vincoli che la società emittente deve rispettare: la società deve avere l'ultimo bilancio certificato da un revisore contabile o da una società di revisione iscritta nel registro dei revisori contabili e gli strumenti finanziari devono essere emessi e sottoscritti a favore di investitori qualificati (professionali).

Il Decreto Sviluppo ha inoltre previsto che le cambiali finanziarie possano essere emesse in forma dematerializzata tramite una società autorizzata alla prestazione del servizio di gestione accentrata di strumenti finanziari, che l'emissione sia assistita da

garanzie e che la loro sottoscrizione sia possibile ai soli investitori istituzionali. In conclusione il Decreto ha introdotto notevoli vantaggi fiscali tra i quali si può annoverare l'eliminazione dell'imposta di bollo per le cambiali dematerializzate e la deducibilità degli interessi. A differenza dei mini-bond le cambiali finanziarie sono strumenti di debito a breve termine.

Le Obbligazioni Partecipative Subordinate sono strumenti ibridi, previsti dal decreto, che permettono al sottoscrittore di possedere titoli di debito con clausole di partecipazione agli utili e di subordinazione. La "subordinazione" viene spiegata esaustivamente nell'articolo 2411 c.c., il quale indica il diritto dell'obbligazionista al rimborso del capitale e degli interessi postergato alla soddisfazione dei diritti degli altri creditori della società (è indiscusso il diritto prioritario al rimborso degli obbligazionisti rispetto ai soci). Tali caratteristiche ne fanno dei titoli ibridi, ai quali non è assicurato il rimborso del capitale e non è prevista la presenza di alcun diritto partecipativo di natura amministrativa, ma, allo stesso tempo, la clausola di partecipazione ne commisura il corrispettivo da destinare al portatore in base al risultato economico dell'impresa emittente. Per quanto riguarda il tasso di interesse riconosciuto al portatore del titolo, esso non può essere inferiore del Tasso Ufficiale di Riferimento (tasso minimo di rifinanziamento per le operazioni a tasso variabile). La "ratio" di tale strumento è quello di fornire un metodo alternativo volto a finanziare le start up, i turnaround e altre operazioni di restructuring.

L'ultimo strumento che verrà qui analizzato è quello delle obbligazioni tradizionali. Le obbligazioni che rientrano sotto la definizione di mini-bond sono veri e propri titoli di credito che possono essere emessi da un'impresa non quotata. La caratteristica determinante che li va a differenziare rispetto alle cambiali finanziarie è quella di avere una scadenza temporale medio-lunga consentendo all'impresa di ottenere un allungamento della durata media delle fonti di finanziamento dell'impresa emittente.

4.2.1 Il Segmento ExtraMOT-PRO

I mini-bond sono scambiati sulla piattaforma di Borsa Italiana S.p.a. denominata ExtraMOT PRO. Tale mercato rientra nella categoria precedentemente definita dei "*mercati regolamentati o in sistemi multilaterali di negoziazione*" che permette il superamento dei vincoli relativi al capitale sociale e facilitazioni regolamentari come l'esenzione dall'obbligo di pubblicazione di un prospetto di quotazione ai sensi della

Direttiva Prospetti. L'ExtraMOT PRO è dedicato non solo ai mini-bond ma anche alle più volte citate cambiali finanziarie a strumenti partecipativi (e subordinati) e project bond. Il nuovo segmento è, in pratica, nato per offrire alle PMI italiane un mercato nazionale flessibile, economico ed efficiente in cui cogliere le opportunità e i benefici fiscali derivanti dal quadro normativo introdotto dal Decreto Sviluppo, dal Decreto Sviluppo Bis e dal Decreto Destinazione Italia. La storia dell' ExtraMOT PRO è molto recente ed è segnata da alcuni passi fondamentali (come riportato dal prospetto di Borsa Italiana). Di seguito si riportano i tre steps principali.

Il 22 giugno 2009 grazie alle sinergie messe in atto con il London Stock Exchange aprono le trattazioni dell'ExtraMOT, segmento multilaterale di negoziazione (MTF) di strumenti obbligazionari corporate ed euro-obbligazioni delle principali corporate europee / internazionali generalmente scambiabili in modalità over the counter (al di fuori dei circuiti borsistici tradizionali). Nel maggio 2011 vengono ammesse alle negoziazioni le obbligazioni bancarie "branded" (obbligazioni non quotate emesse da soggetti sottoposti a vigilanza prudenziale, o da essi garantite, per le quali l'ammontare dell'emissione non sia superiore a 50 milioni di euro) in modo da consentire agli intermediari, cioè banche che li trattavano in sistemi di negoziazione interna, di assolvere agli obblighi Consob sui titoli illiquidi.

Infine nel febbraio 2013 nasce il segmento professionale ExtraMOT PRO nei quali vengono scambiati cambiali finanziarie, obbligazioni corporate e project bond. Di seguito (Figura 4.4) viene riportato lo schema logico relativo alla nascita dell'ExtraMOT PRO.

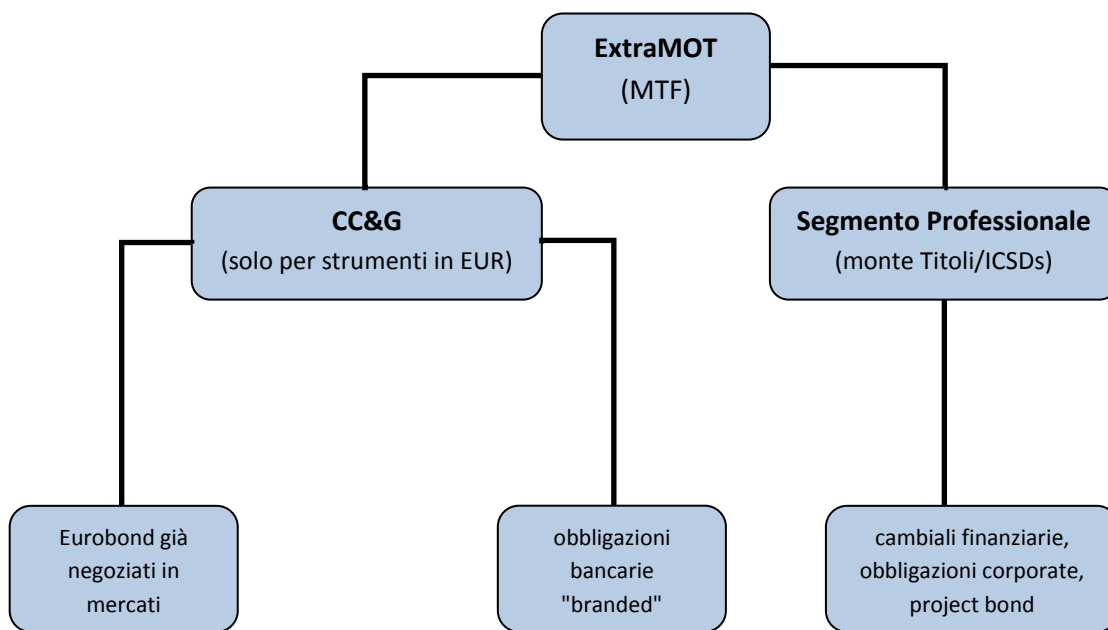


Figura 4.4: Struttura e schema logico del mercato ExtraMOT PRO di Borsa Italiana S.p.A.
 [Fonte: "Presentazione ExtraMOT PRO", Borsa Italiana]

Come il nome stesso del segmento suggerisce, l'ExtraMOT Pro è aperto ai soli investitori professionali. Tale caratteristica risulta essere determinante per le caratteristiche di efficienza, economicità e rapidità dell'ExtraMOT PRO, quindi merita una disamina approfondita. L'allegato 11 della Direttiva 2004/39/CE (MiFID) va ad identificare i clienti "professional" come:

1) Clienti professionali (di per sè):

- soggetti autorizzati per operare nei mercati finanziari: enti creditizi, imprese di investimento, OICR, SGR, fondi pensione, membri della borsa, negozianti, altri investitori istituzionali, le imprese di assicurazioni
- imprese di grandi dimensioni che rispettano criteri quantitativi (almeno due dei seguenti criteri dimensionali: totale di bilancio = 20mln €, fatturato netto = 40mln €, fondi propri = 2mln €)
- governi nazionali e regionali, enti pubblici, banche centrali, istituzioni internazionali e sovranazionali
- altri investitori istituzionali la cui attività principale è investire in strumenti finanziari, compresi gli enti dediti alla cartolarizzazione di attivi o altre transazioni finanziarie.

2) Clienti che possono essere trattati come professionali su richiesta, premessi i requisiti di competenza, esperienza e conoscenza dell'investimento:

- gli investitori che non siano considerati professionali di per sé, inclusi gli organismi del settore pubblico
- i singoli investitori privati
- investitori che hanno effettuato operazioni di dimensioni significative con una frequenza media di 10 operazioni al trimestre nei 4 trimestri precedenti
- valore del portafoglio di strumenti superiore a 500.000 €
- investitore che lavora o ha lavorato nel settore finanziario per almeno un anno.

L'ExtraMOT PRO presenta diversi requisiti da rispettare per la quotazione delle varie imprese sul segmento. Tali requisiti si possono dividere in tre categorie: i requisiti di quotazione vera e propria, i requisiti informativi e i requisiti di mercato. I vincoli sono leggermente diversi nel caso l'emittente sia un'impresa già quotata o meno .

In caso di **impresa quotata** i requisiti richiesti sono ovviamente inferiori rispetto ad un'impresa non quotata e si possono riassumere nei seguenti punti:

Requisiti di quotazione: Obbligazioni, cambiali finanziarie, strumenti partecipativi, project bond, altri strumenti di debito devono essere liberamente trasferibili e liquidabili o su Monte Titoli o su Euroclear e Clearstream Luxembourg. L'emittente deve, inoltre, pubblicare un prospetto o un documento di ammissione minimo (la sua analisi sarà effettuata nel capitolo successivo).

Requisiti informativi: L'informativa relativa all'emittente (comunicazioni al pubblico, eventi rilevanti, market abuse...) risulta già assolta per coloro precedentemente quotati su Borsa Italiana, mentre l'informativa di carattere tecnico (cedole, date di pagamento degli interessi, piani di ammortamento, scadenze anticipate) è da inviare a Borsa Italiana.

Mercato: come specificato in precedenza il segmento è per i soli investitori professionali. Non è necessaria la presenza di uno sponsor (per imprese superiori per dimensioni e fatturato alle PMI e per le PMI se l'emissione è assistita da una garanzia pari al 25% del valore dell'emissione) o di un listing partner per non gravare l'emittente di costi accessori. Il Mercato è di tipo order driven con presenza facoltativa di un operatore (anche solo in bid) qualora gli investitori abbiano bisogno di un mercato di scambio o di pricing ufficiale.

I requisiti però risultano essere più stringenti in caso di **emittenti non quotati**:

Requisiti di quotazione: Risultano essere pari a quelli delle aziende già quotate, ma con l'importante richiesta aggiuntiva di pubblicazione da parte dell'emittente del bilancio (principi contabili nazionali o IFRS) anche consolidato degli ultimi due esercizi di cui almeno l'ultimo sottoposto a revisione contabile.

Requisiti informativi: più stringenti rispetto a quelli delle imprese già quotate. È richiesta la pubblicazione, da parte dell'emittente, del bilancio sottoposto a revisione contabile, la comunicazione del rating (qualora esistente) e l'invio dell'informativa price sensitive (approvazione dei dati contabili incluso il giudizio della società di revisione, modifica nei diritti dei portatori degli strumenti) e dell'informativa di carattere tecnico.

Mercato: Il mercato risulta senza differenze rispetto a quanto detto per le società già quotate.

L'assenza della figura dello sponsor risulta di fondamentale importanza per rendere meno oneroso il processo. La norma che prevedeva la figura dello sponsor è stata eliminata con l'approvazione in legge del Decreto Sviluppo di fatto introducendo un'ulteriore differenza dal processo relativo alle cambiali finanziarie.

4.2.2 Il processo di emissione

Il passo successivo dell'analisi riguarda il processo di emissione. Tale procedura si declina in quattro passi fondamentali supportati da due figure specializzate.

Il primo step è rappresentato dall'analisi strategica dell'operazione (fase propedeutica). Nel momento in cui l'impresa decide di valutare l'opportunità e fattibilità di un'emissione di mini-bond, diventa cruciale il ruolo dell'**advisor**.

L'advisor è colui che accompagna e affianca l'impresa nei momenti cruciali della vita economica finanziaria dell'impresa: predispone documentazione tecnica da presentare ai diversi operatori del mercato, definisce le caratteristiche che dovrebbe avere l'obbligazione in relazione alle esigenze finanziarie dell'emittente e infine gestisce i contatti istituzionali per il collocamento e la quotazione dell'emissione con soggetti come l'arranger, fondi di investimento e Borsa Italiana S.p.a..

L'advisor valuta come prima cosa l'esistenza dei requisiti minimi previsti dalla normativa vigente nell'operazione definita di pre-screening (fatturato, numero dipendenti, congruità della forma giuridica e disponibilità dell'ultimo bilancio revisionato). Superata questa prima fase approfondisce le caratteristiche del futuro emittente in termini sia quantitativi (indicatori di bilancio, analisi flussi di cassa,

struttura del credito...), sia in termini qualitativi (valore del management, presenza di un sistema di controllo di gestione efficiente, motivazioni e strategie future di sviluppo...). Da tali studi l'advisor prepara un business plan, con un limite minimo di orizzonte di tre anni, che servirà come base per la realizzazione dell'information memorandum da presentare agli investitori e alle società di rating. Questa fase risulta molto importante in quanto le emissioni dei mini-bond sono spesso di importo rilevante rispetto alle dimensioni patrimoniali dell'emittente. L'information memorandum contiene il sunto relativo al mercato di riferimento, la struttura operativa, i dati storici e il piano di sviluppo. Il ruolo dell'advisor non si esaurisce, però, in questa prima fase, ma prosegue lungo le restanti fasi del processo di quotazione. In particolare è determinante nell'interazione con la banca arranger per la definizione della strutturazione del prestito obbligazionario (definizione fabbisogno finanziario emittente , capacità rimborso e rischiosità dell'operazione).

La seconda figura che è fondamentale nel processo è quella dell'**arranger**. Tale ruolo è assunto da una banca, la quale assume il ruolo di coordinatore finanziario del processo di emissione e di interfaccia con gli investitori e con Borsa Italiana. L'arranger svolge diversi compiti e attività in ambito di analisi e definizione strategica di quella che sarà il prestito obbligazionario emesso. Dopo una prima fase di analisi di benchmark di mercato, valutazione del merito di credito, della situazione finanziaria della società e verifica dei principali indici di credito, l'arranger (in collaborazione con l'advisor) valuta il suo andamento prospettico. Alla conclusione di tali analisi l'arranger procede con la strutturazione del prestito obbligazionario andando a definire cedola, tasso e durata. Infine esso andrà a supportare l'emittente nelle seguenti attività:

- due diligence, condotta in collaborazione con l'agenzia di rating
- strutturazione del prestito obbligazionario con ammortamento o bullet
- previsione di extra rendimenti al termine del periodo di ammortamento mediante esercizio di warrant e/o opzioni call sul capitale.
- definizione di covenants (clausole di governance finanziaria) tra cui i più importanti sono limitazioni alla contrazione di ulteriore indebitamento, degli investimenti e distribuzione dividendi.

A questo punto si entra in una fase più operativa di quella strategica - propedeutica, in cui viene stabilito il "planning" dell'operazione con la definizione del documento di ammissione, caratteristiche e tempistica dell'operazione.

Successivamente si procede con l'invio della domanda e con l'analisi della documentazione, fase nella quale Borsa Italiana verifica la completezza della documentazione inviata dall'emittente. A questo punto il processo prosegue con la vera e propria ammissione e infine con l'ultima fase di negoziazione, in cui l'emittente si impegna a pubblicare il bilancio annuale, modifiche alle caratteristiche dell'emissione e l'informativa tecnica relativa ai mini-bond (informazioni price-sensitive).

Di seguito (Figura 4.5) si può vedere il diagramma di Gantt delle varie fasi dell'intero processo.

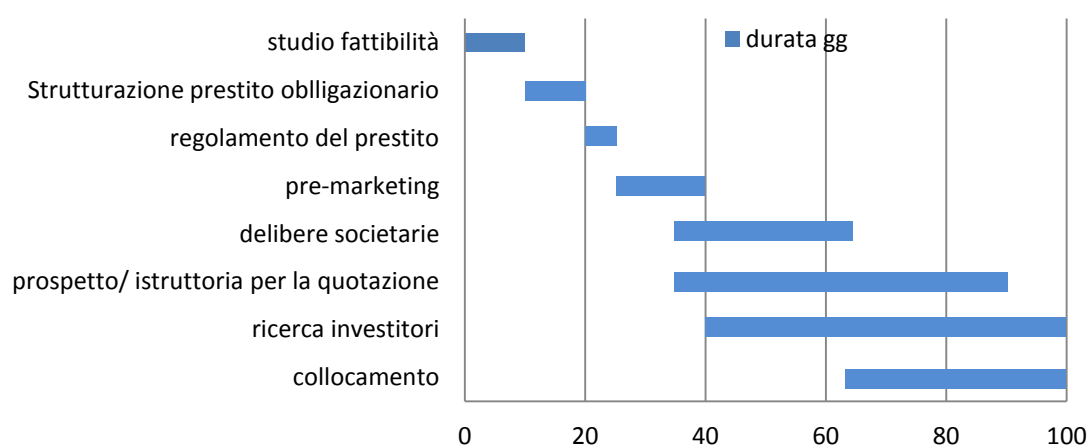


Figura 4.5: Tempistica del processo di quotazione diviso per attività. [Fonte: "I mini-bond: istruzioni per l'uso" a cura di Roberto Calugi e Gianmarco Paglietti- anno 2013]

Gli ultimi temi da trattare, prima di entrare nel dettaglio delle imprese green e sui dati del mercato, sono i cambiamenti effettuati dal Decreto Destinazione Italia e dal Decreto Crescita e competitività, (successivi ai due Decreti Sviluppo) e i vantaggi ricercati dalle imprese nei mini-bond.

4.2.3 Il Decreto "Destinazione Italia" e il Decreto "Crescita e competitività"

Il Decreto Destinazione Italia ha introdotto agevolazioni fiscali per i sottoscrittori e ampliato la platea dei soggetti ammissibili. I punti principali di tale decreto si articolano in tre novità:

- estensione dell'ambito di applicazione della cartolarizzazione alle obbligazioni e titoli similari;
- agevolazioni fiscali per i fondi comuni di investimento. Era prevista l'esenzione della ritenuta del 20% (ad oggi del 26%) sugli interessi e proventi relativi ai

mini-bond, cambiali finanziarie e obbligazioni subordinate partecipative qualora tali fondi fossero partecipati da investitori qualificati e il patrimonio fosse investito prevalentemente in tali titoli.

- regime di imposizione indiretta sui finanziamenti di medio-lungo termine soggetti all'imposta sostitutiva. Agevolazione estesa alle modifiche o estinzioni di finanziamenti strutturati e a tutte le garanzie.

Il percorso per rendere maggiormente appetibile il mercato dei mini-bond viene portato avanti dal Decreto Crescita e Competitività del giugno 2014. Esso va a disapplicare la ritenuta del 26% agli interessi e proventi in due casi:

- per obbligazioni e titoli simili e cambiali finanziarie non negoziati in mercati regolamentati o in sistemi multilaterali di negoziazione, detenuti da investitori qualificati (art. 21, comma 1);
- per obbligazioni e titoli simili e cambiali finanziarie corrisposti a organismi di investimento collettivo del risparmio e società per la cartolarizzazione dei crediti (art. 21, comma 2).
- ampliamento della platea di possibili investitori in mini-bond ad imprese di assicurazione e fondi pensione.

4.2.4 Vantaggi e svantaggi dell'emissione di mini-bond

L'emissione dei mini-bond risulta un ottimo strumento complementare di finanziamento a latere del canale bancario. I vantaggi risultano essere di varia natura e, dalla nascita dell'ExtraMOT PRO, cominciano a vedersi i risultati.

Come già specificato, il ricorso ai mini-bond può consentire un importante miglioramento nella gestione finanziaria delle imprese legata ad una più elevata diversificazione del debito e ad una riduzione nella dipendenza dal canale bancario. Se si va a considerare un finanziamento per un progetto strategico l'emissione di mini-bond offre un vantaggio estremamente importante. Esso permette di sostenere periodicamente, durante la vita del prestito, l'esborso dei soli interessi sul finanziamento ottenuto, evitando all'impresa ingenti uscite di cassa nel periodo in cui gli investimenti realizzati non hanno ancora generato adeguata liquidità. Viceversa, nel caso di prestito bancario, viene previsto sin da subito (o in un orizzonte temporale breve) il pagamento di rate comprensive di quota interessi e quota capitale.

Legato a questo primo vantaggio è la durata stessa dei mini-bond, la quale consente un allungamento della durata media delle fonti di finanziamento. Dalla teoria possiamo collegare alla maggior durata delle fonti di finanziamento un miglioramento di importanti indicatori di bilancio. Tali miglioramenti si rispecchiano nella categoria degli indicatori di "liquidità di breve", nella maggior coerenza fra scadenza dell'attivo patrimoniale e durata media del passivo e fra liquidità degli investimenti e grado di esigibilità delle fonti di finanziamento.

La complementarità fra lo strumento dei mini-bond e il canale creditizio tradizionale è relativa anche al possibile miglioramento delle valutazioni riguardanti il merito creditizio aziendale. I mini-bond stessi, che servono alle imprese per trovare nuove fonti di finanziamento alternative al sistema bancario, possono aiutare l'impresa ad ottenere un prestito con le banche grazie a indicatori finanziari migliori, un maggiore rating ed una maggior affidabilità.

A latere di vantaggi puramente strategici e finanziari vi sono anche vantaggi fiscali sia lato emittente che lato investitore (come già visto nel precedente paragrafo). In particolare per l'emittente risulta di centrale importanza la deducibilità degli interessi passivi sul reddito di impresa nella misura del 30% del Reddito Operativo Lordo (sotto la condizione che le obbligazioni debbano essere negoziate su mercati regolamentati o MTF). L'emissione dei mini-bond in questo modo, secondo l'art. 96 del TUIR (testo unico delle imposte sui redditi), può essere paragonata al trattamento dei finanziamenti bancari, andandone ad eliminare un punto di "svantaggio" verso il prestito bancario tradizionale.

Non sono da dimenticare i costi di emissione dei mini-bond. Essi, ovviamente, rappresentano un punto negativo di tale strumento, ma anch'essi sono deducibili nell'esercizio in cui sono sostenuti dal punto di vista finanziario. Ultimo vantaggio rilevante, sia per l'emittente che per l'investitore, è la presenza, a partire dal giugno 2014, di un Fondo Centrale di Garanzia. Tale fondo permette di ridurre i rischi per i sottoscrittori di obbligazioni e di incentivare il ricorso all'emissione di obbligazioni da parte di imprese di piccole e medie dimensioni.

A latere dei diversi vantaggi è opportuno riportare anche gli svantaggi e le criticità che l'operazione di emissione di mini-bond comporta per l'impresa emittente. Tali svantaggi non sono però relativi ai mini-bond come strumento, ma più all'emissione in sé. L'emissione di tale strumento sui mercati finanziari, infatti, porta ad una necessaria

maggior trasparenza sui bilanci, sui progetti che si intendono finanziare e sui relativi risultati che si vogliono raggiungere (rischio disclosure).

In secondo luogo, l'emissione stessa presenta la negatività di diversi oneri da sostenere in fase di quotazione (advisor, arranger, società di revisione, credit fund ecc.) e listing fees periodiche pagate a Borsa Italiana per la presenza del proprio titolo sul comparto ExtraMOT PRO. Altro svantaggio rilevante è l'allungamento dei tempi di attivazione dell'operazione: il processo risulta complesso e non rapportabile alle tempistiche relative alla richiesta di un prestito bancario.

Infine l'impresa emittente non potrà direttamente confrontare il tasso di interesse applicato sui prestiti bancari con quello stimato per il collocamento dei mini-bond.

La domanda sorge spontanea. Ma quindi quando conviene scegliere i mini-bond rispetto al tradizionale prestito bancario?. Le valutazioni da fare sono di vario tipo ma bisogna sicuramente tenere conto della durata del collocamento, dei tempi e modalità di rimborso (bullet, amortizing e tailored), della diversa disponibilità di capitale garantita e da eventuali rischi di controparte.

4.2.5 Dati di mercato

In media, le emissioni finora realizzate presentano tassi che si collocano in una fascia compresa tra il 5% e il 9%. Il tasso dipende ovviamente da tutta una serie di variabili sia interne, in primis il profilo di rischio dell'azienda emittente, sia esterne, ovvero dinamica dei mercati e appetibilità dei titoli obbligazionari in una determinata fase storica. Riassumendo, il tasso di interesse dipenderà da:

- Rischiosità dell'emittente;
- Premio per l'illiquidità dei titoli;
- Spread sulle obbligazioni corporate a parità di rating;
- Spread rispetto ai titoli di Stato di lungo periodo;
- Tipologia di titolo emesso (senior, subordinato, ecc);
- Presenza di eventuali garanzie;
- Durata e tipo di cedola.

Da tale valore e dagli svantaggi sopra riportati si può concludere come il mini-bond non è in valore assoluto una fonte di credito accessibile ad un costo inferiore a quello bancario ma risulta essere uno strumento decisamente versatile e complementare. La durata media varia dai 5 ai 7 anni e, alla luce dei costi fissi medi di quotazione, le

emissioni effettuate sono state per la maggioranza di importo superiore a 2,5 milioni di euro. Di seguito si riporta il grafico (Figura 4.6) della distribuzione complessiva del controvalore delle singole emissioni, come riportato dall'osservatorio mini-bond del Politecnico di Milano.

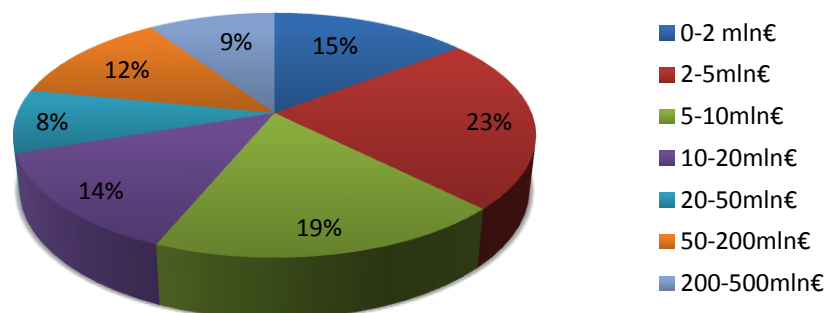


Figura 4.6: Distribuzione complessiva del controvalore delle singole emissioni di mini-bond.
 [Fonte: " Osservatorio Mini-bond" - Politecnico di Milano]

Il numero totale delle emissioni su Extra-MOT PRO e altri mercati a fine 2014 si è attestato a 96 per un valore nominale superiore ai 5.700 mln. € e un numero di imprese interessate pari a 86 (alcune hanno infatti emesso più di un mini-bond e vi sono stati 3 delisting). Il valore medio di bilancio delle imprese interessate da tale strumento è pari a 80 mln. €, con un taglio medio di emissione di 9,7 mln €, una maturity di 6,1 anni e una cedola media pari al 6,0%. Ovviamente la maggioranza del totale emesso deriva da un basso numero (13) di operazioni con un taglio superiore ai 150 mln. € (fonte dati minibonditaly.it).

La discrepanza fra il numero di emissioni di mini-bond e il numero di mini-bond presenti nell'Extra-MOT PRO può essere spiegato con il seguente grafico, in quanto 86 titoli sono quotati su Extra-MOT PRO, mentre 10 titoli hanno scelto strade diverse (quotazione su listini esteri in Europa o una collocazione in nessun mercato borsistico).

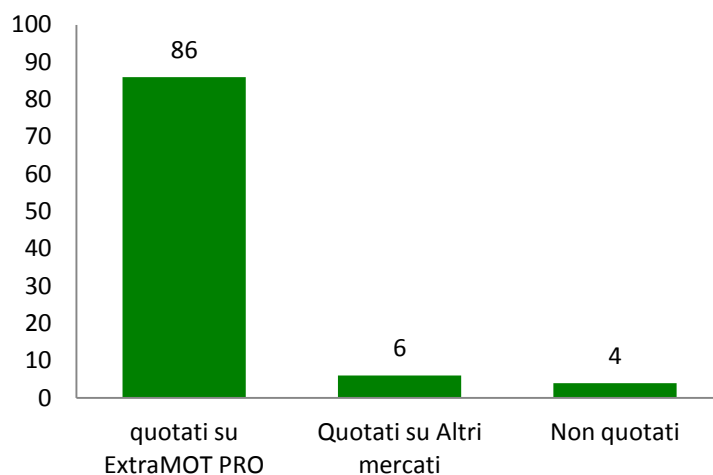


Figura 4.7: Numero di emissioni di mini-bond nei diversi mercati [Fonte: "I° Report Italiano sui Mini-bond" - Politecnico di Milano]

Risulta opportuno un breve spunto relativo al legame fra la dimensione dell'emissione e la dimensione dell'impresa interessata. La soglia per effettuare tale analisi è pari a 50 mln. di € e non sorprende la correlazione positiva fra fatturato e controvalore dell'emissione. Vi sono però casi di imprese che decidono di emettere mini-bond per un importo limitato rispetto al fatturato consolidato del gruppo (3 casi) e vi è il singolo caso di impresa che ha raccolto una somma superiore rispetto al proprio fatturato. Analisi sul solo mercato borsistico (86 mini-bond).

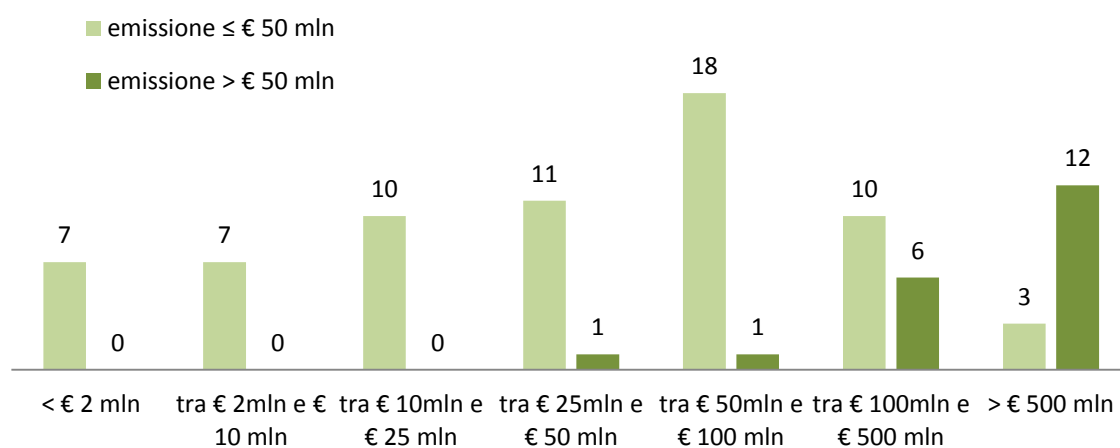


Figura 4.8: Segmentazione delle imprese emittenti per controvalore dell'emissione e per classe di fatturato consolidato [Fonte: "I° Report Italiano sui Mini-bond" - Politecnico di Milano]

Come si può vedere dalla Figura 4.8 le emissioni con un taglio ≤ 50 mln. € sono pari a 66 e rappresentano il 76,7% del totale delle emissioni su ExtraMOT PRO.

È inoltre interessante studiare l'andamento "temporale" del mercato dalla sua nascita in termini di numero di quotazioni. Se si considerano tutte le classi di emissione, queste sono state ben distribuite lungo la vita dell'ExtraMOT PRO, mentre per quanto riguarda le imprese che hanno effettuato emissioni sotto i 50 mln €, il 2014 ha rappresentato l'anno della svolta con un'accelerata compiuta in luglio. Andando nel dettaglio sul mercato di emissioni ≤ 50 mln, da aprile a dicembre 2013 il controvalore delle emissioni si è fermato intorno ai 100 mln. € per poi crescere fino ad arrivare ai 714 mln. € registrati a fine 2014 (Figura 4.9).

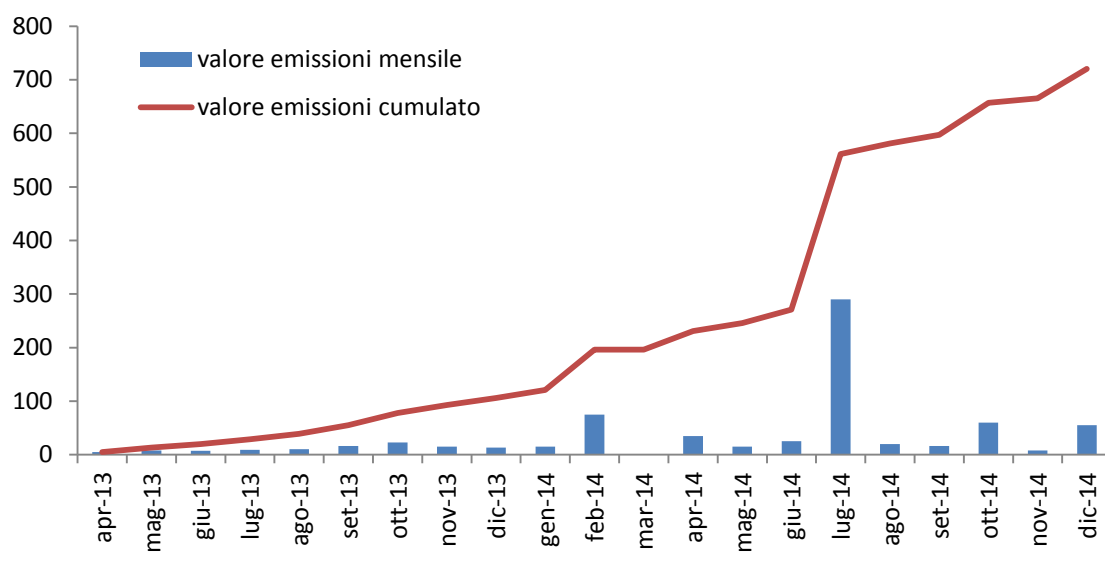


Figura 4.9: Flusso temporale e rispettivo valore delle emissioni di minibond (emissioni ≤ 50 mln.)
[Fonte: "Osservatorio Minibond" - Politecnico di Milano]

Per poter ipotizzare scenari futuri del mercato, Cerved Group ha effettuato un'analisi riguardante i fatturati e i profili di migliaia di imprese italiane. La conclusione di tali studi è che in Italia esistono circa 35.000 società con un volume d'affari superiore a 5 mln. € compatibili con un possibile futuro processo di emissione di mini-bond. Cerved ipotizza che se verranno superati gli ultimi ostacoli al mercato dei mini-bond (soprattutto lato domanda e visibilità) ci potrebbero essere impatti rilevanti di stimolo alle PMI e all'economia nel suo complesso. 34 mila aziende con ricavi compresi tra 5 e 250 milioni di euro hanno infatti movimentato un giro d'affari pari a 785 miliardi di euro, prodotto 162 miliardi di euro di valore aggiunto e sono esposte con le banche per 140 miliardi.

Ultimo spunto di riflessione proviene dall'intervista effettuata dal Prof. Giudici della School of Management del Politecnico di Milano ad CNBC in cui si sottolinea come il

punto debole del mercato non risiede nel lato offerta ma nella domanda di tali prodotti da parte degli investitori. Infatti è solo dalla fine del 2014 che stanno cominciando ad operare i cosiddetti fondi di "Private Debt" specializzati in investimenti in capitale di debito. Rendere più appetibile il mercato sarà la sfida nel breve termine per l'ExtraMOT PRO.

4.2.6 Il mercato dell'energia e i mini-bond

I mini-bond, in definitiva, risultano essere strumenti appetibili ad imprese di piccole e medie dimensioni, le quali presentano progetti di espansione e crescita. Le imprese operanti nel settore dell'energia rinnovabile ricadono nelle categorie sopra definite e presentano caratteristiche provenienti dal contesto (variabili esogene) che potrebbero spronare sempre più alla decisione dell'emissione di tali strumenti: fine di sistemi incentivanti, competizione forte e margini in riduzione in Italia (quindi progetti di espansione all'estero), presenza di diversi asset fisici a supporto del debito e necessità di separarsi dal sistema bancario come prima fonte di finanziamento.

Ben sette imprese del settore energetico hanno intrapreso la strada della quotazione sull'ExtraMOT PRO, di cui sei nella fascia delle imprese con emissione minore o uguale a 50 mln di €. Tutte e sette le imprese hanno emesso mini-bond nel 2014, confermando il profilo crescente e la maggiore visibilità che tale strumento ha avuto nell'ultimo anno. Le imprese sono le seguenti in ordine di emissione: TerniEnergia S.p.A. (5 febbraio 2014), Enna Energia S.r.l. (15 maggio 2014), Fri-el Biogas Holding (9 luglio 2014), TE Wind S.A. (23 luglio 2014), Enerventi S.p.A (14 ottobre 2014), Innovatec S.p.A. (17 ottobre 2014), Antin Solar Investment S.p.A (2 dicembre 2014).

Andando più nel dettaglio di tali operazioni si riporta di seguito la Tabella 4.2 che mostra l'ammontare delle emissioni dei vari attori, la scadenza, tipologia e ammontare della cedola e infine lotti minimi.

Impresa	Data emissione	Raccolta di capitale	Scadenza	Tipologia bond	Cedola	Lotto minimo
TerniEnergia S.p.A.	05/02/2014	25 mln €	5 anni	Bond senior unsecured bullet	Tasso fisso annuale 6,875%	100.000 €
Enna Energia S.r.l.	15/05/2014	3,2 mln €	5 anni	Bond senior unsecured amortizing	Tasso fisso annuale 5%	3.2 mln €
Fri-el Biogas Holding	09/07/2014	12 mln. €	7 anni	Bond senior unsecured amortizing	Tasso fisso annuale 4,9%	125.000 €
TE Wind S.A.	23/07/2014	3 ,65 mln €	6 anni	Bond senior unsecured bullet	tasso fisso annuale 6%	1.000 €
Enerventi S.p.A.	14/10/2014	8,5 mln €	7 anni	Bond senior unsecured amortizing	Tasso variabile -Euribor 6 mesi + 5,7%	10.000€
Innovatec S.p.A.	17/10/2014	10 mln €	6 anni	Bond senior unsecured amortizing	Tasso fisso annuale 8,125%	100.000€
Antin Solar Investment S.p.A	02/12/2014	85 mln €	14 anni	Bond senior Unsecured amortizing	-20 mln € a tasso fisso 3,552% -65 mln € a tasso variabile (Euribor 6mesi+3,35 %)	10.000 €

Tabella 4.2: Imprese emittenti di minibond. Dettaglio sulla data di emissione, importo, scadenza, tipologia di bond, cedola e lotto minimo

I dati sopra riportati meritano un'attenta analisi a partire dalla raccolta di capitale effettuata. Nel presente capitolo si andrà a fare una disamina a livello numerico mentre nel capitolo successivo si cercheranno di analizzare anche le motivazioni che hanno spinto le imprese a effettuare tali operazioni. Come già riportato precedentemente, 6

delle 7 emissioni si attestano sotto il limite dei 50 mln € e questo ci indica come le imprese del settore energetico più interessate all'emissione di mini-bond siano appunto PMI. Le emissioni del settore energetico per dimensione vanno a coprire circa il 2% del controvalore totale dell'ExtraMOT PRO, ma se si vanno ad analizzare i valori per le emissioni sotto i 50 mln. € tale percentuale sale a circa il 7%.

Delle 7 imprese Antin Solar Investment, Innovatec, Enerventi, Terni Energia e Enna Energia sono operanti nel settore fotovoltaico (Terni specializzata in biomasse), di cui la prima come investment company e le restanti come EPC e fornitori di servizi integrati. True Energy Wind è l'unica che opera esclusivamente nel settore eolico (specializzata in produzione di impianti mini-eolici e caso isolato di impresa quotata con sede in Lussemburgo) mentre Fri-el è diversificata fra biogas e eolico tradizionale. Dei sette mini-bond pochi sono stati definiti, in base alle finalità iscritte nel documento di ammissione, "mini green bond". Il termine mini green bond non è tecnico e si riferisce ad obbligazioni tradizionali che però presentano precise finalità legate alla difesa dell'ambiente. Mentre all'estero tali strumenti registrano una crescita che sta suscitando sempre più l'attenzione degli investitori verso società attive nel settore energetico che raccolgono capitali con il preciso scopo di tutelare l'ambiente, in Italia solo HERA S.p.A., prima del 2014, aveva collocato "green bonds". Tali strumenti legano lo scopo dell'emissione di un bond ad investimenti vantaggiosi per l'ambiente, per esempio, la costruzione di un parco eolico o di fabbriche meno inquinanti, le energie rinnovabili, l'efficienza energetica, l'utilizzo sostenibile dei terreni e la depurazione delle acque. In Italia, da questo punto di vista, siamo ancora immaturi e arretrati rispetto ai paesi del nord Europa o agli Stati Uniti. "The Economist" ha calcolato come sono già più di 250 le istituzioni che hanno acquistato almeno un bond verde. Tra questi investimenti uno dei più ingenti risulta quello condotto da Zurich Insurance che lo scorso novembre ha reso pubblico l'investimento di 1 miliardo di dollari in obbligazioni verdi per il portafoglio gestito da BlackRock. Nell'ultimo anno le emissioni di mini green bond si sono attestate intorno agli 8 miliardi di dollari.

Il perché di tale successo è stato ben analizzato dall'intervento di Eugenio de Blasio al Solar Expo il 9 maggio 2014, nel quale ha sottolineato i punti di forza di tali strumenti rispetto a altre tipologie di obbligazioni:

- Importanza strategica del settore energetico
- Esistenza di un asset reale ed industriale

- Bassa correlazione con i mercati azionari tradizionali
- Basso rischio
- Flussi di cassa stabili e prevedibili (previsione dei cash flows precisa)
- Protezione naturale contro l'inflazione

La tipologia di bond emessa presenta alcune peculiarità. Tutti i Bond sopracitati sono della categoria "senior", quindi ricadono nella tipologia di obbligazioni più sicure presenti sul mercato. I "senior bond" garantiscono al detentore di essere rimborsato per primo (quindi sono privilegiate) con il patrimonio derivante dalla liquidazione dell'attivo in caso di fallimento. È importante l'obbligo riguardante il pagamento delle cedole, infatti in caso di mancato pagamento si entra automaticamente in default finanziario. Le obbligazioni senior garantiscono un rating più alto alle aziende dell'energia ma questa caratteristica risulta essere un incentivo necessario per i potenziali investitori in quanto sono tutte del tipo "unsecured".

Per "unsecured" si intendono obbligazioni che non sono coperte da particolari garanzie reali. L'unica garanzia (che però è indipendente dall'azienda) data agli investitori proviene dal "Fondo Centrale di garanzia delle PMI", grazie al quale viene garantito un ammontare fino a 1,5 mln € per la singola impresa. Il rating delle obbligazioni senior è solitamente più elevato ma ciò è frenato dalla caratteristica unsecured.

L'ultima caratteristica dei mini-bond delle aziende energetiche è la scelta della tipologia "amortized" o meno. Essenzialmente le obbligazioni amortized vengono trattate come un asset e, quindi, vengono rimborsate lungo la loro vita utile (a differenza dei bullet bond). È da sottolineare come la quota del capitale sia solitamente limitata fino alla scadenza in cui viene rimborsato gran parte del valore nominale (ex. mini-bond Enna Energia: valore nominale rimborsato a scadenza pari a 76,21%) . Anche questa caratteristica è volta a rendersi più credibili e incentivare i potenziali investitori.

Passando ad analizzare i tassi, l'articolo a riguardo, pubblicato da Milano Finanza il 2 Agosto 2014, fornisce un quadro completo. Essenzialmente le utility pagano tassi estremamente bassi e alcune società energetiche, partendo da dati di bilancio molto negativi, risultano troppo averse per il corrispettivo rischio. Esempi concreti sono due delle imprese sopra riportate, che a fronte di un rapporto "posizione finanziaria netta" su EBITDA pari a 11 e di un EBITDA negativo propongono tassi nettamente inferiori ad imprese più sane. Da questo punto di vista il mercato si deve ancora "popolare" e

riempire per fornire medie significative, ma, fino ad oggi, le aziende di energia rinnovabile non risultano attraenti sotto il punto di vista dei rendimenti promessi.

Per quanto riguarda il lotto minimo ci sono alcuni punti di debolezza nelle emissioni. Essenzialmente tutte le 7 imprese presentano emissioni caratterizzate da numeri non elevati, ma allo stesso tempo presentano lotti minimi di trattazione estremamente elevati. Tali valori possono essere giustificati dalla presenza di investitori professionali e istituzionali come destinatari, ma allo stesso tempo rendono i titoli estremamente illiquidi e poco vendibili per coloro che sono entrati nell'investimento e vogliono liquidare la loro posizione. In particolare presentano criticità Terni Energia, Enna Energia, Fri-el Biogas e Innovatec.

Per quanto riguarda i rating di tali mini-bond è opportuno effettuare un breve confronto con la media del mercato. Nessuna delle imprese sopra riportate possiede un rating. Ciò è usuale all'interno dell'ExtraMOT PRO, ma di per certo non spinge verso obiettivi quali la visibilità e liquidità dei mini-bond. Sull'ExtraMOT PRO circa il 66% delle società non si sottopone all'analisi delle agenzie di rating, valore che sale al 78% per le aziende che effettuano emissioni minori o uguali a 50 milioni di € (dati osservatorio Mini-bond Politecnico di Milano).

Il valore di tale dato risulta indicativo e fornisce un'ulteriore conferma rispetto ai dati relativi ai lotti minimi. Le società energetiche emettono tali mini-bond per investitori e fondi specializzati che li detengono nei loro portafogli senza scambiarli frequentemente sul mercato. In definitiva non sono interessate ad ottenere un rating e ad aumentare la propria trasparenza con un costo aggiuntivo da sostenere. È importante sottolineare come la dotazione di un rating non è obbligatoria per le imprese quotate e che il processo di ottenimento dei rating può durare per decine di giorni (quindi non è da escludere una possibile richiesta di valutazione nel prossimo futuro).

4.2.7 Le imprese emittenti e l'opinione degli operatori

La domanda sorge spontanea: ma qual è il l'obiettivo ultimo che ha spinto le imprese sopra citate ad emettere mini-bond?. Attraverso documenti pubblicamente disponibili ho analizzato le motivazioni che hanno spinto le imprese ad emettere minibond. Le quattro motivazioni principali si possono dividere in:

- Crescita interna: raccolta di risorse finanziarie per sostenere gli investimenti in ricerca e sviluppo, piuttosto che in nuovi prodotti o nuovi mercati.

- Crescita esterna: finanziamento a sostegno di acquisizioni di altre imprese o divisioni.
- Ristrutturazione del passivo dell'impresa: rimodulazione del mix di finanziamento da terzi; in tal caso la liquidità raccolta servirà per rimborsare debiti in scadenza (principalmente di natura bancaria) e risanare una struttura patrimoniale non ottimale.
- Finanziamento del ciclo di cassa operativo dell'impresa: i mini-bond in questo caso soddisfano l'esigenza di breve termine di assicurare l'equilibrio fra incassi dei crediti e pagamento dei debiti.

La situazione è ben descritta dal seguente grafico (fonte dati: documenti di presentazione e report mini-bond).

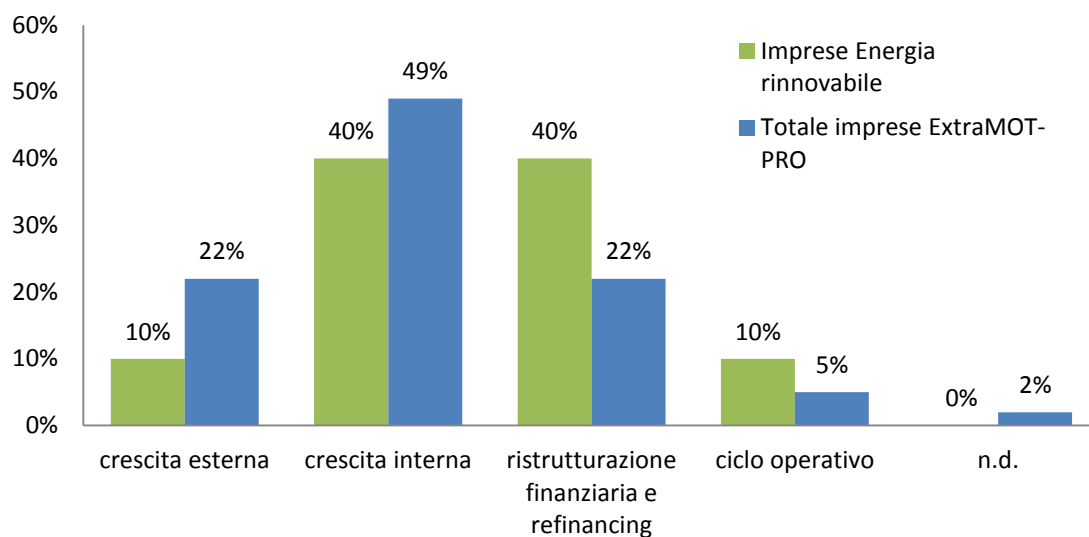


Figura 4.10: Finalità dichiarate dell'emissione di mini-bond: distinzione fra totalità di imprese su ExtraMOT PRO e Imprese del settore energia rinnovabile. [Fonte soli dati ExtraMOT PRO: " I° Report Italiano sui Mini-bond " - Politecnico di Milano]

Dalle sette imprese emittenti si possono riscontrare due motivazioni principali: la ristrutturazione finanziaria e refinancing (con rispettiva estinzione di debiti e allungamento delle scadenze dal breve al medio-lungo termine) e la crescita interna (obiettivi di sviluppo di nuovi impianti, investimenti ecc.). È da sottolineare come la motivazione della ristrutturazione finanziaria relativa alle imprese nel settore dell'energia rinnovabile sia nettamente superiore alla media di mercato. Dalla seguente tabella possiamo analizzare le particolarità di alcuni mini-bond.











	Crescita Esterna	Crescita Interna	Ristrutturazione finanziaria e refinancing	Finanziamento del ciclo operativo	Obiettivi e motivazioni
TerniEnergia S.p.A.					Ottimizzazione del profilo temporale e dell'equilibrio del debito finanziario. Allungamento delle scadenze di breve attraverso la riduzione dell'esposizione verso gli istituti di credito.
Enna Energia S.r.l.					Rifinanziamento del debito finanziario pari a 2,7 mln € con successiva vendita della società alla società Green Advisory srl (o terzo beneficiario). Restante parte della liquidità verrà utilizzata per il ciclo operativo.
Fri-el Biogas Holding					Finanziamento che permetterà alla sub-holding di Fri-el Green Power di realizzare un impianto per la valorizzazione Forsu (frazione organica del rifiuto solido urbano)
TE Wind S.A.					Fondi a supporto del piano di investimento. Implementazione di una nuova linea di business che prevede la sottoscrizione di accordi con operatori che apporteranno progetti in sviluppo, mentre l'emittente ne curerà la struttura finanziaria
Enerventi S.p.A.					Fondi dell'emissione per investimenti in soluzioni innovative per l'efficienza energetica (domotica, geotermico, microgenerazione a gas e microeolico)
Innovatec S.p.A					Fondi dell'emissione funzionali ad investimenti interni (sistemi telecontrollo, monitoraggio avanzati) e di ristrutturazione finanziaria della controllata SunSystem S.p.A.
Antin Solar Investment S.p.A					Project Bond ai fini del rifinanziamento del debito (grazie al Decreto Sviluppo) e dell'espansione mediante l'acquisizione di società nel campo dell'energia rinnovabile.

Tabella 4.3: Finalità dichiarate dell'emissione di mini-bond: focus sulle motivazioni e obiettivi delle imprese appartenenti al settore energia rinnovabile.

In tale quadro è immediatamente visibile la criticità basata sugli obiettivi perseguiti dalle aziende. I mini-bond sono uno strumento complementare al credito bancario, ma se si considera l'utilizzo che tali imprese hanno effettuato, possono sorgere diversi dubbi relativamente alla solidità nel lungo periodo. Si è preferito (per contingenza) ottenere liquidità per appianare debiti pre-esistenti, cercando di allungare la struttura finanziaria e di liberarsi dalla dipendenza con le banche. Il problema principale è che le cedole, unite alla struttura amortizing, possono rivelarsi un'arma a doppio taglio rendendo i mini-bond più costosi per le stesse aziende. Investimenti interni possono garantire una crescita importante degli utili, che riuscirebbero a ripagare i sottoscrittori e a spingere lo sviluppo aziendale, mentre la ristrutturazione finanziaria risolve criticità pre-esistenti.

A causa della breve vita utile dello strumento non si possono trarre conclusioni relativamente alla correlazione fra l'obiettivo ed eventuali rischi di fallimento e difficoltà finanziarie future, ma il tema potrebbe essere affrontato nel dettaglio nei prossimi anni. Ultima osservazione da effettuare su tali titoli riguarda i sottoscrittori. Tutte le emissioni hanno riscosso un discreto successo sul mercato, ma la maggioranza di queste ha visto la sottoscrizione della totalità o della maggioranza dei bond da parte della controllante o di un singolo fondo non interessati alla vendita. Ciò rende i titoli totalmente illiquidi sul mercato, con spread molto ampi fra "denaro" e "lettera" che spesso non fanno registrare nemmeno scambi.

Come ultimo spunto di riflessione ho voluto testare la volontà o meno delle imprese intervistate (che come ricordo sono fra le più solide sul mercato) relativamente a un futuro finanziamento tramite emissione di mini-bond. Escluse Fri-el Green Power e Innovatec (e la sua controllata SunSystem) già quotate sul mercato, le restanti aziende sono risultate "fredde" relativamente a tale strumento. Nessuna è interessata nel breve periodo ad un'eventuale emissione ma non escludono nel futuro di ricorrere al mercato obbligazionario. Le motivazioni sono diverse ma si riassumono principalmente in tre temi principali:

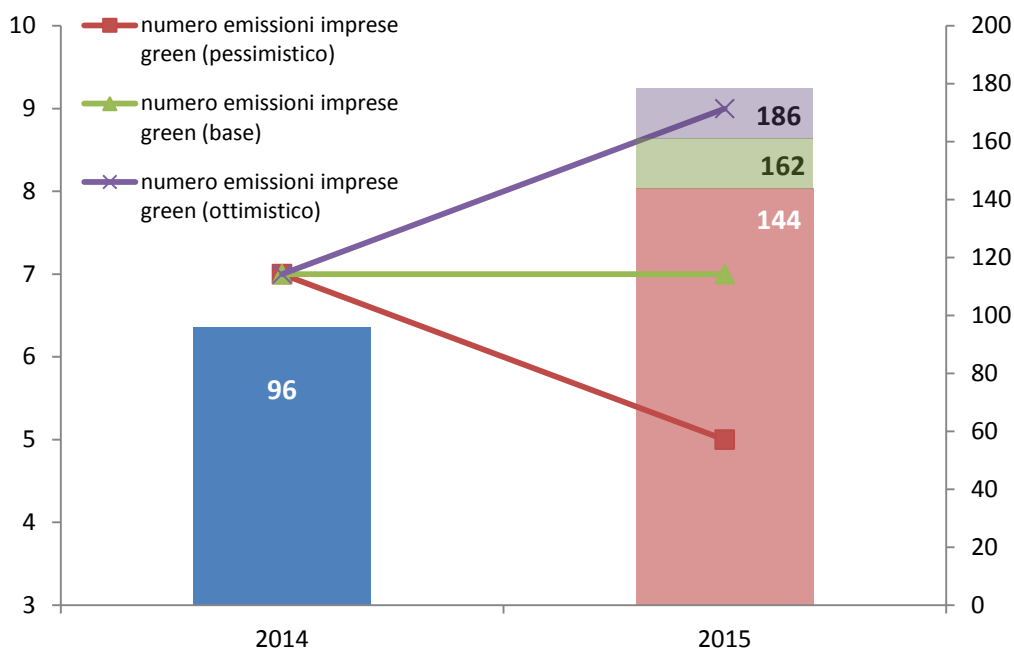
- La breve vita utile dello strumento e del segmento di borsa e dati ancora limitati relativi ai possibili investitori interessati (anche se l'attenzione del mercato sta crescendo verso i fondi di private debt)
- Gli elevati costi di emissione (anche se deducibili) uniti a pagamenti di cedole elevate: atti notarili, richiesta del codice ISIN, certificazione del bilancio (da 5.000€ a 15.000€ per una PMI), consulenza di un advisor (2-3% del capitale)

allocato), nomina dell'arranger (0,5% del capitale collocato), quotazione sul listino borsistico (2.500 € se la società non è quotata), emissione eventuale del rating (fra i 15.000 e i 20.000 € per una PMI).

- La dimensione limitata della propria azienda: questa motivazione non ha fondamento rispetto alla normativa dello strumento (dalle analisi di bilancio tutte le imprese intervistate potrebbero emettere mini-bond) e fa emergere una certa diffidenza e poca conoscenza dello strumento.

Possibili previsioni preannunciano per il 2015 un'ulteriore crescita nella diffusione dello strumento che, se dovesse confermarsi allo stesso ritmo del 2014, porterebbe a quasi raddoppiare il numero di mini-bond presenti sul mercato. Dai primi mesi del 2015 sembra che tale previsione abbia fondamento, infatti nel Gennaio e Febbraio 2015 sono stati emessi ben 8 mini-bond contro i 5 nello stesso periodo del 2014. Se la percentuale relativa alle imprese di energia rinnovabile presenti sul mercato rimanesse stabile (l'emissione di Asja ne è una prima conferma, Box n.6 pag. 121) entro la fine del 2015 l'ExtraMOT PRO potrebbe definitivamente tracciare le basi di un nuovo florido mercato di finanziamento. Di seguito vengono riportati tre scenari di sviluppo del mercato dei mini-bond per le imprese green.

	Dati 2014	Dati 2015		
		Scenario Pessimistico*	Scenario Base**	Scenario Ottimistico***
Nuove emissioni	66	48	66	90
Tasso di crescita del mercato	+220%	50%	68%	94%
Numero nuove emissioni imprese Energia rinnovabile	7	5	7	9
Numero totale mini-bond energia rinnovabile	7	12	14	16
Percentuale sul totale mini-bond	7,3%	8,3%	8,6%	8,6%



*trend basato sul numero di emissioni nei primi due mesi 2015 (pari a 4 emissioni/mese)

**crescita costante del mercato con numeri speculari a quelli del 2014

***tasso di crescita che porta a quasi raddoppiare il numero di mini-bond del mercato

Tabella 4.4 e Figura 4.11: Definizione di possibili scenari per lo sviluppo del mercato dei mini-bond e relative nuove emissioni di "mini green bond".

Si può concludere dicendo che i mini-bond risultano essere un'ottima forma di finanziamento per le PMI nel settore delle energie rinnovabili, ma queste in futuro dovranno guardare a tale strumento come un "trampolino" per la crescita e lo sviluppo aziendale e non come flusso di liquidità per appianare situazioni finanziariamente instabili. La solidità economico finanziaria delle imprese dovrà essere alla base di tale scelta sia per il lato emittente sia per il lato investitore.

Box di approfondimento n. 6

Un nuovo mini green bond in entrata sul mercato

Asja Ambiente Italia, gruppo che progetta, costruisce e gestisce impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili con una posizione di leadership di mercato nel biogas e eolico, realizzerà un'emissione di minibond per 12 milioni di €, con scadenza 2023 e tasso pari al 6,75%. I 12 milioni raccolti saranno utilizzati per obiettivi di crescita interna e investimenti: sarà finanziato il consolidamento della leadership nel biogas attraverso soluzioni che valorizzino la FORSU (Frazione Organica Rifiuti Solidi Urbani), oltre all'ampliamento dell'attività all'estero, con nuove iniziative nel settore del biogas e lo sviluppo nel settore eolico.

Tale quotazione mostra come lo strumento dei minibond stia prendendo piede nel settore delle energie rinnovabili, portando così a 9 il numero delle aziende "green" all'interno del mercato Extra-MOT PRO.

4.3 L'AIM Italia-MAC

La seconda operazione finanziaria di raccolta di capitale analizzata è la quotazione sul segmento AIM Italia-MAC. A differenza di strumenti come i mini-bond, le società che si quotano sull'AIM raccolgono equity e non debito, andando a effettuare una vera e propria operazione di quotazione.

4.3.1 AIM Italia-MAC: un mercato alternativo per le PMI?

La storia dell'AIM Italia è estremamente recente e deriva dall'evoluzione di due diversi comparti: il mercato Expandi e il MAC (Mercato Alternativo del Capitale). Il comparto Expandi è stato costituito nel novembre 2003 sostituendo e introducendo una regolamentazione più rigida rispetto al precedente "mercato ristretto" (assorbendo di fatto 11 società). L'obiettivo del mercato Expandi era di favorire la quotazione di aziende e imprese di piccole-medie dimensioni grazie a procedure di quotazione poco onerose e complesse. I vincoli da rispettare per le società che volevano accedere a tale mercato erano i seguenti:

- Capitalizzazione prevedibile non inferiore ad 1 milione di euro
- Flottante pari ad almeno il 10% del capitale e non inferiore, in valore assoluto, a 750.000 euro
- Track record positivo: risultato ordinario consolidato e risultato netto positivo negli ultimi due esercizi, rapporto posizione finanziaria netta su Ebitda inferiore a 4 e risultato netto dell'ultimo esercizio pari o superiore a 100.000 euro
- Pubblicazione di almeno due bilanci di cui l'ultimo certificato

L'operazione doveva essere accompagnata e coordinata da un intermediario che andasse a certificare i requisiti finanziari ed economici richiesti. Il mercato Expandi era aperto sia ad investitori istituzionali che investitori retail. Gli strumenti finanziari trattati in tale mercato erano divisi in due classi in base alla presenza di un intermediario nella vendita dei titoli. Il successo di tale mercato fu limitato, per un totale di 39 quotazioni. Le motivazioni di tale insuccesso furono l'onerosità del processo di quotazione e requisiti estremamente stringenti. Questi ultimi, seppur non comparabili con una quotazione sull'MTA (mercato telematico azionario), ponevano pesanti limiti e costi di gestione ordinaria con l'aggiunta di importanti nomine all'interno dei sistemi di "Controllo di Gestione" (nomina di un "Dirigente Preposto alla Redazione dei documenti contabili

societari" e di un "Preposto al controllo interno" nella gestione della funzione di internal auditing*).

L'obiettivo di sostenere il tessuto industriale delle PMI da parte di Borsa Italiana, unito al contemporaneo successo dell'AIM del London Stock Exchange Group (LSEG) e alla fusione fra Borsa Italiana e lo stesso LSEG (avvenuto appena due mesi prima) si conferma nel settembre 2007 con l'apertura del MAC (Mercato Alternativo dei Capitali), destinato ad accogliere imprese di piccola-piccolissima dimensione. Il MAC non era un mercato borsistico ai sensi delle direttive Europee, ma, in base alla MFID veniva classificato come "sistema multilaterale per la negoziazione". Al MAC potevano accedere solo investitori istituzionali mentre erano esclusi i piccoli investitori privati. Sul MAC potevano essere negoziate solo azioni ordinarie e il processo di quotazione era reso ancor più semplice e veloce rispetto all'Expandi. Essenzialmente gran parte dei vincoli dell'Expandi vennero ulteriormente ridotti o addirittura eliminati, con due grandi differenze che è opportuno sottolineare: la non obbligatorietà nella pubblicazione del prospetto informativo (che nel caso dell'Expandi a causa dell'istruttoria della Consob andava ad allungare di circa due mesi il timing) e la riduzione sui costi della procedura di ammissione. Nel MAC era necessaria la presenza di uno "Sponsor" al quale veniva demandato il compito di assistere l'emittente nelle varie fasi di quotazione e di aiutare la società nel rispetto degli obblighi informativi previsti dal regolamento. Nella sua breve vita il MAC ha visto la quotazione di 9 società.

In un contesto che vedeva la presenza all'interno del gruppo London Stock Exchange Group/Borsa Italiana del mercato Expandi, del MAC e dell'AIM londinese, il 24 settembre 2008 il CdA di Borsa Italiana approvava il regolamento dell'AIM Italia, andando a definire la definitiva chiusura del mercato Expandi. Tale operazione si concluse con il passaggio delle imprese quotate sull'Expandi al segmento ordinario (MTA) nel giugno 2009, istituendo così il nuovo segmento di quotazione dedicato alle PMI. L'operazione di semplificazione e accorpamento dei diversi segmenti si chiuse con la fusione dell'AIM Italia e del MAC nel marzo 2012 e con l'attivazione di un unico mercato: l'"AIM Italia - Mercato alternativo del capitale". Anche in questo caso, le imprese già quotate sul MAC hanno avuto la possibilità di accedere al nuovo listino su base volontaria.

*Internal auditing: attività professionale di consulenza per la verifica delle procedure, assicurazione di una direzione d'impresa efficiente ed efficace e valutazione delle performance.

L'AIM (come anche il MAC) è un "Multilateral Trading Facility" o sistema multilaterale per la negoziazione, quindi non risulta sottoposto alla vigilanza della Consob ma è regolamentato direttamente da Borsa Italiana S.p.a.. Dall'esperienza maturata con l'Expandi e dal successo dell'AIM di Londra non vengono imposti qualsivoglia requisiti minimi relativamente a dimensione e "track record" economico-finanziario positivo. I requisiti di quotazione all'AIM Italia-MAC risultano i seguenti:

- Flottante minimo del 10%;
- Forma giuridica di tipo S.p.a.;
- Libera trasferibilità delle azioni;
- Disponibilità di sufficiente capitale operativo per la gestione dell'attività sociale nei 12 mesi successivi alla quotazione;
- Predisposizione del documento di Ammissione con informazioni, utili per gli investitori, relative al management, agli azionisti, ai dati economico-finanziari e all'attività della società;
- Presenza di Nomad (Nominated Adviser), normalmente una banca o una Sim.

Quest'ultimo punto necessita di una trattazione più dettagliata e approfondita.

Il Nomad è il responsabile, nei confronti di Borsa Italiana, della verifica dell'appropriatezza dell'emittente per l'ammissione sull'AIM Italia. Il Nominated Adviser è inoltre responsabile di assistere e guidare l'emittente AIM Italia in tutte le fasi pre e post quotazione: esso valuta il potenziale apprezzamento della società da parte degli investitori, il track record, le prospettive di crescita, consiglia (come gli advisor strategici nel mercato ordinario) in merito all'opportunità di intraprendere o meno il processo di quotazione e infine accompagna l'impresa con un'attività di tutoring continua. Se l'emittente cessa di avere il Nominated Adviser, Borsa Italiana sospende le negoziazioni dei suoi strumenti finanziari. Se entro 2 mesi dalla data della sospensione, l'emittente non provvede a sostituire il Nominated Adviser, viene disposta la revoca dalle negoziazioni dei suoi strumenti finanziari sull'AIM Italia. In sostanza il Nomad funge da garante per gli investitori, ricoprendo il ruolo che nei mercati regolamentati è sostenuto da un'autorità di controllo, la Consob. È importante sottolineare come, una volta concluso il processo di quotazione, la società non debba presentare i resoconti trimestrali di gestione, ma esclusivamente il bilancio e la relazione semestrale e non debba pubblicare altra documentazione nell'ipotesi di futuri aumenti di capitale.

Per quanto riguarda il lato investitori l'AIM-Italia MAC prevede un collocamento iniziale riservato ai soli investitori istituzionali con una possibile successiva rivendita dei titoli agli investitori retail. La rivendita presso i retail può avvenire senza la pubblicazione del prospetto informativo, in quanto l'attività di rivendita sul mercato da parte dell'intermediario non costituisce offerta al pubblico ai sensi della disciplina contenuta nel TUF e nella regolamentazione CONSOB. Nell'eventualità, però, che la società presenti su base volontaria il prospetto informativo, gli investitori retail potranno accedere alla fase di collocamento del titolo.

In termini di onerosità e complessità l'AIM Italia - Mercato Alternativo del Capitale presenta una struttura snella ed agile. Di seguito viene riportato un quadro di sintesi relativo al confronto fra AIM Italia -MAC e MTA tradizionale.

AIM ITALIA- MAC	MTA
Requisiti di Ammissione	Requisiti di Ammissione
No capitalizzazione minima	40 mln.€ capitalizzazione minima
10% flottante minimo (quota di capitale sociale sul mercato)	25% flottante (35% per lo STAR)
No numero minimo di anni di esistenza della società	3 anni di esistenza della società
Nomina Nomad	Nomina Sponsor per l'ammissione a quotazione
No struttura di governo societario specifica	Struttura di governo societario ispirata al codice di Autodisciplina (requisiti più stringenti per lo star)
Documenti per l'ammissione	Documenti per l'ammissione
Documento di Ammissione	Prospetto informativo
No Altri documenti	3 bilanci certificati di cui 2 IFRS
Un bilancio certificato (IFRS o Principi contabili italiani)	QMAT, piano industriale, memorandum sistema di controllo di gestione, documento di valutazione
Processo di ammissione	Processo di ammissione
No due-diligence di Borsa Italiana	Due-diligence CONSOB per nulla osta al prospetto informativo e due-diligence Borsa Italiana (ammissione)
No due-diligence di Consob (si se OP)	
Adempimenti post-quotazione	Adempimenti post-quotazione
No resoconti trimestrali	Resoconti trimestrali
Obblighi di informativa al mercato	Obblighi di informativa al mercato
Specialista per il sostegno della liquidità del titolo	Specialista obbligatorio per il solo segmento STAR

Tabella 4.5: Confronto dei requisiti, documenti e adempimenti fra AIM Italia-MAC e MTA.

[Fonte: Borsa Italiana S.p.A.]

La procedura di quotazione, infine, risulta essere rapida in termini temporali. Il processo si divide in due parti: la prima parte comprende le attività di pre-quotazione, mentre la seconda copre l'arco temporale della quotazione vera e propria.

Pre-quotazione:

24-12 mesi	>>	12-6 mesi	>>	6 mesi	>>
Definire un piano industriale sostenibile.		Effettuare eventuali riorganizzazioni societarie (semplificazioni perimetro societario).		Confermare il piano industriale e le relative esigenze di finanziamento.	
Ipotizzare la quantità di risorse finanziarie da raccogliere in quotazione		Apportare eventuali aggiustamenti al sistema di controllo di gestione.		Deliberare la quotazione Nominare il Nomad e gli altri consulenti	
Ipotizzare le esigenze di monetizzazione da parte degli azionisti esistenti.		Coinvolgere tutto il management nel progetto di quotazione.		Introdurre eventuali modifiche nella struttura di governo societario	
Certificare un bilancio che precede la quotazione esistente.		Avviare i contatti per selezionare i consulenti.			
Contattare il Relationship Manager di Borsa Italiana per informazioni					

Quotazione:

24 settimane	>>	12settimane	>>	6 settimane	>>	1 settimana	>>
Selezionare il team di consulenti ed in particolare il Nomad		Verificare le aree problematiche emerse dalla due diligence		Completare la due diligence e la documentazione		Publicazione del documento di ammissione (3 gg prima)	
Condividere le attività da svolgere e la relativa tempistica		Predisporre il draft del documento di ammissione		Road show con investitori		Definizione del prezzo ed allocazione dell'offerta	
Avviare la due-diligence		Condividere le prime ipotesi di valutazione		Comunicazione di pre-ammissione (10 gg prima)			
Costruire la equity story e la strategia di investor relations		Presentazione agli analisti					

Tabella 4.6 - Tabella 4.7 :Tempistiche e attività relative al processo di pre - quotazione e quotazione
[Fonte: Borsa Italiana S.p.A]

Per concludere la presentazione dell'AIM Italia-MAC è fondamentale riportare i motivi e gli obiettivi che spingono le aziende PMI italiane (e non) ad entrare in tale mercato, andando ad effettuare un'operazione strategicamente determinante.

Essi si possono dividere secondo tre direttive fondamentali:

Benefici di natura operativa: dare un valore oggettivo e trasparente dell'azienda, un incremento dello standing e visibilità, un aumento della credibilità della società grazie alla presenza di qualificati investitori nel capitale, un utilizzo delle azioni come moneta per acquisizioni e alleanze strategiche.

Benefici di natura finanziaria: raccolta di importanti risorse finanziarie per lo sviluppo della società, diversificazione delle fonti di finanziamento con relativa riduzione della dipendenza dal sistema di credito, costo del capitale inferiore rispetto all'impresa ante quotazione, opportunità per gli azionisti preesistenti di uscita dal capitale tramite OPV.

Benefici di natura organizzativa: introduzione di piani di incentivazione per manager e dipendenti, maggior controllo dell'andamento societario e gestione della società.

Nella situazione economica attuale di credit crunch, la seconda tipologia di benefici ha contribuito alla crescita ed al successo dell'AIM-Italia MAC soprattutto nel 2014. A fine 2014 il mercato dell'AIM Italia- MAC risulta composto da 57 società aventi un market cap superiore ai 2 miliardi di €. La raccolta di capitale complessiva si attesta a 453 milioni di euro con una raccolta media a quotazione pari a 7,9 milioni di euro. Le società quotate presentano in media un fatturato pari a 27 milioni di euro e un market cap medio di 36 milioni di euro.

Ma sono i dati raccolti dall'osservatorio AIMnews (della società IR Top, partner Equity markets) che fanno emergere la grande appetibilità che tale strumento ha avuto nell'ultimo anno: nel 2014 si sono quotate 22 società (a fronte di sole 5 quotazioni sul listino ordinario MTA) per una raccolta di capitale pari a 206 milioni di euro (raccolta media di 9,4 milioni di euro con flottante medio pari al 24%) e una capitalizzazione complessiva pari a 931 milioni di euro. Il numero di società quotate nel 2014 ha visto una crescita del 47% rispetto al 2013 mentre la raccolta di capitale ha registrato un +29% sempre rispetto al 2013.

Di seguito si riporta il grafico del numero di IPO registrato dalla nascita dell'AIM Italia. È palese la crescita vertiginosa che tale strumento ha registrato negli ultimi due anni (anche al netto della fusione fra i due mercati AIM e MAC).

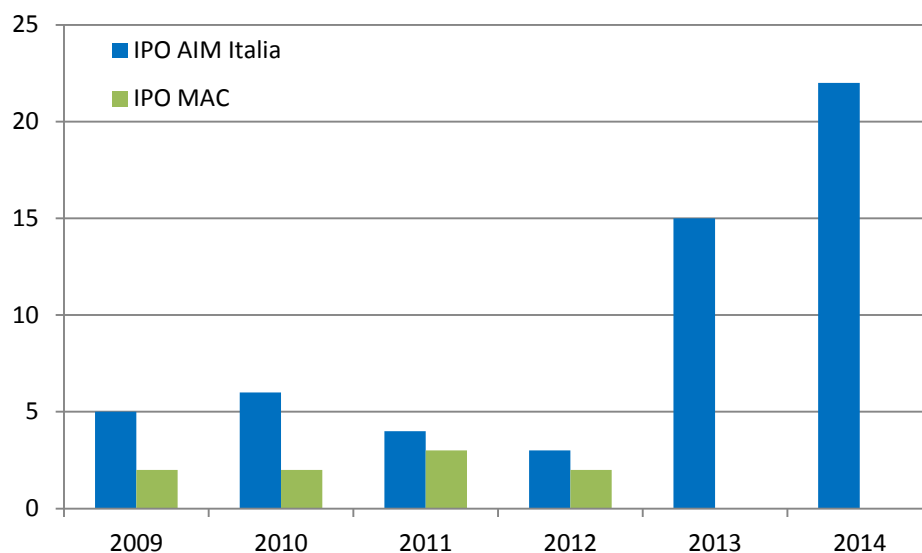


Figura 4.12 : Numero di IPO effettuate dalla nascita dell'AIM Italia. Da notare la fusione fra i due segmenti nel 2013. [Fonte: AIM news]

Da tale grafico e dalle notizie di nuove PMI pronte ad entrare sul mercato si può concludere che il "lato offerta" dell'AIM risulta in continua crescita (anche se l'andamento nervoso e prevalentemente negativo del mercato azionario degli ultimi mesi ha frenato la corsa alla quotazione). Il problema rimane il "lato domanda", la scarsa presenza di investitori pronti a sottoscrivere azioni. I più presenti sono i family office, le fondazioni e qualche raro fondo di investimento. Ma anche su questo punto il 2014 ha segnato una svolta con una maggiore attenzione da parte degli istituzionali italiani: sono stati registrati quasi 70 istituzionali nel 2014 con una forte presenza di fondi stranieri già specializzati sull'AIM di Londra.

4.3.2 L'AIM Italia - MAC e il mercato dell'Energia

Spostando l'analisi sul settore energetico si possono registrare incredibili passi avanti effettuati dalle imprese della green economy. Delle 22 IPO effettuate quest'anno ben 8 sono state ultimate da aziende "green" con una raccolta totale pari a 81 milioni di euro e un market cap complessivo pari a 495 milioni di euro, portando tale settore a coprire il 28% della capitalizzazione totale dell'AIM Italia-MAC. Le aziende che si sono quotate quest'anno sono state Bio-On, Iniziative Bresciane, PLT Energia, Energy Lab, Ecosuntek, Agronomia, Gala, Gruppo Green Power.

Di seguito viene riportato un resoconto su importanti dati finanziari delle suddette società (Tabella 4.8).

Società	Settore	Data IPO	flottante	Raccolta (mln)
Bio-On	Green Biotechnology	24/10/14	10%	6,9
Iniziative Bresciane	En. Rinnovabile- Idroelettrico	15/07/14	26%	20,2
PLT Energia	Energia Rinnovabile	04/06/14	16%	10,5
Energy Lab	Energia Rinnovabile	20/05/14	17%	3,7
Ecosuntek	Energia rinnovabile-Esco	08/05/14	17%	5,3
Agronomia	Produzione prodotti Bio	06/05/14	19%	6,2
Gala	Energia-Esco	10/03/14	12%	24,9
Gruppo Green Power	En.Rinnovabile-Esco	22/01/14	11%	3,3
Media			16%	10,1

*Tabella 4.8: Aziende green con IPO effettuata durante il 2014
[Fonte: "Osservatorio VedoGreen Italia"]*

Dai dati sopra riportati si può notare come il flottante medio di tali aziende risulti essere nettamente inferiore al 24% fatto registrare fra tutte le quotazioni del 2014, d'altra parte la raccolta di capitale media è leggermente superiore al risultato medio pari a 9,4 mln.. Questo dato ci può suggerire la conclusione di una relativa ritrosia ad affidarsi al mercato dei capitali. Le aziende energetiche, infatti, risultano avere una forte componente familiare al loro interno (come anche le imprese nella successiva tabella) la quale, come spesso accade per le PMI, cede a malincuore quote della propria "creatura". Le 8 aziende entrate nel 2014 si sono aggiunte alle precedenti 8 aziende già presenti sul mercato: Enertronica, Fintel Energia Group, Frendy Energy, GreenItaly1, Innovatec, Ki Group, Microspore (Sacom) e TE Wind. Per tali aziende sono riportati i relativi dati finanziari.

Società	Settore	Data IPO	flottante	Raccolta (mln)
Enertronica	En. Rinnovabile-Esco	15/03/13	10%	0,9
Fintel Energia Group	En. Rinnovabile	23/03/10	10,5%	5,6
Frendy Energy	Mini-idroelettrico	22/06/12	30%	2,7
Green Italy1	Finanza green	27/12/13	31%	35
Innovatec	Energia rinnovabile-Esco	20/12/13	30%	5,3
Ki Group	Distribuzione prodotti Bio	18/11/13	14%	5,0
Microspore (Sacom)	Biotechologie	24/04/13	24%	8,5
TE Wind	Mini-eolico	11/10/13	42%	3,7
Media			24%	8,3

*Tabella 4.9: Aziende green con IPO effettuata prima del 2014
[Fonte: " Osservatorio VedoGreen Italia"]*

Nel seguente capitolo si andranno ad analizzare i dati ricavati dalle interviste ad hoc a operatori del settore della "green economy", in modo tale da verificarne la conoscenza, la predisposizione e gli aspetti positivi ricercati nell'AIM-Italia-MAC .

4.3.3 Gli obiettivi e il parere degli operatori

La quotazione in borsa rappresenta per le società green un percorso che permette non soltanto di attuare strategie di espansione ma soprattutto di valorizzare business model diversificati accedendo a risorse finanziarie dirette e indirette. In particolare, fra le aziende sopra riportate, spiccano le esperienze di Enertronica, che grazie alla liquidità della quotazione è riuscita a completare il progetto di internazionalizzazione in Sud Africa e in Eritrea; di Gala, che è riuscita ad aggiudicarsi la fornitura di energia elettrica "green" per l'Expo di Milano 2015; di Innovatec, che grazie al mix di operazioni AIM/mini-bond ha finanziato progetti di efficienza energetica e di investimento; e infine di TE Wind, che ha raggiunto i 2,31 MW di potenza installata e completato il processo di identificazione dei siti per l'installazione di 46 turbine mini-eoliche.

L'osservatorio Vedo-green di AIM ha individuato, nella quotazione nell'AIM-Italia MAC, un tipo di operazione legata alla crescita interna delle imprese "green": internazionalizzazione, diversificazione tecnologica del business ed investimenti in R&D le principali motivazioni. In particolare sono state effettuate operazioni per accrescere il portafoglio commesse nei prossimi mesi e per proseguire il percorso di

internazionalizzazione intrapreso verso aree come il Sud Africa, l'Est Europa e il Nord Africa. Le aziende quotate nel 2014 hanno evidenziato una maggior attenzione verso il conseguimento di sinergie di business, attuate anche attraverso partnership commerciali e industriali.

Nel lavoro esplorativo compiuto tra le aziende del settore ho riscontrato più freddezza e una scarsa conoscenza del mercato rispetto al fenomeno dei mini-bond. Su 6 imprese intervistate (esclusa Innovatec S.p.A. già quotata su AIM) 4 conoscono l'AIM Italia-MAC e 2 invece non sono a conoscenza dello strumento e dei suoi vantaggi. Questo dato è indicativo per confermare come il mercato sia ancora in una fase di introduzione fra gli operatori del settore. Delle 5 aziende a conoscenza della possibilità di quotazione solo una (O&M Contractor) ha affermato di essere interessata in un prossimo futuro alla quotazione, principalmente per obiettivi di crescita interna e di nuova liquidità per investimenti legati a sviluppo di un sistema di telecontrollo proprietario e diffuso presso la clientela. Le restanti 4 imprese seppur non interessate ad entrare nel mercato ne riconoscono l'attrattività e le possibilità che è in grado di offrire. Le motivazioni che spingono tali aziende sono diverse e spaziano dalla ritrosia nel cedere il controllo di una parte della propria azienda (come detto precedentemente nel contesto italiano l'impresa è di tipo familiare), alla scarsa conoscenza dell'impresa da parte di possibili investitori, al momento di mercato in cui le imprese d'energia rinnovabile sono sottovalutate e, infine, ad una domanda ancora poco sviluppata.

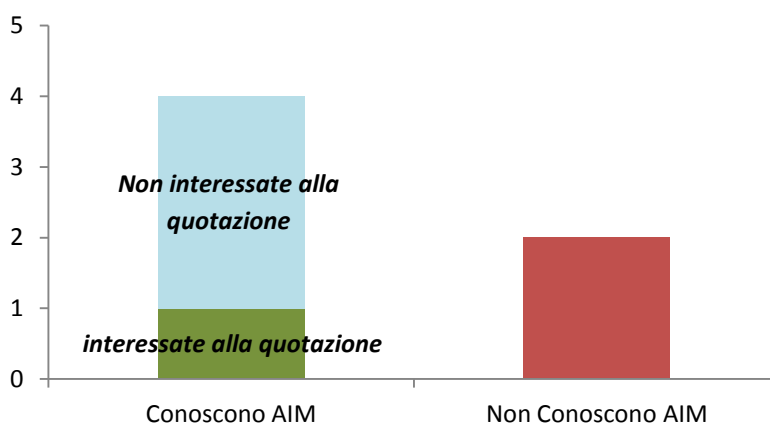


Figura 4.13: Analisi sulla conoscenza del mercato AIM-Italia MAC (6 rispondenti)

Ovviamente il campione analizzato nel presente lavoro è molto ristretto, ma non si deve dimenticare che le aziende intervistate sono fra le più solide a livello

economico/finanziario presenti nel mercato dell'energia rinnovabile e che rappresentano, quindi, un panel plausibile e concreto di "possibili" entranti sul mercato (a differenza di aziende in grande difficoltà o che hanno perso quote di mercato e di utili negli ultimi anni).

È chiaro, da quanto emerso, come nel mercato dell'energia rinnovabile ci sia più attenzione verso il mercato obbligazionario (sia bond classici che mini-bond) rispetto all'AIM. Quest'ultimo effettivamente è stato meno "pubblicizzato" rispetto al mercato dei mini-bond e dopo 2 anni, seppur con un notevole successo presso le aziende "green", non si è ancora registrato un vero e proprio "boom" di quotazioni (né come numero di aziende né come capitalizzazione del mercato). L'AIM in tale senso rimane una tipologia di mercato che risulterà via via più appetibile alle aziende italiane e ai fondi di Private Equity e di investimento che ne vedono una delle possibilità di exit da operazioni di "turn-around" (ristrutturazione di aziende sottovalutate dal mercato). Dai primi valori di mercato del 2015 sembra che l'AIM si stia sviluppando come un listino improntato su aziende ad alto contenuto tecnologico e quindi la precedente frase sembra sia confermata. Come riportato da articoli del settore e dall'osservatorio IR Top, l'AIM nel 2015 continuerà il trend di crescita e, grazie a diverse opportunità di investimento, si spera attrarrà definitivamente grandi fondi e investitori istituzionali in grado di rendere sempre più appetibile il mercato.

Conclusioni

Giunti alla conclusione dell'elaborato, è opportuno offrire un breve sunto di quelli che sono stati i punti fondamentali affrontati nel corso dell'analisi. Oltre a presentare una breve panoramica saranno inserite alcune considerazioni in ottica prospettica e possibili sviluppi aggiuntivi per un'analisi futura.

Analisi del contesto e il mercato fotovoltaico ed eolico

Nella prima parte del lavoro di tesi, ho analizzato le 4 forze esogene ambientali che hanno influenzato e influenzeranno il mercato del settore fotovoltaico ed eolico. Le spinte "sociali" sono state certamente meno determinanti allo sviluppo e ai cambiamenti avvenuti nel corso del 2014, ma il summit che si terrà a Dicembre 2015 a Parigi, sarà fondamentale per una nuova visione dell'opinione pubblica legata alla sostenibilità e all'ambiente a livello mondiale. Come per le spinte sociali, anche in ambito tecnologico si sono visti pochi cambiamenti: la ricerca è indirizzata verso tecnologie più efficienti e soluzioni che permettano performance più elevate (come le celle PERC e PERL e l'eolico magnetico), ma la maggior parte delle innovazioni sono ancora in fase pre-commerciale. Le due forze determinanti che hanno impattato sul contesto italiano nel 2014 sono state, senza dubbio, le spinte Politico-Normative e le spinte Economiche. Sotto l'aspetto normativo ho analizzato le principali novità introdotte per quanto riguarda i SEU, la proroga della detrazione fiscale, la definizione di nuovi limiti per lo "Scambio sul Posto" e, soprattutto, lo "Spalma-incentivi". Quest'ultima norma ha influito sulla redditività dei business plan degli operatori provocando una forte discontinuità e contrazione del mercato. I ricorsi effettuati da AssoRinnovabili e dagli operatori del settore sono ancora pendenti al momento della realizzazione del presente elaborato, quindi sarà necessario studiare e aggiornare il contesto "Politico" nel 2015 (anche a fronte della presentazione in Parlamento del cosiddetto "Green Act", probabilmente nei prossimi mesi). Da un punto di vista economico ho posto particolare attenzione relativamente al mercato del credito, alla sua contrazione negli ultimi anni e ai cambiamenti introdotti da Basilea III. In relazione a queste due forze esogene al mercato, la ricerca futura dovrà analizzare l'effettivo impatto dello "Spalma-incentivi" sulle imprese d'energia rinnovabile in termini economico-finanziari e sull'eventuale fallimento (o situazione di forte instabilità) delle stesse. Per quanto riguarda il contesto

economico, i limiti imposti alle banche da Basilea III andranno sempre più (orizzonte 2013-2019) ad irrigidirsi: sarà interessante approfondirne l'effetto ultimo sul mercato creditizio delle PMI italiane.

Come passo successivo all'analisi del contesto, ho analizzato i cambiamenti quantitativi avvenuti nel 2014 relativamente al mercato dei nuovi impianti, a livello mondiale e italiano, ed al mercato secondario degli impianti (concentrandosi solo sull'Italia). I valori ottenuti hanno delineato un quadro in cui l'Europa sta perdendo e perderà sempre più la leadership del mercato delle energie rinnovabili a favore dei paesi emergenti, degli USA e del colosso cinese. In particolare a livello italiano si è giunti alla conclusione di un mercato che si è fortemente contratto nell'ultimo anno, ma che sembra aver toccato il suo punto minimo e si appresta a una debole ripresa nel prossimo futuro, grazie ad una situazione normativa definita e all'avvicinamento progressivo alla Grid-parity (parità tra costo di generazione dell'energia elettrica da rinnovabili e quello di acquisto dalla rete).

L'Operation & Maintenance

Il primo risultato della crisi del mercato fotovoltaico italiano e della sua poca efficienza è stato, senza dubbio, dare una maggior attenzione alle tematiche e alle attività relative ai servizi di Operation & Maintenance degli impianti (la gestione e manutenzione del parco impianti pre-esistente). Dopo una prima analisi esplicativa degli attori, dei clienti e dei servizi offerti sul mercato, ho sviluppato una descrizione completa dei trend in atto all'interno del settore. Inizialmente ho affrontato il tema della riduzione dei prezzi dei servizi di O&M, con lo studio delle cause di tale fenomeno e la definizione del volume d'affari del mercato. Successivamente, grazie alle interviste effettuate a soggetti operativi sul mercato, sono andato a definire come alcune tipologie di operatori stiano implementando nei propri modelli di business soluzioni O&M e come (nonostante un calo diffuso dei prezzi dei contratti) il livello di servizio stia aumentando velocemente, generando modifiche sulla fidelizzazione dei clienti e sugli orizzonti temporali dei contratti stessi.

Possibili sviluppi futuri di ricerca potranno focalizzarsi sul trade-off tra gli effetti causati dall'innalzamento del livello di servizio (la riduzione del periodo di F.A.C. unita al minor "conversion rate") e il corrispondente numero di impianti effettivamente disponibili alla rinegoziazione del contratto di O&M.

L'analisi ha riguardato anche i servizi di O&M nel settore eolico. In questo caso ho definito gli attori e i clienti operativi sul mercato e, successivamente, sono andato a delineare le attività principali incluse nei contratti di gestione e manutenzione. Il passo finale di tale studio è stato relativo alla definizione dei trend di mercato: ho tracciato un'ipotesi di sviluppo dei prezzi dei servizi, dell'orizzonte temporale dei contratti e degli obiettivi e intenzioni degli operatori sull'internalizzazione delle attività.

In conclusione all'analisi sull'Operation & Maintenance ho effettuato uno studio approfondito delle attività di revamping correttivo e migliorativo, illustrandone le caratteristiche e gli effetti sugli impianti. Grazie alle interviste agli operatori ho definito in maniera puntuale le tipologie di interventi effettivamente realizzati ed i possibili sviluppi di tale tipologia di attività. Il risultato ottenuto consente di concludere affermando che vi sia una maggior attenzione e ottimismo relativo al volume d'affari generato dal revamping e che gli operatori stiano effettuando sempre più interventi di carattere migliorativo (e non solo correttivo).

Operazioni finanziarie nel mercato dell'energia rinnovabile

Come conclusione all'analisi del contesto italiano e delle modalità con cui le spinte normative hanno influito sulla situazione economico-finanziaria delle imprese del mercato dell'energia rinnovabile, mi sono soffermato su quelle che sono state le principali operazioni finanziarie effettuate nell'anno 2014.

La prima tipologia di operazione analizzata è stata il Re-financing (rifi naziamento del debito pre-esistente), in quanto, a seguito della conversione in legge dello spalma-incentivi, molte imprese si sono rivolte alle banche per rinegoziare la propria struttura debitoria. Nello studio di tale operazione ho considerato le tipologie di rinegoziazione, i vantaggi e relativi svantaggi (con riferimento alla penale ed ai rischi sia per l'impresa richiedente sia per la banca stessa), approfondendo, in particolare, la situazione caratteristica delle imprese "green". Il risultato raggiunto grazie all'analisi dei bilanci tramite la banca dati AIDA, è stato arricchito dalle risposte delle sette imprese intervistate. Queste hanno permesso di tracciare una panoramica delle motivazioni principali che hanno spinto le imprese a ricorrere a tale operazione. Il quadro complessivo dello strumento, unito alle considerazioni affrontate nel contesto economico, va a definire come il credito bancario non potrà essere l'unica soluzione per le imprese del settore. A tale proposito sono state analizzate due modalità di finanziamento alternative ed innovative sul panorama italiano, che nel 2014 hanno

riscontrato successo tra le imprese del settore dell'energia rinnovabile: i mini-bond e la quotazione sul segmento AIM Italia-MAC.

Per entrambi gli strumenti ed operazioni ho effettuato un'analisi partendo dalla loro introduzione in Italia, sviluppando un quadro completo per quanto riguarda le imprese interessate, la normativa, gli investitori ed i vantaggi ricercati. Successivamente ho analizzato nel dettaglio le operazioni effettuate nel 2014 dalle imprese "green" che hanno emesso mini-bond e che si sono quotate su AIM. Il risultato è confortante se si osserva la crescita dei due mercati, ma allo stesso tempo si dovranno osservare i futuri sviluppi del mercato.

Per quanto riguarda i mini-bond, l'analisi delle motivazioni ufficiali sull'attuazione dell'operazione ha fatto emergere un uso non corretto di tale strumento: troppe aziende del settore (in rapporto a quelle del mercato) hanno utilizzato la liquidità derivante dall'emissione per ripagare e rinegoziare i propri debiti. I mini-bond sono strumenti complementari e non sostitutivi al canale bancario in quanto i tassi non sono comparabili a quelli del debito tradizionale. In un prossimo futuro le aziende che hanno utilizzato la liquidità per migliorare la struttura patrimoniale "di breve" potrebbero incorrere in situazioni di grave instabilità finanziaria. Gli sviluppi futuri del mercato e un orizzonte temporale più significativo permetteranno di definire una possibile correlazione esistente fra motivazione dell'emissione ed eventuale crisi dell'impresa.

In conclusione all'analisi sui mini-bond si sono tracciati tre scenari futuri di sviluppo del mercato.

Relativamente alla quotazione su AIM Italia-MAC si è concluso come l'operazione dovrà essere maggiormente pubblicizzata, in quanto è stato appurato come un numero ancora consistente di operatori non ne sia a conoscenza. L'obiettivo principale per il prossimo futuro dovrà sicuramente essere lo sviluppo di un mercato specializzato di investitori in grado di attirare un maggior numero di imprese e sviluppare un vero e proprio mercato alternativo.

L'analisi economico finanziaria del mercato dell'energia rinnovabile spero possa essere il primo spunto e una sorta di pietra miliare su cui costruire un futuro lavoro di ricerca nel campo della Green Finance.

Bibliografia

1. European Photovoltaic Industry Association, EPIA, "Global Market Outlook 2014-2018", 2013.
2. Hong-Bo Duan, Lei Zhu, Ying Fan, "A cross-country study on the relationship between diffusion of wind and photovoltaic solar technology", 2013.
3. Bhubaneswari Parida, S. Iniyar, Ranko Goic, "A review of solar photovoltaic technologies", 2011.
4. European Photovoltaic Industry Association, EPIA, "Global Market Outlook for photovoltaics until 2016", 2012.
5. M. Hosenuzzaman, N.A. Rahim, J.Selvaraj, M. Hasanuzzaman, A.B.M.A. Malek, A.Nahar, "Global prospects, progress, policies, and environmental impact of solar photovoltaic power generation", 2014.
6. DrEAM Team, "Impact of regulatory on economic performance of PV power plants", 2014.
7. Stefan Weitemeyer, David Kleinhans, Thomas Vogt, Carsten Agert, "Integration of Renewable Energy Sources in future power systems: the role of storage", 2014.
8. Marco Antonelli, Umberto Desideri, "The doping effect of Italian feed-in tariffs on the PV market", 2014.
9. Energy&Strategy Group, Politecnico di Milano, "Solar Energy Report 2013", 2013.
10. Energy&Strategy Group, Politecnico di Milano, "Solar Energy Report 2014", 2014.
11. Energy&Strategy Group, Politecnico di Milano, "Rinnovabili elettriche non fotovoltaiche 2014", 2014.
12. Energy&Strategy Group, Politecnico di Milano, "Energy efficiency report 2014", 2014.
13. Philip G. Jordan, "Solar Energy Markets: an analysis of the global Solar industry", 2014.
14. Riley E. Dunlap, "International attitudes towards environment and development", 1994.
15. European Wind Energy Association, EWEA, "The European offshore wind industry - key trends and statistics 2014", 2015.
16. Global Wind Energy Council, GWEC, "Global Wind Statistics 2014", 2015.
17. Global Wind Energy Council, GWEC, "Global Wind Energy Outlook", 2014.

18. David Armanini, Prothea, " The Italian PV Market: size, returns and Future Trends", 2014.
19. Toshihiro Mukai, Maurizio Tomasella, Ajith Kumar Parlikad, Naoya Abe, and Yuzuru Ueda, "The Competitiveness of Continuous Monitoring of Residential PV Systems: A Model and Insights From the Japanese Market", 2014.
20. Alberto Panzera, QualEnergia, "Speciale Tecnico: Operation&Maintenance degli impianti fotovoltaici", 2013.
21. Giorgio Menaldo, Esapro, "Finanziare gli interventi di revamping degli impianti fotovoltaici", 2014.
22. Santiago Forte, Juan Ignacio Peñna, " Debt refinancing and credit risk", 2010.
23. Cheuk Wing Lee, Jin Zhong, " Financing and risk management of renewable energy projects with a hybrid bond", 2014.
24. András Danis, DanielA.Rettl, ToniM.Whited, " Refinancing, profitability, and capital structure", 2014.
25. EnVent Research&Analysis, "Ristrutturazione del debito e turnaround - outlook sull'Italia", 2014.
26. Chris Mayer, TomaszPiskorski, AlexeiTchisty, " The inefficiency of refinancing: Why prepayment penalties are good for risky borrower", 2012.
27. Cerved Group, "Esiste un mercato per i mini-bond in Italia? La fotografia delle società non quotate", 2013.
28. Osservatorio Mini-bond, Politecnico di Milano, "I° Report italiano sui Mini-Bond", 2015.
29. Roberto Calugi, Valentina Morelli, Gianmarco Paglietti, "I mini-bond, istruzioni per l'uso", 2014.
30. Roberto Calugi, Gianmarco Paglietti, "I mini-bond, istruzioni per l'uso", 2013.
31. Mario Gabbrielli, Davide D'Affronto, Rossana Bellina, Paolo Chiappa, "Dal Decreto Sviluppo al Decreto Destinazione Italia con i mini-bond per il rilancio delle PMI italiane", 2014.

Sitografia e documenti consultati

Capitolo 1

Normativa e contesto Politico

1. Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana - Decreto Legge 24 giugno 2014, n.91 e Allegati.
2. DM del 17 Ottobre 2014 - incentivi fotovoltaico superiore a 200KW- Articolo 1 e 2 e Allegati.
3. NovitàTecniche24 - "Nuovo Ricorso assoRinnovabili contro lo Spalma-incentivi" - 19/12/2014.
4. Agenzia delle Entrate: La guida alle detrazioni del 50% per le ristrutturazioni edilizie.
5. Agenzia delle entrate: La guida alle detrazioni del 65% per gli interventi di risparmio energetico.
6. Studio Tecnico di ingegneria - Tarantini: Legge si stabilità: detrazioni fiscali 65% e 50% prorogate a fine 2015.
7. Fotovoltaico Nord Italia : incentivi al fotovoltaico nel 2015. Quali opportunità ci sono? - 11/12/2014.
8. Deliberazione 18 Dicembre 2014 - 642/2014/R/eel.
9. Deliberazione 20 Novembre 2014 - 574/2014/R/eel.
10. NextVille Energie Rinnovabili ed Efficienza Energetica: " In Gazzetta Ufficiale il decreto attuativo Spalma-incentivi" - 27/10/2014.
11. EdilPortale: "In vigore il Decreto Competitività" - 22/08/2014.
12. EdilPortale: "Decreto Spalma-Incentivi ancora senza norme attuative" - 14/10/2014.
13. GSE - tabelle di calcolo.
14. GSE: incentivi DM 6 Luglio 2012.
15. Decreto Legge del 12 Settembre 2014, n.133.
16. QualEnergia: "Spalma- incentivi fotovoltaico: niente sospensiva, si deciderà a fine marzo" - 22/12/2014.
17. QualEnergia: "Strategie processuali e tempi di proposizione dei ricorsi contro lo Spalma-incentivi" - 09/12/2014.
18. QualEnergia: "Il Senato approva lo Spalma-incentivi. Ecco il testo" - 24/07/2014.

19. QualEnergia: "Spalma-incentivi, si delineano le modifiche: gli emendamenti dei presidenti delle Commissioni" - 23/07/2014.
20. QualEnergia: "Le energie rinnovabili oltre lo Sblocca-Italia" - 19/11/2014.
21. QualEnergia: "Rinnovabili elettriche non FV, le tariffe incentivanti 2015 - 2016".
22. QualEnergia: "Taglia-bollette e Spalma-incentivi: il DL Competitività ore è legge" - 08/08/2014.
23. QualEnergia: "Oneri sull'auto-consumo e scambio sul posto: le nuove regole dell'Autorità" - 15/12/2014.
24. QualEnergia : "Oneri sull'auto-consumo e scambio sul posto: le nuove regole dell'Autorità" - 15/12/2014.
25. QualEnergia: "Ecco perchè il SEU diventa realtà" - 04/12/2014.
26. QualEnergia: "Nel 2015 revisione degli oneri di rete per gestire l'autoconsumo. Altra tegola per il FV?" - 20/01/2015.

Contesto Economico

1. Basilea III: il credito, le banche, le imprese di Marcellino Conteri.
2. Basilea III: L'Europa tutela il credito bancario alle PMI 06/06/2013.
3. Basel III: the new framework - Bocconi international finance.

Contesto Sociale

1. EU regional policy: la politica di coesione 2014-2020 indirizzare gli investimenti alle priorità di crescita, 2014.
2. EU regional policy: la commissione propone di ridurre del 40% le emissioni di gas a effetto serra entro il 2030, 2014.
3. Nisbet, M.C., Myers, T., "Twenty years of public opinion about global warming", 2007.
4. Eurobarometer, public opinion.
5. Domenico Coiante, Energia & ambiente, "il valore ambientale delle fonti rinnovabili".

Contesto Tecnologico

1. QualEnergia: "Industria del silicio, tra domanda che cresce e rischio di overcapacity" - 13/02/2014.

2. QualEnergia: "Costi del fotovoltaico: il silicio peserà sempre meno" - 22/10/2014.
3. QualEnergia: "Energy storage is the future of PV " - 29/04/2014.
4. QualEnergia: "Eolico italiano un crollo nel 2014: installati solo 107 MW" - 21/01/2015.
5. QualEnergia: "Contatore rinnovabili non FV, cala costo incentivi" - 04/12/2014.
6. QualEnergia: "Rallenta il calo dei costi di impianti FV in Italia. Lo storage verso la convenienza" - 08/04/2014.
7. Rinnovabili.it: "superconduttori, la promessa dell'eolico off-shore" -20/01/2012.
8. Wikipedia: energia eolica e mini-eolico.
9. Greenstyle: "mini-eolico".
10. HFV: convegni 2014, Fotovolatico, quale futuro in Italia?.

Capitolo 2

Il mercato fotovoltaico

1. QualEnergia: "Fotovoltaico: il Regno Unito sfiora i 5GW" - 30/01/2015.
2. PV-magazine: Japan poised to top 8 GW solar installations this year.
3. PV-magazine: Asia-Pacific to account for 60% of global PV demand.
4. Agc communication: "Cina leader mondiale per potenza fotovoltaica installata" - 16 settembre 2014.
5. QualEnergia: "FV:trimestre record in arrivo. A fine anno oltre i 200GW totali" - 07/10/2014.
6. QualEnergia: "Rinnovabili al 38% della domanda elettrica. Fotovoltaico all'8,3%" - 10/11/2014.
7. QualEnergia: "Nel 2014 le rinnovabili al 37,5% della domanda e al 43,3% della produzione elettrica nazionale" -14/01/2015.
8. NPD SolarBuzz outlook report.
9. QualEnergia: "Italy, a GW photovoltaic market in 2014 and beyond" - 14/04/2014.
10. QualEnergia: "Italian PV market, IHS: economics are there keeping up demand, 700 MW in 2015" - 21/01/2015.
11. Terna. Rapporto mensile sul sistema elettrico- consuntivo Dicembre 2014.

12. QualEnergia: "IHS top 10 predictions for the 2015 global PV market" - 09/01/2015.
13. QualEnergia: "FV 2015: crescita fino al 25% e installazioni con storage triplicate" - 09/01/2015.

Il mercato eolico

1. QualEnergia: "il mini-eolico italiano ad un bivio" - 29/97/2014.
2. QualEnergia: "il mini-eolico Italia: come si organizza la crescita" - 29/10/2014.
3. QualEnergia: "eolico italiano: una crollo nel 2014 installati solo 107 MW" - 21/01/2015.
4. QualEnergia: "entro il 20130 2mila GW e 19% della domanda elettrica mondiale" - 27/10/2014.
5. Key Wind Rimini: "Il mini-eolico in Italia: un settore che merita un futuro" - 07/11/2014.
6. QualEnergia: "Lenta crescita del mini-eolico in Italia: quasi 23 MW a metà 2013" - 21/02/2014.

Il mercato secondario

1. 42ma Edizione " Renewable Energy Country Attractiveness Indexes" di Ernst & Young.
2. QualEnergia: "Dopo lo Spalma-incentivi, cala l'attrattività dell'Italia negli investimenti sulle rinnovabili" - 19/09/2014.
3. QualEnergia: "Il mercato secondario del fotovoltaico in Italia : nuovi strumenti per una nuova fase" - 30/04/2014.
4. QualEnergia: "Lo spalma-incentivi FV tra opzioni, banche e ricorsi" - 27/11/2014.
5. QualEnergia: "transforming the Secondary PV market: the solar project trading market Milk the Sun" - 10/03/2014.
6. La Stampa TuttoGreen: "Rinnovabili, dai mercati arriva nuovo ossigeno" - 18/03/2014.
7. AROS : "Buone prospettive per il mercato secondario del fotovoltaico italiano" - 05/05/2014.

8. Fabio di Cerbo, "Lo Sviluppo del Mercato Secondario degli impianti fotovoltaici in Italia: modelli di business, attori chiave e modalità di valutazione degli investimenti", 2012-2013.
9. Bloomberg New Energy Finance: "Oil price plunge and clean energy- the real impact" - 22/12/2014.

Capitolo 3

L'Operation & Maintenance

1. Enerqos: "Fotovoltaico manutenzione business da 350 milioni di euro".
2. Green Energy Journal: "Fotovoltaico: impenna il mercato dell'O&M in Italia ancora poche aziende che operano nel settore".
3. Greentech media: "Utility scale PV O&M a crowded vendor landscape".
4. Greentech media: "Megawatt scale PV O&M and Asset management 2014-2018".
5. QualEnergia: "Operation & Maintenance degli impianti fotovoltaici" - 23/04/2013.
6. QualEnergia: "Operation & Maintenance fotovoltaico mercato ideale" - 11/04/2014.
7. QualEnergia: "Operation & Maintenance fotovoltaico volume triplicherà Italia ma mercato più caro" - 29/11/2013.
8. QualEnergia: "Megawatt scale soGrelar PV operations and maintenance market reach 146GW 2017" - 29/11/2013.
9. QualEnergia: "Fotovoltaico esistente urge manutenzione: un impianto su quattro ha problemi" - 21/11/2014.
10. QualEnergia: "Eolico, costi Operation & Maintenance crollati del 38% in quattro anni" - 05/11/2012.
11. Conergy O&M: Servizi per la gestione e la manutenzione dell'impianto fotovoltaico.
12. IVPC: Attività di O&M.
13. Maurizio Sala, Sara de Fazio, BluMiniPower, "La struttura del contratto di O&M negli impianti di piccola e media taglia", Eolica Expo 2011.
14. Vestas Operation & Maintenance.

Revamping

1. Enel Listing: "Certificazione Dispositivi di Interfaccia con la rete".
2. QualeEnergia: "Polimatica: con O&M e monitoraggio la produzione di un impianto FV è aumentata del 6,7% in tre anni" - 12/12/2014.
3. QualEnergia: "Enerray, monitorare un impianto FV per intervenire tempestivamente e minimizzare le perdite" - 12/12/2014.
4. QualEnergia: "Revamping Enerray, aumentata del 21% in un mese la produzione di un impianto FV in Puglia" -12/12/2014.
5. QualEnergia: "Il revamping di SMA Italia aumenta del 5-6% la riproduzione giornaliera di un impianto FV a Cuneo" - 12/12/2014.
6. QualEnergia: "Come si effettua un'operazione di revamping? Uno studio di SMA Italia" - 12/12/2014.
7. Lincoln: "Ottimizzare le performance delle centrali eoliche con i sistemi di lubrificazione automatica SKF WindLub".

Capitolo 4

Refinancing

1. Corporate restructuring - slide prof. Giorgino, Politecnico di Milano, corso Corporate&Investment banking.
2. ABI Associazione bancaria italiana, monthly outlook- economia e mercati finanziari-crediti - Dicembre 2014.
3. Banca D'Italia- Indagine sul credito Bancario nell'Area dell'Euro, principali risultati per le banche italiane (quarto trimestre 2014).

Mini-bond

1. PMI.it: "Cambiali finanziarie: le nuove norme per le PMI" - 12/10/2012.
2. Borsa Italiana S.p.a: "modifica al regolamento ExtraMOT- strumenti ammessi alla negoziazione AVVISO n. 6684", 21 Aprile 2011.
3. Borsa Italiana S.p.a: prospetto informativo ExtraMOT PRO.
4. Borsa Italiana S.p.a: la nuova direttiva sui servizi di investimento 2004/39/CE (MiFID).

5. Minibond Italy: Barometro mini-bond- Evoluzione del mercato al 31 Dicembre 2014.
6. Green Arrow capital: "mini green bond" in Italia, un nuovo canale di finanziamento - Eugenio de Blasio, Milano - 09/05/2014.
7. Maurizio Belli, Financial Innovations: "I mini-bond come strumento alternativo di investimento", Topic CFO - BAA Bocconi.
8. Borsa Italiana S.p.A : ExtraMOT PRO- dettagli titoli: TerniEnergia S.p.A., Enna Energia S.r.l., Fri-el Biogas Holding, TE Wind S.A., Enerventi S.p.A, Innovatec S.p.A., Antin Solar Investment S.p.A.
9. Osservatorio Mini-bond del Politecnico di Milano, School of Management (mercato, rating, emissioni).
10. Investopedia.it
11. Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, recante misure urgenti per la crescita del Paese. (12G0152) (*GU n.187 del 11-8-2012 - Suppl. Ordinario n. 171*).
12. MilanoFinanza: "se il tasso si paga a caso" - 02/08/2014.
13. Corriere dell'Economia - "Asja Ambiente e Medicina Futura, Anthilia Bit mette 20 milioni sulla rampa di lancio dei mini-bond" - 02/03/2015.

AIM Italia-MAC

1. Borsa Italiana: comunicato stampa 29 novembre 2007.
2. Borsa Italiana: "Quotarsi su AIM Italia - Mercato Alternativo del Capitale: criteri di ammissione".
3. Borsa Italiana: "Reviews annuali dei mercati anni 2009-2010-2011-2012-2013-2014".
4. MorningStar: il mercato Expandi.
5. Wikipedia: Expandi.
6. Wikipedia: Mercato Alternativo del Capitale.
7. La Repubblica: "Expandi, Mac, Aim. Aria di Fusione".
8. AIM Italia: "Mercato AIM Italia" - 06/05/2009.
9. Multipla: AIM Italia: un'opportunità per le PMI? .
10. Centro Studi di finanza: Il Mercato Alternativo del Capitale.
11. London Stock Exchange Group: AIM Italia Brochure.

12. Milano Finanza: "IPO, 22 nuove società quotate sull'AIM Italia nel 2014" - 05/01/2014.
13. AIMnews- società AIM green.
14. IRTop, dati Osservatorio Vedo Green.

Appendice

Società intervistate

Enerray S.p.A.

FRI-EL Green Power S.p.A.*

GEOSOL Italia S.r.l.

Future Energy S.r.l.

Innovatec S.p.A.

Esapro S.r.l

Sun System S.p.A.

* Parte degli impianti di FRI-EL Green Power sono gestiti con servizi O&M da Vestas Wind Systems A/S. Nell'elaborato si potranno quindi trovare riferimenti alle attività e operazioni di quest'ultimo soggetto.

Ringraziamenti

A conclusione del mio percorso accademico, desidero porgere i più sentiti ringraziamenti a chi mi ha aiutato, incitato e accompagnato in questo quinquennio.

Innanzitutto ringrazio i miei genitori e mia sorella Daria, che con il loro amore ed affetto hanno saputo incoraggiarmi in questi anni impegnativi e difficili, ma ricchi di stimoli. Ringrazio i miei nonni, nonno Antonio e nonna Rina, che con il loro aiuto e supporto mi hanno spronato a dare il meglio di me stesso.

Un grande ringraziamento va ai miei compagni di studio e "d'avventura" di questi anni. Ringrazio Alessio e Mauro, i quali, sin dal primo giorno di università, sono stati grandi amici e membri imprescindibili dei gruppi di lavoro in innumerevoli progetti (come dimenticare il fatidico "PensavoPeggio!"). Ringrazio Matteo, Andrea, Gianluca, Emanuele, Guglielmo e Dario sempre pronti a scherzare e ad alleviare le lunghe giornate di studio in Bovisa.

Infine ringrazio l'Ingegnere Davide Rebosio per il tempo dedicatomi, la disponibilità e l'aiuto fornitomi nella stesura della tesi.