



Solar Energy Report

Il sistema industriale italiano
nel business dell'energia solare

Aprile 2012

School of Management

POLITECNICO DI MILANO



DIPARTIMENTO
DI INGEGNERIA
GESTIONALE



www.energystrategy.it



Solar Energy Report

Il sistema industriale italiano nel business dell'energia solare

Aprile 2012

Indice

Introduzione	13	2.2.1 Il quadro del mercato al 2011	53
Executive Summary	15	2.2.2 Le previsioni per il futuro del fotovoltaico in Italia	61
IL FOTOVOLTAICO		3 La normativa	67
1 La tecnologia	25	3.1 Il Quarto Conto Energia: un primo bilancio della sua introduzione	67
1.1 Evoluzione del prezzo di moduli ed inverter	25	3.2 Le altre disposizioni normative più rilevanti del 2011	72
1.1.1 Evoluzione del prezzo dei moduli tradizionali	25	3.2.1 Il Decreto Liberalizzazioni ed il fotovoltaico sulle aree agricole	72
1.1.2 Evoluzione del prezzo dei moduli a film sottile	28	3.2.2 La Delibera AEEG sugli "Smart Inverter"	72
1.1.3 Evoluzione del prezzo degli inverter	30	3.3 Il superamento del limite di spesa per gli incentivi e la sospensione del Quarto Conto Energia	74
1.1.4 Il prezzo dei componenti nei primi mesi del 2012	33	3.4 Analisi di <i>benchmark</i> internazionale dei sistemi di incentivazione del fotovoltaico	76
1.1.5 Il prezzo di vendita degli impianti chiavi in mano e la scomposizione dei costi	33	3.5 I punti chiave del Quinto Conto Energia	80
1.2 Le prospettive future della tecnologia fotovoltaica	35	4 La filiera	83
1.2.1 Landamento atteso del prezzo dei moduli	36	4.1 Il volume di affari del fotovoltaico in Italia	83
1.2.2 Landamento atteso dell'efficienza dei moduli	37	4.2 I <i>player</i> della filiera fotovoltaica in Italia	85
1.2.3 Landamento atteso del costo di conversione solare	39	4.3 Le marginalità	86
1.2.4 Landamento atteso del prezzo degli inverter	40	4.4 Area di <i>business</i> silicio e <i>wafers</i>	87
1.3 Il fotovoltaico a concentrazione	41	4.5 Area di <i>business</i> celle e moduli	89
1.3.1 Le principali imprese attive in Italia nel fotovoltaico a concentrazione	44	4.6 Area di <i>business</i> inverter	96
1.4 Progetti di ricerca e sviluppo	45	4.7 Area di <i>business</i> distribuzione e installazione	98
1.4.1 Celle quasi-monocristalline	45	5 I sistemi di accumulo	103
1.4.2 <i>Selective emitter</i>	45	5.1 Il contributo del fotovoltaico alle criticità della rete elettrica italiana	103
1.4.3 Celle in silicio micromorfo	46	5.2 Le soluzioni di storage per il fotovoltaico	107
1.4.4 <i>Dye Sensitized Solar Cells</i> (DSSC)	46	5.3 Le soluzioni di storage per il fotovoltaico: i principali operatori coinvolti	110
1.4.5 Microinverter	46	5.4 I vincoli alla diffusione dei sistemi di storage	116
2 Il mercato	49		
2.1 Il fotovoltaico in Europa e nel mondo	49		
2.2 Il fotovoltaico in Italia	53		

6	Le entrate fiscali in Italia	121	10	Il solare termodinamico	173
6.1	Le ipotesi e la metodologia di lavoro	121	10.1	Il solare termodinamico nel Mondo: un quadro d'assieme	173
6.2	Le entrate fiscali derivanti dagli impianti fotovoltaici in Italia	124	10.2	La situazione italiana	180
7	La grid parity	129			
7.1	Analisi dei rendimenti degli impianti tipo	131	Gruppo di lavoro		185
7.2	Conclusioni	142			
8	Il riciclo dei moduli	145	Metodologia		187
8.1	I materiali che si possono riciclare da un modulo fotovoltaico	145			
8.2	Il mercato potenziale del riciclo dei moduli fotovoltaici	148	Bibliografia		189
8.3	Le principali iniziative nel riciclo dei moduli fotovoltaici	150			
8.4	Alcuni sviluppi normativi	154	Elenco delle organizzazioni intervistate		191
IL SOLARE TERMICO E TERMODINAMICO					
9	Il Solare termico	161	La School of Management e l'Energy & Strategy Group		193
9.1	La tecnologia	161			
9.2	La normativa	164			
9.3	Il mercato	164			
9.4	La filiera	169	I Partner della ricerca		195

Indice delle figure

Il Fotovoltaico

Figura 1.1	Andamento nel corso del 2011 del prezzo e del costo pieno industriale (in €/W) dei moduli in silicio poli-cristallino per produttori europei	25
Figura 1.2	Andamento nel corso del 2011 del prezzo e del costo pieno industriale (in €/W) dei moduli in silicio mono-cristallino per produttori europei	26
Figura 1.3	Andamento nel corso del 2011 del costo di produzione dei moduli e del costo di acquisto delle celle nel caso di moduli in silicio poli-cristallino	27
Figura 1.4	Andamento medio del prezzo dei moduli poli-cristallini realizzati da produttori cinesi di alta e medio-bassa gamma e venduti in Italia nel corso del 2011	27
Figura 1.5	Andamento del prezzo di vendita e del costo pieno industriale dei moduli CdTe nel corso del 2011	29
Figura 1.6	Andamento del prezzo di vendita e del costo pieno industriale dei moduli a-Si nel corso del 2011	29
Figura 1.7	Andamento del prezzo di vendita e del costo pieno industriale dei moduli CIS nel corso del 2011	30
Figura 1.8	Andamento dei prezzi di vendita e dei costi pieni industriali degli inverter con potenza minore o uguale di 5 kW nel corso del 2011	31
Figura 1.9	Andamento dei prezzi di vendita e dei costi pieni industriali degli inverter con potenza compresa tra i 5 e i 10 kW nel corso del 2011	32
Figura 1.10	Andamento dei prezzi di vendita e dei costi pieni industriali degli inverter con potenza compresa tra i 10 e i 100 kW nel corso del 2011	32
Figura 1.11	Andamento dei prezzi di vendita e dei costi pieni industriali degli inverter con potenza maggiore di 100 kW nel corso del 2011	33
Figura 1.12	Scomposizione del costo chiavi in mano per un impianto da 3 kW a Dicembre 2011	34
Figura 1.13	Scomposizione del costo chiavi in mano per un impianto da 200 kW a Dicembre 2011	35
Figura 1.14	Scomposizione del costo chiavi in mano per un impianto da 1 MW a Dicembre 2011	35
Figura 1.15	Andamento atteso del prezzo di vendita dei moduli europei sul mercato italiano nel 2012 e 2013	37
Figura 1.16	Miglioramento percentuale dell'efficienza per diverse tipologie di moduli fotovoltaici tra il 2011 e il 2014	38
Figura 1.17	Andamento atteso del costo di conversione solare per le principali tecnologie di moduli fotovoltaici prodotti in Europa e commercializzati in Italia	39
Figura 1.18	Andamento medio atteso del prezzo degli inverter sul mercato italiano	41
Figura 1.19	Sistema fotovoltaico a bassa concentrazione	42
Figura 1.20	Sistema fotovoltaico a media concentrazione	42
Figura 1.21	Sistema fotovoltaico ad alta concentrazione	43
Figura 1.22	Ripartizione dei costi di un sistema fotovoltaico ad alta concentrazione	43
Figura 2.1	Previsioni di installato mondiale al 2012	52
Figura 2.2	Potenza cumulata installata a fine 2011 nel Mondo	53
Figura 2.3	Potenza annuale e cumulata entrata in esercizio in Italia	54
Figura 2.4	Potenza annuale e cumulata realizzata in Italia	54
Figura 2.5	Potenza annuale entrata in esercizio in Italia suddivisa per Conto Energia	55

Figura 2.6	Potenza annuale realizzata in Italia suddivisa per Conto Energia	55
Figura 2.7	Segmentazione della potenza relativa agli impianti realizzati nel 2010 e nel 2011	56
Figura 2.8	Profilo mensile e regionale delle centrali fotovoltaiche entrate in esercizio nel 2011	57
Figura 2.9	Distribuzione degli impianti a terra e su edificio installati con il Quarto Conto Energia	58
Figura 2.10	Potenza annuale e cumulata entrata in esercizio nel corso del 2011 nelle diverse Regioni italiane	59
Figura 2.11	Potenza annuale realizzata nel corso del 2011 nelle diverse Regioni italiane	59
Figura 2.12	Segmentazione per taglie di impianto della potenza installata nel corso del 2011 nelle diverse Regioni italiane	60
Figura 2.13	Potenza cumulata per abitante nelle diverse Regioni italiane nel corso del 2011	60
Figura 2.14	Potenza cumulata installata per km ² nelle diverse Regioni italiane	61
Figura 2.15	Installato al 2011 e previsioni al 2012 suddivise per segmenti di mercato	63
Figura 2.16	Previsioni di installato per il secondo semestre 2012 (con l'introduzione del Quinto Conto Energia) suddiviso per segmenti di mercato	64
Figura 2.17	Previsioni di installato al 2013 con il Quinto Conto Energia	64
Figura 2.18	Previsioni di installato al 2013 in assenza di tariffe incentivanti	65
Figura 3.1	Installazioni previste per l'anno 2012 suddivise per segmenti di mercato	75
Figura 3.2	Profilo cumulato della spesa di incentivazione per il secondo semestre del 2012	76
Figura 4.1	Principali aree di <i>business</i> nella filiera fotovoltaica italiana e volume di affari nel 2011	84
Figura 4.2	Principali aree di <i>business</i> nella filiera fotovoltaica italiana e volume di affari generato dalle imprese italiane nel 2011	85
Figura 4.3	Le imprese nella filiera fotovoltaica italiana	85
Figura 4.4	Le marginalità degli operatori lungo la filiera fotovoltaica	86
Figura 4.5	Andamento della capacità produttiva e della produzione complessiva di celle e moduli in Italia (con previsioni per il 2012)	91
Figura 4.6	Ricadute occupazionali del fotovoltaico in Italia, suddivise per aree di <i>business</i>	102
Figura 5.1	Squilibri tra produzione e consumo di energia elettrica nelle diverse Regioni italiane nel 2010	103
Figura 5.2	Produzione di energia elettrica da fotovoltaico nel 2011 suddivisa per Regione	105
Figura 5.3	Produzione di energia elettrica da fotovoltaico nel 2011 in Puglia suddivisa per mesi	106
Figura 5.4	Tecnologie di storage per applicazioni fotovoltaiche <i>on-grid</i>	110
Figura 5.5	Distribuzione dei sistemi di energy storage in funzione della potenza installata	112
Figura 5.6	Costi dei sistemi di storage per impianti residenziali	116
Figura 5.7	Costi dei sistemi di storage per impianti industriali	117
Figura 7.1	Andamento dell'IRR in assenza di incentivo, per un impianto da 3 kW realizzato in <i>full equity</i> , in funzione del prezzo chiavi in mano	131
Figura 7.2	Andamento dell'IRR <i>equity</i> in assenza di incentivo e con rapporto di leva pari al 100%, per un impianto da 3 kW, in funzione del prezzo chiavi in mano	133
Figura 7.3	Andamento dell'IRR in assenza di incentivo, per un impianto da 200 kW realizzato in <i>full equity</i> , in funzione del prezzo chiavi in mano	135
Figura 7.4	Andamento dell'IRR <i>equity</i> in assenza di incentivo e con rapporto di leva pari al 70%, per un impianto da 200 kW, in funzione del prezzo chiavi in mano	136
Figura 7.5	Andamento dell'IRR in assenza di incentivo, per un impianto da 400 kW realizzato in <i>full equity</i> , in funzione del prezzo chiavi in mano	137
Figura 7.6	Andamento dell'IRR <i>equity</i> in assenza di incentivo e con rapporto di leva pari al 70%, per un impianto da 400 kW, in funzione del prezzo chiavi in mano con 50% di autoconsumo	139
Figura 7.7	Andamento dell'IRR in assenza di incentivo, per un impianto da 1 MW realizzato in <i>full equity</i> , in funzione del prezzo chiavi in mano	140
Figura 7.8	Andamento dell'IRR <i>equity</i> in assenza di incentivo e con rapporto di leva pari al 70%, per un impianto da 1 MW, in funzione del prezzo chiavi in mano con 50% di autoconsumo	142
Figura 8.1	Peso percentuale dei vari componenti di un modulo di prima generazione in silicio poli e mono-cristallino	145
Figura 8.2	Peso percentuale dei vari componenti di un modulo di seconda generazione in silicio amorfo	146

Figura 8.3	Peso percentuale dei vari componenti di un modulo di seconda generazione in CdTe	146
Figura 8.4	Peso percentuale dei vari componenti di un modulo di seconda generazione in CIS/ CIGS	147
Figura 8.5	Volumi teorici annuali di ritiro e riciclo di moduli fotovoltaici a fine vita in Italia in impianti di taglia superiore ed inferiore ad 1 MW	149
Figura 8.6	Peso percentuale dei vari componenti di un modulo in silicio di prima generazione	149
Figura 8.7	Volumi teorici annuali di ritiro e riciclo di moduli fotovoltaici che si guastano durante la vita utile in Italia	150
Figura 8.8	Evoluzione del numero di membri associati al PV Cycle	151
Figura 8.9	Servizio offerto da PV Cycle nel caso di impianti composti da meno di 30-40 moduli	152
Figura 8.10	Servizio offerto da PV Cycle nel caso di impianti composti da più di 30-40 moduli	153
Figura 8.11	Tonnellate di moduli fotovoltaici trattati dal consorzio PV Cycle	153
Figura 8.12	Peso dei principali Paesi europei sul volume di moduli riciclati finora da PV Cycle	154
Figura 8.13	Principali iniziative in fase di sviluppo o attive in Italia nel campo del riciclo dei moduli fotovoltaici	154
Figura 8.14	Modello di funzionamento del consorzio promosso da COBAT-IFI	155

Il Solare Termico e Termodinamico

Figura 9.1	Tipologie di collettori installati nel 2011 in Italia	161
Figura 9.2	Ripartizione del costo chiavi in mano di un impianto solare termico con collettori piani vetrati	162
Figura 9.3	Peso percentuale dei principali paesi sull'installato totale di solare termico a fine 2011	165
Figura 9.4	Andamento delle installazioni annuali nel mercato europeo del solare termico [in m ² di collettori solari]	166
Figura 9.5	Peso percentuale dei principali Paesi europei nel mercato del solare termico nel 2011	166
Figura 9.6	Peso percentuale dei diversi Paesi europei sul totale della capacità installata in impianti solari termici a fine 2011	167
Figura 9.7	Andamento delle installazioni annuali in Germania in impianti solari termici [in m ² di collettori solari]	167
Figura 9.8	Andamento delle installazioni annuali in Italia in impianti solari termici [in m ² di collettori solari]	168
Figura 9.9	Ripartizione della capacità totale installata in Italia tra Nord, Centro e Sud nel corso del 2011	168
Figura 10.1	Localizzazione geografica degli impianti solari termodinamici in funzione nel Mondo al 31 Dicembre 2011 per potenza installata	174
Figura 10.2	Quota di mercato a livello mondiale delle diverse tecnologie per il solare termodinamico a fine 2011	175
Figura 10.3	Quota di mercato a livello mondiale delle diverse tecnologie per il solare termodinamico dei nuovi impianti in costruzione	178
Figura 10.4	Localizzazione geografica degli impianti solari termodinamici in costruzione per potenza installata	179

Indice delle tabelle

Il Fotovoltaico

Tabella 1.1	L'andamento atteso del prezzo dei moduli fotovoltaici	36
Tabella 1.2	L'andamento atteso dell'efficienza media dei moduli fotovoltaici europei commercializzati in Italia	38
Tabella 1.3	Efficienze massime attese per i moduli ad alte prestazioni	39
Tabella 1.4	Andamento medio atteso del prezzo di vendita sul mercato italiano degli inverter prodotti in Europa per taglie differenti	41
Tabella 1.5	Le principali imprese attive in Italia nel fotovoltaico a concentrazione	44
Tabella 2.1	Impianti entrati in esercizio nel 2010 e 2011 nei principali Paesi europei e internazionali	49
Tabella 2.2	Impianti realizzati nel 2010 e 2011 nei principali Paesi europei e internazionali	50
Tabella 3.1	Tariffe incentivanti del Quarto Conto Energia	68
Tabella 3.2	Limiti di costo e obiettivi di potenza fotovoltaica per i grandi impianti da Giugno 2011 a Dicembre 2012	68
Tabella 3.3	Limiti di costo e obiettivi di potenza fotovoltaica per i piccoli e grandi impianti dal 2013 al Dicembre 2016	70
Tabella 3.4	Obblighi degli impianti fotovoltaici per la connessione alla rete elettrica nazionale	73
Tabella 3.5	Tariffe <i>feed-in</i> in Germania al 2012 e al 2016	77
Tabella 3.6	Tariffe <i>feed-in</i> in Francia al 2012	78
Tabella 3.7	Tariffe <i>feed-in</i> in Spagna al 2011	79
Tabella 3.8	Tariffe <i>feed-in</i> in Turchia al 2012	79
Tabella 3.9	IRR delle diverse taglie di impianto con il Quarto Conto Energia e con il Quinto Conto Energia	81
Tabella 4.1	I principali produttori mondiali di silicio e <i>wafers</i>	88
Tabella 4.2	I principali produttori di celle e moduli a livello mondiale	89
Tabella 4.3	I principali produttori integrati italiani di celle e moduli	92
Tabella 4.4	I maggiori produttori italiani di soli moduli	93
Tabella 4.5	I principali produttori di moduli a film sottile a livello mondiale	95
Tabella 4.6	I principali produttori mondiali di inverter	96
Tabella 4.7	I principali produttori italiani di inverter per capacità installata	97
Tabella 4.8	I principali distributori italiani di sistemi fotovoltaici	98
Tabella 4.9	I principali <i>EPC</i> e <i>System Integrator</i> attivi sul mercato italiano	99
Tabella 5.1	Tecnologie disponibili per lo storage nei sistemi <i>off-grid</i>	109
Tabella 5.2	Tecnologie disponibili per lo storage nei sistemi <i>on-grid</i>	111
Tabella 5.3	Principali produttori di batterie attivi sul mercato italiano dello storage per il fotovoltaico	113
Tabella 5.4	Principali produttori di sistemi integrati attivi sul mercato italiano	115
Tabella 5.5	Risparmio derivante dall'incremento di energia autoconsumata per impianti da 200 kW e 1 MW	117
Tabella 5.6	Risparmio derivante dall'incremento di energia autoconsumata per impianti da 3 kW e 100 kW	118
Tabella 6.1	Classificazione degli impianti-tipo	122
Tabella 6.2	Installato fotovoltaico nel 2011 suddiviso per regime incentivante e classe-tipo di potenza (Rielaborazione dati GSE)	122

Tabella 6.3	Incentivo medio pesato per i diversi Conto Energia	123
Tabella 6.4	Imposte dirette sugli impianti: aliquota, imponibile ed ipotesi	123
Tabella 6.5	Imposte indirette sugli impianti: aliquota, imponibile ed ipotesi	124
Tabella 6.6	Le entrate fiscali derivanti dagli impianti fotovoltaici entrati in esercizio nel corso del 2011	125
Tabella 6.7	Le entrate fiscali derivanti dagli impianti fotovoltaici entrati in esercizio nel 2011 in un generico anno di funzionamento	126
Tabella 6.8	Le entrate fiscali derivanti dagli impianti fotovoltaici entrati in esercizio nel 2011 lungo l'intera vita utile di funzionamento (20 anni)	127
Tabella 6.9	Imposte totali e incentivo totale erogato per tipologie di impianto calcolato sull'intero ciclo di vita dell'impianto (20 anni)	128
Tabella 7.1	Ipotesi per impianto da 3 kW	131
Tabella 7.2	Analisi di sensitività per impianto da 3 kW	133
Tabella 7.3	Ipotesi per impianto da 200 kW	134
Tabella 7.4	Analisi di sensitività per impianto da 200 kW	135
Tabella 7.5	Ipotesi per impianto da 400 kW	137
Tabella 7.6	Analisi di sensitività per impianto da 400 kW	138
Tabella 7.7	Ipotesi per impianto da 1 MW	140
Tabella 7.8	Analisi di sensitività per impianto da 1 MW	141
Tabella 7.9	IRR <i>full equity</i> e con debito delle principali tipologie di impianti in corrispondenza del prezzo chiavi in mano medio registrato in Italia nei primi mesi del 2012	143
Tabella 7.10	Prezzo chiavi in mano in corrispondenza del quale si raggiungerà il rendimento soglia per i diversi impianti tipo	143
Tabella 8.1	Percentuale di riciclo ottenibile sui vari componenti del modulo fotovoltaico utilizzando le tecnologie oggi disponibili	147
Tabella 8.2	Principali tecnologie per il riciclo di moduli fotovoltaici in fase di studio	148
Tabella 8.3	Valori di mercato medi per i diversi materiali che compongono il modulo fotovoltaico	150
Tabella 8.4	Numero dei punti di raccolta che hanno ottenuto la certificazione PV Cycle	152

Il Solare Termico e Termodinamico

Tabella 9.1	I principali produttori internazionali del comparto termosantario con attività produttive nel solare termico	169
Tabella 9.2	I principali operatori tradizionali ed evoluti attivi sul mercato italiano del solare termico	170
Tabella 9.3	I principali operatori attivi nella produzione di moduli solari ibridi	171
Tabella 10.1	Differenti tecnologie di storage e loro costo atteso	176
Tabella 10.2	Principali <i>player</i> internazionali attivi nella realizzazione di impianti solari termodinamici	180
Tabella 10.3	Tariffe incentivanti per impianti solari termodinamici in vigore dal 2013 secondo la Bozza del Decreto sulle Fonti Rinnovabili Elettriche	181

Indice dei box

Il Fotovoltaico

Box 1.1	Progetti europei di Ricerca e Sviluppo sul fotovoltaico a concentrazione	44
Box 1.2	Un'applicazione innovativa: il fotovoltaico galleggiante	47
Box 2.1	Le centrali fotovoltaiche nel 2011	56
Box 3.1	Il Quarto Conto Energia dal 2013 al 2016	70
Box 3.2	Il meccanismo di funzionamento del contatore fotovoltaico del GSE	74
Box 4.1	La produzione di celle e moduli in India	91
Box 4.2	Moncada	94
Box 4.3	I principali produttori di film sottile a livello mondiale	95
Box 4.4	TerniEnergia	101
Box 4.5	Ravano Green Power	101
Box 4.6	Vesta	102
Box 4.7	Le ricadute occupazionali	102
Box 5.1	Il ruolo degli inverter “smart”	107
Box 5.2	I principali “progetti pilota” di storage per il fotovoltaico <i>on grid</i> in Italia	109
Box 5.3	I sistemi di energy storage a livello mondiale	112
Box 5.4	Il quadro normativo in Germania	119
Box 6.1	La Robin Tax	126
Box 8.1	L'accordo COBAT – Comitato IFI	155
Box 8.2	L'iniziativa di Re.Media	156
Box 8.3	L'iniziativa di Ecolight	157

Il Solare Termico e Termodinamico

Box 9.1	I produttori di solare termico in Cina	170
Box 9.2	Velux	171
Box 9.3	Anaf Solar	172
Box 10.1	Gli impianti ISCC	174
Box 10.2	Il sistema di accumulo termico in impianti solari termodinamici	176
Box 10.3	Il mini CSP	183

Introduzione

Il Solar Energy Report è alla sua quarta edizione, ormai un “atteso” appuntamento annuale intorno al quale si ritrova la comunità del solare e più in generale delle rinnovabili. Pertanto, prima di tutto, un doveroso tributo di gratitudine alle imprese *sponsor* e *partner* che hanno reso possibile l’iniziativa nonché alle associazioni che l’hanno patrocinata.

La pubblicazione del quarto Solar Energy Report offre, come già nelle scorse edizioni, un quadro sulle diverse modalità di sfruttamento dell’energia solare (fotovoltaico, termico e termodinamico) esaminando aspetti di natura tecnologica, di natura normativa e relativi alle dinamiche della domanda e dell’offerta.

Propone inoltre, con riferimento al comparto fotovoltaico, approfondimenti, che intendono cogliere alcuni temi su cui si è concentrato ampiamente il dibattito in questi ultimi tempi: l’impatto sulle bollette dei consumatori di energia derivante dalla scelta di aver incentivato la tecnologia fotovoltaica negli ultimi anni; le opportunità e le potenzialità di impiego delle tecnologie di storage in applicazioni fotovoltaiche; la dismissione dei pannelli fotovoltaici e le potenzialità di business relativo al loro riciclo.

Intende anche approfondire tematiche di grande attualità, in considerazione del particolare momento in cui, ancora una volta, cade questa pubblicazione. Il mese di Marzo ha segnato – ed ormai si può

parlare di una tradizione – l’avvio di un annunciato processo di revisione del sistema di incentivazione. Il Quarto Conto Energia, in vigore solo dal Giugno 2011, esaurirà la sua efficacia entro metà- fine 2012, lasciando spazio ad un Quinto Conto Energia, probabilmente l’ultimo per il fotovoltaico nazionale, con un orizzonte di tempo che non dovrebbe superare il 2014. In tal senso vengono affrontati, nel Rapporto 2012, temi quali: gli sviluppi di mercato attesi nel 2012 e nel 2013 per il fotovoltaico in Italia; l’analisi dei rendimenti degli investimenti per le diverse tipologie paradigmatiche di installazione; la “distanza” di ciascuna di queste dalla *grid parity* e quindi dall’indipendenza dal sistema di incentivi, nelle diverse aree del nostro Paese.

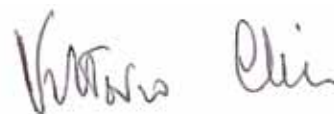
L’auspicio è che il Rapporto possa rappresentare un utile strumento di lavoro e di approfondimento per i diversi operatori che sono coinvolti nelle attività di sviluppo del solare e, più in generale delle rinnovabili. L’appuntamento è alla prossima edizione del Solar Energy Report, già pianificato per l’Aprile 2013, con risultati e analisi dell’atteso Quinto Conto Energia.

Un’ultima nota relativa invece al quadro delle attività dell’Energy & Strategy Group, che nel corso del 2012 pubblicherà (in ordine cronologico) la terza edizione del Biomass Energy Report, la prima edizione del Wind Energy Report, nonché la seconda edizione dell’Energy Efficiency Report, dedicato al tema dell’efficienza energetica nei processi industriali.

Umberto Bertelè
School of Management



Vittorio Chiesa
Direttore Energy & Strategy Group



Executive Summary

“La pubblicazione di questa terza edizione del Solar Energy Report cade in un periodo di grande fermento per il fotovoltaico italiano” ... così iniziava l’Executive Summary della scorsa edizione del Solar Energy Report e così – ad un anno di distanza e aggiornando il conto delle edizioni – siamo costretti a cominciare anche quest’anno.

Senza pretesa di completezza nel seguito si passano in rassegna i temi trattati e si riassumono i principali risultati del lavoro condotto in questo ambito dall’Energy & Strategy Group.

Fotovoltaico

Il quarto Solar Energy Report descrive e analizza le complesse vicende del fotovoltaico italiano nel 2011 ed il suo incerto futuro oltre il 2012.

L’anno che si è appena chiuso è certo subito partito “in salita” con il **Decreto Rinnovabili approvato il 3 Marzo 2011 che ha di fatto sospeso il sistema di feed-in premium del Terzo Conto Energia**. L’attività degli operatori del settore si è immediatamente bloccata con ripercussioni che si sono ovviamente avvertite anche sui livelli occupazionali e che la crisi economica che ha sferzato (e ancora sferza) il nostro Paese ha reso ancora più pesanti.

Il mercato è poi ripartito con l’approvazione del Quarto Conto Energia, emanato con Decreto Ministeriale del 05/05/2011 e pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 109 del 12/05/2011, **che ha però richiesto un cambiamento nel modello di business degli operatori italiani del fotovoltaico**, molti dei quali tradizionalmente concentrati sui grandi impianti a terra, che si sono dovuti riconvertire, soprattutto nella seconda parte dell’anno. per competere sul mercato, molto più frammentato e complesso, degli impianti a tetto, i più interessanti con il Quarto Conto Energia.

Si è verificata poi una **folle corsa per connettere entro Giugno 2011 gli impianti già installati ne-**

gli ultimi mesi del 2010, sfruttando il regime del Salva Alcoa. A questa è seguito poi il tentativo, da parte di tutti i principali operatori del settore, di **installare e connettere il maggior numero possibile di impianti prima che entrasse in vigore il meccanismo del Registro dei Grandi Impianti a Settembre 2011**.

Fino ad arrivare ai primi mesi del 2012, quando è stata prospettata dal Governo una prossima interruzione del Quarto Conto Energia, già a partire dal secondo semestre dell’anno, per effetto del raggiungimento, anticipato rispetto alle attese, del limite di 6 mld € di costo annuo degli incentivi. In questi giorni, per la precisione l’11 Aprile 2012 (momento ultimo per la chiusura del testo di questo Rapporto per la stampa), è stato licenziato dai Ministeri competenti il Quinto Conto Energia, del quale tuttavia non si ha a disposizione il testo definitivo ma solo le ultime bozze circolate nel pomeriggio dello stesso giorno.

L’impatto principale di questo fermento si è avvertito innanzitutto sul mercato del fotovoltaico nel nostro Paese.

All’Italia spetta nel 2011 il primato degli impianti fotovoltaici entrati in esercizio nel Mondo, ben 9,37 GW di potenza (il 44,6% di quota in Europa, oltre il 33,8% nel Mondo), **contro i “soli” 7,4 GW relativi al mercato tedesco**. Un bel successo – se si guardano ai meri numeri – se si considera che quando, nel 2007, nel nostro Paese si installavano appena 70 MW di fotovoltaico la Germania viaggiava già sopra quota 1 GW di nuovi impianti all’anno.

Non vi è stata però occasione per festeggiamenti straordinari, ma anzi sono venute alla luce la “fragilità” e la complessità del nostro mercato. Se si guarda infatti alle nuove installazioni, ovvero non si tiene conto dell’ “onda lunga” del Salva Alcoa **il dato va corretto ed il mercato italiano del 2011 ha generato solo 5,65 GW di nuova potenza fotovoltaica in calo di oltre il 6,6% rispetto al picco di**

oltre 6 GW del 2010. La Germania quindi risulta ancora saldamente in testa alla classifica mondiale sebbene lo scenario globale stia cambiando con una fetta sempre crescente di installazioni al di fuori dell'Europa: il peso percentuale dei paesi extra-europei è costantemente aumentato dall'11% sull'installato 2010 al 25% del 2011.

Se si guarda un po' più nel dettaglio la **distribuzione fra le diverse taglie di impianto** ci si accorge che – anche guardando correttamente alle **sole nuove installazioni** – si è **incrementata la quota delle “centrali fotovoltaiche”**, ovvero gli impianti di taglia superiore a 1 MW, che è passata dal 22% al 31% **con una crescita relativa di oltre 40 punti percentuali.** Si è **incrementata in generale la quota di impianti “grandi”, ovvero sopra i 200 kW** nella nostra classificazione. Nel corso del 2010 ne sono stati installati 1.271 per il corrispondente del 67% del totale della nuova potenza, mentre nel 2011 tale percentuale è salita al 71% in 3.403 impianti. Ovviamente tutto questo **a discapito del segmento commerciale (20-200 kW) e con le installazioni residenziali sostanzialmente rimaste costanti** attorno al 12% della potenza totale.

In altre parole, **l'effetto atteso di re-distribuzione delle nuove installazioni a favore di impianti di più piccola dimensione – che è stato fra gli elementi ispiratori del Quarto Conto Energia – non si è nella pratica realizzato.** Le ragioni vanno, da un lato, certo ricercate nella estrema turbolenza normativa, che ha evidentemente colpito di più gli operatori “deboli” (ovvero i medi investitori della fascia 20-200 kW) rispetto a chi comunque aveva “messo in conto” taglie di investimento superiori, ma dall'altro lato anche nel fatto che **sono chiaramente diversi i potenziali di mercato. Non è possibile, infatti, raggiungere livelli di installato di oltre 5 GW se non si accede ai segmenti “di potenza”.** Solo per dare una idea, se si fosse voluto – a parità di totale installato - commutare la potenza che nel 2011 è andata appannaggio degli impianti “grandi” e delle “centrali” in impianti di taglia “media” (20-200 kW) si sarebbero dovuti installare circa 52.000 impianti (+ 350% rispetto al numero effettivamente registrato nel 2011).

Quello a cui però si è assistito – e che merita di essere citato– è l'aumento della quota parte degli impianti realizzati su tetto rispetto a quelli al suolo. In particolare, l'installato relativo al Quarto Conto Energia mette in evidenza come **la percentuale degli impianti realizzati su edificio nel corso**

del 2011 sia stata pari complessivamente al 38% ma con un aumento degli impianti su edificio per il settore dei grandi impianti (con punte del 35%) rispetto all'anno precedente. La Lombardia in questa classifica si posiziona al primo posto (circa 400 MW), il Piemonte al secondo (circa 250 MW) e il Veneto al terzo (circa 217 MW). E' interessante notare come la Puglia, pur essendo leader di installato nel settore fotovoltaico, abbia installato nel corso del 2011 solo 81 MW di impianti su tetto con potenza superiore a 200 kW.

Il fermento cui si faceva menzione all'inizio ha ovviamente colpito anche la filiera del fotovoltaico in Italia. Come è facilmente comprensibile, infatti, **in questo contesto così turbolento gli operatori del fotovoltaico italiano non hanno potuto in alcun modo pianificare i loro investimenti e le loro attività,** “navigando a vista” e cogliendo le opportunità che volta per volta il mercato presentava loro. **Sono stati esposti inoltre a notevoli tensioni e contrazioni delle loro marginalità che in moltissimi casi si è attestata a livelli inferiori a quelli registrati nel 2009,** che hanno avuto l'effetto di mettere in seria difficoltà molti di loro e addirittura causare il fallimento di alcuni. **L'occupazione diretta – attestata attorno alle 18.000 unità – ha fatto segnare anch'essa un calo pur limitato al 3% rispetto all'anno precedente,** ma di certo è un segnale non incoraggiante.

Nel 2011 – considerando ovviamente solo gli impianti che sono stati effettivamente realizzati nel corso dell'anno – il fotovoltaico italiano ha generato un volume di affari pari a 14,8 mld €, in calo di circa il 31% rispetto al 2010. La diminuzione nel volume di affari è dovuta principalmente ad un volume di impianti installati minore rispetto al 2010 e al **significativo calo del prezzo chiavi in mano, in tutti i principali segmenti di mercato.**

Coerentemente con il dato di mercato visto prima, il segmento delle centrali, ossia degli impianti con taglia superiore ad 1 MW – che nel 2009 rappresentava il comparto meno importante per volumi d'affari e nel 2010 superava appena in valore il segmento residenziale – **supera anche il segmento degli impianti industriali, con un fatturato totale di 3,9 mld €.** Ciò è dovuto prima di tutto alla corsa all'installazione di questi impianti entro il 31 Agosto 2011, momento a partire dal quale è entrato in vigore il complesso e poco conveniente meccanismo del Registro dei Grandi Impianti. **Il segmento dei grandi impianti,** con taglia compresa tra i 200 e i

1.000 kW, si è conquistato la *leadership* relativa ed ha generato un volume d'affari complessivo di 5,7 mld €, più del doppio di quello degli impianti residenziali ed industriali. **Il comparto degli impianti residenziali e commerciali** (che comprende gli impianti fino a 20 kW di potenza installata) ha fatto registrare infatti il volume d'affari più basso tra tutti i segmenti di mercato, con una riduzione rispetto al valore 2010 di oltre il 30%. **Una dinamica non dissimile si osserva nel comparto degli impianti industriali**, con taglia tra 20 e 200 kW. Esso ha sperimentato la riduzione più consistente rispetto al volume d'affari del 2010 tra i vari segmenti di mercato, con una contrazione del 38%.

In questa edizione del Solar Energy Report si è anche analizzata la quota parte del volume d'affari che, nelle diverse aree di business, rimane "nelle tasche" delle imprese italiane, dando evidenza di una situazione particolarmente sbilanciata ove il 75% dell'attività di progettazione e installazione è in capo a imprese locali mentre questa percentuale scende sotto il 15% (e addirittura sotto il 5%) se si risale la filiera sino alla produzione di celle e moduli (o silicio e *wafers*). Il dettaglio dell'andamento delle singole aree di business nonché il quadro aggiornato dei principali operatori è riportato per esteso nel testo del Rapporto.

Cosa ci si attende allora per il futuro del fotovoltaico in Italia?

Il mercato 2012 del fotovoltaico in Italia secondo le nostre stime potrebbe attestarsi attorno a 2,7 GW, in calo del 53% rispetto al 2011 (-71% se si considerassero gli impianti entrati in esercizio nello stesso anno). Dato questo confermato purtroppo dall'andamento dei primi mesi del 2012 con il bimestre Gennaio-Febrero che ha visto una installazione di soli 70 MW.

Il 2013 sarà ancora meno "generoso" con una stima "realistica" di circa 1,5 GW di nuova installazione. Gli impianti residenziali e commerciali – comunque sostenibili economicamente specialmente al Centro e Sud Italia – potrebbero nel complesso arrivare a circa 800 MW di nuova potenza installata (-48% rispetto al 2012), mentre i grandi impianti potrebbero essere giustificati solo nel caso si preveda un significativo auto-consumo dell'energia. La conseguente riduzione del parco di clienti potenzialmente interessati rende ragionevole ipotizzare che solo 500 MW (-110% rispetto al 2012) potrebbero essere installati nel 2013 in questo segmento. Buon ultimo il segmento delle centrali

dove il taglio delle tariffe rende ipotizzabile una installazione di non più di 175 MW.

Già perché il taglio delle tariffe è ormai certo con l'approvazione del Quinto Conto Energia. Il primo criterio attorno a cui pare essere scritto, almeno stando alle bozze circolate sino ad ora e di cui si da conto nel Rapporto, è l'irrigidimento del vincolo di spesa, con un limite semestrale di potenza incentivabile basato sul costo di incentivazione di volta in volta richiesto per le nuove installazioni. Nulla di nuovo rispetto al Quarto Conto Energia se non che, a rendere decisamente più gravoso il vincolo, vi è la proposta di estendere il meccanismo di accesso tramite "registro" per tutti gli impianti. In particolare, per poter ottenere la tariffa incentivante anche gli impianti appartenenti al segmento residenziale - con l'esclusione pare di quelli con potenza fino a 10 kW - dovrebbero rientrare all'interno di una graduatoria prevista in un apposito "registro" che dovrà essere aperto con qualche mese di anticipo (nell'attuale versione 6 mesi) rispetto all'inizio di un dato periodo semestrale di incentivazione. L'impatto di questa novità potrebbe essere tuttavia "pesantissimo" per il mercato italiano, visto che l'esempio di applicazione del "registro" nell'ambito del Quarto Conto Energia si è già dimostrato un palese insuccesso. Se tutti i 128.000 impianti di nuova installazione nel 2011 avessero dovuto passare per il "registro" il volume di domande da valutare da parte del GSE sarebbe stato più di 32 volte rispetto alle circa 4.000 effettivamente valutate.

Il punto chiave del Quinto Conto Energia sono però ovviamente le nuove tariffe incentivanti, per le quali è previsto – a seconda della taglia, ma anche delle diverse "versioni" di cui si dispone – un "taglio" che va da un minimo del 10% per gli impianti che entreranno in esercizio nel secondo semestre del 2012 ad un massimo del 45-50% per gli impianti che entreranno in esercizio nel 2013 rispetto a quanto già comunque previsto dal Quarto Conto Energia. Le nostre analisi dimostrano che il taglio "drastico" delle tariffe avrebbe un effetto assai importante. Gli impianti fotovoltaici, anche se installati su edificio, delle taglie 400 kW o 1 MW diventano chiaramente non appetibili per gli investitori. Nel caso addirittura degli impianti più grandi il rendimento economico diventerebbe negativo, il che significa che non sono sufficienti 20 anni per ripagare l'investimento fatto. Anche gli impianti di medie e piccole dimensioni si allontanano dalla soglia "psicologica" del 10% pur mantenendo

una discreta redditività. **Il taglio del 15% pare essere più sostenibile, anche se è opportuno ricordare come non vada guardato solo in sé ma nel combinato disposto con il *cap* alla potenza incentivabile di cui si è discusso pocanzi e che comunque penalizzerà maggiormente gli impianti di taglia più elevata. Il blocco degli impianti su edificio di media e grandi taglia non può che riportare – e su questo tutti sono concordi – il fotovoltaico italiano ai “piccoli numeri” di quattro o cinque anni addietro.**

Forse, investigando meglio l'esempio tedesco, si è ancora però in tempo per affiancare al Quinto Conto Energia e al suo taglio “vigoroso” delle tariffe una maggiore semplificazione e lo sviluppo di altri strumenti indiretti di incentivazione (come la fiscalità o la disponibilità di capitali per gli investimenti).

Le ragioni per continuare a supportare lo sviluppo del fotovoltaico nel nostro Paese sono infatti molte.

Innanzitutto l'approssimarsi della *grid parity*. Il Solar Energy Report del 2009, in un contesto di prezzi di mercato assai diverso da quello odierno, già identificava a partire dall'anno 2012 per alcune aree d'Italia e dal 2015 per buona parte degli impianti una giustificazione economica per l'investimento nel fotovoltaico che prescindesse dalla presenza di incentivi. **Le previsioni che allora parevano “futuribili” si sono poi puntualmente avverate.** Le analisi ripetute in questa edizione del Rapporto mostrano che **per alcune applicazioni già oggi, nel Sud Italia, si sia raggiunta la *grid parity*.**

Questo significa che, **anche qualora gli incentivi *feed-in* venissero eliminati entro la fine del 2012 o all'inizio del 2013, il mercato italiano del fotovoltaico comunque non si arresterà del tutto.** Chiaramente si registrerà un forte rallentamento, visto che saranno pochi gli ambiti di applicazione in cui inizialmente risulterà conveniente, e comunque con un rendimento medio annuo inferiore rispetto ad oggi, installare un impianto senza incentivi. I segmenti di mercato che verosimilmente non registreranno un arresto prolungato (dopo una probabile fase di congelamento dovuta all'assettamento degli operatori e delle loro strutture di costo) all'interruzione del sistema di incentivazione sono quello degli **impianti residenziale ed industriale, che beneficiano del regime di scambio sul posto (a prescindere dal fatto che auto-consumino il 50% o il**

100% dell'energia prodotta) e localizzati in regioni del Sud Italia con una producibilità annua di circa 1.400 kWh.

Nel tempo si dovrebbe poi registrare una crescita delle installazioni annue che comprenda via via le applicazioni fotovoltaiche che si avvicineranno progressivamente alla parità, dando vita ad un mercato sicuramente meno importante e dinamico rispetto a quello che ha contraddistinto il nostro paese dal 2008 ad oggi, ma che sarà sicuramente più sostenibile nel tempo.

I **prezzi di mercato**, appunto, cui si faceva riferimento pocanzi sono un altro degli aspetti che spingono a considerare lo sviluppo del fotovoltaico ancora possibile ed anzi desiderabile. **Le nostre analisi mettono in luce come su tutte le tecnologie – dal silicio cristallino tradizionale ai più avanzati CIS/CIGS – ci si attenda una ulteriore diminuzione di prezzo (nell'ordine del 31% in media sulle diverse tecnologie), il che lascia intendere possa proseguire in Italia il *trend* già registrato nel 2011.**

Parimenti, ci si attende dei miglioramenti anche a livello di efficienza. Ad esempio, **ci si aspetta entro il 2013-2014 che i moduli CdTe possano arrivare a livelli di efficienza pari al 13,4% nel 2014, mentre i moduli CIS potrebbero addirittura toccare valori del 14,6%. Le tecnologie tradizionali ci si attende tocchino nel 2014 livelli di efficienza pari al 16,1% per i moduli in silicio poli-cristallino e del 16,5% per i moduli in silicio mono-cristallino.**

Vi è poi una ulteriore ragione per continuare a supportare il fotovoltaico in Italia e che ha a che vedere con le ricadute fiscali che esso genera per lo Stato. Un tema questo di cui si parla poco, oppure senza troppa cognizione di causa, e al quale invece è dedicato uno degli approfondimenti del Rapporto. **Le fonti di entrata fiscale fanno invece riferimento a due categorie di imposte: quelle dirette, ovvero IRAP e IRES che fanno riferimento al reddito d'impresa e si applicano quindi ai soli impianti tipo da 100, 400 e 1.000 kW; quelle indirette, ovvero IVA e ICI/IMU, che invece si applicano, anche se con criteri differenti di cui si darà conto tra breve, a tutte le tipologie di impianti.**

Il totale delle entrate per lo Stato derivanti dall'intera vita utile degli impianti installati nel corso del 2011 è pari a quasi 21 mld €, due terzi dei quali dovuti all'IRES. Assai marginale appare invece essere il contributo dell'IVA che compless-

sivamente conta per poco più dell'11% del totale delle entrate. **L'esborso relativo agli incentivi per gli impianti fotovoltaici messi in funzione nel 2011 è invece pari annualmente a circa 3,7 mld € (1,5 mld € riferiti ad impianti che ricadono nell'ambito del Quarto Conto Energia, 635 mln € nel Terzo Conto Energia e 1,6 mld € come conseguenza del Salva Alcoa) e quindi corrisponde a circa 74 mld € sull'orizzonte ventennale preso in considerazione. Questo significa che, considerando l'orizzonte ventennale di incentivazione: il 27% della "spesa" per gli incentivi è in realtà "coperta" dalle entrate derivanti dalla tassazione corrente; il 76% delle entrate – coerentemente con il peso in potenza complessivo – deriva dagli impianti di grande taglia e dalle centrali fotovoltaiche.**

Il risultato dell'analisi è piuttosto interessante e merita quindi qualche osservazione ulteriore. Innanzitutto, è rilevante far notare come il rapporto tra entrate e uscite trovato sopra sia in parte "sbilanciato" dall'effetto del Salva Alcoa. **Se si guarda ai soli impianti entrati in esercizio nell'ambito del Terzo e Quarto Conto Energia la percentuale di copertura della "spesa" per effetto delle entrate sale al 31%, per arrivare al 33% se si considera il solo Quarto Conto Energia.** Il paragone con il Secondo Conto Energia, dove la quota di entrate supera di poco il 25% del totale delle uscite, rende evidente come si sia già imboccata una strada "virtuosa" verso una maggiore sostenibilità degli incentivi erogati per il fotovoltaico.

Inoltre va tenuto conto – e troppo poco spesso se ne parla – che sono proprio gli impianti di medie e grandi dimensioni quelli che ad oggi garantiscono sull'orizzonte ventennale i maggiori "contributi" in termini di entrate. Nonostante, infatti, la diffusione dei piccoli impianti permetta di godere di tutti i vantaggi di quella che va sotto il nome di "Generazione Distribuita", la loro incentivazione presenta il massimo "sbilanciamento" rispetto all'introito per le casse dello Stato, con un rapporto di oltre 20:1 per ciascun kW installato, contro un rapporto inferiore al 4:1 per tutte le altre taglie d'impianto.

Tutti elementi questi che, nelle nostre intenzioni, dovrebbero servire da **stimolo e riflessione per il dibattito in corso sul Quinto Conto Energia e, ancor più in generale, sul ruolo che il fotovoltaico può ricoprire nel sistema economico ed industriale del nostro Paese.**

Proprio per questa ragione, questa edizione del Solar Energy Report contiene poi **due ulteriori approfondimenti**, che hanno a che vedere con le evoluzioni di medio e lungo termine connesse al settore. Il primo di questi, è quello di **individuare e discutere**, dopo aver fornito l'evidenza del problema che sta alla base del dibattito e analizzato **le soluzioni attualmente disponibili, gli operatori coinvolti ed i vincoli – in questo caso soprattutto di natura economica, ma anche, e spesso colpevolmente trascurati, normativa – all'adozione dello storage per gli impianti fotovoltaici.** Il secondo, dedicato al tema del **riciclo dei moduli fotovoltaici**, studiando quali sono **i materiali che si possono riciclare a partire dal modulo fotovoltaico**, analizzando i possibili volumi di mercato in gioco (1,2 mln ton di moduli ritirati al 2036), e censendo le **principali iniziative di riciclo attive nel nostro Paese.**

Solare termico

A differenza di quanto visto per il fotovoltaico, **il 2011 è stato un anno relativamente poco dinamico per il solare termico in Italia.**

Nonostante l'interesse suscitato dalle disposizioni previste dal **Decreto Rinnovabili del 3 marzo 2011 – che ha stabilito la necessità di introdurre un "Conto Energia" per le rinnovabili termiche con una ricaduta potenzialmente molto positiva per le installazioni di collettori solari – l'assenza dei Decreti attuativi ha di fatto, per lo meno per lo scorso anno, vanificato ogni attesa.**

Anche in conseguenza di questo – e quindi dell'esitazione di alcuni potenziali clienti in attesa delle nuove disposizioni normative – ma soprattutto della congiuntura economica negativa, **il mercato italiano si è decisamente contratto nel 2011 con l'installazione di circa 425.000 m² di collettori solari, in netto calo rispetto ai valori del 2009 (-10,5%) e del 2010 (-13%).**

Calo che appare ancora più significativo – per via della tensione sui prezzi – se si guarda al volume d'affari, circa 500 mln € complessivamente nel 2011 (-14,6% rispetto al 2010).

Ciò nonostante, per il terzo anno consecutivo, **l'Italia si è confermata il secondo paese europeo per installato annuale (11% del totale), comunque alle spalle della Germania cui spetta il ruolo indiscusso di leader in Europa con più del 33% della potenza installata nell'anno.**

Se si guarda ai valori cumulati **in Italia a fine 2011 sono in funzione circa 3,1 mln m² di collettori, la maggior parte dei quali** (in maniera certo contraria alla distribuzione della “materia prima” energetica) **installati nel Nord del Paese**, anche se in termini di “pesi” relativi le installazioni al Centro e al Sud fanno segnare un incremento di circa tre punti percentuali rispetto all’anno 2010.

La situazione non pare essere migliorata nei primi mesi del 2012, con il mercato del solare termico in Italia che prosegue nella decrescita sperimentata nel corso del 2011: **i livelli di installato, comparati con lo stesso periodo del 2011, appaiono in calo di circa il 5%.**

Provando a dare uno sguardo allora di più lungo periodo, nel Rapporto si offre un **approfondimento sulla tecnologia degli impianti ibridi solari-termici**, che sta interessando gli operatori sia del termico che del fotovoltaico, e **che potrebbe rappresentare una chiave di rilancio anche per la filiera del solare termico del nostro Paese**, le cui posizioni di forza e debolezza sono sostanzialmente rimaste invariate rispetto allo scorso anno.

Solare termodinamico

Come è ormai tradizione **il quadro sul solare termodinamico chiude il Solar Energy Report**. Le ragioni di questo posizionamento sono note ed hanno a che vedere con **il ruolo assai marginale dell’Italia, sia come mercato di sbocco che come sede di operatori industriali della filiera.**

Pure è doveroso prendere in esame anche questo impiego della fonte solare della produzione di energia, sia perché, **nonostante il periodo di crisi e la “taglia” tipica di questi investimenti, esso si è manifestato ancora nel corso del 2011 particolarmente “vivace” a livello internazionale.**

L’anno appena trascorso ha visto l’entrata in funzione di **circa 545 MW di nuovi impianti solari termodinamici soprattutto in Spagna, in crescita di oltre il 160% rispetto al 2010** (che aveva visto l’entrata in funzione di circa 330 MW). **Una crescita a tre cifre** – che fa ancora più scalpore se si considera la “frenata” del mercato mondiale del fotovoltaico – **che ha portato la potenza termodinamica cumulata mondiale a fine 2011 pari a superare i 1.655 MW** con un balzo ancora di oltre il 49% rispetto alla situazione registrata al termine del 2010.

Anche i primi mesi del 2012 hanno visto tuttavia l’entrata in funzione di nuovi impianti – con altri 66 MW di solare termodinamico (l’impianto da 50 MW di Solacor in Spagna e una parte dell’impianto da 31,4 MW di Puerto Errado sempre in Spagna) – **portando alla data di stesura del presente Rapporto il “contatore” del solare termodinamico a superare gli 1,7 GW.**

Il mercato mondiale quindi continua a correre e nuovi Paesi, soprattutto nell’area del Mediterraneo (Israele e Marocco in testa), fanno la loro comparsa nello scenario di riferimento del solare termodinamico.

Se guardiamo invece al nostro Paese, **nulla di significativo è accaduto per quanto riguarda l’anno 2011 in Italia**. Dopo l’entrata in funzione dell’impianto dimostrativo Archimede **nulla è accaduto dal punto di vista delle installazioni e tanto meno vi è da segnalare** – se si esclude la partecipazione di Enel Green Power per la gara sui primi 160 MW del citato progetto “Ouarzazat” in Marocco – **la partecipazione di imprese italiane in qualcuna delle cordate industriali dei progetti più grandi nel Mondo.**

Si badi bene che questo non è dovuto, come si potrebbe forse pensare, alla inattività da parte dei nostri operatori. Nel corso del 2011 diverse sono state le richieste di allaccio e di autorizzazione per la costruzione di impianti termodinamici di piccolo-medie dimensioni ma nessuna di queste ha realmente avviato i lavori di realizzazione. In particolare, **ben 180 MW sono i progetti entrati in approvazione**, rispetto ai quali tuttavia **gli operatori del settore si sono dovuti scontrare con notevoli difficoltà** sia per quanto riguarda i tempi di approvazione, giudicati insostenibili soprattutto in relazione a quanto accade invece per gli impianti fotovoltaici, che per la valutazione dell’impatto ambientale (VIA).

Uno spiraglio pare aprirsi sul futuro con la revisione del sistema di incentivazione previsto a seguito del più volte citato Decreto Rinnovabili. Secondo le **ultime bozze oggi disponibili del Decreto Attuativo sulle Rinnovabili Elettriche, le tariffe incentivanti per il solare termodinamico dovrebbero essere ancora più “generose” di quanto attualmente previsto.**

Soprattutto per gli impianti “dedicati”, ovvero con una frazione di integrazione inferiore al 15%, **l’incremento rispetto agli 0,28 €/kWh del precedente Decreto del 2008 va da un minimo del +14%**

per gli impianti sopra i 600 kW ad un massimo del +28% per quelli più piccoli. In tutti casi, l'incremento medio della tariffa incentivante si attesta attorno al 25%. In un periodo di forti tagli ai meccanismi di incentivazione il fatto che per il termodinamico si siano previste tariffe più elevate può essere segno, alternativamente, di un rinnovato interesse e quindi "spinta" per questa tecnologia nel nostro Paese, oppure (ed è a questa seconda spiegazione che sono più inclini gli operatori) alla **palese presa di coscienza da parte del legislatore dell'errore fatto nella determinazione del primo sistema di incentivi**. In linea poi con il generale orientamento del Governo su questi temi, **si prediligono gli impianti di più piccola taglia, rispetto a quelli di dimensioni e quindi impatto maggiori**.

Le bozze del Decreto soprattutto prevedono **la revisione degli obblighi e dei vincoli per l'accesso ai meccanismi di incentivazione**. E' questa poi nello specifico **la novità più attesa e per la**

quale più si sono battuti gli operatori del settore in Italia. In particolare, **il limite minimo di superficie captante passa dai 2500 m² a 500 m² e vengono ridotti i requisiti minimi per il sistema di accumulo** (che anzi diventa opzionale per gli impianti di piccola taglia). In sostanza **vengono ammessi al sistema di incentivazione anche gli impianti cosiddetti di mini o micro CSP**, che anzi da più parti sono **considerati i veri e possibili starter del mercato italiano del solare termodinamico**.

Sembra quindi che, almeno per quanto riguarda il solare termodinamico, le attese e le richieste degli operatori siano state soddisfatte. **Le nuove disposizioni normative** – ovviamente qualora entrassero in vigore senza ulteriori modifiche di cui al momento della stesura del testo non si ha notizia – **pongono però anche una sfida seria alla filiera italiana del solare termodinamico, che dovrà dimostrarsi (ma ve ne sono pochi dubbi) all'altezza**.

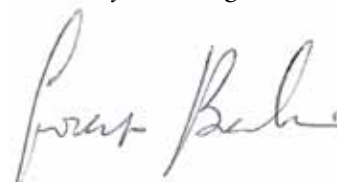
Davide Chiaroni
Responsabile della Ricerca



Federico Frattini
Responsabile della Ricerca



Lorenzo Boscherini
Project Manager



IL FOTOVOLTAICO

1. La tecnologia

Questo capitolo si propone di illustrare le **principali evoluzioni di carattere tecnologico** che hanno interessato il fotovoltaico in Italia ed in Europa nel corso del 2011. In particolare, si discuteranno le **dinamiche di prezzo e di costo dei moduli** tradizionali (in silicio mono- e poli-cristallino) e di quelli a film sottile. Si fornirà anche una visione dell'evoluzione del prezzo dell'inverter fotovoltaico sul mercato italiano ed europeo. Inoltre, in questo capitolo sono riportati e discussi i risultati di un'analisi sistematica che è stata condotta al fine di conoscere **le aspettative e previsioni degli operatori ed esperti di settore** in merito alle evoluzioni future attese di alcune tra le principali variabili che interessano la tecnologia fotovoltaica, tra cui il prezzo dei moduli, la loro efficienza ed il costo di conversione solare. Si riporta anche uno studio sullo stato dell'arte e sui possibili sviluppi futuri della **tecnologia del fotovoltaico a concentrazione**, oltre a mappare alcuni tra i progetti di ricerca e sviluppo e le applicazioni fotovoltaiche innovative che, a detta degli operatori, potrebbero avere un maggiore potenziale di mercato nel prossimo futuro.

1.1 L'evoluzione del prezzo di moduli ed inverter

Questo PARAGRAFO analizza l'andamento del prezzo di vendita, sul mercato europeo ed italiano, e l'an-

damento del costo di produzione che i principali componenti di un impianto fotovoltaico (moduli ed inverter) hanno sperimentato nel corso del 2011.

1.1.1 L'evoluzione del prezzo dei moduli tradizionali

Per quanto riguarda i moduli tradizionali, in silicio mono- e poli-cristallino, **nel corso del 2011 si è verificata una drastica diminuzione dei prezzi per entrambe le tecnologie**, tanto sul mercato italiano quanto su quello europeo. In particolare, il calo dei prezzi si è attestato intorno al 42,6% per i moduli in silicio poli-cristallino e al 40% per i moduli mono-cristallini. A questo si è accompagnato una **meno che proporzionale riduzione del costo pieno industriale**, che ha contratto, in alcuni casi in modo sensibile, il margine lordo industriale (*gross margin*) dei produttori, causando il fallimento di molti di essi (SI VEDA CAPITOLO 4).

Nelle FIGURE 1.1 e 1.2 è riportato l'andamento nel corso del 2011 del **prezzo medio di vendita dei moduli fotovoltaici, rispettivamente in silicio poli- e mono-cristallino**, praticato dai produttori europei (italiani e non), distinguendo tra il caso di prezzo medio di vendita sul mercato europeo e sul mercato italiano. Oltre a ciò, viene rappresentato **l'andamento del costo di produzione medio**

Figura 1.1

Andamento nel corso del 2011 del prezzo e del costo pieno industriale (in €/W) dei moduli in silicio poli-cristallino per produttori europei

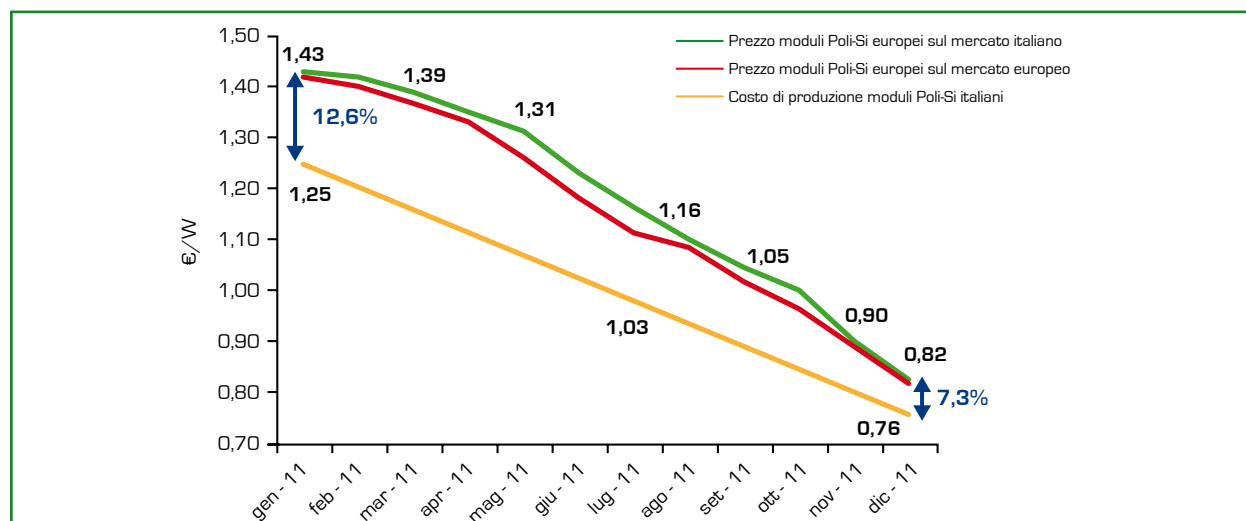
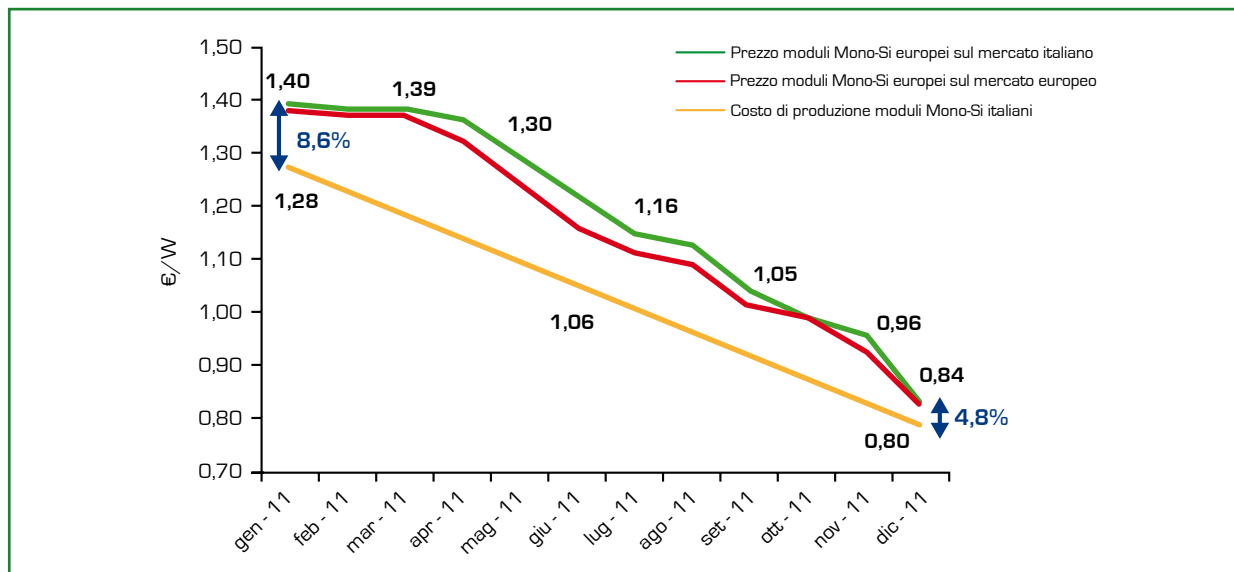


Figura 1.2

Andamento nel corso del 2011 del prezzo e del costo pieno industriale (in €/W) dei moduli in silicio mono-cristallino per produttori europei



che gli operatori italiani hanno sostenuto. Si tratta ovviamente, in special modo per quanto riguarda la variabile prezzo, di valori medi che non tengono conto, quindi, delle differenze tra diverse tipologie di forniture (ad esempio per impianti residenziali o per impianti di grande taglia) realizzate dai produttori di moduli.

Dall'analisi delle figure si nota innanzitutto la già citata e consistente riduzione del prezzo dei moduli, nell'ordine del 42,6% per i moduli poli-cristallini e del 40% per quelli mono-cristallini. La ragione principale di questo sostenuto calo dei prezzi è da ricercarsi innanzitutto in una **sovraccapacità produttiva a livello mondiale, lungo tutto il 2011**, sia di celle (componenti essenziali dei moduli) sia di moduli, che è stata accentuata da una domanda di mercato che si è rivelata più bassa delle attese (SI VEDA CAPITOLO 2). **A ciò si associa una riduzione delle tariffe incentivanti che nel corso del 2011 si è fatta particolarmente importante** in alcuni mercati europei trainanti (quali l'Italia e la Germania), che ha imposto ai produttori un adeguamento dei prezzi di mercato, pena un crollo della domanda.

Si nota inoltre come **il prezzo dei moduli si sia mantenuto mediamente inferiore di circa 1-2 c€/W sul mercato europeo rispetto a quello italiano**. La differenza è andata riducendosi negli ultimi mesi dell'anno, fino ad arrivare ad un prezzo medio del tutto analogo sui due mercati. Questo si spiega con il fatto che, nonostante i tagli imposti dal Quarto Conto Energia (SI VEDA CAPITOLO

3), le tariffe nel nostro Paese nel corso del 2011 si sono comunque mantenute su livelli mediamente superiori rispetto ad altri importanti mercati europei (uno su tutti, la Germania), il che ha spinto i produttori a praticare condizioni di vendita leggermente meno vantaggiose per il cliente italiano rispetto alla media europea.

È interessante rilevare come **i produttori europei siano stati in grado di ridurre significativamente i loro costi pieni industriali** (nell'ordine del 37,6% per i moduli poli-cristallini e del 36% per quelli mono-cristallini), **per far fronte al calo dei prezzi che il mercato ha imposto**.

I costi pieni industriali (ossia non comprensivi dei costi di periodo) dei produttori di moduli si compongono sostanzialmente di due voci:

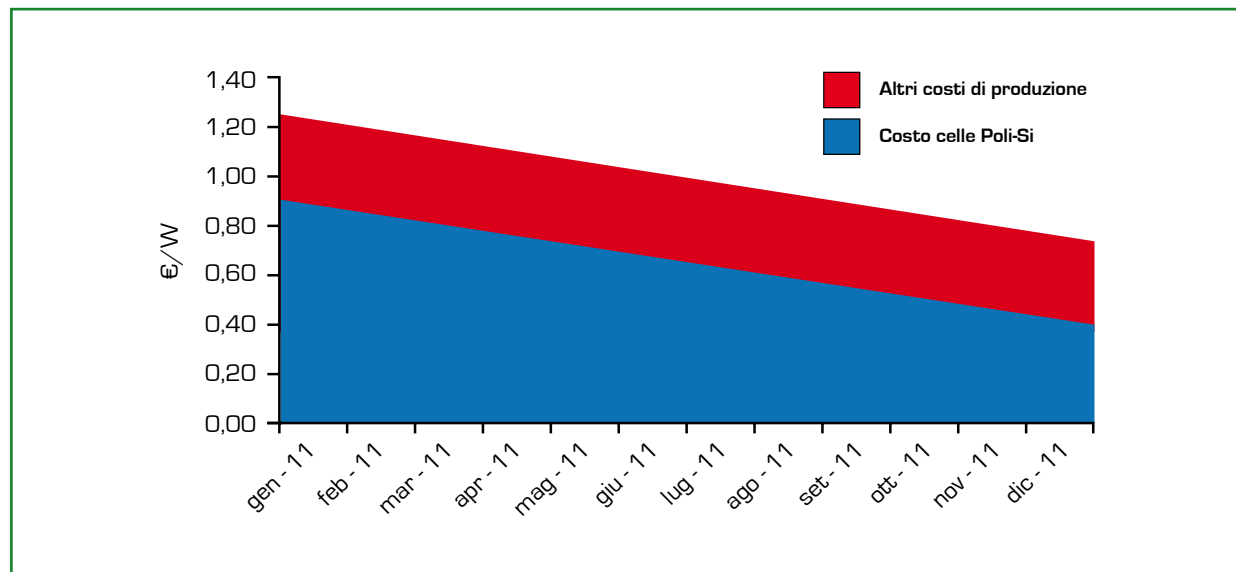
- **costo di acquisto delle celle**, che rappresenta circa il 70% del costo totale di produzione;
- **costi di produzione del modulo**, che rappresentano il rimanente 30% e possono essere suddivisi in: (i) costo di acquisto degli altri componenti del modulo, tra cui vetro, EVA, *ribbon*, *junction box*; (ii) ammortamenti dei macchinari; (iii) costo del lavoro; (iv) costo dell'energia e altre utenze.

La riduzione dei costi cui si è assistito durante il 2011 è imputabile, come indicato in FIGURA 1.3, a:

- **efficientamento del processo produttivo**, che ha permesso, ad alcuni operatori, di ridurre i costi di produzione dei moduli di circa il 10%;
- **riduzione del costo di acquisto delle celle**. Du-

Figura 1.3

Andamento nel corso del 2011 del costo di produzione dei moduli e del costo di acquisto delle celle nel caso di moduli in silicio poli-cristallino



rante il 2011, mediamente, il prezzo di acquisto delle celle è diminuito di circa il 40% per effetto del crollo del prezzo del silicio per applicazioni solari.

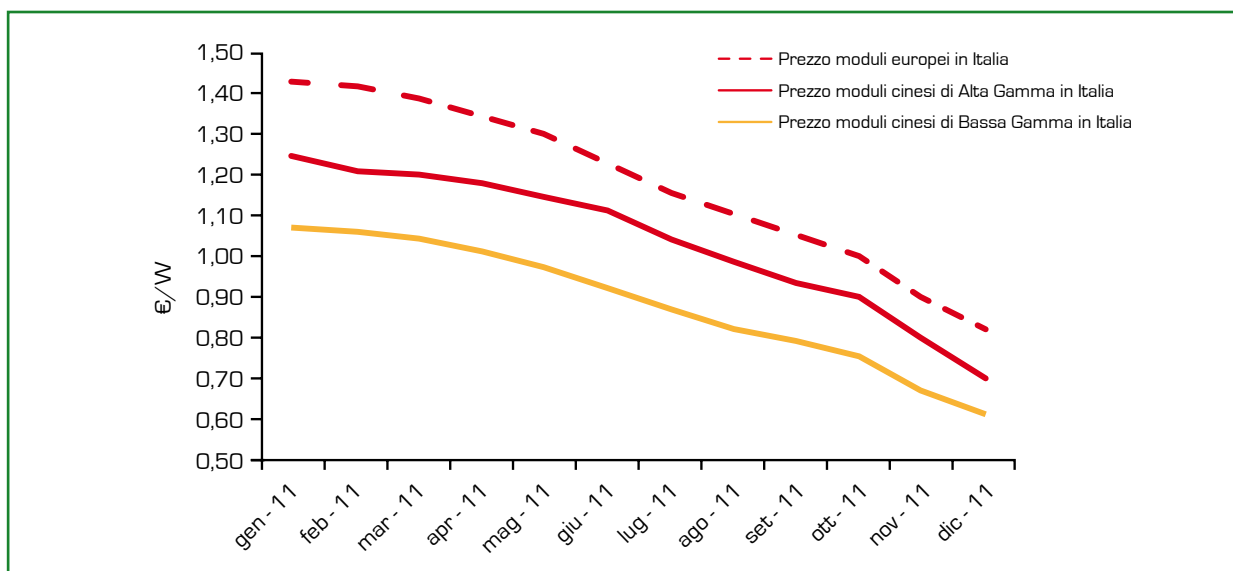
Grazie alla riduzione del costo pieno industriale dei moduli conseguita dai produttori europei, i **margini lordi industriali** di questi ultimi **si sono contratti nel corso del 2011 in modo molto inferiore rispetto ai prezzi, in particolare riducendosi del 5,3% per i produttori di tecnologia poli-cristallina, e dello 3,8% per i produttori di moduli**

mono-cristallini. Nonostante le riduzioni dei margini siano in valore assoluto non particolarmente consistenti, il livello delle marginalità ad inizio 2011 era già particolarmente contratto, il che ha portato a fine anno diversi produttori europei in situazioni di oggettiva difficoltà (SI VEDA CAPITOLO 4).

Oltre alle motivazioni citate in precedenza, la riduzione drastica dei prezzi registrata nel 2011 si spiega anche con la **crescente competizione in Italia ed in Europa da parte dei produttori asiatici**. La FIGURA 1.4 riporta l'andamento dei prezzi dei moduli

Figura 1.4

Andamento medio del prezzo dei moduli poli-cristallini realizzati da produttori cinesi di alta e medio-bassa gamma e venduti in Italia nel corso del 2011



cinesi in silicio poli-cristallino sul mercato italiano (oltre al prezzo medio degli stessi moduli realizzati da produttori europei, come *benchmark*), distinguendo tra:

- moduli cinesi di alta gamma, realizzati da aziende cinesi con un *brand* conosciuto (tra cui LDK Solar, Trina solar, JA Solar). Come si nota, mediamente questi **moduli hanno fatto registrare un prezzo inferiore del 12% rispetto a quelli europei**;
- moduli cinesi di medio-bassa gamma, realizzati da aziende con un *brand* meno riconosciuto sul mercato, ma comunque con capacità produttive importanti. In questo caso si nota come **il prezzo sia stato anche del 25% inferiore rispetto ai produttori europei**.

Il motivo principale di questa importante diversità tra il prezzo di vendita dei moduli europei ed asiatici risiede innanzitutto nella **possibilità per i moduli cinesi di sfruttare enormi economie di scala**, che consentono di abbassare sensibilmente il costo di produzione. Si pensi che i primi 3 produttori di celle e moduli cinesi per capacità produttiva arrivano a circa 7,4 GW di capacità aggregata per la produzione di celle e 4,8 GW per i moduli. Inoltre, l'accesso a fattori produttivi (in particolare forza lavoro) a prezzi inferiori rispetto ai produttori europei contribuisce ulteriormente a spiegare il vantaggio di costi di cui godono gli operatori asiatici, che hanno conquistato, come si discuterà più avanti nel CAPITOLO 4, importanti quote di mercato nel nostro Paese. In base a questi dati, si può affermare che, **mediamente, nel corso del 2011 il prezzo di vendita in Italia di moduli poli-cristallini e mono-cristallini, prodotti in Cina, è stato nell'ordine di 0,96 €/W**.

1.1.2 L'evoluzione del prezzo dei moduli a film sottile

Nel corso del 2011, anche per effetto della forte riduzione di prezzo di cui si è parlato nel paragrafo precedente, **la quota di mercato dei moduli tradizionali si è rafforzata rispetto al 2010**, raggiungendo a livello internazionale un peso sulle nuove installazioni di circa l'82%, con i moduli in film sottile che invece si fermano al 18%. Addirittura **in Italia, i moduli in film sottile hanno pesato nel corso del 2011 per circa l'8% del totale installato**. Il 2011 segna quindi un ulteriore rallentamento delle aspettative di diffusione dei moduli di seconda generazione, già riviste al ribasso dagli operatori nel corso del 2010. Questo è facilmente comprensibile visto che il

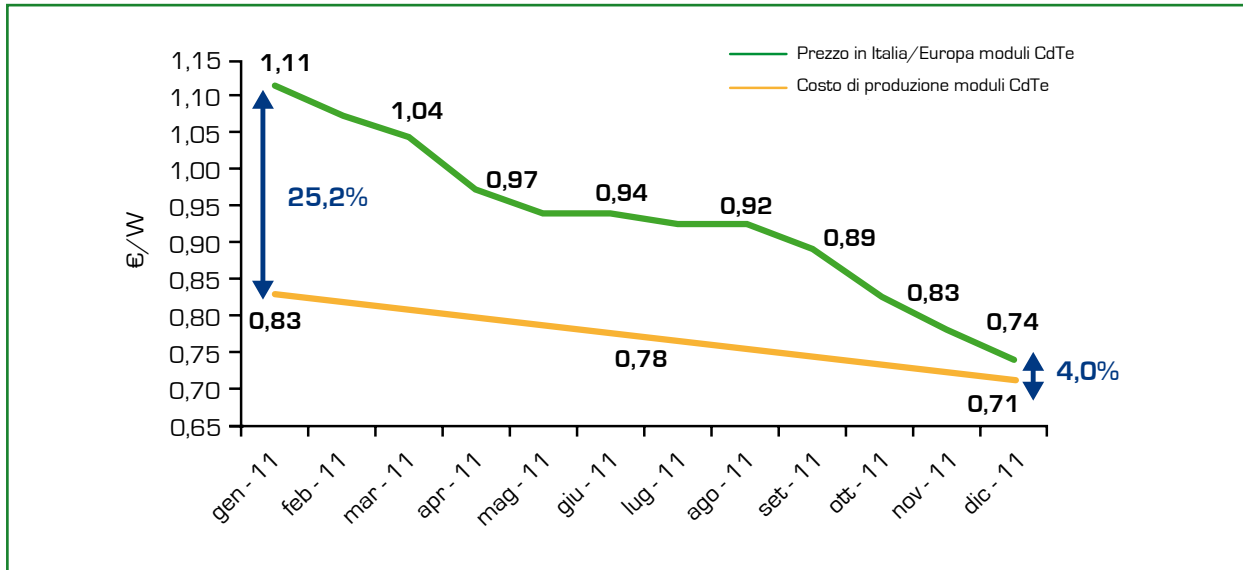
punto di forza dei moduli in film sottile dovrebbe essere proprio quello di avere, a fronte di efficienze di conversione contenute ed una maggiore incertezza sulla capacità di mantenere le proprie prestazioni nel tempo, **un costo decisamente inferiore rispetto ai moduli tradizionali**. Con le dinamiche di prezzo dei moduli in silicio cristallino di cui si è parlato nel paragrafo precedente, la competitività delle tecnologie di seconda generazione sul mercato si riduce drasticamente.

Ovviamente, anche i produttori di moduli in film sottile hanno dovuto ridurre decisamente i loro prezzi di vendita, per non vedere evaporare la loro quota di mercato. La FIGURA 1.5 rappresenta l'andamento del prezzo dei moduli in CdTe (Tellururo di Cadmio) sui mercati europei (non si registrano particolari differenze tra i prezzi praticati in Europa ed in Italia). Esso di fatto **riflette le politiche commerciali dell'americana First Solar, leader indiscussa di queste tecnologia**, con una quota di mercato a livello internazionale di oltre il 35% dell'installato di film sottile. Come si nota, il prezzo di vendita dei moduli in CdTe è diminuito, tra inizio e fine 2011, del 33,3%, attestandosi ad un valore di fine anno pari a 0,74 €/W. LA FIGURA 1.5 fornisce anche una rappresentazione dell'andamento del costo pieno industriale medio, da cui si nota come i margini lordi (che di fatto fanno riferimento al caso di First Solar), hanno subito un brusco calo tra inizio e fine anno. I margini che a Gennaio 2011 erano nell'intorno del 25%, nettamente superiori rispetto a quelli sperimentati dai produttori di moduli tradizionali, sono diminuiti sensibilmente poiché i costi medi di produzione sono scesi ad un tasso decisamente inferiore rispetto al calo dei prezzi. Questo si spiega essenzialmente con il fatto che **questa tecnologia, come la maggioranza di quelle di seconda generazione, è caratterizzata da importanti costi fissi derivanti dall'ammortamento delle linee di produzione automatizzate**. E' interessante notare come a fine 2011 la marginalità lorda industriale media che i produttori di moduli CdTe sono riusciti a conseguire è di fatto minore rispetto a quella sperimentata dai produttori di moduli di silicio italiani.

La FIGURA 1.6 rappresenta invece l'andamento del prezzo di vendita dei moduli in silicio amorfo (aSi) nel 2011. Diversamente dal CdTe, in questo caso vi è stata una certa differenza tra i prezzi praticati sul mercato italiano ed europeo, per cui si sono mantenuti separati i dati in FIGURA 1.6. Si nota una diminuzione del prezzo durante l'anno nell'ordine del 44,6%. Anche **i margini si sono contratti sensibil-**

Figura 1.5

Andamento del prezzo di vendita e del costo pieno industriale dei moduli CdTe nel corso del 2011



mente, per effetto del calo dei costi di produzione meno che proporzionale rispetto alla diminuzione del prezzo, **ma in misura minore rispetto al CdTe**. Insieme ai valori ad inizio anno molto più elevati rispetto alla tecnologia del Tellururo di Cadmio, questo spiega perché a fine anno i produttori di silicio amorfo hanno sperimentato margini lordi più di tre volte superiori rispetto al caso del CdTe.

Per quanto riguarda infine i moduli di seconda ge-

nerazione CIS (Diseleniuro di Indio e Rame), la riduzione di prezzo nel corso del 2011, come indicato in FIGURA 1.7, si è attestata attorno al 43%. **Il margine lordo industriale è però sceso solo del 1,6%**. Questo grazie alla capacità dei principali operatori di mettere in funzione nuove linee produttive decisamente più efficienti, che hanno assicurato un importante contenimento dei costi. Anche per in moduli in CIS una quota rilevante del costo pieno industriale è rappresentata dall'ammortamento del-

Figura 1.6

Andamento del prezzo di vendita e del costo pieno industriale dei moduli a-Si nel corso del 2011

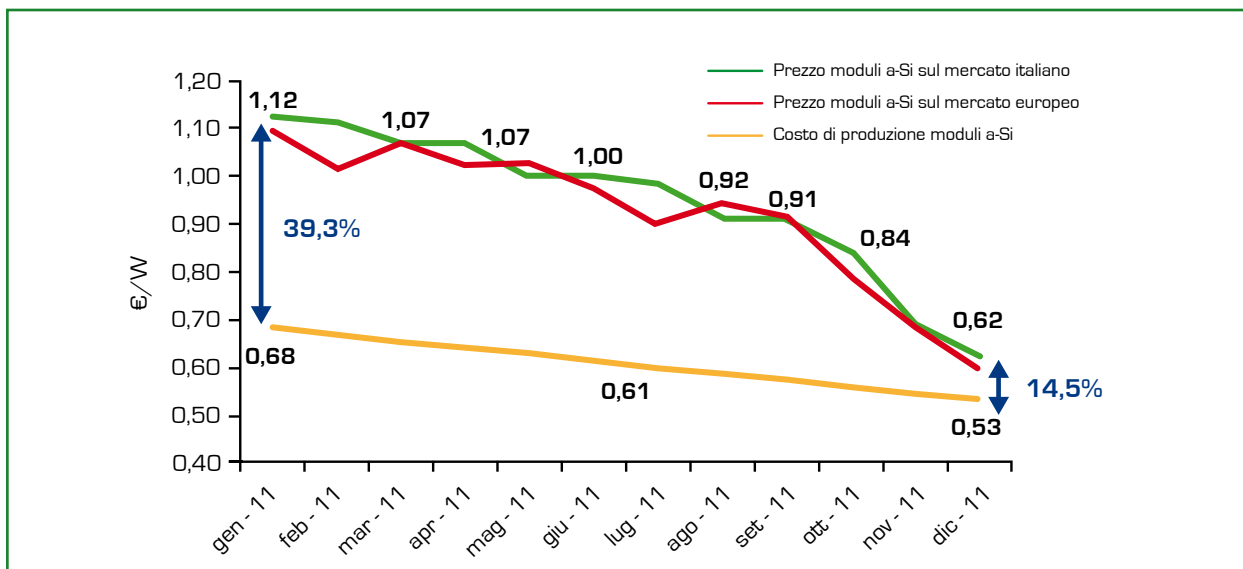
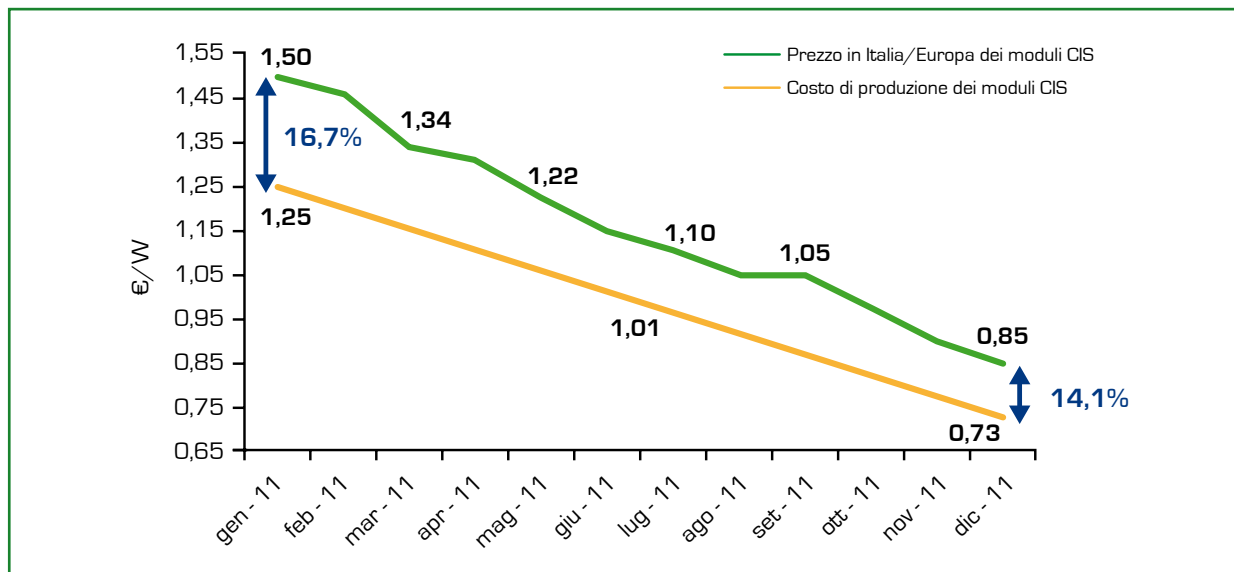


Figura 1.7

Andamento del prezzo di vendita e del costo pieno industriale dei moduli CIS nel corso del 2011



le linee produttive automatizzate, mentre i costi di materie prime e lavoro sono decisamente contenuti, il che rende questa tecnologia competitiva soprattutto in presenza di grandi volumi produttivi.

1.1.3 L'evoluzione del prezzo degli inverter

Come noto, oltre al modulo, un componente fondamentale dell'impianto fotovoltaico è rappresentato dall'inverter, che garantisce il raggiungimento di elevati livelli di efficienza di trasformazione e grazie al quale l'impianto si interfaccia con la rete elettrica. **L'importanza dell'inverter è destinata nel breve periodo ad aumentare nel nostro Paese**, per effetto dell'entrata in vigore della norma tecnica CEI-021 e dell'Allegato A70 al Codice di Rete di Terna, che definiscono le regole e i requisiti tecnici a cui gli impianti di produzione di energia elettrica connessi alle reti di distribuzione MT e BT devono rispondere con l'introduzione per gli impianti di nuova costruzione (a partire da Aprile 2012 e più stringenti da Luglio 2012 e da Gennaio 2013) dell'obbligo di installazione degli smart inverter e anche per gli impianti già allacciati con potenza superiore a 50 kW. Per approfondimenti sul tema SI VEDA CAPITOLO 3.

Il trend al ribasso del prezzo dei moduli fotovoltaici, di cui si è discusso nei paragrafi precedenti, **ha interessato anche l'inverter**, nonostante questo componente abbia risentito in misura minore delle dinamiche sopracitate rispetto al modulo. Basti

considerare **che la riduzione media del prezzo degli inverter a livello internazionale nel corso del 2011 è stata del 27%**, con importanti differenze in funzione della taglia del prodotto:

- per inverter fino a 5 kW, la diminuzione del prezzo si è attestata attorno al 32%, raggiungendo a fine 2011 un valore di 0,28 €/W;
- per inverter da 5 a 10 kW, l'entità della riduzione è stata del 37%, con un prezzo medio di fine anno pari a circa 0,18 €/W;
- per inverter da 10 a 100 kW, il calo dei prezzi è stato del 19%, con valori che a Dicembre 2011 hanno raggiunto gli 0,19 €/W. Come si nota il prezzo specifico di questi inverter è superiore rispetto a quelli con taglia tra 5 e 10 kW. Questo apparentemente potrebbe sembrare irrealistico, ma bisogna ricordare che a partire dai 10 kW è necessario dotare l'inverter di componenti aggiuntivi, quali il gruppo di trasformazione e quadri di comando, che fanno lievitare il prezzo specifico;
- per inverter con potenza superiore a 100 kW, il calo dei prezzi è stato anch'esso di circa il 19%, attestandosi su un valore a fine anno di 0,15 €/W.

La riduzione del prezzo dell'inverter, soprattutto nella prima parte dell'anno, è **stata causata da un fenomeno di sovra-offerta, che ha coinvolto innanzitutto il mercato tedesco** e che ha poi influenzato a cascata molti mercati europei. Si stima che a inizio 2011 ci fossero circa 2,5 GW di inverter stoccati nei magazzini tedeschi, probabilmente per

scongiurare un altro fenomeno di *shortage* di prodotti simile a quello che si era verificato nel corso del 2010. Quando i produttori di inverter si sono resi conto che la domanda del 2011 sarebbe stata notevolmente inferiore alle previsioni, gli inverter stoccati sono stati venduti, in alcuni casi, a prezzi decisamente ribassati, con l'obiettivo di liberarsi di capitali immobilizzati che comportavano notevoli oneri di mantenimento a scorta.

La riduzione del prezzo degli inverter non è stata così drammatica come nel caso dei moduli e sembra che **gli operatori siano stati in larga parte capaci di assorbirla, senza subire pericolosi contraccolpi sulla loro redditività e capacità di sopravvivenza**. Le cause della minore diminuzione del prezzo degli inverter rispetto ai moduli sono da ricercarsi nella più limitata competizione da parte dei produttori del *Far East*, che hanno incontrato maggiori barriere ad aggredire il mercato europeo ed italiano. Si pensi che a fine 2010, a livello globale, tra le prime cinque aziende mondiali produttrici di inverter non vi era alcuna realtà asiatica. In media, la quota di mercato dei produttori asiatici sul mercato europeo nel 2011 è stata pari al 2,5% (SI VEDA CAPITOLO 4), valore decisamente inferiore rispetto a quelli fatti registrare nel comparto dei moduli.

Le principali barriere che i produttori asiatici hanno incontrato fino ad oggi nel tentativo di aggredire il mercato europeo sono di due tipi:

- innanzitutto il fatto che l'inverter è un **compo-**

nente che richiede un efficace servizio post-vendita. Spesso gli investitori non si fidano di un brand cinese, in media poco conosciuto, in quanto c'è incertezza sulle garanzie che è in grado di dare nel tempo in termini di assistenza e supporto;

- in secondo luogo, il gap tecnologico tra **inverter europei ed asiatici non è stato ancora colmato**, a differenza di quanto è accaduto per i moduli. Importanti differenze si rilevano soprattutto per quanto riguarda l'affidabilità e la robustezza della macchina in presenza di tensioni in input variabili.

A completamento dell'analisi, nelle FIGURE 1.8, 1.9, 1.10, 1.11 si riporta l'andamento nel 2011 del prezzo praticato dai produttori europei (italiani e non) sul mercato europeo ed italiano, oltre al costo pieno industriale che essi hanno sostenuto, distinguendo tra inverter di diversa taglia.

Dall'analisi delle figure si nota innanzitutto come **l'andamento dei prezzi sul mercato italiano si sia mantenuto in media su livelli superiori del 3-4% rispetto a quello europeo**. Si nota quindi una situazione opposta rispetto a quella verificatasi per i moduli fotovoltaici tradizionali, il che potrebbe essere spiegato dal fatto che il mercato europeo è stato molto influenzato dalle dinamiche che hanno interessato la Germania che in alcuni periodi dell'anno, come abbiamo accennato in precedenza, si è trovata a fronteggiare uno *stock* di materiale a magazzino

Figura 1.8

Andamento dei prezzi di vendita e dei costi pieni industriali degli inverter con potenza minore o uguale di 5 kW nel corso del 2011

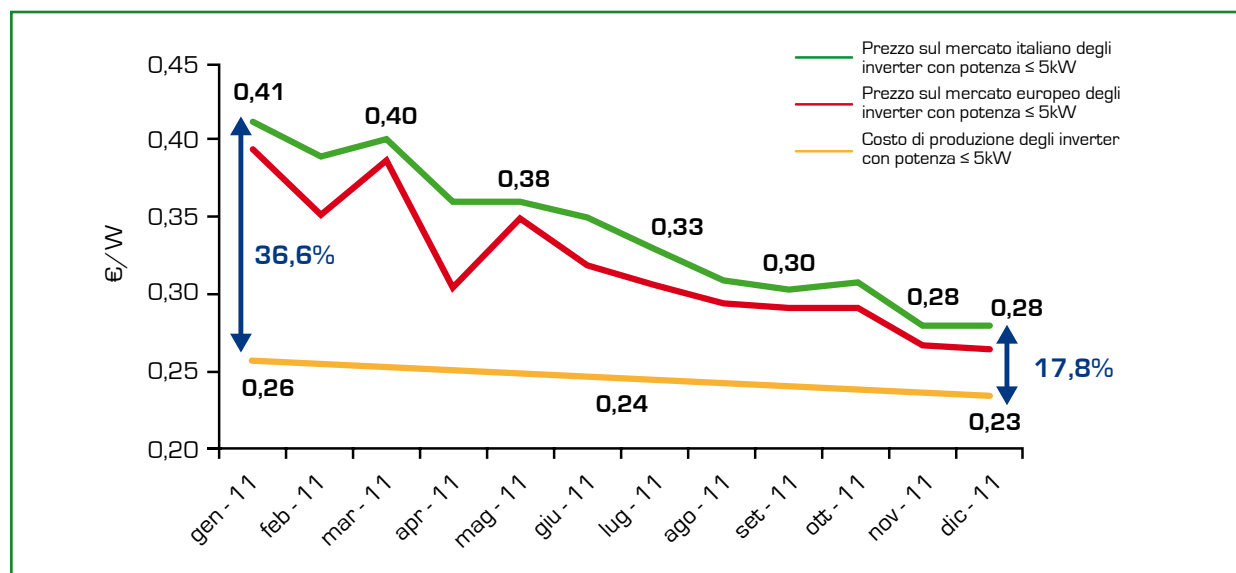
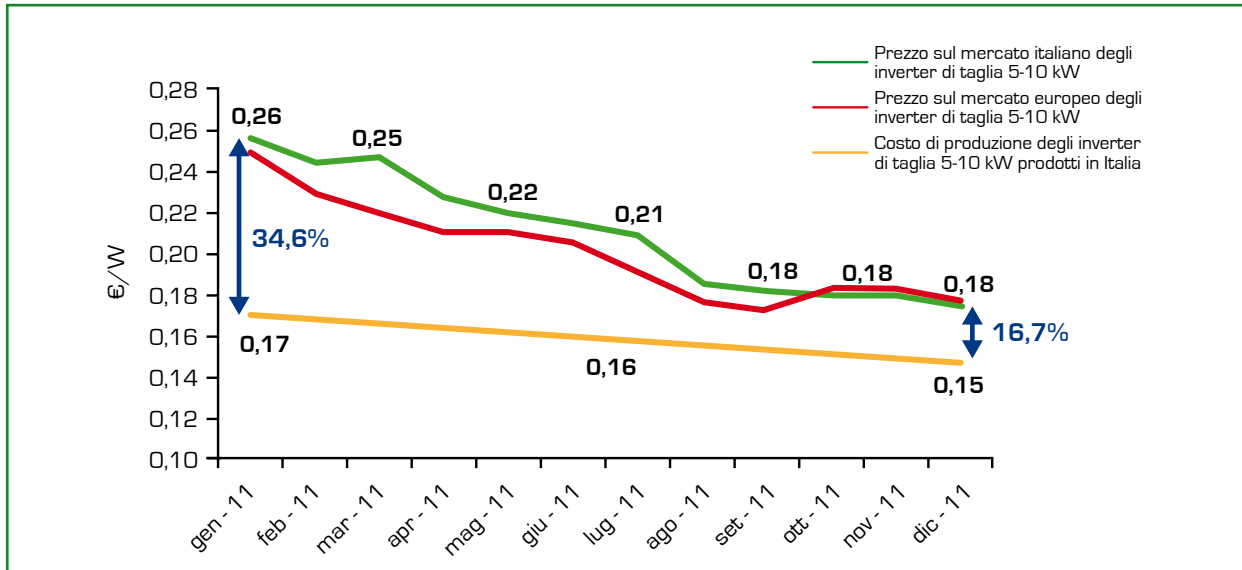


Figura 1.9

Andamento dei prezzi di vendita e dei costi pieni industriali degli inverter con potenza compresa tra i 5 e i 10 kW nel corso del 2011



causando un abbassamento notevole dei prezzi di vendita dei componenti.

Per quanto riguarda i margini lordi industriali, i valori che essi assumevano ad inizio anno per gli inverter di più piccole dimensioni (tra il 36 e il 34%), si sono ridotti significativamente nel corso del 2011, dimezzandosi fino ad attestarsi a Dicembre 2011 in un intorno del 16-18%. Questo è dovuto, come ovvio, ad una decrescita maggiore del prezzo degli inverter rispetto alla riduzione del

costo di produzione. Gli inverter con taglia compresa tra 10 e 100 kW hanno invece sperimentato un calo dei margini lordi di soli 5 punti percentuali tra l'inizio e la fine dell'anno, rimanendo, a Dicembre 2011, sopra il 20%. Infine i prodotti con potenze maggiori hanno mantenuto i propri margini nell'intorno del 31%, con una riduzione minima (pari a 0,4%) tra inizio e fine anno. In questo caso, la lieve flessione nei prezzi si è accompagnata ad una leggera ed analoga riduzione dei costi di produzione. Come si può notare dai grafici, ad

Figura 1.10

Andamento dei prezzi di vendita e dei costi pieni industriali degli inverter con potenza compresa tra i 10 e i 100 kW nel corso del 2011

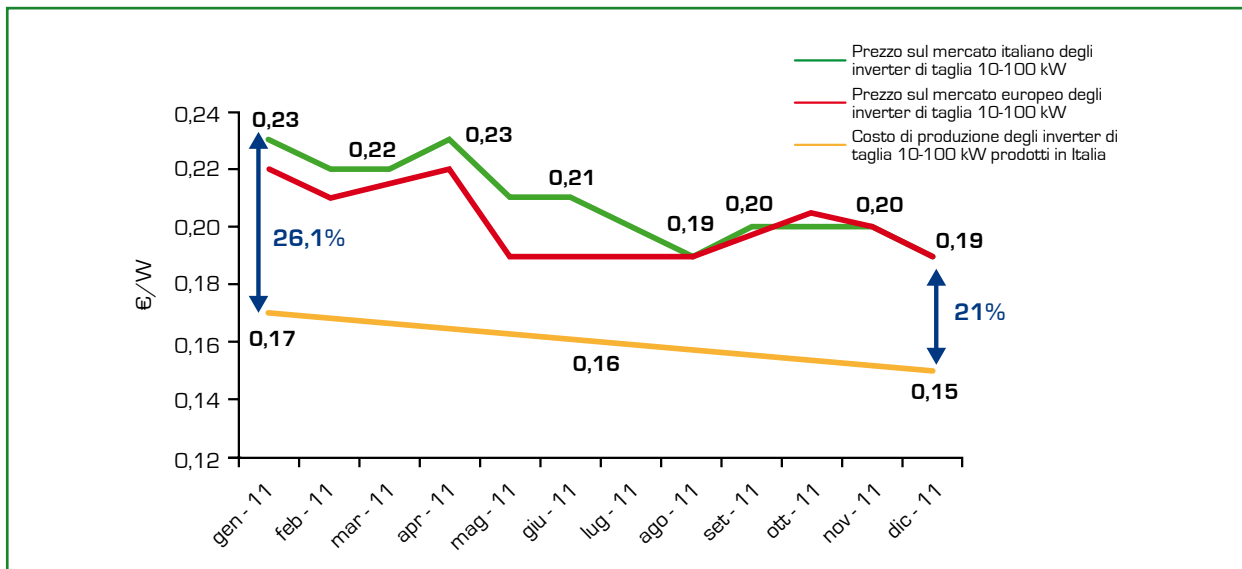
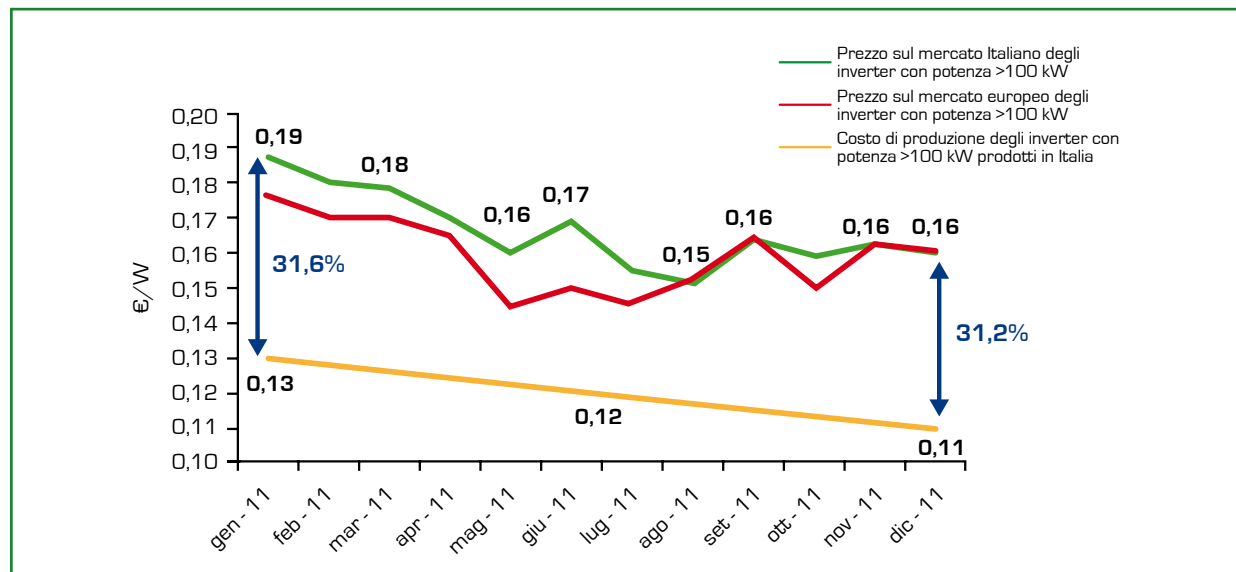


Figura 1.11

Andamento dei prezzi di vendita e dei costi pieni industriali degli inverter con potenza maggiore di 100 kW nel corso del 2011



ogni modo, **il margine garantito dalla produzione di inverter è sensibilmente superiore a quello della produzione di moduli**, specialmente per i produttori che dispongono di una dimensione tale da sfruttare importanti vantaggi di costo dovuti al fenomeno delle economie di scala.

1.1.4 Il prezzo dei componenti nei primi mesi del 2012

Dopo un'analisi del prezzo dei moduli e degli inverter nel corso del 2011, è interessante fornire un aggiornamento dell'analisi considerando i primi tre mesi del 2012. In particolare, per quanto riguarda i moduli:

- il prezzo dei moduli europei in **silicio poli-cristallino** è passato da un valore di 0,82 €/W a Dicembre 2011 **ad un valore di 0,74 €/W a Marzo 2012, con una diminuzione pari al 9,7%**;
- il prezzo dei moduli europei in **silicio mono-cristallino** è passato da un valore di 0,84 €/W a Dicembre 2011 **ad un valore di 0,77 €/W a Marzo 2012, con una diminuzione pari all'8%**;
- il prezzo dei moduli in **silicio amorfo (a-Si)** sul mercato italiano, è passato da un valore a Dicembre 2011 di 0,62 €/W **ad un valore di 0,59 €/W a Marzo 2012, con una diminuzione pari al 5%**;
- il prezzo dei moduli in **Tellururo di Cadmio (CdTe)** sul mercato italiano, è passato da un valore di 0,74 €/W a Dicembre 2011 **ad un valore di 0,68 €/W a Marzo 2012, con una diminuzione dell'8%**;

- Il prezzo dei **moduli in Diseleniuro di Indio e Rame (CIS)** sul mercato italiano è passato da un valore di 0,85 €/W a Dicembre 2011 **ad un valore di 0,76 €/W a Marzo 2012 con una diminuzione del 10,5%**.

Per quanto riguarda gli inverter prodotti in Europa e commercializzati sul mercato italiano, i prezzi medi sono stati:

- per inverter fino a 5 kW, il prezzo a Marzo 2012 si è attestato nell'intorno di 0,26 €/W, con una diminuzione rispetto a Dicembre 2011 del 7,1%;
- per inverter da 5 a 10 kW, il prezzo a Marzo 2012 era nell'ordine di 0,17 €/W, con una diminuzione rispetto a Dicembre 2011 del 5,5%;
- per inverter da 10 a 100 kW, il prezzo a Marzo 2012 si è attestato intorno a 0,18 €/W, con una diminuzione rispetto a Dicembre 2011 del 5,3%;
- per inverter con potenza superiore a 100 kW il prezzo a Marzo 2012 era mediamente pari a 0,14 €/W, con una diminuzione rispetto a Dicembre 2011 del 12,5%.

I prezzi degli inverter nei primi mesi del 2012 sono però stati affetti da grande variabilità, a causa delle incertezze normative che si prospettano per la seconda metà del 2012.

1.1.5 Il prezzo di vendita degli impianti chiavi in mano e la scomposizione dei costi

Come è facilmente intuibile considerato l'anda-

mento dei prezzi dei suoi componenti fondamentali, anche **il prezzo chiavi in mano dell'impianto si è ridotto notevolmente, in Italia quanto in Europa, nel corso del 2011**. Di seguito si descrive brevemente l'evoluzione dei prezzi specifici di un impianto chiavi in mano (al lordo dell'IVA) installato in Italia con componenti europei, suddivisi per segmenti di mercato:

- **gli impianti da 3 kW** sono passati da un prezzo medio a Gennaio 2011 che si attestava nell'intorno dei 4.500 €/kW, ad un prezzo che a Dicembre 2011 era sceso a 3.000-3.100 €/kW. La diminuzione è stata pari al 33% nel corso dell'anno. Sempre nel segmento residenziale (0-20 kW di potenza), gli impianti da 20 kW erano venduti ad un prezzo medio a Gennaio 2011 pari a circa 4.000 €/kW, prezzo sceso a fine Dicembre a 2.800 €/kW;
- **gli impianti da 200 kW** sono passati da un prezzo medio a Gennaio 2011 che si attestava nell'intorno dei 3.500 €/kW, ad un prezzo che a Dicembre 2011 era pari in media a 1.900 €/kW, con una diminuzione di circa il 45% nel corso dell'anno;
- **gli impianti da 1 MW** sono passati da un prezzo medio a Gennaio 2011 nell'intorno dei 2.800 €/kW ad un prezzo che a dicembre 2011 era diventato di 1.650 €/kW, con una diminuzione pari a circa il 41% nel corso dell'anno.

Nel corso del 2011 l'articolazione del costo chiavi

in mano di un impianto fotovoltaico nelle diverse componenti di cui è costituito è cambiata rispetto agli anni precedenti. In FIGURA 1.12, 1.13, 1.14 sono riportati i costi suddivisi per componenti per impianti installati a Dicembre 2011.

E' interessante notare come **il peso percentuale dei moduli aumenti sensibilmente all'aumentare della taglia dell'impianto** (dal 33% per l'impianto da 3 kW al 52% per l'impianto da 1 MW) poiché il costo dell'impianto chiavi in mano diminuisce notevolmente mentre il prezzo dei moduli diminuisce, a causa del mancato surplus della attività di distribuzione e dei vantaggi di scala derivanti da forniture di grandi dimensioni, ma in maniera meno che proporzionale rispetto al prezzo "chiavi in mano". Inoltre **le attività di progettazione e installazione diminuiscono il loro peso percentuale all'aumentare della taglia dell'impianto**.

Se confrontiamo la scomposizione dei costi dell'impianto da 3 kW con quella effettuata nel 2010, notiamo che è **diminuito del 7% il peso dei moduli a causa della diminuzione del prezzo nel corso del 2011 e dell'1% quello degli inverter**, anche in questo caso per la diminuzione dei prezzi nel corso dell'anno. **Aumenta il peso percentuale degli altri componenti di circa il 3%** poiché i prezzi sono rimasti pressoché uguali tra un anno e l'altro e **aumenta anche il peso delle attività di progettazione e installazione (+5%)**.

Figura 1.12

Scomposizione del costo chiavi in mano per un impianto da 3 kW a Dicembre 2011

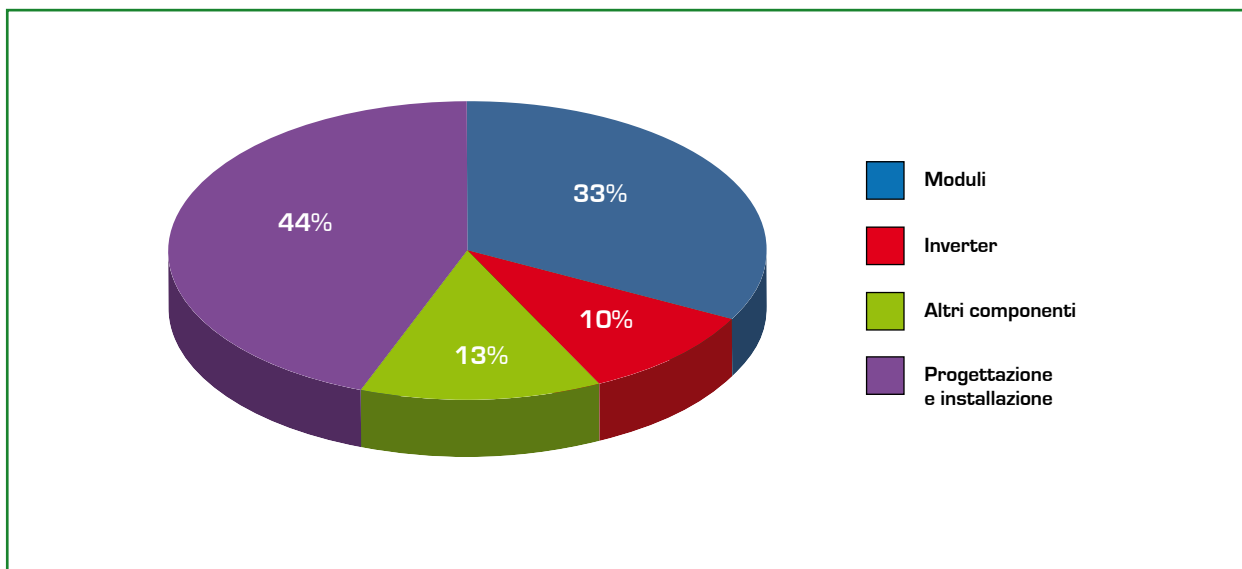
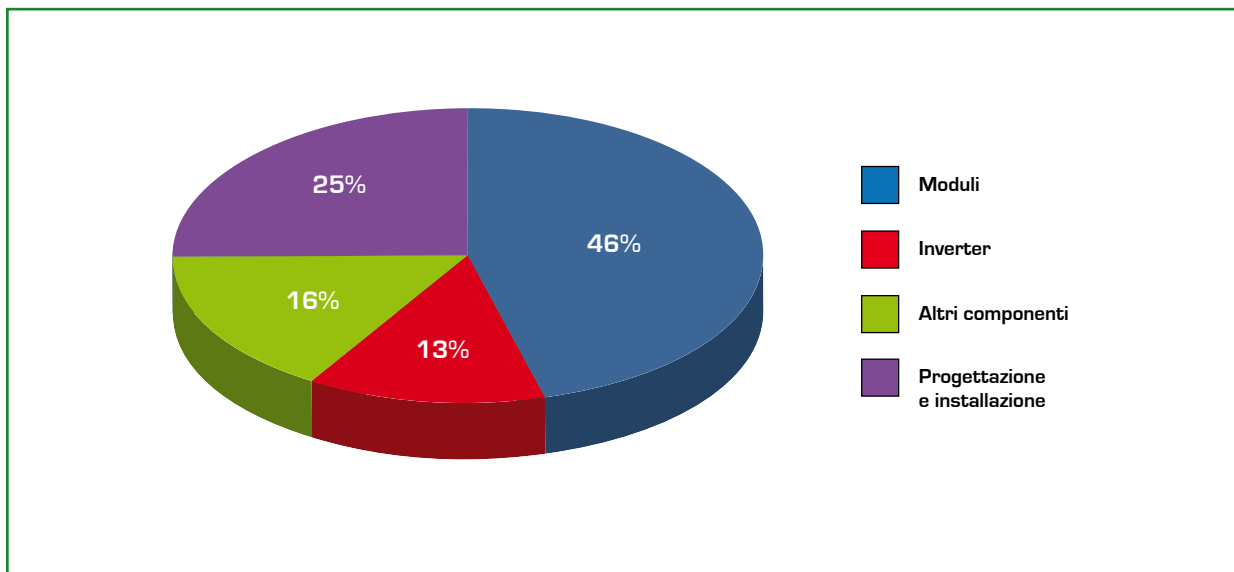


Figura 1.13

Scomposizione del costo chiavi in mano per un impianto da 200 kW a Dicembre 2011



1.2 Le prospettive future della tecnologia fotovoltaica

Dopo aver ampiamente discusso le principali dinamiche tecnologiche che hanno contraddistinto il 2011 del fotovoltaico in Italia ed in Europa, in questo PARAGRAFO si riportano i risultati di uno studio che ha coinvolto in modo sistematico tutti i principali operatori del fotovoltaico in Italia, cui è stato

somministrato un questionario che ha permesso di raccogliere **la loro opinione in merito all'evoluzione futura che le principali variabili tecnologiche (tra cui il prezzo dei moduli e la loro efficienza di conversione) verosimilmente sperimenteranno nei prossimi anni.** I risultati di questa indagine estensiva sono stati integrati con la base di dati qualitativi raccolta, come accade tradizionalmente per i nostri rapporti di ricerca, attraverso la conduzione di interviste dirette a *key informants* (SI VEDA SEZIONE

Figura 1.14

Scomposizione del costo chiavi in mano per un impianto da 1 MW a Dicembre 2011

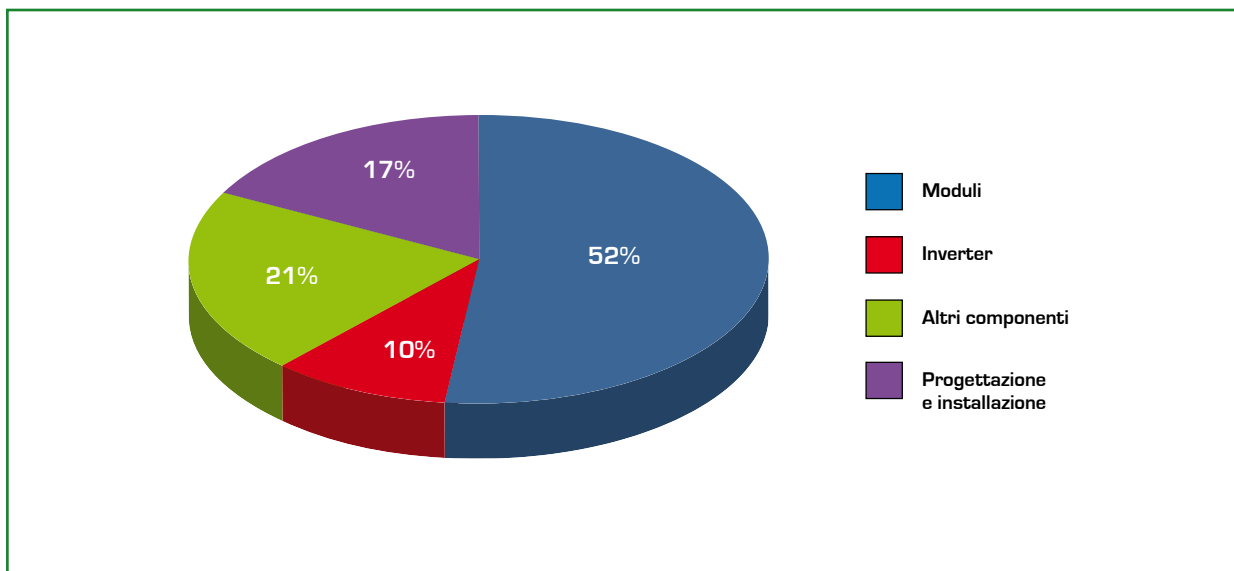


Tabella 1.1

L'andamento atteso del prezzo dei moduli fotovoltaici

Tecnologia	Anno	Prezzo dei moduli (€/W)
Mono - Si	2011	1,19
	2012	0,75 - 0,77
	2013	0,69 - 0,70
Poli - Si	2011	1,18
	2012	0,72 - 0,74
	2013	0,66 - 0,67
A - Si	2011	0,94
	2012	0,55 - 0,60
	2013	0,52 - 0,56
CdTe	2011	0,93
	2012	0,63 - 0,66
	2013	0,58 - 0,60
CIS	2011	1,16
	2012	0,72 - 0,75
	2013	0,65 - 0,66

METODOLOGIA per maggiori dettagli sulle interviste condotte).

1.2.1 L'andamento atteso del prezzo dei moduli

Si riportano innanzitutto i risultati delle analisi condotte in merito all'andamento atteso del prezzo dei moduli fotovoltaici. La TABELLA 1.1 contiene il *range* di prezzo per le diverse tecnologie fotovoltaiche, negli anni 2012 e 2013, nel caso di vendita di moduli prodotti da imprese europee (comprese ovviamente le imprese italiane) sul mercato italiano.

Le stesse informazioni sono rappresentate in forma grafica in FIGURA 1.15. Come si nota, **la diminuzione di prezzo attesa dagli operatori** è particolarmente accentuata tra il 2011 e il 2012 (nell'ordine del 31% in media sulle diverse tecnologie), il che lascia intendere che possa proseguire in Italia la *trend* già registrato nel 2011. Bisogna considerare inoltre che nella TABELLA 1.1 e nella FIGURA 1.15 si utilizzano come parametri il prezzo medio fatto registrare annualmente. Di conseguenza, gran parte della riduzione del prezzo tra 2011 e 2012 è già stata scontata negli ultimi mesi del 2011 e nei primi mesi del 2012, dove le dinamiche al ribasso dei prezzi sono state

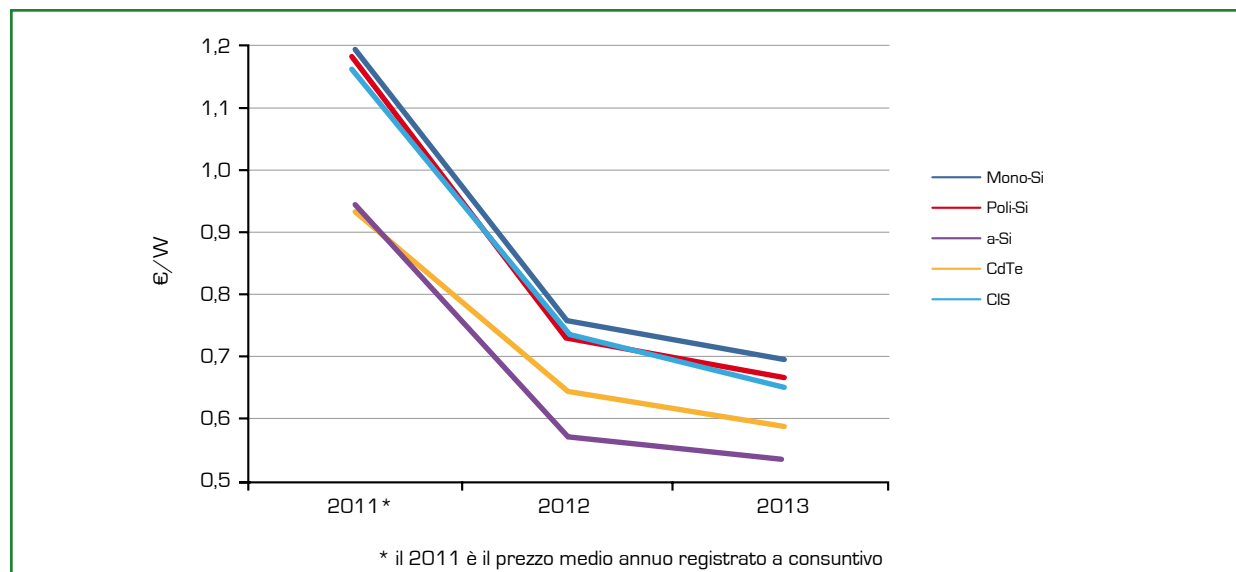
particolarmente accentuate.

Per quanto riguarda nello specifico i moduli in silicio mono-cristallino, è attesa una diminuzione del prezzo medio annuo del 36% tra il 2011 e il 2012. Considerando che a fine 2011 il prezzo medio del silicio mono-cristallino prodotto dagli operatori europei e venduto sul mercato italiano era già sceso a 0,84 €/W, si può stimare una diminuzione tra il prezzo di fine 2011 e il prezzo medio del 2012 nell'ordine dell'9,5%. **Con ogni probabilità, quindi, i moduli a fine 2012 avranno un prezzo inferiore rispetto agli 0,76 €/W che è il valore medio sui dodici mesi del 2012.** Si nota inoltre come, tra il 2012 e il 2013, ci possa essere un ulteriore calo del prezzo medio sull'anno di circa l'8,5% a detta degli operatori. Una dinamica del tutto simile è attesa per la tecnologia del silicio poli-cristallino, con una diminuzione del prezzo stimata del 38% tra 2011 e 2012 e del 9% tra 2012 e 2013, in termini di valori medi sui dodici mesi.

I moduli in silicio amorfo sono quelli che presentano prezzi attesi in valore assoluto inferiori, come è logico che sia dato che nel corso del 2011 essi hanno avuto un prezzo decisamente inferiore alle altre tecnologie. Il calo dei prezzi atteso tra il

Figura 1.15

Andamento atteso del prezzo di vendita dei moduli europei sul mercato italiano nel 2012 e 2013



2011 e il 2012 si attesta al 39%, mentre la diminuzione prospettata tra 2012 e 2013 è in media del 6%. Probabilmente il minore costo di produzione dei produttori di moduli a-Si permetterà loro di poter agire sulla leva del prezzo più di quanto potranno fare negli anni futuri i produttori di tecnologie tradizionali, già ampiamente sotto pressione per quanto riguarda la marginalità industriale. **Percentualmente inferiore è la riduzione anno su anno attesa per i moduli CdTe**, pari al 30% per il 2012 sul 2011 ed al 9% per il 2013 sul 2012. Probabilmente in questo caso, diversamente dai produttori a-Si, gli operatori del CdTe (prima su tutti First Solar) non avranno significativi margini di riduzione del loro costo pieno industriale, il che imporrà la necessità di mantenere pressoché invariato il prezzo di vendita, con ogni probabilità a scapito della quota di mercato. Infine, si nota come i moduli CIS presenteranno verosimilmente un calo atteso dei prezzi nell'ordine del 34% tra 2011 e 2012 e dell'11% tra 2012 e 2013.

1.2.2 L'andamento atteso dell'efficienza dei moduli

L'efficienza di un modulo fotovoltaico è calcolata come il rapporto tra la potenza elettrica in uscita dai morsetti del modulo stesso e la potenza della radiazione solare che incide sulla sua superficie totale, utilizzando un valore di irraggiamento di riferimento pari a 1.000 W/m². In questo paragrafo si considereranno innanzitutto i livelli di efficienza media annuale, ossia pesata sui volumi di produzione dei

moduli che saranno venduti sul mercato italiano e realizzati da produttori europei (italiani compresi).

In particolare, nella TABELLA 1.2 sono riportate le aspettative degli operatori in merito all'efficienza media dei moduli per le diverse tecnologie, negli anni 2012, 2013 e 2014.

L'analisi della TABELLA 1.2 mostra innanzitutto come **ci siano dei miglioramenti attesi di efficienza piuttosto eterogenei tra le diverse tecnologie fotovoltaiche**. In particolare, le tecnologie meno mature (tra cui ovviamente CIS e CdTe) fanno registrare dei margini di miglioramento più ampi, come è facilmente intuibile. Ad esempio, **ci si aspetta che i moduli CdTe possano arrivare a livelli di efficienza pari al 13,4% nel 2014**, mentre i moduli in CIS potrebbero addirittura toccare valori del 14,6%. Le tecnologie tradizionali ci si attende tocchino nel 2014 livelli di efficienza pari al 16,1% per i moduli in silicio poli-cristallino e del **16,5% per i moduli in silicio mono-cristallino**, staccando così di 1,5-2 punti percentuali i moduli in CIS, che potrebbero rappresentare al 2014 la seconda tecnologia in termini di efficienza. **Non sembra invece che gli operatori ritengano ci siano importanti margini di miglioramento dell'efficienza dei moduli in silicio amorfo**.

A completamento di questa analisi, la FIGURA 1.16 riporta sinteticamente il miglioramento percentuale atteso dell'efficienza media dei moduli fotovoltaici tra il 2011 e il 2014.

Tabella 1.2

Andamento atteso dell'efficienza media dei moduli fotovoltaici europei commercializzati in Italia

Tecnologia	Anno	Efficienza moduli (%)
Mono - Si	2011	15,1
	2012	15,5
	2013	16,1
	2014	16,5
Poli - Si	2011	14,8
	2012	15,1
	2013	15,5
	2014	16,1
A - Si	2011	7,0
	2012	7,4
	2013	7,7
	2014	8,2
CdTe	2011	11,7
	2012	12,4
	2013	13,0
	2014	13,4
CIS	2011	12,3
	2012	13,6
	2013	14,1
	2014	14,6

Dalle opinioni degli operatori raccolte durante lo studio emerge come **la tecnologia tradizionale del silicio cristallino abbia ancora dei discreti margini di miglioramento dell'efficienza di conversione al 2014**, perfino superiori ai moduli a-Si, nonostante stia ormai approssimando la sua maturità. Difficilmente si potranno ottenere ulteriori tangibili

miglioramenti di efficienza, nonostante le imprese mettano in campo importanti sforzi di R&S.

I dati fin qui riportati, come accennato, fanno riferimento all'efficienza media di mercato che ci si aspetta si osserverà nei prossimi anni. Il nostro studio ci ha permesso anche di raccogliere dei dati in merito

Figura 1.16

Miglioramento percentuale dell'efficienza per le diverse tipologie di moduli fotovoltaici tra il 2011 e il 2014

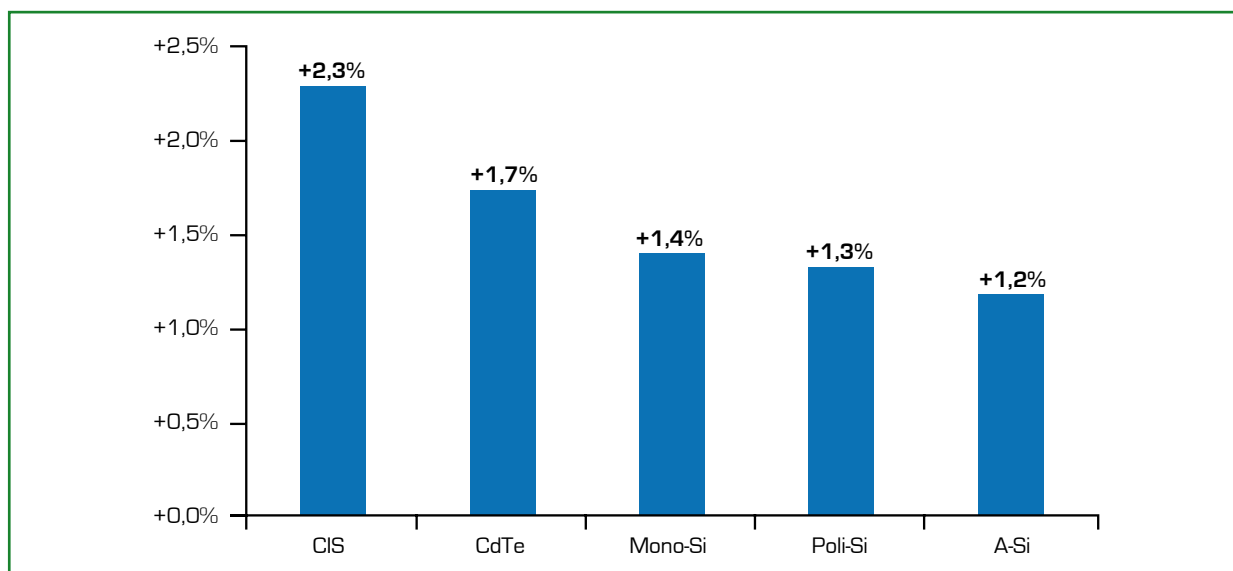


Tabella 1.3

Efficienze massime attese per i moduli ad alte prestazioni

Tecnologia	Anno	Previsione efficienza moduli ad alte prestazioni (%)
Mono - Si	2012	20,5 - 20,9
	2013	20,5 - 21,4
	2014	21 - 21,9
Poli - Si	2012	18,4 - 19,5
	2013	18,6 - 19,7
	2014	18,8 - 20,0
A - Si	2012	10,0 - 10,5
	2013	10,5 - 10,7
	2014	10,5 - 11,0
CdTe	2012	12,4 - 13,3
	2013	12,7 - 13,7
	2014	13,1 - 14,2
CIS	2012	13,7 - 14,4
	2013	14,3 - 14,6
	2014	14,9 - 15,0

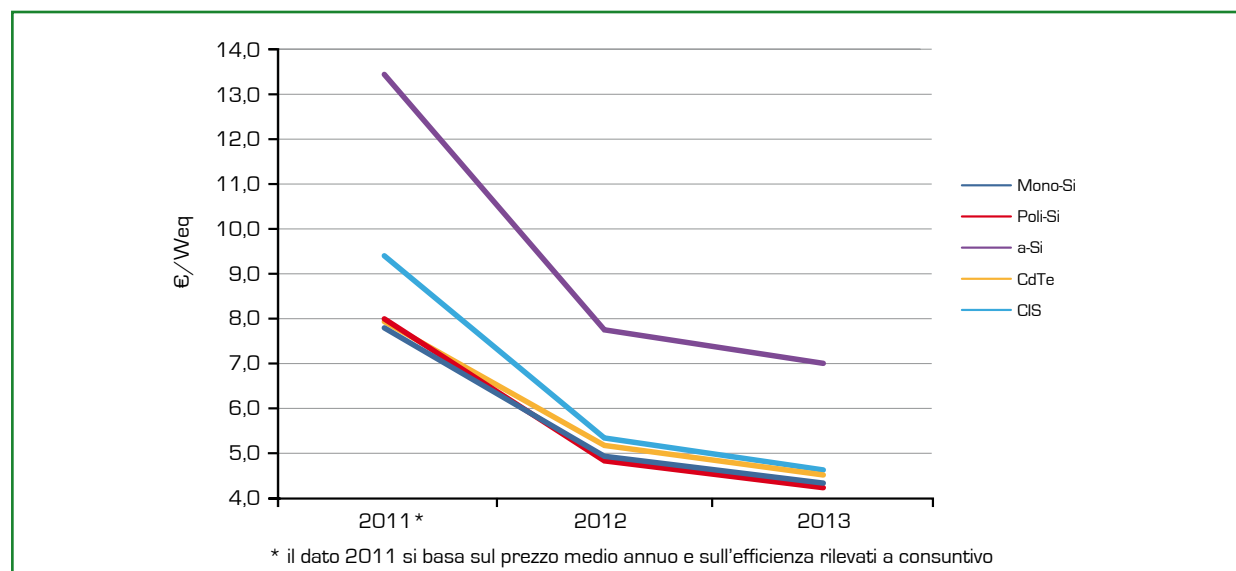
all'efficienza massima che ci si aspetta potrà essere raggiunta, in moduli industrializzati ad alte prestazioni, nei prossimi anni. Si tratta di dati raccolti incrociando le opinioni degli operatori con l'analisi di pubblicazioni scientifiche e report tecnici predisposti dai principali enti di ricerca attivi sul tema (SI VEDA TABELLA 1.3).

1.2.3 L'andamento atteso del costo di conversione solare

Per meglio evidenziare il *trend* di sviluppo della tecnologia utilizzata nei moduli fotovoltaici, nella FIGURA 1.17 viene illustrato l'andamento atteso, come emerso dalla nostra analisi sul campo, del cosid-

Figura 1.17

Andamento atteso del costo di conversione solare per le principali tecnologie di moduli fotovoltaici prodotti in Europa e commercializzati in Italia



detto costo di conversione solare. Si tratta di un indicatore **ottenuto dividendo il prezzo del modulo per la sua efficienza.** Questo indicatore è misurato in € su Watt equivalenti ($\text{€}/\text{W}_{\text{eq}}$) e mette a confronto l'efficienza con il prezzo delle singole tecnologie. L'indicatore, come si può notare, diminuisce sia per effetto di una riduzione del prezzo del modulo, sia per aumenti di efficienza. L'indicatore riportato nella FIGURA 1.17 è stato ovviamente costruito considerando i dati sopraccitati di prezzo medio annuo sul mercato italiano e di efficienza media dei moduli europei.

Chiaramente **questo indicatore** è molto utile per **identificare le tecnologie migliori per applicazioni intensive, dove cioè è importante ricavare la massima potenza da una superficie limitata,** come potrebbe essere il caso di un impianto a tetto di ristrette dimensioni. Al contrario, questo indicatore non è di importanza così fondamentale quando si pensa ad applicazioni fotovoltaiche estensive, ossia dove la superficie del campo fotovoltaico non rappresenta un vincolo stringente e dove quindi diventa più importante l'aspetto del prezzo rispetto all'efficienza del modulo (ossia dello spazio necessario per raggiungere una certa potenza di picco).

Dalla FIGURA 1.17 emerge come il costo di conversione solare risulti più basso per le tecnologie tradizionali (silicio mono- e poli-cristallino) anche in ottica prospettica. Infatti, a fronte di un prezzo leggermente maggiore dei moduli a tecnologia tradizionale rispetto a quelli a film sottile, la loro efficienza più che controbilancia la differenza di prezzo. Sembrerebbe quindi che, nei due anni considerati da quest'analisi, **le tecnologie tradizionali continueranno verosimilmente ad avere nel complesso, soprattutto per le applicazioni intensive** (cioè quelle dove la superficie totale dei moduli fotovoltaici rappresenta un vincolo stringente nella progettazione dell'impianto), **una convenienza maggiore rispetto al film sottile.** Il silicio amorfo, pur essendo la tecnologia che sperimenta un prezzo minore e che ha maggiori potenzialità in ottica di riduzione dei prezzi, come discusso in precedenza, rappresenta tuttavia la tecnologia con un costo di conversione solare, atteso e prospettivo, più alto. Questo è ovviamente dovuto al fatto che i valori di efficienza sono nettamente più bassi rispetto alle tecnologie tradizionali ed agli altri moduli di seconda generazione. **I moduli in CIS sembrano invece avere una combinazione di prezzo ed efficienza che permette loro, specialmente in ottica futura, di avere una curva del costo di conver-**

sione che si avvicina di più alle tecnologie tradizionali. Questi moduli, infatti, sebbene nel corso del 2011 siano rimasti sopra al CdTe come costo di conversione, già dal 2012 dovrebbero essere in grado di sperimentare dei sensibili miglioramenti, riportandosi a valori inferiori al CdTe.

1.2.4 L'andamento atteso del prezzo degli inverter

A differenza dei moduli fotovoltaici, il cui prezzo è fortemente influenzato dall'andamento del prezzo della materia prima fondamentale, ossia il silicio di grado solare, **nel caso degli inverter ha un peso molto importante il processo produttivo e la convenienza dell'approvvigionamento dei molteplici componenti di cui è costituito.** Le più importanti aziende produttrici di inverter sono particolarmente impegnate nell'abbattimento dei costi di produzione attraverso un miglioramento continuo dell'efficienza del processo produttivo.

La TABELLA 1.4 riporta le aspettative di evoluzione del prezzo medio di vendita degli inverter, per il prossimo biennio, realizzati da produttori europei e venduti sul mercato italiano. Le analisi si basano sulla medesima metodologia illustrata in precedenza.

In FIGURA 1.18 si riportano gli stessi dati in forma grafica e rapportati al prezzo medio registrato a consuntivo nel corso del 2011.

Dall'analisi dei dati si nota come le diminuzioni di prezzo previste differiscano, anche se in modo non importante, in funzione della taglia dell'impianto. In particolare:

- **per inverter fino a 5 kW,** la diminuzione del prezzo prevista si attesta attorno al 24% per il 2012 (rispetto al 2011) ed al 12% per il 2013 (rispetto al 2012). **Questo tipo di inverter è quello che presenta un potenziale di riduzione dei prezzi maggiore,** il che sembra lasciare intendere da un lato che si tratti della tecnologia meno matura, dall'altro che gli sforzi di innovazione delle imprese produttrici siano particolarmente concentrati su questa taglia di inverter, che probabilmente è quella caratterizzata da un maggiore potenziale di mercato in ottica di generazione diffusa e transizione verso il paradigma *smart grid*;
- **per inverter da 5 a 10 kW,** il calo dei prezzi previsto per il 2012 è del 24% ed un ulteriore 6% nel 2013;
- **per inverter da 10 a 100 kW,** l'entità della riduzione dei prezzi prevista è nell'ordine del 19% per

Tabella 1.4

Andamento medio atteso del prezzo di vendita sul mercato italiano degli inverter prodotti in Europa per taglie differenti

Tecnologia	Anno	Prezzo inverter (€/W)
< 5 kW	2011	0,33
	2012	0,24 - 0,25
	2013	0,2 - 0,22
5 - 10 kW	2011	0,21
	2012	0,16 - 0,17
	2013	0,15 - 0,16
10 - 200 kW	2011	0,21
	2012	0,16 - 0,17
	2013	0,15 - 0,16
> 200 kW	2011	0,17
	2012	0,12 - 0,13
	2013	0,11 - 0,12

il 2012 e del 6% tra il 2012 e il 2013;

- infine, per inverter con potenza superiore a 100 kW, ci si attende una variazione dei prezzi in diminuzione del 23% tra il 2011 e il 2012 e dell'8% tra il 2012 e il 2013.

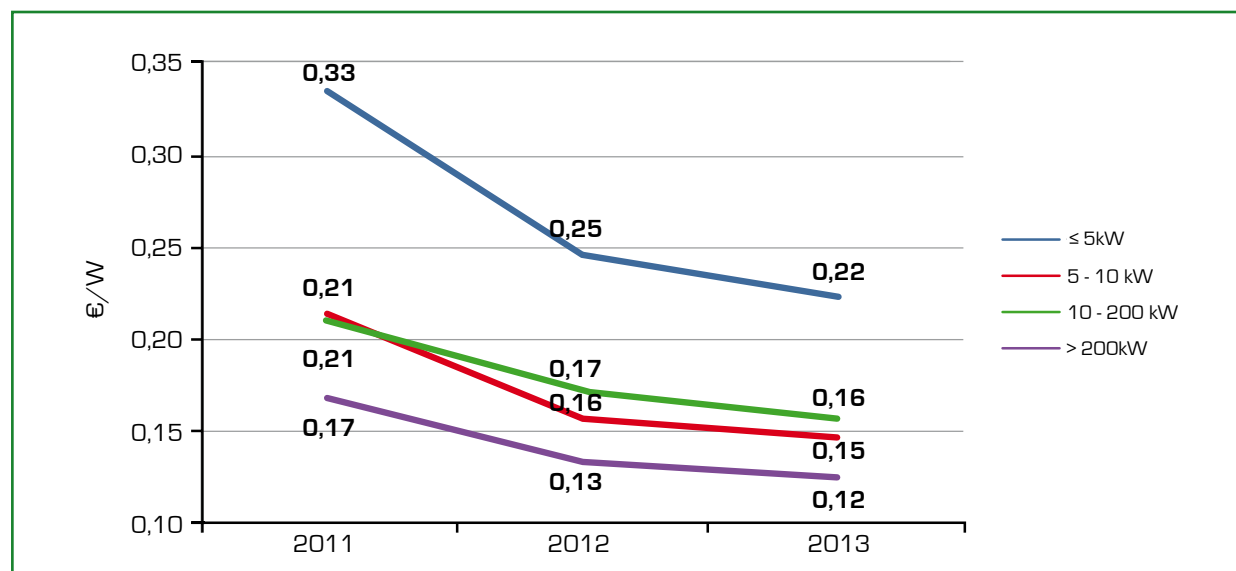
1.3 Il fotovoltaico a concentrazione

È proseguito, nel corso del 2011, l'interesse da parte

degli operatori per la tecnologia del fotovoltaico a concentrazione, nonostante i livelli di installazione rimangano decisamente bassi. Si pensi che nel corso del 2011 il valore di installato in Italia per questi sistemi è stato pari a poco più di 30 kW, con tre impianti effettivamente installati (SI VEDA CAPITOLO 3). L'installato mondiale, nel corso del 2011, sebbene sia di poco superiore ai 30 MW, vede più di 550 MW in fase di costruzione per i prossimi anni in Paesi quali USA, Spagna, Australia. Per questo motivo si

Figura 1.18

Andamento medio atteso del prezzo degli inverter sul mercato italiano



cerca, nel presente paragrafo, di fornire un quadro aggiornato sugli sviluppi tecnologici che interessano questa soluzione innovativa. Il principio alla base del fotovoltaico a concentrazione consiste nel convogliare la radiazione solare diretta su una cella fotovoltaica di minima superficie, con il duplice effetto di ridurre il costo della cella (per effetto delle sue limitate dimensioni) e di aumentarne le prestazioni energetiche dell'intero sistema. La concentrazione della radiazione solare viene ottenuta per mezzo di ottiche riflettenti (specchi) o rifrattive (lenti).

Questi sistemi, **se posizionati in aree con un buon irraggiamento, permettono di aumentare l'efficienza di conversione fotovoltaica in modo significativo** rispetto alle tecnologie tradizionali, tuttavia presentano una maggiore complessità impiantistica e di progettazione dovuta a:

- **necessità di un accurato sistema di *tracking*** che mantenga la superficie del modulo sempre perpendicolare alla radiazione diretta, con tolleranze di pochi centesimi di grado nei sistemi ad alta concentrazione;
- **necessità di un sistema di raffreddamento della cella** che, dato l'elevato irraggiamento per unità di superficie, tende a raggiungere temperature troppo elevate se non opportunamente refrigerata. La temperatura di lavoro media di una cella ad alta concentrazione deve essere quindi mantenuta inferiore ai 200-250°C tramite sistemi di raffreddamento ad aria, utilizzando piccoli scambiatori con alette metalliche, spesso a circolazione naturale per non complicare ulteriormente l'impianto, oppure con sistemi a liquido con l'utilizzo di microtubi e con la possibilità di impiegare il calore sottratto alle celle per la cogenerazione;
- **necessità di localizzare l'impianto in aree con elevata radiazione diretta**, il che complica notevolmente l'analisi delle caratteristiche del sito in fase di progettazione dell'impianto e limita il numero di aree adatte ad installazioni di questo tipo. In Italia la scarsità della radiazione diretta, che assume valori interessanti solo per pochi mesi all'anno in alcune zone del sud Italia (in particolare la Sicilia), non garantisce una produttività annua di questi impianti sensibilmente superiore a quella ottenibile con impianti tradizionali, il che rende non molto conveniente la loro realizzazione.

Gli impianti fotovoltaici a concentrazione presentano caratteristiche fortemente eterogenee tra loro, soprattutto per quanto riguarda il fattore di concentrazione.

Figura 1.19

Sistema fotovoltaico a bassa concentrazione



Si può distinguere tra:

- **sistemi a bassa concentrazione** (con un fattore di concentrazione 2x-3x), che sono basati su sistemi riflettenti molto semplici, costituiti da "alette" di alluminio poste ai lati di un tradizionale modulo fotovoltaico (SI VEDA FIGURA 1.19). Sono stati concepiti in particolare nel 2007 e 2008 per far fronte ad un fenomeno di *shortage* di moduli fotovoltaici sul mercato, ma oggi sono praticamente in disuso se non per installazioni di nicchia, quali il fotovoltaico galleggiante, di cui si parlerà nel BOX 1.2;
- **sistemi a media concentrazione** (con fattore di concentrazione 10x-200x), che utilizzano celle in silicio monocristallino o a film sottile, spesso abbinato ad un sistema di *tracking* ad un grado di libertà e a concentratori a specchio parabolico (SI VEDA FIGURA 1.20). Questa configurazione è nor-

Figura 1.20

Sistema fotovoltaico a media concentrazione

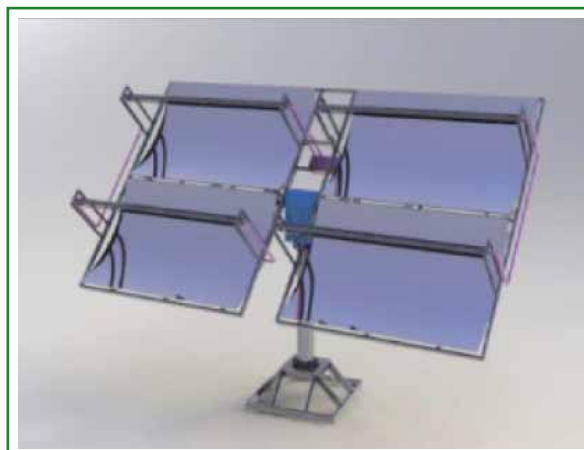


Figura 1.21

Sistema fotovoltaico ad alta concentrazione



malmente utilizzata nel caso di realizzazione di un sistema cogenerativo.

- **sistemi ad alta concentrazione** (con fattore di conversione 400x-1000x), che utilizzano celle con standard qualitativi elevati, normalmente a tripla giunzione ed alta efficienza (in alcuni casi superiore al 44%), ottiche *point focus* che concentrano la radiazione in un solo punto, costituite da lenti convesse o di fresnel e da un accuratissimo sistema di *tracking* a due gradi di libertà. Queste tecnologie permettono di raggiungere un'efficienza complessiva del sistema che supera il 30% (SI VEDA FIGURA 1.21).

Il solare a concentrazione rappresenta una tecnolo-

gia ancora in fase di studio e oggetto di numerosi progetti di Ricerca & Sviluppo, tra cui diversi finanziati dalla Comunità Europea, che vedono in prima linea imprese italiane. Grazie a questi importanti sforzi di innovazione, **nel corso degli ultimi due anni i costi di realizzazione per un sistema ad alta concentrazione** con inseguimento biassiale e calcolato con un fattore di irraggiamento diretto standard ($G_d = 900 \text{ W/m}^2$) **sono arrivati a circa 3-3,5 €/W, partendo dai 4-4,5 €/W di fine 2009.**

Si consideri che **il fotovoltaico a concentrazione ha ancora interessanti margini di miglioramento** sia dal punto di vista delle *performance* ottenibili (in particolare in termini di incremento dell'efficienza delle celle e della precisione dei sistemi di inseguimento) che dei costi di produzione. La FIGURA 1.22 riporta un'indicazione di massima della ripartizione dei costi di un impianto fotovoltaico a concentrazione ad alta concentrazione.

Si prenda ad esempio un impianto ad alta concentrazione ad inseguimento biassiale localizzato in Sicilia con un irraggiamento diretto annuo (sui due assi di inseguimento) di 1.900 kWh/anno. I costi di realizzazione dell'impianto sarebbero, come accennato in precedenza, di 3,5 €/W, a cui vanno aggiunti costi autorizzativi dipendenti dalla regione dove avviene l'installazione (in Sicilia questi costi aggiuntivi possono essere stimati nell'ordine di 0,25 €/W). Il costo totale chiavi in mano risulterebbe quindi pari a 3,75 €/W. Con questo costo di impianto e con gli incentivi previsti dal Quarto Conto Energia, si riuscirebbe a raggiungere un IRR di circa il 10%, che

Figura 1.22

Ripartizione dei costi di un sistema fotovoltaico ad alta concentrazione

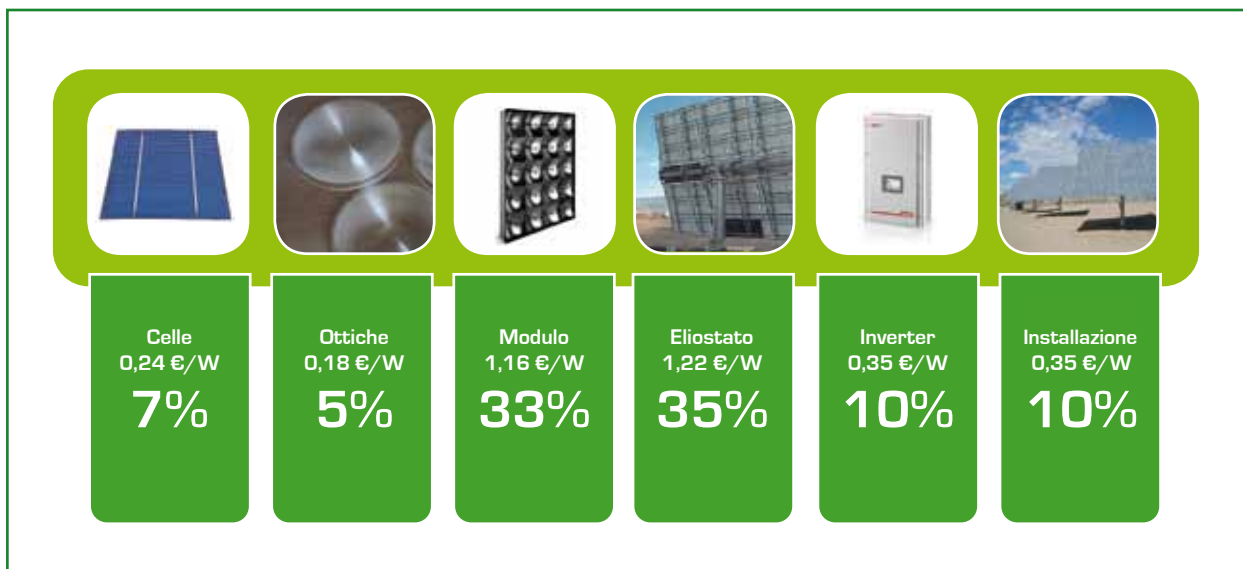


Tabella 1.5

Principali imprese attive in Italia nel fotovoltaico a concentrazione

Impresa	Città	Celle	Moduli	Eliostato
Becar (Beghelli)	Bologna	Multigiunzione, acquistate sul mercato	Realizzato internamente	Realizzato internamente
Angelantoni	Perugia	Multigiunzione, acquistate sul mercato	Realizzato internamente	Realizzato internamente
Pirelli	Milano	Multigiunzione, acquistate da Emcore	Realizzato internamente	Realizzato internamente
Cpower	Ferrara	Silicio cristallino, acquistate da Narec	Realizzato internamente	Acquistati sul mercato
Aest	Gorizia	Multigiunzione, acquistate da Spectrolab	Realizzato internamente	Realizzato internamente
Alitec	Pisa	Multigiunzione, acquistate da Emcore	Acquistati da Emcore	Realizzato internamente
Telicom	Milano	Multigiunzione, acquistate da Arima Eco Energy	Acquistati da Arima eco Energy	Realizzato internamente

però potrebbe arrivare fino al 14% a seconda del tasso di interesse del finanziamento. Come si vede, **la redditività di questi sistemi in area ad elevato irraggiamento diretto raggiunge un valore accettabile per un investitore già oggi, con gli attuali costi di impianto.**

1.3.1 Le principali imprese attive in Italia nel fotovoltaico a concentrazione

Il fotovoltaico a concentrazione rappresenta una **tecnologia verso cui le imprese italiane hanno dimostrato un particolare interesse negli ultimi anni**, spinte in questo anche dall'evoluzione del qua-

dro normativo che ha, con il Quarto Conto Energia, riservato degli incentivi *ad hoc* per le installazioni che utilizzano questo sistema (SI VEDA CAPITOLO 3). **La maggior parte delle imprese italiane attive in questo comparto adotta un modello di business che si focalizza sulla realizzazione in house di moduli ed eliostati** e prevede l'acquisto delle celle ad alta efficienza da fornitori internazionali come Emcore e Spectrolab. Altre imprese acquistano invece sul mercato anche i moduli, come accade per Alitec e Telicom, o l'eliostato, come invece è il caso di Cpower. La TABELLA 1.5 riporta un elenco delle principali imprese con attività nel campo del fotovoltaico a concentrazione.

Box 1.1

Progetti europei di Ricerca e Sviluppo sul fotovoltaico a concentrazione

A livello europeo sono attivi diversi progetti di Ricerca & Sviluppo sul tema del fotovoltaico a concentrazione. I principali sono raccolti e brevemente descritti in questo BOX.

Progetto "ECOSOLE"

Finanziato in ambito FP7, il progetto, che richiede un investimento di 12 mln €, di cui 7 finanziati dall'Unione Europea, ha l'obiettivo di realizzare un sistema ad

alta concentrazione basato su ottiche a riflessione, celle multi giunzione, sistemi di raffreddamento innovativi ed efficienti algoritmi di *tracking*. Tutto questo assieme alla messa a punto di una linea di produzione efficiente, capace di minimizzare i costi industriali attraverso il ricorso spinto all'automazione. Le aziende partecipanti al progetto sono: Becar-Beghelli (Italia), ENEA (Italia),

Universidad Politecnica de Madrid (Spagna), Quantasol Limited (Gran Bretagna), Evonik Degussa GmbH (Germania), AUREL (Italia), Fundacion Tecnalia Research & Innovation (Spagna), Optics and Energy Concepts (Germania), Plamtex (Slovenia), Ben-Gurion University Of The Negev (Israele).

Progetto “NGCPV” (A new generation of concentrator photovoltaic cells, modules and systems)

Finanziato in ambito FP7, si tratta di un progetto nato da un accordo tra Europa e Giappone che prevede un investimento di circa 7 mln € e si pone i seguenti obiettivi: (i) realizzare un prototipo di cella per impianto a concentrazione con il 43% di efficienza ed elaborare una *roadmap* tecnologica per il raggiungimento della soglia del 50%; (ii) realizzare un modulo per impianto a concentrazione con efficienza del 35% ed elaborare una *roadmap* per raggiungere l'obiettivo del 40%; (iii) sviluppare *tools* per la caratterizzazione dei processi manifatturieri di celle e moduli fotovoltaici a concentrazione ad alta accuratezza; (iv) mettere a punto accurati modelli previsionali

per l'energy rating dei sistemi fotovoltaici a concentrazione, ovvero il calcolo della produzione attesa annuale dell'impianto in funzione del luogo d'installazione. Le aziende partner della ricerca sono: Universidad Politecnica de Madrid, Fraunhofer Institut, Imperial College of Science Technology and Medicine, ENEA, BSQ, PSE, CEA-INES, University of Tokyo, Toyota Technological Institute, AIST, SHARP, Daido Steel, University of Miyazaki, Asahi Kasei, Kobe University, Takano.

Convenzione ENEA-MATTM¹

Il progetto ENEA-MATTM mira allo sviluppo di sistemi ibridi fotovoltaici-termici a concentrazione, con efficienza complessiva del 65%, in grado di produrre calore a temperatura superiore di 100°C sviluppando un rapporto tra potenza elettrica e potenza termica di 1:4. Il progetto è stato finanziato direttamente dal Ministero con un investimento di 1,1 mln €, ma si trova ancora nella sua prima fase di svolgimento: attualmente l'ENEA sta acquisendo gli impianti di questo tipo sul mercato per sperimentarli e valutarli, individuando possibilità di miglioramento.

1.4 Progetti di Ricerca e Sviluppo

L'obiettivo di questo paragrafo è descrivere alcune delle principali traiettorie di innovazione e di sviluppo tecnologico che interessano, a livello europeo ed internazionale, il comparto fotovoltaico e che gli operatori intervistati durante lo studio ritengono tra le più promettenti.

1.4.1 Celle quasi-monocristalline

Le celle quasi-monocristalline sono, come suggerisce il nome, ricavate da silicio che presenta una struttura intermedia tra il mono- e il poli-cristallino. **Il metodo per ottenere lingotti di silicio quasi-mono è del tutto simile a quello per produrre silicio poli-cristallino**, il che permette di replicarne di fatto anche i costi contenuti. In particolare, sul fondo del crogiuolo, dove viene fatto fondere il silicio per ricavare i lingotti di poli-cristallino, viene posto un cristallo di silicio mono-cristallino che funge da germe da cui si formeranno così cristalli di grandi dimensioni. Il raffreddamento del lingotto deve essere molto lento in modo da lasciare che i cristalli crescano senza frammentarsi e deve avvenire nella

direzione che va dal germe di silicio verso l'alto.

Le celle risultanti da questo processo hanno un'efficienza intermedia tra le celle mono-cristalline e le poli-cristalline con un costo di produzione che è prossimo a quello della tecnologia poli-cristallina. Aziende come GCL Poly, Renesola, GET, Solartech, Trina Solar, Jinko Solar, Phoenix, Canadian Solar, Tainergy, Ja Solar, già realizzano celle quasi-mono raggiungendo valori di efficienza nell'intorno del 18%.

1.4.2 Selective emitter

La tecnica del *selective emitter* permette di **aumentare l'efficienza delle celle fino allo 0,8% attraverso un aumento della concentrazione dell'elemento drogante** (il fosforo) nella zona sottostante ai contatti metallici, in modo da diminuire notevolmente la resistenza in quell'area, senza aumentare però le dimensioni del contatto metallico. Questa tecnica consente quindi di diminuire la resistenza dei contatti sopra la cella senza ridurre la superficie captante e quindi senza peggiorarne il rendimento ottico. Tra le aziende impegnate nello sviluppo di questa

¹ Ministero Dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

tecnologia vi sono Canadian Solar per le celle e i moduli, Centrotherm per le linee di produzione e DuPont per lo sviluppo dell'inchiostro di silicio necessario per questa tecnologia.

1.4.3 Celle in silicio micromorfo

Le celle in silicio micromorfo sono dette anche celle tandem e **sfruttano la combinazione di una cella di silicio amorfo, che assorbe la luce visibile, con una cella di silicio micro-cristallino** (con grani di silicio molto piccoli), che assorbe anche gli infrarossi, permettendo di sfruttare al meglio la luce del sole. Queste celle garantiscono quindi un'ottima conducibilità e un ottimo intrappolamento della radiazione solare. Le efficienze raggiunte sono infatti interessanti: si parla dell'11,6% in laboratorio e del 9% in fabbrica. Questa tecnologia è stata già adottata da aziende come Pramac e Oerlikon con buoni risultati.

1.4.4 Dye Sensitized Solar Cells (DSSC)

Le celle *dye sensitized* (letteralmente celle a colorante sensibilizzato), dette anche celle di *Greatzel*, sono l'evoluzione più promettente delle celle fotovoltaiche di terza generazione. **Queste celle sfruttano un principio fisico simile a quello della fotosintesi clorofilliana, con il materiale fotosensibile che è rappresentato da un colorante di origine vegetale.** L'efficienza di queste celle ha raggiunto livelli assolutamente interessanti ed è in continua crescita: l'efficienza massima misurata in laboratorio è del 12,3% e del 10% per applicazioni commerciali, rendendo questo tipo di tecnologia assolutamente competitiva per applicazioni quali il BIPV - *Building Integrated Photovoltaics*. Oltre alla buona efficienza, le celle DSSC hanno un ulteriore vantaggio: non sono soggette alle perdite per ricombinazione, fenomeno di notevole importanza in condizioni di scarso irraggiamento, come in presenza di cielo coperto, il che **le rende funzionanti anche in presenza di un'illuminazione minima.** Il loro livello di irraggiamento minimo di *cut-in*, richiesto per innescare il funzionamento, è notevolmente inferiore a quello delle celle tradizionali in silicio. Per questo il loro utilizzo è stato proposto anche per applicazioni *indoor*, raccogliendo energia dalle luci della casa. Lo sviluppo delle celle DSSC è principalmente portato avanti dalla *joint venture* tra Dyesol, azienda australiana pioniera di questa tecnologia, e il colosso Tata Steel che hanno già realizzato una linea di

produzione pilota che si basa su tecniche di stampaggio del *dye* direttamente sull'acciaio. È in corso di realizzazione anche un impianto pilota presso la *Sustainable Building Envelope Centre* (SBEC) a Shotton, in Inghilterra, un centro di ricerca e incubatore di nuove tecnologie a "emissioni zero" per gli edifici. Altri progetti di industrializzazione di questa tecnologia sono portati avanti dall'americana Konarka Technologies, dalla tedesca Siemens, dalla svizzera STMicroelectronics e dall'americana Nanosolar. I risultati di questi sforzi di innovazione sembrano decisamente promettenti: pare che i costi su larga scala potrebbero essere tali da permettere un prezzo di vendita dei moduli inferiore a 0,5 €/W, con un *pay-back* energetico degli stessi di appena 3 mesi.

1.4.5 Microinverter

Un altro ambito di innovazione seguito con interesse da alcuni produttori di inverter riguarda **la messa a punto di micro-inverter per il mercato fotovoltaico.** Si tratta di macchine di piccolissima taglia (180-320W), che vengono installati su ogni singolo modulo.

Questa tecnologia è già stata introdotta sul mercato americano ed il suo lancio è avvenuto nel corso del 2011 in Italia. L'uso del microinverter presenta alcuni vantaggi significativi:

- **aumento della produttività dell'impianto.** Associando infatti ad ogni modulo un inverter, con il proprio sistema MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), si permette ad esso di lavorare alle sue massime prestazioni, indipendente dalle condizioni di funzionamento degli altri moduli che quindi, ad esempio in caso di ombreggiamento, non compromettono le prestazioni dell'intera stringa o dell'intero impianto, come accade negli impianti realizzati con inverter centralizzati. Bisogna notare tuttavia che questo beneficio sulla produttività è rilevante solo se i moduli sono soggetti a diversi valori di irraggiamento a causa di inclinazioni diverse od ombre, situazione che spesso si presenta negli impianti residenziali;
- **aumento dell'affidabilità dell'inverter** che, lavorando ad una potenza molto inferiore rispetto ai sistemi tradizionali, non ha bisogno di sistemi di raffreddamento, quali ventole o altre parti in movimento, che sono spesso le più soggette ai guasti. In questo modo la probabilità di guasto annuo del singolo micro-inverter può essere fino a 40 volte inferiore rispetto a quella di un inverter tradizionale;

- **semplicità di cablaggio e di progettazione dell'impianto.** Da un lato, tutti i cablaggi dell'impianto sono realizzati in AC e non sono quindi necessari componenti elettrici per la DC. Dall'altro, non è necessario alcun dimensionamento ottimale e bilanciamento delle stringhe, il che riduce il tempo di progettazione e installazione.

Esistono tuttavia una serie di svantaggi, legati a:

- i costi sensibilmente più alti, legati da un lato alla scarsa maturità della tecnologia, dall'altro all'impossibilità di sfruttare economie legate all'acqui-

sto di macchine di grande taglia;

- l'efficienza massima del micro-inverter in condizioni "ottimali" è inferiore a quella degli inverter tradizionali a causa della taglia ridotta, con una differenza di circa il 3-4%. Come accennato in precedenza, questo aspetto li rende quindi vantaggiosi solo in presenza di installazioni dove è impossibile per la maggior parte dell'anno avere una condizione di irraggiamento prossima a quella nominale, a causa dell'inclinazione dei moduli non ottimale e della presenza di ombre.

Box 1.2

Un'applicazione innovativa: il fotovoltaico galleggiante

Un'applicazione interessante, che ha suscitato qualche interesse tra gli operatori, anche se esistono diversi pareri critici sulla convenienza economica della tecnologia e sulla sua fattibilità su larga scala, riguarda gli impianti fotovoltaici galleggianti, realizzati su specchi di acque morte come bacini in quota, acque di cava e laghetti. Questi impianti hanno una configurazione molto semplice, ma estremamente pratica. **Essi prevedono infatti che l'impianto venga montato su una struttura galleggiante di derivazione navale** che può essere munita di pompe idrauliche per il raffreddamento ad acqua dei moduli e sistemi di inseguimento. Possono essere previsti dei sistemi di concentrazione per aumentare la radiazione incidente sul modulo.

Questi impianti hanno alcune interessanti funzionalità e vantaggi:

- **il raffreddamento dei moduli:** tramite un velo d'acqua che scorre sulla loro superficie, la temperatura dei moduli viene mantenuta a valori tali da garantire sempre la massima efficienza. Questo determina un incremento della producibilità annua dell'impianto attorno al 10%. I consumi della pompa che assicura il raffreddamento sono minimi rispetto all'incremento di energia ottenuto ed ovviamente la disponibilità di acqua per realizzare il raffreddamento non rappresenta un problema;
- **l'inseguimento:** la piattaforma galleggiante può essere facilmente trasformata in un inseguitore solare ad un grado di libertà, ruotando attorno all'asse zenit-nadir e inseguendo l'angolo di azimut del sole, ossia in pratica orientandosi da est a ovest durante la giornata. Questo movimento è ottenibile con un sistema di ingranaggi o eliche dai consumi molto ridotti, visto

anche il fatto che si tratta di una piattaforma galleggiante, che permette un incremento della producibilità fino al 25% all'anno;

- **il limitato impatto visivo:** le acque morte su cui questi impianti galleggianti sono realizzati sono infatti localizzate molto spesso in zone senza vincoli paesaggistici;

A fronte di questi vantaggi, esistono ovviamente alcune criticità, che ne rendono ad oggi problematico l'utilizzo:

- **gli extra-costi legati alla struttura galleggiante, al sistema di inseguimento e a quello di raffreddamento,** che si stimano attorno agli 0,8 €/W. Di fatto questo comporta un incremento di circa il 50% del prezzo chiavi in mano rispetto al caso di impianto di analoghe dimensioni realizzato a tetto o a terra;
- **sono ad oggi sconosciuti gli effetti del continuo flusso dell'acqua** sulla superficie dei moduli e delle interazioni con la flora e fauna acquatica nel lungo periodo.

In Italia, alcune imprese si sono interessate a questa tecnologia. È il caso delle imolesi Nrg Energia e Bryo (che ha realizzato l'impianto galleggiante di Bubano (BO) da 500 kWp, il più grande in Italia), la Indigo-6eco di Viareggio e la pisana Scienza Industria Tecnologia (Scintec), che per prima si è impegnata nella progettazione ed installazione di questo tipo di impianti e che ha già realizzato, in Italia, due impianti utilizzando questa tecnologia:

- **l'impianto di Colignola (Pisa),** che integra un sistema a bassa concentrazione denominato FTCC (*Floating Tracking Cooling Concentration*). L'impianto ha una potenza di 30 kW ed un costo totale di circa 65.000 € (per circa 2,15 €/kW). Questo impianto è caratterizzato da moduli disposti orizzontalmente con specchi inclinati di 60/70°, su una piattaforma orien-

tata tramite motori ad elica e raffreddata con pompe idrauliche;

- **l'impianto di Suvereto (Livorno)**, posizionato su un bacino adibito all'irrigazione, utilizza moduli tradi-

zionali inclinati di 30° su piattaforma, raffreddati con pompe idrauliche. La potenza dell'impianto è di 200 kW, per un costo totale di circa 435.000 € (corrispondenti a circa 2,18 €/kW).

Figura 1.23

Impianti fotovoltaici galleggianti di Colignola (Pisa) a sinistra e Suvereto (Livorno) a destra



2. Il mercato

Nella scorsa edizione del Solar Energy Report si era definito il 2010 un anno “particolare”, in quanto caratterizzato dalla concomitanza di due fenomeni di rilievo: da un lato, la crescita “accelerata” (per usare un termine neutro) del mercato italiano a causa dell’ormai famoso Decreto Salva Alcoa e, dall’altro lato, l’affacciarsi di nuovi Paesi extraeuropei a contendersi un ruolo di primo piano a livello mondiale nel fotovoltaico, anche in conseguenza del relativo “affaticamento” della locomotiva tedesca.

Queste particolarità – con chiarezza evidenziate già allora – hanno indubbiamente caratterizzato, nell’esplicarsi pieno dei loro effetti, l’anno 2011. Un anno di crescita ancora “a due cifre” per il fotovoltaico a livello mondiale, ma dove per la prima volta l’Europa mostra un calo percentuale se si misurano i nuovi impianti effettivamente realizzati nell’anno, ben “mascherato” dalla crescita degli impianti entrati in esercizio sull’onda lunga degli interventi normativi straordinari appena citati. Un anno dove il ruolo –

soprattutto in ottica prospettica – di Paesi come gli USA, l’India e la Cina è apparso sempre più strategico in un possibile spostamento del baricentro di mercato al di fuori del Vecchio Continente. In Europa, infatti, vere protagoniste della “frenata”, anche se per ragioni diverse, sono state la Germania e l’Italia, cui spetta nel 2011 il comunque ragguardevole primato per gli impianti entrati in esercizio.

2.1 Il fotovoltaico in Europa e nel Mondo

L’analisi del mercato del fotovoltaico a livello mondiale richiede nell’anno 2011 qualche attenzione in più rispetto al solito. Se infatti, come in TABELLA 2.1, si analizza l’andamento delle connessioni in rete, ovvero la **vera e propria entrata in esercizio degli impianti fotovoltaici, il quadro che emerge è decisamente positivo con un totale di “nuovi” impianti di quasi 28 GW (21 dei quali in Europa) in crescita di oltre l’86% rispetto al precedente anno 2010.**

Tabella 2.1

Impianti entrati in esercizio nel 2010 e 2011 nei principali Paesi europei e internazionali

Paese	2011 (MW)	2010 (MW)
Italia	9.370	2.323
Germania	7.400	7.410
Francia	1.510	720
Belgio	850	n.d
Inghilterra	700	50
Spagna	500	100
Cina	2.000	-
USA	1.700	880
Giappone	1.100	1.000
Australia	700	200
India	150	-
TOTALE EUROPA	21.000	11.950
TOTALE MONDO	27.700	14.850

La potenza complessiva disponibile nel Mondo di impianti fotovoltaici è così salita nel 2011 a 67,3 GW, oltre 3 volte quella misurata alla fine del 2009 e con previsioni di crescita – sulle quali si tornerà più avanti – che sfiorano i 94 GW (con un ulteriore balzo quindi del 40%) nel corso del 2012.

Tornando all'analisi della TABELLA 2.1, è possibile evidenziare come **l'Europa sia saldamente in testa per quanto riguarda il controllo del mercato mondiale del fotovoltaico, con una quota in potenza pari a oltre il 77% dei nuovi allacciamenti avvenuti nel 2011. L'anno 2011 è anche l'anno del "sorpasso" – ma su questo termine si avrà modo di tornare – dell'Italia rispetto alla Germania. Al nostro Paese spetta infatti il primato degli impianti fotovoltaici entrati in esercizio nel Mondo, ben 9,37 GW di potenza (il 44,6% di quota in Europa, oltre il 33,8% nel Mondo), contro i "soli" 7,4 GW relativi al mercato tedesco.** Un bel successo – se si guardano ai meri numeri – se si considera che quando, nel 2007, nel nostro Paese si installavano appena 70 MW di fotovoltaico la Germania viaggiava già sopra quota 1 GW di nuovi impianti all'anno. La "locomotiva" tedesca sembra quindi aver segna-

to il passo, e questa sensazione è rafforzata dall'analisi comparata rispetto al dato 2010: **la Germania è l'unico Paese della TABELLA 2.1 a segnare un sostanziale "stallo" nell'entrata in esercizio di nuovi impianti fotovoltaici** (o per la precisione un calo dello 0,14%).

Sebbene il dato sia incontrovertibile – e molto spesso anzi se ne sia abusato nel dibattito pubblico sul tema – è necessario prestare particolare attenzione all'interpretazione di questi numeri. **Appare indispensabile, infatti, affiancare all'analisi fatta sino ad ora la "visione" fornita dalla TABELLA 2.2, che riporta invece i dati relativi agli impianti effettivamente realizzati nel corso del 2011.**

La differenza principale fra le due tabelle – che giova solo accennare per i meno avvezzi alle vicende del settore fotovoltaico – è legata alla presenza di effetti "distorsivi"¹ ingenerati da "deroghe" normative, quali quella ormai famosa del Decreto "Salva Alcoa"² in Italia o quella, forse meno nota, che ha interessato il mercato francese. In entrambi i casi **vi è una differenza significativa fra gli impianti effettivamente installati nel corso del 2011 (5,65**

Tabella 2.2

Impianti realizzati nel 2010 e 2011 nei principali Paesi europei e internazionali

Paese	2011 (MW)	2010 (MW)	Cumulato al 2011 (MW)
Germania	7.400	7.410	24.550
Italia	5.646	6.047	12.872
Belgio	850	n.d	1.750
Inghilterra	700	50	750
Spagna	500	100	4.200
Francia	220	2.010	2.535
Cina	2.000	-	2.800
USA	1.700	880	4.200
Giappone	1.100	1.000	4.750
Australia	700	200	1.200
India	150	-	200
TOTALE EUROPA	16.270	16.840	46.862
TOTALE MONDO	22.970	19.740	67.300

¹ Cfr. Solar Energy Report 2011, p. 68.

² Legge n. 129 del 13/08/2010.

GW circa in Italia e 220 MW in Francia) e quelli allacciati in rete (9,3 GW, + 63% in Italia e 1,5 GW, quasi sette volte tanto in Francia).

Trattandosi, nel caso italiano, del primo mercato al mondo per impianti “entrati in esercizio” la differenza non è certo di poco conto.

I nuovi impianti fotovoltaici effettivamente installati nel Mondo nel corso del 2011 sono in potenza pari a 23 GW (16,7 dei quali realizzati in Europa). Il quadro che ne emerge è decisamente differente:

- **la crescita sperimentata a livello mondiale rispetto al 2010 è pari quindi ad un più “miserio” 16%.** Si tratta pur sempre di una crescita “a due cifre” ed in un contesto complessivo di crisi economica che certo non favorisce i nuovi investimenti, ma è evidente come la sproporzione rispetto al +86% misurato sulla base delle entrate in esercizio debba fare riflettere;
- **l’Europa, che pure mantiene di gran lunga la lions’ share dei nuovi impianti fotovoltaici realizzati nel 2011 (16,3 GW, ovvero il 71% dei 23 GW a livello mondiale), segna invece un calo di circa il 3,4% rispetto al 2010.** Un segnale di rallentamento che induce a più di qualche cautela nell’analisi e che si confronta invece con uno scenario extra-europeo di particolare fermento;
- **la leadership della Germania, sia in Europa che di conseguenza nel Mondo, appare quanto mai “salda”.** Quello che era possibile giudicare come uno “stallo” guardando ai nuovi allacci in rete appare invece come una **“tenuta” rispetto al calo ben più deciso degli “inseguitori”:** l’Italia e la Francia, che misura un **“crollo” dei nuovi impianti realizzati** da oltre 2 GW a poco più di 200 MW. In questa classifica poi **la Germania è ancora il primo mercato mondiale del fotovoltaico con una quota sulle nuove installazioni che è pari a oltre il 45,5% in Europa e il 32% nel Mondo,** quasi per ironia della sorte percentuali molto simili a quelle che per l’Italia erano riferite all’allacciato in rete;
- **l’Italia sconta in maniera “pesantissima” l’effetto del “Salva Alcoa” e la “turbolenza” normativa (SI VEDA CAPITOLO 3) del 2011, con un calo di oltre il 6,6% nella nuova potenza installata.** Il divario con la Germania rimane quindi significativo, anche se quasi dimezzato rispetto al 2010. Si interrompe, e questa è forse il fatto più significativo, quel percorso di crescita “stra-

ordinaria” che aveva fatto dell’Italia un “caso di studio” a livello mondiale.

Qualcuno potrebbe chiedersi **quanto sia significativa la misura dell’installato – che si sta qui utilizzando – rispetto a quella (peraltro più semplice e immediata) degli allacci in rete di nuovi impianti fotovoltaici.** E’ opportuno quindi aggiungere qualche considerazione in merito. E’ vero, infatti, che è allacciato in rete a “far fede” quando si assume la prospettiva dell’attore pubblico che è chiamato ad erogare gli incentivi sulla base della energia effettivamente prodotta ed è altrettanto vero che è allacciato in rete a determinare i “problemi” di carico elettrico di cui spesso si sente parlare e che informano nello specifico le azioni di Terna e degli altri Distributori di energia³. Tuttavia, **quando si vuole affrontare come in questo Rapporto il “sistema industriale” del fotovoltaico, è indubbio che vada presa a riferimento la nuova potenza effettivamente installata: è questa potenza, infatti, che genera nuovi ordini lungo la filiera (dall’installazione alla produzione di silicio), è su questa potenza che gli operatori dimensionano la loro produzione e gli investimenti in capacità produttiva, è per questa potenza che i titolari degli impianti hanno effettuato investimenti e gli istituti di credito hanno concesso finanziamenti.** In altre parole, è attorno alla potenza di nuova installazione che si genera il volume d’affari ed il *business* del fotovoltaico nel nostro Paese.

Se l’analisi dell’installato effettivo durante il 2011 rende evidente la “frenata” dell’Europa rispetto al resto del Mondo, altrettanto significative paiono essere le previsioni di sviluppo relative all’anno 2012 e riportate in FIGURA 2.1.

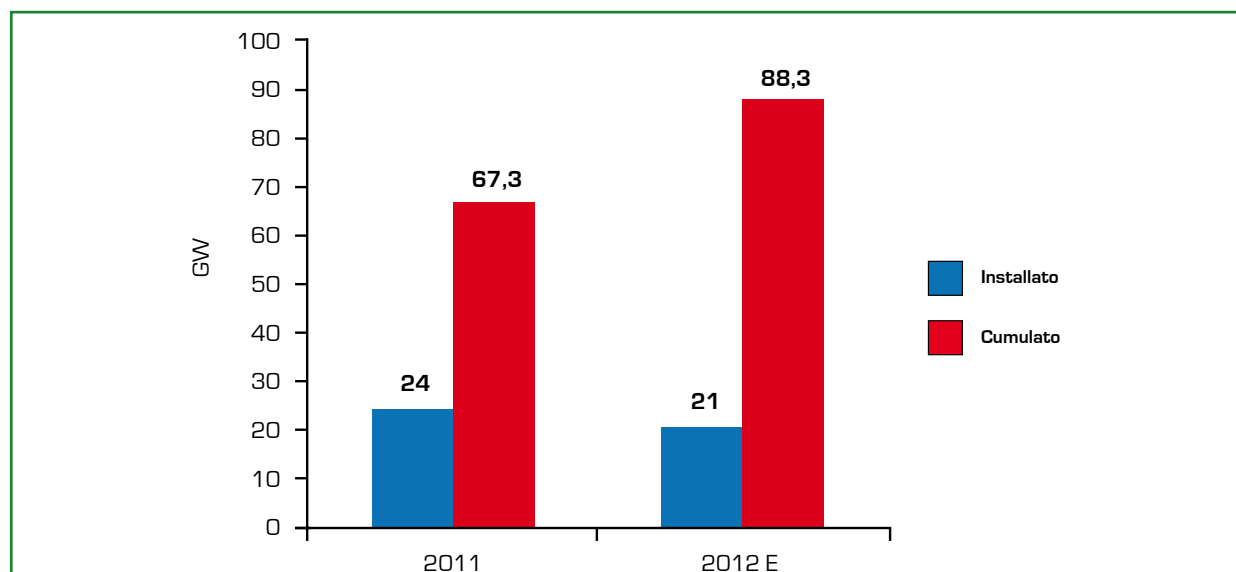
Per l’anno 2012 si prevede a livello mondiale una installazione di ulteriori 21 GW di nuovi impianti fotovoltaici, in diminuzione rispetto al 2011 a causa della frenata dei mercati tedesco ed italiano, con un cambio di peso piuttosto rilevante dei Paesi-extraeuropei.

Nel corso del 2010 – SI VEDA TABELLA 2.2 – erano stati 5 i Paesi al Mondo con potenza fotovoltaica di nuova installazione superiore a 1 GW: nell’ordine Germania (7,4 GW), Italia (2,3 GW), Francia (2,1 GW), Repubblica Ceca (1,4 GW) e ultimo il Giappone (1 GW). Il ruolo predominante dell’Europa è più che evidente, così come lo è l’assenza di attori

³ SI VEDA CAPITOLO 7 e Smart Grid Executive Report.

Figura 2.1

Previsioni di installato mondiale al 2012



importanti dell'economia e dell'industria a livello globale come gli USA, la Cina e l'India.

La medesima classifica nel 2011 appare piuttosto diversa, pure rimanendo 5 i Paesi ad aver superato la soglia di 1 GW: sempre nell'ordine Germania (7,4 GW), Italia (5,65 GW), Cina (2 GW), USA (1,7 GW) e Giappone (1,1 GW). A parte la già commentata uscita di scena della Francia, anche la Repubblica Ceca ha visto nel 2011 – dopo il taglio “brusco” degli incentivi⁴ – sostanzialmente sparire il proprio mercato (con soli 15 MW installati). **Si sono affacciati prepotentemente sulla scena la Cina – balzata al secondo posto di questa speciale classifica – e gli USA, ovvero ben due fra gli “assenti” del 2010.**

Gli USA, in particolare, hanno raddoppiato nel corso dell'ultimo anno la loro base di installato e paiono avere intrapreso un sentiero di crescita che la maggior parte degli analisti considera ormai inevitabile, almeno per il breve medio termine. **La Cina, giocando come di consueto sull'effetto di “scala”, ha avviato nel corso del 2011 un nuovo sistema di incentivazione** attraverso il quale si pone ambiziosi obiettivi di nuove installazioni, già concretizzatosi con i primi 2 GW nel corso dell'anno.

L'assenza dell'India è da considerarsi solo temporanea, se si considera che – **nonostante poco più di 150 MW installati nel corso del 2011 – gli operatori indiani del fotovoltaico hanno già emesso ordini per l'anno 2012 per un quantitativo di moduli e inverter corrispondenti a oltre 1 GW di potenza “installabile”.**

In generale, **il peso percentuale dei paesi extra-europei è costantemente aumentato dall'11% sull'installato 2010 al 25% del 2011.**

In Europa, solo nel Regno Unito si è registrato un andamento interessante, con l'installazione – grazie a tariffe incentivanti piuttosto alte nonostante l'abbassamento dei costi di impianto che ha portato il Governo inglese a rivedere⁵ ad ottobre 2011 il sistema di incentivazione – di circa 700 MW di nuovi impianti, soprattutto nella taglia medio-piccola. Mentre per quanto riguarda i principali Paesi, oltre all'Italia (di cui si discuterà nel dettaglio nel paragrafo seguente) **anche per la Germania ci si attende per l'anno 2011 un calo – a detta di alcuni operatori anche potenzialmente molto brusco – dell'installato⁶.**

Se quindi l'attuale distribuzione del cumulato alla

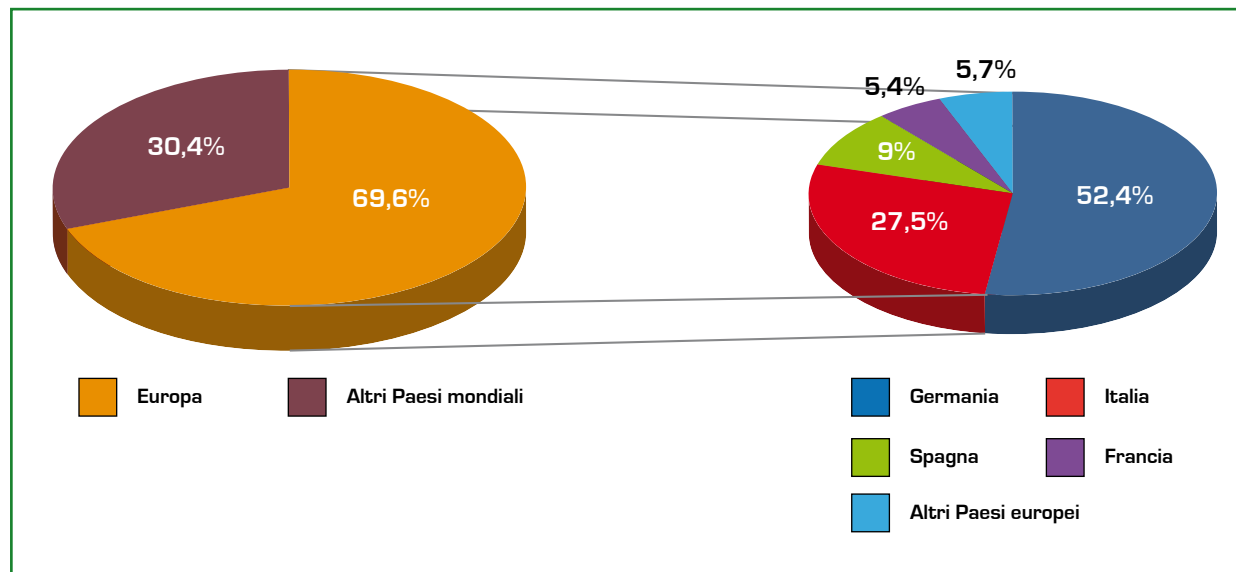
⁴ A partire dal 2011 il mercato ha subito un forte arresto a causa delle manovre di governo intraprese nel corso del 2010 che hanno visto l'introduzione retroattiva della tassazione degli impianti e il blocco degli incentivi.

⁵ A Ottobre 2011 il Governo UK ha annunciato una revisione del sistema dei *feed-in-tariffs* (FITs) dimezzando le tariffe per impianti di medio-piccole dimensioni in modo da garantire rendimenti accettabili senza che intervenissero fenomeni speculativi (SI VEDA CAPITOLO 3).

⁶ L'associazione tedesca BSW Solar è convinta che questi tagli potrebbero portare ad una diminuzione di mercato di oltre il 70% rispetto al 2011 arrivando ad un installato annuale nell'intorno dei 2,5-3,5 GW per arrivare a quota 66 GW di installato per fine 2030.

Figura 2.2

Potenza cumulata installata a fine 2011 nel Mondo



fine del 2011 delle installazioni fotovoltaiche nel Mondo (SI VEDA FIGURA 2.2), premia ancora l'Europa con una quota del 70% (ed un divario di oltre 46 GW a 20 GW del totale degli altri Paesi del Mondo), dovremo probabilmente abituarci nel prossimo futuro a guardare con maggiore attenzione a mercati molto più lontani dai nostri confini.

Dei già citati circa 21 GW di fotovoltaico cui è prevista l'installazione nel corso del 2012, oltre il 40% potrebbe già non essere più installato in Europa.

2.2 Il fotovoltaico in Italia

Nel paragrafo precedente si è già avuto modo di commentare come il primato mondiale ottenuto dall'Italia sugli allacci in rete nel corso del 2011 non abbia dato occasioni per festeggiamenti straordinari, ma anzi abbia messo in luce la "fragilità" e la complessità del nostro mercato.

Hanno caratterizzato il mercato, da un lato, l' "onda lunga" del Salva Alcoa e, dall'altro lato, le già citate turbolenze normative, quali registro dei grandi impianti (SI VEDA PARAGRAFO 3), che hanno contraddistinto la vita di Secondo (per il Salva Alcoa), Terzo, Quarto e - già in gestazione a Marzo del 2012 - Quinto Conto Energia.

In questo PARAGRAFO affronteremo il tema con una duplice prospettiva: la prima di carattere "storico", che analizza quanto avvenuto nel mercato italiano

del fotovoltaico nel corso del 2011, mentre la seconda di carattere "prospettico" che invece indaga e documenta, anche in maniera originale rispetto a quanto fatto nei precedenti Rapporti, le aspettative degli operatori del settore sul futuro del fotovoltaico nel nostro Paese.

2.2.1 Il quadro del mercato al 2011

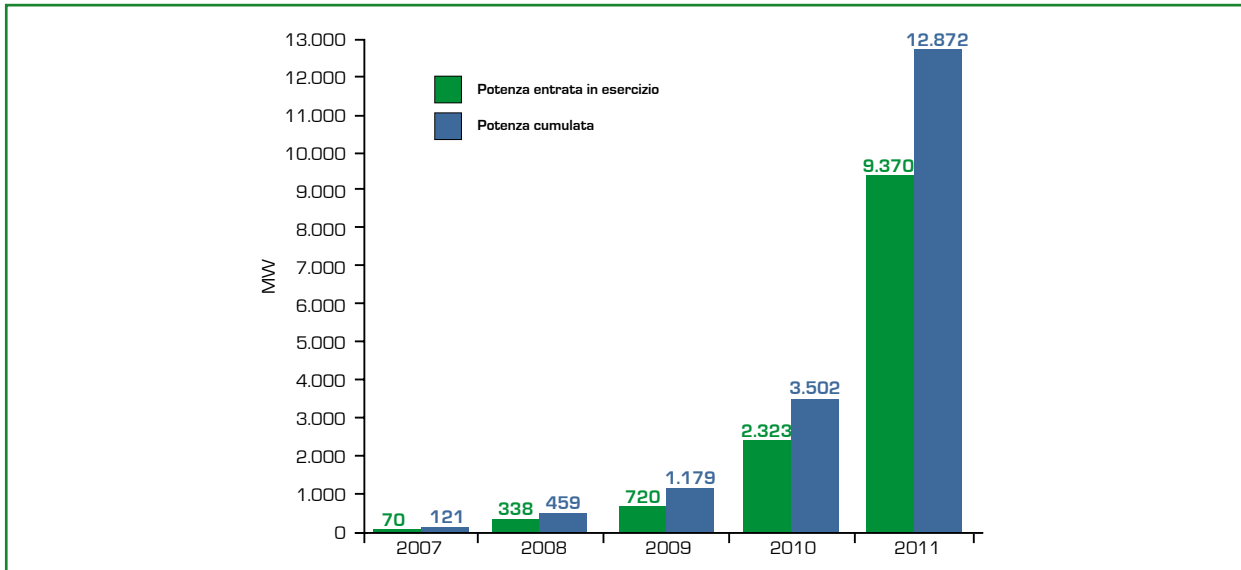
Le FIGURE 2.3 e 2.4 riportano i *trend di sviluppo del mercato del fotovoltaico in Italia* se si guarda rispettivamente agli impianti effettivamente allacciati in rete nell'anno (con il picco a quasi 9,4 GW nel 2011), oppure agli impianti effettivamente installati, con il dato 2011 fermo a 5,65 GW e il picco nel 2010 a oltre 6 GW.

Il totale degli impianti fotovoltaici attivi alla fine del 2011 è pari a 328.000 unità, 173.000 circa (53%) delle quali allacciate nel corso dell'anno, di cui però "solo" 126.000 circa (38%) effettivamente installati.

In entrambe le visualizzazioni, la crescita dell'ultimo biennio appare comunque "impressionante", anche se molto diversa è l'interpretazione che da essa si può trarre. Nel caso si guardi - un po' superficialmente - agli allacciamenti in rete, si potrebbe erroneamente concludere che i diversi tagli che sono stati operati sui meccanismi di incentivazione nel corso dell'ultimo biennio non hanno intaccato il percorso di crescita ed anzi hanno solo parzial-

Figura 2.3

Potenza annuale e cumulata entrata in esercizio in Italia



mente contenuto l' "esplosione" del fotovoltaico nel nostro Paese. La visione, come già ricordato in precedenza, più "realistica" – ovvero quella che prende in esame gli impianti effettivamente realizzati – mostra invece i segni della "fatica" del nostro mercato, che ha ancora da smaltire le "tosine" del Salva Alcoa.

Se è vero infatti che l'accelerazione delle installazioni nel 2010 ha permesso al mercato italiano di "saltare le tappe" verso una scala dimensionale

comparabile a quella tedesca, dall'altro lato, ha anche bruciato parte delle opportunità più redditizie di crescita, arrivando di fatto a saturare la nuova domanda, che nel 2011 infatti si è assestata attorno ai 5 GW (in maniera analoga a quanto accaduto alla Germania ma su un livello che nello scorso biennio è stato attorno ai 7 GW).

Questo effetto appare con ancor maggiore evidenza se – come fatto nelle FIGURE 2.5 e 2.6 – si "colora" sia l'allacciato che l'installato in maniera

Figura 2.4

Potenza annuale e cumulata realizzata in Italia

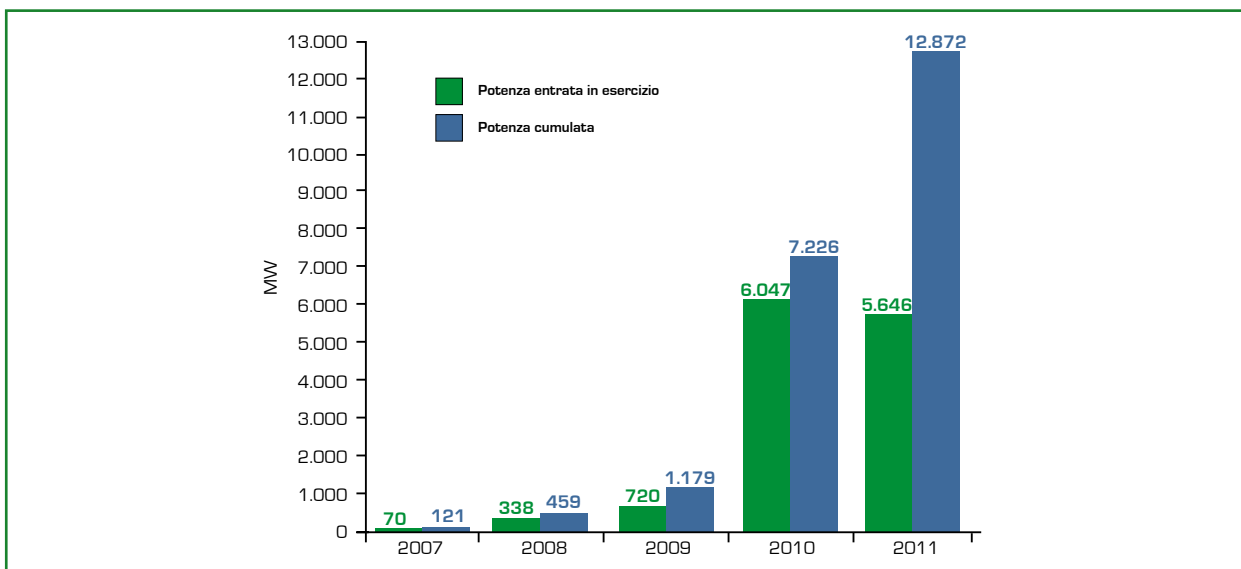
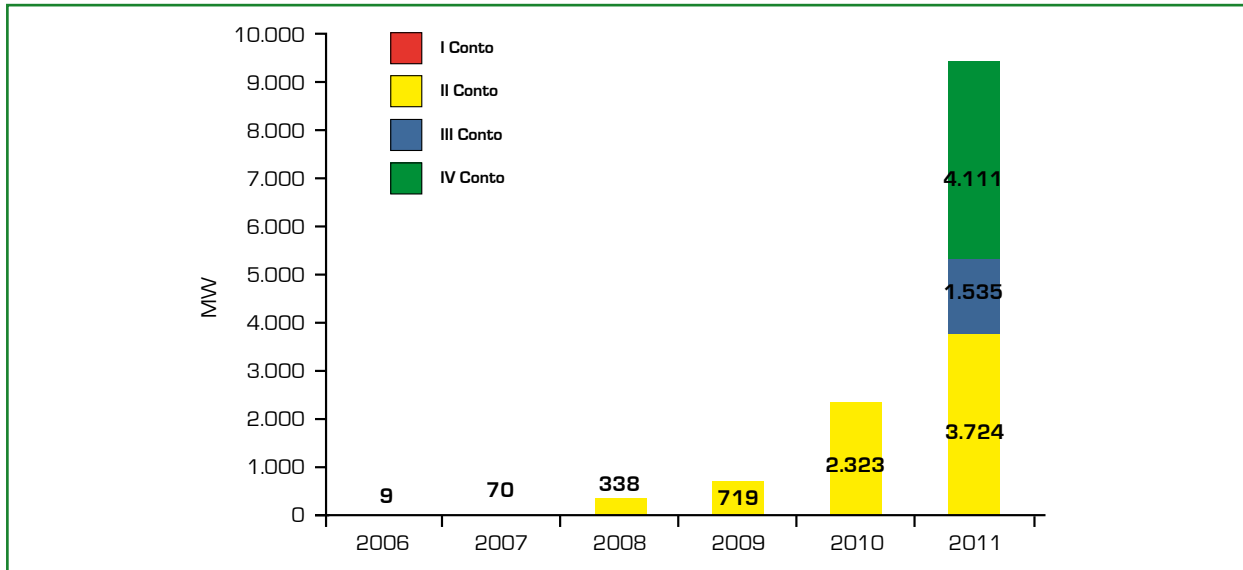


Figura 2.5

Potenza annuale entrata in esercizio in Italia suddivisa per Conto Energia



differente a seconda del Conto Energia cui fa riferimento.

Nel complesso, quindi, è al Secondo Conto Energia (sia per la quota allacciata nel 2010 che nel 2011 per effetto del "Salva Alcoa") che va attribuita la *lion's share del mercato fotovoltaico italiano*. Il Terzo Conto Energia (11,9% del totale installato), pur nella sua breve durata, ed il Quarto Conto Energia (31,9% del totale installato, tutto concentrato ovviamente nel 2011) si muovono su valori decisamente

inferiori. **Il passaggio alle forme di incentivazione successive al Secondo Conto Energia si è quindi tradotto concretamente in una riduzione sempre più evidente della potenza di nuova installazione.** Con questo ultimo dato si sono ovviamente trovati a confrontarsi gli operatori del settore nel corso dell'anno appena trascorso.

I diversi sistemi di incentivazione che hanno sostenuto in Italia il fotovoltaico nel corso degli anni hanno poi – come più volte ricordato nei nostri

Figura 2.6

Potenza annuale realizzata in Italia suddivisa per Conto Energia

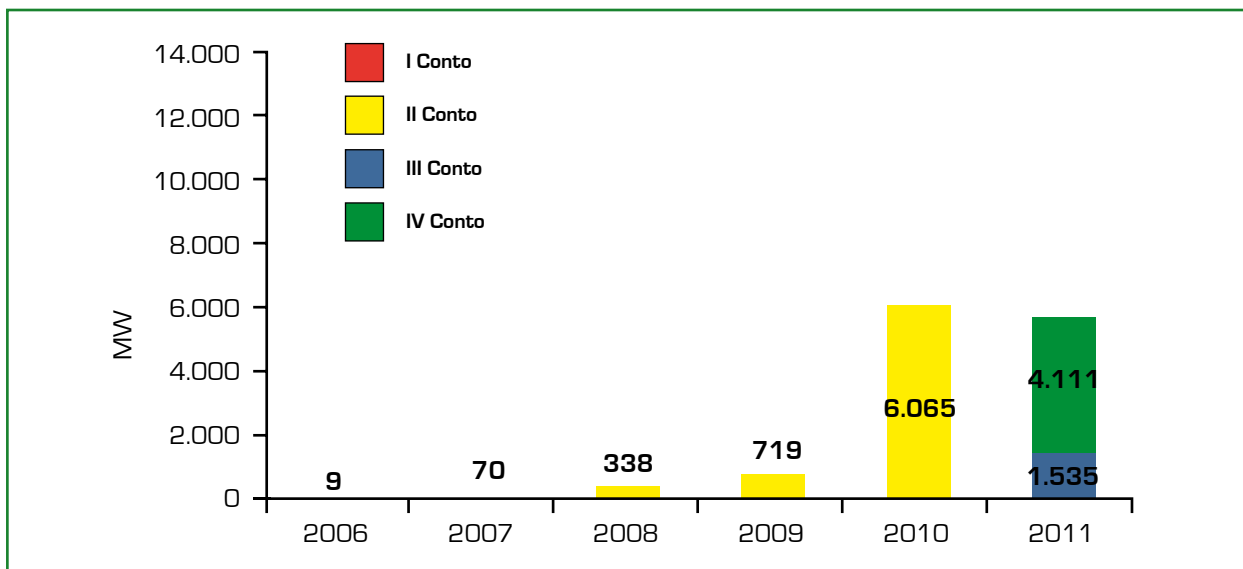
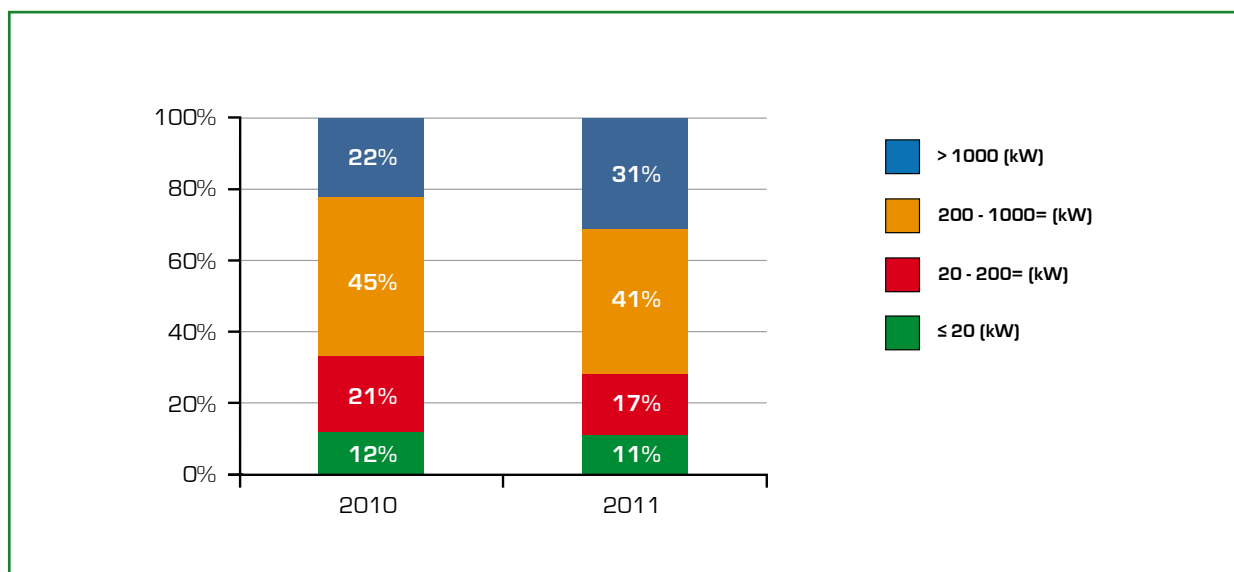


Figura 2.7

Segmentazione della potenza relativa agli impianti realizzati nel 2010 e nel 2011



Rapporti⁷ – un **impatto estremamente significativo sulla distribuzione per taglia di potenza del fotovoltaico in Italia.**

Se si guarda il dato relativo agli **impianti effettivamente realizzati nel corso del 2011 e lo si compara con quanto avvenuto nel 2010** (SI VEDA FIGURA 2.7), si coglie immediatamente come:

- è **incrementata la quota delle “centrali fotovoltaiche”**, ovvero gli impianti di taglia superiore a 1 MW, che è passata dal 22% al 31% **con una crescita relativa di oltre 40 punti percentuali. Questo dato può apparire incongruente con le valutazioni di economicità** che evidenziano

invece come **nel passaggio dal 2010 al 2011 sia peggiorata la redditività connessa alla realizzazione delle centrali fotovoltaiche.** In realtà, **gli operatori sono tutti concordi nel definire il fenomeno connesso alla volontà per gli investitori che avevano “tentato” (senza successo) di usufruire del Salva Alcoa di terminare comunque i lavori di realizzazione dei loro impianti in tempo per scongiurare gli effetti negativi dell’attivazione nel settembre 2011 del “Registro Grandi Impianti”.** In altre parole (SI VEDA BOX 2.1) si è assistito all’ennesima corsa per completare i lavori di installazione e allaccio entro il 31 Agosto 2011;

Box 2.1

Le centrali fotovoltaiche nel 2011

L’idea che l’introduzione del Terzo e soprattutto del Quarto Conto Energia potesse portare immediatamente già nel corso del 2011 ad un deciso taglio delle installazioni fotovoltaiche di taglia superiore a 1 MW si è rivelata piuttosto peregrina. Non solo se si guarda all’entrata in esercizio – 2,48 GW nel 2011 con oltre 1 GW in impianti con taglia superiore a 5 MW, anche per effetto del Salva Alcoa – ma anche se ci si ferma all’effettivo installato – 1,8 GW nel 2011 – la quota appannaggio delle “centrali fotovoltaiche” è addirittura in aumento rispetto al 2010.

Una analisi più approfondita del profilo delle entrate in esercizio (SI VEDA FIGURA 2.8) è tuttavia interessante per comprendere meglio il fenomeno.

Innanzitutto, va notato come il profilo di entrata in esercizio delle centrali abbia seguito un andamento completamente diverso rispetto agli anni passati. Nel corso del 2009 e del 2010 le installazioni di questo tipo di impianti si sono concentrate tutte negli ultimi mesi dell’anno: circa il 50% dell’installato nel 2009 è entrato in esercizio a dicembre, mentre nel 2010 circa il 70% della potenza totale è

⁷ Cfr. Solar Energy Report 2009, 2010, 2011.

entrata in esercizio tra Ottobre, Novembre e Dicembre. La ragione andava ricercata nella “scadenza” di fine anno per il cambio di incentivi e nella “corsa” quindi a perfezionare la realizzazione in tempo per poter godere del livello di remunerazione relativo all’anno di “costruzione”.

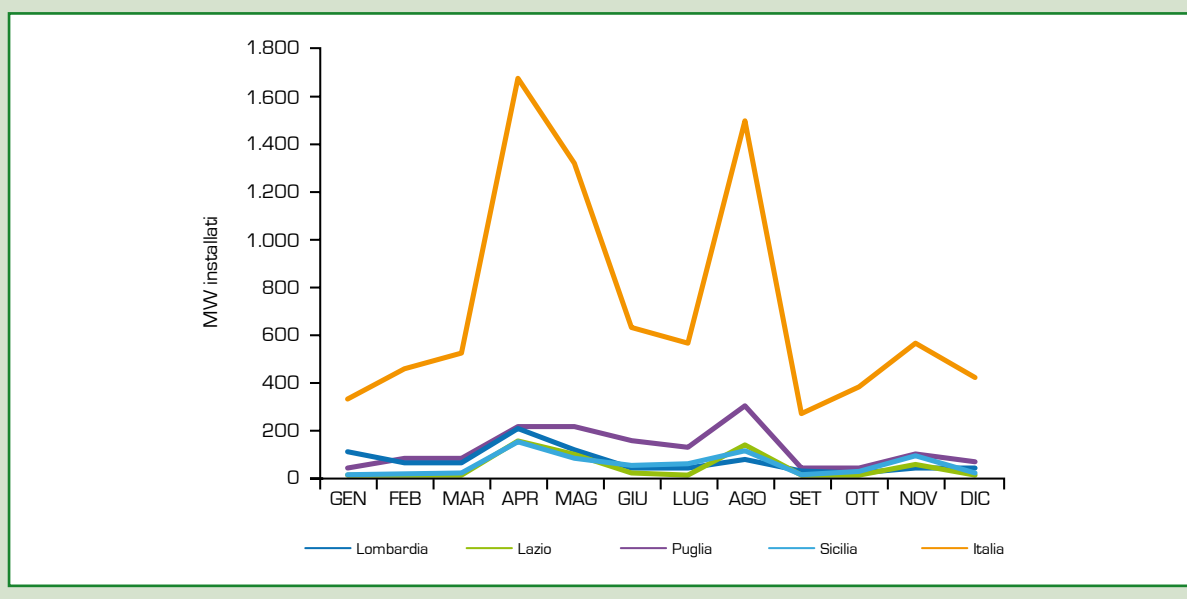
Nel 2011 la situazione è significativamente cambiata con la maggior parte della potenza entrata in esercizio nei mesi di Aprile e di Agosto. Il medesimo profilo si rileva a livello regionale se, come in FIGURA 2.8, si prende in esame quello che è accaduto in Puglia, Lombardia, Lazio

e Sicilia.

La ragione del profilo è tuttavia la medesima. Il mese di Aprile ha coinciso con l’avvicinarsi della chiusura del Terzo Conto ed il conseguente e ormai noto effetto “corsa” per beneficiare di tariffe relativamente migliori. Nel mese di Maggio-Giugno si è invece chiusa la finestra di incentivazione relativa al Salva Alcoa, mentre il mese di Agosto ha coinciso con la “scadenza” per l’accesso automatico al Quarto Conto Energia senza passare dal Registro dei Grandi Impianti.

Figura 2.8

Profilo mensile e regionale delle centrali fotovoltaiche entrate in esercizio nel 2011



- è incrementata in generale la quota di impianti “grandi”, ovvero sopra i 200 kW nella nostra classificazione. Nel corso del 2010 ne sono stati installati 1.271, per il corrispondente 67% del totale della nuova potenza, mentre nel 2011 tale percentuale è salita al 71% in 3.403 impianti;
- si è contratto il segmento “commerciale”, ovvero degli impianti tra 20 e 200 kW di potenza, che invece ha risentito in maniera maggiore dell’effetto della crisi economico-finanziaria sulla capacità di investimento dei soggetti/clienti coinvolti;
- è rimasta sostanzialmente invariata nel biennio la quota relativa agli impianti di taglia residenziale (circa 634 MW di potenza e 101.300 impianti nel 2011), che costituiscono una sor-

ta di “zoccolo duro” del totale delle nuove installazioni. Per questo tipo di impianti, come si vedrà anche nel CAPITOLO 5 sulla *grid parity*, la convenienza economica alla realizzazione è comunque garantita e significativa anche al variare del sistema di incentivazione, anche se – come è naturale – su base annuale questa componente della domanda non può crescere oltre una certa misura;

In altre parole, l’effetto atteso di re-distribuzione delle nuove installazioni a favore di impianti di più piccola dimensione – che come visto è stato fra gli elementi ispiratori⁸ della riforma del sistema di incentivazione – non si è nella pratica realizzato. Le ragioni vanno, da un lato, certo ricercate nella estrema turbolenza normativa, che ha eviden-

⁸ Cfr Solar Energy Report 2009, 2010, 2011.

temente colpito di più gli operatori “deboli” (ovvero i medi investitori della fascia 20-200 kW) rispetto a chi comunque aveva “messo in conto” taglie di investimento superiori, ma dall’altro lato anche nel fatto che sono chiaramente diversi i potenziali di mercato.

Non è possibile, infatti, raggiungere livelli di installato di oltre 5 GW se non si accede ai segmenti “di potenza”. Solo per dare un’idea, se si fosse voluto – a parità di totale installato - commutare la potenza che nel 2011 è andata appannaggio degli impianti “grandi” e delle “centrali” in impianti di taglia “media” (20-200 kW) si sarebbero dovuti installare circa 52.000 impianti (+ 350% rispetto al numero effettivamente registrato nel 2011).

Un cambio sostanziale, come si vedrà meglio anche nel prossimo paragrafo, nel mix di impianti verso le taglie “basse” non può che accompagnarsi ad una riduzione dell’installato annuale.

Quello a cui però si è assistito – e che merita di essere citato – è la quota parte degli impianti realizzati su tetto rispetto a quelli al suolo. In particolare, l’installato relativo al Quarto Conto Energia mette in evidenza come **la percentuale degli impianti realizzati su edificio nel corso del 2011 sia stata pari complessivamente al 38%, ma con un aumento degli impianti su edificio per il settore dei grandi impianti (con punte del 35%) rispetto all’anno precedente.** In FIGURA 2.9 viene riportata la distribuzione di impianti su edificio e a terra nella

le diverse regioni italiane. Inoltre, **gli impianti con potenza superiore a 200 kW di potenza installati su edificio hanno raggiunto nel corso del 2011 un valore pari a 2,15 GW.** La Lombardia in questa classifica si posiziona al primo posto (circa 400 MW), il Piemonte al secondo (circa 250 MW) e il Veneto al terzo (circa 217 MW). E’ interessante notare come la Puglia, pur essendo leader di installato nel settore fotovoltaico, abbia installato nel corso del 2011 solo 81 MW di impianti su tetto con potenza superiore a 200 kW. Di questi 2,15 GW più dell’80% potrebbero essere impianti installati su superfici commerciali o capannoni industriali.

Per completare il quadro dei dati di mercato è però quanto mai opportuno analizzare cosa è successo nelle diverse Regioni italiane. La FIGURA 2.10 riporta l’andamento degli impianti entrati in esercizio nel 2010 e 2011 e il totale cumulato suddivisi per Regione, mentre la FIGURA 2.11 riporta il quadro degli impianti effettivamente installati nel corso dei due anni.

E’ ancora la Puglia la regione leader in Italia – sia se si guarda all’installato (785 MW, il 13,4% del totale) che all’entrato in esercizio (1.502 MW, il 16% del totale) – seguita dalla Lombardia e dall’Emilia Romagna.

Tuttavia, se si considerano i tassi di crescita degli impianti entrati in esercizio, la Regione che ha sperimentato la maggior crescita nel corso del

Figura 2.9

Distribuzione degli impianti a terra e su edificio installati con il Quarto Conto Energia

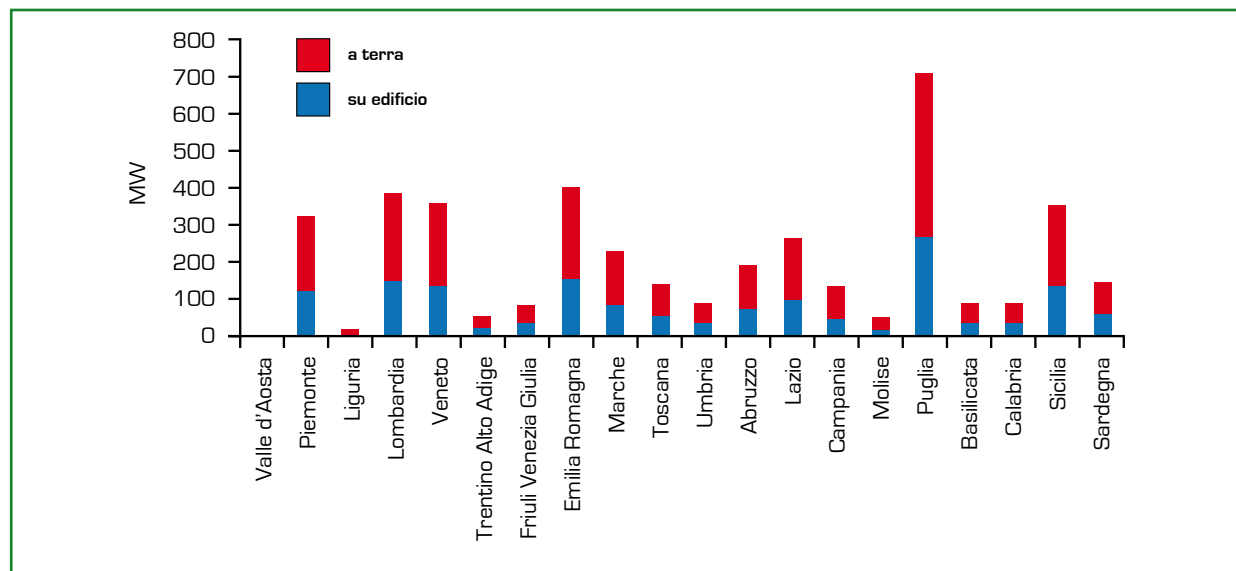
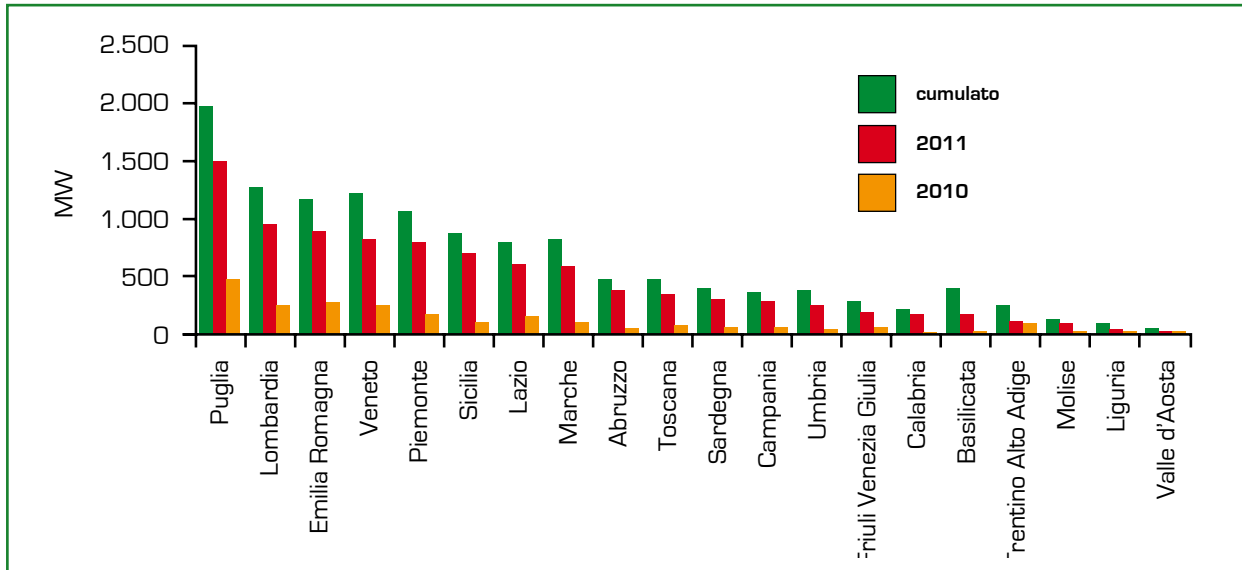


Figura 2.10

Potenza annuale e cumulata entrata in esercizio nel corso del 2011 nelle diverse Regioni italiane



2011 è indubbiamente il Molise, con un incremento record del 1.263% (ma un installato totale pari comunque a 606 MW). Seguono nella classifica Abruzzo (+821%), Basilicata (+736%) e Sicilia (+548%), mentre **il Trentino è l'unica regione italiana che non cresce sull'allacciato a "tre cifre" fermandosi solo al 20%**. Se si guarda all'installato, è interessante notare come la stragrande maggioranza delle regioni leader abbiano installato nel corso del 2011 una potenza minore rispetto a quanto fatto nel 2010.

Se ci spostiamo ad analizzare la distribuzione per taglie di impianto e, come più corretto, guardiamo alla potenza effettivamente installata nel corso del 2011, **la distribuzione regionale non riserva particolari sorprese, se si eccettua il caso del Lazio che precede la Puglia nella speciale classifica dell'installato nelle "centrali fotovoltaiche"** (330 MW contro 291 MW). La Puglia rimane invece al primo posto se si considera il complesso degli impianti "grandi" ovvero sopra 200 kW ed **in genera-**

Figura 2.11

Potenza annuale realizzata nel corso del 2011 nelle diverse Regioni italiane

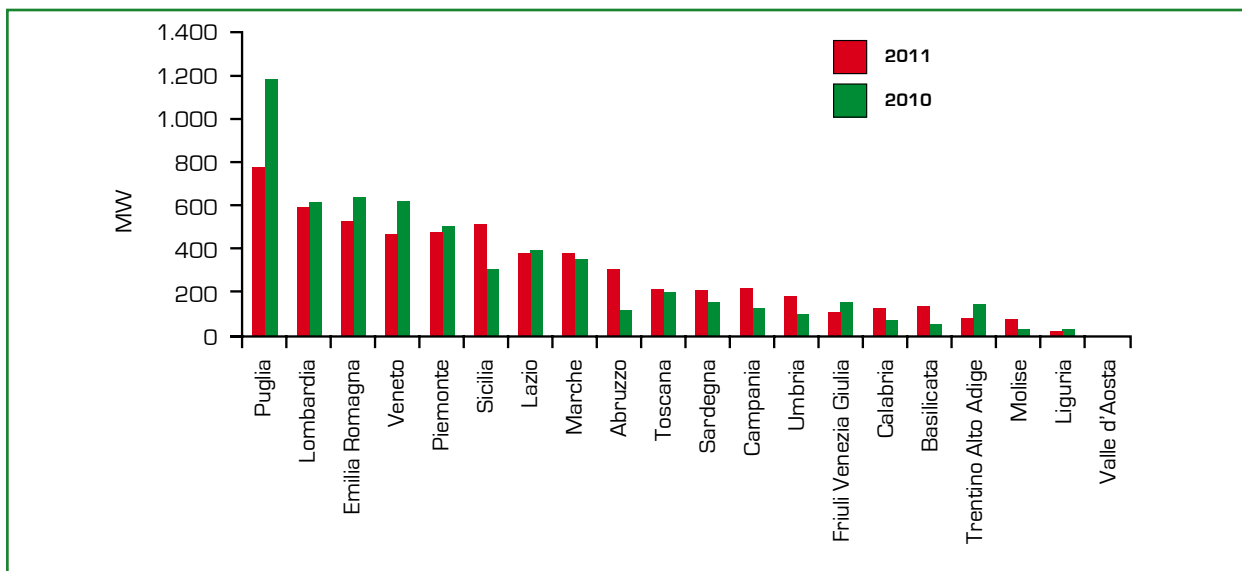
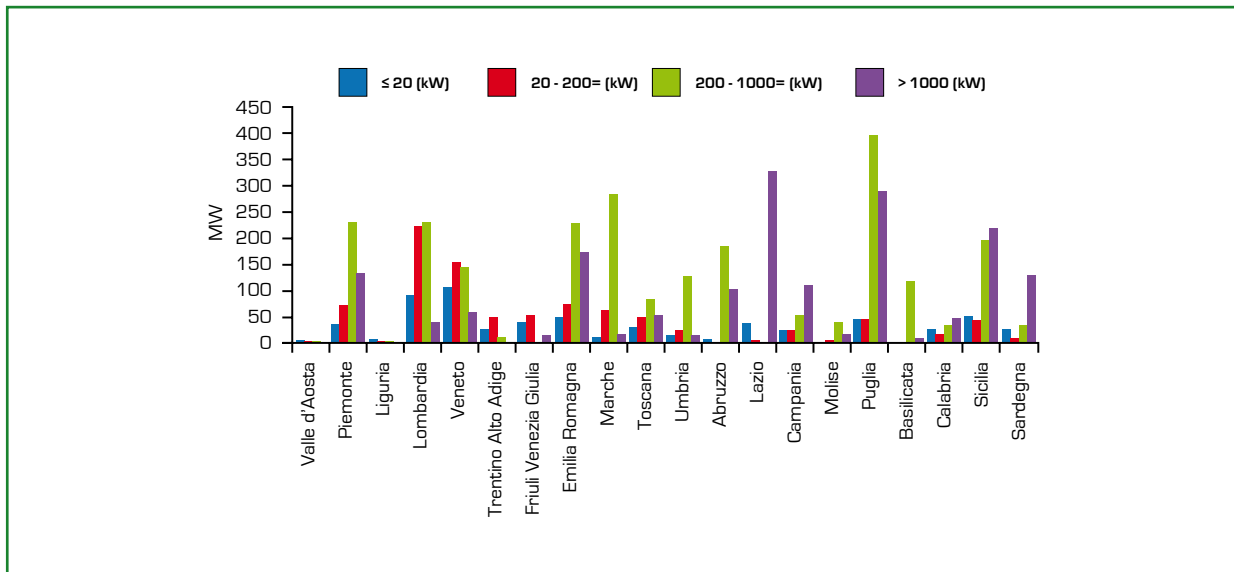


Figura 2.12

Segmentazione per taglie di impianto della potenza installata nel corso del 2011 nelle diverse Regioni italiane



le le Regioni del Centro e del Sud si confermano con il 48% del totale le più “gettonate” per gli investimenti in impianti fotovoltaici di maggiore dimensione.

impianti di piccola taglia alla Lombardia. Anche in questo caso non stupisce il fatto che il Nord controlli anche per il 2011 circa il 62,7% del totale delle installazioni sotto i 200 kW.

La Lombardia si conferma invece anche per il 2011 la Regione di riferimento per le installazioni commerciali (da 20 a 200 kW), che hanno totalizzato ben 226 MW, seguita dal Veneto (156 MW) e un po' staccata dall'Emilia (75MW). E' il Veneto, infine, a contendere con 106 MW il primato negli

E' evidente tuttavia che la rappresentazione della FIGURA 2.12 non permetta di cogliere con immediatezza i rapporti fra i “pesi” delle diverse Regioni. Le FIGURE 2.13 e 2.14 offrono quindi una visione “relativa” che riporta il quadro dell'installato complessivo alla fine del 2011 al numero di abitanti e

Figura 2.13

Potenza cumulata per abitante nelle diverse Regioni italiane nel corso del 2011

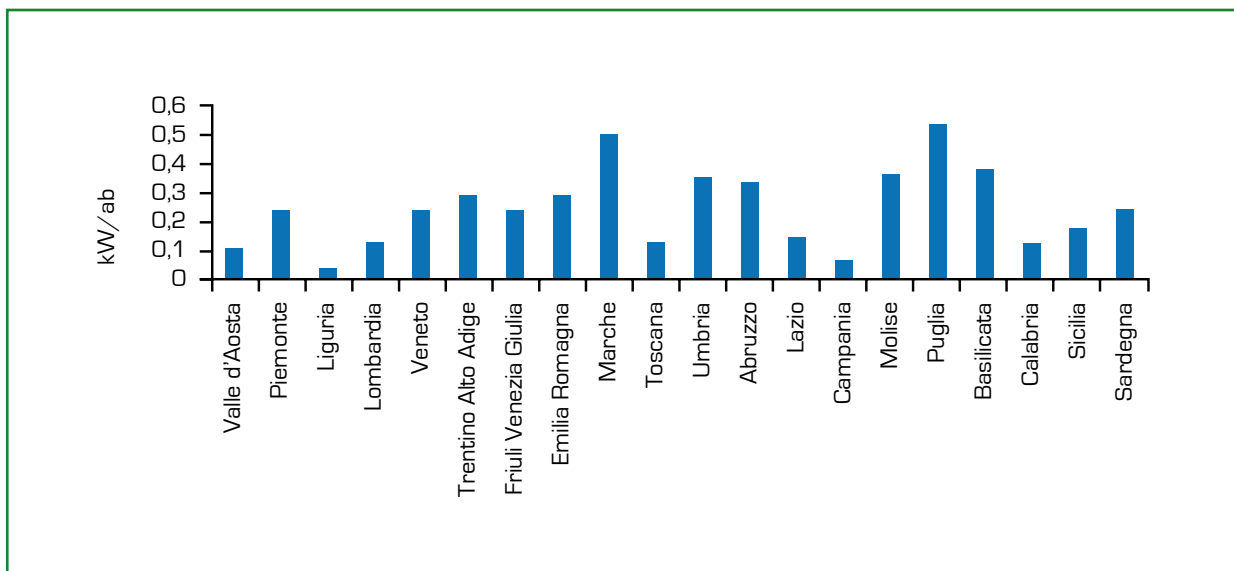
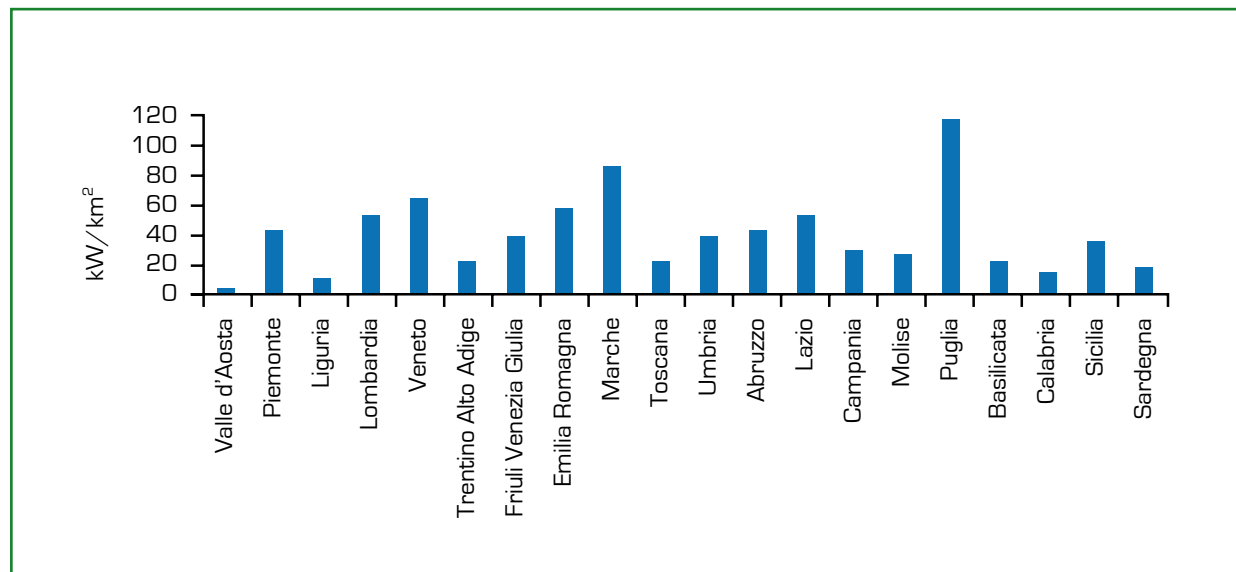


Figura 2.14

Potenza cumulata installata per km² nelle diverse Regioni italiane nel corso del 2011

alla superficie regionale.

La “densità” di installazioni risulta massima in entrambe le prospettive per la Puglia, seguita a poca distanza – e probabilmente in maniera inaspettata – dalle Marche, che invece rispetto alla potenza cumulata “in valore assoluto” è all’ottavo posto della classifica per Regioni.

La Lombardia arriva solo quinta se si guarda alla estensione territoriale, ben quindicesima se si prende in considerazione invece il numero di abitanti, e al di sotto della media delle Regioni del Nord come potenza per abitante (19,5kW per abitante e 36,3 kW per km²)

A parte il caso particolare della Valle d’Aosta, colpiscono i dati relativi a Liguria e Campania, che manifestano un installato complessivo al 2011 decisamente al di sotto delle aspettative.

2.2.2 Le previsioni per il futuro del fotovoltaico in Italia

I dati relativi alla “densità” di installazioni fotovoltaiche in Italia e le differenze emerse a livello regionale mettono in luce – qualora ve ne fosse ancora bisogno⁹ – che vi è ancora un potenziale inespreso in Italia per quanto riguarda gli impianti per la

produzione di energia da fonte solare.

Quanto di questo potenziale potrà essere trasformato nel corso dei prossimi anni in nuove installazioni è tuttavia indubbiamente funzione del livello di incentivazione e dei regimi di sostegno che saranno garantiti dal Quinto Conto Energia e quindi dallo “stimolo” economico all’investimento. Ovviamente le variabili che impattano sulla potenza effettivamente installata sono molto più numerose, e comprendono ad esempio la complessità degli aspetti autorizzativi, la disponibilità di finanziamenti pubblici o privati all’investimento, le caratteristiche di “congestione” della rete elettrica in una determinata zona, ma si può considerare senza tema di smentita l’aspetto della incentivazione come il fattore “dominante”.

Si è quindi deciso, per poter stimare il potenziale di mercato in Italia nel prossimo futuro, di distinguere due “periodi”. L’anno 2012, per il quale si assume che rimanga in vigore il Quarto Conto Energia - ipotesi a questo punto, con il licenziamento l’11 Aprile del Quinto Conto Energia, meno probabile - o che entri in vigore già a partire dal secondo semestre del 2012 il Quinto Conto Energia. L’anno 2013, che prende in considerazione il fatto che rimanga in vigore o che entri in vigore il Quinto Conto Energia affiancato allo

⁹ Cfr. Solar Energy Report 2009, p. 68.

scenario di un possibile arresto degli incentivi per il settore.

In entrambi i casi, i “numeri” del potenziale sono stati stimati utilizzando due metodologie diverse:

- un'analisi “a scenari” da parte dell'Energy& Strategy Group, sulla base di scenari di volta in volta considerati più plausibili e di ipotesi di cui si dà conto nel seguito di questo paragrafo;
- una *survey*¹⁰, somministrata ad un campione considerato significativo di operatori ed esperti del settore, ai quali è stato chiesto non soltanto di indicare i valori attesi di installato ma anche le condizioni di contesto che sono state considerate determinanti per la loro definizione.

Nel seguito si presentano e confrontano le stime ottenute attraverso i due approcci.

Le previsioni per l'anno 2012

Nel caso in cui rimanga in vigore il Quarto Conto Energia, nel corso dell'anno 2012 è possibile stimare le seguenti evoluzioni del mercato:

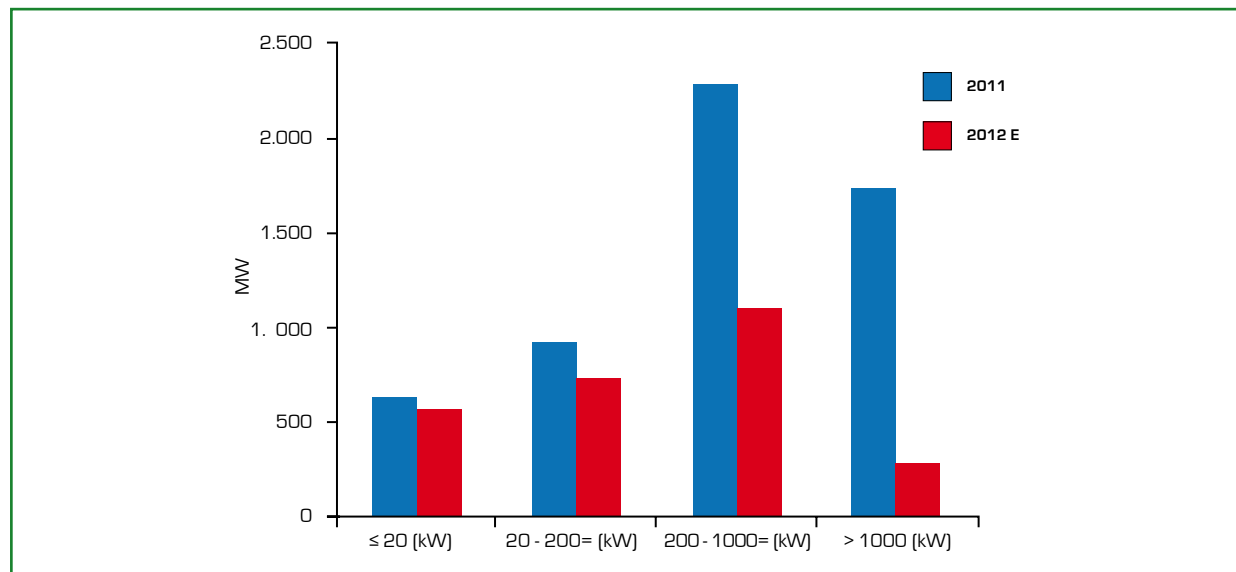
- **il segmento residenziale subirà un'ulteriore ma limitata riduzione rispetto al 2011 che lo porterà ad un valore di nuovo installato nell'intorno di 560 MW** (contro i 626 MW del 2011). L'ulteriore e previsto calo delle tariffe rispetto al 2011 (0,26 €/kWh in media nel 2012 per gli impianti su edificio contro una media di 0,335 €/kWh del secondo semestre del 2011 con l'entrata in vigore del Quarto Conto Energia) avrà senza dubbio un effetto negativo sull'installato senza però compromettere in maniera “significativa” l'andamento di questo segmento di mercato. Infatti, è qui più che altrove ancora possibile che il **prezzo degli impianti chiavi in mano diminuisca anche in maniera importante (già nei primi due mesi del 2012 si è assistito ad un calo medio del 5% rispetto all'ultimo bimestre del 2011)**. Inoltre, **il problema dell'accesso al credito per queste tipologie di impianti è meno sentito rispetto ad altri segmenti di mercato** (commerciale e grandi impianti) poiché, da un lato, gli istituti di credito continuano e continueranno a concedere finanziamenti ai privati (con le opportune garanzie fornite dal cliente) e, dall'altro, le cifre in gioco per l'installazione dell'impianto sono contenute rispetto a quelle richieste dagli impianti di maggiori dimensioni;
- **il segmento commerciale subirà invece una contrazione più evidente, nell'ordine del 20%, per arrivare a fine 2012 ad un installato totale di circa 740 MW.** La diminuzione delle tariffe e il **problema di accesso al credito per le imprese di piccole e medie dimensioni** (che si è dimostrato essere un freno per lo sviluppo di questo segmento di mercato anche nel corso del secondo semestre 2011) potrebbe avere effetti su quegli impianti di dimensioni maggiori (compresi nella fascia da 100 a 200 kW) che necessitano di maggiori garanzie;
- **il segmento dei grandi impianti soffrirà invece un crollo di oltre il 50%, attestandosi su valori di poco superiori a 1,1 GW** (contro i 2,3 GW del 2011). Fra le ragioni del calo vanno sicuramente evidenziate la **chiusura del Registro Grandi Impianti per il secondo semestre 2012** (SI VEDA CAPITOLO 3) e quindi l'impossibilità di realizzare impianti “a terra” con potenza superiore ai 200 kW, e **l'ulteriore stop imposto alle installazioni nelle aree agricole con l'articolo 65 del Decreto Liberalizzazioni**, che definisce l'impossibilità di accedere agli incentivi agli impianti di nuova costruzione costruiti in zone agricole (SI VEDA CAPITOLO 3). **A giocare però a favore di questo segmento vi è il possibile effetto “ultimo anno”** – in vista del passaggio alla tariffa onnicomprensiva nel 2013 – che potrebbe stimolare una relativa “corsa alle installazioni” e **la maggiore capacità degli operatori che vi investono di utilizzare anche per il 2012** (come già accaduto nel 2011) **inizialmente solo equity per finanziare il completamento dell'impianto** e solo in seguito convertirlo in larga parte in debito, in tal modo “aggirando” il problema dell'accesso al credito;
- **il segmento delle centrali fotovoltaiche, ovvero degli impianti sopra 1 MW, che invece sarà sostanzialmente destinato a scomparire quasi del tutto con un calo atteso di oltre l'80% sino a poco più di 300 MW.** In particolare, si porteranno con questi 300 MW ad esaurimento le autorizzazioni ottenute con il Registro Grandi Impianti del primo semestre del 2012 (550 MW in tutto, di cui 100 MW già installati nel corso del 2011 e circa 150 MW riferiti ad impianti con taglia inferiore a 1 MW).

In altre parole, appare che nel 2012 si possa portare a compimento quella ridefinizione del mix

¹⁰ Attraverso la somministrazione di questionari ad un panel di attori della filiera (SI VEDA SEZIONE METODOLOGIA).

Figura 2.15

Installato al 2011 e previsioni al 2012 suddivise per segmenti di mercato



di installazioni “ipotizzata” dal legislatore con l’emanazione del Quarto Conto Energia. Come si è già avuto modo di dire in precedenza, tuttavia, la nuova composizione dei segmenti di mercato per taglia non può che accompagnarsi ad un calo del totale delle nuove installazioni.

Il mercato 2012 del fotovoltaico in Italia (SI VEDA FIGURA 2.15) potrebbe quindi attestarsi attorno a 2,7 GW, in calo del 53% rispetto al 2011 (-71% se si considerassero gli impianti entrati in esercizio nello stesso anno).

Il dato calcolato con la metodologia “a scenari” non si discosta inoltre molto dal dato che è emerso dalla *survey* agli operatori del settore. In questo caso, le stime convergono verso un totale installazioni di 2,35 GW (-13% rispetto al dato di cui sopra) suddivise in 530 MW nel segmento residenziale, 720 MW nel segmento commerciale, oltre 710 MW nel segmento dei grandi impianti e quasi 400 MW per le centrali fotovoltaiche. In particolare, gli operatori sembrano essere in media meno confidenti sul fatto che gli investitori *full equity* possano dedicarsi agli impianti di taglia compresa fra 200 kW e 1 MW.

I primi mesi del 2012 sembrano dare conferma di queste stime. Il bimestre Gennaio-Febbraio

2012 ha visto un’installazione di circa 70 MW che – se riportato per analogia all’analogo bimestre 2010¹¹ dove questo rappresentava circa il 2,5% del totale installato – si ottiene una proiezione a fine 2012 nell’intorno dei 2,8 GW.

Nel caso invece, che si è fatto sempre più attuale negli ultimi giorni, che il Quinto Conto Energia entri in vigore già a partire dal secondo semestre del 2012 è possibile stimare un diverso profilo di installato per i diversi segmenti di impianti. In particolare, come richiamato nel CAPITOLO 3, il problema più significativo, con il nuovo regime incentivante, potrebbe essere il registro per gli impianti con potenza superiore a 10 kW e il limite di costo per semestre (nell’ordine degli 80-100 mln €)¹² ridotto notevolmente rispetto a quanto previsto dal Quarto Conto Energia.

In questo caso si potrebbero installare circa 700 MW nel secondo semestre del 2012, corrispondenti agli 80 mln € disponibili e che è possibile stimare siano distribuiti nelle diverse fasce di potenza (SI VEDA FIGURA 2.16).

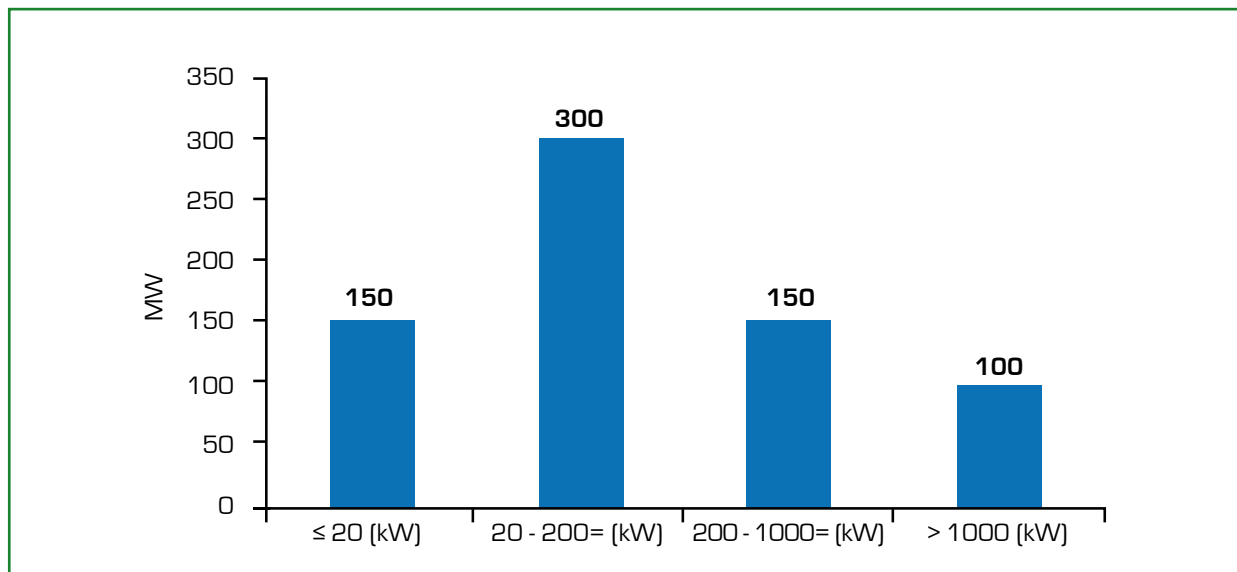
A questi va aggiunto l’installato del primo semestre, relativo al Quarto Conto Energia, che potrebbe attestarsi sui 1.080 MW per un valore complessivo a fine 2012 pari a 1.780 MW.

¹¹ Non si prendono in considerazione i dati al 2011 poiché il profilo mensile delle installazioni (come analizzato in precedenza) ha subito delle distorsioni nel corso dell’anno a causa della chiusura del Decreto Salva Alcoa e del Registro dei Grandi Impianti.

¹² Che potrebbe essere calcolato utilizzando come dato medio di producibilità annua un valore pari a 1.300 kWh/kWp (SI VEDA CAPITOLO 3).

Figura 2.16

Previsioni di installato per il secondo semestre 2012 (con l'introduzione del Quinto Conto Energia) suddiviso per segmenti di mercato



Le previsioni per l'anno 2013

La quasi totalità degli operatori è concorde nel ritenere che l'anno 2013 non vedrà l'entrata in vigore delle previste nuove tariffe onnicomprensive giacché – come discusso nel CAPITOLO 3 – è dato come certo il superamento della soglia dei 6 mld € di incentivazione complessiva e quindi la “decadenza” del Quarto Conto Energia.

In alternativa è possibile quindi individuare due

scenari:

- **uno sicuramente realistico che invece prevede l'introduzione o la continuazione di un Quinto Conto Energia;**
- **uno più “estremo” (e che può considerarsi un caso “di scuola”) che prevede l'assenza di definizione di una nuova tariffa incentivante per la remunerazione della produzione di energia elettrica da fotovoltaico. In questo caso, le installazioni fotovoltaiche dipenderanno esclusivamente dalla convenienza “in sé” ad effettuare l'investimento;**

Figura 2.17

Previsioni di installato al 2013 con il Quinto Conto Energia

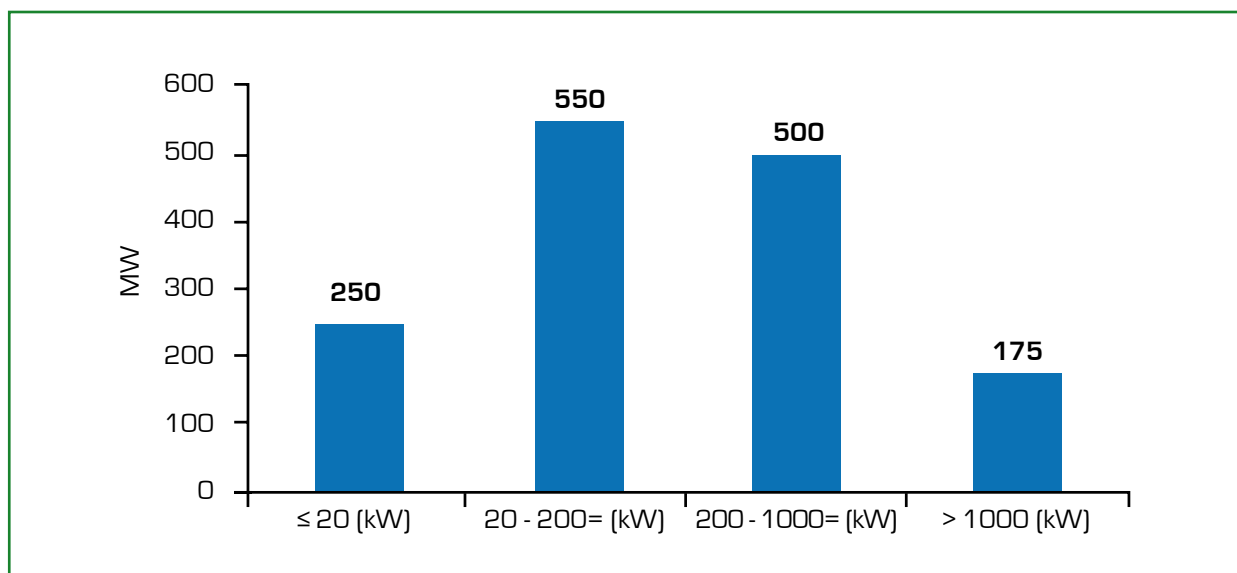
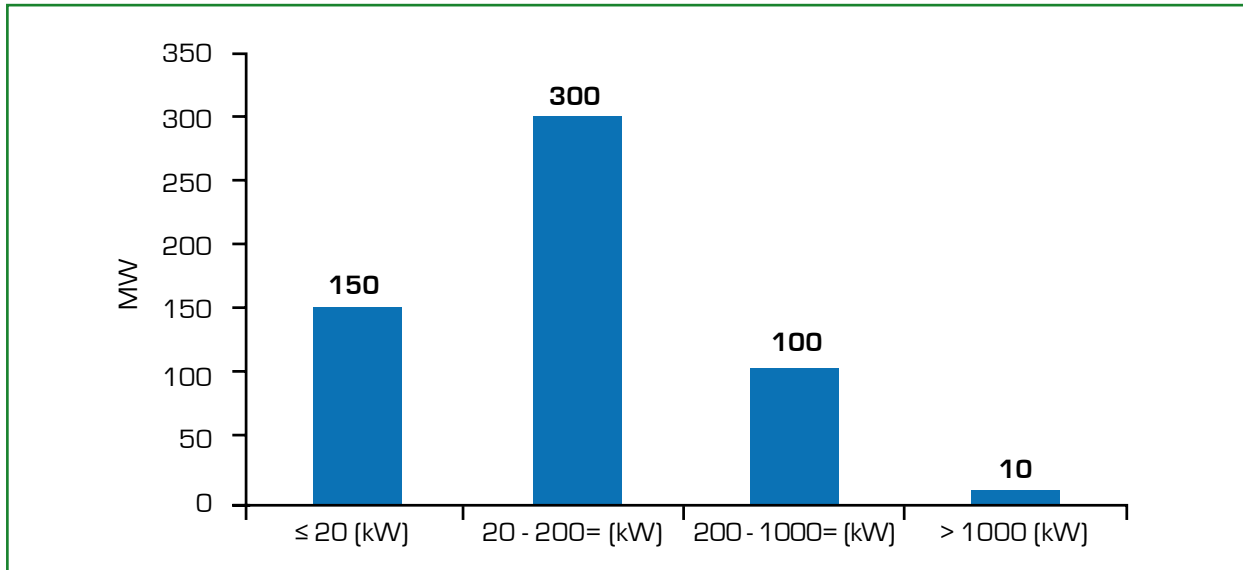


Figura 2.18

Previsioni di installato al 2013 in assenza di tariffe incentivanti



Nello scenario “realistico” (SI VEDA FIGURA 2.18) la potenza totale raggiungibile in Italia nel corso del 2013 potrebbe arrivare a circa 1.475 MW. Gli impianti residenziali e commerciali – comunque sostenibili economicamente specialmente al Centro e Sud Italia – potrebbero nel complesso arrivare a circa 800 MW di nuova potenza installata (-48% rispetto al 2012), mentre i grandi impianti potrebbero essere giustificati solo nel caso si preveda un significativo auto-consumo dell’energia prodotta (SI VEDA CAPITOLO 7). La conseguente riduzione del parco di clienti potenzialmente interessati rende ragionevole ipotizzare che solo 500 MW (-110% rispetto al 2012) potrebbero essere installati nel 2013 in questo segmento. Buon ultimo il segmento delle centrali, dove il taglio delle tariffe rende ipotizzabile una installazione di non più di 175 MW (SI VEDA FIGURA 2.17).

Nello scenario “pessimistico” (SI VEDA FIGURA 2.18) è evidente, invece, come la chiave sia il raggiungimento della *grid parity* (SI VEDA CAPITOLO 7) per le diverse tipologie di impianti installati, con un occhio di riguardo alla distribuzione regionale della potenza. L’installato totale per il 2013 potrebbe

arrivare a toccare quota 560 MW: 150 MW nel segmento residenziale che potrebbe continuare comunque a svilupparsi soprattutto nel Sud del Paese; 300 MW nel segmento commerciale, soprattutto con riferimento ad impianti con una taglia di 100-200 kW di potenza e nell’ipotesi che rimanga comunque in vigore il principio dello scambio sul posto; circa 110 MW in grandi impianti e centrali fotovoltaiche, realizzabili nel corso del 2013 solo da imprese industriali particolarmente energivore o dalle *utility*.

In questo caso la “regressione” del mercato nel 2013 ci riporterebbe a prima del 2009. Ma è evidente come il dato sia da interpretare sotto una diversa luce. Anche in assenza di sistemi di incentivazione, il mercato italiano nel 2013 potrebbe comunque esprimere un potenziale di un qualche rilievo.

Una conquista, questa dell’ “indipendenza” dagli incentivi, certo non facile da ipotizzare (ed a cui pochi credevano) anche solo un paio di anni fa. Una notizia quindi estremamente positiva, ma che giunge ora in uno scenario di mercato che appare in declino.

3. La normativa

Anche in questa quarta edizione del Solar Energy Report – e speriamo il lettore non vi colga una sfortunata correlazione – il capitolo relativo alla normativa è l'ultimo ad essere stato redatto ed ha richiesto continue rielaborazioni, mano a mano che le notizie sull'abbandono del Quarto Conto Energia si facevano sempre più insistenti contemporaneamente si avevano a disposizione maggiori informazioni circa l'adozione di un Quinto Conto Energia di cui si ha avuto notizia dell'approvazione da parte dei Ministeri competenti solo l'11 Aprile ma del cui testo, alla data di chiusura del Rapporto, non si avevano a disposizione che delle bozze.

In effetti, negli anni, **la vita media dei sistemi di incentivazione messi a punto nel nostro Paese si è significativamente ridotta.**

Il (Primo) Conto Energia è durato nel complesso 1 anno e 2 mesi ed è stato seguito dal ben più longevo – considerando anche l'*extra time* garantito dal "Salva Alcoa" – **(Secondo) "Nuovo" Conto Energia che ha invece caratterizzato per 3 anni e 8 mesi** il mercato del fotovoltaico in Italia, accompagnandolo nel passaggio da segmento di nicchia ad argomento di dibattito quasi giornaliero con riferimento al sistema economico del nostro Paese. **La crescita tumultuosa dell'ultimo periodo, tuttavia, ha avuto come conseguenza una parimenti turbolenta attività normativa**, con la rapida apparizione (**5 mesi**) – dopo un periodo di "blocco totale" che è rimasto un *unicum* nella storia del settore in Italia – del **Terzo Conto Energia.**

Il Quarto Conto Energia, approvato nel Maggio 2011, aveva in animo di rappresentare dal punto di vista della longevità il degno erede del Secondo Conto Energia: imponendosi *ex ante* un orizzonte di pianificazione che riguardava il 2016.

La scadenza temporale, però, non era l'unica considerata per questo schema di incentivazione che – inaugurando un nuovo corso per la politica italiana in questo settore – **conteneva anche un limite di spesa, al superamento del quale tutto si sarebbe di nuovo messo in discussione.**

Il livello limite – come si vedrà meglio nel seguito – non è ancora stato raggiunto, e pur tuttavia è già talmente "a vista" (ed in un periodo ancora estremamente difficile per l'economia del nostro Paese e non solo) **da rendere "urgente" secondo la interpretazione del Governo una sua revisione: siamo in altre parole alla soglia di un Quinto Conto Energia.**

In una tale situazione, si è ritenuto di strutturare il capitolo come segue. Si è innanzitutto discusso un primo bilancio del Quarto Conto Energia, in particolare per evidenziarne i punti di forza e di debolezza, e si è dato conto delle ragioni economiche che ne hanno portato all'anticipato abbandono. Si sono poi passati in rassegna – in ottica comparativa di *benchmark* – i sistemi di incentivazione per il fotovoltaico attualmente in vigore in diversi Paesi europei. Alla luce di quanto emerso nei punti precedenti e **attraverso la partecipazione diretta al dibattito con gli operatori del settore, si discutono nell'ultima parte del capitolo in ottica di "critica costruttiva" le linee guida contenute nelle ultime bozze del Quinto Conto Energia.**

3.1 Il Quarto Conto Energia: un primo bilancio della sua introduzione

Il Quarto Conto Energia è stato emanato con Decreto Ministeriale del 5 Maggio 2011 e pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 109 del successivo 12 Maggio. Il provvedimento ha seguito di poco il Decreto Rinnovabili¹ del 3 Marzo 2011 che sostanzialmente prevedeva il blocco del Terzo Conto Energia a partire proprio dalla fine di Maggio.

Il Quarto Conto Energia è basato – se ci si limita a guardare quanto poi è effettivamente entrato in vigore dalla metà del 2011 ad oggi² – **su quattro principi cardine** che possono essere riassunti come segue:

- **una semplificazione delle tipologie di impianti, con una distinzione assai più netta fra:**
- **gli impianti "piccoli",** ovvero fino a 200 kW se realizzati "a terra" ma obbligatoriamente in regi-

¹ Decreto Legislativo 28/2011.

² SI VEDA BOX 3.1.

Tabella 3.1

Tariffe incentivanti del Quarto Conto Energia

Fascia di potenza [kW]	Su edificio	Altri	2012 Su edificio		2012 Altri	
	Dicembre 2011 ³		1° semestre	2° semestre	1° semestre	2° semestre
1 - 3	0,298	0,261	0,274	0,252	0,240	0,221
3 - 20	0,268	0,238	0,247	0,227	0,219	0,202
20 - 200	0,253	0,224	0,233	0,214	0,206	0,189
200 - 1000	0,246	0,189	0,224	0,202	0,172	0,155
1000 - 5000	0,212	0,181	0,182	0,164	0,156	0,140
> 5000	0,199	0,172	0,171	0,154	0,148	0,133

me di scambio sul posto, oppure sino a 1 MW se realizzati “a tetto” ovvero senza compromettere suolo altrimenti libero;

- **gli impianti “grandi”**, ovvero tutti quelli con potenza superiore a 200 kW se “a terra” oppure a 1 MW se “a tetto”⁴;

I primi sono chiaramente quelli cui spetta il “favore” dell’impianto normativo, con l’obiettivo – SI VEDA CAPITOLO 2 – di favorire una crescita più “distribuita” del fotovoltaico ed evitare la “corsa” alla realizzazione di centrali per la produzione di energia elettrica che tanto aveva allarmato nel corso del 2010, per l’indubbio impatto sull’occupazione di suolo in larga parte agricolo;

- **una decisa riduzione delle tariffe** (in TABELLA 3.1 si riportano quelle previste sino alla fine del 2012) che – coerentemente con quanto detto prima – **colpisce in maniera più significativa gli impianti “a terra” con potenza compresa tra 1 e 5 MW** (- 47% rispetto alla media delle tariffe previste dal Terzo Conto Energia per l’ultimo quadrimestre del 2010), ma che si estende a tutte le tipologie di impianto. **In media, il “taglio” effettuato sulle tariffe a dicembre 2011 rispetto alle tariffe pre-**

viste dal Terzo Conto Energia è mediamente pari al **24,5% per gli impianti su edificio e al 25,5% per gli altri impianti, mentre la diminuzione a dicembre 2012 rispetto a quelle previste dal Terzo Conto Energia è pari al 34,2% per gli impianti su edificio e al 35% per gli altri impianti.**

Anche in questo caso la scelta del legislatore è stata quella – pur in un comune quadro di riduzione degli incentivi – di disincentivare la realizzazione di impianti di maggiore potenza a favore di una più “distribuita” adozione del fotovoltaico;

- **l’introduzione di un sistema – mutuato dall’esperienza tedesca – di cap dinamico della potenza incentivabile**, basato sul principio di controllo della “spesa” da un lato e di regolamentazione dell’accesso ai meccanismi di incentivazione dall’altro.

In coerenza con quanto visto sopra, **i primi e soli impianti soggetti – a partire dall’Agosto 2011 e sino al Dicembre 2012 – ad un vincolo di accesso al sistema di incentivi sono quelli “grandi”**, secondo i limiti riportati nella TABELLA 3.2.

Tabella 3.2

Limiti di costo e obiettivi di potenza fotovoltaica per i grandi impianti da Giugno 2011 a Dicembre 2012

	2° semestre 2011	1° semestre 2012	2° semestre 2012	Totale
Limite di costo (mln €)	300	150	130	580
Obiettivi di potenza (MW)	1.200	770	720	2.690

³ Le tariffe del Quarto Conto Energia per il secondo semestre del 2011 erano definite su base mensile. Per semplicità di rappresentazione si è indicato in tabella il dato relativo al solo mese di Dicembre, per consentire al lettore un rapido paragone con il 2012.

⁴ Gli impianti realizzati su edificio di proprietà di una pubblica amministrazione (si veda articolo 3 comma 4 del Quarto Conto Energia) sono comunque considerati “piccoli” anche se di potenza superiore a 1 MW.

Nel complesso, ci si era posti quindi l'obiettivo di contenere entro 580 mln € la spesa relativa all'incentivazione dei "grandi" impianti fotovoltaici, corrispondente (anche se come detto il vincolo è stato fissato sulla spesa e non sulla potenza) a circa 2,7 GW di nuova installazione.

La normativa prevede che la regolamentazione dell'accesso avvenga attraverso l'iscrizione degli impianti in un apposito "Registro Grandi Impianti", gestito dal GSE, con il compito di stilare una graduatoria⁵ di tutte le domande di nuove installazioni pervenute e quindi di definire – sino alla concorrenza del limite di spesa previsto – gli impianti effettivamente ammessi agli incentivi in ciascun semestre. Il meccanismo del registro ha preso il via effettivamente nell'Agosto del 2011, mentre nel periodo Giugno-Agosto dello stesso anno (ovvero nel transitorio di adozione, per l'analisi dei cui effetti si rimanda anche al PARAGRAFO 2.2.1) è stato comunque possibile per i "grandi" impianti accedere ancora automaticamente alle tariffe incentivanti. La relativa "spesa" tuttavia è stata computata per il raggiungimento del limite semestrale fissato e riportato nella TABELLA 3.2. Nel caso, peraltro poi verificatosi e di cui si discuterà a breve, in cui la presenza di questa "deroga" comporti il superamento del contributo massimo previsto dalla normativa, si procede ad adattare – da qui l'aggettivo dinamico – l'ammontare disponibile⁶ per i successivi periodi;

- l'introduzione di incentivi specifici per gli impianti fotovoltaici "integrati con caratteristiche innovative" (cosiddetti relativi al Titolo III del Quarto Conto Energia) e gli impianti fotovoltaici "a concentrazione" (secondo il Titolo IV del Quarto Conto Energia).

I primi – che dovevano avere come caratteristica fondamentale l'integrazione architettonica completa con l'edificio⁷ – godono di tariffe decisamente più elevate (22% in più rispetto agli impianti

tradizionali nella fascia fino a 3 kW e 28% per le taglie da 3 a 20 kW) e di un limite alla spesa meno "stringente" (133 mln €, equivalenti a circa 320 MW di potenza installabile, ma la cui entrata in vigore è prevista solo a partire dal 2013 fino a fine 2014).

I secondi – ove a fare premio è l'innovatività della tecnologia e (sempre in coerenza con l'impianto complessivo) il minor consumo di spazio a parità di potenza installata – che avevano anch'essi un limite di spesa in vigore dal 2013 (corrispondente a circa 320 MW di potenza incentivabile fino a fine 2014) e tariffe in media del 34% superiori a quelle degli impianti tradizionali per gli impianti da 200 kW a terra installati il primo semestre del 2012.

L'obiettivo del legislatore è in questo caso anche quello di favorire – attraverso l'incentivazione differenziale delle soluzioni innovative – le attività di ricerca di diverse imprese italiane (SI VEDA PARAGRAFO 1.3) operanti in questo campo, dove, a differenza del fotovoltaico "tradizionale", non si è ancora affermato un "design dominante" e la dinamica imprenditoriale e competitiva è relativamente più fluida.

Il BOX 3.1 dà conto, per ragioni di completezza, di quanto era previsto entrare in vigore in relazione al Quarto Conto Energia a partire dal 2013. Come si è già avuto modo di indicare in premessa a questo capitolo, tuttavia, la probabilità di un mantenimento dell'attuale sistema di incentivazione anche per il prossimo anno appare quanto mai remota.

Nel CAPITOLO 2 si è già dato conto del "successo" del Quarto Conto Energia in termini di installato (4.325 MW alla fine del 2011), ma vale la pena analizzare con maggiore attenzione quali dei principi cardine abbiano contribuito maggiormente a questo risultato e quali invece abbiano dimostrato più di un limite all'atto pratico.

Fra i principi che hanno dato un contributo "po-

⁵ Il GSE realizza la graduatoria degli impianti iscritti al registro secondo i seguenti criteri di priorità, da applicare in ordine gerarchico: (i) impianti entrati in esercizio alla data di presentazione della richiesta di iscrizione; (ii) impianti per i quali sono stati terminati i lavori di realizzazione alla data di presentazione della richiesta di iscrizione; (iii) precedenza della data del pertinente titolo autorizzativo; (iv) minore potenza dell'impianto; (v) precedenza della data della richiesta di iscrizione al registro.

⁶ Il superamento del limite di budget relativo ad un semestre prevedrebbe un aumento nella riduzione percentuale delle tariffe del semestre successivo secondo il seguente algoritmo: $d_i^{eff} = d_i + \frac{c - c_0}{c_0} * d_{i+1}$ dove: d_i^{eff} = riduzione % effettiva degli incentivi per il semestre i; d_i = riduzione degli incentivi programmata per il semestre i; d_{i+1} = riduzione degli incentivi programmata per il semestre i+1; c = costo annuo effettivo della potenza installata; c_0 = costo annuo obiettivo.

⁷ Ad Agosto 2011, il GSE ha pubblicato la revisione alla "Guida alle applicazioni innovative finalizzate all'integrazione architettonica del fotovoltaico" ed una guida alle "Regole applicative per il riconoscimento degli incentivi" in cui fornisce le definizioni utili a comprendere quali impianti possono ricadere all'interno di questo regime di incentivazione. La guida definisce i moduli non convenzionali come "un modulo che consiste in un prodotto edilizio, unico e inscindibile, commercialmente identificato e certificato ai sensi della normativa tecnica [richiamata nell'Allegato 1 al Decreto] e stabilisce come l'integrazione architettonica sia valida solo "se la rimozione dei moduli fotovoltaici compromette la funzionalità dell'involucro edilizio, rendendo la costruzione non idonea all'uso".

⁸ Gli impianti integrati con caratteristiche innovative possono accedere all'incentivo se hanno una potenza nominale compresa tra 1 kW e 5 MW.

Box 3.1

Il Quarto Conto Energia dal 2013 al 2016

Il 2013 avrebbe (il condizionale è più che d'obbligo in questo caso) portato con sé diverse novità previste dal Quarto Conto Energia. La prima riguarda il passaggio alla tariffa onnicomprensiva. In sostanza si garantisce al titolare dell'impianto l'acquisto dell'energia prodotta ad un prezzo maggiorato rispetto al normale prezzo di mercato, ma che tiene già conto della componente incentivante. In questo caso: (i) si riduce la complessità operativa per i titolari di impianti di media taglia – tra i 200 e i 600 kW tipicamente – che utilizzano ad oggi il regime di ritiro dedicato; (ii) si riduce progressivamente, nell'ipotesi di incremento del prezzo dell'energia, la componente incentivante a carico dello Stato rispetto alla pura componente di acquisto dell'energia elettrica. Nel caso di impianti che adottano il sistema dello scambio sul po-

sto – che giova ricordare in Italia è consentito sino a 200 kW, ovvero un livello di potenza significativamente più elevato rispetto alla media europea – è previsto un apposito incentivo per la quota di energia auto-consumata, da computarsi separatamente rispetto a quella effettivamente venduta e quindi soggetta alla tariffa onnicomprensiva. La seconda novità riguarda l'estensione del vincolo di spesa per ciascun semestre anche ai “piccoli” impianti. In altre parole il controllo sulla spesa semestrale si applica in modo esplicito dal 2013 non solo ai “grandi” impianti ma anche a quelli “piccoli”, senza però la definizione di un Registro degli impianti. L'ammontare complessivo disponibile dal gennaio 2013 è pari a circa 1,4 mld € con un obiettivo di potenza di 9,77 GW (SI VEDA TABELLA 3.3).

Tabella 3.3

Limiti di costo e obiettivi di potenza fotovoltaica per i piccoli e grandi impianti dal 2013 al Dicembre 2016

	1° semestre 2013	2° semestre 2013	1° semestre 2014	2° semestre 2014	1° semestre 2015	2° semestre 2015	1° semestre 2016	2° semestre 2016	Totale
Limite di costo (mln €)	240	240	200	200	155	155	86	86	1.361
Obiettivi di potenza (MW)	1.115	1.225	1.130	1.300	1.140	1.340	1.040	1.480	9.770

sitivo”, vanno sicuramente ascritti la semplificazione delle tipologie di impianti e la nuova determinazione delle tariffe. Anche se – come discusso anche nel PARAGRAFO 2.2 e come per esteso investigato nel CAPITOLO 7 – non si è compiuta appieno la redistribuzione attesa del mix di installazioni verso le taglie medie e piccole (anche a causa del diverso, e sicuramente impreveduto all'atto della stesura del Quarto conto Energia, impatto della crisi economica) è indubbio come il livello di potenza installata comunque raggiunto nelle diverse fasce di mercato sia il sintomo della “sostenibilità” degli incentivi.

Molto più interessante, anche in ottica di ridisegno dell'impianto normativo, è vedere però che cosa non ha funzionato a dovere.

In questo caso, il primo “indiziato” è indubbiamente

il principio del *cap* dinamico ed in particolare la sua modalità di applicazione attraverso il “Registro dei Grandi Impianti”.

La prima versione ufficiale del “Registro dei Grandi Impianti” è stata pubblicata l'1 Agosto 2011 (dopo una “falsa partenza” il 15 Luglio, immediatamente bloccata dopo 2 giorni per l'insorgenza di alcuni problemi per il calcolo del punteggio con cui inserire gli impianti nelle graduatorie). La graduatoria definitiva comprendeva “solo” 831 (contro i 947 previsti), per una potenza complessiva pari a 950 MW (contro gli 1,2 GW previsti), comunque in grado di saturare la “spesa” prevista di 300 mln €. Le ragioni di questo scostamento vanno ricercate probabilmente in un numero di impianti di dimensioni più piccole (e quindi con tariffe incentivanti relativamente più elevate) rispetto a quello previsto

ex ante dal legislatore.

E' importante sottolineare che fuori dalla graduatoria degli impianti ammessi all'incentivazione sono però rimasti ben 2.569 impianti.

La "deroga" di cui si è già fatto cenno e relativa alla entrata in esercizio di "grandi" impianti nel periodo Giugno-Agosto 2011 ha poi comportato un'ulteriore "spesa" di incentivazione di circa 700 mln €. In questo modo, l'esborso per gli incentivi ai "grandi" impianti nel secondo semestre del 2011, ha raggiunto quota 1 mld €.

La prevista e conseguente decurtazione della disponibilità residua per il secondo semestre 2012 è stata quindi tale da azzerarla (la quota prevista e riportata in TABELLA 3.2 era infatti pari a soli 130 mln €) con un duplice effetto negativo: (i) l'impossibilità di fatto di allacciare "grandi" impianti nella seconda metà dell'anno in corso; (ii) il "salto" a questo punto nel "buio" del 2013 dei 2.569 impianti non ammessi ad incentivazione nel secondo semestre 2011.

Insomma, **una situazione di "incertezza" – a detta di tutti gli operatori – assolutamente insostenibile sia perché scoraggia gli investimenti**, rendendo assai difficile la richiesta di finanziamenti al sistema bancario in assenza di indicazioni "certe" circa i flussi di cassa derivanti dall'incentivazione, **sia perché rende l'attività degli operatori della filiera se possibile ancora più soggetta a variabilità importanti nei ritorni e nella marginalità.** Sono sempre di più i casi in cui il prezzo fatto per la realizzazione "chiavi in mano" degli impianti, se si pensa al caso di un EPC, sia in realtà "indicizzato" agli incentivi che verranno effettivamente erogati e sempre più frequenti i casi di "abbandono" di progetti di impianti anche "sulla carta" ben avviati al presentarsi di qualsiasi contrattempo che rischi di dilatare i tempi di realizzazione.

Altro "insuccesso" del Quarto Conto Energia va ricercato nella prevista maggiorazione per i prodotti realizzati nell'Unione Europea. L'obiettivo dichiarato era quello di favorire la produzione europea, e ovviamente italiana in particolare, offrendo una **tariffa maggiorata del 10% per gli impianti il cui costo "chiavi in mano", nettato del costo del lavoro, sia stato per non meno del 60% ricondu-**

cibile a produzione realizzata all'interno dell'Unione Europea.

L'emanazione delle regole attuative di questa norma pubblicate dal GSE a luglio 2011⁹ ha però **bloccato gli entusiasmi degli operatori:** oltre, infatti, alla complessa *factory inspection* che certifica che le lavorazioni principali (nel caso dei moduli in silicio poli/mono cristallino ad esempio le regole citano espressamente processi come la stringatura, l'assemblaggio/laminazione e i test elettrici) avvengono all'interno di un sito di produzione ubicato in un Paese dell'Unione Europea, **si è permesso di ottenere la maggiorazione anche – e molto più semplicemente,** dando vita quindi a comportamenti "opportunistic" da parte di operatori non-UE che hanno mantenuto la produzione nei loro Paesi di origine – **tramite una certificazione di acquisto di almeno un componente rilevante (silicio cristallino, wafer o celle) prodotto nell'Unione Europea.**

La "guerra di prezzo" (SI VEDA CAPITOLO 1) da parte dei produttori asiatici ha poi nel corso del 2011 più che colmato il gap di incentivazione, rendendo di fatto completamente inefficace il "premio" per la produzione europea.

Di certo ancor più "pesante" (anche se a detta di molti operatori non completamente inatteso) l'insuccesso degli incentivi specifici per gli impianti di cui ai Titoli III e IV del Quarto Conto Energia. Nel corso del 2011 – e nonostante le proteste di alcuni produttori con riferimento alla facilità di concessione del carattere di "innovatività" alle **soluzioni architettonicamente integrate** – sono stati **solo 1.297 gli impianti di questo tipo che hanno avuto accesso ad incentivi, per una potenza complessiva di 26,7 MW ed una "spesa" in incentivazione di 11,2 mln € (l'8% del totale previsto entro il 2016).** Ancora peggiore la situazione degli **impianti fotovoltaici a concentrazione: solo 3 impianti installati per una potenza complessiva di 33 kW ed un costo totale di incentivazione pari a 15.700 € (lo 0,2% del totale).**

Se la crisi del mercato dell'edilizia, da un lato, e l'assenza di soluzioni commercialmente competitive sul mercato, dall'altro lato, hanno indubbiamente fatto da freno per la diffusione di queste soluzioni, è indubbio come si sia evidentemente sovrastimato l'impatto in termini di installazioni attese con un si-

⁹ Regole applicative per il riconoscimento delle tariffe incentivanti previste dal Decreto Ministeriale del 5 Maggio 2011.

stema di incentivazioni *ad hoc*.

Se si volesse sintetizzare con una sola frase il bilancio dei punti di forza e di debolezza, si potrebbe affermare che **ogni sforzo di semplificazione normativa è stato premiato, mentre l'introduzione di meccanismi "dedicati" e di complesse procedure di accesso/autorizzazione si è rivelato** – forse perché già inserito in un contesto procedurale estremamente burocratico come quello italiano – **complessivamente assai poco di successo**. Una lezione questa che forse vale la pena tenere a mente anche per il futuro.

3.2 Le altre disposizioni normative più rilevanti del 2011

Nel corso del 2011 sono stati emanati altri decreti volti da un lato a **ridurre il problema della proliferazione eccessiva degli impianti fotovoltaici installati "a terra"** e dall'altro a sviluppare un'infrastruttura **"smart"** che contribuisca allo sviluppo di un sistema distribuito di generazione dell'energia elettrica. I due paragrafi seguenti si occupano di discutere l'impatto atteso di questi provvedimenti.

3.2.1 Il Decreto Liberalizzazioni ed il fotovoltaico sulle aree agricole

Già l'Art. 10 del Decreto Rinnovabili¹⁰ aveva previsto dei vincoli più stringenti per gli impianti fotovoltaici installati su terreni agricoli con l'obiettivo di salvaguardare il territorio italiano dai rischi di speculazione. In particolare, l'accesso agli incentivi era stato limitato a quegli impianti che rispettasero due condizioni¹¹: (i) **potenza nominale non superiore ad 1 MW** (e nel caso di terreni appartenenti al medesimo proprietario collocati ad una distanza minima di 2 km); (ii) **un'occupazione territoriale complessiva pari al massimo al 10% della superficie agricola di proprietà del proponente**.

Il Decreto Liberalizzazioni, pubblicato in Gazzetta Ufficiale il 24 Marzo 2012, **contiene un'ulteriore "stretta" sull'impiego dei terreni agricoli per la realizzazione di impianti fotovoltaici**.

Un emendamento all'Art 65 sancisce infatti che *"agli impianti solari fotovoltaici [di nuova installazione] con moduli collocati a terra in aree agricole*

non è consentito l'accesso agli incentivi statali di cui al decreto legislativo 3 marzo 2011 n.28". In buona sostanza **si impedisce l'accesso agli incentivi agli impianti fotovoltaici di qualsiasi taglia realizzati su suolo dedicato ad attività agricole**. L'ultima "finestra" per l'accesso agli incentivi per questo tipo di impianti – riservata a quegli impianti che hanno ottenuto il titolo abilitativo entro il 24 Marzo 2012 – si chiuderà dopo l'estate, ovvero al più tardi alla fine di Settembre 2012.

In aggiunta a questa limitazione – e prevedendo le possibili "pressioni" dei titolari di progetti di impianto in vista della scadenza – **l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha emanato una circolare in cui precisa che la priorità di connessione alla rete elettrica per ogni titolare di azienda agricola sarà garantita per un solo impianto di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** (fra cui ovviamente gli impianti fotovoltaici) **e per una potenza non superiore a 200 kW**.

A detta degli operatori non sono molti gli impianti che si trovano attualmente in questa situazione e per i quali è quindi effettivamente critico ottenere l'allacciamento in rete entro la fine dell'estate. E' indubbio tuttavia che a partire dal 2013 – ed in assenza di modifiche ovviamente – **l'impossibilità di ottenere incentivi per le installazioni a terra in aree agricole avrà un impatto importante sul potenziale di mercato del fotovoltaico in Italia**. Come già detto infatti nel CAPITOLO 2, il potenziale "perso" per **la mancata realizzazione di grandi impianti non può essere "recuperato" con maggiori installazioni di piccola e media taglia**.

Basti pensare che già nel 2010 gli impianti realizzati da imprese agricole o attive nell'allevamento degli animali sono state pari a oltre il 15% della potenza totale installata nell'anno, una percentuale ulteriormente incrementatasi nel corso del 2011.

3.2.2 La Delibera AEEG sugli "Smart Inverter"

Già il Quarto Conto Energia prevedeva che **tutti gli impianti fotovoltaici entrati in esercizio in data successiva al 31 Dicembre 2012 dovessero essere in grado di prestare servizi "intelligenti"**¹² di rete ed in particolare: (i) mantenere insensibilità a rapidi ab-

¹⁰ Decreto Legge n. 28, 3 marzo 2011.

¹¹ Tali condizioni non si applicavano però (articolo 10 comma 5) alle aree agricole che risultavano abbandonate da almeno 5 anni.

¹² Cfr. Smart Grid Executive Report.

Tabella 3.4

Obblighi degli impianti fotovoltaici per la connessione alla rete elettrica nazionale

	Entrata in esercizio		
	da Aprile a Giugno 2012	da Luglio a Dicembre 2012	da Gennaio 2013
Impianti in Media Tensione	Specifiche da rispettare¹³ : - campi di funzionamento - compatibilità delle protezioni	Specifiche da rispettare: - campi di funzionamento - compatibilità delle protezioni - controllo - regolazioni - piani di difesa - piano di riaccensione	Specifiche da rispettare: - conformità completa all'Allegato A70
	Modalità di verifica degli obblighi: - da parte delle imprese distributrici richiedendo ai proprietari di impianto le dichiarazioni dai costruttori di inverter e del sistema di protezione di interfaccia	Modalità di verifica degli obblighi: - da parte delle imprese distributrici richiedendo ai proprietari di impianto le dichiarazioni dai costruttori di inverter e del sistema di protezione di interfaccia	Modalità di verifica degli obblighi: - certificazione CEI che attesti le modifiche implementate
Impianti in Bassa Tensione	Specifiche da rispettare: - campi di funzionamento	Specifiche da rispettare: - campi di funzionamento - compatibilità delle protezioni - controllo - piani di difesa - piano di riaccensione	Specifiche da rispettare: - conformità completa all'Allegato A70
	Modalità di verifica degli obblighi: - da parte delle imprese distributrici richiedendo ai proprietari di impianto le dichiarazioni dai costruttori di inverter e del sistema di protezione di interfaccia	Modalità di verifica degli obblighi: - da parte delle imprese distributrici richiedendo ai proprietari di impianto le dichiarazioni dai costruttori di inverter e del sistema di protezione di interfaccia	Modalità di verifica degli obblighi: - certificazione CEI che attesti le modifiche implementate

bassamenti di tensione; (ii) consentire la disconnessione dalla rete a seguito di un comando da remoto; (iii) aumentare la selettività delle protezioni, al fine di evitare fenomeni di disconnessione intempestiva dell'impianto fotovoltaico; (iv) consentire l'erogazione o l'assorbimento di energia reattiva; (v) limitare la potenza immessa in rete (per ridurre le variazioni di tensione della rete); (vi) evitare la possibilità che gli inverter possano alimentare i carichi elettrici della rete in assenza di tensione sulla cabina della rete.

La nuova Delibera AEEG 84/2012¹⁴ dell'8 Marzo

2012 introduce un ulteriore obbligo per gli impianti fotovoltaici connessi in rete di Media (MT) e Bassa Tensione (BT). La Delibera, che rimanda all'Allegato A70 del Codice di Rete¹⁵ di Terna e che riprende anche la norma CEI 0-21¹⁶ emanata nel Dicembre 2011 e riferita in particolare alle connessioni in BT, definisce le regole e i requisiti tecnici a cui gli impianti di produzione di energia elettrica devono rispondere ai fini della sicurezza del sistema elettrico nazionale interconnesso. **Gli obblighi sono distinti a seconda del periodo di entrata in esercizio, come indicato nella TABELLA 3.4.**

¹³ Per ulteriori dettagli su questi aspetti è opportuno riferirsi direttamente alla citata Delibera AEEG 84/2012.

¹⁴ "Interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale".

¹⁵ "Regolazione tecnica dei requisiti di sistema delle generazione distribuita" predisposta da Terna ed inviata all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas con lettera 22 Febbraio 2012 per verifica. In particolare, l'Allegato A70 ha lo scopo di prescrivere i requisiti minimi relativamente a: (i) Campi di funzionamento in tensione e frequenza; (ii) Controllo; (iii) Esigenze di sistema per le protezioni; (iv) Regolazioni; (v) Piani di Difesa; (vi) Piano di Riaccensione.

¹⁶ "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica" elaborata di concerto con l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG).

L'AEEG ha tuttavia stabilito che l'applicazione della norma – anche se solo per alcune specifiche – è da intendersi anche come retroattiva, ed avrà effetto su tutti gli impianti allacciati alla rete con potenza superiore ai 50 kW.

Questi impianti dovranno rispettare i requisiti definiti per gli impianti in Bassa e Media Tensione così come previsti valere per il periodo da Aprile a Giugno 2012. **Il termine ultimo fissato per l'adeguamento ed il relativo ottenimento delle dichiarazioni da parte dei costruttori di inverter e sistemi di interfaccia è il 31 Marzo 2013.** E' tuttavia previsto un premio per coloro che adegueranno l'impianto entro il 30 giugno 2012¹⁷ che, nella stima fatta dall'Autorità e riportata a riferimento nella citata Delibera, dovrebbe coprire in toto i costi, comunque limitati, di adeguamento.

Per un impianto da 50 kW, infatti, ovvero la soglia minima per rientrare nell'obbligo, il costo di adeguamento è stimato dall'Autorità dell'Energia Elettrica e il Gas nell'ordine di 2.000 € per gli impianti installati prima dell'entrata in vigore della norma CEI 82-25, che sale a 5.000 € per gli impianti installati dopo l'entrata in vigore della CEI 82-25. Come si vede, **l'andamento dei costi non è, se non marginalmente, dipendente dalla taglia dell'impianto**, visto che le modifiche reali da effettuare agli impianti già esistenti per adeguarli sono piuttosto limitate.

Applicato al totale del parco installato sopra i 50 kW di potenza, ovvero a 28.836 impianti al Dicem-

bre 2011, il costo di adeguamento necessario è stimabile in circa 131 mln €.

E' interessante notare come – proprio per quanto detto sopra – le Regioni maggiormente “gravate” da questo adeguamento saranno la Lombardia con 4.983 impianti (se si prende il dato al 31 Dicembre 2011), l'Emilia Romagna con 3.562 impianti e il Veneto con 3.411. **Molto più distante in classifica la Puglia con solo 2.506 impianti: i proprietari di impianti qui dovranno sopportare costi di adeguamento pari a poco più di 11 mln €, meno della metà rispetto ai 23 mln € della Lombardia**, pur con un totale installato che è 1,65 volte tanto.

3.3 Il superamento del limite di spesa per gli incentivi e la sospensione del Quarto Conto Energia

Il Quarto Conto Energia aveva un orizzonte temporale ambizioso, fissandosi come detto in premessa di definire il sistema di incentivazione dal 31 Maggio 2011 sino al 31 Dicembre 2016, per un *target* complessivo di potenza installata di circa 23 GW. **Il limite fissato alla spesa¹⁸ su base annua per il sistema di incentivazione era tuttavia indicato tra 6 e 7 mld €¹⁹.** Una volta raggiunto questo tetto di spesa, è prevista la facoltà²⁰ per il Ministero dello Sviluppo Economico di rivedere ulteriormente le modalità di incentivazione.

Se si considerano gli impianti entrati in esercizio

Box 3.2

Il meccanismo di funzionamento del contatore fotovoltaico del GSE

E' interessante svelare una curiosità relativa al contatore fotovoltaico del GSE. Il valore definito in continuo dal contatore fotovoltaico prende in considerazione gli impianti nel momento in cui si è conclusa la fase di istruttoria relativa all'ottenimento degli incentivi. Per il calcolo dell'impatto in termini di “spesa” quindi gli impianti vengono inizialmente considerati “al massimo” delle loro richieste, considerando ad esempio – se richiesti nell'i-

struttoria – anche i premi relativi al *made in Europe*, alla sostituzione dell'amianto e all'efficienza energetica. In taluni casi, la conclusione dell'iter di verifica comporta la mancata concessione dell'incentivo o più spesso dei premi indicati nella domanda fatta dal titolare dell'impianto. Per questo motivo, il contatore viene aggiornato anche al “ribasso” dal GSE, andando a correggere il valore per tener conto anche di queste variazioni.

¹⁷ Hanno diritto ad un premio pari a 2.000 € nel caso di entrata in esercizio in data antecedente l'entrata in vigore della guida CEI 82-25 e 5.000 € per gli impianti entrati in esercizio in data successiva all'entrata in vigore della CEI 82-25.

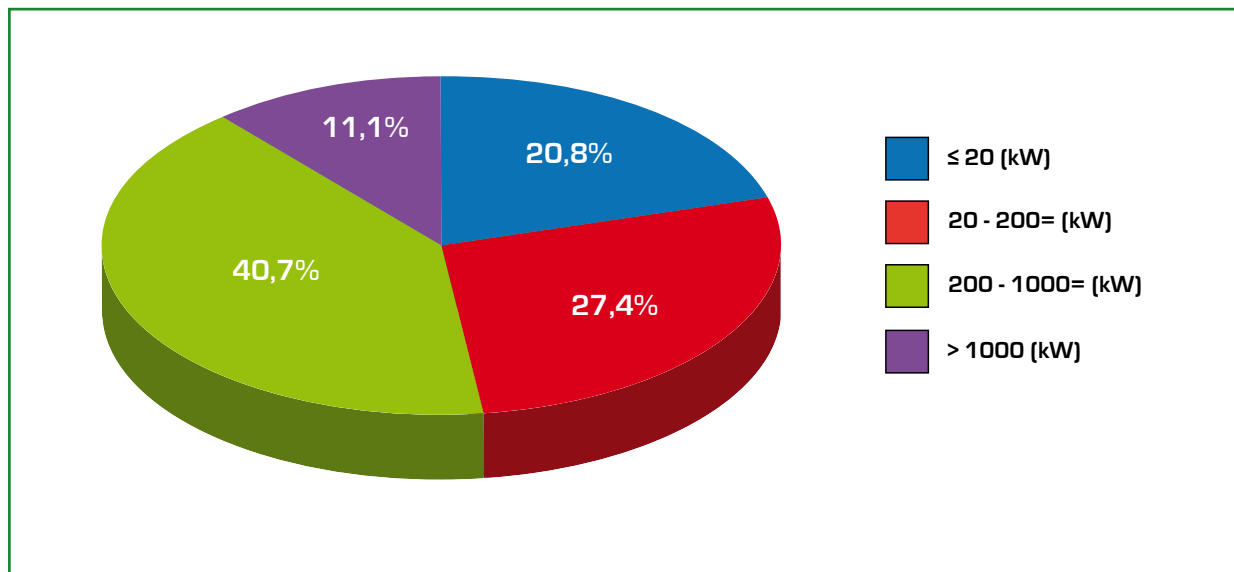
¹⁸ l'Articolo 3, comma 1 alla lettera z, fissa il costo indicativo cumulato degli incentivi come la sommatoria dei prodotti della potenza di ciascun impianto fotovoltaico ammesso alle incentivazioni, di qualunque potenza e tipologia, ivi inclusi gli impianti realizzati nell'ambito dei precedenti Conti Energia nonché quelli ammessi ai benefici di cui alla Legge 129/10, per la componente incentivante riconosciuta o prevista per la produzione annua o effettiva - laddove disponibile - o per la producibilità annua dell'impianto definita dal proprietario dell'impianto al momento dell'iscrizione e verificata (in automatico) dal GSE sulla base dell'insolazione media del sito in cui è ubicato l'impianto e della tipologia di installazione.

¹⁹ Articolo 1 comma 2.

²⁰ Articolo 2 comma 3.

Figura 3.1

Installazioni previste per l'anno 2012 suddivise per segmenti di mercato



a fine Marzo 2012, secondo quanto risulta dal “contatore fotovoltaico” (SI VEDA BOX 3.2) tenuto dal GSE, si ottiene un esborso annuo sull’installato cumulato pari a 5,6 mld €, ovvero ormai prossimo ad entrare nell’area di “attenzione” da parte del Ministero dello Sviluppo Economico.

E’ ovvio come sia di interesse stimare il punto di superamento della soglia critica di 6 mld € di investimenti.

Per far questo, ci si è basati sulle previsioni di mercato di cui si è dato ampio conto nel CAPITOLO 2 e che prendono come valore più accreditato per il 2012 l’installazione di nuovi impianti per 2,7 GW, suddivisi per taglia come indicato nella FIGURA 3.1.

Il profilo temporale delle installazioni – tradotto in FIGURA 3.2 in contributo in termini di spesa di incentivazione, tenendo conto dei valori medi previsti per ciascun semestre del 2012²¹ – indica come già prima della fine del secondo semestre 2012 (per la precisione per i primi giorni di ottobre) il costo cumulato supererà il limite inferiore dei 6 mld €.

Il primo semestre del 2012 dovrebbe chiudersi – e in questo smentendo gran parte degli operatori convinti che già in primavera si sarebbe toccata quota 6 mld € – con un costo cumulato prossimo

ai 5,9 mld €. La “frenata” di cui si è a lungo parlato anche nel CAPITOLO 2, è stata infatti più significativa del previsto: il costo indicativo di incentivazione degli impianti fotovoltaici è passato dai circa 120-150 mln €/mese nell’ultimo trimestre del 2011 ai 12-15 mln € del primo trimestre del 2012. Il calo è stato quindi di circa il 90%, ben superiore al 10% di riduzione media delle tariffe tra l’ultimo mese del 2011 e il primo semestre del 2012.

E’ interessante sottolineare, tuttavia, come per raggiungere la soglia “massima” dei 7 mld € - tenendo conto delle nuove tariffe 2013 già previste nel Quarto Conto Energia²² – sarebbe necessario installare altri 2,7 GW di impianti fotovoltaici, un valore quindi in linea rispetto all’installato atteso per il 2012.

Si tenga conto che nel 2013, per il mero effetto di riduzione delle tariffe, 100 MW installati hanno un impatto medio in termini di incentivazione di circa il 20% in meno rispetto agli stessi impianti installati nel corso del 2012.

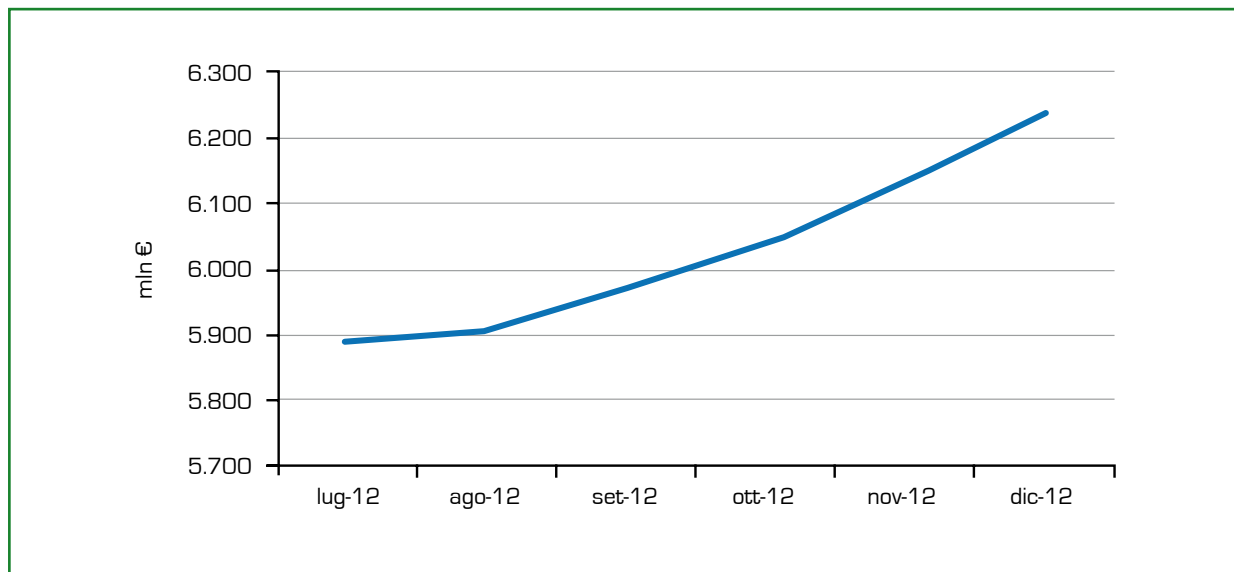
In buona sostanza, se è vero che il limite inferiore dei 6 mld € è effettivamente ormai “alla vista”, ben più lontano da realizzarsi è il raggiungimento della soglia dei 7 mld €, segno ancora una volta che la strada di riduzione delle tariffe imboccata

²¹ SI VEDA TABELLA 3.1.

²² SI VEDA BOX 3.1.

Figura 3.2

Profilo cumulato della spesa di incentivazione per il secondo semestre del 2012



con il Quarto Conto Energia era indubbiamente degna di considerazione.

L'acuirsi della crisi economica e politica nel nostro Paese e la necessità, più che giustificata, di ricercare una diversa "equità" nella distribuzione delle risorse ha tuttavia spinto ancora una volta a cambiare le regole del gioco.

3.4 Analisi di benchmark internazionale dei sistemi di incentivazione del fotovoltaico

Nei paragrafi precedenti si è dato conto del bilancio dell'applicazione del Quarto Conto Energia e delle ragioni che stanno spingendo verso il suo abbandono anticipato rispetto alle previsioni. In questo PARAGRAFO si vuole offrire un panoramica dei sistemi di incentivazione attualmente in vigore²³ in alcuni dei Paesi europei. Per ciascuno dei casi selezionati si fornisce una breve descrizione del modello di funzionamento degli incentivi ed una comparazione con il caso italiano, effettuata tenendo

conto delle differenze tariffarie medie²⁴ e di un "coefficiente di correzione" per l'irraggiamento medio²⁵ che tiene conto della diversa disponibilità della "materia prima" per la produzione di elettricità da fotovoltaico.

Germania

La Germania ha sempre rappresentato un ruolo di trend setter per quanto riguarda i sistemi di incentivazione al fotovoltaico. E' stato infatti il primo Paese nel 1998 ad attivare un sistema di supporto per la diffusione degli impianti di produzione di energia da fonte solare e nel 2004, con l'ormai famoso *Renewable Energy Act*, ha dato vita al meccanismo delle tariffe *feed-in* che si è poi progressivamente diffuso in tutta Europa e non solo. E' stato anche il primo Paese ad aver introdotto nel 2011 un *cap dinamico* – ovvero una riduzione programmata degli incentivi, per semestre, in base alla potenza installata nei tre mesi precedenti al semestre in questione, al fine di mantenere sotto controllo i livelli di installato e la "spesa" complessiva a carico dello Stato – dopo un ampio dibattito con le asso-

²³ E' interessante notare come tutti i sistemi di incentivazione si basano generalmente sul principio delle *feed-in tariff* ovvero di un'incentivazione tariffaria connessa alla produzione di energia elettrica effettuata. Unica eccezione in Europa il caso della Romania, che invece usa i certificati verdi – come è comune per tutte le altre fonti rinnovabili anche in Italia, (SI VEDA BIOMASS ENERGY REPORT 2010) – nella misura però di 4 certificati (contro 1) per ogni MWh di energia prodotta.

²⁴ Ovviamente le diverse taglie di impianto sono trattate in maniera diversa Paese per Paese ed è assai difficile, per non dire impossibile, ricostruire uno schema esattamente paragonabile con la distinzione per classi di potenza e tipologia che è utilizzato in Italia. Prendendo i valori medi, quindi, ci si rende conto di commettere un errore di approssimazione, che è tuttavia ben bilanciato a nostro parere dal contenuto informativo e dall'immediatezza del paragone che questo permette di fare.

²⁵ Anche in questo caso valgono le considerazioni sulle approssimazioni introdotte ma anche il valore di comparazione aggiunto fatte nel caso delle tariffe incentivanti.

Tabella 3.5

Tariffe *feed-in* in Germania al 2012 e al 2016

		< 10 kW	10 -100 kW	100 -1000 kW	1-10 MW
2012	c€/kWh	19,5	19,5	16,5	13,5
2016	c€/kWh	12,75	9,75	9,75	6,75

ciazioni di categoria.

L'anno 2012 è sicuramente un anno importante per il fotovoltaico tedesco, in quanto sono già state approvate ulteriori modifiche del sistema di incentivazione che entreranno in vigore già da Marzo 2012 anziché da Luglio come previsto con riduzioni più consistenti. I punti salienti riguardano:

- l'uscita da ogni meccanismo di incentivazione tariffaria a partire dal Marzo 2012 (e con una breve finestra di transitorio che si chiuderà comunque a Luglio) per gli impianti con potenza superiore a 10 MW;
- un'ulteriore riduzione delle tariffe²⁶ rispetto alle tariffe attuali per le altre classi di potenza pari al 20,2% per gli impianti fino a 10 kW tra il 25 e il 29% per gli impianti compresi tra 10 e 1000 kW e pari al 26% per gli impianti con potenza maggiore di 1000 kW (SI VEDA TABELLA 3.5) e con un "piano" di riduzione già delineato da qui al 2016 e che porterà le tariffe incentivanti per gli impianti fotovoltaici a scendere mediamente di un ulteriore 60%;
- il fatto che la remunerazione riguarderà solo una parte dell'energia elettrica prodotta: l'85% per i nuovi impianti più piccoli, e il 90% per quelli di taglia media e grande.

Se si prende a riferimento l'anno 2012, le tariffe tedesche sono in media più basse del 24,8% rispetto a quelle italiane (con punte del 25,6% per gli impianti di taglia compresa fra 0 e 10 kW)

Se a questo si aggiunge che l'irraggiamento medio in Germania è misurabile in un equivalente di 850-900 ore di funzionamento a regime degli impianti, contro le 1.200-1.250 ore italiane, ci si rende conto di come vi sia un *gap* significativo che rende difficilmente spiegabile il differenziale di installazioni, ancora e nonostante tutto a favore della Germania.

In realtà, il sistema di incentivazione tedesco è molto più complesso e articolato. In particolare in Germania:

- sono disponibili diversi contributi a fondo perduto o comunque a tassi significativamente agevolati. Ad esempio, la banca di sviluppo tedesca KfW, attraverso l'*Environmental Protection Loan Program*, riconosce prestiti a tassi significativamente inferiori al tasso di mercato e con tempi di rimborso significativamente più lunghi. Il programma "standard" che è focalizzato sul fotovoltaico permette di finanziare l'intero importo del progetto (purché questo non superi la soglia fissata a 25 milioni di euro) ad un tasso d'interesse effettivo (fisso per i primi 10 anni) del 2,07% annuo;
- le agevolazioni fiscali per i titolari di impianti, con un carico fiscale medio pari al 29,83%, che rendono sotto questo punto di vista piuttosto "impietoso" il paragone con l'Italia.

Il combinato disposto di questi effetti è tale che, nonostante le tariffe incentivanti siano minori, è ancora oggi almeno altrettanto remunerativo investire nella realizzazione di impianti in Germania come in Italia. E' ovvio, e ci si ritornerà anche in seguito, che una maggiore "distribuzione" dei meccanismi di supporto al fotovoltaico consenta anche un maggiore controllo sui fruitori degli investimenti: in particolare, ad esempio, la concessione di contributi in conto capitale ai soggetti che hanno sede sul territorio nazionale rende più semplice "limitare" l'azione speculativa di fondi di investimento stranieri.

Francia

Il sistema di incentivazione francese, che è anch'esso stato modificato nel corso del 2011, adotta un principio differente rispetto a quello tedesco, con una combinazione di vincoli per le diverse tipologie e

²⁶ La *feed-in-tariff* è comunque ancora garantita per 20 anni.

Tabella 3.6

Tariffe *feed-in* in Francia al 2012

	Integrazione architettonica	Taglia	01- gen -12 31- mar-12 (c€/kWh)	Successivi trimestri (c€/kWh)
Residenziale	Integrato	0 - 9 kW	38,80	34,92 - 38,8
		9 - 36 kW	33,95	30,55 - 33,95
	parzialmente integrato	0 - 36 kW	22,49	34,92 - 38,8
		36 - 100 kW	21,37	19,233 - 21,37
Edifici pubblici	Integrato	0 - 9 kW	30,09	27,081 - 30,09
		9 - 36kW	30,09	21,081 - 30,09
	parzialmente integrato	0 - 36 kW	22,49	20,241 - 22,49
		36 - 100 kW	21,37	21,37 - 19,233
Altri edifici	Integrato	0 - 9 kW	26,09	23,481 - 26,09
	parzialmente integrato	0 - 36 kW	22,49	20,241 - 22,49
		36 - 100 kW	21,37	19,233 - 21,37
Altre installazioni (soggette però a meccanismi di asta)		0-12 MW	11,08	9,972 - 11,08

taglie di impianti:

- innanzitutto, esiste un **teito massimo annuale di nuova potenza fotovoltaica incentivabile pari a 500 MW**, con un obiettivo di lungo termine – che appare a dire il vero piuttosto modesto (anche in considerazione dell'attuale installato di 2,54 GW²⁷ – fissato in poco più di 5,4 GW di installato totale al 2020;
- vi è poi una **soglia massima di potenza per i nuovi impianti – fissata in 100 kW – oltre la quale non si applica un meccanismo di incentivazione definito a priori**, bensì si avvia un **meccanismo di gara per l'assegnazione dell'incentivo secondo il modello del *beauty contest*** con la valutazione di parametri quali ad esempio il prezzo e le tempistiche di realizzazione, la contestualizzazione ambientale ed eventualmente industriale;
- vi è poi una **distinzione matriciale** fra gli impianti architettonicamente integrati (decisamente privilegiati) e gli altri tipi di impianti, unita alla distinzione fra i soggetti titolari (con un privilegio in questo caso per i clienti residenziali) come indicato nella TABELLA 3.6. **Le tariffe sono poi aggiornate su base trimestrale tenendo conto dell'effettivo andamento delle installazioni durante il periodo.** Anche in questo caso le tariffe sono riconosciute per 20 anni di funzionamento

dell'impianto.

Se si prende a riferimento l'anno 2012, **le tariffe francesi sono in media superiori del 21% rispetto a quelle italiane** (con punte del 46% per gli impianti da 0 a 9 kW integrati installati su edifici privati). Considerando che **l'irraggiamento medio in Francia è misurabile in un equivalente di 1.050 – 1.100²⁸ ore** di funzionamento a regime degli impianti, contro le 1200 ore italiane, ci si rende conto che **gli impianti integrati appartenenti al segmento residenziale** (con potenza inferiore a 9 kW) **siano ampiamente favoriti dalla legislazione francese** rispetto a quella italiana, mentre **gli impianti di maggiori dimensioni** (sopra i 36 kW di potenza) **sperimentino un trattamento legislativo pari (se non penalizzante)** rispetto a quello riservato agli impianti italiani.

Spagna

La Spagna, **già all'inizio del 2011, aveva rivisto al ribasso le proprie tariffe incentivanti** – che giova ricordare hanno una durata di 25 anni, ovvero 5 in più rispetto al valore di riferimento utilizzato in Italia e nella maggior parte d'Europa – con tagli fino al 45% per gli impianti a terra, al 25% per gli impianti a tetto, ed una sforbiciata di solo 5 punti percentua-

²⁷ SI VEDA CAPITOLO 2.²⁸ Fonte PVGIS

Tabella 3.7

Tariffe *feed-in* in Spagna al 2011

	0 - 20 kW	20 - 2.000 kW	2.000 -10.000 kW
2011 (c€/kWh)	28,1	19,8	13

li per quanto riguarda gli impianti di piccola taglia (fino a 20 kW). **Il risultato dell'intervento di ridefinizione delle tariffe è riportato nella TABELLA 3.7**, ma si può leggere anche nei dati di mercato (SI VEDA CAPITOLO 2) con la **sostanziale "sparizione" degli impianti a terra negli ultimi 15 mesi.**

Le differenze rispetto alla situazione italiana sono calcolabili come un -1,5% medio rispetto alle tariffe, **a fronte di un numero di ore di funzionamento annuo superiori (pari a 1400 ore).**

In realtà, tuttavia, **la grave crisi economica che ha toccato il Paese²⁹, ha convinto il nuovo Governo di Rajoy a sospendere nel 2012 qualsiasi forma di incentivazione** per la produzione di energia da rinnovabili, e quindi anche per la realizzazione di impianti fotovoltaici.

Un destino piuttosto amaro per un Paese che nel 2008 si era guadagnato presso gli operatori il titolo di "Eldorado" del fotovoltaico in Europa.

Israele e Turchia

Se l'Europa è alle prese con tagli o "frenate" più o meno significative degli incentivi al fotovoltaico, **allargando lo sguardo all'area del Mediterraneo è interessante notare come altri Paesi si trovino invece – soprattutto in ottica relativa – in una con-**

dizione molto più favorevole.

E' il caso ad esempio di **Israele che, nonostante per il momento la presenza di un *cap* piuttosto modesto di 300 MW di potenza incentivabile** per gli impianti di potenza compresa tra 40 kW e 20 MW e di 50 MW per gli impianti di piccole dimensioni fino a 40 kW ed un taglio tariffario operato nel 2011, dispone comunque (SI VEDA TABELLA 3.8) di **tariffe estremamente allettanti (in media + 50% di quelle italiane) e con oltre 1400 ore di irraggiamento equivalente.**

Situazione analoga per la **Turchia, dove il primo vero sistema di incentivazione *feed in* è stato approvato nel 2011, e comporta l'attribuzione di un incentivo pari 0,28 €/kWh³⁰ per 10 anni.** L'incentivo è dedicato a tutti gli impianti che entreranno in esercizio entro il Dicembre 2015, ma con un primo limite alle installazioni fissato in 600 MW entro il 2013. **Nonostante la presenza di un *cap* alla potenza fotovoltaica di nuova installazione, gli operatori sono convinti che questo sia uno dei prossimi mercati a maggior sviluppo nell'area del Mediterraneo.** A supporto di questa tesi vi sono due fatti certo non irrilevanti: (i) il dichiarato obiettivo del Governo di installare 100 GW di impianti fotovoltaici entro il 2020; (ii) la favorevole esposizione all'irraggiamento (per oltre 1.350 - PVGIS ore equivalenti l'anno) che certo non fa mancare

Tabella 3.8

Tariffe *feed-in* in Turchia al 2012

	4 - 15 kW	15 - 550 kW	50 -5.000 kW
2012 (c€/kWh)	33,4	30,2	29,8

²⁹ Medesima sorte è toccata alla Grecia, che nel 2012 ha sospeso a tempo indeterminato le tariffe incentivanti per il fotovoltaico introdotte nel 2009. Rimane tuttavia in vigore il cosiddetto "Progetto Helios" che prevede di mettere a disposizione terreni demaniali privi di vincoli legali-amministrativi per l'installazione di impianti fotovoltaici e, nonostante l'assenza di incentivazione, punta ad attrarre investimenti per 20 mld € nei prossimi 10 anni.

³⁰ L'incentivazione è in realtà pari a 0,28 €/Kwh nei primi 10 anni e 0,22 €/kWh dall'undicesimo al ventesimo anno.

alla Turchia la “materia prima” per la produzione di energia elettrica da fotovoltaico.

3.5 I punti chiave del Quinto Conto Energia

Come anticipato in premessa, mentre già larga parte di questo CAPITOLO era stato scritto sono iniziate a circolare voci circa la volontà del Governo - che poi si è concretizzata nel testo del Quinto Conto Energia licenziato dai Ministeri competenti l'11 Aprile e di cui però si hanno a disposizione solo le ultime bozze - di anticipare i tempi di abbandono del Quarto Conto Energia.

Le iniziali voci di un possibile e completo annullamento degli incentivi – con gli effetti che si è analizzato già nello scenario di mercato discusso nel PARAGRAFO 2.2.2 – **sono state rapidamente sostituite dalle prime bozze del Quinto Conto Energia.**

In assenza di una versione definitiva ufficiale, **si è ritenuto quindi opportuno più che concentrarsi sui “numeri” presenti nelle bozze, discutere e analizzare in questo paragrafo i principi cardine** su cui sembra essere basato il nuovo impianto normativo. Le considerazioni che seguono, quindi, nascono dalle analisi dell'Energy&Strategy Group (in molti casi svolte proprio per questo Solar Energy Report) e dal confronto che in questi primi mesi del 2012 si è avuto con gli operatori e le associazioni di categoria partner dei nostri Osservatori.

Il primo criterio attorno a cui pare essere scritto il Quinto Conto Energia è l'irrigidimento del vincolo di spesa, con un limite semestrale di potenza incentivabile basato sul costo di incentivazione di volta in volta richiesto per le nuove installazioni. Nulla di nuovo rispetto al Quarto Conto Energia se non che, a rendere decisamente più gravoso il vincolo, vi è **la proposta di estendere il meccanismo di accesso tramite “registro” per tutti gli impianti.**

In particolare, per poter ottenere la tariffa incentivante **anche gli impianti appartenenti al segmento residenziale - anche se paiono esentati quelli di potenza inferiori o pari a 10 kW - dovrebbero**

rientrare all'interno di una graduatoria prevista in un apposito “registro” che dovrà essere aperto con qualche mese di anticipo (nell'attuale versione 6 mesi) rispetto all'inizio di un dato periodo semestrale di incentivazione.

L'impatto di questa novità potrebbe essere tuttavia “pesantissimo” per il mercato italiano:

- perché aggiungerebbe **ulteriore complessità amministrativa** (e quindi costi e tempi) anche per le taglie di impianto minore, in sostanza **contraddicendo e vanificando lo sforzo (non ancora giunto a compimento) di snellire il processo autorizzativo per il tramite delle “linee guida per gli impianti a fonti rinnovabili”** pubblicate in Gazzetta Ufficiale n. 218 il 19 Settembre 2010;
- perché contribuirebbe a **restringere ulteriormente le disponibilità di finanziamento da parte degli istituti di credito**, giustamente avversi all'incertezza in merito all'effettiva attribuzione di una determinata tariffa incentivante (e quindi alla definizione dei flussi di cassa che possono garantire la restituzione del debito);
- perché **l'esempio di applicazione del “registro” nell'ambito del Quarto Conto Energia si è dimostrato un palese insuccesso**, certo anche a causa delle troppe “deroghe” concesse (SI VEDA PARAGRAFO 3.1), ma anche per la difficoltà a rispettare le tempistiche e l'onerosità della procedura di presentazione della domanda e di successiva verifica da parte del GSE. **Se tutti i 128.000 impianti di nuova installazione nel 2011 avessero dovuto passare per il “registro” il volume di domande da valutare da parte del GSE sarebbe più di 32 volte rispetto alle circa 4.000 effettivamente valutate;**
- perché – **senza finte ipocrisie** – **l'asimmetria informativa fra cliente finale ed operatore del settore, potrebbe dare adito a comportamenti “opportunistici”** soprattutto nel segmento residenziale e delle piccole taglie di impianto. **Con il rischio che la poca professionalità (per usare un eufemismo) di alcuni operatori possa ingenerare un “effetto a catena” sull'immagine del fotovoltaico in Italia.**

Tutto questo aggravato dal fatto che viene fissato un **limite di “spesa” semestrale di circa 80 mln. €³¹,**

³¹ Si sorvola qui, visto il già registrato insuccesso del Quarto Conto Energia discusso nel PARAGRAFO 3.1, sulla volontà di continuare a riservare una linea di incentivazione dedicata – per circa 10 mln € semestrali per tipologia – agli impianti architettonicamente integrati e con caratteristiche innovative e gli impianti fotovoltaici a concentrazione.

Tabella 3.9

IRR delle diverse taglie di impianto con il Quarto Conto Energia e con il Quinto Conto Energia

	IRR		
	IV CE 1°sem 2013	V CE 2°sem 2012 Ipotesi -10%	V CE 1°sem 2013 Ipotesi -45%
3 kW (Scambio sul Posto)	10,5%	9,5%	6,4%
200 kW (Scambio sul Posto)	13,7%	11,7%	9,4%
400 kW (Su edificio)	12,1%	9,9%	1,6%
1 MW (Su edificio)	12,5%	9,7%	-1,5%

corrispondente ad una media di “soli” circa 700-800 MW di nuove installazioni. Si tenga conto che nel 2011 la media di nuove installazioni mensili è stata pari a 480 MW.

Un altro punto basilare del Quinto Conto Energia – questa volta invece potenzialmente positivo, o per lo meno in coerenza con la politica del Governo degli ultimi anni rispetto al fotovoltaico – è la presenza di un premio per quegli impianti che auto-consumano energia prodotta. Si tratta di una norma quindi, come già discusso in precedenza mutuata dal sistema tedesco dove ha dimostrato di funzionare, che favorisce il consumo locale dell'energia ed ha un impatto positivo anche sulle infrastrutture di rete, potenzialmente meno “congestionate” dall'energia immessa dagli impianti fotovoltaici. A beneficiare maggiormente di questo premio sono poi proprio quegli utenti residenziali, commerciali e industriali di piccola e media taglia che rappresentano, almeno nelle dichiarazioni d'intenti, per il nostro Governo (e certo non a torto) i titolari “ideali” di impianti fotovoltaici.

Un ultimo punto chiave del Quinto Conto Energia sono ovviamente le nuove tariffe incentivanti, per le quali è previsto – a seconda della taglia, ma anche delle diverse “versioni” di cui si dispone – un “taglio” che va da un minimo del 10% per gli impianti che entreranno in esercizio nel secondo semestre del 2012 ad un massimo del 45-50% per gli impianti che entreranno in esercizio nel 2013 rispetto a quanto già comunque previsto dal Quarto Conto Energia.

Per contribuire in modo concreto alla discussione su questo tema, la TABELLA 3.9 riporta il calcolo – fatto con le medesime ipotesi circa il costo degli im-

pianti riportate nel CAPITOLO 7 relativamente al primo semestre del 2013 – dell'IRR (tasso di ritorno dell'investimento) per le diverse classi di impianti tipo su una vita utile pari a 30 anni.

La TABELLA 3.9 mostra come, mentre con la prosecuzione del Quarto Conto Energia, tutte le tipologie di impianti risultino economicamente sostenibili, ed anzi con IRR superiori al 10%, il taglio “drastico” delle tariffe ha un effetto assai importante. Gli impianti fotovoltaici, anche se installati su edificio, delle taglie 400 kW o 1 MW diventano chiaramente non appetibili per gli investitori. Nel caso addirittura degli impianti più grandi il rendimento è negativo. Anche gli impianti di medie e piccole dimensioni si allontanano dalla soglia “psicologica” del 10% pur mantenendo una discreta redditività. Il taglio del 10% pare essere più sostenibile, anche se è opportuno ricordare come non vada guardato solo in sé ma nel combinato disposto con il cap alla potenza incentivabile di cui si è discusso pocanzi e che comunque penalizzerà maggiormente gli impianti di taglia più elevata.

Il blocco degli impianti su edificio di media e grandi taglia non può che riportare – e su questo tutti sono concordi – il fotovoltaico italiano ai “piccoli numeri” di quattro o cinque anni addietro.

Forse, investigando meglio l'esempio tedesco, si potrebbe affiancare al vigoroso taglio delle tariffe del Quinto Conto Energia una maggiore semplificazione e sullo sviluppo di altri strumenti indiretti di incentivazione (come la fiscalità o la disponibilità di capitali per gli investimenti). In assenza di queste modifiche, il destino del nostro mercato fotovoltaico pare essere invece irrimediabilmente segnato.

4. La filiera

Il 2011 è stato un anno particolarmente complesso per le imprese attive nel mercato fotovoltaico italiano, a causa di diversi momenti di discontinuità causati dal quadro dei meccanismi incentivanti. Il Decreto Rinnovabili approvato il 3 Marzo ha di fatto sospeso il sistema di *feed-in premium* nei mesi del 2011, il che ha ovviamente bloccato l'attività degli operatori, con ripercussioni negative anche sui livelli occupazionali. Il mercato è poi ripartito con l'approvazione del Quarto Conto Energia, emanato con Decreto Ministeriale del 05/05/2011 e pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 109 del 12/05/2011, che ha però richiesto un **cambiamento nel modello di business degli operatori italiani del fotovoltaico**, molti dei quali tradizionalmente concentrati sui grandi impianti a terra, che si sono dovuti riconvertire, soprattutto nella seconda parte dell'anno per competere sul mercato, molto più frammentato e complesso, degli impianti a tetto, i più interessanti con il Quarto Conto Energia. Si è verificata poi una folle corsa per connettere entro Giugno 2011 gli impianti già installati negli ultimi mesi del 2010, sfruttando il regime del Salva Alcoa. A questa è seguito poi il tentativo, da parte di tutti i principali operatori del settore, di installare e connettere il maggior numero possibile di impianti prima che entrasse in vigore il meccanismo del Registro dei Grandi Impianti a Settembre 2011. Fino ad arrivare ai primi mesi del 2012, quando agli operatori è stata prospettata dal Governo una prossima interruzione del Quarto Conto Energia, già a partire dal secondo semestre dell'anno, per effetto del raggiungimento, anticipato rispetto alle attese, del limite di 6 mld € di costo annuo degli incentivi.¹

Come è facilmente comprensibile, **in questo contesto i player del fotovoltaico italiano non hanno potuto in alcun modo pianificare i loro investimenti e le loro attività**, “navigando a vista” e cogliendo le opportunità che volta per volta il mercato presentava loro. Sono stati esposti inoltre a notevoli tensioni e contrazioni delle loro marginalità, dovute all'andamento dei prezzi al ribasso di cui si è parlato nel CAPITOLO 1, che hanno avuto l'effetto di mettere in seria difficoltà molti di loro e addirittura causa-

re il fallimento di alcuni. Ciò non ha impedito alla potenza installata complessivamente nel 2011 di raggiungere livelli analoghi a quelli fatti registrare nel 2010, **ma importanti quote di mercato sono andate ad appannaggio di produttori non italiani ed europei**, molto meno esposti alle dinamiche del nostro mercato.

L'obiettivo di questo capitolo è quindi quello di **studiare le dinamiche che hanno interessato la filiera del fotovoltaico in Italia nel corso degli ultimi 12 mesi**, partendo dall'analisi del volume d'affari e delle marginalità lorde generati lungo le fasi della filiera, passando attraverso la mappatura e lo studio delle caratteristiche degli operatori attivi nelle diverse aree di *business* del fotovoltaico in Italia, per concludersi infine con un stima degli impatti occupazionali del fotovoltaico nel nostro Paese.

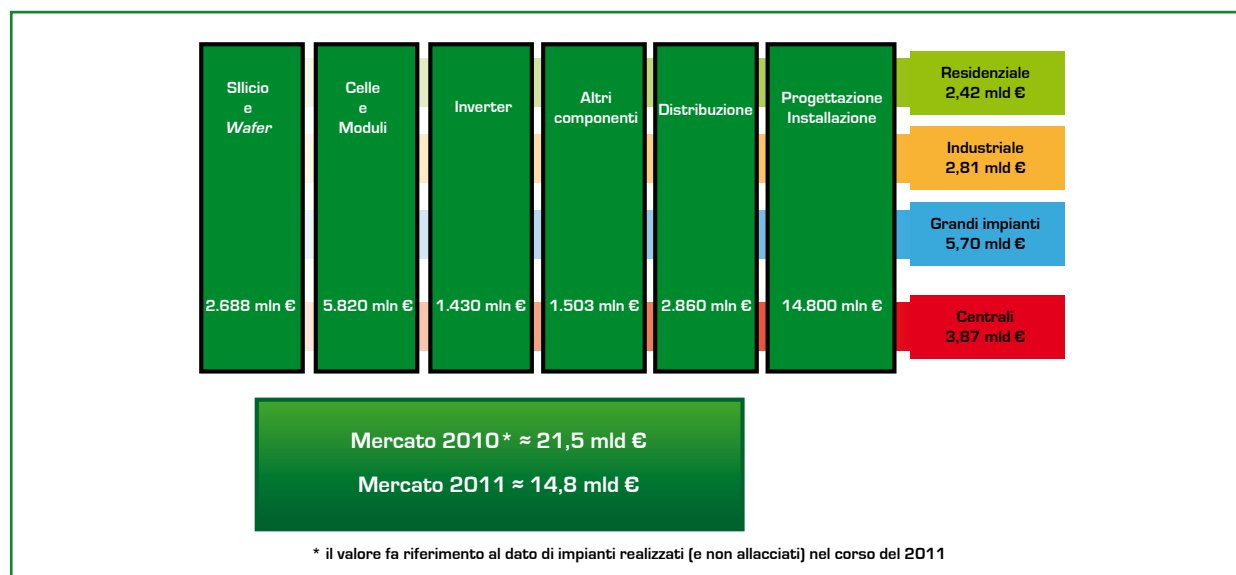
4.1 Il volume di affari del fotovoltaico in Italia

Il volume di affari complessivo prodotto dalla filiera fotovoltaica in Italia nel corso del 2011 è **stato calcolato considerando solo gli impianti che sono stati realizzati nel corso dell'anno**. Non si sono quindi ovviamente presi in considerazione gli impianti che, sfruttando il meccanismo del Salva Alcoa, sono stati installati negli ultimi mesi del 2010, ma connessi ed entrati in esercizio nel primo semestre del 2011. In base a questa ipotesi, **nel 2011 il fotovoltaico italiano ha generato un volume di affari pari a 14,8 mld €, in calo di circa il 31% rispetto al 2010** (SI VEDA FIGURA 4.1). La diminuzione nel volume di affari è dovuta principalmente ad un volume di impianti installati minore rispetto al 2010 (che comprendeva anche gli impianti installati in regime di Salva Alcoa) e al significativo calo del prezzo chiavi in mano, in tutti i principali segmenti di mercato.

Il comparto degli impianti residenziali e commerciali (che comprende gli impianti fino a 20 kW di potenza installata) **ha fatto registrare il volume d'affari più basso tra tutti i segmenti di mercato**, con una riduzione rispetto al valore 2010 di oltre il

¹ Si rimanda al CAPITOLO 3 per approfondimenti sulle caratteristiche del quadro normativo che ha influito sul mercato fotovoltaico italiano nel 2011.

Figura 4.1

Principali aree di *business* nella filiera fotovoltaica italiana e volume di affari nel 2011

30%. Una dinamica non dissimile si osserva nel comparto degli impianti industriali, con taglia tra 20 e 200 kW. Esso ha sperimentato la riduzione più consistente rispetto al volume d'affari del 2010 tra i vari segmenti di mercato, con una contrazione del 38%. Questi impianti, così come quelli residenziali, hanno visto diminuire il loro peso sul volume d'affari complessivo a causa della crescente attenzione che gli operatori ed investitori hanno riservato agli impianti di maggiore taglia, nel tentativo di sfruttare le ultime opportunità di investire in questi impianti ad alto rendimento, prima che la revisione del Quarto Conto Energia non li penalizzi in modo eccessivo. Ciò è evidente se guardiamo al **segmento dei grandi impianti**, con taglia compresa tra i 200 e i 1.000 kW, che nel corso del 2011 ha generato un volume d'affari complessivo di 5,7 mld €, più del doppio di quello degli impianti residenziali ed industriali. Il segmento delle centrali, ossia degli impianti con taglia superiore ad 1 MW, nel 2009 rappresentava il comparto meno importante per volumi d'affari, mentre nel 2010 ha superato il segmento residenziale. Nel 2011 supera anche il segmento degli impianti industriali, con un fatturato totale di 3,9 mld €. Ciò è dovuto prima di tutto alla corsa all'installazione di questi impianti entro il 31 Agosto 2011, momento a partire dal quale è entrato in vigore il complesso e poco conveniente meccanismo del Registro dei Grandi Impianti.

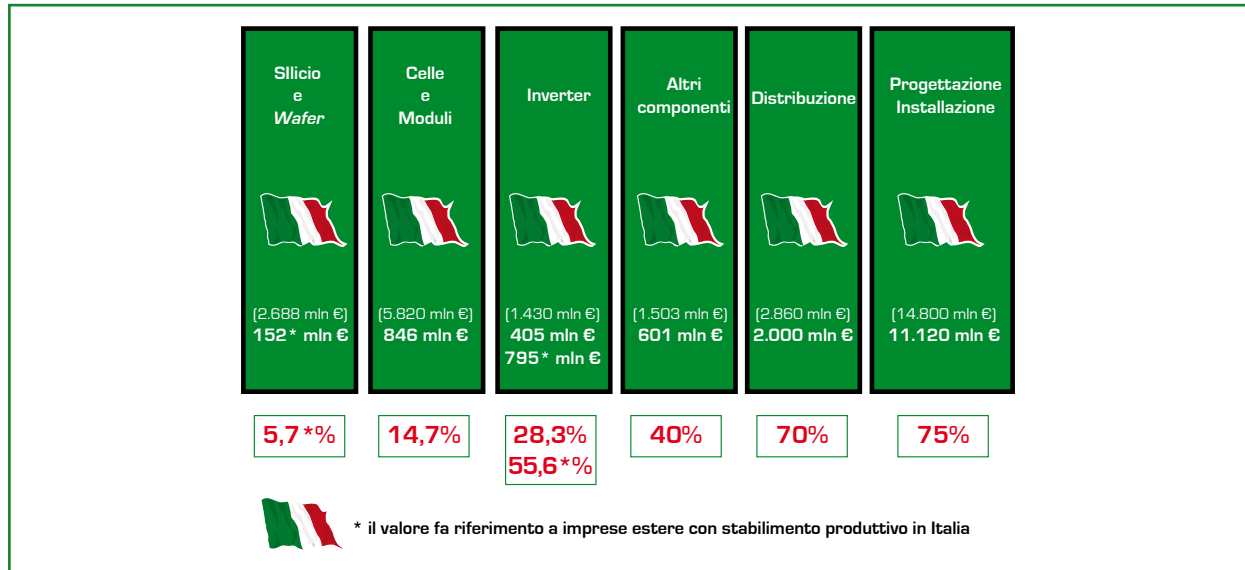
In questa edizione del Solar Energy Report abbiamo anche analizzato qual è la quota parte del volume d'affari che, nelle diverse aree di business, rimane

“nelle tasche” delle imprese italiane. Le stime si riferiscono solo al mercato interno e sono quindi depurate dai fatturati che le imprese italiane realizzano attraverso attività di export in mercati esteri. I risultati di questa analisi sono riassunti graficamente nella FIGURA 4.2.

Si nota innanzitutto come la presenza italiana nell'area di *business* silicio e wafer sia dovuta esclusivamente dalle vendite dell'americana MEMC attraverso lo stabilimento produttivo italiano, che pesano per circa il 5,7% del volume di affari totale generato del nostro Paese. Per quanto riguarda i produttori di celle e moduli, il volume d'affari di cui riescono ad appropriarsi le imprese italiane rappresenta il 14,5% del totale, per un controvalore pari a circa 850 mln €. Per quanto riguarda i produttori di inverter italiani, il volume di affari da essi generato nel 2011 è pari a circa 400 mln €, che rappresenta il 28,3% dei fatturati totali. Bisogna tuttavia considerare che, nel corso del 2011, i produttori italiani di inverter hanno esportato circa il 20% della loro produzione. Inoltre, se si considera anche Power One, impresa americana con stabilimento produttivo in Italia, la quota parte del fatturato totale che resta in Italia supera abbondantemente il 50%. Infine, le imprese di distribuzione italiane riescono ad appropriarsi del 70% del volume di affari complessivo, mentre per l'area di business relativa alla progettazione ed installazione si arriva ad un peso del 75%, per un controvalore pari a circa 11,1 mld €. Di questo volume di affari che resta in Italia, la quota parte relativa al segmento residenziale e industriale è per la maggior parte rea-

Figura 4.2

Principali aree di *business* nella filiera fotovoltaica italiana e volume di affari generato dalle imprese italiane nel 2011



lizzata da progettisti, installatori e *system integrator* italiani. Per quando riguarda invece la progettazione e installazione di grandi impianti e centrali, il fatturato realizzato in Italia dagli EPC stranieri raggiunge in aggregato anche il 35-40% del totale, con un presenza ancora più forte nel segmento delle grandi centrali.

4.2 I player della filiera fotovoltaica in Italia

La nostra analisi ci ha permesso di stimare una cre-

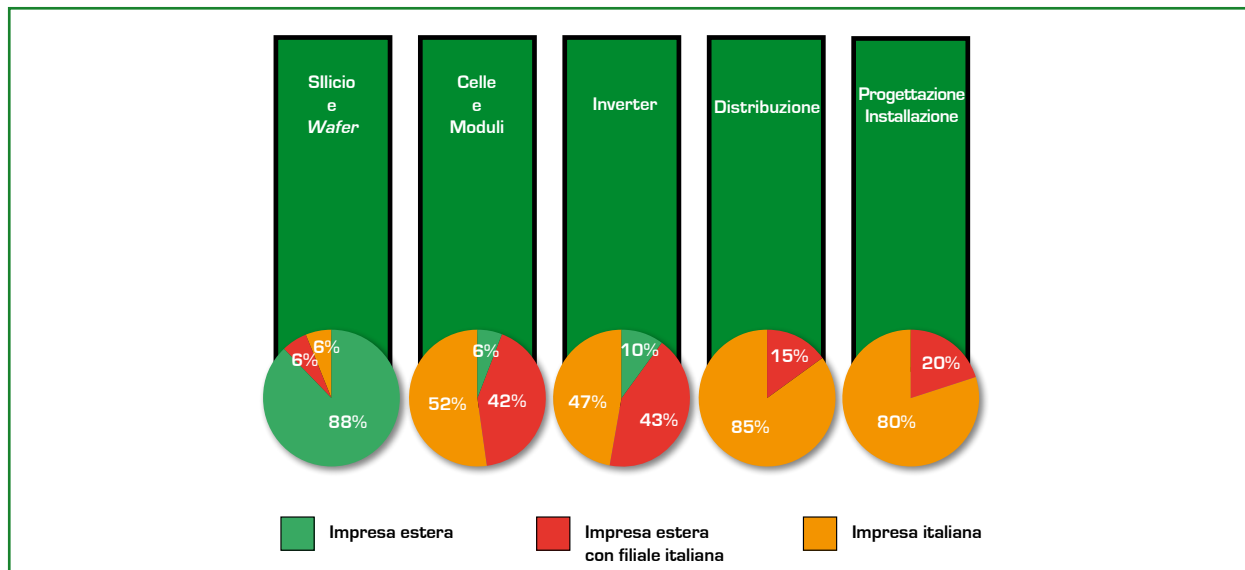
scita del numero complessivo di imprese operanti lungo l'intera filiera del fotovoltaico in Italia di circa il 6% tra 2010 e 2011.

In particolare, come mostra la FIGURA 4.3, la filiera fotovoltaica è stata caratterizzata da un'incremento del numero di imprese italiane:

- nell'area di *business* celle e moduli, per la prima volta da quando viene pubblicato il Solar Energy Report, le imprese superano il 50% (con un incremento di 5 punti percentuali rispetto al 2010) del totale degli operatori attivi sul

Figura 4.3

Le imprese nella filiera fotovoltaica italiana²



² Non sono disponibili i dati delle imprese per l'area di business "Altri Componenti".

mercato. Inoltre, aumenta, rispetto all'anno scorso, anche la quota delle imprese estere che hanno una filiale commerciale nel nostro Paese (42%). Oltre alle principali imprese europee che già avevano aperto negli anni scorsi filiali commerciali in Italia, anche le imprese asiatiche di maggiori dimensioni hanno ormai un proprio ufficio commerciale nel nostro Paese. Rimangono attive con il semplice canale dell'export le imprese asiatiche di minori dimensioni che commercializzano prodotti di gamma medio-bassa;

- **L'area di business degli inverter vede crescere la percentuale di imprese italiane (47%)** rispetto alle imprese estere con filiale italiana ed alle imprese estere operanti nel nostro Paese senza filiale. Anche in questo gli operatori stranieri operanti attraverso l'export sono i produttori orientali o le imprese europee di piccole dimensioni che vendono direttamente a distributori presenti sul territorio;
- **L'area di business relativa alla distribuzione si compone per circa l'85% di imprese italiane e per il 15% di imprese estere con filiale in Italia.** Non sono presenti imprese estere senza filiale, come è ovvio considerato che quest'attività richiede la presenza di magazzini per lo stoccaggio dei componenti in loco. Nell'ultimo anno (SI VEDA PARAGRAFO 4.7) è incrementata la quota parte di distributori europei (principalmente tedeschi) che hanno aperto nuove filiali commerciali nel nostro Paese;
- **L'area di business progettazione e installazione è composta all'80% da imprese italiane.** In

particolare, tra fine 2010 e inizio 2011 sono entrati diversi EPC stranieri sul mercato italiano per cogliere l'ottima opportunità derivante dal Salva Alcoa e dal periodo che ha preceduto l'apertura del Registro dei grandi impianti.

4.3 Le marginalità

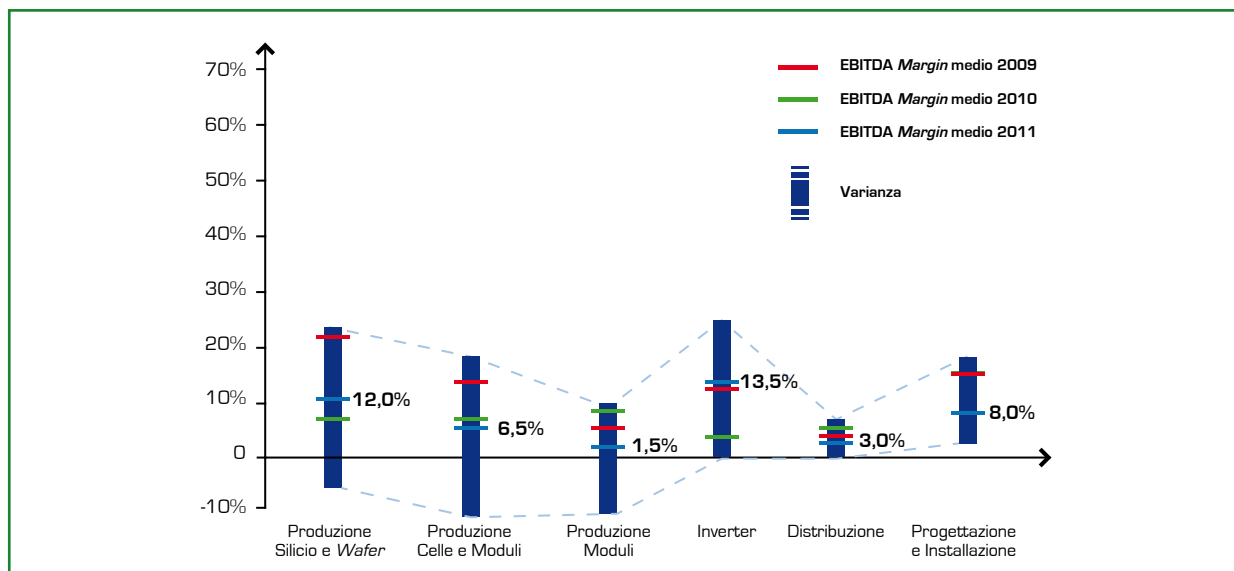
Anche in questa edizione del Solar Energy Report presentiamo l'analisi della marginalità operativa lorda (EBITDA *Margin*) delle imprese che operano sul mercato italiano, in comparazione con le marginalità registrate nel 2010 e nel 2009. I dati sulle marginalità del 2009 e 2010 sono desunte dall'analisi di bilancio dell'esercizio 2010, mentre per l'anno 2011, da poco conclusosi, i dati derivano dall'analisi empirica condotta sul campione delle imprese intervistate per la redazione del presente Rapporto e sono quindi da considerarsi delle stime a finire.

La FIGURA 4.4 mostra i valori medi di marginalità degli operatori attivi nelle diverse aree di business della filiera, oltre a riportare un'indicazione della varianza dei dati raccolti.

Dall'analisi della FIGURA 4.4, si desumono due *trend* interessanti. **Innanzitutto si nota una diminuzione generale della marginalità in tutte le fasi della filiera**, con valori che si attestano su valori inferiori anche a quelli del 2009. Come ampiamente discusso, questo calo generalizzato delle marginalità si spiega principalmente con la pressione dovuta al

Figura 4.4

Le marginalità degli operatori lungo la filiera fotovoltaica



repentino calo dei prezzi dei singoli componenti e degli impianti chiavi in mano. In secondo luogo, è evidente come la varianza **dei dati di marginalità sia particolarmente ampia**: nell'area di *business* relativa alla produzione di silicio e *wafer* e di celle e moduli, ad esempio, si passa da EBITDA *Margin* inferiori allo zero a valori intorno al 20%. Questo si spiega con il fatto che si sono ampliate nel corso del 2011, specialmente per quanto riguarda le fasi a monte della filiera, le differenze di efficienza e competitività tra gli operatori *leader* di mercato, con alti volumi produttivi e grandi capacità produttive, e i *player* di taglia inferiore, che hanno decisamente perso terreno e marginalità nel corso degli ultimi 12 mesi.

Per quanto riguarda le singole aree di *business*, è interessante notare come i produttori di silicio e *wafer* abbiano in media sperimentato marginalità di solo il 12%, il valore più basso mai toccato negli ultimi anni. Basti pensare, per comprendere la portata del fenomeno, che **i margini a fine 2008 viaggiavano su valori nell'intorno del 40%, ben 30 punti percentuali in più rispetto ai dati di fine 2011**. La compressione dei margini è ancora più impressionante per i produttori di silicio e *wafer* se si considera che essi hanno una struttura di costi in cui l'impatto dell'ammortamento dei macchinari produttivi è molto importante.

Una dinamica simile si osserva per i produttori integrati di celle e moduli, che hanno registrato nel 2011 una marginalità notevolmente inferiore (**pari al 6,5%**) rispetto a quella dell'anno precedente (che si attestava su livelli del 14%). **Molto più risicati sono stati i margini medi dei produttori di soli moduli**, che hanno sperimentato nel corso del 2011 un EBITDA *Margin* medio pari a solo l'1,5%, in "caduta libera" rispetto al 7% dell'anno precedente. Non mancano casi di imprese europee, come anticipato nel PARAGRAFO 4.5, che hanno avuto costantemente marginalità negative (si pensi a Solarworld, Centrosolar ed Aleosolar), il che ha messo in crisi la loro stessa sopravvivenza.

I produttori di inverter sono invece gli unici operatori che hanno avuto nel 2011 dei margini in crescita, seppure lieve, rispetto al 2010, attestandosi attorno al 13,5%. Si tratta di un margine medio superiore anche al livello raggiunto nel 2009, anno in generale molto favorevole per i produttori di tecnologia che grazie ai processi produttivi messi in campo sono riusciti a mantenere le marginalità medie piuttosto alte nonostante la diminuzione dei prezzi

intervenuta nel corso dell'anno.

Nel caso della distribuzione, si confermano valori di EBITDA *Margin* molto bassi, con un leggero calo (dal 4 al 3%), rispetto al dato 2010. **Una contrazione percentualmente più importante è quella fatta registrare dagli EPC Contractor e system integrator** che lavorano nel campo della progettazione ed installazione di impianti, con valori in media pari all'8%, in forte discesa rispetto al 14% del 2010. Con la sola eccezione degli inverter, quindi, il quadro che emerge da questo paragrafo è quello di **un 2011 molto difficile per gli operatori attivi sul mercato italiano del fotovoltaico**, che hanno dovuto far fronte ad un'accesa contrazione dei margini per mantenere il più possibile inalterata la propria quota di mercato. Principalmente per gli operatori occidentali questo è stato un obiettivo non del tutto centrato, considerata la misura con cui essi hanno ceduto il passo ai produttori cinesi e, più in generale, orientali anch'essi comunque colpiti dalla crisi del settore e dal calo deciso delle marginalità.

Nei paragrafi che seguono si considerano separatamente le diverse aree di *business* in cui la filiera del fotovoltaico può essere scomposta e si analizzano nel dettaglio le caratteristiche e le strategie adottate dai principali *player* internazionali ed italiani.

4.4 Area di *business* silicio e *wafer*

La TABELLA 4.1 riporta i dati di capacità produttiva e fatturato dei principali operatori nell'area di *business* della produzione di silicio e *wafer* a livello mondiale.

Innanzitutto è interessante notare come **la capacità produttiva di silicio nel corso del 2011 sia aumentata in media del 58%** tra i *top player* del settore, con incrementi del 100% per alcune grandi realtà produttive del *Far East* (quali GCL Poly). La produzione mondiale di silicio di grado solare nel corso del 2011 ha superato le 210.000 tonnellate, sufficienti per soddisfare una domanda di 20 GW di installazioni, rispetto alle circa 150.000 di silicio prodotte nel 2010. Oltre il 60% delle forniture di *polysilicon* provengono da America e Cina, con l'Europa alla quale, in questa area di *business*, è riservato un ruolo non trainante. Nonostante le tensioni descritte in precedenza in questo report, sul mercato italiano ed europeo, a livello globale il fotovoltaico ha fatto segnare una crescita del 16% nell'ultimo anno (SI VEDA CAPITOLO 2), il che spiega gli investimenti messi in

Tabella 4.1

I principali produttori mondiali di silicio e wafer

Impresa	Tipologia di impresa	Nazione	Capacità produttiva 2010 (tonnellate)	Capacità produttiva 2011 (tonnellate)	Ricavi 2011 (mln €)
Hemlock Semiconductor Corporation	Polysilicon	USA	36.000	40.000	4.901
Wacker Chemie	Polysilicon	Germania	30.000	35.500	4.800
Tokuyama	Polysilicon	Giappone	8.200	10.000	3.491
OCI Company	Polysilicon	Corea del Sud	21.000	42.000	2.890
GCL Company	Polysilicon + Wafer	Cina	21.000 (3,5 GW wafer)	46.000 (6,5 GW wafer)	2.497
MEMC Electronic Materials	Polysilicon + Wafer	USA	14.500	14.500	1.981
LDK	Polysilicon + Wafer	Cina	10.000 (3 GW wafer)	17.000 (4 GW wafer)	1.692
REC	Polysilicon + Wafer	Norvegia	13.600 (1,725 GW wafer)	19.000 (0,95 GW wafer)	1.086

campo da questi operatori, sempre alla ricerca tra l'altro di aumentare le proprie economie di scala in un settore così *capital intensive*. Senza dimenticare inoltre che il silicio purificato che essi producono viene anche utilizzato per la realizzazione di semiconduttori per l'industria elettronica (**nel 2011, circa l'80% della produzione globale è stata destinata al mercato del fotovoltaico**). Probabilmente per una sovrastima della crescita che il mercato fotovoltaico avrebbe sperimentato nel 2011, esiste comunque una certa percentuale di capacità insatura in quest'area di *business*. Questo è chiaro se consideriamo che la sola capacità produttiva degli 8 *top player* a livello globale supera le 220.000 tonnellate, mentre la produzione totale è stata pari a 210.000 tonnellate.

Nonostante ciò, le previsioni di crescita della capacità produttiva per fine 2012 e inizio 2013, soprattutto per quanto riguarda le imprese orientali, rimangono in crescita. Ad esempio, **la coreana OCI Chemical ha dei piani di crescita della capacità produttiva fino a 62.000 t/anno entro fine 2012.**

Per quanto riguarda **il prezzo del silicio**, come effetto della contrazione dei prezzi sui principali mercati mondiali, esso è passato da **circa 57 €/kg**

a fine 2010 a oltre 26 €/kg a fine 2011, facendo registrare comunque un andamento fortemente altalenante nel corso degli ultimi dodici mesi. Anche per contrastare questo effetto, si è consolidato nel 2011, coinvolgendo in particolar modo le imprese orientali (quali ad esempio GCL Poly), il *trend* verso un'integrazione verticale a valle degli operatori, nell'attività di produzione di wafer.

Per quanto concerne le posizioni di mercato, la **TABELLA 4.1** mostra come **la leadership del settore rimanga nelle mani dell'americana Hemlock**, seguita a non grande distanza dalla Wacker Chemie, entrambe con fatturati nell'ordine dei 5 mld €.

Tutto questo mentre **l'attività e la produzione delle imprese in Italia sembra rallentare**. In particolare, l'americana MEMC Electronic Materials SpA ha sospeso a fine 2011 la produzione nello stabilimento altoatesino di Merano, ed ha ufficializzato la chiusura dello stesso a causa degli elevati costi dell'energia e delle forniture. Va anche detto che la MEMC sembra aver avviato un processo di razionalizzazione della produzione anche nelle fabbriche di Kuching, in Malesia, e di Portland, nell'Oregon, con piani di riduzione del personale a livello mondiale del 20%. **Il progetto Ned Silicon**, per la produzione di lingotti di silicio puro destinati

alla produzione di moduli fotovoltaici, **sembra non aver fatto passi avanti nel corso del 2011 e 2012**, per la difficoltà nel reperire le risorse finanziarie necessarie a realizzare l'impianto produttivo. Infine, **la Lux Srl**, unica azienda italiana locata a Pozzolo Formigaro in provincia di Alessandria, impegnata nella produzione di wafer, dopo aver prodotto circa 8 MW nel corso del 2011, **ha dichiarato, ad inizio del 2012, il blocco dell'attività**. Le dinamiche di mercato che hanno caratterizzato il 2011 del fotovoltaico e la più ampia congiuntura economica sfavorevole hanno negativamente influenzato lo sviluppo di questi progetti.

4.5 Area di *business* celle e moduli

La TABELLA 4.2 riporta alcune informazioni relative ai **principali operatori attivi, a livello mondiale, nella produzione di celle e moduli fotovoltaici**, comprendendo sia i produttori integrati che gli assemblatori di soli moduli.

I dati riportati in TABELLA 4.2 evidenziano innanzitutto l'accresciuta competitività delle imprese cinesi in questo segmento di mercato. È interessante **infatti rilevare come le prime 7 imprese per ricavi**

Tabella 4.2

I principali produttori di celle e moduli a livello mondiale

Impresa	Tipologia di impresa	Nazione	Capacità produttiva celle 2010 (MW)	Capacità produttiva moduli 2010 (MW)	Capacità produttiva celle 2011 (MW)	Capacità produttiva moduli 2011 (MW)	Ricavi 2010 (mln €)	Ricavi 2011 (mln €)
Suntech	Celle + Moduli + Wafer	Cina	1.800	1.800	2.400	2.400	2.070	2.365
First Solar	Celle + Moduli	USA	1.500	1.500	2.300	2.300	1.830	1.981
Yingli Solar	Celle + Moduli + Wafer	Cina	1.000	1.000	1.700	1.700	1.351	1.753
LDK Solar Co. Ltd	Celle + Moduli + Wafer	Cina	180	1.500	1.260	2.500	921	1.692
Trina Solar	Celle + Moduli + Wafer	Cina	1.200	1.200	1.700	1.700	1.845	1.539
Canadian Solar	Celle + Moduli + Wafer	Cina	980	1.000	2.000	2.000	1.495	1.429
JA Solar	Celle + Moduli + Wafer	Cina	2.000	300	3.000	1.200	1.271	1.278
SolarWorld	Celle + Moduli	Germania	250	940	800	1.400	1.305	1.047
Q-Cells	Celle + Moduli	Germania	1.100	-	1.200	230	1.354	1.023
Hanwha SolarOne	Celle + Moduli + Wafer	Cina	500	900	1.300	1.500	1.140	882
Sharp	Celle + Moduli	Giappone	1.015	800	1.400	1.400	n.d	n.d
Jinko Solar	Celle + Moduli + Wafer	Cina	600	600	1.500	1.500	267,7	n.d
Conergy	Moduli	Germania	-	250	-	350	665	754
Motech	Celle	Taiwan	1.150	-	1.500	-	720	716
Solon	Moduli	Germania	-	450	-	439	555	500
Aleo Solar	Moduli	Germania	-	280	-	390	553	462
Centro Solar	Moduli	Germania	-	200	-	350	403	293

siano cinesi, ad eccezione dell'americana First Solar, produttrice di moduli CdTe, che è seconda per ricavi complessivi, ma che rimane in testa per quantità di moduli venduti (oltre 2 GW, contro gli 1,9 GW di Suntech). Chiaramente questo si spiega con il fatto che il prezzo di vendita dei moduli CdTe è stato inferiore, nel corso del 2011, rispetto a quelli di prima generazione (SI VEDA CAPITOLO 1). In particolare, **le imprese cinesi hanno guadagnato importanti quote di mercato a scapito dei produttori europei ed, in particolare, tedeschi.** Si pensi che la tedesca Q-Cells è stata sorpassata, per quanto riguarda il fatturato 2011, dalle orientali Yingli, LDK, Trina, Canadian, JA. L'impresa tedesca, storica produttrice di celle, nel corso del 2011 ha attuato un'integrazione a valle nella produzione dei moduli. Essa ha risentito duramente della contrazione del mercato e della caduta dei prezzi delle celle, registrando un EBIT negativo, a fine 2011, di 717 mln €. Tutto ciò ha portato ad una ristrutturazione delle risorse della società, al licenziamento di 250 operai alla fine del 2011 e alla rinegoziazione del termine di pagamento delle obbligazioni di Q-cells. Nonostante ciò, l'azienda si dice però fiduciosa di ritornare a utili positivi nel 2013.

Si nota anche come **le imprese orientali siano caratterizzate da un maggiore grado di integrazione verticale rispetto ai produttori occidentali.** Questo, insieme alla struttura di costo più favorevole, le rende in grado di beneficiare di importanti marginalità anche a fronte di prezzi di vendita estremamente più contenuti, aumentandone la competitività. Si noti a questo proposito che tutte le imprese orientali in TABELLA 4.2. sono integrate nella produzione di celle e moduli, mentre i più grandi assemblatori puri di moduli sono realtà europee, principalmente tedesche. Inoltre, **tutti i produttori orientali hanno ampliato il loro grado di integrazione verticale a monte,** aumentando la capacità installata di wafers fino a coprire la quasi totalità dei fabbisogni interni. Alcune aziende si sono spinte o si stanno spingendo ancora più in là, producendo internamente il silicio di grado solare di cui hanno bisogno. E' il caso di LDK, che ha in programma di aumentare la capacità produttiva di *polysilicon* a 55.000 tonnellate/anno entro fine 2012.

Tutto questo ha avuto delle **ripercussioni negative molto importanti sulla competitività dei produttori occidentali.** Si pensi che le imprese tedesche riportate in TABELLA 4.2 hanno visto diminuire i loro ricavi complessivi, tra il 2010 e il 2011, di oltre il 16%, proprio per la loro incapacità di controbilanciare la diminuzione dei prezzi dei moduli con un

aumento più che proporzionale delle vendite. **Molte di loro per la prima volta hanno sperimentato nel 2011 margini operativi netti negativi** (ad esempio, -365 mln € di EBIT a fine Settembre 2011 per Q-Cells, -230 mln € a Dicembre 2011 per Solarworld, -105 mln € a fine Settembre 2011 per Conergy, -3 mln € a fine Settembre 2011 per Centrosolar). Senza contare i numerosi casi di fallimento, con Solon che ha attivato la procedura fallimentare a fine 2011 e l'inglese BP Solar che, dopo la razionalizzazione della produzione di moduli realizzata nel corso del 2009, nel 2011 ha deciso di abbandonare il settore.

Anche **i produttori orientali, che nel corso del 2010 avevano sperimentato marginalità anche superiori al 20%, hanno registrato marginalità vicine allo zero o in alcuni casi anche negative nel corso del 2011.** Basti pensare che l'*EBITDA Margin* di Suntech nel corso del 2011 è stato di poco superiore al 2,4% mentre Yingli, dai dati a disposizione, ha viaggiato su livelli del -1%. Nonostante ciò, le imprese del *Far East* ed alcune imprese europee hanno aumentato le capacità produttive. In particolare, grazie agli investimenti delle imprese cinesi, l'incremento è stato superiore al 120%. Si pensi che per alcune imprese quali Jinko Solar, Hawinka Solar e Solarworld è arrivato anche a superare il 150%. Il BOX 4.1 descrive il caso dell'India, che oltre a rappresentare un mercato estremamente attrattivo per il fotovoltaico nel prossimo futuro, ha visto importanti incrementi di capacità produttiva delle sue imprese in quest'area di *business*.

Rispetto alla dinamicità ed ai tassi di crescita fatti registrare dai produttori di celle e moduli a livello internazionale, e specialmente in *Far East*, l'industria italiana del fotovoltaico in questo comparto è rimasta molto più stabile. La FIGURA 4.5 illustra l'andamento della capacità produttiva e della produzione complessiva di celle e moduli in Italia e le previsioni al 2012.

Come si nota dalla FIGURA 4.5, **la produzione di celle nel corso del 2011 è diminuita rispetto al 2010 del 4%**, nonostante un aumento della capacità produttiva disponibile (+40%). **La produzione di moduli nel corso del 2011 è aumentata del 39% rispetto al 2010**, raggiungendo i 750 MW complessivi. E' interessante notare come circa il 35% della produzione di moduli sia appannaggio delle imprese di medio-piccole dimensioni (circa 35), con una potenza installata inferiore ai 30 MW. Ben undici tra queste aziende hanno una capacità produttiva che non supera i 5 MW. E' ovviamente molto complesso

Box 4.1**La produzione di celle e moduli in India**

La capacità produttiva di celle e moduli dell'industria indiana è cresciuta notevolmente nel corso del 2011, passando dai soli 200 MW di moduli nel 2010 ad oltre 1.700 MW di moduli e 700 MW di celle, con previsioni che indicano una crescita significativa anche per i prossimi anni. L'India ha recentemente fatto registrare la nascita di nuove imprese produttrici indiane come Alfa Solar, JBM Group, Vorks Energy e Sonali Energies, che hanno allargato le loro attività nel settore energetico alla produzione di moduli, oltre alla crescita dei grandi produttori

già esistenti quali Tata BP, EMMVEE, Moser Baer e XL Energy. Un esempio emblematico di crescita dell'industria indiana è rappresentato dalla Tapan Solar Energy Pvt, che ha avviato, nel suo stabilimento di Neemrana, la produzione di moduli in silicio policristallino con il brand Elecssol. La capacità produttiva attuale dello stabilimento è di 20 MW all'anno, ma l'azienda ha intenzione di portarla a 40 MW entro la fine del 2012. La tecnologia e le linee automatizzate presenti nello stabilimento sono europee e l'efficienza dei moduli si attesta attorno al 15%.

stimare quale sarà la produzione di moduli in Italia nel 2012. Considerando le previsioni di mercato presentate nel CAPITOLO 2 e le opinioni degli operatori intervistati nell'ambito della ricerca, potrebbe intervenire una diminuzione della produzione totale di celle nel corso del 2012 pari a circa il 16% rispetto al 2011 mentre la produzione di moduli messa in campo dalle principali imprese italiane nonostante la probabile o in alcuni casi già avvenuta chiusura di stabilimenti produttivi da una parte e il potenziale incremento di produzione di alcuni *top player* italiani dall'altra (SI VEDA TABELLA 4.6), per l'anno 2012, è controbilanciata dall'entrata in regime delle attività della 3Sun, che a fine 2011 ha iniziato la produzione di moduli a film sottile a doppia giunzione in silicio micromorfo nello stabilimento

di Catania (sebbene la produzione per il 2011 è stata pressoché nulla). Sulla base di queste considerazioni, **si può prevedere per il 2012 una produzione di moduli di circa 905 MW**, in aumento dell'20% rispetto al 2011 nonostante l'entrata effettiva in produzione dello stabilimento della 3Sun, che a pieno regime dovrebbe pesare per circa il 21,5% della produzione italiana.

Nel complesso e come è facilmente intuibile, **il 2011 è stato per i produttori di celle e moduli italiani un anno molto difficile**, per una serie di motivi:

- **l'accresciuta concorrenza asiatica ed il calo sostenuto del prezzo dei moduli** sul mercato europeo ed italiano (SI VEDA CAPITOLO 1) che, secondo molti operatori, è arrivato al di sotto del

Figura 4.5

Andamento della capacità produttiva e della produzione complessiva di celle e moduli in Italia (con previsioni per il 2012)

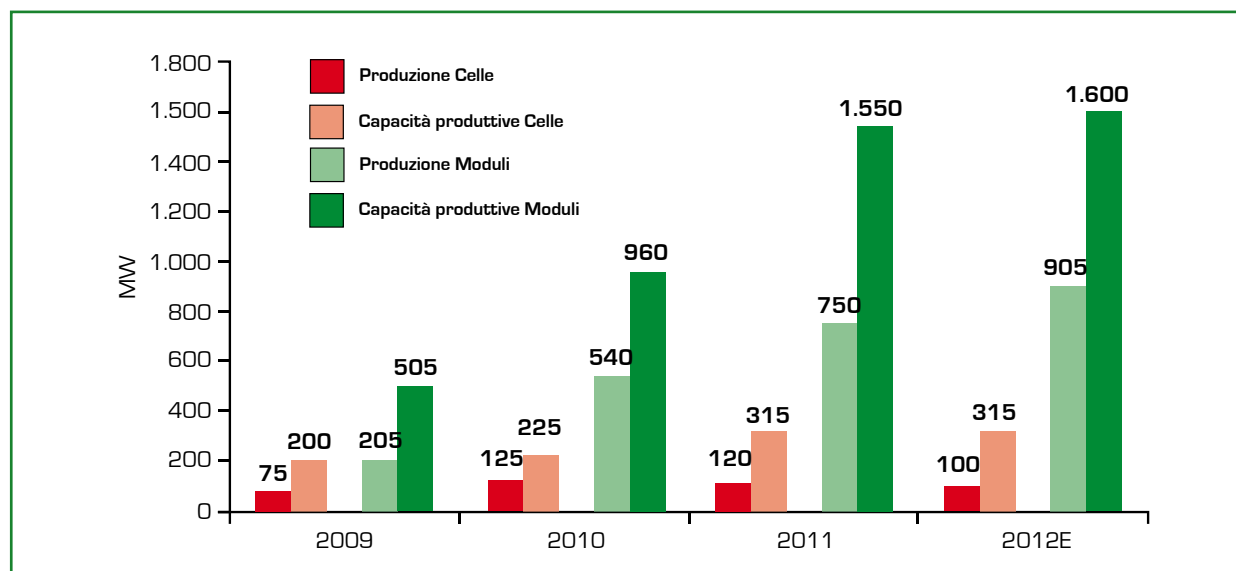


Tabella 4.3

I principali produttori integrati italiani di celle e moduli

Impresa	Capacità produttiva 2010 (MW)	Capacità produttiva 2011 (MW)	Produzione 2011 (MW)	Fatturato 2011 (mln €)	Previsione produzione 2012 (MW)
Solsonica	35 celle	40 celle	25 celle	106,6	15 celle
	70 moduli	150 moduli	95 moduli		80 moduli
Helios Technology	60 celle	60 celle	40 celle	38*	45 celle
	55 moduli	57 moduli	40 moduli		45 moduli
Omniasolar Italia	10 celle	10 celle	8 celle	8,5*	8 celle
X-Group	90 celle	140 celle	45* celle	n.d	n.d
	55 moduli	100 moduli	40* moduli		n.d

*valori stimati

prezzo minimo sostenibile nel lungo periodo, almeno per i produttori italiani;

- **la frenata delle installazioni sul mercato locale**, causata dal periodo di incertezza normativa che ha caratterizzato la prima metà del 2011;
- **la stretta sul credito operata dalle banche** con l'intensificarsi della crisi economico-finanziaria, che ha causato problemi di liquidità a molti produttori, "schiacciati" tra i fornitori di *wafers* e celle (che, in cambio di prezzi convenienti, hanno sempre più spesso richiesto pagamenti *cash*), i distributori ed i clienti (che invece pretendevano condizioni di pagamento particolarmente dilazionate).

Tutti i produttori integrati nel corso del 2011 hanno sperimentato notevoli difficoltà economiche e gestionali. In particolare, **tutti**, in maniera più o meno marcata, **hanno dovuto interrompere o diminuire i turni produttivi, facendo ricorso anche alla cassa integrazione**, a causa dell'assenza di ordini e commesse per il blocco del mercato intervenuto tra Marzo e Maggio in seguito all'emanazione del decreto Rinnovabili. Inoltre, anche nel corso dell'anno le commesse sono state piuttosto discontinue, come analizzato anche dal profilo delle installazioni mensili nel CAPITOLO 2, e le imprese si sono trovate a dover gestire le attività di produzione e i rapporti con i fornitori con un mercato "schizofrenico".

Analizzando nello specifico i produttori integra-

ti italiani, è possibile identificare quali sono stati i rapporti di forza nel corso del 2011 e le principali problematiche che essi hanno dovuto affrontare.

Ad esempio, Solsonica si è confermato il principale produttore integrato in Italia, con una produzione di moduli in crescita del 48% rispetto al 2010, che si era chiuso con una produzione di 64 MW. L'impresa ha invece diminuito la produzione di celle del 28% nel corso del 2011, rispetto ai 35 MW del 2010, ricorrendo maggiormente all'approvvigionamento. Solsonica, pur avendo dovuto far ricorso alla cassa integrazione ordinaria per circa 200 persone a partire da fine Marzo 2011 fino ai primi di Maggio ed aver bloccato l'acquisto di materie prime nei mesi di Marzo ed Aprile, sembra essere riuscita a rimanere tra le imprese italiane più competitive in questa area di *business* nel corso degli ultimi mesi del 2011 e nei primi mesi del 2012. Questo anche grazie alla capacità di rinegoziare dei contratti di fornitura del silicio nel 2011 che, viste le dinamiche dei prezzi, erano ormai divenuti insostenibili. Già da fine 2011, la produzione ha ripreso le sue attività a pieno regime.

La Helios Technology, che già a Novembre 2010 aveva messo in cassa integrazione 190 dei 200 dipendenti a causa della mancanza di liquidità per acquistare le materie prime necessarie alla produzione (in seguito alla causa persa con LDK Solar³) ha attraversato momenti delicati nel corso del 2011, bloccando ripetutamente la produzione. I segnali

³ Cfr. Solar Energy Report 2010, p. 91.

Tabella 4.4

I maggiori produttori italiani di soli moduli

Impresa	Capacità produttiva 2011 (MW)	Produzione 2011 (MW)	Fatturato 2011 (mln €)	Previsione produzione 2012 (MW)
MX Group	180	73	108*	100
Solon	95	40,5	132*	0
Moncada Solar Equipment	100	40	250**	100
Renergies	45	30	45	40
Brandoni	55	27	36	50
Eosolare	50	15	15	20
Solar Green Energy	50	12	8,4	n.d

* Fatturato relativo alle attività di EPC
** Fatturato relativo a Moncada Energy Group (attiva nell'EPC e nella gestione di impianti fotovoltaici eolici e a biomasse)

però sono incoraggianti perché dai primi mesi del 2012 ha iniziato nuovamente a produrre a pieno regime e le previsioni di produzione per il 2012 sono maggiori rispetto al dato di fine 2011.

Una situazione critica è quella che sta vivendo X-Group Spa: nel novembre del 2011 l'agenzia regionale Sviluppo Veneto, che deteneva il 7,5% del capitale della società, si è dissociata pretendendo il pagamento delle azioni che deteneva. Questo problema, accompagnato da una diminuzione rilevante dei volumi richiesti e da problemi di liquidità, ha comportato il blocco degli impianti di San Pietro in Viminario (per quanto riguarda la produzione di celle) e di Cisterna di Latina (per quanto riguarda la produzione di moduli) ed il ricorso alla cassa integrazione. Attualmente è in atto una ristrutturazione societaria.

La TABELLA 4.4 riporta invece informazioni circa i principali produttori italiani di soli moduli.

Nella TABELLA 4.4 compare la tedesca Solon in quanto, pur avendo casa madre in Germania, opera nel nostro Paese attraverso un'impresa italiana, Solon Spa. Nel 2011 l'impresa, nonostante sia uno dei principali produttori di soli moduli in Italia, ha spostato il suo *core-business* dalla produzione di moduli alla progettazione, installazione e manutenzione di impianti fotovoltaici, attività che ha determinato più della metà del suo fatturato. Sul finire dell'an-

no, inoltre, **si sono acuiti i problemi della casa madre e le difficoltà di liquidità della *subsidiary* italiana, che hanno portato Solon a decidere di abbandonare la produzione** dello stabilimento di Carmignano del Brenta (Padova), con oltre settanta addetti, dedicandosi unicamente alla progettazione, sviluppo, realizzazione e manutenzione di impianti fotovoltaici chiavi in mano. Per quanto riguarda gli altri operatori, **MX Group**, grazie anche al completamento dell'acquisizione di Solarday, **si riconferma il primo modulista puro italiano** (secondo in assoluto solo a Solsonica), mentre Renergies e Brandoni Solare mantengono la loro produzione su livelli non dissimili dal 2010.

Così come le imprese integrate anche i produttori di moduli, a valle dell'approvazione del Decreto Rinnovabili, si sono trovati costretti a fermare completamente le linee produttive, a diminuire i turni di lavorazione con l'utilizzo della cassa integrazione, e, in alcuni casi, anche ad effettuare tagli di personale. Nel caso di MX Group, dopo due mesi di cassa integrazione che ha coinvolto solo un terzo delle risorse coinvolte, a metà Novembre 2011 l'impresa è riuscita a riprendere la produzione, su due turni anziché su tre.

Alcune imprese, seppur sperimentando notevoli problemi, **hanno completato gli investimenti avviati prima del periodo di crisi intervenuto nel 2011**. Ad esempio, Ferrania Solis ha terminato il ricorso alla cassa integrazione il 13 Giugno del

2011, e sempre nel mese di Giugno ha terminato l'installazione dei lavori per la messa in funzione della seconda linea produttiva da circa 15 MW per 70.000 moduli fotovoltaici. Le imprese, inoltre, hanno dovuto rinunciare a contratti, richiesti una volta rientrati in vigore gli incentivi. Basti pensare che V-Energy ha dovuto rinunciare a contratti già conclusi per un valore di circa 5 mln €.

È possibile riassumere come segue le strategie che i produttori di celle e moduli e modulistri hanno cercato di mettere in atto per far fronte al calo delle marginalità e delle quote di mercato, che rappresentano le principali traiettorie che essi cercheranno verosimilmente di seguire nei prossimi anni per continuare ad operare sul mercato :

- **ricercare opportunità di differenziazione ed unicità del “sistema” fotovoltaico**, piuttosto che puntare sul semplice costo e sull'efficienza dei moduli, creando dispositivi che si adattino ad esigenze particolari, soprattutto nel segmento residenziale e industriale. Un esempio in questo senso è rappresentato dai moduli fotovoltaici con celle colorate, che possono adattarsi a ogni tipo di costruzione, sviluppati da Brandoni Solare. L'impresa di Castelfidardo (AN) ha proposto sul mercato moduli con celle “rosso mattone”, supportati da fissaggi dello stesso colore, per favorire la mimetizzazione dei moduli sugli edifici e riducendo notevolmente l'impatto visivo. Altro esempio è quello dei moduli ibridi fotovoltaico-termici, che consentano la produzione congiunta di acqua calda ed energia elettrica, su cui hanno lavorato sia Brandoni Solare che Fototherm,

società che opera presso Udine e che ha sviluppato un brevetto di modulo ibrido fotovoltaico termico ottenuto modificando un modulo commerciale (fornito dalla Canadian Solar). Sempre in questa direzione va il tentativo di puntare su sistemi fotovoltaici integrati architettonicamente, come accade con le vetrate fotovoltaiche completamente integrate prodotte da Energy Glass e Union Glass;

- **puntare ancora di più sull'internazionalizzazione**, cercando di valorizzare la qualità del prodotto *made in Italy* e puntando su quei segmenti che richiedono un prodotto di gamma medio-alta, poiché è diventato ormai impossibile competere sul prezzo dei moduli, almeno per quanto riguarda le tecnologie di prima generazione. Ad esempio MX Group, dopo aver aperto nel Dicembre 2010 lo stabilimento americano MX Solar USA, che nel 2011 ha contribuito al 26% della produzione (in MW di moduli) e al 24% del fatturato complessivo, sta pianificando di aprire un nuovo stabilimento produttivo in Serbia nel corso del 2012, per realizzare l'enorme commessa da 1 GW di impianti, da installare tra il 2013 e il 2015, che l'azienda brianzola si è aggiudicata, in qualità di EPC Contractor e fornitore di moduli. Il committente è la società lussemburghese Securum Equity Partners Europe SA che ha sottoscritto un accordo quadro con la Repubblica di Serbia per un investimento complessivo pari a circa 1,75 mld €. Si tratta infatti del parco solare più grande del Mondo, denominato “Onegiga Project”, costituito da cento impianti da 10 MW ciascuno, installati in prossimità degli elettrodot-

Box 4.2 Moncada

Moncada nasce nel 1991 ad Agrigento, come società specializzata nel settore dell'edilizia e delle infrastrutture pubbliche. A fine anni '90, l'impresa si diversifica acquisendo una partecipazione in una società che opera nell'ambito della installazione e gestione di sistemi di supervisione e telecontrollo. A seguito della liberalizzazione del mercato elettrico italiano, Moncada si affaccia al settore dell'energia rinnovabile da fonte eolica. Nel 2008 viene costituita la Holding Moncada Energy Group, che controlla direttamente dodici società attive in diverse aree di business e diversi mercati, che si concentrano sulla produzione di energia da impianti eolici, fotovoltaici e a biomassa, occupandosi anche della loro progettazione e realizzazione.

Sempre nel 2008 l'impresa acquista una linea per la produzione di pannelli solari in *thin film* di silicio amorfo e comincia la realizzazione di moduli di grandi dimensioni (2,20 x 2,60 m). Nel 2011 il gruppo aumenta la propria capacità produttiva di moduli a film sottile portandola a 100 MW all'anno. Al 2011 il gruppo vanta un portafoglio impianti di sua proprietà di 328 MW, di cui 234 MW da fonte eolica, 50 MW fotovoltaici e 44 MW di impianti a biomassa. La *mission* dell'impresa prevede di rafforzare la propria presenza nel comparto dell'energia in Italia, ma anche e sempre di più, sul mercato internazionale. Già oggi Moncada è attivamente impegnata nello sviluppo di progetti in Romania, Bulgaria, USA, Sud Africa, Tunisia e Malesia.

ti e su terreni non agricoli. Anche gli altri produttori di moduli sono alla ricerca di importanti commesse, principalmente dai mercati dell'Est in via di sviluppo con la speranza che contribuiscano ad incrementare la saturazione della loro capacità produttiva. **Certo sull'internazionalizzazione i produttori italiani devono ancora lavorare molto.** Si pensi che, nel complesso, considerando sia i produttori di celle e moduli che i modulist puri, l'incidenza media sul fatturato delle esportazioni si è attestata nel corso del 2011 intorno al 5%.

Una società che sembra puntare decisamente sui mercati esteri è l'italiana Moncada, che viene descritta nel BOX 4.2.

Sia gli operatori integrati che i produttori di moduli **vedono il 2012, e soprattutto la seconda metà dell'anno, come un discrimine importante per**

comprendere le chance che essi avranno di mantenere l'attività produttiva nel nostro Paese. Alcune imprese sono riuscite a bloccare in tempo la costruzione di nuovi impianti e l'incremento di capacità produttiva che avevano previsto di realizzare alla luce dei ritmi di crescita che il mercato aveva dimostrato negli ultimi anni. E' tuttavia difficile pensare che le imprese riusciranno a saturare la capacità produttiva installata nel 2011 e sarà importante capire quali produttori avranno maggiori *buffer* a disposizione per realizzare ulteriori riduzioni e contenimenti dei costi ed aumenti dei ricavi, ad esempio da realizzarsi attraverso una spinta attività di internazionalizzazione (ad esempio verso i promettenti paesi dell'Est Europa)

Spostandosi invece sui produttori di film sottile, il BOX 4.3 riporta alcune informazioni in merito ai principali produttori mondiali di moduli di seconda generazione.

Box 4.3

I principali produttori di film sottile a livello mondiale

La TABELLA 4.5 fornisce alcune informazioni riguardo ai principali produttori di moduli in film sottile a livello mondiale.

inoltre, un ulteriore aumento della capacità produttiva fino a 3 GW nel 2013. Si registra tuttavia un'importante crescita della capacità produttiva e di produzione in

Tabella 4.5

I principali produttori di moduli a film sottile a livello mondiale

Impresa	Paese	Tecnologia	Produzione 2010 (MW)	Capacità produttiva 2011 (MW)	Produzione 2011 (MW)
First Solar	USA	CdTe	1.412	2.300	1.900
Solar Frontier	Giappone	CIS	74	980	350
Sharp	Giappone	μ -Si/a-Si	250	320	280
Trony Solar	Cina	a-Si	145	295	190
GS Solar	Cina	a-Si	55	400	180
Sungen Anwell	Cina	a-Si	15	225	170
Kaneka	Giappone	μ -Si/a-Si	60	150	115
NexPower (UMC)	Taiwan	μ -Si/a-Si	84	130	100
United Solar Ovonics	USA	a-Si	90	120	80
QS Solar	Cina	a-Si	70	165	80
Saint Gobain Solar	Francia	CIS	30	130	30

Come si può notare, First Solar rimane il *leader* assoluto di questa classifica, superando la produzione cumulata di tutti gli altri *top* operatori di film sottile e progettando

generale da parte tutti gli operatori, che complessivamente hanno aumentato la produzione del 52% tra il 2010 e il 2011 ed hanno piani di aumento della capacità

produttiva complessiva mediamente superiori all'80% nei prossimi due anni. Il più grande "balzo" in avanti in questo senso è stato compiuto dalla giapponese Solar Frontier, attiva nella produzione di moduli CIS, la cui capacità installata è passata da 80 MW del 2010 a 1.000 MW nel 2011, con una crescita della produzione da 70 a 350 MW. Due importanti nuovi entranti sono GS Solar e Sungen, imprese cinesi produttrici di moduli in silicio amorfo, che guadagnano la quinta e la sesta posizione a livello globale e hanno in programma importanti piani di espansione ed in particolare di portare la capacità produttiva entro il 2013 a 550 MW per GS Solar ed a 1500 MW per Sungen, con un incremento della capacità produttiva di oltre cinque volte in due anni. Mentre lo storico produttore americano Solyndra è uscito definitivamente dal settore, dichiarando bancarotta nel

settembre del 2011. Di certo i moduli in film sottile cilindrici Solyndra avevano dei problemi a competere sul mercato con i pannelli in policristallino cinesi. Il sofisticato processo di fabbricazione portava infatti ad un prezzo di vendita molto più alto della concorrenza cinese e il pannello americano poteva solo essere installato su tetti piani. Per quanto riguarda produttori di film sottile italiani, i più interessanti sono senza dubbio Moncada Solar Equipment, come illustrato in TABELLA 4.6 che ha ampliato la capacità produttiva passando da 40 MW nel 2010 a 100 MW nel 2011, e il consorzio 3Sun, composto da Enel Green Power, Sharp e STMicroelectronics, ha inaugurato a Catania uno stabilimento per la produzione di moduli a film sottile in silicio micromorfo che produrrà nel corso del 2012 circa 1,5 mln di moduli per una potenza di circa 195 MW.

4.6 Area di *business inverter*

Per quanto riguarda gli inverter, la TABELLA 4.6 riporta i principali produttori a livello mondiale. In particolare si nota che **SMA mantiene saldamente la prima posizione di questa classifica con una produzione 2011 di oltre 7 GW**. SMA è seguita in questa particolare classifica da Power-One, che ha aumentato la sua capacità produttiva da 3 a 7 GW in poco più di un anno, grazie all'apertura di tre stabilimenti, negli USA (1 GW), Canada (500 MW) e Cina (1 GW), che nel 2011 hanno prodotto complessivamente 670 MW di inverter. Anche Kaco ha accresciuto notevolmente la propria capacità produttiva, raggiungendo i 4,2 GW con l'apertura di un

nuovo stabilimento da 2 GW in Ontario (Canada), che nel 2011 ha già prodotto circa 700 MW, destinati soprattutto al mercato canadese. Al momento, sul panorama internazionale, **ci sono poco più di 150 fornitori di inverter, ma i 10 produttori principali hanno controllato** nel corso del 2011 una quota di mercato che oscilla tra **il 70 e il 75% dell'installato mondiale**. Inoltre, sembra che questo numero non sia destinato a cambiare significativamente almeno per i prossimi due anni. In questo segmento gli operatori sono relativamente pochi a livello globale, ma il brand, è ancora un elemento essenziale nella scelta del componente che oggi rappresenta circa il 10-12% dei costi totali del sistema fotovoltaico (SI VEDA CAPITOLO 1). Inoltre, come già anticipato nel

Tabella 4.6

I principali produttori mondiali di inverter

Impresa	Nazione	Produzione 2010 (GW)	Capacità produttiva 2011 (GW)	Produzione 2011 (GW)	Fatturato 2011 (mln €)
SMA	Germania	7,5	11	7,6	1.710
Power One	USA	2,6	7	2,9	1.020
Kaco	Germania	1,5	4,2	3	870*
Fronius	Austria	1,5	2,5	1,3	380
Danfoss	Danimarca	1,2	3,5	1	290*

*valori stimati

PARAGRAFO 4.3, questi operatori sono stati gli unici nel corso del 2011 a mantenere **una marginalità significativamente superiore rispetto a quelli attivi in altre aree di business**. Inoltre, l'effetto scala e la presenza internazionale è stata nel 2011 un fattore chiave per ottenere marginalità più elevate. Si pensi ad esempio a SMA e Power One che nel corso del 2011 hanno sperimentato un *EBITDA Margin* medio rispettivamente del 23,2% e del 26,8%, nettamente superiore rispetto alla media del settore (SI VEDA PARAGRAFO 4.3).

Va detto che durante il 2011, specialmente nei primi mesi dell'anno, il mercato degli inverter è stato interessato da un fenomeno di sovra-offerta, in particolare modo in Germania, che ha avuto ripercussioni su tutta l'Europa. **Si stima che ad inizio 2011 ci fossero circa 2,5 GW di inverter stoccati ed inventuti nei magazzini tedeschi**. Il mercato non è stato quindi in grado di assorbire tutta la produzione, con la conseguenza di un abbassamento notevole dei prezzi degli inverter, in media del 27% (SI VEDA CAPITOLO 1).

La TABELLA 4.7 mostra invece i produttori italiani di inverter con una maggiore capacità installata.

La produzione complessiva *made in Italy* di inverter nel corso del 2011 si è attestata su 4,7 GW, livello leggermente inferiore rispetto ai valori del 2010 (-2%). **La prima posizione di questa classifica resta occupata da Power One**, che ha prodotto

in Italia 2,3 GW di potenza fotovoltaica nel corso dell'ultimo anno, dato in flessione rispetto al 2010 (-300 MW). Nel corso del 2011, l'azienda ha effettuato un processo di assestamento dopo il *boom* del 2010, ridimensionando l'organico del suo stabilimento di Terranuova Bracciolini, da 950 unità nel 2010 a 850 nel 2011, e avvalendosi di 1.100 addetti esterni (di aziende subfornitrici) per far fronte ai picchi di produzione. Elettronica Santerno, nonostante abbia attraversato dei momenti difficili nel corso del 2011 a seguito delle voci di una possibile cessione parziale dell'azienda ed al ricorso alla cassa integrazione, ha mantenuto una produzione di 900 MW, in linea con il dato del 2010.

Bisogna sottolineare come **anche nel 2011 il mercato italiano degli inverter sia stato interessato dalla competizione asiatica in modo molto minore rispetto al caso di celle e moduli**. Si stima infatti che la quota di mercato degli operatori cinesi nell'area di *business* degli inverter in Italia non superi il 2,5%. Nonostante le prestazioni degli inverter cinesi siano decisamente migliorate nel corso dell'ultimo anno, sia per quanto riguarda i livelli di efficienza che di affidabilità, esistono ancora alcuni problemi legati alle variazioni della tensione e della corrente in input. Va detto che il prezzo degli inverter asiatici si è mantenuto inferiore del 10-15% in media rispetto a quelli europei ed il servizio post vendita non viene effettuato dall'azienda asiatica, ma tipicamente è assegnato in *outsourcing* ad un partner europeo. I produttori asiatici più attivi in Europa in questa area

Tabella 4.7

I principali produttori italiani di inverter per capacità installata

Impresa	Sede	Produzione 2010 (MW)	Capacità produttiva 2011 (MW)	Produzione 2011 (MW)	Produzione Previsionale (MW)
Power One Italy	Terranuova Bracciolini (AR)	2.600	4.500	2.300	3.000
Elettronica Santerno	Imola (BO)	880	1.199	900	850
Aros Solar Technology (Riello Elettronica)	Lissone (MB)	310	1.000	500	100
Siel	Cormano (MI)	380	650	250	300
Answer Drivers	Montebello Vicentino (VI)	195	225	200	225
Astrid Energy Enterprises	Poppi (AR)	185	180	180	n.d
Fimer	Ronco Briantino (MI)	n.d	145	125	200

di *business* sono Sungrow, Eversolar e Samil Power.

Infine, i produttori italiani di inverter nel 2011 hanno continuato a sfruttare in modo importante le opportunità di esportazione che il mercato internazionale ha offerto loro. L'*export* rappresenta infatti una parte vitale del business di questi operatori. Si stima che la quota delle esportazioni sul loro fatturato abbia raggiunto il 20% nel corso del 2011, valore più elevato nei primi mesi dell'anno, quando il mercato interno era pressoché bloccato per effetto dell'approvazione del Decreto Rinnovabili. Tali livelli di esportazione sono stati raggiunti grazie all'apertura di filiali commerciali all'estero, in modo da garantire una forte presenza locale. Emblematica in questo caso l'esperienza dell'imolese Elettronica Santerno, presente nel Mondo con sette tra filiali e uffici commerciali localizzate nei paesi di maggior interesse, e precisamente in Spagna, Russia, USA, Brasile, Cina, Germania, India e Canada. Nel 2011, l'azienda ha avuto un'incidenza delle esportazioni sul fatturato vicina al 30%, ma l'obiettivo dell'impresa è di arrivare fino al 70% di esportazioni nei prossimi due anni. In questo senso, i produttori di inverter italiani saranno probabilmente più in grado, rispetto ai modulatori, di far fronte al possibile ulteriore ridimensionamento delle installazioni che interesserà nei prossimi mesi il mercato italiano (si veda PARAGRAFO 2.2.2).

Per quanto riguarda l'installazione degli *smart inverter* (SI VEDANO CAPITOLO 3 E CAPITOLO 7) nono-

stante le richieste tecniche della norma non siano complesse dal punto di vista tecnologico, il tempo di implementazione delle modifiche per gli operatori è molto ristretto, tant'è che verosimilmente, diversi operatori avranno difficoltà ad implementare le modifiche necessarie per l'adeguamento nei tempi previsti. Inoltre, per i grandi produttori di inverter, che servono anche mercati internazionali, si prospetta una moltitudine di adeguamenti in modo da soddisfare le norme vigenti in ciascun Paese, diverse tra loro e che comportano una riprogettazione delle modifiche per ogni Paese. Quest'attività di modifica e di adeguamento impegnerà verosimilmente tutto il 2012, in quanto norme analoghe alla CEI 0-21 sono al vaglio in Spagna, Portogallo, Inghilterra, Francia e Slovenia e, con ogni probabilità, entreranno in vigore nel corso del 2012. Per lo sviluppo di inverter "*smart*", capaci cioè di dialogare in modo attivo con la rete, scegliendo i momenti ottimali per la cessione di energia alla rete e per l'autoconsumo, con l'ausilio degli accumulatori, si dovrà aspettare i primi mesi del 2013 (SI VEDA CAPITOLO 3), anche perché questi sistemi necessitano di un sistema elettrico diverso da quello attuale, un sistema che non dipenda solo dalla produzione di energia ma anche e soprattutto dai consumi.

4.7 Area di *business* distribuzione e installazione

La TABELLA 4.8 mostra i principali operatori italiani nella distribuzione di sistemi fotovoltaici.

Tabella 4.8

I principali distributori italiani di sistemi fotovoltaici

Azienda	Paese	Città	MW 2011 (moduli)	MW 2011 (Inverter)	Ricavi 2011 (mln €)
Enerpoint	Italia	Nova Milanese (MB)	58,2	109,5	100*
Sunerg	Italia	Città di Castello (PG)	64*	64*	86
Tecnospot	Italia	Brunico (BZ)	35	140	83
Vp Solar	Italia	Treviso	40	40	55
Saint Gobain Solar System**	Italia	Milano	21	5	29
Enereco	Italia	Sarcedo (VI)	15	15	20
Dea	Italia	Cori (LT)	13,5	13,5	18
Galeo Energy	Italia	Roma	8,5	8,5	12

* Riferiti alla sola attività di distribuzione ** Impresa italiana con casa madre in Francia

Anche l'area di *business* della distribuzione nel corso del 2011 è stata sotto particolare pressione nel nostro Paese, innanzitutto per effetto dell'accresciuta competizione internazionale, che si è manifestata nei primi 9 mesi del 2011 soprattutto per mano degli operatori tedeschi e spagnoli (EnergieBau, IBC Solar, Krannich Solar e Proinso), la cui quota di mercato in Italia si è attestata attorno al 20-25%. A ciò si è aggiunto un fenomeno più recente, quello dei *broker* fotovoltaici, imprese di piccole dimensioni sia attive nel fotovoltaico da pochi anni che in settori diversi che hanno colto l'opportunità data dall'abbassamento dei prezzi del settore e hanno acquistato nel corso del 2011 grandi *stock* di moduli (soprattutto asiatici) per rivenderli agli installatori a prezzi molto bassi e spesso senza la dovuta assistenza e livello di servizio.

I distributori attivi in Italia hanno cercato di reagire a questa situazione di difficoltà in vari modi, mettendo in atto delle strategie che con ogni probabilità si rafforzeranno nei prossimi mesi. **Gli operatori con le competenze interne necessarie hanno rafforzato la loro presenza nelle attività a valle**, di progettazione ed installazione di impianti di medio-grandi dimensioni. Si pensi ad Enerpoint, che ha ottenuto più del 52% del proprio fatturato nel corso del 2011 attraverso le attività di progettazione e installazione. E' altresì vero che queste attività diventeranno sicuramente meno redditizie già a partire dal 2012 con il rischio di un eccesso nell'offerta

di servizi (soprattutto per il segmento dei grandi impianti e delle centrali) rispetto al mercato effettivo previsto per questi segmenti di mercato (SI VEDA PARagrafo 2.2.2). **Altri hanno cercato di riproporre il concetto di pacchetto fotovoltaico "tutto compreso"**, per impianti di taglie *standard* (ad esempio 3 a 20 kW). È il caso di Galeo Energy, che ha cominciato a commercializzare un kit delle dimensioni di un pallet contenente tutti i componenti dell'impianto, dai moduli all'inverter ai sistemi di fissaggio. **Infine, altri distributori italiani hanno cercato di stipulare accordi di collaborazione, o addirittura di acquisizione e fusione, con i grandi operatori stranieri**, con l'obiettivo di sfruttare sinergie ed economie di scala nell'attività di *procurement*. È il caso di Tecnospot, che nel 2011 ha siglato un accordo con il colosso della distribuzione tedesco BayWa, società con 7,9 mld € di fatturato che opera nella logistica, distribuzione e vendita nel settore dell'agricoltura, dei materiali da costruzione e dell'energy, che ha acquisito il 70% della società altoatesina. In particolare, nel settore energy, l'azienda si occupa di attività di distribuzione nel settore delle rinnovabili.

Passando all'attività di progettazione ed installazione dell'impianto, nella TABELLA 4.9 sono riportati i principali operatori attivi sul mercato italiano, ordinati per installato nel 2011.

Dall'analisi della TABELLA 4.9 si nota un consolidamento della *leadership* di Enel.si, che raggiunge

Tabella 4.9

I principali *EPC* e *System Integrator* attivi sul mercato italiano

Azienda	Paese	Sede italiana	Installato 2011 (MW)
Enel.si	Italia	Roma	180
ABB	Svizzera	Milano	106
Ecoware	Italia	Padova	80
Terni Energia	Italia	Terni	76
Sun Edison	USA	Milano	70
9REN	Spagna	Milano, Roma	60
Enerray	Italia	Bologna	50
Energy Resources	Italia	Ancona	45
Arse (Acea)	Italia	Roma	44
Opde (Gruppo Opde)	Spagna	Torino	40

i 180 MW di impianti installati nel 2011 (valore del 20% superiore rispetto al 2010), ampliando la sua rete di franchising con oltre 700 installatori totali affiliati a fine 2011. Il modello del franchising sembra molto adatto al recente sviluppo del mercato fotovoltaico italiano, specialmente per quanto riguarda il notevole calo del prezzo degli impianti anche di piccola taglia, residenziali. Potendo effettuare acquisti centralizzati, per tutti gli installatori affiliati, questo modello consente di ottenere infatti degli importanti sconti sui volumi acquistati. Un modello simile è stato messo in atto da Sorgenia. Nel primo trimestre del 2012 sono stati stipulati circa 600 contratti, 206 dei quali nel solo mese di Febbraio; di questi, in totale a Marzo risultano allacciati 42 impianti per una potenza totale pari a 185 kW. Inoltre, sempre Sorgenia ha stipulato nel mese di Gennaio un accordo quadro a livello nazionale con il consorzio ABN che prevede sia il Rilancio dei precedenti bandi 1000 tetti fotovoltaici, che grazie all'accordo diventano "1000 tetti fotovoltaici - sole mio", sia la realizzazione di 640 impianti in Sicilia e in Friuli Venezia Giulia; di questi, 70 impianti sono già realizzati e in fase di allaccio alla rete elettrica nazionale. Questo programma rientra nella attività di riorganizzazione delle *business unit* relative al fotovoltaico, con progressivo abbandono della generazione mediante impianti "a terra", per concentrarsi sulla generazione distribuita con impianti su tetti e coperture.

Da rilevare è anche il caso di ABB, che ha sempre avuto una forte specializzazione sulle centrali sopra 1 MW di potenza grazie alle sue competenze specialistiche in attività di progettazione per impianti di grandi dimensioni. Dopo aver sfruttato l'opportunità offerta dal Salva Alcoa a fine 2010, è riuscita anche a realizzare diverse centrali fotovoltaiche prima dell'apertura del Registro dei Grandi Impianti nella seconda metà del 2011, che hanno fatto salire il livello di potenza complessivamente installata nell'anno. Per questa impresa, come per altre multinazionali attive nelle attività di EPC per impianti di grandi dimensioni (quali Siemens e Schneider) risulta più complesso ri-focalizzarsi sulle attività di progettazione e installazione di impianti di medio-piccole dimensioni, specialmente se a tetto.

Seguono in questa particolare classifica Ecoware e Terni Energia, che si attestano su valori di installato in linea con l'anno precedente. La strategia di questi due operatori, in particolare Terni Energia, è stata quella di realizzare impianti di proprietà da gestire per un arco di tempo limitato e da rivendere sul

mercato nel momento in cui gli incentivi dovessero diminuire sensibilmente.

Chiaramente questa area di *business*, durante il 2011, è stata profondamente influenzata da alcune dinamiche che hanno creato tensioni e difficoltà tra i principali operatori. **In primo luogo il "vuoto" normativo nei primi mesi dell'anno e la riduzione mensile delle tariffe incentivanti del Quarto Conto Energia nel secondo semestre dell'anno** hanno contribuito ad aumentare enormemente l'incertezza sui ritorni economici attesi di un impianto fotovoltaico, soprattutto nel caso degli impianti di grande taglia. Questo ha fatto sì che un semplice ritardo nei lavori di installazione o nelle procedure autorizzative avrebbe comportato il passaggio al mese successivo, con un peggioramento della redditività dell'investimento. In secondo luogo, **la stretta sul credito e l'elevata incertezza del rendimento dell'investimento** cui si è appena fatto cenno hanno determinato un aumento notevole del costo del capitale per il finanziamento con debito dell'impianto, che si è attestato mediamente in un intorno dell'8% nel corso del secondo semestre del 2011. Questo ha favorito gli operatori di maggiori dimensioni, che vantavano maggiore credito presso gli istituti bancari o in grado di offrire soluzioni di *vendor finance*, attraverso una forte dilazione dei pagamenti dovuti, a tassi di interesse agevolati. Infine, bisogna considerare **l'attesa sullo shift di mercato**, che non è stato così marcato nel corso del 2011 (a differenza delle attese) a causa del Registro Grandi Impianti che diventava effettivo da Settembre 2011 e che solo a fine 2011 e nei primi mesi del 2012 (e probabilmente per tutto l'anno) richiederà a questi operatori una ri-focalizzazione dei segmenti di mercato presidiati. Tutto ciò **ha chiesto e chiederà a molti EPC di riorganizzarsi e rivedere pesantemente le loro strategie commerciali**.

In questo contesto, i principali operatori attivi nel campo della progettazione ed installazione **hanno cercato di estrarre maggiore valore dalle attività di O&M**, ad esempio sviluppando *in house* sistemi di monitoraggio e SCADA per la gestione integrata di parchi fotovoltaici, di propria costruzione come Siemens e ABB o realizzati da terzi, come la romana Kenergia e la lombarda Vesta. Alcuni operatori, come Martifer Solar, sono andati oltre la semplice attività di O&M, acquisendo impianti già esistenti dopo attenta *due diligence*, mettendo in campo una specifica attività di *performance improvement* finalizzata ad incrementare il valore dell'impianto, che hanno poi rivenduto sul mercato secondario. Inol-

Box 4.4**TerniEnergia**

Fondata nel 2005 e parte del Gruppo Terni Research, l'azienda opera sia come *EPC Contractor*, realizzando impianti chiavi in mano per clienti terzi, sia come produttore di energia da fotovoltaico. A partire dal 2008, TerniEnergia è quotata sulla Borsa Italiana e, nel 2010, sul segmento Star. Come EPC, l'impresa si occupa di tutte le attività necessarie per la costruzione dell'impianto, dalla progettazione, all'installazione, telecontrollo, monitoraggio e manutenzione, specializzandosi soprattutto in impianti di taglia industriale e centrali. Dal 2007, il Gruppo è operativo anche nel settore della produzione di energia elettrica da tecnologia fotovoltaica, attraverso le *Joint Venture* con EDF Energies Nouvelles Italia S.p.A. Inoltre, attraverso la controllata Lucos Alternative Energies, opera nello svi-

luppo di impianti di efficienza energetica. Il Gruppo TerniEnergia si rivolge ad una clientela rappresentata principalmente da grandi gruppi industriali, società elettriche municipalizzate o nazionali, enti locali, investitori privati e fondi di investimento. Al 31 Dicembre 2011 il Gruppo ha all'attivo 193 MW di installazioni fotovoltaiche, di cui 76 installati nel 2011 tra impianti di proprietà e impianti realizzati per terzi. In particolare, a fine 2011 il Gruppo gestisce circa 62 MW di impianti fotovoltaici (61 impianti) di proprietà attraverso 12 *Joint Venture* paritarie che hanno garantito nel corso del 2011 una produzione di circa 80 mln kWh. Il gruppo vanta inoltre una forte presenza all'estero, in particolare in Sud Africa ed in Grecia, dove ha già realizzato 10 MW di impianti fotovoltaici.

tre, sono pochi i casi di imprese che effettuano attività di consulenza e *due diligence* per lo sviluppo di impianti e che affiancano a queste attività anche l'O&M&I (*Operation, Management And Improvement*). Per esempio Kenergia ha realizzato questo tipo di attività su circa 60 MW di impianti cercando di rimediare ai difetti di progettazione ai moduli installati difettosi e al consumo degli ausiliari non preventivato (eccessivo raffrescamento degli inverter) oltre alle tradizionali attività di O&M. Questo è un modello di business che potrebbe diffondersi nel corso del 2012, sul quale hanno già riposto l'attenzione o potrebbero riporla EPC Contractor che non sono in grado di rifocalizzarsi sui medi impianti. Inoltre, **anche gli EPC si sono mossi molto sul mercato internazionale**, utilizzando come strategia di ingresso principale l'apertura di filiali nei paesi di interesse, normalmente in partnership con imprese locali già attive sul mercato. È il caso di Enerpoint

(che ha acquisito la società israeliana Friendly Energy), di Terni Energia (che ha fondato Terni Energia Hellas in Grecia) e la padovana Ecoware (che ha dato vita ad Ecoware Sud Africa). Quello della focalizzazione sulle attività di O&M e sul mercato secondario, oltre che la crescente internazionalizzazione ai mercati promettenti, rappresentano due tendenze che verosimilmente si confermeranno anche nei prossimi mesi. I BOX 4.4, 4.5 e 4.6 riportano i casi di tre imprese attive nella progettazione e installazione di impianti fotovoltaici che stanno rivendo o hanno rivisto i propri modelli di *business*. Terni Energia che differenziando il proprio business sia sui mercati esteri sia su attività afferenti al settore dell'efficienza energetica sta cercando di ritagliarsi una posizione di *leadership* anche per il 2012. Ravano Green Power, che nasce come impresa attiva nella generazione di energia elettrica e che ha allargato le proprie attività alla progettazione e installazione e

Box 4.5**Ravano Green Power**

Il Gruppo Ravano nasce nel 2006 con l'obiettivo di investire nelle fonti rinnovabili, attraverso la controllata Ravano Green Power. La *mission* dell'impresa è realizzare e gestire centrali elettriche di proprietà, alimentate da fonti rinnovabili, ed in particolare da sole, biomasse, vento e acqua. Ad oggi, il gruppo possiede e gestisce 16 MW di centrali di proprietà (fotovoltaico, biogas, eolico e idroelettriche). Nel 2008 inizia ad operare sul mercato come

EPC contractor, realizzando impianti chiavi in mano per conto di terzi, sfruttando le proprie competenze e una rete commerciale diffusa su tutto il territorio nazionale. Si occupa inoltre dell'attività di O&M, sia sui propri impianti che su impianti di terzi. Nel 2011 il gruppo vanta un cumulo di installazioni per impianti realizzati conto terzi di 31 MW, occupandosi inoltre della manutenzione di 12 MW di questi impianti.

Box 4.6

Vesta

Vesta è una società di ingegneria e consulenza che dal 2012 ha ampliato la propria gamma di servizi con la realizzazione in proprio di impianti fotovoltaici ibridi (con recupero termico), integrati con pompe di calore elettriche ed interventi sull'involucro edilizio. Vesta risponde in tal modo all'esigenza di una nicchia di mercato sensibile alle tematiche della sostenibilità ambientale, ossia quella di dotare le residenze di sistemi di efficienza energetica integrati. Nata nel 2007, Vesta si è occupata di gestione dei

progetti per la cantierizzazione delle centrali a terra: dalla ricerca delle licenze alla gestione dei contenuti dei contratti EPC e O&M, esperienza che l'ha portata ad essere socio fondatore di due dei principali produttori nazionali di moduli fotovoltaici. Oggi Vesta effettua *due diligence* tecniche di centrali già connesse in rete, con revisione dei contratti O&M e l'offerta di servizi di controllo e gestione, come terza parte e con *software* proprietario, delle attività operative di manutenzione eseguite dagli appaltatori.

all'O&M per impianti fotovoltaici per conto di terzi sta cercando di focalizzarsi per il 2012 proprio sulle attività di O&M. Così come Vesta, società di ingegneria e consulenza nel mondo delle rinnovabili che sta allargando il proprio *core business* ad altre attivi-

tà affini al fotovoltaico.

A conclusione di questa sezione, il BOX 4.7 riporta una stima delle ricadute occupazionali che il fotovoltaico ha avuto nel 2011 nel nostro Paese.

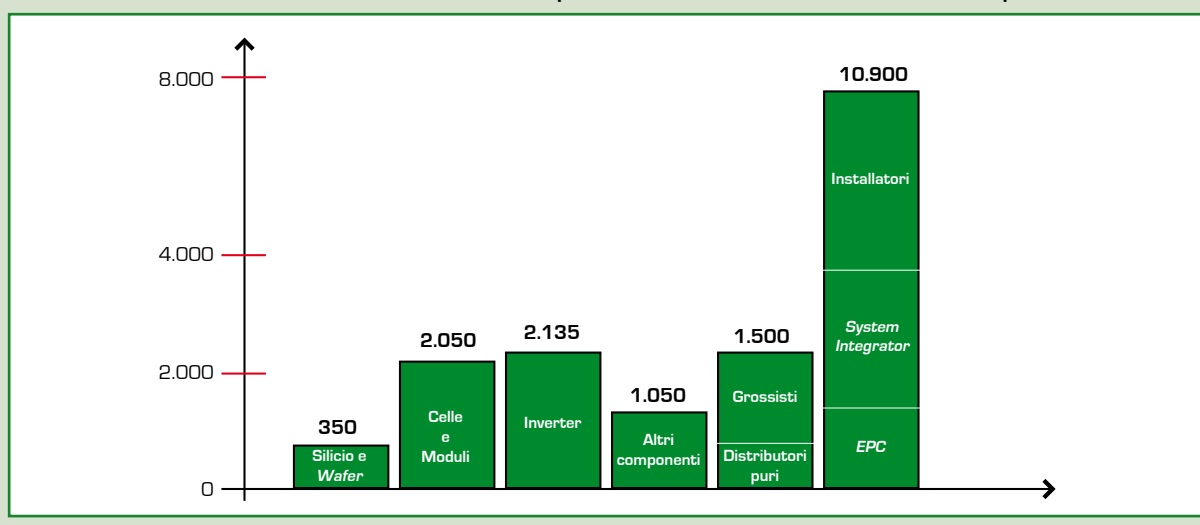
Box 4.7

Le ricadute occupazionali

Come più volte accennato in precedenza, le imprese del fotovoltaico in Italia hanno fatto ampio ricorso allo strumento della cassa integrazione, oltre a quello dei licenziamenti. Anche per questo motivo non è semplice definire il numero esatto di occupati nella filiera del fotovoltaico a fine 2011. La FIGURA 4.6 riporta un'indicazione sintetica del numero di occupati nelle diverse fasi della filiera. In totale, si può stimare un'occupazione diretta di 18.000, a

cui si aggiungono occupati nell'indotto⁴ per un totale di 40.000-45.000. Si nota, rispetto al 2010 una diminuzione dell'occupazione diretta pari a circa il 3%. Con ogni probabilità i livelli occupazionali fatti registrare a fine 2011 sono destinati a scendere nel corso del 2012, a causa della probabile o già annunciata chiusura di alcuni stabilimenti produttivi, tra cui quello della MEMC di Merano (già annunciato) e di imprese integrate e modulistis puri.

Figura 4.6

Ricadute occupazionali del fotovoltaico in Italia, suddivise per aree di *business*

⁴ L'occupazione indiretta è il numero di addetti indirettamente correlati alla produzione di un bene o servizio. Ad esempio, l'occupazione generata per l'utilizzo del vetro utilizzato per il modulo fotovoltaico rappresenta l'occupazione indiretta.

5. I sistemi di accumulo

La crescita della potenza fotovoltaica installata nel nostro Paese è da sempre stata accompagnata da un dibattito relativo all'impatto della produzione da fonte solare sulla "stabilità" della rete elettrica nazionale. E' indubbio, infatti, che la transizione – applicabile in generale alle fonti rinnovabili – da un sistema di generazione centralizzata e programmabile dell'elettricità ad un sistema distribuito e in larga parte non programmabile abbia comportato una maggiore complessità per i gestori di rete.

Il tema della rete "intelligente", ovvero in grado di gestire in maniera efficiente ed efficace tutte queste problematiche, è già stato diffusamente trattato nel nostro Executive Report sulle Smart Grid¹, cui si rimanda per ulteriori dettagli.

Tuttavia, con riferimento specifico al fotovoltaico, si è ritenuto opportuno – anche in considerazione del crescente interesse manifestato dagli operatori sul tema – approfondire in questo Rapporto il ruolo potenziale dei sistemi di storage. Come è consuetudine, l'approccio scelto è quello di individuare e discutere, dopo aver fornito l'evidenza del problema che sta alla base del dibattito e analizzato le soluzio-

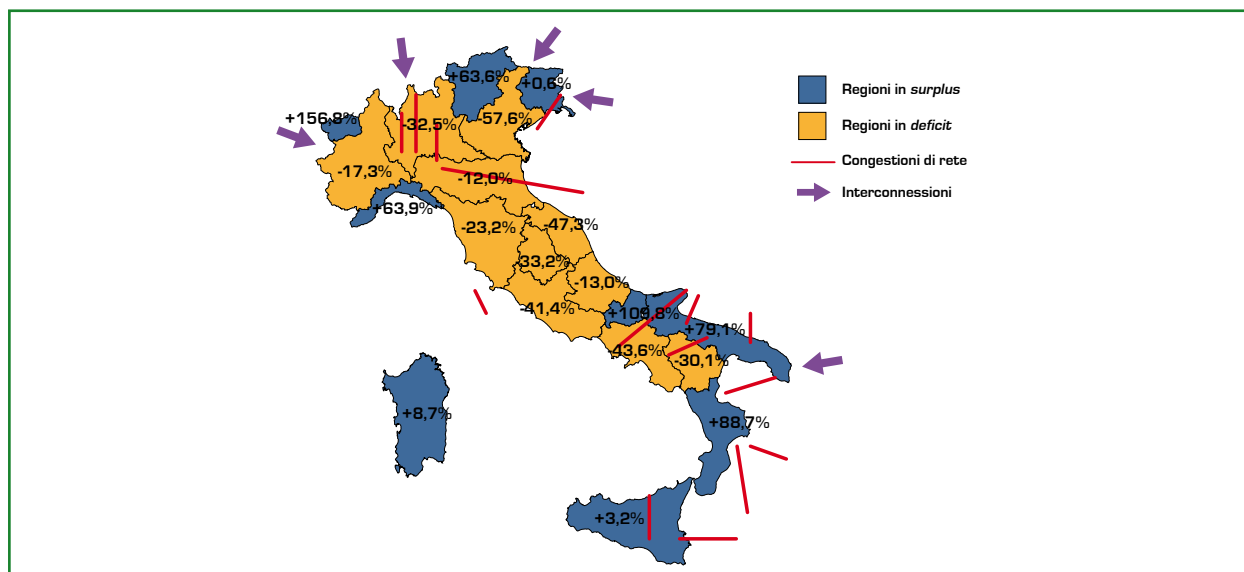
ni attualmente disponibili, gli operatori coinvolti ed i vincoli – in questo caso soprattutto di natura economica, ma anche, e spesso colpevolmente trascurati, normativa – all'adozione dello storage per gli impianti fotovoltaici.

5.1 Il contributo del fotovoltaico alle criticità della rete elettrica italiana

La FIGURA 5.1, tratta dal piano di sviluppo di Terna e relativa al 2010, identifica con chiarezza i principali "squilibri" del nostro sistema di trasmissione e distribuzione elettrico, con buona parte delle Regioni del Sud Italia che si trovano – per il combinato disposto di una minore densità di utenze industriali energivore ed una maggiore presenza di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili (fotovoltaico ed eolico in particolare) – ad avere un surplus nella produzione di energia elettrica e le Regioni del Centro e Nord Italia, invece, che si trovano nella maggior parte dei casi nella condizione opposta di consumare più dell'energia che sono in grado di produrre sul loro territorio.

Figura 5.1

Squilibri tra produzione e consumo di energia elettrica nelle diverse Regioni italiane nel 2010



¹ Cfr. Smart Grid Executive Report.

Il “bilanciamento” del sistema non può che avvenire facendo transitare l'energia elettrica dalle zone dove ne è eccesso a quelle dove è maggiore la domanda per i consumi. **La rete di trasmissione e distribuzione, tuttavia, che è stata costruita ovviamente senza tenere conto dello scenario (allora nemmeno ipotizzabile) di generazione distribuita di energia, lungo le direttrici interessate da questo “trasferimento” presenta numerosi “colli di bottiglia”,** rappresentati in FIGURA con le linee rosse che identificano i punti di congestione. In particolare, la porzione di rete in cui si concentrano **i rischi di congestione più elevati risulta essere la rete a 220 kV nelle aree del Nord e Sud del Paese.** In questo senso, **le Regioni Settentrionali maggiormente a rischio sono da un parte il Veneto e il Friuli Venezia Giulia per i flussi energetici provenienti dall'estero (frontiera austriaca e slovena) che si vanno ad aggiungere a quanto generato dai poli di produzione nazionale e Parea di Milano, con il 5% delle anomalie sul totale al 2009.** Il sovraccarico, in questo caso, è legato alla grande domanda energetica del capoluogo lombardo. Inoltre **le interconnessioni tra il Piemonte e la Lombardia** prevedono notevoli flussi di potenza in direzione Nord Ovest – Nord Est che andranno a peggiorare i transiti, già elevati. **Per quanto concerne la parte meridionale del Paese,** dove si prevede di realizzare nuovi impianti termoelettrici per circa 1.600 MW di potenza, **le criticità maggiori allo stato attuale sembrano risiedere in Campania, dove si concentra l'8% delle anomalie totali** legate in particolar modo alla necessità di trasporto di energia verso i principali centri urbani regionali, e sulla rete da 380 kV nelle zone a cavallo tra Puglia e Calabria ed in particolare di Foggia, Brindisi e Rossano. Spostando invece il *focus sulle linee a 150-132 kV* l'analisi di Terna ha evidenziato **una rilevante criticità nella distribuzione di energia per il soddisfacimento del fabbisogno delle grandi città.**

Nonostante Terna ed i grandi distributori (Enel, le municipalizzate tra cui A2A, Iride, Acea e diverse aziende private che hanno iniziato ad operare in seguito al processo di liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica) stiano già da qualche tempo investendo sull'ammodernamento delle infrastrut-

ture di rete (la sola Terna ha pianificato di investire nel quinquennio 2009-2013 circa 3,4 mld €, 300 mln € in più rispetto al piano precedente), **la presenza di numerosi punti di congestione ancora oggi,** oltre a rappresentare un vincolo “fisico” allo sviluppo della generazione distribuita di energia, **comporta il sostenimento di extra-costi** per il “sistema elettrico” italiano (basti pensare ad esempio alla mancata produzione eolica, che nel 2010 ha raggiunto un valore pari a 470 GWh, da cui deriva un costo per il “sistema elettrico” stimabile in 40 mln €, oppure ancora alle penalità sulla qualità del servizio di trasmissione e soprattutto di distribuzione, essendo quest'ultima maggiormente interessata dalla massiccia penetrazione della generazione distribuita) ed in ultima istanza **va a pesare sulle bollette elettriche dei consumatori finali.**

La diffusione del fotovoltaico andrà di fatto ad aggravare la situazione. Se ancora nel 2010 la produzione di energia elettrica dal sole superava di poco i 1.900 GWh (ovvero pari allo 0,57% dell'energia elettrica nazionale richiesta), **nel 2011 i nostri calcoli,** in linea con quanto previsto da Terna e dal GSE², realizzati analizzando il profilo mensile della potenza entrata in esercizio per regione nel corso dell'anno, **portano la produzione di energia elettrica da fotovoltaico a 10.668 GWh (+ 458% rispetto al 2010).** Nel 2012, **si potrebbe arrivare – se le previsioni di installato del CAPITOLO 2 si riveleranno corrette – a superare quota 16.000 GWh.**

Il peso della produzione fotovoltaica sul totale dell'energia elettrica richiesta è quindi passato in un solo anno dal già citato **0,57% del 2010 a oltre il 3,27% del 2011, e con previsioni di crescita sino al 5% nel 2012.**

Non a caso il fotovoltaico – se si esclude il contributo storico dei grandi bacini idrici³ – **è la prima fonte rinnovabile per potenza installata e la seconda (dopo le bioenergie che hanno prodotto nel 2011 circa 11.000 GWh) per produzione di energia in Italia nel 2011.**

L'impatto sulla rete elettrica del fotovoltaico⁴ può

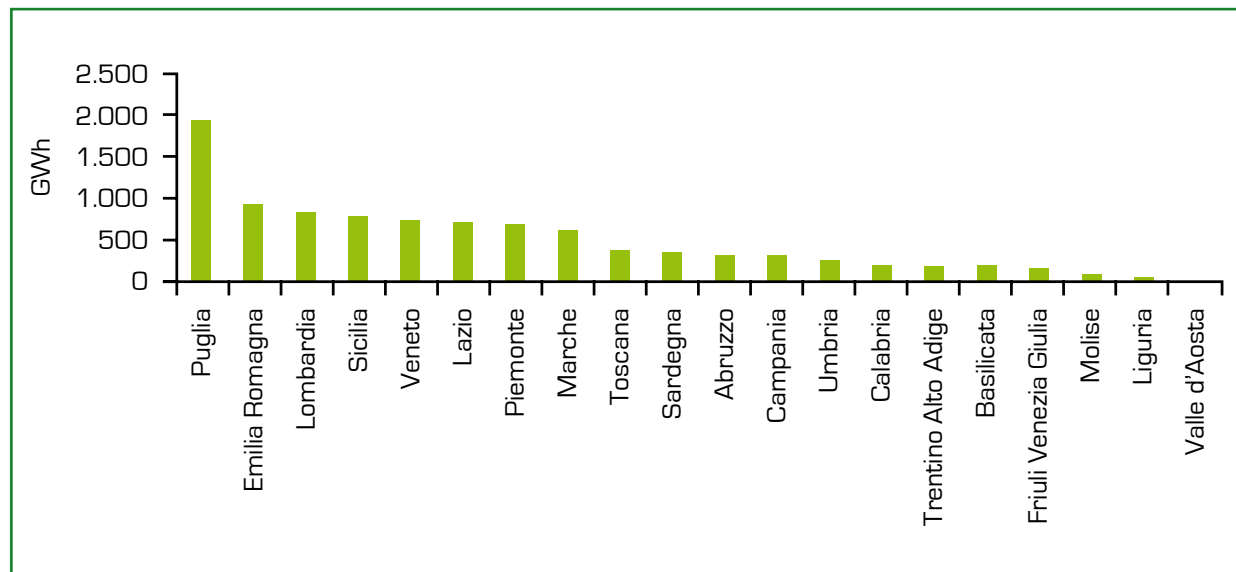
² Le stime del GSE, realizzate il 06/03/2012 su elaborazione dei dati Terna, parlano di una produzione da fonte fotovoltaica al 2011 stimata di 10.730 GWh.

³ L'energia idroelettrica è considerata una fonte di energia rinnovabile poiché non produce emissioni e sfrutta la trasformazione dell'energia potenziale gravitazionale, posseduta da una certa massa d'acqua ad una certa quota altimetrica, in energia cinetica al superamento di un certo dislivello. La produzione nel corso del 2011 proveniente da questa fonte rinnovabile è stata pari a circa 46.000 GWh (il 14,1% dell'energia elettrica nazionale richiesta) ma a differenza del fotovoltaico e dell'eolico questa risorsa non rientra all'interno della definizione di fonte rinnovabile non programmabile poiché permette di stimare l'effettiva produzione giornaliera.

⁴ Per ulteriori approfondimenti si veda anche TERNIA Piano di sviluppo 2011. Documento integrativo relativo ai sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica.

Figura 5.2

Produzione di energia elettrica da fotovoltaico nel 2011 suddivisa per Regione



essere quindi declinato secondo almeno tre prospettive:

- la prima, che è direttamente connessa alla **distribuzione geografica degli impianti fotovoltaici installati nel nostro Paese**, riguarda il **“peggioramento” degli squilibri della rete**. Se si guarda la produzione di energia elettrica da fotovoltaico nel 2011 suddivisa per Regione (SI VEDA FIGURA 5.2) si nota subito come **il maggior contributo provenga com'è ovvio dalla Puglia (con circa 2.000 GWh, poco meno di un quinto del totale)⁵, che però si trovava nel 2010 già con un surplus di energia del 79%**. L'eventuale “trasferimento” dell'energia verso le vicine Campania e Basilicata è invece reso difficoltoso dalla presenza di punti di congestione nei relativi collegamenti. Viceversa nel caso della Lombardia, il contributo positivo del fotovoltaico, pari a circa 880 GWh, è comunque “marginale” rispetto al deficit che deve essere coperto (e che nel 2010 è stato pari al 63,6% della produzione);
- la seconda, che invece è **riferita al profilo temporale della distribuzione, che ha evidentemente una accentuazione pronunciata nei**

mesi “caldi” (nel caso della Puglia nel 2011 come mostrato in FIGURA 5.3 Aprile, Maggio, Giugno e Agosto⁶) **e nelle ore centrali della giornata con picchi difficili da gestire. Anche in questo caso l'impatto è soprattutto da ascrivere in un aumento delle ore di congestione della rete**, ove diventa quindi “critico” veicolare l'energia prodotta da impianti fotovoltaici. Giova poi ricordare che rispetto a questi ultimi – SI VEDA PARAGRAFO 5.4 – **vale l'obbligo di dispacciamento**, trattandosi di produzione energetica da fonti rinnovabili, **e quindi i distributori ed il gestore della rete di trasmissione debbono necessariamente farsi carico dell'energia prodotta;**

- la terza che è invece **connessa alla residua aleatorietà della produzione elettrica da fotovoltaico, dovuta ad esempio a condizioni atmosferiche⁷ o a variazioni nell'efficienza produttiva degli impianti** rispetto al valore nominale di allaccio (tenendo conto che in talune Regioni, come ad esempio la Lombardia, anche se la potenza complessiva installata è di una qualche significatività, essa è distribuita su

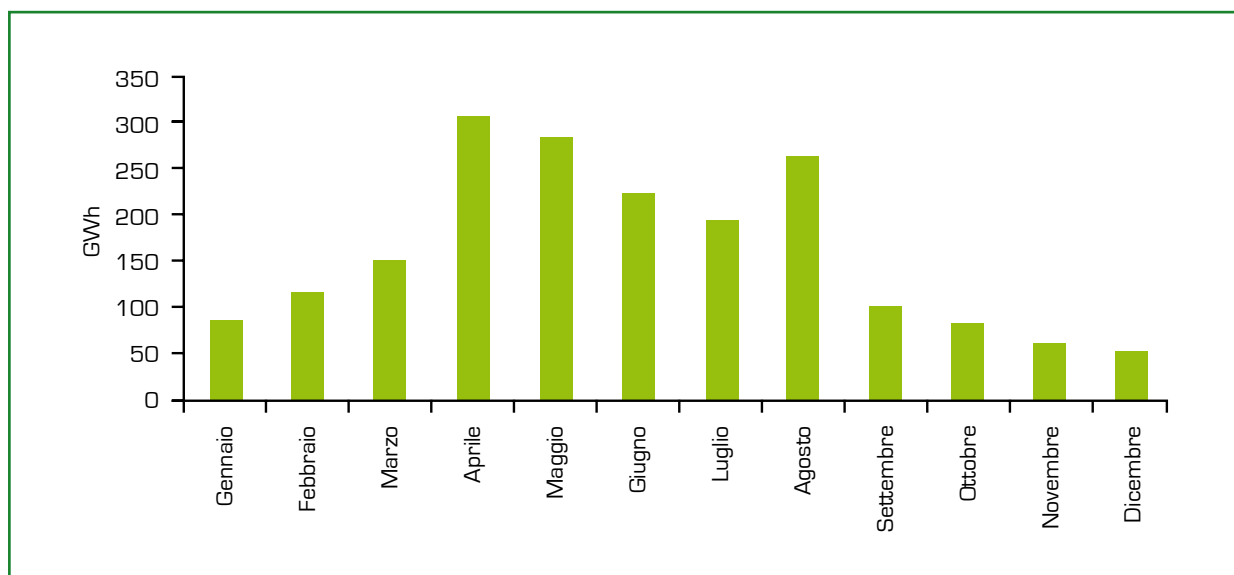
⁵ E' necessario in merito a questo tema fare una precisazione. Il regime di autoconsumo, infatti, riduce l'effettiva quota di energia prodotta che viene immessa in rete e sarebbe quindi necessario “correggere” il dato riportato nella FIGURA 5.2. Tuttavia, anche per gli impianti attualmente installati nel nostro Paese che normalmente operano in regime di scambio sul posto (nel 2010 circa il 25% del totale in potenza), circa il 75-80% dell'energia prodotta viene comunque ceduta direttamente in rete (e successivamente ri-acquistata al momento del bisogno). Nel caso della Puglia poi, dove solo meno dell'8% degli impianti adotta il regime di scambio sul posto e dove una parte del totale della potenza è direttamente connessa in alta tensione, l'entità della correzione – il cui calcolo non è privo di complessità – risulterebbe comunque modesta.

⁶ Aprile e Maggio hanno sperimentato nel 2011 picchi di produzione di energia elettrica a causa del profilo anomalo di entrata in esercizio degli impianti dovuto alle scadenze del Salva Alcoa e del Registro dei Grandi Impianti come analizzato nel CAPITOLO 2.

⁷ Gli impianti eolici, da questo punto di vista, soffrono di un maggiore aleatorietà derivante dalle mutevoli condizioni di vento che da un giorno all'altro e da un'ora all'altra possono variare sensibilmente ed in misura decisamente maggiore rispetto agli impianti fotovoltaici.

Figura 5.3

Produzione di energia elettrica da fotovoltaico nel 2011 in Puglia suddivisa per mesi



un numero molto elevato di impianti anche di piccola taglia).

Per consentire al sistema elettrico quindi di poter continuare a funzionare anche in presenza di variazioni non programmate di carico – che nel “Codice di Rete”⁹ viene denominato servizio di “riserva e bilanciamento”⁹ – è necessario prevedere una maggior quota di potenza di riserva da mantenersi attraverso impianti a fonti tradizionali (soprattutto turbogas) **offerto dai generatori convenzionali più flessibili e quindi maggiormente in grado di rispondere a funzioni di regolazione**, in grado di entrare rapidamente in funzione qualora necessario. I costi relativi all’offerta di servizi di bilanciamento dipendono dalla struttura del parco di generazione di energia elettrica e dalla capacità di coordinamento con la gestione del bilanciamento del TSO (Terna) sul territorio¹⁰.

Questo costo aumenta in modo lineare al crescere della penetrazione della produzione eolica a copertura della richiesta. Secondo diversi studi internazionali¹¹, nel caso di una produzione eolica che arrivi a coprire il 10% ed una generazione fotovoltaica che copra un altrettanto 10% della richiesta soddisfatta dalla produzione nazionale i costi operativi di sistema (costi per i servizi di bilanciamento) potrebbero aumentare di 1-2 €/MWh.

E’ ovvio ma opportuno sottolineare come il problema sia molto più esteso, in quanto ad esempio comprende il contributo anche delle altre fonti rinnovabili non programmabili¹² (come ad esempio l’eolico), e non lo si possa quindi ricondurre esclusivamente a quanto visto in questo PARAGRAFO. **E’ evidente, tuttavia, che la crescita di produzione di energia elettrica da fotovoltaico pone una serie di interrogativi circa le soluzioni da trovare rispetto**

⁹ Il codice di rete è il codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete che trova applicazione nei rapporti tra Terna e gli utenti della rete a partire dal 1° novembre 2005.

⁹ Per Riserva si intende il mantenimento dell’equilibrio continuo tra immissioni e prelievi di energia elettrica assicurato dal Gestore della rete anche attraverso la disponibilità di capacità di generazione, o di variazione del carico, approvvisionata mediante appositi mercati. In particolare, si identificano tre livelli di riserva (primaria, secondaria e terziaria) differenziati in funzione dei tempi di risposta e della durata dell’intervento delle risorse che essi impiegano. Per Bilanciamento si intende l’attività di bilanciamento dei carichi al fine di garantire continuità e qualità del servizio, che è in capo agli attori preposti all’attività di distribuzione. Il Gestore della rete approvvisiona l’energia elettrica necessaria al bilanciamento su un apposito mercato organizzato nella forma di un’asta discriminatoria.

¹⁰ Margine di riserva e Funzioni di *back up*.

¹¹ Ripresi dallo studio realizzato dallo IEFE “La generazione di energia elettrica in Italia a 10 anni dal Decreto Bersani: risultati raggiunti e agenda futura”.

¹² Le fonti rinnovabili possono essere classificate anche in “fonti programmabili” e “fonti non programmabili”, a seconda che possano essere programmate in base alla richiesta di energia oppure no. Il GSE ricomprende all’interno delle fonti rinnovabili programmabili gli impianti idroelettrici a serbatoio e bacino, i rifiuti solidi urbani, le biomasse, gli impianti assimilati che utilizzano combustibili fossili, combustibili di processo o residui e come fonti rinnovabili non programmabili gli impianti di produzione idroelettrici fluenti, gli impianti eolici, geotermici, fotovoltaici e a biogas.

alla “stabilità” della rete.

5.2 Le soluzioni di storage per il fotovoltaico

Lo *storage* di energia rappresenta una delle possibili soluzioni ai problemi di cui si è discusso nel PARAGRAFO precedente. Anzi è probabilmente l'unica soluzione – insieme a quella dell'utilizzo di “*smart inverter*” (SI VEDA BOX 5.1) – **che può essere direttamente attuata “a bordo impianto” nel caso del fotovoltaico**¹³.

Accumulare l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico consente di “disaccoppiare” la produzione elettrica dalla immissione in rete e permette di rispondere alle seguenti funzionalità, come è facile vedere immediatamente connesse a quanto discusso nel PARAGRAFO precedente:

- il ***time-shift***, ovvero la **possibilità di utilizzare l'energia anche in un momento differente da quello in cui viene effettivamente prodotta**, ad esempio **permettendo l'accumulo dell'energia prodotta nelle ore in cui il prezzo e/o il consumo** (qualora si voglia massimizzare la quota di autoconsumo) è basso per utilizzarla nelle ore in

cui il prezzo e/o il consumo è più alto;

- l'***anti-islanding***, ovvero la possibilità – **nel caso un *black out* sulla rete elettrica impedisca l'assorbimento dell'energia prodotta – di non perdere l'energia prodotta** dagli impianti solari fotovoltaici e allo stesso tempo di ***back up***, ovvero la possibilità di stoccare l'energia prodotta dai pannelli fotovoltaici in un sistema di accumulo dedicato a costituire una riserva energetica da utilizzare in caso di necessità. Nel caso in cui l'utenza si trovi, a causa di un guasto alla rete a cui è connessa o per mancanza della fonte da cui generalmente è soddisfatta, a dover fronteggiare una mancanza di tutta o parte dell'energia elettrica di cui necessita, essa può rifornirsi per un tempo più o meno lungo dall'energia immagazzinata;
- la **migliore integrazione degli impianti fotovoltaici con la rete elettrica**, attraverso in particolare la **possibilità di compensare le fluttuazioni della potenza generata** in modo da garantire un profilo di carico più “regolare” verso la rete elettrica.

Ovviamente l'**applicabilità di queste funzionalità è diversa qualora si parli di impianti fotovoltaici *off grid***¹⁴ (ovvero non direttamente connessi alla

Box 5.1

Il ruolo degli inverter “*smart*”

Lo *smart inverter* potrà avere un ruolo di primo piano nelle attività di generazione “intelligente” che le *smart grid* dovrebbero assumere all'interno del contesto elettrico italiano. In particolare questi dispositivi permettono al sistema di sviluppare un processo di comunicazione bi-direzionale tra l'impianto di produzione e il sistema elettrico, abilitando così la possibilità di controllo da remoto dell'impianto. La Delibera 84/2012 dell'8 Marzo sulla base dell'Allegato A 70 del codice di rete prevede alcuni obblighi tra cui l'adozione degli *smart inverter* per gli impianti fotovoltaici (SI VEDA CAPITOLO 3). Uno *smart inverter* è del tutto analogo ad un inverter tradizionale, a cui viene connesso un processore che permette di raccogliere ed elaborare informazioni relative alla produzione ed allo stato dell'impianto

in modo da implementare innovative modalità di gestione, controllo e protezione della rete. In particolare, l'utilizzo di uno *smart inverter* permette di: (i) gestire le eventuali disconnessioni di rete dell'impianto, a seguito di richieste inoltrate dai gestori di rete, mediante comandi da remoto. Questo richiede l'installazione di una piattaforma di gestione presso i DSO in modo da gestire in maniera centralizzata gli impianti a fonti rinnovabili connessi alla propria rete; (ii) mantenere insensibilità a rapidi abbassamenti di tensione; (iii) limitare la potenza erogata nei transitori di frequenza; (iv) aumentare la selettività delle protezioni, al fine di evitare fenomeni di disconnessione intempestiva dell'impianto; (v) limitare la potenza immessa in rete; (vi) consentire l'erogazione o l'assorbimento di energia reattiva¹⁵.

¹³ Va da sé che è possibile anche intervenire sui punti di congestione attraverso un potenziamento delle linee di Alta e Media Tensione interessate e/o mediante più complesse soluzioni di gestione dei carichi, per la discussione delle quali si rimanda allo Smart Grid Executive Report.

¹⁴ Questa tipologia di applicazione deriva dalla impossibilità tecnica di allacciamento dell'utenza alla rete di trasmissione o dalla necessità di indipendenza dell'utenza dalla effettiva disponibilità di questa. Esempi di impianti *off grid* sono ad esempio i mini impianti a supporto dell'illuminazione, gli impianti per baite di montagna o servizi commerciali difficilmente collegabili alla rete elettrica, supporto a applicazioni di telecomunicazione.

¹⁵ Per approfondimenti consultare lo Smart Grid Executive Report.

rete e che comunque in Italia contano un installato al 2011 piuttosto marginale di circa 20-25 MW) oppure dei “normali” impianti *on grid*.

Nel primo caso (impianti *off grid*) è solo il *time-shift* a poter essere applicato ed anzi a volte – si pensi al caso dei lampioni “isolati” dotati di sistemi fotovoltaici – costituisce un pre-requisito indispensabile per l’installazione stessa del sistema fotovoltaico.

Generalmente le applicazioni di questo tipo hanno potenze piuttosto piccole, e comunque inferiori a 150 kW e lo storage dell’energia prodotta avviene tramite l’utilizzo di batterie.

Per le applicazioni di piccola taglia (ovvero per potenze inferiori a 20 kW, ad esempio corrispondenti a illuminazione stradale, applicazioni per baite montane, applicazioni per camper, isole di ricarica per veicoli elettrici) la soluzione tecnologica più utilizzata è indubbiamente quella delle comuni batterie al piombo¹⁶, mentre per le applicazioni di taglia più elevata, ad oggi poco diffuse in Italia (come ad esempio le applicazioni per il settore delle telecomunicazioni, per i sistemi di pompaggio di acqua), è possibile utilizzare le batterie ad alta temperatura¹⁷ (sodio-zolfo o sodio-nichel).

Nonostante non esistano attualmente esempi applicativi concreti è possibile segnalare come possibili alternative – sulle quali vi sono comunque aspettative interessanti da parte degli operatori – soprattutto per gli impianti di media dimensione la versione “avanzata” delle batterie al piombo¹⁸ e le batterie al litio. L’apparato di storage in questo caso è costituito generalmente da un sistema composto da batterie e regolatori di carica talora di tipo MPPT (*Maximum Power Point Tracking*)¹⁹.

La TABELLA 5.1 riassume le caratteristiche delle

tecnologie disponibili per lo storage nei sistemi *off-grid*.

Decisamente più complesso è il caso dei sistemi fotovoltaici *on grid*, ovvero connessi alla rete elettrica e per i quali tutte e tre le funzionalità possibili di un sistema di storage (*time-shift*, *anti-islanding* e maggiore integrazione con la rete elettrica) sono presenti.

È necessario immediatamente premettere che ad oggi in Italia non si hanno che pochi “progetti pilota” effettivamente realizzati (SI VEDA BOX 5.2) con il coinvolgimento di grandi *utilities* (Enel), imprese industriali di grandi dimensioni (Siemens e ABB) ed *EPC Contractor* particolarmente attivi in questo specifico ambito (ad esempio Terni Energia e Tozzi Renewable Energy).

La ridotta diffusione, per usare un eufemismo, di questi sistemi nell’ambito del fotovoltaico non è tuttavia una peculiarità italiana. A livello mondiale solo due Paesi, e per ragioni molto diverse tra di loro, hanno dimostrato una maggiore propensione all’utilizzo di questi sistemi:

- la Germania, dove vista la potenza complessiva fotovoltaica installata (24,55 GW al 2011), si è da sempre cercato di “spingere” (SI VEDA BOX 5.3) i titolari di impianti fotovoltaici a massimizzare la quota di autoconsumo dell’energia prodotta – sfruttando quindi l’effetto di *time-shift* dello storage – e dove tuttavia la potenza installata in sistemi di accumulo al 2011 era di circa 2 MW;
- la Cina, che invece sta su questo campo giocando una battaglia tecnologica importante, che ha installato un impianto solare fotovoltaico da 40 MW (accoppiato ad un campo eolico da 100 MW) ed ha realizzato batterie agli ioni di litio per una capacità di stoccaggio pari a 36 MWh,

¹⁶ Il cuore di un accumulatore al piombo è costituito da un elettrodo negativo di piombo metallico (specie riducente) e da un elettrodo positivo di biossido di piombo (specie elettrolita), immersa nell’elettrolita che è una soluzione acquosa di acido solforico con elevata conducibilità ionica. Tra l’elettrodo negativo e l’elettrodo positivo è posto un opportuno separatore. Gli accumulatori al piombo sono caratterizzati dalla formazione di miscele gassose durante la reazione di gassificazione. Tale fenomeno contribuisce a definire una classificazione in due principali tipologie: (i) gli accumulatori VLA (*Vented Lead Acid*) tradizionali, comunemente chiamati accumulatori aperti; (ii) gli accumulatori tecnologicamente avanzati, VRLA (*Valve Regulated Lead Acid*), o accumulatori chiusi.

Il principale problema delle batterie al piombo è la loro limitata vita utile (in media 8-10 anni) La principale causa della breve vita utile delle batterie al piombo è l’effetto memoria: a causa della modifica nella struttura cristallina degli elettrodi, una batteria che viene ripetutamente caricata prima che la sua carica sia completamente esaurita, tende a ricordare la capacità energetica precedente alla ricarica, andando a ridurre progressivamente l’energia immagazzinabile.

¹⁷ Le batterie ad alta temperatura, rispetto alle batterie ad elettrolita acquoso, offrono energia specifica, rendimenti energetici, vita attesa molto più elevata, potendo operare indipendentemente dalla temperatura ambiente. Le temperature di esercizio di questi accumulatori sono nell’ordine dei 250 – 300°C.

¹⁸ Gli accumulatori VRLA (*Valve Regulated Lead Acid*) vengono anche chiamati accumulatori ermetici o a ricombinazione, poiché i gas prodotti dalle reazioni parassite vengono ricombinati tra di loro all’interno della batteria stessa per riformare acqua. Esistono due principali tecnologie di batterie VRLA: (i) le AGM (*Absorbed Glass Material*) in cui l’elettrolita è contenuto in un supporto microporoso; (ii) gli accumulatori al GEL in cui l’elettrolita è assorbito in un supporto tipo gel.

¹⁹ *Maximum Power Point Tracking* (MPPT) è una tecnica che gli inverter collegati ad impianti fotovoltaici utilizzano per ottenere la massima potenza possibile da uno o più pannelli solari. Le celle solari, infatti, presentano un rapporto complesso fra irraggiamento solare, la temperatura di esercizio e resistenza totale, che da vita ad un output non-lineare in termini di efficienza, noto come la curva IV. Lo scopo del sistema MPPT è di campionare la produzione effettiva delle celle e applicare resistenza appropriata [carico] per ottenere la massima potenza per qualsiasi condizione ambientale. In sostanza esso si occupa di modificare il punto elettrico di funzionamento dei moduli consentendo di raccogliere la potenza aggiuntiva fornita dai moduli per aumentare la corrente di carica della batteria.

Tabella 5.1

Tecnologie disponibili per lo storage nei sistemi *off-grid*

Tecnologie		Punti di forza	Punti di debolezza	Costo di investimento (€/kW)		Grado di maturità	Parametri funzionali
Batterie al Piombo Acido	Tradiz.	Costi molto contenuti Disponibilità materiale e riciclabile	Vita utile ridotta Necessità di manutenzione Bassa efficienza energetica Lenta ricarica 8-16h	1.300 - 1.460		Tecnologia consolidata	En. Specifica 15-25 Wh/kg; Pot. specifica 20-40 W/kg Vita utile: 200-300 cicli. Eff. Ener. 75-80 %
	Avanzate (GEL/AGM)	Maggiore efficienza e vita utile Minore manutenzione richiesta	1,5/2 volte più costose delle tradizionali	730 - 880		Impianti dimostrativi	En. specifica 20-40 Wh/kg Pot. specifica 70-80W/kg Vita utile 8-10 anni
Batterie ad alta temperatura	Sodio Zolfo	Indipendenza da temp. est. Lunga vita utile Pot. ed en. specifica elevate	Problema di sicurezza Elevati costi di produzione	2.460 - 3.075		Impianti commerciali esistenti	Pot. specifica 210W/kg En. specifica 200 Wh/kg Vita utile 2.500-4.000 cicli Eff.Ener. 85-90%
	Sodio Nichel	Indipendenza da temp. est. En. specifica ed efficienza elevata	Tempi di scarica inferiori Bassa potenza specifica	3.500 - 4.000		Impianti commerciali esistenti	En. specifica 100-120 Wh/kg Vita utile 2.000-4.000 cicli
Batterie agli ioni di litio		Elevata efficienza, potenza ed energia specifica Lunga vita utile Minima manutenzione	Alti costi di produzione Richiesti speciali circuiti di ricarica Sensibilità alla temperatura esterna	Applicaz. potenza	700 - 850	Impianti commerciali esistenti	En. specifica 110-160 Wh/kg Pot. specifica 200-3000 W/kg. 5.000-7.000 cicli Eff. ener. >90%
				Applicaz. energia	2.900-3.200		

ma con l'obiettivo di breve di raggiungere oltre 110 MWh di stoccaggio associati ad impianti

solari (ed eolici) per una potenza complessiva di 600 MW.

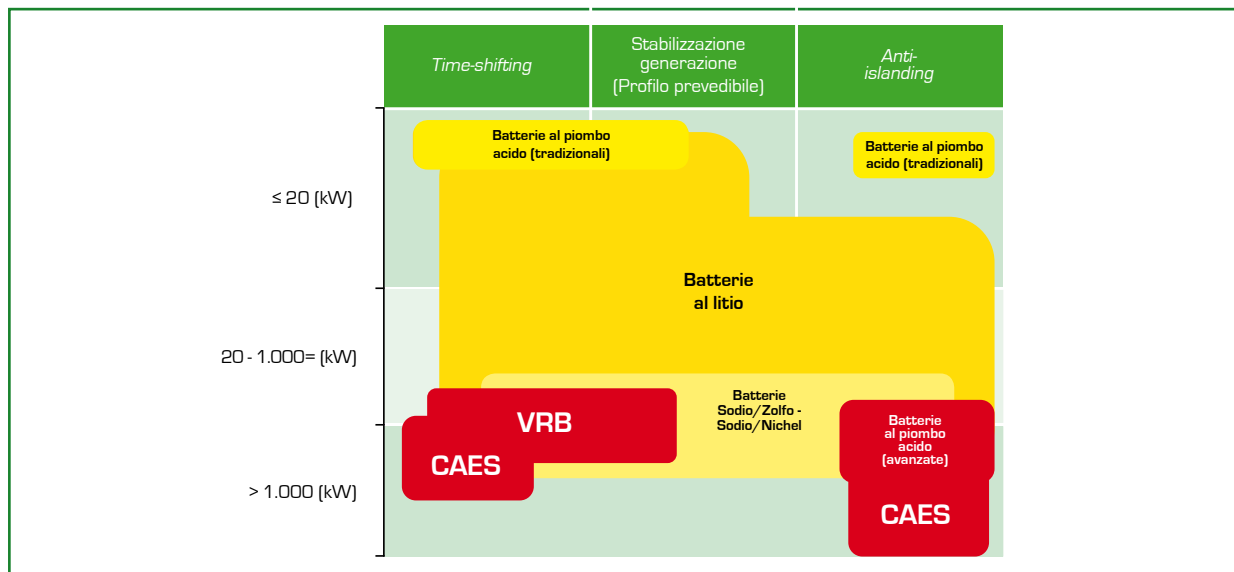
Box 5.2

I principali "progetti pilota" di storage per il fotovoltaico *on grid* in Italia

Le realizzazioni più interessanti nel corso del 2011 sono l'impianto da 181 kW progettato da Terni Energia con la partecipazione di Elettronica Santerno per gli inverter e le forniture di batterie da parte di FIAMM ed una capacità di immagazzinamento del sistema di storage di 230 kWh. Inoltre si annovera un sistema di storage progettato da Siemens in collaborazione con Enel da 700 kW collegato ad un impianto fotovoltaico *on-grid* denominato Isernia. Tale progetto rappresenta la prima installazione italiana di una *smart grid*. La tecnologia installata permetterà di regolare in modo

ottimale il flusso bidirezionale di energia elettrica dovuto alla produzione da fonti rinnovabili sulle reti di Bassa e Media Tensione e abiliterà nuovi usi dell'energia. L'investimento complessivo previsto per il "pilota" molisano è di 10 mln €. Lo storage sarà basato sulla tecnologia agli ioni di litio della potenza di 0,7 MW (0,5 MWh). Un'altra parte di progetti pilota è stata realizzata in Italia (Terni Energia e Siemens) o è pronta per essere installata (Tozzi Renewable Energy) in modo da effettuare attività di *testing* su impianti di medio-grandi dimensioni.

Figura 5.4

Tecnologie di storage per applicazioni fotovoltaiche *on-grid*

Se si prendono quindi in esame le soluzioni relative agli impianti effettivamente realizzati si ottiene un quadro delle possibili tecnologie come mostrato in FIGURA 5.4 e che come si vede – limitandosi alle caselle di colore giallo – è piuttosto simile a quanto visto per i sistemi *off grid* anche se su taglia differente.

Le tecnologie di *storage* indicate sempre in FIGURA 5.4, ma con il colore rosso, fanno invece riferimento a possibili alternative tecnologiche sulle quali si sta concentrando l'attenzione degli operatori. Si tratta, sia per quanto riguarda le batterie “avanzate” al piombo, che per quanto concerne i sistemi CAES (*Compressed Air Energy Storage*)²⁰ di tecnologie in realtà già disponibili sul mercato dell'*energy storage* (SI VEDA BOX 5.3), ma rispetto alle quali sono necessari pesanti “adattamenti” soprattutto in termini di adattabilità a scale adeguate per la tipica taglia degli impianti fotovoltaici. Discorso a parte invece meritano le batterie VRB²¹ a circolazione di elettrolita, per le quali invece esistono ad oggi unicamente impianti di tipo dimostrativo.

La TABELLA 5.2 riassume le caratteristiche delle tecnologie disponibili per lo storage nei sistemi *on-grid*.

5.3 Le soluzioni di storage per il fotovoltaico: i principali operatori coinvolti

Sebbene, come visto nel PARAGRAFO precedente, l'effettiva diffusione di soluzioni di storage per il fotovoltaico appare essere in Italia (ma non solo) piuttosto limitata, sono ormai diverse le imprese operanti anche nel nostro Paese che si stanno preparando alla possibile crescita della domanda per questo tipo di tecnologie.

In particolare è possibile suddividere gli operatori che si stanno interessando allo storage nel fotovoltaico in due tipologie:

- gli operatori “storici” dell'*energy storage*, soprattutto quelli che provengono dal *business della produzione e distribuzione di batterie* (al piombo, al litio, al sodio-zolfo e sodio-nichel). Facendo leva sulla propria esperienza e sulla di-

²⁰ Il principio di funzionamento del CAES è concettualmente molto semplice: nei periodi di bassa richiesta di energia elettrica sulla rete e/o di eccessiva produzione da impianti a fonti rinnovabili non programmabili, l'elettricità aziona un treno di compressori per pressurizzare una riserva di aria; viceversa, nei periodi di elevata richiesta di energia elettrica sulla rete e/o di bassa produzione da impianti a fonti rinnovabili non programmabili, l'aria prelevata dalla riserva in pressione viene riscaldata e fatta espandere in una turbomacchina producendo energia elettrica. Si distinguono solitamente in CAES Diabatico (o “*fired*”) e CAES Adiabatico (o “*unfired*”) in base alla presenza o meno di uno stadio di combustione (in genere di gas naturale) finalizzato a riscaldare l'aria in ingresso al treno di espansione.

²¹ Nella batteria VRB la coppia riducente-ossidante è costituita da vanadio a differenti stati di ossidazione all'elettrodo positivo e all'elettrodo negativo, entrambi disciolti in acido solforico. Le soluzioni dell'elettrolita positivo e negativo sono stoccate in serbatoi separati e messe in circolazione da un sistema di pompe. Per contenere i costi dell'impianto il rapporto tra energia e potenza nominale deve essere di almeno 10. La batteria VRB necessita di un BMS avanzato che monitori, oltre allo stato di carica e scarica della batteria, anche il sistema di raffreddamento e il funzionamento delle pompe.

Tabella 5.2

Tecnologie disponibili per lo storage nei sistemi *on-grid*

Tecnologie		Punti di forza	Punti di debolezza	Applicaz. Principale	Costo di investimento (€/kW)		Grado di maturità	Parametri funzionali
CAES	Diabatico	Elevata capacità Costi contenuti	Richiesti siti specifici di stoccaggio dell'aria Necessario gas combustibile di impianto integrato	Energia	800 -1.000		Tecnologia consolidata	Eff. energ. 70-80% Vita utile 9.500 - 20.000 cicli
	Diabatico 2°Gen.	Elevata capacità Migliore copertura picchi	Richiesti siti specifici Necessario gas combustibile di impianto integrato	Energia	1.500 -1.650		Impianti commerciali esistenti	Eff. energ. 70-80% Vita utile 9.500 - 20.000 cicli
	Adiabatico	Non richiede fonti fossili Elevate efficienze	Solo applicazioni sperimentali Necessario sistema di accumulo termico	Energia	2.200		R&D	n.d.
Batterie al Piombo Acido	Tradiz.	Costi molto contenuti Disponibilità materiale e riciclabile	Vita utile ridotta Necessità di manutenzione Bassa efficienza energetica Lenta ricarica 8-16h	Energia	1.300 -1.460		Tecnologia consolidata	En. specifica 15-25 Wh/kg; Pot. specifica 20-40 W/kg Vita utile: 200-300 cicli. Eff. ener. 75-80 %
	Avanzate (GEL/AGM)	Maggiore efficienza e vita utile Minore manutenzione richiesta	1,5/2 volte più costose delle tradizionali	Potenza Energia	730 - 880		Impianti dimostrativi	En. specifica 20-40 Wh/kg Pot. specifica 70-80W/kg Vita utile 8-10 anni
Batterie a circolazione di elettrolita (VRB)		Indipendenza tra capacità e potenza Lunga vita utile	Bassa efficienza energetica Necessaria manutenzione costosa(sistema pompaggio) Temperatura esercizio 0- 40°C	Energia parzialmente in potenza	2.300 - 2.800		Impianti dimostrativi	Vita attesa 2.500-5.000 cicli En. specifica 30-50 Wh/kg. Pot. specifica 100W/kg. Eff. ener 75-85%
Batterie ad alta temperatura	Sodio Zolfo	Indipendenza da temp. ext. Lunga vita utile Pot. ed en. specifica elevate	Problemi di sicurezza Elevati costi di produzione	Energia	2.460 - 3.075		Impianti commerciali esistenti	Pot. specifica 210W/kg En. specifica 200 Wh/kg Vita utile 2.500-4.000 cicli Eff. ener. 85-90%
	Sodio Nichel	Indipendenza da temp. ext En. specifica ed efficienza elevata	Tempi di scarica inferiori Bassa Potenza specifica	Potenza Parzialmente Energia	3.500 - 4.000		Impianti commerciali esistenti	En. specifica 100-120 Wh/kg Vita utile 2.000-4.000 cicli
Batterie agli ioni di litio		Elevata efficienza, potenza ed energia specifica Lunga vita utile Minima manutenzione	Alti costi di produzione Richiesti speciali circuiti di ricarica Sensibilità alla temperatura esterna	Potenza	Applicaz. Potenza	700-850 €/kW	Impianti commerciali esistenti	Vita attesa 2.500-5.000 cicli En. specifica 30-50 Wh/kg Pot. specifica 100W/kg
					Applicaz. Energia	2.900-3.200 €/Kw	Impianti commerciali esistenti	Eff. ener. 75-85%

Box 5.3

I sistemi di energy storage a livello mondiale

Il problema dello storage energetico è ovviamente precedente lo sviluppo del fotovoltaico, giacché il tema della stabilizzazione del carico elettrico e della gestione dei picchi è in qualche modo connesso al normale funzionamento delle reti elettriche.

Alla fine del 2011 infatti nel mondo sono in funzione sistemi di storage per l'equivalente in potenza di oltre 130 GW, oltre il doppio dell'intera potenza fotovoltaica attiva. La FIGURA 5.5 riporta la distribuzione per potenza installata dei sistemi di energy storage.

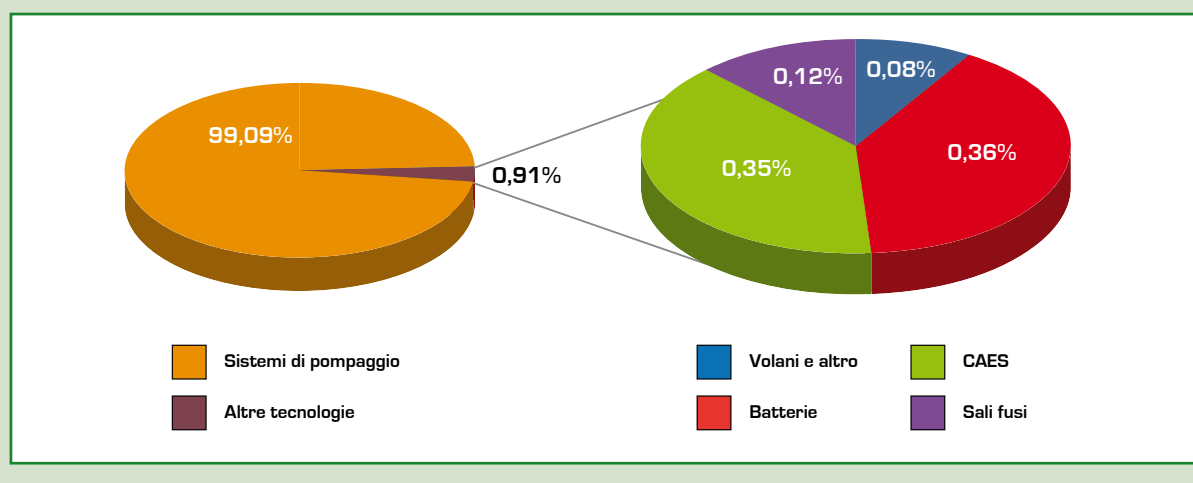
I sistemi di pompaggio risultano essere, ad oggi, la tecnologia di gran lunga più diffusa e matura, grazie all'elevata capacità di immagazzinamento di energia e a costi relativamente bassi. Applicazioni di questo tipo si sono diffuse in quei siti geo-morfologicamente adatti ad impianti energetici (idroelettrici) di grande potenza. Inoltre, questi sistemi sono i più adatti, insieme ai sistemi CAES, per l'accumulo di energia elettrica su grandi taglie (*bulk energy storage*), destinato all'arbitraggio sul mercato regolamentato (*time shifting*), al bilanciamento su

larga scala degli impianti eolici e fotovoltaici ed ai servizi ancillari per la rete. Il costo marginale di questi sistemi si attesta su un *range* tra 250 €/kWh per gli impianti di grandi dimensioni (con capacità superiori a 6.000 MWh e potenze oltre i 1.000 MW) e 400 €/kWh per impianti di minori dimensioni.

A seguire, ma con largo distacco i CAES diabatici che risultano essere la tecnologia a minor costo di installazione per il *bulk energy storage*, considerando che la vita tecnica degli impianti a confronto con i sistemi di pompaggio è stata ipotizzata dello stesso ordine di grandezza. In particolare, i costi marginali per questa tecnologia variano dai 75 ai 130 €/kWh in base alla dimensione dell'impianto. Inoltre i sistemi a CAES diabatico e adiabatico (in fase di ricerca e sviluppo) possono essere utilizzati per l'accumulo di energia elettrica su piccola/media scala (1 MW di potenza), destinato a servizi di *power balancing*, regolazione delle reti di distribuzione, generazione distribuita così come gli accumulatori elettrochimici Sodio-Nichel, Vanadio Redox e agli ioni di Litio.

Figura 5.5

Distribuzione dei sistemi di energy storage in funzione della potenza installata



sponibilità di *asset* sia di natura tangibile (impianti produttivi e canali di distribuzione) che intangibile (brevetti di prodotto e di processo), **acquisiti nel tempo per altre applicazioni**²², questi operatori **stanno sviluppando nuove soluzioni che possano adattarsi ai requisiti speci-**

fici dell'industria fotovoltaica;

- **gli operatori del fotovoltaico o più in generale delle energie rinnovabili, che, seguendo il percorso inverso, stanno invece sviluppando soluzioni per lo storage proprio a partire dalla conoscenza impiantistica relativa alla produzione di**

²⁰ Giova ricordare – SI VEDA BOX 5.3 – che la capacità installata di batterie per l'energy storage al mondo è superiore a 130 MW e che comunque queste tecnologie trovano impiego anche in campi (ad esempio l'*automotive*) molto differenti rispetto a quelli della produzione di energia elettrica.

energia elettrica.

Ovviamente i “pesi” relativi fra queste categorie di soggetti sono molto differenti a seconda delle diverse “fasi” delle filiera interessate.

Se si prende in esame la produzione delle batterie, infatti, è evidente dalla TABELLA 5.3 come ad avere in portafoglio prodotti adatti allo storage dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici siano soprattutto gli operatori “storici” di questa tecnologia.

Le imprese appartenenti alla prima tipologia, infatti, con **FIAMM – storico produttore italiano di accumulatori al piombo – come “capofila”** rappresentano più dell'80% degli operatori “attivi” sul mercato italiano del fotovoltaico. **Da rilevare è anche l'interesse dimostrato da operatori stranieri, americani e cinesi in particolare**, che hanno recentemente aggiunto al loro catalogo prodotti anche soluzioni per questo mercato, sfruttando la presenza di relazioni commerciali già consolidate con distributori italiani di accumulatori soprattutto per usi industriali.

Tabella 5.3

Principali produttori di batterie attivi sul mercato italiano dello storage per il fotovoltaico

Impresa	Prodotti per fotovoltaico	Nazione	Stato dell'arte
FIAMM	Batterie al piombo Batterie al Sodio-Nichel	Italia	Pilota - progetto da 180 kW Commerciale – sistemi <i>on-grid</i> e <i>off-grid</i>
FAAMM	Batterie al Piombo per sistemi <i>off-grid</i>	Italia	Commerciale – sistemi <i>off-grid</i>
Vipiemme	Batterie al Piombo	Italia	Commerciale – sistemi <i>off-grid</i>
Modular Energy Devices	Batterie al Litio	Stati Uniti	Commerciale – sistemi di rete <i>on-grid</i>
NGK	Batterie al Sodio - Zolfo	Giappone	Commerciale – sistemi di rete <i>on-grid</i>
NEC	Batterie al Litio Batteria al Piombo per sistemi <i>off-grid</i> Batterie al Nichel-Cadmio	Giappone	Commerciale – sistemi di rete <i>on-grid</i>
SAFT	Batterie al Nichel-Cadmio Batterie al Litio (tecnologia al Nichel-Cobalto-Alluminio)	Francia	Pilota – progetti pilota Commerciale – sistemi residenziali <i>on-grid</i>
Sanyo	Batterie al Litio	Giappone	Pilota – progetti pilota Commerciale – sistemi residenziali <i>on-grid</i>
BYD	Batterie al Piombo	Cina	Pilota – progetti pilota Commerciale – centrali <i>on-grid</i>
Dispatch Energy	Batterie ai polimeri di Litio (titanato di ferro)	Germania	Commerciale – impianti residenziali <i>on-grid</i> e <i>off-grid</i>
Moll	Batterie al Piombo gel	Germania	Commerciale – impianti residenziali <i>on-grid</i> e <i>off-grid</i>
Energia Enersys	Batterie al Piombo gel	Svizzera	Commerciale – impianti residenziali <i>on-grid</i> e <i>off-grid</i>
Hoppecke	Batterie al Piombo gel	Germania	Commerciale – impianti residenziali <i>on-grid</i> e <i>off-grid</i>

NGK, attiva da fine anni '60 nel settore delle candele di accensione per automobili, negli ultimi anni è entrata anche nel settore energy, fornendo applicazioni per sistemi di storage per la rete elettrica e per impianti da fonti rinnovabili. Ha partecipato al bando di gara definito da Terna di 130 MW per l'installazione di impianti di storage per la rete elettrica italiana e sta prendendo contatti con EPC italiani di grandi dimensioni per lo sviluppo di impianti fotovoltaici con sistemi di storage da installare in paesi in via di sviluppo (Sud Africa).

Per quanto riguarda le imprese “specializzate” nel fotovoltaico o nelle rinnovabili una menzione particolare la merita sicuramente il gruppo Vipiemme, che nasce negli anni '80 come società operante nel business degli accumulatori ma che già a partire dai primi anni 2000 è entrata ed è uno dei player riconosciuti con la Vipiemme Solar nel fotovoltaico italiano.

Le altre imprese di questa tipologia sono soprattutto straniere, che hanno sfruttato – come nel caso della tedesca Dispatch Energy – la partenza “anticipata” del loro mercato domestico per sviluppare soluzioni *ad hoc* per il fotovoltaico che ora sono in grado di offrire anche in altre aree geografiche.

Più equilibrata è la situazione quando si prende in esame la fase di distribuzione delle batterie. Diversi distributori e rivenditori che operano in Italia sono attivi, ad oggi, nella commercializzazione delle batterie al piombo, soprattutto per impianti *off-grid*. Trattandosi di prodotti di nicchia – e per i quali non vi è la “scala” sufficiente per giustificare un canale diretto (come invece avviene normalmente su mercati più grandi come ad esempio quello dell'*automotive*) – i produttori di batterie di cui si è discusso in precedenza devono appoggiarsi su distributori e rivenditori specializzati.

Il pur ridotto mercato italiano è in questo caso suddiviso fra:

- **distributori “solari”** (come ad esempio Enerpoint e Coenergia), sia italiani che esteri, **che utilizzano i sistemi di storage come un *plus* della loro offerta, per soddisfare le esigenze di una nicchia di clienti rappresentati da enti pubblici (nel caso della illuminazione) o da piccole realtà commerciali o private** (soprattutto baite e rifugi);
- **distributori di batterie**, ovvero le società specializzate nella fornitura, installazione e servizi

di assistenza tecnica di prodotti nel settore delle batterie per applicazioni industriali. **Le più attive sul panorama italiano sono Uflex** (attiva nel settore automobilistico) **Alchemy Italia** (attiva nel settore dell'autotrazione), **Enerpower** (con prodotti per applicazioni industriali, avviamento speciale e caricabatterie e inverter) e **Agf Electronics** (con un ventaglio di prodotti per nautica, automotive e applicazioni industriali);

In entrambi i casi, **gli operatori sono concordi nell'individuare la commercializzazione dei sistemi fotovoltaici *off-grid* come una sorta di “palestra” per l'eventuale commercializzazione dei potenzialmente molto più numerosi (e remunerativi) prodotti *on-grid*.** In particolare, per i distributori di batterie questo pare essere l'unico modo per entrare in contatto con il settore del fotovoltaico ed avviare un'attività di fidelizzazione soprattutto rivolta agli installatori. **E' interessante sottolineare invece che i grossisti di materiale elettrico²³, molto attivi nella commercializzazione di prodotti fotovoltaici, stiano per il momento “alla finestra” per quanto riguarda l'offerta di sistemi di storage per ragioni analoghe a quelle citate in precedenza riguardanti la limitata dimensione del mercato e le caratteristiche dei possibili clienti.**

La percentuale di operatori specializzati nel fotovoltaico diventa invece largamente maggioritaria (per non dire totalitaria) se si prendono in esame le fasi più a valle della filiera:

- **dalla realizzazione di sistemi integrati, su cui sono impegnati soprattutto i “modulisti” e che partendo da un portafoglio prodotti che fino a qualche tempo fa prevedeva solo soluzioni per l'*off grid*, si è invece recentemente allargato anche nell'*on-grid*.** Le soluzioni disponibili fanno soprattutto riferimento al mercato **residenziale (dai 2-3 kW fino a 20 kW)**. In Italia installazioni di questo tipo non sono state ancora implementate, il che spiega una discreta presenza di operatori tedeschi (SI VEDA TABELLA 5.4) che invece hanno già potuto beneficiare di un mercato relativamente più sviluppato perlomeno nell'ultimo anno. Ad esempio SolarWorld, impresa tedesca con un'interessante produzione di moduli fotovoltaici negli Stati Uniti, ha venduto in Germania nel 2011 qualche centinaio di kW di impianti fotovoltaici integrati con sistemi di storage basati su accumulatori al piombo; ed anche le impre-

²³ Cfr. Solar Energy Report 2011, p. 104.

Tabella 5.4

Principali produttori di sistemi integrati attivi sul mercato italiano

Impresa	Nazione	Prodotto
Helios Technology	Italia	Sistemi integrati con batterie al Piombo per applicazioni <i>off-grid</i>
Solon	Germania	Sistemi integrati (con inverter e modulo) con batterie al Piombo in gel per sistemi residenziali <i>on-grid</i>
Western Co	Italia	Sistemi integrati (con inverter e modulo) con batterie al Piombo per applicazioni <i>off-grid</i>
Solar World	Germania	Sistemi integrati (senza inverter) con batterie al Piombo gel per sistemi residenziali <i>on-grid</i> e <i>off-grid</i>
Conergy	Germania	Sistemi integrati (con inverter e modulo) con batterie al Litio per sistemi residenziali <i>on-grid</i>
IBC Solar	Germania	Sistemi integrati con batterie al Piombo gel e polimeri di litio per sistemi residenziali <i>on-grid</i>

se – come Conergy e IBC Solar – che hanno scommesso su soluzioni più innovative (nichel-cobalto-alluminio e polimeri di litio rispettivamente) sono riuscite a mettere a punto prodotti commerciabili sul mercato. **Giova sottolineare come soprattutto gli operatori tedeschi stiano puntando – per dare valore aggiunto alla propria offerta – su sistemi integrati dotati di “intelligenza”:** un algoritmo all’interno dei BMS²⁴ permette al sistema di **decidere, in base ai carichi dell’abitazione, se, con la potenza a disposizione, caricare le batterie o erogare energia alle utenze domestiche.** Anche quando l’impianto fotovoltaico non è in grado di produrre energia, il sistema è in grado di scegliere se utilizzare quella immagazzinata nelle batterie o attingere dalla rete grazie alla possibilità di inserire all’interno dell’algoritmo il profilo orario delle tariffe energetiche;

- **alla progettazione e installazione di impianti fotovoltaici con storage,** che ha visto destarsi soprattutto nel 2011 un certo **interesse da parte anche di operatori di grandi dimensioni come Enel.si.** Insieme a SunSystem, infatti, l’impresa

sta lavorando nel proporre un’offerta commerciale al cliente finale residenziale che dovrebbe essere pronta per il 2013.

Da segnalare il fatto che *EPC Contractor* italiani focalizzati sul fotovoltaico (Terni Energia) ma anche alcuni attivi in altri comparti energetici (Meridionale Impianti, Tozzi Renewable Energy e Ansaldo Energia)²⁵ hanno avviato una **serie di progetti di impianti fotovoltaici *off grid*** di media (sopra i 200 kW) o alta potenza (> 5 MW) dotati di sistemi di accumulo e **da installarsi in paesi extra-europei in via di sviluppo** (Nord Africa).

Il mercato, come più volte ricordato, è in ogni caso oggi ancora troppo ridotto dimensionalmente perché si possano delineare con certezza i suoi sviluppi futuri, soprattutto per quanto riguarda la distribuzione dei “pesi” fra i diversi operatori. **Una cosa pare certa: sulle tecnologie “tradizionali”, soprattutto le batterie al piombo, il ruolo degli operatori “storici” del comparto degli accumulatori non può essere messo in discussione. Gli operatori specializzati nel fotovoltaico, o nelle rinnova-**

²⁴ Per aumentare la vita utile degli accumulatori elettrochimici, si dotano le installazioni di un sistema di gestione e diagnostica, generalmente denominato BMS (*Battery Management System*), che monitora lo stato di carica e scarica dell’accumulatore, gestendo il regolatore di carica.

²⁵ Meridionale Impianti è una delle maggiori aziende europee nel settore dell’impiantistica industriale *high-tech*, con particolare specializzazione nella progettazione e costruzione di apparati, impianti e sistemi per l’industria dei semiconduttori (“UHP”, camere pulite “*clean room*” e servizi ausiliari). Inoltre, negli ultimi anni ha avviato anche attività di installazione di impianti produttivi con soluzioni chiavi in mano, oltre che nuovi sistemi e macchinari per linee di produzione nel settore fotovoltaico. Tozzi Renewable Energy (TRE) è EPC di impianti a fonti rinnovabili e attiva anche nella produzione e vendita di energia elettrica. Infine, Ansaldo Energia è un produttore di energia e di centrali termoelettriche chiavi in mano. Inoltre è attiva anche nella produzione di turbine sia a vapore sia a gas e di generatori, inoltre fornisce anche centrali elettriche nucleari vantando con la sua divisione specifica una notevole esperienza nel campo dei reattori nucleari. Negli ultimi anni anche Ansaldo ha iniziato ad occuparsi di energie rinnovabili attraverso attività di EPC per impianti di grandi dimensioni.

vabili in generale, potrebbero invece trovare spazi interessanti o nello sviluppo di sistemi integrati o comunque nel controllo delle installazioni **indubbiamente puntando sulle soluzioni on grid.**

5.4 I vincoli alla diffusione dei sistemi di storage

I dati di mercato relativi ai sistemi di storage per il fotovoltaico – e non solo in Italia dove si è ad uno stadio di sviluppo ancora embrionale – che si sono brevemente passati in rassegna nel PARAGRAFO precedente mostrano come **la strada verso una piena diffusione di queste soluzioni sia ancora lunga. Questo nonostante da un punto di vista meramente “tecnico”, i vantaggi in termini di stabilizzazione dell'immissione in rete per gli impianti on grid e di time-shift anche per le soluzioni off grid.**

Per comprendere quindi che **cosa ferma la diffusione di questi sistemi** è necessario **ricorrere all'analisi economica** e – punto spesso trascurato nel dibattito corrente sul tema – allo **studio della normativa** di riferimento.

Nel primo caso è possibile prendere in considerazione:

- **l'incremento di investimento (in valore assoluto e percentuale)** necessario – ai costi correnti delle tecnologie disponibili sul mercato – per dotare un impianto fotovoltaico di un sistema di

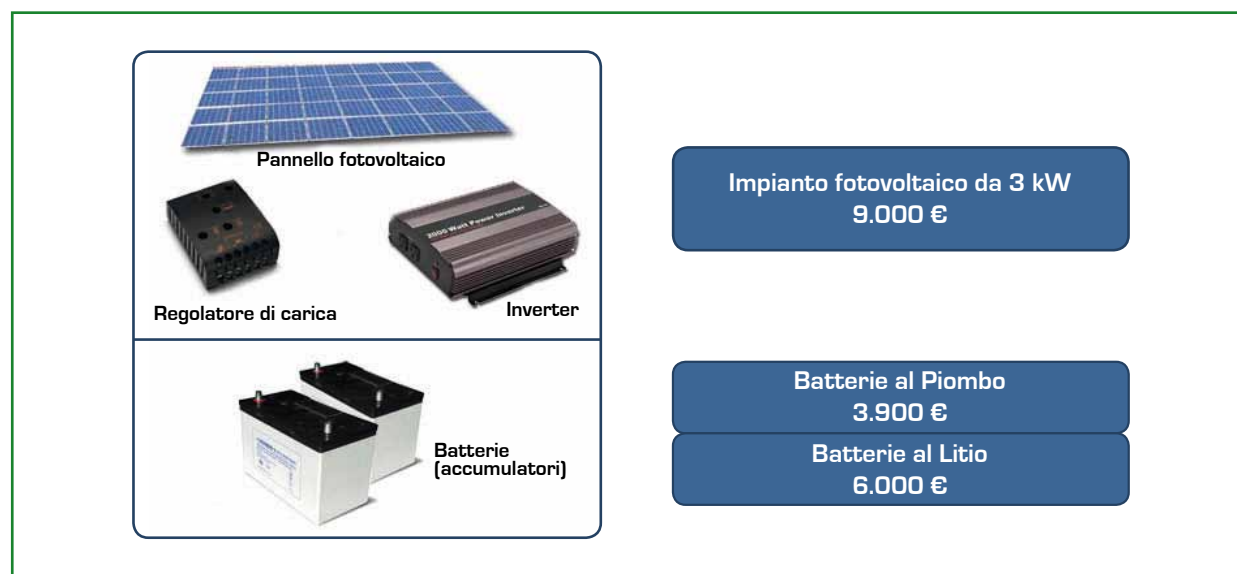
storage. Appare evidente che **maggiore è il costo di investimento, maggiore sarà – a parità di altre condizioni – l'inerzia da parte del cliente finale** (soprattutto per i piccoli impianti) ad adottare soluzioni per lo storage;

- **l'effetto economico durante la “vita utile” dell'impianto derivante dall'effetto di time-shift** garantito dall'adozione di sistemi di storage. In particolare, è opportuno sottolineare che in questo caso **a modificarsi rispetto al caso di un impianto fotovoltaico senza storage non è ovviamente la quantità di energia complessivamente prodotta quanto la quota di questa energia che può essere effettivamente auto - consumata**²⁶.

Per valutare l'effetto sull'investimento è necessario tener conto sia dell'effettivo costo della tecnologia di storage da sostenersi al momento dell'installazione dell'impianto fotovoltaico, ma **anche della vita utile media di queste soluzioni, che è in molti casi inferiore** (SI VEDANO TABELLE 5.1 e 5.2) **a quella dei moduli.** La maggior parte dei produttori di batterie al piombo non rilascia infatti garanzie per durate superiori agli 8 anni, il che rende necessario tener conto di almeno una sostituzione (o addirittura due) delle stesse per arrivare a coprire l'orizzonte almeno ventennale di funzionamento di un impianto fotovoltaico. Anche le batterie al litio, che potenzialmente hanno durate molto superiori, vengono solitamente garantite dai produttori per non più di 10 anni.

Figura 5.6

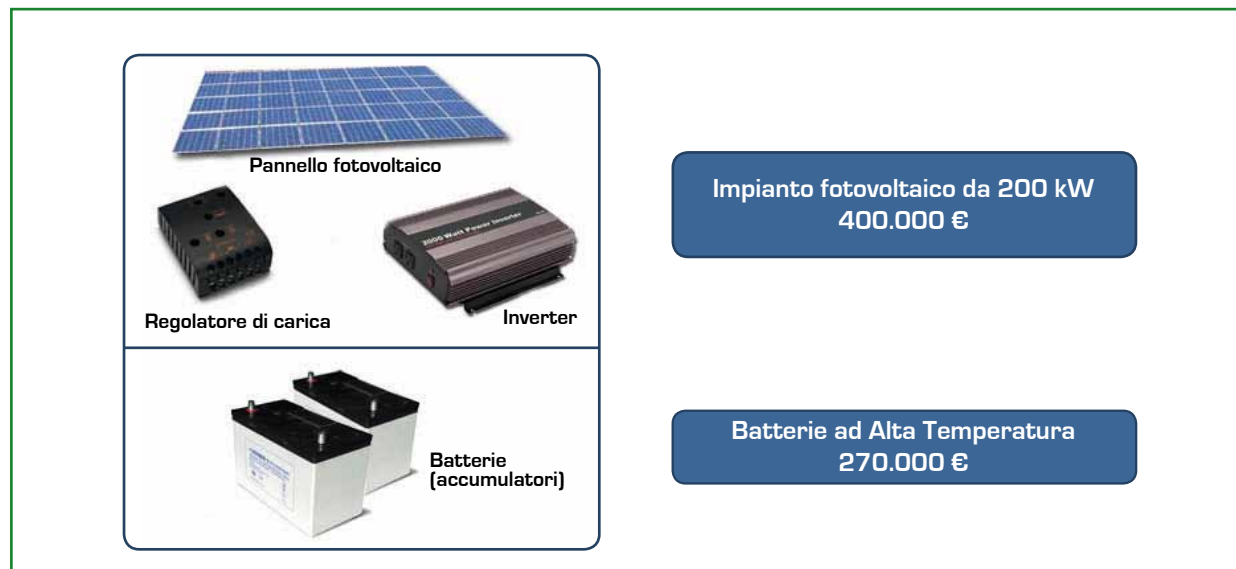
Costi dei sistemi di storage per impianti residenziali



²⁶ Giova ricordare che in media gli impianti fotovoltaici installati in Italia hanno una quota di autoconsumo pari a circa il 30-40%.

Figura 5.7

Costi dei sistemi di storage per impianti industriali



Nel caso delle batterie al piombo, l'incremento del costo di investimento per un impianto residenziale può essere quantificato in circa il 30% del costo dell'impianto fotovoltaico, che sale sino al 40% qualora si decidesse di impiegare batterie al litio.

Per gli impianti di taglia più elevata (attorno ai 200 kW) è possibile usare anche batterie ad alta temperatura, con un aggravio di costo di circa il 40%.

Le FIGURE 5.6 e 5.7 riportano alcuni possibili esempi di investimento in impianti fotovoltaici dotati di sistemi di storage.

Per valutare invece l'effetto economico sulla vita utile dell'impianto fotovoltaico di un sistema di

storage, è necessario calcolare il possibile incremento della quota di autoconsumo. In particolare, a detta degli operatori, attraverso un sistema di storage è abbastanza ragionevole ipotizzare che la quota effettiva di autoconsumo dell'energia prodotta da parte dell'utente titolare dell'impianto fotovoltaico potrebbe giungere a livelli nell'intorno del 60%.

L'effetto differenziale è però "monetizzabile" solo se l'impianto fotovoltaico non è ammesso al regime di scambio sul posto, e quindi nel caso italiano per impianti superiori a 200 kW.

In questo caso – come riportato nella TABELLA 5.5 – il risparmio in termini di minori costi energetici lungo l'orizzonte di vita dell'impianto (conside-

Tabella 5.5

Risparmio derivante dall'incremento di energia autoconsumata per impianti da 200 kW e 1 MW

		Δ kWh Autoconsumo ²⁷	Δ € Autoconsumo	Δ € Vendita	Δ € Totale
200 kW	20 anni	+ 1,33 mln	+197.563	- 125.896	+ 71.667
	30 anni	+ 1,93 mln	+ 315.216	- 200.873	+ 141.343
1 MW	20 anni	+ 6,68 mln	+ 970.000	- 605.000	+ 365.000
	30 anni	+ 9,63 mln	+1.590.000	965.000	+ 625.000

²⁷ E' la differenza tra la quantità di energia che l'impianto autoconsuma nel caso utilizzi un sistema di storage (60% di autoconsumo) rispetto al caso base in cui non utilizzo alcun sistema di storage (30% di autoconsumo). Ovviamente questo Delta sarà positivo.

rando impianti su edificio con la tariffa incentivante del Quarto Conto Energia relativa al primo semestre del 2012 ed una producibilità media pari a 1.200 kWh/kW) è stimabile in circa 114.000 € (sull'orizzonte di vita di 30 anni) e 72.000 € (sull'orizzonte di vita di 20 anni) per il 200 kW e 625.000 € (sull'orizzonte di vita di 30 anni) e 365.000 € (sull'orizzonte di vita di 20 anni) per 1 MW, che evidentemente diventa il livello soglia di extra costo per l'adozione di una tecnologia di storage.

L'assenza di effetti in caso di impianti inferiori a 200 kW (quelli però dove è più probabile trovare tecnologie di storage effettivamente disponibili commercialmente) è già sufficiente a spiegare la "difficoltà" di diffusione dei sistemi di storage.

Anche però qualora si ipotizzasse l'abolizione completa²⁸ del sistema dello "scambio sul posto", la TABELLA 5.6 dimostra che i risparmi conseguibili sarebbero comunque piuttosto limitati, soprattutto se comparati al costo di investimento già evidenziato in FIGURA 5.6.

Oltre ai problemi evidenziati a livello economico, anche il quadro normativo del nostro Paese pone diversi limiti all'adozione dei sistemi di storage per gli impianti fotovoltaici.

Innanzitutto, come si è già evidenziato in precedenza, la presenza – caso unico a livello europeo – di una soglia di 200 kW per il regime dello scambio sul posto²⁹, evidentemente rende "monetizzabili" i benefici per lo storage nel fotovoltaico solo per taglie di impianto ove in effetti non sono ad oggi disponibili tecnologie commerciali.

Per i grandi impianti fotovoltaici (ed in generale per quelli alimentati da fonti rinnovabili), poi, la mancanza di applicazione di oneri di sbilanciamento³⁰, ovvero di un "incentivo" a sfruttare l'effetto di *time-shift*, non depone a favore dell'adozione di soluzioni di storage³¹.

Il possibile ruolo della normativa nel favorire invece la diffusione di questa tecnologia è discusso nel BOX 5.4, che riporta il caso della Germania.

Tabella 5.6

Risparmio derivante dall'incremento di energia autoconsumata per impianti da 3 kW e 100 kW

		Δ kWh Autoconsumo ³²	Δ € Autoconsumo	Δ € Vendita	Δ € Totale
3 kW	20 anni	+ 16.697	+ 3.268	- 2.128	+ 1.168
	30 anni	+ 24.079	+ 5.215	- 3.380	+ 1.835
100 kW	20 anni	+ 0,67 mln	+ 97.000	- 65.000	+ 32.000
	30 anni	+ 0,97 mln	+158.000	- 98.000	+ 60.000

²⁸ Possibilità piuttosto remota per il sistema di incentivazione italiano.

²⁹ Il servizio di scambio sul posto ("Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo Scambio sul Posto (Tisp)" previsto dalla Delibera 3 giugno 2008 - ARG/elt 74/08) consiste nel realizzare una particolare forma di autoconsumo in sito consentendo che l'energia elettrica prodotta ed immessa in rete possa essere prelevata e consumata in un momento differente da quello in cui avviene la produzione, utilizzando quindi il sistema elettrico quale strumento per l'immagazzinamento virtuale dell'energia elettrica prodotta, ma non contestualmente auto-consumata.

³⁰ Gli oneri di sbilanciamento sono tutti quegli oneri a carico dei soggetti che immettono o prelevano energia dalla rete (utenti del dispacciamento) in misura diversa da quanto definito secondo i programmi di immissione e di prelievo. L'attuale assenza di tale valore non è vincolante, la delibera ARG/elt 5/10 ha introdotto un incentivo per la corretta previsione il cui premio unitario pari a 3 €/MWh deve essere calcolato per la soglia di riferimento (pari a 0,2 per il 2011 e 0,15 per il 2012 e gli anni a seguire) per la differenza tra energia effettivamente immessa in rete ed energia che avrebbe dovuto immettere se avesse rispettato il programma.

³¹ Solo per completezza è possibile sottolineare come la delibera ARG/elt 5/10 prevede l'obbligo per le unità di produzione rilevanti (ovvero con potenza uguale o superiore a 10 MW), anche se alimentate a fonti rinnovabili, di fornire un valore di produzione elettrica attesa sul Mercato del Giorno Prima (MGP). Anche se, per gli impianti da rinnovabili non programmabili (come il fotovoltaico), la comunicazione di tale valore non è vincolante, la delibera ARG/elt 5/10 ha introdotto un incentivo per la corretta previsione il cui premio unitario pari a 3 €/MWh deve essere calcolato per la soglia di riferimento (pari a 0,2 per il 2011 e 0,15 per il 2012 e gli anni a seguire) per la differenza tra energia effettivamente immessa in rete ed energia che avrebbe dovuto immettere se avesse rispettato il programma.

³² E' la differenza tra la quantità di energia che l'impianto autoconsuma nel caso utilizzi un sistema di storage (60% di autoconsumo) rispetto al caso base in cui non utilizzo alcun sistema di storage (30% di autoconsumo). Ovviamente questo Delta sarà positivo.

Box 5.4**Il quadro normativo in Germania**

L'Energy Sources Act, varato dall'EEG (*Erneuerbare-Energien-Gesetz*) ad Ottobre 2008, ha offerto una nuova opzione tariffaria, più conveniente rispetto alle altre, agli impianti che massimizzano l'auto-consumo. In particolare, l'EEG incentiva i proprietari di impianti fotovoltaici realizzati su edificio (ma fino a 500 kW di potenza) a spostare il consumo di energia elettrica al momento della produzione da parte dell'impianto fo-

tovoltaico o all'utilizzo di sistemi di storage che permettano di immagazzinare l'energia elettrica prodotta durante le ore di funzionamento dell'impianto per poi auto-consumarla alla bisogna. La maggiorazione degli incentivi infatti entra in vigore quando la quota di auto-consumo supera il 30%. La norma, che doveva scadere a fine 2011, è stata rinnovata per altri tre anni e quindi sino al termine del 2014.

6. Le entrate fiscali in Italia

Sin dall'inizio la diffusione del fotovoltaico in Italia si è accompagnata ad un **dibattito relativo al “costo” dei sistemi di incentivazione per lo Stato**, acuito dal fatto che – nonostante l'incentivo fosse erogato al proprietario dell'impianto – una parte rilevante di questo costo vada in realtà a supportare la filiera produttiva che sta alle spalle dell'impianto fotovoltaico vero e proprio e che vede fra le sue fila (anche se con un peso via via minore nel tempo – SI VEDA CAPITOLO 4) un numero importante di operatori stranieri.

E' evidente come l'esplosione dell'installato negli scorsi due anni, unita alla maggior pressione sul sistema pubblico conseguenza della crisi economica globale, non abbia fatto che accendere ancor di più gli animi attorno a questo tema. **Il Governo ha già efficacemente risposto con il Quarto Conto Energia del 5 Maggio 2011** – e in maniera analoga sembra voler operare con il Quinto Conto Energia (SI VEDA CAPITOLO 3) – **ai timori di un eccessivo “impegno” economico nel fotovoltaico definendo dei valori soglia per l'ammontare complessivo speso: ossia i 6-7 mld € annui previsti dal Quarto Conto Energia.**

Si parla in ogni caso sempre di “tetto alla spesa”, senza tuttavia tener conto che l'installazione degli impianti prima e la produzione di energia da fotovoltaico lungo la vita utile dopo, essendo attività che comportano la generazione di reddito hanno anche come conseguenza l'insorgere di entrate fiscali per lo Stato.

L'obiettivo di questo CAPITOLO – visto che molti e discordanti numeri si sono spesso sentiti nei dibattiti pubblici – è di **fornire una stima delle entrate derivanti dalle installazioni fotovoltaiche**. Il valore aggiunto che si vuole dare non riguarda soltanto la stima in sé quanto **la definizione chiara e quanto più possibile oggettiva delle ipotesi**, in modo da rendere questo tipo di analisi replicabile e/o facilmente modificabile al variare dei parametri che la

compongono (solo a titolo di esempio, nel caso in cui vi siano ulteriori variazioni in aumento o diminuzione dell'IVA).

Per affrontare il problema si è guardato il fotovoltaico in Italia assumendo la prospettiva degli impianti, considerati come “soggetti d'imposta”, e quindi considerando il totale delle entrate che lo Stato ottiene dalla loro installazione e durante tutta la loro vita per effetto della produzione di energia elettrica¹.

6.1 Le ipotesi e la metodologia di lavoro

Come preannunciato nell'introduzione del CAPITOLO si affronterà questo tema distinguendo in maniera chiara le ipotesi di lavoro dai risultati dei calcoli sulle entrate per lo Stato conseguenti. Giova sottolineare come **le assunzioni fatte siano il risultato del confronto con professionisti** (fiscalisti e commercialisti) **attivi nel settore fotovoltaico, con operatori** (soprattutto *EPC*, che più direttamente sono a contatto con gli aspetti fiscali che costituiscono parte integrante della loro offerta al cliente finale) **e associazioni di categoria**. E' indubbio come, volendosi valutare il quadro d'insieme, è stato tuttavia indispensabile adottare alcune semplificazioni, di cui viene in ogni caso dato conto nel testo.

Innanzitutto si è basato il calcolo del gettito fiscale derivante dal fotovoltaico in Italia sulla **potenza effettivamente entrata in esercizio nel corso del 2011²**.

Per ridurre tuttavia la complessità del calcolo e renderlo quindi comprensibile e replicabile come richiesto in premessa, si è deciso di identificare degli “impianti tipo”, che fossero rappresentativi delle fasce di potenza rispetto alle quali viene definito il livello di incentivazione. **La TABELLA 6.1 riporta l'esito del processo di selezione degli impianti tipo**. Giova sottolineare come per la scelta ci si è fonda-

¹ Si è trascurato – ed è opportuno precisarlo – l'impatto generato dalla filiera del fotovoltaico, ovvero dai redditi delle imprese italiane del fotovoltaico. In questo caso, infatti, la stima sarebbe risultata da un lato troppo complessa e di difficile replicabilità e dall'altro lato troppo soggetta alle contingenze del periodo economico (si pensi ad esempio all'impatto dei prezzi delle materie prime sui costi operativi delle imprese di moduli) per potere con affidabilità effettuare delle proiezioni sul lungo termine.

² Come già discusso nel CAPITOLO 2, infatti, mentre si deve prendere a riferimento l'installato nell'anno per comprendere le ricadute sulla filiera, è sulla base degli impianti allacciati che invece va effettuato il calcolo delle uscite da incentivi, e quindi anche delle relative entrate per lo Stato.

Tabella 6.1

Classificazione degli impianti tipo

Fascia di potenza [kW]	Impianto tipo [kW]	Titolare impianto
$1 \leq P < 20$	3	Persona fisica
$20 \leq P < 200$	100	Persona giuridica (società di capitali)
$200 \leq P < 1.000$	400	Persona giuridica (società di capitali)
$P \geq 1.000$	1.000	Persona giuridica (società di capitali)

mentalmente basati sull'analisi dell'effettiva ricorrenza nell'installato di una specifica taglia di impianto (ad esempio quella da 3 kW) nella relativa fascia di appartenenza e che solo successivamente ed in taluni casi (ad esempio per la definizione dell'impianto tipo a 400 kW) si sia corretto questo valore sulla base della effettiva rappresentatività "fiscale".

Proprio a questo fine **si è considerato che i titolari degli impianti da 3 kW siano** (e questo è abbastanza naturale) **persone fisiche, mentre in tutti gli altri casi si tratti di società di capitali. Per queste ultime si è considerato il reddito derivante dall'impianto fotovoltaico come l'unico reddito d'impresa** – ovvero in altre parole si è isolato il contributo del reddito derivante dall'impianto fotovoltaico dal resto dell'attività d'impresa, se ovviamente rilevante³ – e si è applicato sia il regime di cui all'art.

96 del TUIR⁴ sia il nuovo meccanismo di riporto illimitato delle perdite ai fini fiscali sino all'80% del reddito imponibile⁵.

Successivamente si è **"trasformata" la potenza effettivamente allacciata in una certa fascia di potenza durante il 2011 in un "numero equivalente" di impianti tipo**. Ad esempio i 270,96 MW allacciati nella fascia 1-20 kW sono stati considerati equivalenti a 90.320 impianti da 3 kW. **Nel far questo tuttavia si è salvaguardata la distribuzione dell'installato nei diversi Conti Energia (SI VEDA CAPITOLO 3), dando vita al quadro riportato in TABELLA 6.2.**

La necessità di mantenere comunque separata la quota di installato nei diversi Conti Energia è dovuta alla differente (ed in particolare significativamente decrescente) tariffa incentivante

Tabella 6.2

Installato fotovoltaico nel 2011 suddiviso per regime incentivante e classe-tipo di potenza (Rielaborazione dati GSE)

Impianto tipo (kW)	Numero equivalente di impianti tipo			Potenza effettivamente allacciata (kW)		
	II CE (Salva Alcoa)	III CE	IV CE	II CE (Salva Alcoa)	III CE	IV CE
3	90.320	69.617	134.294	270.960	208.851	402.881
100	7.695	2.323	7.251	769.456	232.268	725.078
400	4.476	1.533	4.813	1.790.488	613.245	1.925.131
1000	711	492	1.304	711.338	492.121	1.303.745

³ E' opportuno a questo proposito ricordare che in molti casi, soprattutto per gli impianti di taglia più grande, è prassi appunto costituire una società *ad hoc* (Special Purpose Vehicle) cui viene assegnata la titolarità dell'impianto.

⁴ L'articolo 96 del Testo Unico delle Imposte sui Redditi (TUIR) fa riferimento al trattamento degli interessi passivi (deducibilità) DPR 22 dicembre 1986 n°917.

⁵ Come stabilito dall'articolo 84, comma 1, del TUIR, e successivamente emendato dal decreto legge n. 98 del 2011.

Tabella 6.3

Incentivo medio pesato per i diversi Conto Energia

Impianto tipo	Incentivo medio [€/kWh]		
	II CE (Salva Alcoa)	III CE	IV CE
3	0,448	0,387	0,335
100	0,383	0,333	0,283
400	0,383	0,327	0,263
1000	0,360	0,300	0,228

erogata. Anche in questo caso è stato necessario trasformare il dato reale in un dato “equivalente”⁶ da applicare all’impianto tipo così come sopra definito. Il risultato di questa trasformazione è riportato nella TABELLA 6.3. Ancora una volta è opportuno sottolineare come il valore di incentivazione riportato non corrisponde ad un dato puntuale, ma è la media pesata all’interno della classe dimensionale di riferimento e tenendo conto della distribuzione temporale delle installazioni lungo il 2011.

Le fonti di entrata fiscale fanno invece riferimento a due categorie di imposte:

- **quelle dirette**, ossia IRAP, IRES e relativa Ritenuta d’acconto⁷, che fanno riferimento al reddito d’impresa e si applicano quindi ai soli impianti

tipo da 100, 400 e 1.000 kW;

- **quelle indirette**, ossia IVA e ICI/IMU, che invece si applicano, anche se con criteri differenti di cui si darà conto tra breve, a tutte le tipologie di impianti.

In tutti i casi ove l’imposta si applica lungo la vita utile dell’impianto si sono considerati 20 anni come orizzonte temporale di riferimento. Giova qui ricordare come questa assunzione, sebbene coerente rispetto al periodo di incentivazione, sia tuttavia conservativa rispetto alla reale vita utile dell’impianto fotovoltaico⁸.

Le TABELLE 6.4 e 6.5 riportano i dettagli relativi alla applicazione di ciascuna di queste imposte utilizzate per il calcolo.

Tabella 6.4

Imposte dirette sugli impianti: aliquota, imponibile ed ipotesi

Imposta diretta	Aliquota di riferimento	Modalità di calcolo dell’imponibile	Eventuali altre ipotesi
IRES	27,5%	L’imponibile IRES viene calcolato annualmente a partire dall’utile ante imposte (che quindi considera anche fra i ricavi gli incentivi erogati per la vendita dell’energia), a cui si somma l’ICI/IMU pagata nello stesso anno ⁹	
IRAP	3,9%	L’imponibile IRAP viene calcolato annualmente a partire dal margine operativo netto (che quindi considera anche fra i ricavi gli incentivi erogati per la vendita dell’energia), a cui si somma l’ICI/IMU pagata nello stesso anno	Si considera l’aliquota fissata per legge su base nazionale, tralasciando eventuali aumenti stabiliti dalle singole Regioni ¹⁰
Ritenuta d’acconto	4%	La ritenuta d’acconto si applica annualmente sull’ammontare di incentivi erogati sulla base dell’energia prodotta	

⁶ Ad esempio, con riferimento al Quarto Conto Energia, per la tariffa media dell’impianto-tipo da 3 kW, si considerano le tariffe mensili “su edificio” (si ipotizza che tali impianti siano esclusivamente realizzati su edificio) riferite alle classi 1-3 kW e 3-20 kW, pesate in maniera uguale (sotto l’ipotesi che l’installato tra le 2 classi sia il medesimo e sia ripartito in maniera eguale tra i diversi mesi). In maniera analoga si è operato per le altre taglie d’impianto.

⁷ Seppur finalizzata a garantire un’anticipata riscossione delle imposte sui redditi, tuttavia non viene considerata nell’ammontare complessivo delle entrate per lo Stato, in quanto il suo ammontare è detratto dall’esborso IRES dovuto da ciascun titolare di impianto fotovoltaico.

⁸ SI VEDA CAPITOLO 7 ove si è considerata e argomentata anche una durata di funzionamento di 30 anni per gli impianti fotovoltaici di nuova installazione.

⁹ Questo valore va corretto tenendo conto, qualora sussistano, di aggiustamenti di natura fiscale (*tax adjustment*) legati ad esempio agli interessi passivi accumulati riportabili in avanti, agli interessi passivi deducibili ed alle perdite fiscali compensabili.

¹⁰ Le Regioni hanno facoltà di aumentare al massimo di un punto percentuale l’aliquota (3,90%) fissata su base nazionale.

Tabella 6.5

Imposte indirette sugli impianti: aliquota, imponibile ed ipotesi

Imposta indiretta	Aliquota/ Valore di riferimento	Modalità di calcolo dell'imponibile	Eventuali altre ipotesi
IVA	10% ¹¹	Per i soggetti che operano secondo il regime dello scambio sul posto l'imponibile IVA è riferito al costo di acquisto dell'impianto ed è interamente pagato nell'anno in cui avviene l'installazione. Per i soggetti che operano invece vendendo l'energia prodotta si ipotizza che l'IVA sull'acquisto possa essere completamente detratta nell'anno in cui avviene l'installazione, mentre l'imposta sarà versata durante gli anni di esercizio dell'impianto sulla base dell'energia effettivamente venduta sulla rete (l'incentivo in conto energia è esente invece da IVA, in quanto considerato "contributo a fondo perduto")	Si sono ipotizzati di optare per il regime di scambio sul posto il 100% degli impianti tipo da 3 kW e il 40% degli impianti tipo da 100 kW ¹² . In tutti gli altri casi, si è considerata la sola vendita dell'energia (il cui prezzo medio nel 2011 è stato di 7 c€/kWh) lungo 20 anni di vita utile dell'impianto
ICI/IMU	10 -13 ¹³ €/kW	Il calcolo dell'imponibile è effettuato sulla base della potenza effettivamente installata. Dall'applicazione dell'ICI sono tuttavia esclusi gli impianti da 3 kW in quanto considerati beni "mobili". Tutte le altre taglie di impianto seguendo le indicazioni dell'Agenzia del Territorio competente in materia sono stati considerati beni da accatastare e pertanto soggetti ad ICI/IMU	

6.2 Le entrate fiscali derivanti dagli impianti fotovoltaici in Italia

Una volta definite le modalità di calcolo degli imponibili e le aliquote e/o i valori di riferimento delle diverse imposte cui sono soggetti gli impianti fotovoltaici, è possibile eseguire il calcolo delle corrispondenti entrate per lo Stato.

Si sono in particolare calcolate:

- **le imposte effettivamente riferite nell'anno di installazione, ovvero nel caso specifico il 2011.** In questo calcolo rientrano in particolare:
 - l'IVA dovuta per gli "impianti tipo" da 3 kW e per il 40% degli "impianti tipo" da 100 kW

che viene assolta interamente nell'anno di installazione;

- **le altre imposte dirette e indirette** (ove dovute) **sulla base dell'effettiva produzione di energia da fotovoltaico.** Nel caso del 2011, tenendo conto dell'effettiva distribuzione temporale di entrata in esercizio degli impianti, si è calcolato un funzionamento equivalente medio pari a 730 ore/anno¹⁴.
- **le imposte che quei medesimi impianti corrispondono in un generico anno "t" successivo all'anno 2011 di installazione.** In questo caso si utilizza quindi una media di energia prodotta (cui applicare conseguentemente le relative imposte) pari a 1.200 kWh per ogni kW installato. Le imposte i cui effetti si esauriscono invece

¹¹ Il Decreto Legge 138/2011 del 13 Agosto 2011 ("Ulteriori misure urgenti per la stabilizzazione finanziaria e per lo sviluppo") ha previsto l'aumento dell'aliquota IVA ordinaria dal 20% al 21% a partire dal 16 Settembre 2011.

Il Decreto Legge n. 201 del 6 Dicembre 2011 ("Disposizioni urgenti per la crescita, l'equità e il consolidamento dei conti pubblici") prevede l'aumento delle aliquote IVA di 2 punti percentuali, sia ordinaria (dal 21% al 23%) che intermedia (dal 10% al 12%), a partire dal 1° Ottobre 2012, nel caso in cui entro tale data non venga varata una riforma in materia fiscale e assistenziale in grado di determinare effetti positivi per l'indebitamento netto non inferiori a 13.119 mln € per il 2013 e a 16.400 mln € annui a partire dal 2014. Dal primo gennaio 2014, sarebbe previsto un ulteriormente incremento pari a 0,5 punti percentuali.

Nei calcoli non si è tenuto conto del possibile aumento, che tuttavia andrebbe ad incrementare il gettito IVA.

¹² In questo caso il prezzo medio misurato al 2011 prima dell'applicazione dell'IVA per gli impianti tipo da 3 kW è stato di 3.400 €/kW e di 2.300 €/kW per gli impianti tipo da 100 kW (SI VEDA CAPITOLO 7).

¹³ Non c'è ancora certezza sulle aliquote che saranno applicate, pertanto si fa riferimento alle ultime informazioni a disposizione: aliquota ICI di 10 €/kW per il 2011 e ad un'aliquota IMU di 12 €/kW per il 2012 e di 13 €/kW a partire dal 2013.

¹⁴ In altre parole, è come se in media 1 kW fotovoltaico installato ha prodotto nel 2011 "solo" 730 kWh, contro invece una media di funzionamento annuo – considerando l'impianto disponibile alla produzione dall'inizio dell'anno – in Italia pari a 1200 kWh/kW.

nell'anno di installazione (ovvero il caso dell'IVA citato al punto precedente) non hanno invece alcun impatto;

- **le imposte complessivamente corrisposte dagli impianti installati nel corso del 2011 lungo i 20 anni di vita utile.** In questo caso per semplicità si sono sommati i valori senza tener conto dell'effetto di attualizzazione. Anche se non corretto dal punto di vista economico, si è deciso di adottare questa modalità di somma “per flussi omogenei” in quanto confrontabile con le cifre relative all'impegno di spesa per l'incentivazione da fotovoltaico che circolano nei pubblici dibattiti e che sono riprese e commentate al termine di questo PARAGRAFO.

Partendo dalle imposte effettivamente riferite¹⁵ all'anno 2011, si ottiene la TABELLA 6.6. Il totale delle imposte dovute dagli impianti entrati in esercizio nel corso del 2011 e riferite concettualmente al medesimo anno è quindi pari a **oltre 750 mln €**, di cui **oltre la metà (520 mln €) provenienti dall'IVA versata dai titolari di impianti che adottano il regime dello scambio sul posto.** Relativamente limitato, dell'ordine del 10%, appare essere il peso dell'ICI, sulla cui applicazione – in questo conto assunta come effettiva – vi sono pareri discordanti ed interpretazioni anche fra di loro con-

traddittorie¹⁶.

Gli impianti di piccola e media taglia (rispettivamente 3 e 100 kW) **sono indubbiamente nell'anno di loro installazione i maggiori “contribuenti”.** Ad essi infatti si deve circa il **76% del totale delle entrate relative alle installazioni 2011 pur rappresentando solo il 28% dell'installato in potenza.** Viceversa, e nonostante rappresentino in potenza oltre il 72% del totale, gli impianti di grande taglia e le centrali fotovoltaiche contano per poco meno del 25% delle entrate totali riferite all'anno di installazione.

E' interessante sottolineare l'estrema sensibilità di questo valore di entrate fiscali alle variazioni dell'aliquota IVA. Se ad esempio – anziché accedere al regime agevolato – gli impianti fotovoltaici, sia per la installazione che per la vendita dell'energia, fossero soggetti alla “normale” aliquota IVA del 21%, il valore complessivo delle imposte corrisposte nell'anno sarebbe pari a quasi 1,4 mld €.

Se invece si considera il **flusso di imposte connesse ad un generico anno di funzionamento degli impianti installati nel 2011, si ottiene il quadro, piuttosto diverso dal precedente, riportato nella**

Tabella 6.6

Le entrate fiscali derivanti dagli impianti fotovoltaici entrati in esercizio nel corso del 2011

(mln €)	3 kW	100 kW	400 kW	1.000 kW	Totale
IRES	-	16,4	11,2	31	58,6
IRAP	-	8,6	12,4	10,5	31,5
IVA sull'acquisto dell'impianto	327	193	-	-	520
IVA sulla produzione di energia	-	8	33	15	56
ICI/IMU	-	17,9	43,3	25,1	86,3
Totale	327	243,9	99,9	81,6	752,4
Potenza installata (kW)	928.531	1.749.983	4.217.333	2.473.892	9.369.738

¹⁵ Vanno sempre rammentate in ogni caso le ipotesi semplificative cui si è dato conto nella prima parte di questo paragrafo.

¹⁶ A tal proposito, è emblematica la “differenza di vedute” tra l'Agenzia delle Entrate e l'Agenzia del Territorio con riferimento agli impianti su tetto. La prima valuta tali impianti “beni mobili”, pertanto non soggetti al pagamento dell'ICI/IMU, viceversa la seconda valuta tali impianti “beni immobili”, pertanto da accatastare e di conseguenza soggetti al pagamento dell'ICI/IMU.

La Corte di Cassazione ha risolto questo contenzioso con la sentenza 22.690 del 2009, stabilendo che tali impianti debbano essere considerati “beni immobili”.

Tabella 6.7

Le entrate fiscali derivanti dagli impianti fotovoltaici entrati in esercizio nel 2011 in un generico anno di funzionamento

(mln €)	3 kW	100 kW	400 kW	1.000 kW	Totale
IRES	-	100,3	219,7	119,6	439,6
IRAP	-	23,4	51,9	27,2	102,5
IVA sull'acquisto dell'impianto	-	-	-	-	-
IVA sulla produzione di energia	-	13	54	25	92
ICI/IMU	-	17,9	43,3	25,1	86,3
Totale	-	154,6	368,9	196,9	720,4
Potenza installata (kW)	928.531	1.749.983	4.217.333	2.473.892	9.369.738

TABELLA 6.7.

Il valore complessivo delle entrate nel generico anno di funzionamento degli impianti è pari a circa 720 mln € e – fatto questo estremamente interessante – di quasi il 4% inferiore rispetto a quanto calcolato in precedenza per l'anno di installazione. Cambiano tuttavia in maniera anche significativa i pesi:

- **fra le tipologie di imposte, con l'IRES che si avvicina notevolmente al gettito ottenuto grazie all'IVA, che comunque mantiene la lion's share;**
- **fra le classi di impianto, con grandi impianti e centrali fotovoltaiche a contare per quasi il 50%**

del totale delle entrate dell'anno per lo Stato (più del doppio rispetto al caso precedente) e quindi con un migliore allineamento rispetto all'effettivo contributo in termini di potenza installata.

Non è un caso – e deve quindi fare riflettere – come avvenga in questo caso uno “scambio” rispetto a quanto visto in precedenza fra impianti di piccola e media taglia e gli impianti di maggiori dimensioni (SI VEDA BOX 6.1).

Il quadro d'insieme sull'orizzonte di vita ventennale assunto come riferimento è riportato infine nella TABELLA 6.8.

Box 6.1**La Robin Tax**

La cosiddetta “Robin Tax” è una maggiorazione dell'aliquota IRES introdotta nel 2008 (Legge 6 Agosto 2008, n°133 “Conversione in legge, con modificazioni, del Decreto Legge 25 Giugno 2008, n. 112, recante disposizioni urgenti per lo sviluppo economico, la semplificazione, la competitività, la stabilizzazione della finanza pubblica e la perequazione tributaria) quale misura “etica” per tassare i profitti delle imprese energetiche più grandi (sopra i 25 mln € di reddito d'impresa annua). Consisteva in una maggiorazione dell'aliquota ordinaria IRES in misura pari al 6,5%, il cui introito sarebbe stato utilizzato a sostegno delle persone meno abbienti attraverso la “Social Card”.

Il Decreto Legge n. 138 del 2011 ha ridotto la soglia di reddito d'impresa per cui si applica l'imposta da 25 a 10 mln €, ha aumentato l'aliquota dal 6,5% al 10,5%, ed esteso l'ambito di applicazione alla trasmissione, al dispacciamento ed alla distribuzione dell'energia elettrica (oltre che al trasporto del gas naturale), eliminando l'esenzione prevista per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (solare, eolico, biomasse).

Nonostante il clamore suscitato dall'introduzione della Robin Tax anche per le rinnovabili, nel caso del fotovoltaico le nostre stime indicano in meno di 8 mln €/anno, peraltro concentrati in un numero assai limitato di grandi produttori, l'esborso effettivamente a carico del settore.

Tabella 6.8

Le entrate fiscali derivanti dagli impianti fotovoltaici entrati in esercizio nel 2011 lungo l'intera vita utile di funzionamento (20 anni)

(mln €)	3 kW	100 kW	400 kW	1.000 kW	Totale
IRES	-	3.249,3	7.431,9	3.395	14.076,2
IRAP	-	529,9	1.212,2	566,6	2.308,7
IVA sull'acquisto dell'impianto	327	193	-	-	520
IVA sulla produzione di energia	-	257	1074	493	1.824
ICI/IMU	-	442,1	1.108,2	641,8	2.192,1
Totale	327	4.671,3	10.826,3	5.096,4	20.921
Potenza installata (kW)	928.531	1.749.983	4.217.333	2.473.892	9.369.738

Il totale delle entrate per lo Stato derivanti dall'intera vita utile degli impianti installati nel corso del 2011 è pari a quasi 21 mld €, due terzi dei quali dovuti all'IRES. Assai marginale appare invece essere il contributo dell'IVA, che complessivamente conta per poco più dell'11% del totale delle entrate.

L'esborso relativo agli incentivi per gli impianti fotovoltaici messi in funzione nel 2011 è pari annualmente a circa 3,7 mld € (1,5 mld € riferiti ad impianti che ricadono nell'ambito del Quarto Conto Energia, 635 mln € nel Terzo Conto Energia e 1,6 mld € come conseguenza del Salva Alcoa) e quindi corrisponde a circa 74 mld € sull'orizzonte ventennale preso in considerazione. Questo significa che, considerando l'orizzonte ventennale di incentivazione:

- il 27% della "spesa" per gli incentivi è in realtà "coperta" dalle entrate derivanti dalla tassazione corrente;
- il 76% delle entrate – coerentemente con il peso in potenza complessivo – deriva dagli impianti di grande taglia e dalle centrali fotovoltaiche.

Il risultato dell'analisi è piuttosto interessante e merita quindi qualche osservazione ulteriore. Innanzitutto, è rilevante far notare come il rapporto tra entrate e uscite trovato sopra sia in parte "sbilanciato" dall'effetto del Salva Alcoa. Se si guarda ai soli impianti entrati in esercizio nell'ambito del Terzo e Quarto Conto Energia la percentuale di copertura della "spesa" per effetto delle entrate sale al 31%, per arrivare al 33% se si considera il solo Quarto Conto Energia.

Il paragone con il Secondo Conto Energia, dove la quota di entrate supera di poco il 25% del totale delle uscite, rende evidente come si sia già imboccata una strada "virtuosa" (anche se a detta di alcuni forse troppo poco coraggiosa) verso una maggiore sostenibilità degli incentivi erogati per il fotovoltaico.

Il pericolo da scongiurare è che un "balzo" eccessivo (ovvero un taglio degli incentivi) alla ricerca di un bilanciamento "perfetto" tra entrate e uscite possa invece – come discusso nel CAPITOLO 2 – deprimere in maniera eccessiva lo sviluppo del mercato.

Tenendo conto – e troppo poco spesso se ne parla – che sono proprio gli impianti di medie e grandi dimensioni quelli che ad oggi garantiscono sull'orizzonte ventennale i maggiori "contributi" in termini di entrate (SI VEDA TABELLA 6.9), la forte penalizzazione che il legislatore ha riservato ed intende riservare nel Quinto Conto Energia, a tali impianti rappresenta un elemento critico per la sostenibilità degli incentivi erogati al fotovoltaico.

Viceversa, nonostante la diffusione dei piccoli impianti permetta di godere di tutti i vantaggi di quella che va sotto il nome di "Generazione Distribuita" (a fronte di una serie di criticità che insistono sul "sistema elettrico", per la cui dettagliata analisi si rimanda allo Smart Grid Executive Report), la loro incentivazione presenta il massimo "sbilanciamento" rispetto all'introito per le casse dello Stato, con un rapporto di oltre 20:1 per ciascun kW installato, contro un rapporto inferiore al 4:1 per tutte le altre taglie d'impianto.

Tabella 6.9

Imposte totali e incentivo totale erogato per tipologie di impianto calcolato sull'intero ciclo di vita dell'impianto (20 anni)

	3 kW	100 kW	400 kW	1000 kW	Totale
Totale imposte (mln €)	327	4.671,3	10.826,3	5.096,4	20.921
Potenza installata (kW)	928.531	1.749.983	4.217.333	2.473.892	9.369.738
Imposte totali (€/kW installato)	370	2.705	2.501	2.033	2.215
Incentivo totale erogato¹⁷ (€/kW)	7.862	8.023	7.964	7.758	7.911

¹⁷ Calcolato con riferimento all'installato del 2011 suddividendo in Secondo, Terzo e Quarto Conto Energia e per fasce di impianto sulla base dei valori medi di incentivazione.

7. La grid parity

L'obiettivo di questo capitolo è di approfondire il tema del **raggiungimento della grid parity per la tecnologia fotovoltaica in Italia**. Più che mai si tratta di un argomento di grande interesse ed attualità, considerata innanzitutto la significativa riduzione dei prezzi chiavi in mano degli impianti fotovoltaici registrata negli ultimi 12 mesi (SI VEDA PARAGRAFO 1.1), che ha verosimilmente avvicinato questo importante traguardo. È tuttavia un argomento scottante anche perché, come discusso nel CAPITOLO 3, si fa sempre più vicino il momento in cui si esauriranno gli incentivi attraverso il sistema *feed-in* che hanno negli ultimi anni promosso gli investimenti nel fotovoltaico in Italia ed in molti altri Paesi europei.

Conoscere quanto sia lontana (o vicina, come vedremo) la *grid parity* per il fotovoltaico nel nostro Paese e, soprattutto, in quali ambiti di applicazione sarà raggiunta prima, rappresenta quindi un elemento di **fondamentale importanza innanzitutto per orientare l'attività dei policy maker**, che è auspicabile definiscano un percorso di graduale esaurimento degli incentivi capace di tenere conto delle specificità delle diverse tipologie di impianti che saranno realizzate nei prossimi mesi e anni. Ma è uno strumento altrettanto utile per gli operatori industriali, che in base ad accurate stime di raggiungimento della *grid parity* possono pianificare al meglio i propri investimenti nel nostro Paese e mettere a punto una più efficace strategia commerciale.

Generalmente, con il concetto di *grid parity* si fa riferimento alla **“parità” fra il costo di produzione dell'energia elettrica da impianto fotovoltaico e il costo di acquisto dell'energia stessa dalla rete**. Per calcolo della *grid parity* si intende quindi la determinazione dell'istante temporale in cui questa parità verosimilmente si realizzerà. L'assunzione di fondo è che, nel momento in cui si raggiungerà questa parità, sarà conveniente realizzare un impianto fotovoltaico anche in assenza di incentivi. Come è facilmente comprensibile, questo esercizio è estremamente complesso da attuare. Innanzitutto perché **ogni impianto ha delle caratteristiche peculiari che influenzano profondamente il raggiungimento della grid parity**. Si pensi ad esempio alle differenze che possono derivare dalla localizzazione geografica (che influenza l'irraggiamento medio) e

dalla taglia (che influenza il prezzo chiavi in mano) dell'impianto. Oppure, ancora, alle diversità tra un impianto fotovoltaico che auto-consuma gran parte dell'energia prodotta ed una centrale fotovoltaica che vende tutta l'energia alla rete: in questo secondo caso, nel calcolo del costo di produzione dell'energia fotovoltaica da confrontare con il costo di acquisto dell'energia, andrebbero correttamente considerati anche i costi di dispacciamento che devono essere sostenuti per far arrivare l'energia generata, attraverso la rete elettrica nazionale, agli utenti finali. Nei fatti, quindi, esiste un valore di *grid parity* per ogni impianto fotovoltaico installato. In secondo luogo, il calcolo della parità **richiede di introdurre delle assunzioni relative a variabili che hanno un andamento non facilmente prevedibile**, quali il prezzo chiavi in mano dell'impianto, il prezzo di acquisto dell'energia elettrica dalla rete, la vita utile dell'impianto e gli oneri di manutenzione che esso comporta. Come insegna la storia del fotovoltaico in Italia negli ultimi 12 mesi, l'andamento del prezzo dell'impianto può essere estremamente volatile e di fatto impossibile da stimare.

Infine, va detto che l'assunzione stessa per cui a partire dal momento in cui si realizza la parità diventa indifferente installare l'impianto o prelevare energia dalla rete, non è del tutto corretta. Questa ipotesi vale probabilmente nel caso di una grande *utility* che dispone di centrali di produzione elettrica e che quindi si occupa della gestione e conduzione di impianti di generazione. Tuttavia **il principio di indifferenza non si applica per il privato cittadino o per l'impresa industriale e commerciale**, per i quali non si può considerare equivalente (anche a parità di costo) acquistare energia dalla rete o realizzare e utilizzare un impianto di produzione elettrica. Nel secondo caso, ad esempio, influenzano negativamente la decisione di realizzare l'impianto fotovoltaico, anche se non necessariamente in modo economico, fattori quali i rischi derivanti dal funzionamento dell'impianto, la complessità di gestirne la manutenzione e l'irreversibilità della decisione presa. Aspetti che ovviamente non preoccupano il privato cittadino o l'imprenditore che decide di soddisfare il proprio fabbisogno elettrico acquistando energia dalla rete.

Per risolvere almeno alcuni di questi importanti

problemi, la nostra analisi si basa su una modalità di calcolo della *grid parity* alternativa, in parte già sviluppata nel Solar Energy Report 2009¹. In particolare, non intendiamo calcolare il tempo necessario a raggiungere l'uguaglianza tra il costo di produzione dell'energia fotovoltaica ed il costo di acquisto dell'energia elettrica dalla rete, ma **valutare la sostenibilità economica dell'investimento nell'impianto fotovoltaico in sé**. In altre parole, la *grid parity* si raggiungerà, in base alla nostra definizione, **quando l'investimento in un impianto fotovoltaico sarà economicamente conveniente**, in termini di rendimento dell'investimento stesso, anche in assenza di incentivi. Così facendo, vengono opportunamente considerati il fattore rischio per il proprietario dell'impianto, oltre agli oneri di natura fiscale e legati all'impiego di capitale, certo non irrilevanti specialmente nel caso di impianti di medio-grandi dimensioni. In base a questa definizione, la parità sarà raggiunta quando il tasso di rendimento interno (o IRR - *Internal Rate of Return*) dell'investimento, in assenza di incentivi, sarà pari ad un rendimento soglia giudicato accettabile dall'investitore.

Inoltre, il nostro studio non si propone di identificare con esattezza ed analiticamente l'istante temporale in cui si realizzerà l'indifferenza tra i tassi di rendimento dell'impianto e il tasso soglia. Come abbiamo accennato, sarebbe infatti estremamente complesso prevedere l'evoluzione nel tempo del prezzo chiavi in mano dell'impianto, fattore da un lato tra i più volatili e dall'altro tra i più importanti nel determinare la convenienza economica dell'investimento. Per questo motivo, **si è deciso di analizzare l'andamento dell'IRR dell'impianto (in assenza di incentivi) in funzione del prezzo chiavi in mano dello stesso, espresso in €/kW e comprensivo di IVA (al 10%)²**. Inoltre, l'IRR è stato calcolato ipotizzando in prima battuta un investimento *full equity*, per evitare che la valutazione sia influenzata dalla modalità di finanziamento dell'impianto stesso. Solo in un secondo momento è stata condotta un'analisi di sensitività introducendo l'impatto del debito.

Così facendo, pensiamo che la nostra analisi sulla *grid parity*, oltre ad essere meno influenzata dalle volatili dinamiche di mercato, che fanno oscillare pesantemente il prezzo al kW installato dell'impianto, sia anche uno **strumento più utile per gli operatori del settore**, che possono avere un riferimento in base a cui regolare le proprie politiche industriali e, soprattutto, commerciali, nel momento in cui si fa sempre più vicina l'eliminazione del sistema incentivante *feed-in*.

Ovviamente si è anche tenuto conto delle differenze tra impianti cui si è fatto cenno in precedenza, **considerando quattro impianti fotovoltaici "tipo"** per i quali è stata condotta separatamente l'analisi di raggiungimento della parità:

- impianto da **3 kW** realizzato su edificio, che auto-consuma tutta l'energia prodotta, in regime di scambio sul posto;
- impianto da **200 kW** realizzato su edificio, che auto-consuma tutta l'energia prodotta, in regime di scambio sul posto;
- impianto da **400 kW** realizzato su edificio, distinguendo ulteriormente tra il caso in cui l'impianto vende tutta l'energia prodotta (con regime di ritiro dedicato) e quello in cui l'impianto auto-consuma il 50% dell'energia prodotta, ma non in regime di scambio sul posto;
- impianto da **1 MW**, realizzato su edificio, distinguendo ulteriormente tra il caso in cui esso vende tutta l'energia prodotta, auto-consuma il 100% oppure ancora il 50% dell'energia prodotta, ma non in regime di scambio sul posto.

Come si può notare, abbiamo considerato **solamente impianti realizzati su edificio**. Questa scelta è dovuta al fatto che nei prossimi anni essi rappresenteranno in Italia la tipologia largamente dominante, come illustrato nel CAPITOLO 2. Per ognuno di questi impianti è stata inoltre condotta la valutazione della *grid parity* in caso di **localizzazione dell'impianto nel Nord, Centro e Sud Italia**, e distinguendo tra il caso in cui essi abbiano una **vita utile di 20 o 30 anni**³. In-

¹ Cfr. Solar Energy Report 2009, pp 72-76.

² Con la pubblicazione in Gazzetta Ufficiale del 16 Settembre 2011 della legge di conversione n.148 del 14/09/11 del Decreto Legge n.138/11 (Manovra Bis) entrano in vigore dal 17 Settembre le disposizioni che modificano l'art.16, co.1 del Decreto del Presidente della Repubblica n.633/72, aumentando dal 20% al 21% la misura dell'aliquota dell'IVA ordinaria. Non vengono modificate invece le aliquote ridotte del 4% e del 10% (come nel caso degli impianti fotovoltaici).

³ Per quanto riguarda la vita utile dell'impianto, bisogna notare che essa è stata tradizionalmente valutata in 20 o 25 anni, ma diversi studi a riguardo (il più recente dei quali promosso dall'azienda giapponese Kyocera) sembrano dimostrare che i moduli fotovoltaici sono in grado di produrre elettricità senza sostanziali cambiamenti ben oltre la durata media a cui normalmente si fa riferimento. In particolare, lo studio di Kyocera mostra come numerosi suoi impianti realizzati negli anni '80 siano ancora perfettamente funzionanti, e, cosa molto importante, non abbiano fatto registrare cali di rendimento significativi (al di sotto dell'1% annuo). Uno degli esempi più significativi riguarda proprio un impianto installato a Stoccolma e realizzato nel lontano 1984, uno dei primi ad essere stati connessi in rete. Dopo 27 anni non sono ancora state registrate considerevoli variazioni di efficienza. Kyocera fornisce anche dati di impianti che, installati in Giappone ed in Cina fra il 1984 e il 1985, continuano ad assicurare ottime performance, con scadenze annue di produzione praticamente impercettibili. Per questo motivo si è deciso di includere nella valutazione anche l'ipotesi di vita utile pari a 30 anni, dato che essa sembra essere forse quella più verosimile. Per semplicità, per gli impianti da 400 kW e da 1 MW, che sono stati valutati in condizioni diverse di impiego dell'energia prodotta, si è considerata la sola vita utile di 30 anni.

Tabella 7.1

Ipotesi per impianto da 3 kW

Producibilità: Nord 1.000 kWh/kWp - Centro 1.200 kWh/kWp - Sud 1.400 kWh/kWp
Costi di connessione alla rete elettrica: 250 €
Altri costi accessori (manutenzione, assicurazione, ...): 200 €/anno
Prezzo di acquisto dell'energia elettrica: 0,162 €/kWh
Tasso annuo d'inflazione: 2%
Incremento medio annuo del prezzo dell'energia: 2%
Decadimento medio annuo delle prestazioni dei moduli: 0,8%
Anni di esercizio dell'impianto: 20 e 30

fine, un'analisi di sensitività sulla crescita media annua del prezzo dell'energia elettrica, sul tasso di inflazione e sul ricorso a capitale di debito per finanziare l'impianto, completano lo studio e permettono di valutare la solidità dei risultati ottenuti. Va sottolineato che le assunzioni e le ipotesi su cui lo studio riportato in questo capitolo si basa sono il risultato del **continuo confronto con le imprese partner e sponsor della ricerca e delle interviste condotte con gli operatori del settore**, oltre ovviamente dell'analisi della letteratura e della reportistica disponibile sul tema. Esse rappresentano quindi le migliori stime sullo stato attuale e futuro del mercato fotovoltaico in Italia, quantomeno all'atto della scrittura del presente Rapporto.

7.1 Analisi dei rendimenti degli impianti tipo

Si riporta nel testo che segue la stima della *grid pa-*

arity per le diverse tipologie di impianti presentate in precedenza.

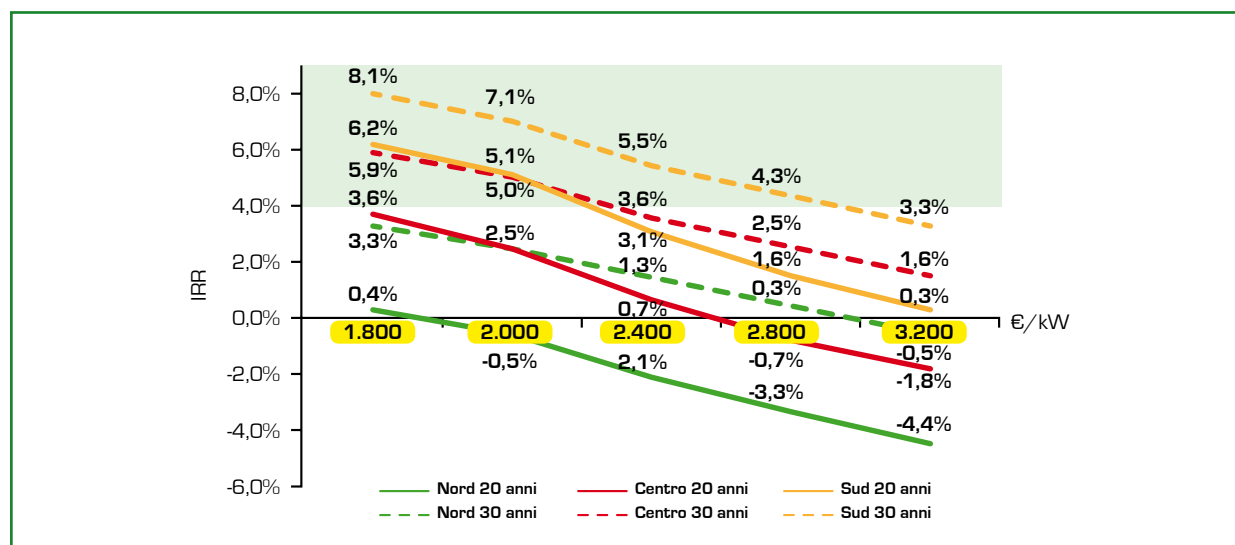
Impianto da 3 kW

La TABELLA 7.1 riporta le principali ipotesi che sono alla base del calcolo della *grid parity* per l'impianto da 3 kW, ad uso residenziale, installato su edificio e che auto-consuma tutta l'energia prodotta in regime di scambio sul posto.

La FIGURA 7.1 riporta l'andamento dell'IRR dell'investimento in questo tipo di impianto (con finanziamento al 100% in *equity*) in funzione del prezzo di installazione chiavi in mano dello stesso. La FIGURA considera il caso di vita utile a 20 e 30 anni e di installazione nel Nord, Centro e Sud Italia. Nella FIGURA 7.1 è indicato un **tasso soglia del 4%**, nell'ipotesi che un investitore privato (un individuo o una

Figura 7.1

Andamento dell'IRR in assenza di incentivo, per un impianto da 3 kW realizzato in *full equity*, in funzione del prezzo chiavi in mano



famiglia) possa considerare conveniente investire in un impianto fotovoltaico da 3 kW senza incentivi se esso assicura un rendimento composto annuo almeno pari al 4%. **Ovviamente si tratta di un valore indicativo e, soprattutto, molto soggettivo.** L'analisi del grafico riportato in FIGURA 7.1 permette al lettore di determinare il prezzo chiavi in mano cui corrisponde il proprio personale livello di indifferenza economica.

L'analisi della FIGURA 7.1 ci mostra innanzitutto come, **con i prezzi chiavi in mano attuali** (in media pari a 3.200 €/kW) **i rendimenti senza incentivo per impianti con vita utile pari a 20 anni siano negativi o prossimi allo zero**, indipendentemente dalla localizzazione geografica (l'IRR è pari a -4,4% per gli impianti localizzati al Nord, -1,8% per quelli al Centro, e 0,3% per gli impianti installati a Sud). **Se si ipotizza però che la vita utile dell'impianto sia pari a 30 anni**, si nota come **i rendimenti per gli impianti realizzati nel Sud Italia salgano a 3,3%** (e a 1,6% per gli impianti realizzati nel Centro Italia). Nel caso di un impianto installato oggi nel Sud del nostro Paese, nell'ipotesi che esso abbia una vita utile di 30 anni, anche in assenza di incentivo il rendimento non è distante dal livello soglia dell'indifferenza economica (fissato nella nostra analisi al 4%).

Per superare questo livello soglia nel Sud Italia, nel caso di vita utile pari a 30 anni, è necessario che il prezzo chiavi in mano scenda a 2.800 €/kW (nel caso di vita utile pari a 20 anni, il prezzo dell'impianto dovrebbe invece scendere a 2.200 €/kW). Se si considera che in Germania il prezzo medio di un impianto di questo tipo è nell'intorno di 2.500 €/kW, si capisce come non si sia molto distanti dal raggiungimento della *grid parity* nelle regioni meridionali del Paese, in base alla definizione di parità che abbiamo adottato. Gli operatori intervistati ritengono che **2.600 – 2.800 €/kW per impianti residenziali sia un prezzo che anche in Italia potrebbe essere raggiunto già a fine 2012 o inizio 2013**. Senza contare che, con un prezzo medio di mercato ad oggi di circa 3.200 €/kW (comprensivo di IVA), esistono sicuramente casi di impianti installati nei primi mesi del 2012 ad un prezzo sotto i 3.000 €/kW in Regioni quali Calabria, Sicilia e, in parte, Sardegna, che hanno quindi già raggiunto la *grid parity*.

Per quanto riguarda invece il Centro ed il Nord del Paese, la parità per impianti residenziali è ancora piuttosto lontana. Si consideri che gli impianti installati al Centro Italia con vita utile pari

a 30 anni dovrebbero raggiungere un prezzo chiavi in mano pari a circa 2.300 €/kW per assicurare un rendimento di almeno il 4%. Al Nord, invece, questo prezzo dovrebbe scendere ulteriormente a circa 1.600 €/kW.

Gli operatori si attendono che il prezzo per gli impianti residenziali possa arrivare anche a 2.000 €/kW entro fine 2013, il che significherebbe rendimenti pari al 7,1% per le realizzazioni al Sud con vita utile di 30 anni (del 5,1% nel caso si assuma vita utile pari a 20 anni) e del 5% per gli impianti installati al Centro Italia con vita utile di 30 anni. Per un impianto installato nel Nord, il rendimento sarebbe pari a 2,5%, un livello ancora un po' troppo distante dalla soglia di indifferenza economica per l'investitore.

La FIGURA 7.1 mostra come **la differenza in termini di tasso interno di rendimento dovuta all'allungamento della vita utile dell'impianto da 20 a 30 anni sia particolarmente significativa**. Di conseguenza, sarebbe fondamentale disporre di stime e dati oggettivi che permettano di capire l'effettiva decadenza delle *performance* dell'impianto nel tempo. Questo consentirebbe di stimare in modo molto più preciso il raggiungimento della *grid parity* per i diversi impianti.

Bisogna infine notare come **quest'analisi sia stata condotta supponendo che, anche in assenza di incentivazione, rimanga possibile accedere al regime di scambio sul posto**. Gli operatori del settore ritengono infatti che questa sia una misura molto opportuna e che sia probabile venga mantenuta. Nel caso in cui, diversamente, non sarà possibile sfruttare lo scambio sul posto, gli impianti residenziali andrebbero ad auto-consumare solo una parte dell'energia prodotta e a vendere in rete quella in eccesso. Mediamente, un impianto da 3 kW ad uso residenziale permette di auto-consumare nell'arco dell'anno circa il 30% dell'energia prodotta. In questo caso, il rendimento degli impianti residenziali si abbasserebbe in media di 4,5 punti percentuali per gli impianti con vita utile pari a 20 anni e di 3,5 punti percentuali per gli impianti con vita utile pari a 30 anni, con un deciso allontanamento della *grid parity*. In particolare, il superamento del tasso barriera pari al 4% si otterrebbe con un prezzo chiavi in mano dell'impianto installato nel Sud Italia pari a 1.800 €/kW (con vita utile di 30 anni). È quindi fortemente auspicabile che **la possibilità di sfruttare lo scambio sul posto sia mantenuta anche quando gli incentivi *feed-in* saranno eliminati**.

Tabella 7.2

Analisi di sensitività per impianto da 3 kW

Parametri	Δ IRR
+2% tasso annuo di inflazione	- 2,9% Nord; - 1,8% Centro; - 1,3% Sud
+2% incremento medio annuo del prezzo dell'energia	+ 3,1% Nord; + 2,8% Centro; + 2,7% Sud

La TABELLA 7.2 riporta i risultati dell'analisi di sensitività, per impianti con vita utile di 30 anni, condotta su due parametri di particolare importanza, ossia il livello medio del tasso di inflazione annua e l'incremento medio annuo del prezzo dell'energia elettrica, entrambi ipotizzati in questo caso pari al 4% (+2% rispetto alle ipotesi contenute nella TABELLA 7.1).

Si nota come l'aumento dell'inflazione dal 2 al 4% porti ad una diminuzione media del rendimento per gli impianti realizzati nel Nord Italia di 2,9 punti percentuali, per gli impianti realizzati al Centro di 1,8, per gli impianti al Sud di 1,3 punti. E' evidente come il peso dell'inflazione abbia un effetto più accentuato su quegli investimenti che sperimentano un delta tra flussi di cassa in entrata ed in uscita minori, trascinando gli impianti realizzati al Centro e al Nord Italia verso rendimenti ancora più bassi. Per gli impianti installati nel Sud del Paese, i rendimenti rimangono invece sostenibili anche con prezzi chiavi in mano di circa 2.500 €/kW.

Un innalzamento della crescita media annua del prezzo dell'energia (dal 2% al 4%) porta al superamento

della parità per gli impianti installati nel Sud del Paese anche con il livello attuale del prezzo chiavi in mano, ossia 3.200 €/kW. Anche impianti installati nel Centro Italia potrebbero raggiungere rendimenti del 4,4% con prezzi di impianto pari a 3.200 €/kW. Di conseguenza, **se si ipotizza che mediamente, nei prossimi 30 anni, in Italia il prezzo dell'energia elettrica aumenterà del 4% all'anno, la grid parity calcolata secondo la nostra definizione è già stata abbondantemente superata dagli impianti residenziali installati nel Centro e nel Sud del Paese.** Inoltre, gli impianti installati nel Nord Italia potrebbero superare rendimenti del 4% con prezzi chiavi in mano di 2.550 €/kW, raggiungibili anche entro la fine del 2012.

Infine, abbiamo voluto introdurre, nel calcolo della *grid parity*, l'effetto del debito, ossia l'impatto sull'IRR derivante dalla scelta di finanziare l'impianto prendendo a prestito denaro. L'ipotesi è che si utilizzi una leva pari al 100% (ossia che il 100% dell'investimento sia finanziato con debito) e che il tasso di interesse sia pari al 7% annuo, valore che risente delle attuali condizioni di mercato. La FIGURA 7.2 riporta i risultati di questa analisi.

Figura 7.2

Andamento dell'IRR equity in assenza di incentivo e con rapporto di leva pari al 100%, per un impianto da 3 kW, in funzione del prezzo chiavi in mano

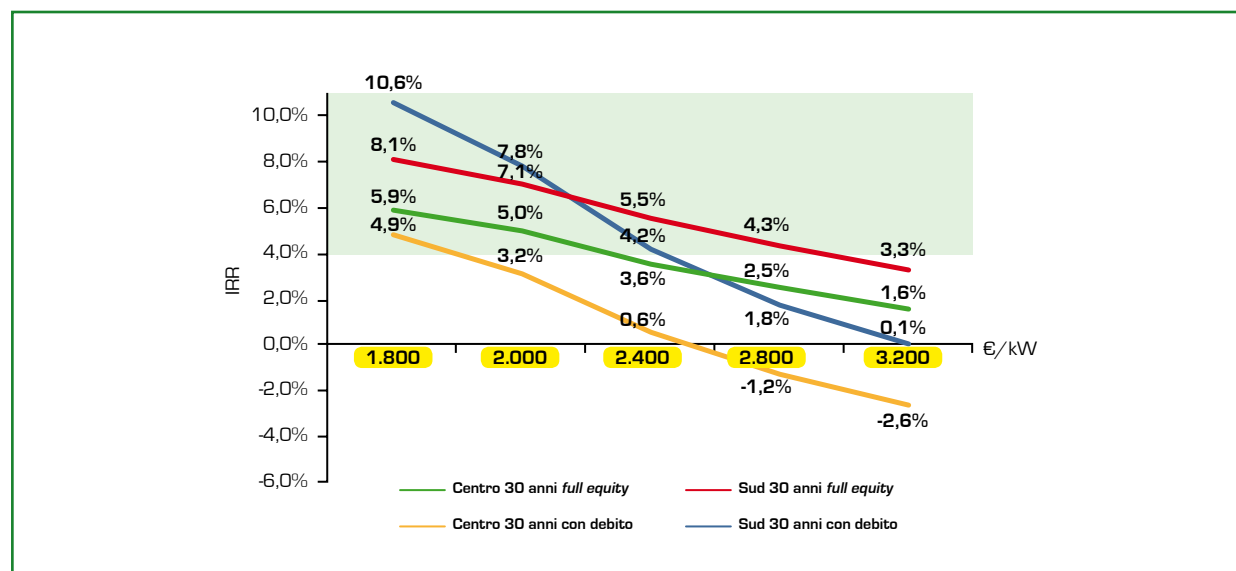


Tabella 7.3

Ipotesi per impianto da 200 kW

Producibilità: Nord 1.000 kWh/kWp - Centro 1.200 kWh/kWp - Sud 1.400 kWh/kWp
Costi di connessione alla rete elettrica: 12.000 € ⁴
Altri costi accessori (manutenzione, assicurazione, ...): 7.500 €/anno
Prezzo di acquisto dell'energia elettrica: 0,12 €/kWh
Tasso annuo d'inflazione: 2%
Incremento medio annuo del prezzo dell'energia: 2%
Decadimento medio annuo delle prestazioni dei moduli: 0,8%
Anni di esercizio dell'impianto: 20 e 30

La FIGURA 7.2 mostra come, in tutti i casi in cui l'IRR *full equity* non è superiore al costo del debito (assunto pari al 7%), si verifichi un peggioramento dell'IRR nel caso di indebitamento al 100%, a causa dell'effetto leva che agisce in senso negativo. Si ha un miglioramento della redditività dell'investimento nel caso in cui si ricorra al debito, in particolare, solo nel caso degli impianti installati nel Sud Italia con vita utile pari a 30 anni e prezzo chiavi in mano di circa 2.250 €/kW. Chiaramente **i risultati di questa analisi sono influenzati dall'elevato valore del costo del debito, che le attuali condizioni del contesto economico-finanziario determinano**. Se i tassi di interesse dovessero tornare su valori più bassi (ad esempio intorno al 5%), e questo potrebbe accadere anche nel giro di qualche mese (sempre che i segnali positivi di un allentamento delle tensioni economiche nell'area Euro dovessero confermarsi nel prossimo futuro), comincerebbe a beneficiare dell'effetto positivo della leva un impianto installato nel Sud Italia con un prezzo chiavi in mano a partire già da 2.650 €/kW.

Impianto da 200 kW

La TABELLA 7.3 riporta le principali ipotesi che sono alla base del calcolo della *grid parity* per l'impianto da 200 kW, ad uso commerciale e piccolo industriale, installato su edificio e che auto-consuma tutta l'energia prodotta in regime di scambio sul posto.

La FIGURA 7.3 riporta l'andamento dell'IRR dell'investimento in questo tipo di impianto (con finanziamento al 100% in *equity*) in funzione del prezzo

di installazione chiavi in mano dello stesso. La FIGURA 7.3 considera il caso di vita utile a 20 e 30 anni e di installazione nel Nord, Centro e Sud Italia.

Innanzitutto si nota come, con prezzi chiavi in mano pari a 2.000 €/kW, valore medio registrato in Italia per i primi mesi del 2012, i rendimenti degli impianti con vita utile di 20 anni sono negativi per le installazioni al Nord e Centro Italia, mentre sono positivi, anche se bassi, nel caso di installazioni nel Sud del Paese. **Nel caso si ipotizzi una vita utile di 30 anni, invece, i rendimenti con il prezzo medio di mercato dell'inizio 2012 sono positivi** e, nelle regioni meridionali del Paese, raggiungono anche il 4,9%.

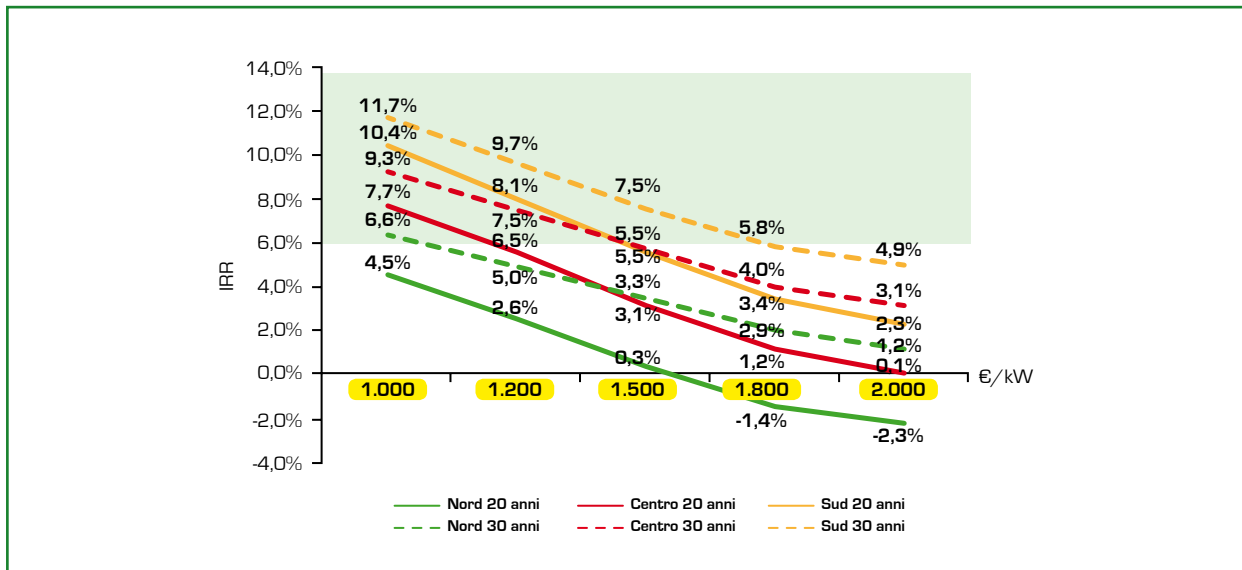
Nella FIGURA 7.3 **si è ipotizzato un livello soglia di indifferenza economica pari ad un IRR del 6%**, superiore rispetto al caso dell'individuo o della famiglia, considerato il fatto che in questo caso il titolare dell'impianto è normalmente un imprenditore con un'attività commerciale o industriale. **In base a questa ipotesi, quindi, non possiamo dire che in media al Sud Italia, per gli impianti con vita utile pari a 30 anni, si sia già raggiunta la parità**, ma sicuramente essa è piuttosto vicina. È assolutamente verosimile quindi che esistano **impianti da 200 kW che già oggi**, approfittando di un irraggiamento superiore alla media considerata nelle nostre analisi e sfruttando un prezzo particolarmente conveniente, **stiano già operando in grid parity**.

La FIGURA 7.3 mostra come impianti da 200 kW con prezzo chiavi in mano pari a 1.800 €/kW installati nel

⁴ Costo di connessione nel caso in cui non sia prevista la costruzione della cabina.

Figura 7.3

Andamento dell'IRR in assenza di incentivo, per un impianto da 200 kW realizzato in *full equity*, in funzione del prezzo chiavi in mano



Sud Italia (con vita utile pari a 30 anni) raggiungano tassi interni di rendimento prossimi al 6%, mentre il prezzo deve scendere a circa 1.500 €/kW nel caso di localizzazione nelle Regioni centrali del Paese. **Se si considera che un prezzo di circa 1.800 €/kW sarà verosimilmente raggiunto, a detta degli operatori, già alla fine del 2012, la grid parity per questi impianti pare non particolarmente distante.** Ancora una volta, e come è ovvio che sia, per gli impianti installati nel Nord del Paese ad un prezzo chiavi in mano di 1.800 €/kW (con vita utile di 30 anni) corrisponde un IRR piuttosto basso, prossimo al 2%. **Per questi impianti la grid parity si raggiungerà solo con un prezzo chiavi in mano intorno a 1.050 €/kW**, di quasi il 50% più basso rispetto ai valori medi di mercato fatti registrare nelle ultime settimane.

Bisogna ricordare che **anche in questo caso l'analisi è stata condotta considerando la possibilità di accedere al regime di scambio sul posto anche in assenza di tariffe incentivanti.** Nel caso in cui gli impianti non avranno in futuro questa opportunità, l'impresa proprietaria sarebbe costretta ad auto-con-

sumare solo una quota parte dell'energia prodotta e vendere in rete quella in eccesso. Ipotizzando che la quota parte di energia auto-consumata riesca a raggiungere il 50% di quella prodotta nell'anno, il rendimento per questo tipo di impianti si abbasserebbe in media di 3 punti percentuali per gli impianti con vita utile pari a 20 anni e di 2,2 punti percentuali per gli impianti con vita utile pari a 30 anni, con uno slittamento non irrilevante del raggiungimento della parità. Di conseguenza, ad esempio, il superamento del tasso interno di rendimento del 6% si otterrebbe con un prezzo dell'impianto di 1.250 €/kW installato nel Sud Italia e con vita utile di 30 anni.

La TABELLA 7.4 riporta i risultati dell'analisi di sensitività, per impianti con vita utile di 30 anni, che si concentra sul valore medio del tasso di inflazione annua e sull'incremento medio annuo del prezzo dell'energia elettrica, entrambi ipotizzati in questo caso pari al 4% (+2% rispetto alle ipotesi contenute nella TABELLA 7.3).

Dall'analisi della TABELLA 7.4 si nota come un incre-

Tabella 7.4

Analisi di sensitività per impianto da 200 kW

Parametri	Δ IRR
+2% tasso annuo di inflazione	- 1,1% Nord; - 0,8% Centro; - 0,7% Sud
+2% incremento medio annuo del prezzo dell'energia	+ 2,7% Nord; + 2,6% Centro; + 2,5% Sud

mento del tasso annuo di inflazione (dal 2 al 4%) ridurrebbe i rendimenti per gli impianti con vita utile a 30 anni di circa l'1%, decremento significativamente inferiore rispetto al caso degli impianti residenziali. L'aumento del 2% dell'incremento medio annuo del prezzo dell'energia ha invece un effetto sui rendimenti molto più importante rispetto alla variazione del tasso di inflazione. **In particolare, sotto questa ipotesi un impianto installato nel Sud del Paese con un prezzo chiavi in mano di 2.000 €/kW (e vita utile di 30 anni) avrebbe un IRR pari al 7,4%.** Un analogo impianto installato nel Centro Italia supererebbe rendimenti del 5,7%, mentre nel Nord del Paese ci avvicineremmo ad IRR del 3,9%. Di fatto, quindi, con la sola eccezione della localizzazione nelle regioni settentrionali, se nei prossimi 30 anni in Italia il prezzo dell'energia elettrica crescesse mediamente del 4% all'anno, avremmo già raggiunto la *grid parity* con gli impianti installati nei primi mesi del 2012.

Ancora una volta, vogliamo qui considerare l'impatto della scelta di finanziare con debito dell'investimento. Per l'impianto da 200 kW, l'ipotesi è che si utilizzi una leva pari al 70% e tasso di interesse del 7% annuo. La FIGURA 7.4 riporta i risultati di questa analisi.

Come in precedenza, si nota che in tutti i casi in cui l'IRR *full equity* non è superiore al costo del debito (assunto pari al 7%), si verifichi un peggioramento dell'IRR nel caso di indebitamento al 70%, a

causa dell'effetto leva che agisce in senso negativo. Si ha un miglioramento della redditività dell'investimento nel caso in cui si ricorra al debito, in particolare, solo nel caso degli impianti installati nel Sud Italia con vita utile pari a 30 anni e prezzo chiavi in mano di circa 1.700 €/kW. Ancora una volta, bisogna notare che **i risultati di questa analisi sono influenzati dall'elevato valore del costo del debito, che le attuali condizioni del contesto economico-finanziario determinano.** Se i tassi di interesse dovessero tornare su valori più bassi (ad esempio al 5%) comincerebbe a beneficiare dell'effetto positivo della leva un impianto installato nel Sud Italia con un prezzo chiavi in mano a partire già da 2.000 €/kW.

Impianto da 400 kW

La TABELLA 7.5 riporta le principali ipotesi che sono alla base del calcolo della *grid parity* per l'impianto da 400 kW installato su edificio. Si è deciso qui di distinguere tra il caso in cui l'impianto venda tutta l'energia prodotta, in regime di ritiro dedicato, e quello in cui riesca ad auto-consumare una quota del 50% dell'energia totale. Questo in quanto l'utilizzo che viene fatto dell'energia prodotta da un impianto di taglia media come quello studiato in questo paragrafo è molto eterogeneo, e dipende in particolare dal tipo di attività ospitata nell'edificio su cui l'impianto è realizzato. Infine, per motivi di semplicità, si è considerato in questo PARAGRAFO solo il caso dell'impianto con vita utile di 30 anni.

Figura 7.4

Andamento dell'IRR *equity* in assenza di incentivo e con rapporto di leva pari al 70%, per un impianto da 200 kW, in funzione del prezzo chiavi in mano

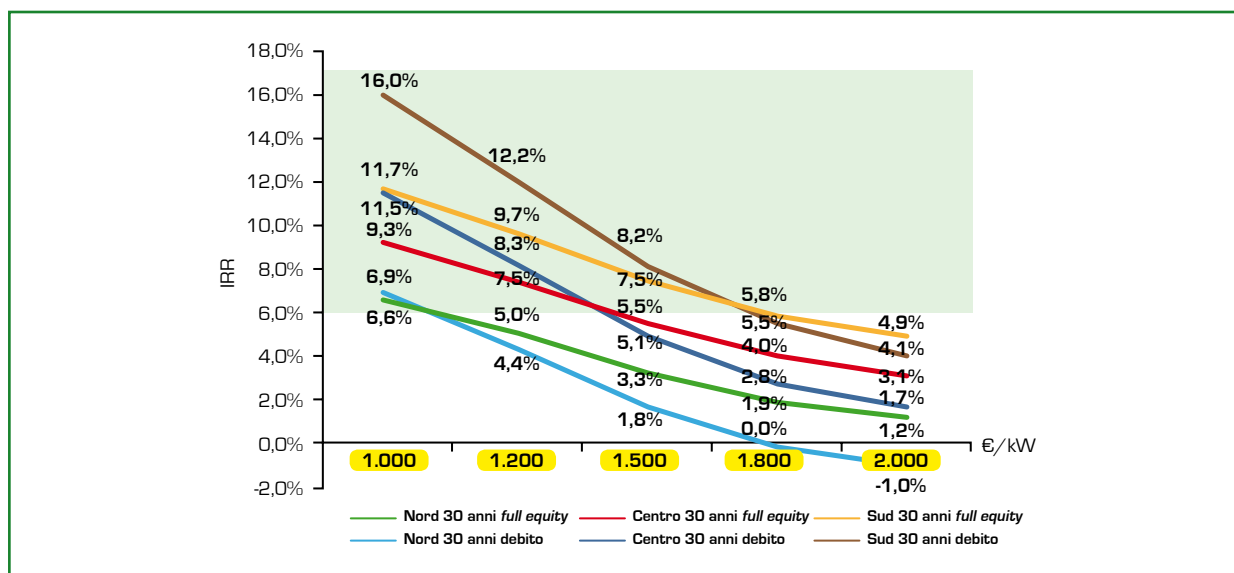


Tabella 7.5

Ipotesi per impianto da 400 kW

Producibilità: Nord 1.000 kWh/kWp - Centro 1.200 kWh/kWp - Sud 1.400 kWh/kWp
Costi di connessione alla rete elettrica: 12.000 € ⁵
Altri costi accessori (manutenzione, assicurazione, ...): 11.000 €/anno
Prezzo di acquisto dell'energia elettrica: 0,120 €/kWh
Prezzo di vendita dell'energia elettrica con ritiro dedicato: 0,079 €/kWh
Tasso annuo d'inflazione: 2%
Incremento medio annuo del prezzo dell'energia: 2%
Decadimento medio annuo delle prestazioni dei moduli: 0,8%
Anni di esercizio dell'impianto: 30

La FIGURA 7.5 riporta l'andamento dell'IRR dell'investimento in questo tipo di impianto (con finanziamento al 100% in *equity*) in funzione del prezzo di installazione chiavi in mano dello stesso. La FIGURA 7.5 considera il caso di installazione nel Nord, Centro e Sud Italia e di vendita totale o auto-consumo del 50% dell'energia prodotta.

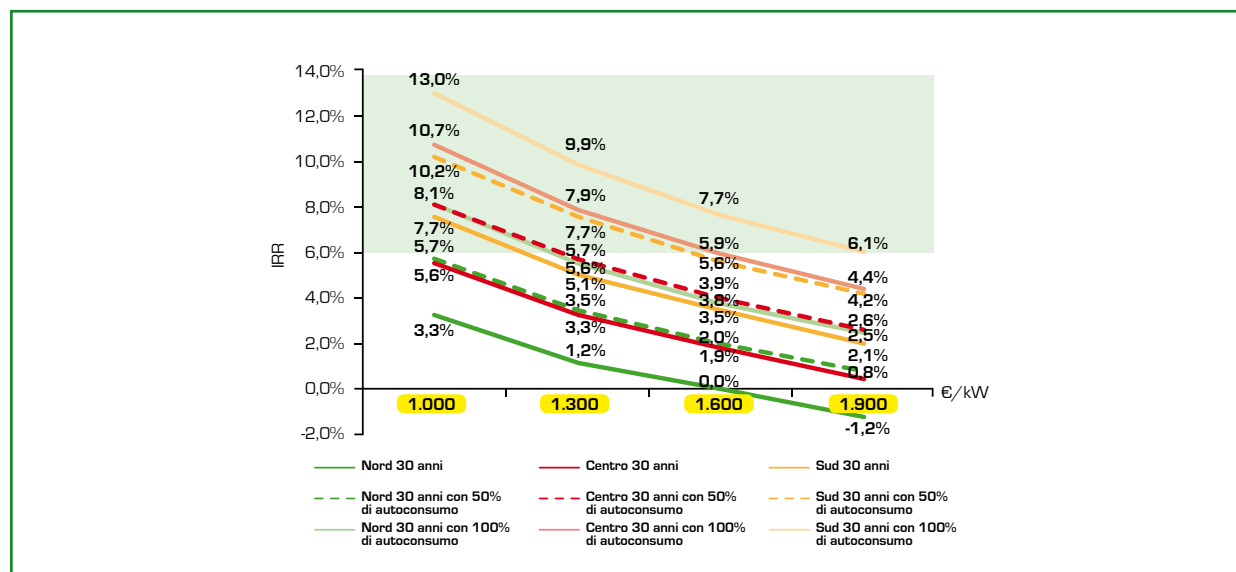
E' interessante innanzitutto notare come i rendimenti ottenuti in caso di auto-consumo del 50% dell'energia prodotta siano sensibilmente più elevati (in media del 60% per gli impianti installati nel Sud Italia con vita utile pari a 30 anni) rispetto al caso di vendita totale dell'energia. Questo si spie-

ga con il fatto che l'energia auto-consumata viene valorizzata al prezzo di acquisto dell'impresa, che è in media decisamente superiore rispetto al prezzo di vendita applicato in regime di ritiro dedicato. Di conseguenza, la parità si raggiungerà prima, *coeteris paribus*, in quegli impianti che sono al servizio di un'utenza con un significativo fabbisogno elettrico che, vista l'impossibilità di accedere al regime di scambio sul posto e la non convenienza di installare sistemi di *storage*, ha un profilo temporale il più possibile allineato con quello di produzione dell'impianto fotovoltaico.

La FIGURA 7.5 ci mostra inoltre come, **consideran-**

Figura 7.5

Andamento dell'IRR in assenza di incentivo, per un impianto da 400 kW realizzato in *full equity*, in funzione del prezzo chiavi in mano



⁵ Costo di connessione nel caso in cui non sia prevista la costruzione della cabina.

do un prezzo chiavi in mano dell'impianto pari a 1.900 €/kW, che è un valore prossimo a quello registrato da impianti di questo tipo nei primi mesi del 2012, gli impianti installati nel Sud Italia che auto-consumano il 50% dell'energia prodotta arrivano a rendimenti del 4,2% in assenza di incentivo. Si pensi che, se tali impianti fossero in grado di auto-consumare il 100% dell'energia prodotta, il loro rendimento economico arriverebbe al 6,1%. Gli impianti installati nel Sud Italia che invece vendono tutta l'energia prodotta hanno rendimenti del 2,1%. Ovviamente peggiore è la redditività per gli impianti realizzati nelle regioni settentrionali e centrali del Paese.

Ipotizzando anche in questo caso un tasso soglia di indifferenza dell'investimento pari al 6%, si può dire che oggi la *grid parity* è ancora piuttosto lontana per gli impianti da 400 kW su edificio che auto-consumano il 50% dell'energia prodotta, a qualsiasi latitudine essi sono installati. Il valore cambia se si considerano gli impianti da 400 kW installati nel Centro Italia che auto-consumano tutta l'energia prodotta, che superano la soglia del 6% anche con 1.550 €/kW. Rispetto agli impianti da 200 kW, si rileva infatti una riduzione del prezzo chiavi in mano al kW installato meno che proporzionale rispetto alla crescita della taglia, il che spiega, insieme al fatto che nel caso degli impianti da 200 kW si riesce a realizzare un auto-consumo pari al 100% grazie al meccanismo dello scambio sul posto, la minore redditività. Tuttavia, **nel caso di applicazioni nel Sud del Paese in cui si riesca ad auto-consumare una quota vicina al 100% dell'energia prodotta, già oggi potrebbe risultare conveniente investire in questo tipo di impianti anche senza incentivi.** Il prezzo che porterebbe gli impianti da 400 kW

che auto-consumano il 50% dell'energia prodotta a superare il 6% di IRR, nel Sud del Paese, è circa 1.550 €/kW, che gli operatori pensano potrebbe essere raggiunto verso metà del 2013. Se si considerano invece gli impianti installati a Sud che vendono tutta l'energia prodotta, il prezzo chiavi in mano dell'impianto in parità dovrebbe scendere a 1.200 €/kW. **Nel caso di impianti con auto-consumo del 50% installati al Nord e al Centro Italia, il prezzo chiavi in mano dovrebbe essere invece pari a 950 e 1.250 €/kW** per assicurare la parità. Si tratta come evidente di valori molto bassi e dovranno passare ancora alcuni anni prima che si possano osservare sul mercato. Vediamo infine che gli impianti realizzati nel Centro e ovviamente nel Nord Italia che vendono tutta l'energia prodotta non sono in grado di superare rendimenti del 6% nemmeno con il prezzo chiavi in mano più basso previsto in FIGURA 7.5, pari a 1.000 €/kW. Chiaramente per questi impianti la *grid parity* è ancora molto distante nel tempo.

È stata anche in questo caso condotta un'analisi di sensitività sul tasso di inflazione e l'incremento medio annuo del prezzo dell'energia elettrica, prendendo come riferimento gli impianti con vita utile di 30 anni che auto-consumano il 50% dell'energia prodotta (SI VEDA TABELLA 7.6).

Anche in questo caso si notano degli effetti analoghi a quelli osservati per l'impianto da 200 kW. In particolare, un incremento del tasso di inflazione (dal 2 al 4%) ha un effetto più importante sugli impianti installati al Nord Italia rispetto a quelli realizzati al Sud e al Centro. Si può notare come gli impianti installati nel Sud Italia che auto-consumano il 50% dell'ener-

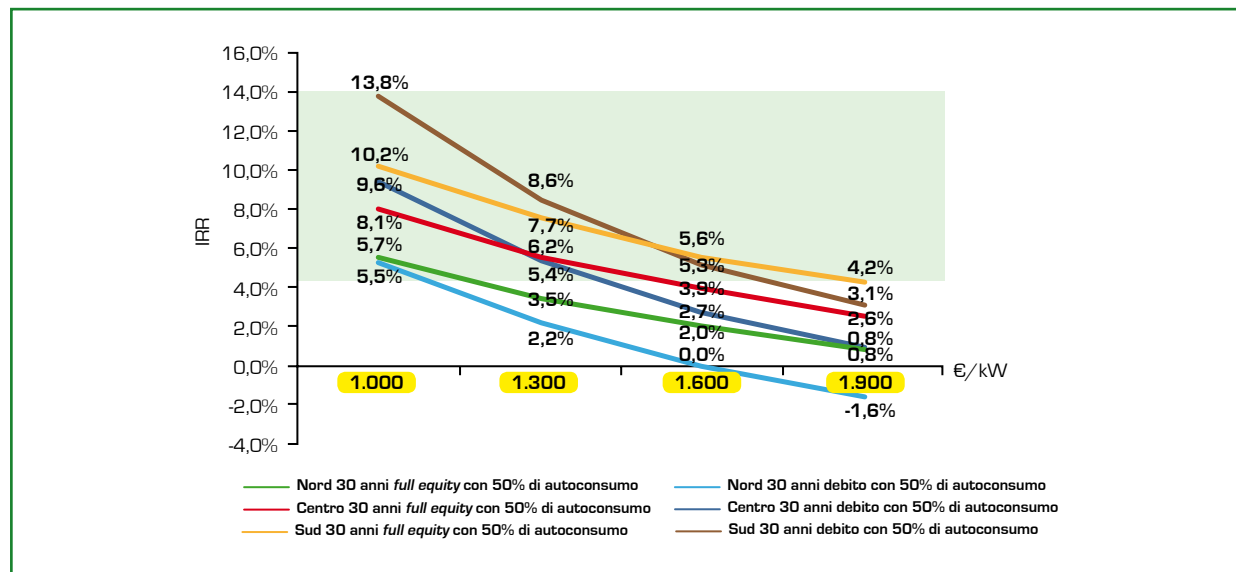
Tabella 7.6

Analisi di sensitività per impianto da 400 kW

Parametri	Δ IRR
+2% tasso annuo di inflazione	<ul style="list-style-type: none"> - 1,6% Nord senza auto-consumo - 1,2 Nord con 50% auto-consumo - 1,1% Centro senza auto-consumo - 0,9% Centro con 50% auto-consumo - 0,9% Sud senza auto-consumo - 0,7% Sud con 50% auto-consumo
+2% incremento medio annuo del prezzo dell'energia	<ul style="list-style-type: none"> +2,6% Nord con e senza auto-consumo +2,5% Centro con e senza auto-consumo +2,3% Sud con e senza auto-consumo

Figura 7.6

Andamento dell'IRR *equity* in assenza di incentivo e con rapporto di leva pari al 70%, per un impianto da 400 kW, in funzione del prezzo chiavi in mano con 50% di autoconsumo



gia prodotta dovrebbero giungere ad un prezzo pari a 1.400 €/kW (rispetto ai 1.500 €/kW del caso base) per poter superare il rendimento del 6%.

Ancora una volta, ipotizzando di incrementare l'aumento medio del prezzo dell'energia elettrica dal 2 al 4% annuo, si ha un effetto sui rendimenti molto più importante rispetto all'aumento del livello di inflazione. In particolare, **questa modifica farebbe sì che impianti installati nel Sud del Paese che auto-consumano il 50% dell'energia prodotta, ad un prezzo chiavi in mano di 1.900 €/kW (valore medio di mercato di inizio 2012) arrivino a IRR pari al 6,5%**. Il rendimento cresce all'8,4% per gli stessi impianti che auto-consumano il 100% dell'energia prodotta. Anche impianti installati nelle regioni centrali dell'Italia con costi di impianto pari a 1.000 €/kW riuscirebbero ad avvicinarsi al tasso barriera del 6%. Infine, nel caso in cui la crescita media del prezzo dell'energia sia pari al 4% all'anno, gli impianti installati nel Nord Italia con un prezzo pari a 1.450 €/kW sperimenterebbero livelli di IRR del 6%. Ancora una volta, la nostra analisi si chiude considerando l'ipotesi che l'impianto sia finanziato ricorrendo a capitale di debito per il 70% dell'investimento complessivo, con un tasso di interesse passivo del 7%. La FIGURA 7.6 mostra dei risultati simili a quelli visti in precedenza in questo CAPITOLO, con l'effetto leva che viene positivamente sfruttato dagli impianti installati nel Sud Italia con vita utile pari a 30 anni che auto-consumano il 50% dell'energia prodotta a partire da prezzi chiavi in mano dell'impianto pari a

circa 1.550 €/kW, mentre per impianti installati nel Centro Italia con vita utile pari a 30 anni il prezzo chiavi in mano dovrebbe essere di poco inferiore a 1.300 €/kW affinché l'indebitamento porti ad un miglioramento della redditività rispetto al caso *full equity*.

Impianto da 1 MW

La TABELLA 7.7 riporta le principali ipotesi che sono alla base del calcolo della *grid parity* per l'impianto da 1 MW installato su edificio. Come per l'impianto da 400 kW, si è deciso di considerare solamente il caso dell'impianto con vita utile di 30 anni e di distinguere tra il caso in cui: (i) il 100% dell'energia prodotta sia venduta in rete; (ii) il 100% dell'energia prodotta sia auto-consumata; (iii) il 50% dell'energia prodotta sia auto-consumata.

La FIGURA 7.7 riporta l'andamento dell'IRR dell'investimento in questo tipo di impianto (con finanziamento al 100% in *equity*) in funzione del prezzo di installazione chiavi in mano dello stesso. La FIGURA 7.7 considera il caso di installazione nel Nord, Centro e Sud Italia e le diverse opzioni di destinazione dell'energia elettrica prodotta.

Come ovvio e già discusso in precedenza, al crescere della quota di energia auto-consumata cresce anche la redditività dell'investimento. Considerando un prezzo chiavi in mano di 1.700 €/kW, valore medio registrato nei primi mesi del 2012, si nota come solo

Tabella 7.7

Ipotesi per impianto da 1 MW

Producibilità: Nord 1.000 kWh/kWp - Centro 1.200 kWh/kWp - Sud 1.400 kWh/kWp
Costi di connessione alla rete elettrica: 12.000 € ⁶
Altri costi accessori (manutenzione, assicurazione, ...): 40.000 €/anno
Prezzo di acquisto dell'energia elettrica: 0,12 €/kWh
Prezzo di vendita dell'energia elettrica: 0,075 €/kWh
Tasso annuo d'inflazione: 2%
Incremento medio annuo del prezzo dell'energia: 2%
Decadimento medio annuo delle prestazioni dei moduli: 0,8%
Anni di esercizio dell'impianto: 30

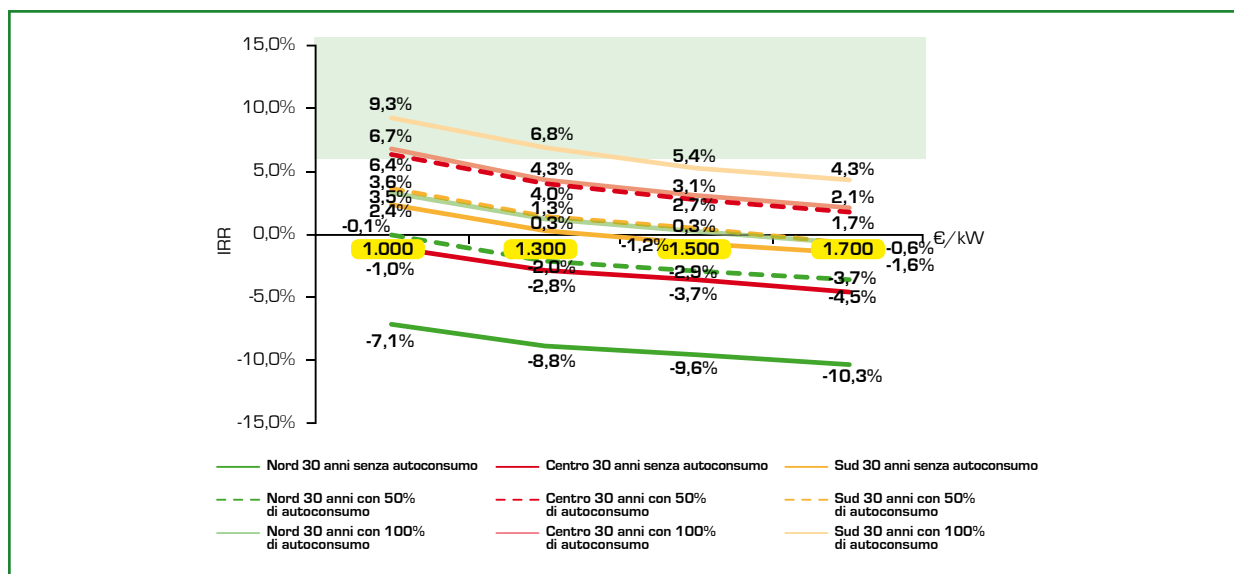
gli impianti che auto-consumano il 100% dell'energia prodotta riescano a superare il 4,5% di IRR. Tutti gli altri impianti sono sotto il livello del 2,5%. **Da notare il caso degli impianti realizzati nel Nord Italia che vendono tutta l'energia prodotta, che fanno registrare un IRR pari al -10,3%.** Di fatto, rispetto all'impianto da 400 kW e, a maggior ragione a quello di 200 kW, l'investimento nell'impianto da 1 MW risulta meno conveniente economicamente e decisamente più lontano dalla parità, così come è definita in questo studio. Ancora una volta, giocano in questo senso la riduzione meno che proporzionale del prezzo chiavi in mano al kW, oltre

all'impossibilità di utilizzare lo scambio sul posto per l'energia auto-consumata ed il ritiro dedicato per quella venduta (abbiamo ipotizzato che questi impianti tipo non possano accedere al ritiro dedicato sebbene il limite superiore per questo regime sia fissato per impianti con potenza pari a 1 MW in modo da renderli rappresentativi del segmento centrali che ricomprende gli impianti con potenza maggiore di 1 MW).

Gli impianti in grado di superare il tasso soglia di indifferenza economica, fissato anche in questo caso al 6%, sono quelli **installati nel Sud Italia che**

Figura 7.7

Andamento dell'IRR in assenza di incentivo, per un impianto da 1 MW realizzato in full equity, in funzione del prezzo chiavi in mano



⁶ Costo di connessione nel caso in cui non sia prevista la costruzione della cabina.

auto-consumano il 100% dell'energia prodotta, con prezzo chiavi in mano comprensivo di IVA di circa 1.450 €/kW. Si tratta di un valore che già a partire da fine 2012 potrebbe essere raggiunto. Basta passare a considerare agli impianti localizzati al Sud che auto-consumano il 50% dell'energia prodotta per avere bisogno di un significativo abbassamento del prezzo chiavi in mano, fino a circa 1.050 €/kW, per giungere alla parità. Infine, se consideriamo gli impianti installati nelle regioni centrali del Paese, che auto-consumano il 100% dell'energia prodotta, il prezzo deve scendere a circa 1.150 €/kW perché si raggiunga la *grid parity*. Tutte le altre tipologie di impianti considerate in questo paragrafo, con prezzi chiavi in mano superiori ai 1.000 €/kW, non riescono a superare il livello di indifferenza economica e sperimentano rendimenti al di sotto del 4%. Si può concludere notando che **l'impianto da 1 MW, a meno del caso, peraltro piuttosto raro, di auto-consumo del 100% dell'energia prodotta, rappresenta la tipologia in Italia più lontana dal raggiungimento della *grid parity*.** Potrebbero servire ancora molti anni affinché, specialmente nel Centro e Nord del Paese, impianti fotovoltaici di tale taglia che non auto-consumano una parte consistente dell'energia prodotta, possano rappresentare un investimento conveniente in assenza di incentivi.

L'analisi di sensitività è stata condotta considerando l'impianto che auto-consuma il 50% dell'energia prodotta e valutando l'impatto sull'IRR delle variazioni del tasso di inflazione e della crescita media del prezzo dell'energia elettrica riportati in TABELLA 7.8.

Si nota innanzitutto un importante impatto negativo sull'IRR derivante dall'aumento del tasso di inflazione rispetto al caso base (superiore anche al caso degli impianti residenziali). Si nota come tutte le tipologie impiantistiche considerate nell'analisi, indipendentemente dalla loro localizzazione geografica, **con un livello medio di inflazione pari al 4% non risultano economicamente convenienti nemmeno con livelli di prezzo chiavi in mano in-**

feriori ai 1.000 €/kW. Il raggiungimento della parità in questo caso, quindi, sembra particolarmente sensibile al valore dell'inflazione lungo la vita utile dell'impianto.

L'ipotesi di un incremento medio annuo del prezzo dell'energia elettrica superiore del 2% rispetto a quanto ipotizzato nel caso base ha invece un effetto positivo importante, ma allineato a quello riscontrato anche nel caso degli impianti da 200 e 400 kW. In particolare, **in questo caso si raggiungerebbero IRR superiori al 6% per impianti realizzati nel Sud Italia che auto-consumano il 100% dell'energia prodotta con un prezzo chiavi in mano pari a 1.900 €/kW. Con un prezzo pari a 1.700 €/kW i rendimenti arriverebbero a toccare l'8%.** Inoltre, per impianti installati nel Centro Italia anche un prezzo dell'impianto pari a 1.700 €/kW permetterebbe un rendimento superiore al 6%. Gli impianti nel Sud del Paese che auto-consumano il 50% dell'energia prodotta raggiungerebbero rendimenti superiori al 6% con un prezzo pari a circa 1.650 €/kW. È evidente che il prezzo dell'energia elettrica assume un peso particolarmente rilevante nel raggiungimento della parità per quegli impianti che auto-consumano una parte importante dell'energia totale prodotta.

Ancora una volta, la nostra analisi si chiude considerando l'ipotesi che l'impianto sia finanziato ricorrendo a capitale di debito per il 70% dell'investimento complessivo, con un tasso di interesse passivo del 7%. Come già visto in precedenza e come evidente dalla FIGURA 7.8, nei casi in cui l'IRR *full equity* è inferiore al costo del debito (assunto pari al 7%) si verifica un peggioramento dell'IRR con debito a causa dell'effetto leva. In particolare, l'effetto positivo dell'indebitamento verrebbe sfruttato solo dagli impianti installati nel Sud Italia che auto-consumano il 50% dell'energia prodotta con vita utile pari a 30 anni a partire da prezzi chiavi in mano dell'impianto pari a circa 1.150 €/kW. Se si giungesse nei prossimi mesi ad un tasso medio di interesse del 5%, un prezzo chiavi in mano dell'impianto installato nel Sud Italia pari a 1.200 €/kW permetterebbe di bene-

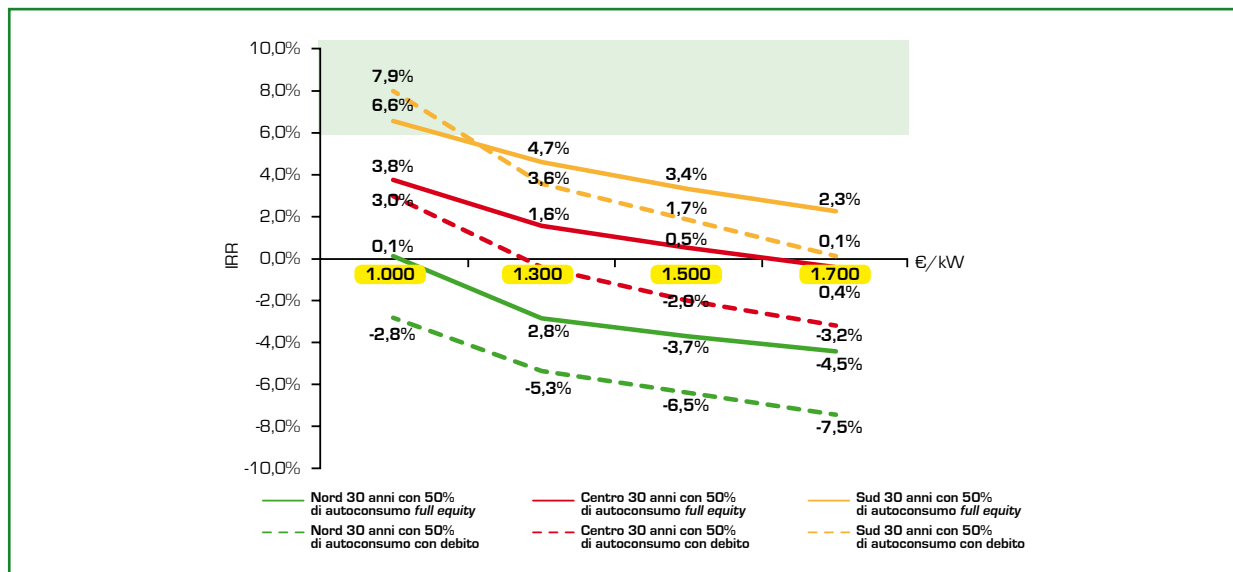
Tabella 7.8

Analisi di sensitività per impianto da 1 MW

Parametri	Δ IRR
+2% tasso annuo di inflazione	- 4,8% Nord - 4,7% Centro - 2,6% Sud
+2% incremento medio annuo del prezzo dell'energia	+ 4,6% Nord + 3,8% Centro + 3,3% Sud

Figura 7.8

Andamento dell'IRR equity in assenza di incentivo e con rapporto di leva pari al 70%, per un impianto da 1 MW, in funzione del prezzo chiavi in mano con 50% di autoconsumo



ficiare del ricorso al capitale di debito.

7.2 Conclusioni

Le analisi riportate in questo CAPITOLO mostrano innanzitutto come **la grid parity per il fotovoltaico in Italia non sia in assoluto un traguardo irraggiungibile**, né tantomeno un obiettivo che richiederà anni per essere centrato. Chiaramente esistono delle notevoli differenze nella convenienza dell'investimento fotovoltaico, dovute alla tipologia di impianto, alla localizzazione dello stesso ed all'uso che viene fatto dell'energia che esso produce. Tali differenze fanno sì che **per alcune applicazioni già oggi, nel Sud Italia, si sia ampiamente raggiunta la grid parity, mentre in altri casi (specialmente in impianti di grande taglia che auto-consumano una percentuale limitata dell'energia prodotta), la parità sia ancora molto lontana da raggiungere e richieda l'introduzione di importanti innovazioni tecnologiche capaci di abbattere significativamente il prezzo chiavi in mano dell'impianto, che nel corso degli ultimi 12 mesi in Italia ha già subito degli importantissimi ribassi.**

La TABELLA 7.9 fornisce una sintesi dell'IRR in caso di investimento full equity e con debito⁷ (in questo caso si riporta l'IRR equity) per le principali

tipologie di impianti considerate in questo CAPITOLO con vita utile pari a 30 anni, in corrispondenza del prezzo chiavi in mano medio registrato in Italia nei primi mesi del 2012 e sotto l'ipotesi di assenza di incentivi.

La TABELLA 7.10 riporta invece un'indicazione, per le principali tipologie impiantistiche già contemplate nella TABELLA 7.9, del **prezzo chiavi in mano in corrispondenza del quale si raggiungerà il livello soglia considerato in questa analisi come punto di indifferenza tra l'investimento nell'impianto e l'acquisto dell'energia dalla rete** (assunto pari a 4% per gli impianti residenziali e 6% per quelli non residenziali, di 200, 400 e 1.000 kW), ovviamente in assenza di incentivi.

Dalle informazioni presentate in questo CAPITOLO si può quindi concludere che, **nel momento in cui gli incentivi feed-in verranno ulteriormente rivisti al ribasso o addirittura eliminati entro la fine del 2012 o all'inizio del 2013 (SI VEDA CAPITOLO 3), il mercato italiano del fotovoltaico non si arresterà del tutto.** Chiaramente si registrerà un forte rallentamento, visto che saranno pochi gli ambiti di applicazione in cui inizialmente risulterà conveniente, e comunque con un rendimento medio annuo inferiore rispetto ad oggi, installare un impianto senza incentivi. I segmenti di mercato

⁷ Le ipotesi relative alla leva utilizzata nelle simulazioni ed al costo del debito sono riportate nei paragrafi precedenti.

Tabella 7.9

IRR *full equity* e con debito delle principali tipologie di impianti in corrispondenza del prezzo chiavi in mano medio registrato in Italia nei primi mesi del 2012

Impianti tipo		IRR <i>full equity</i>			IRR <i>equity</i> con debito		
		Nord	Centro	Sud	Nord	Centro	Sud
3 kW – Scambio sul posto (3.200 €/kW)		- 0,5%	1,6%	3,3%	- 4,5%	- 2,6%	- 0,1%
200 kW – Scambio sul posto (2.000 €/kW)		1,2%	3,1%	4,9%	- 1%	- 1,7%	4,1%
400 kW (1.900 €/kW)	Vendita	-1,2%	0,5%	2,1%	- 4,3%	- 2%	0,1%
	50% autoconsumo	0,8%	2,6%	4,2%	- 1,6%	0,8%	3,1%
	100% autoconsumo	2,5%	4,4%	6,1%	0,7%	3,4%	6%
1 MW (1.700 €/kW)	Vendita	- 10,3%	- 4,5%	-1,6%	- 13%	- 9,4%	- 5,4%
	50% autoconsumo	- 4,5%	- 0,3%	2,3%	- 7,5%	- 3,2%	0,1%
	100% autoconsumo	- 0,6%	2,1%	4,3%	- 3,9%	- 0,2%	3,1%

che verosimilmente non registreranno un arresto prolungato (dopo una probabile fase di congelamento dovuta all'assestamento degli operatori e delle loro strutture di costo) a seguito dell'interruzione del sistema di incentivazione sono quelli degli **impianti residenziali ed industriali, che beneficiano del regime di scambio sul posto (a prescindere dal fatto che auto-consumino il 50% o il 100% dell'energia prodotta) e localizzati in Regioni del Sud Italia con una producibilità an-**

nua di circa 1.400 kWh.

Nel tempo si dovrebbe poi registrare una crescita delle installazioni annue che comprenda via via le applicazioni fotovoltaiche che si avvicineranno progressivamente alla parità, dando vita ad un mercato sicuramente meno importante e dinamico rispetto a quello che ha contraddistinto il nostro Paese dal 2008 ad oggi, ma che sarà sicuramente più sostenibile nel tempo.

Tabella 7.10

Prezzo chiavi in mano in corrispondenza del quale si raggiungerà il rendimento soglia per i diversi impianti tipo

Impianti tipo	Prezzo chiavi in mano ⁸ per superare il tasso barriera (€/kW)		
	Nord	Centro	Sud
3 kW – Scambio sul posto	1.700	2.350	3.000
200 kW – Scambio sul posto	1.100	1.400	1.750
400 kW – 50% autoconsumo	1.000	1.250	1.550
1 MW – 50% autoconsumo	500	800	1.050

⁸ Comprensivo di IVA.

8. Il riciclo dei moduli

Con il massivo sviluppo che il fotovoltaico ha avuto negli ultimi anni in Italia ed in Europa, si è posto all'attenzione degli operatori il problema del riciclo dei moduli fotovoltaici giunti a fine vita. Chiaramente, come si avrà modo di approfondire più avanti, l'entità del problema del riciclo dipenderà pesantemente da cosa succederà agli impianti giunti alla fine della loro vita utile e non è ad oggi facilmente prevedibile. Certamente essi continueranno a funzionare oltre i canonici 20 o 30 anni su cui sono normalmente impostati i *business plan* nel settore fotovoltaico, per di più a costo praticamente nullo, considerato che l'impianto è stato già completamente ammortizzato. È anche vero, però, che in questo caso l'efficienza (e quindi la quantità di energia prodotta nell'anno) risulterà piuttosto bassa e con ogni probabilità di molto inferiore rispetto a quanto si potrebbe ottenere sostituendo l'impianto obsoleto con uno nuovo. **Questo potrebbe portare ad una sostituzione su larga scala dei moduli fotovoltaici giunti alla fine della loro vita utile**, soprattutto se il costo della tecnologia si ridurrà sensibilmente, come è altamente probabile che accada. L'obiettivo di questo CAPITOLO è di approfondire il tema del riciclo dei moduli fotovoltaici, studiando quali sono i materiali che si possono recuperare a partire dal modulo fotovoltaico,

analizzando i possibili volumi di mercato in gioco, e censendo le principali iniziative di riciclo attive nel nostro Paese. Sperabilmente questo permetterà di comprendere nel dettaglio le opportunità che il riciclo può offrire agli operatori attivi nella filiera del fotovoltaico (e non solo) nel nostro Paese.

8.1 I materiali che si possono riciclare da un modulo fotovoltaico

Per comprendere le opportunità che il riciclo nel mercato fotovoltaico offre, è necessario innanzitutto **censire i componenti ed i materiali che compongono la distinta base del modulo fotovoltaico**. Concentrandosi sui moduli in silicio cristallino, di prima generazione, che rappresentano oltre il 90% del mercato italiano al 2011, i principali materiali di cui si compone la distinta base sono: vetro, alluminio, materiale plastico e la cella (che è sostanzialmente fatta di silicio). La FIGURA 8.1 riporta un'indicazione del peso percentuale dei vari componenti (misurato in kg) sul peso totale del modulo. Da quest'analisi emerge chiaramente come **quasi tre quarti del peso di un singolo modulo sia dovuto sostanzialmente al vetro**.

Se ci si concentra sui moduli di seconda generazio-

Figura 8.1

Peso percentuale dei vari componenti di un modulo di prima generazione in silicio poli e mono-cristallino

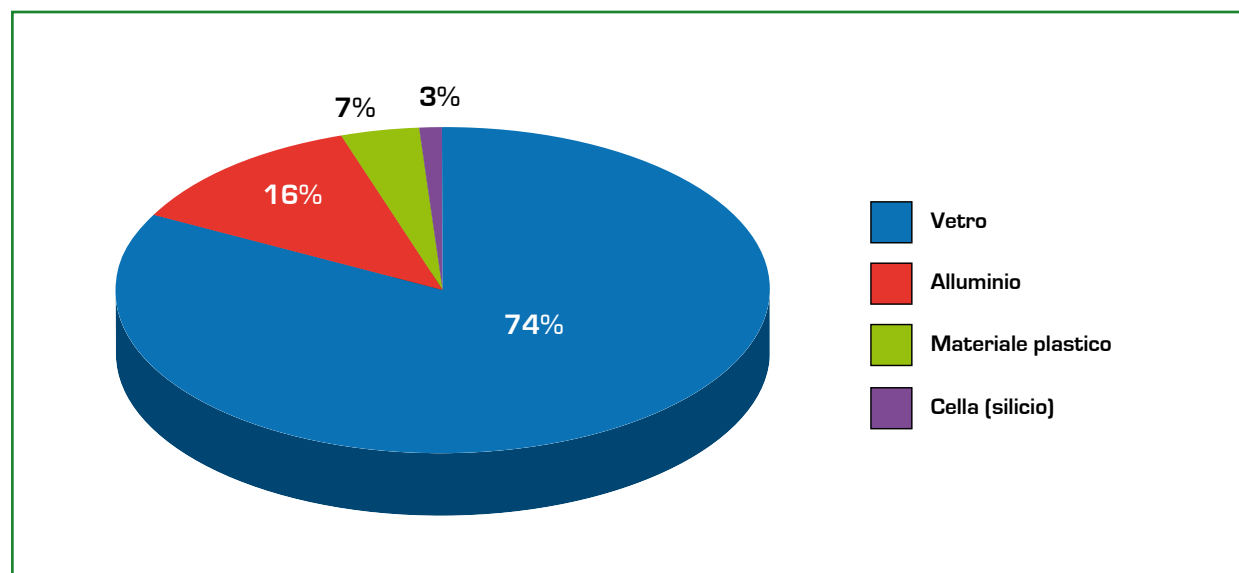
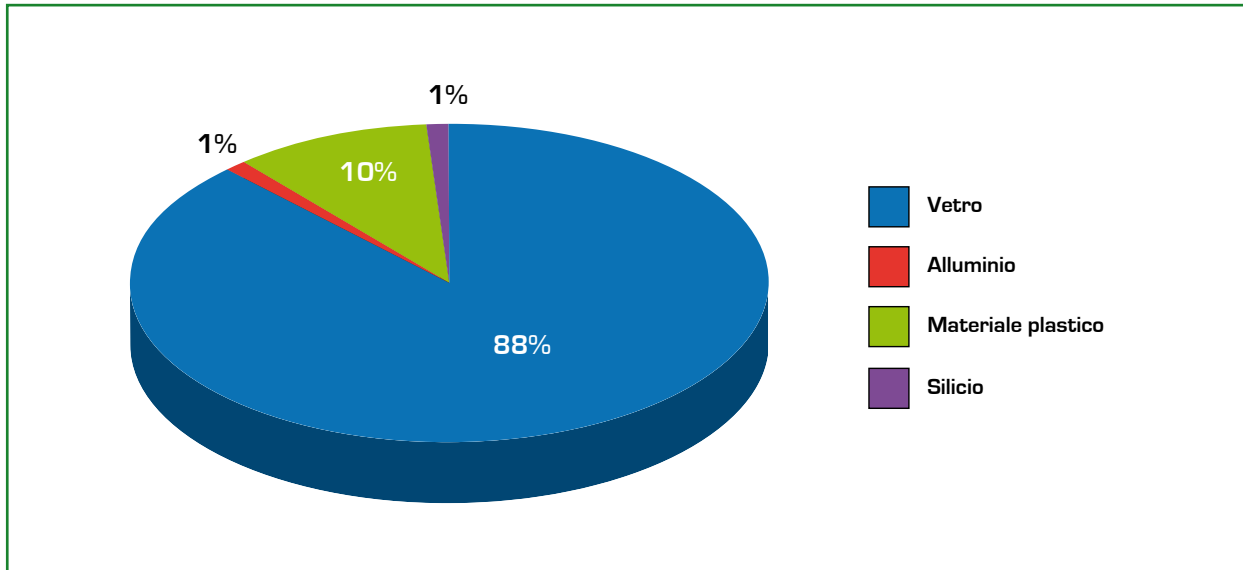


Figura 8.2

Peso percentuale dei vari componenti di un modulo di seconda generazione in silicio amorfo



ne, il peso percentuale delle varie componenti rimane pressoché invariato, con il vetro a rappresentare ancora la componente più importante. Per quanto riguarda la composizione dei moduli in film sottile, si faccia riferimento rispettivamente alla FIGURA 8.2 per la tecnologia del silicio amorfo, alla FIGURA 8.3 per la tecnologia del CdTe e alla FIGURA 8.4 per quella del CIS/CIGS.

Per quanto riguarda le tecnologie utilizzate per il riciclo del modulo, va detto che ad oggi non esistono delle soluzioni consolidate, caratterizzate da

un elevato livello di automazione. Questo è ancora il risultato dei limitati sforzi di Ricerca & Sviluppo che ad oggi sono stati condotti in questo ambito. Di fatto, oggi l'attività di riciclo dei moduli fotovoltaici, che interessa solamente i dispositivi che si guastano durante la loro vita utile, è effettuata intervenendo a livello meccanico sul modulo, attraverso l'asportazione della cornice di alluminio, la rimozione della scatola di giunzione e la triturazione e sminuzzamento del vetro, che viene poi separato dal resto, tramite processi termici. Si riescono quindi a raggiungere delle buone percen-

Figura 8.3

Peso percentuale dei vari componenti di un modulo di seconda generazione in CdTe

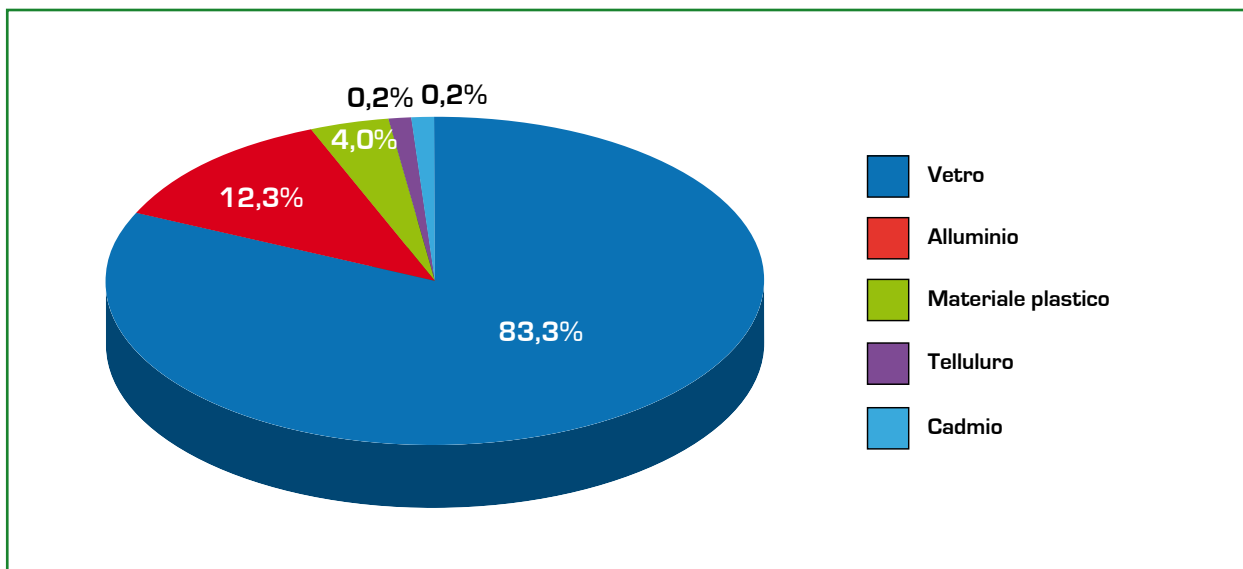
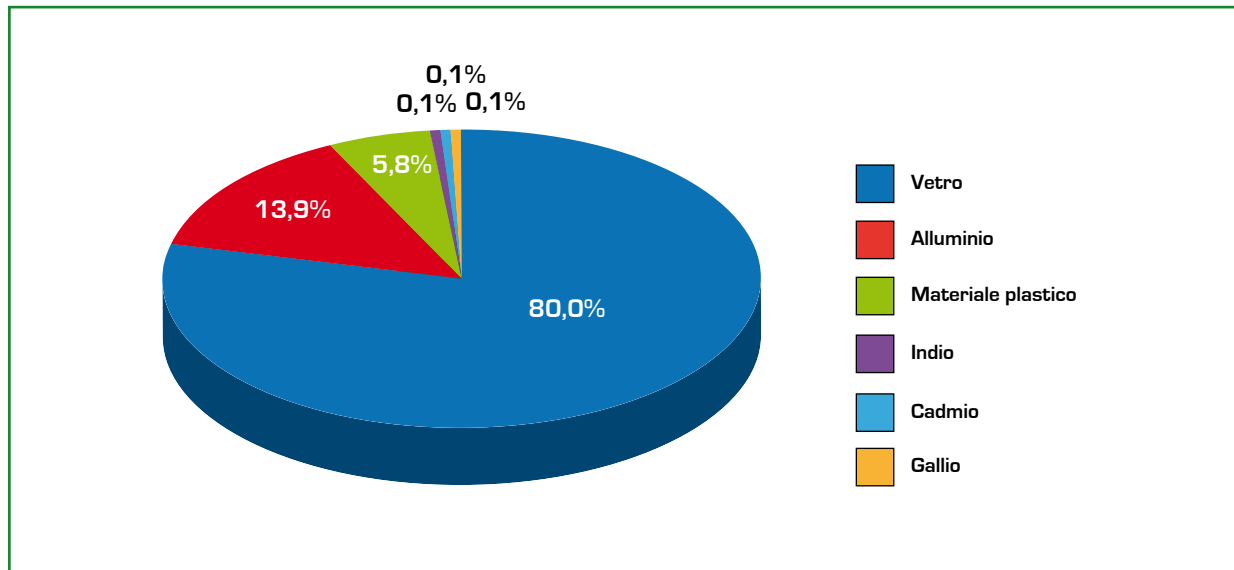


Figura 8.4

Peso percentuale dei vari componenti di un modulo di seconda generazione in CIS/CIGS



tuali di riciclo per ciascun componente della distinta base (SI VEDA TABELLA 8.1). **Esistono tuttavia ancora notevoli difficoltà per quanto riguarda il trattamento della cella ed il ripristino allo stadio iniziale degli elementi di cui è composta**, sia nei moduli a base di silicio, sia nei moduli di seconda generazione, dove esiste un'ulteriore difficoltà legata alla gestione dei metalli pesanti.

Il *recast* della Direttiva 2002/96/CE del Parlamento e del Consiglio Europeo, del 27 Gennaio 2003, sui Rifiuti di Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche (RAEE) includerà i pannelli fotovoltaici tra i RAEE (SI VEDA PARAGRAFO 8.4). **Questo significa che le percentuali di riciclaggio dovranno salire almeno all'80%**, comportando la necessità di una riprogettazione del modulo per favorire il riciclo dei materiali che costituiscono la cella o l'introduzione di tecnologie innovative che permettano di rende-

re più efficace il trattamento di questo componente fondamentale del modulo.

Esistono diverse tecnologie per il riciclo di moduli fotovoltaici in fase di studio o ingegnerizzazione. La TABELLA 8.2 ne fornisce un quadro di sintesi. Si nota come solamente due processi sono stati già implementati in un impianto pilota funzionante su scala industriale, ossia la tecnologia di SolarWorld, sviluppata principalmente per i moduli in silicio cristallino, anche se ha possibilità di essere applicata anche per moduli di seconda generazione e quella di First Solar, per i moduli CdTe.

Va detto però che queste tecnologie non sono mai state impiegate su larga scala e destano ancora diverse perplessità per quanto riguarda la loro convenienza economica in applicazioni su scala industriale. Si consideri **che il processo meccanico di**

Tabella 8.1

Percentuale di riciclo ottenibile sui vari componenti del modulo fotovoltaico utilizzando le tecnologie ad oggi disponibili

Componente	% di riciclo
Vetro	95%
Alluminio	100%
Materiale plastico	90%
Cella	50 - 80%

Tabella 8.2

Principali tecnologie per il riciclo di moduli fotovoltaici in fase di studio

Impresa	Nazione	Tipologia di trattamento	Fase di sviluppo	Tipologia di moduli PV
SolarWorld	Germania	Termico e chimico	Impianto pilota	Cristallino e film sottile
First Solar	USA	Decomposizione termica con gas inerte	Impianto pilota	CdTe
AIST, Sharp, Asahi	Germania	Chimico	Laboratorio	Cristallino
Isofoton	Spagna	Meccanico	Laboratorio	Cristallino
Photovoltech	Belgio	Meccanico	Laboratorio	Cristallino
Siemens Solar, Shell Solar	Germania, Paesi Bassi	Meccanico	Laboratorio	Cristallino e film sottile
BP Solar, Soltech, Seghers	USA, Svezia	Termico e chimico	Pre - Laboratorio	Cristallino
Pilkington Solar International	Regno Unito	Termico	Pre - Laboratorio	Cristallino

separazione e triturazione cui vengono sottoposti i moduli fotovoltaici ad oggi trattati in Italia comporta un costo intorno agli 80 – 90 €/tonnellata.

Se si ipotizzasse di realizzare un impianto dedicato al riciclo dei moduli tramite processo tradizionale meccanico di separazione e triturazione (il che non consentirebbe tuttavia di recuperare il “cuore” del modulo, ossia la cella), si dovrebbe dimensionare l’impianto su capacità di trattamento nell’ordine di 3-5 tonnellate all’ora, per quanto riguarda la triturazione, e di 1-3 tonnellate all’ora per la separazione, il che porterebbe ad un investimento di circa 700-800.000 €. La sezione di trattamento termico, necessaria per ottenere un processo di riciclo e recupero con prestazioni superiori, richiederebbe di essere dimensionata su una capacità di trattamento ancora più elevata per essere conveniente dal punto di vista economico. Sarebbero necessari ulteriori 1,5 mln € di investimento per una capacità di circa 2-4 tonnellate per ora, cui si dovrebbe aggiungere anche una sezione di abbattimento fumi con un costo di 300.000 €.

8.2 Il mercato potenziale del riciclo dei moduli fotovoltaici

Per avere un’indicazione di massima del mercato potenziale del riciclo dei moduli fotovoltaici in Italia, sono state condotte delle simulazioni ipotizzando che: (i) la vita utile dei moduli, dopo cui essi verranno dismessi o sostituiti, è pari a 25 anni; (ii) la potenza di picco media per modulo è pari a 0,2 kWp; (iii) il peso medio totale del modulo è pari a

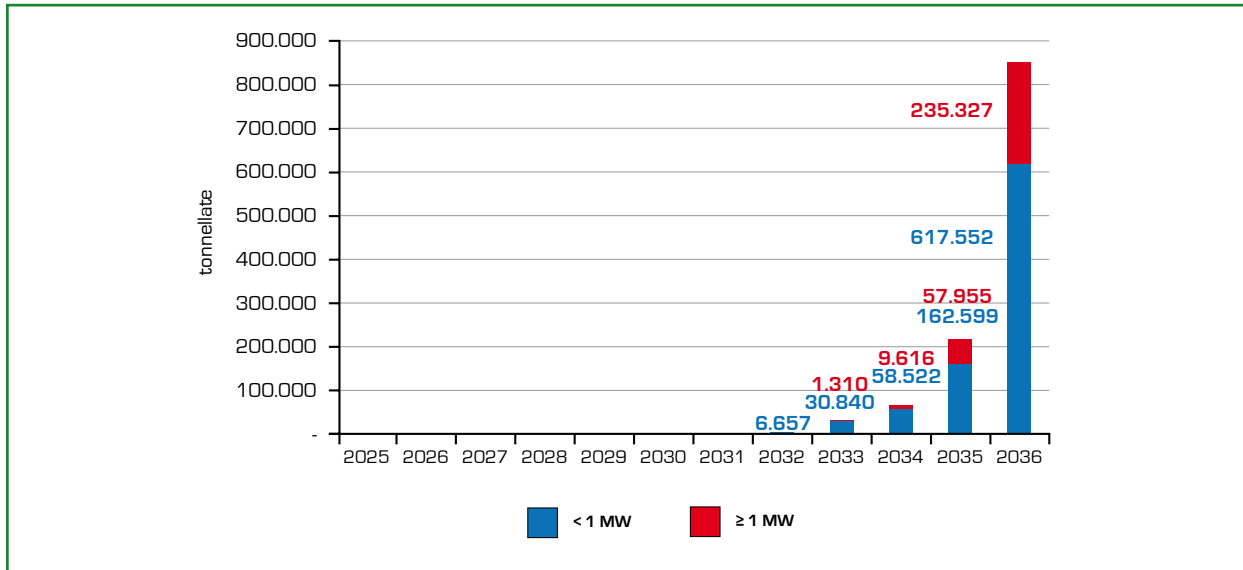
20 kg. Inoltre, abbiamo diviso il mercato potenziale del “fine vita” del modulo, che si concretizza al raggiungimento dei 25 anni di utilizzo del modulo, ed il mercato della “sostituzione”, che si riferisce ai moduli che si guasteranno e dovranno quindi essere sostituiti prima dell’ esaurirsi della vita utile. Nella simulazione si dividerà inoltre tra mercato del riciclo relativo ai moduli installati in impianti di taglia superiore ad 1 MW ed in impianti con taglia inferiore. Questo in quanto i due segmenti di mercato saranno verosimilmente oggetto di dinamiche piuttosto differenti, sia per quanto riguarda il loro grado di frammentazione, sia per il ruolo che avranno gli operatori del settore, che hanno segnalato in molti casi come pratica diffusa l’inclusione dell’onere di smantellamento nel caso di fornitura chiavi-in-mano di grandi impianti. Charamente si tratta di valori di potenziale di mercato teorici, la cui entità dipenderà in modo importante dagli scenari che si verificheranno nel momento in cui si raggiungerà il fine vita di 25 anni degli impianti installati in Italia che, come accennato in precedenza in questo CAPITOLO, sono molto complessi da prevedere.

Partendo dal mercato potenziale del “fine vita”, si prevedono volumi di ritiro e smaltimento consistenti (superiori a 1.000 tonnellate complessive annue di moduli) solo dopo il 2030 nel nostro Paese (SI VEDA FIGURA 8.5).

Concentrandosi sui sei anni dal 2031 al 2036, che rappresentano in Italia il periodo di maggiore in-

Figura 8.5

Volumi teorici annuali di ritiro e riciclo di moduli fotovoltaici a fine vita in Italia in impianti di taglia superiore ed inferiore ad 1 MW



teresse per il riciclo, la FIGURA 8.6 riporta la ripartizione dei volumi totali ritirati per Regione.

Dei 1,2 mln tonnellate di moduli ritirati al 2036, in Puglia si concentra oltre il 17% del peso complessivo ritirato, seguita dalla Lombardia e dall'Emilia Romagna con il 10%. Tuttavia, la situazione cambia decisamente in queste prime tre Regioni se si guarda alla suddivisione per taglie degli impianti installati da cui provengono i moduli:

infatti, in Puglia e in Emilia Romagna il 75% di questo volume di tonnellate proviene da impianti inferiori a 1 MW di potenza, mentre in Lombardia l'analogo dato si attesta a oltre il 90%, quindi con volumi leggermente inferiori, ma molto più frammentati.

Ipotizzando i valori medi di mercato dei materiali recuperati dal modulo fotovoltaico riportati in TABELLA 8.3, è possibile stimare un valore complessi-

Figura 8.6

Peso percentuale dei vari componenti di un modulo in silicio di prima generazione

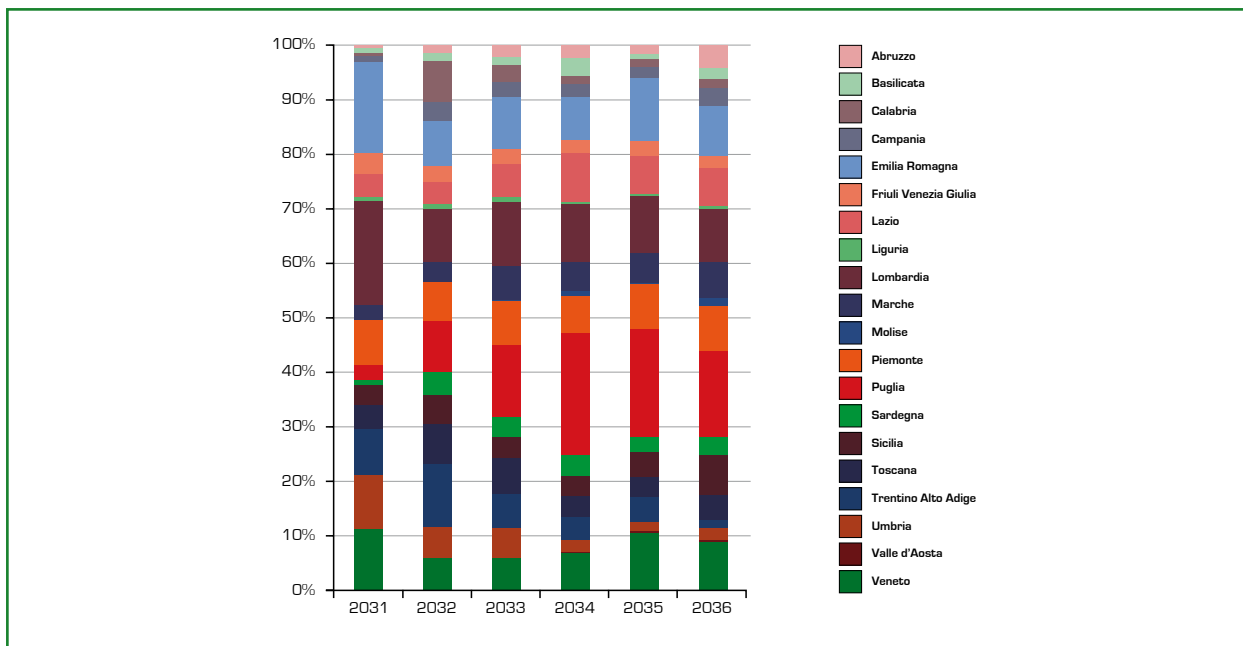


Tabella 8.3

Valori di mercato medi per i diversi materiali che compongono il modulo fotovoltaico

Vetro	60 - 80 €/tonnellata
Alluminio	1.300 - 1.600 €/tonnellata
Materiale plastico	400 - 700 €/tonnellata
Silicio	20.000 - 25.000 €/tonnellata

vo in € del mercato potenziale teorico del riciclo di moduli fotovoltaici in Italia. Come in precedenza, se ci si focalizza sul periodo 2031 - 2036, si può parlare di un volume d'affari medio annuo a livello teorico massimo di circa 130 mln €.

Si è inoltre analizzato il potenziale teorico del mercato della "sostituzione" dei moduli durante la loro vita utile (come precedentemente definito), ipotizzando un tasso di *failure* dei dispositivi attualmente sul mercato pari allo 0,8% all'anno. I volumi di mercato risultanti, già a partire dai prossimi anni, sono evidenziati in FIGURA 8.7.

Anche in questo caso, abbiamo stimato il valore teorico in € delle quantità di materiali riciclati per effetto della sostituzione dei moduli durante la loro vita utile; tale valore medio annuo si attesta a circa 10 mln €.

Va detto che il valore di mercato teorico relativo ai

guasti durante la vita utile si potrà potenzialmente concretizzare con buona probabilità nei prossimi anni; l'effettivo realizzarsi del dato a livello teorico massimo relativo al mercato del fine vita dipenderà molto dal fatto che si raggiungeranno o meno nel mercato del fotovoltaico le condizioni già illustrate nell'introduzione al CAPITOLO, tali per cui il costo della tecnologia renderà conveniente la sostituzione dei vecchi moduli, ancorché funzionanti, con quelli nuovi.

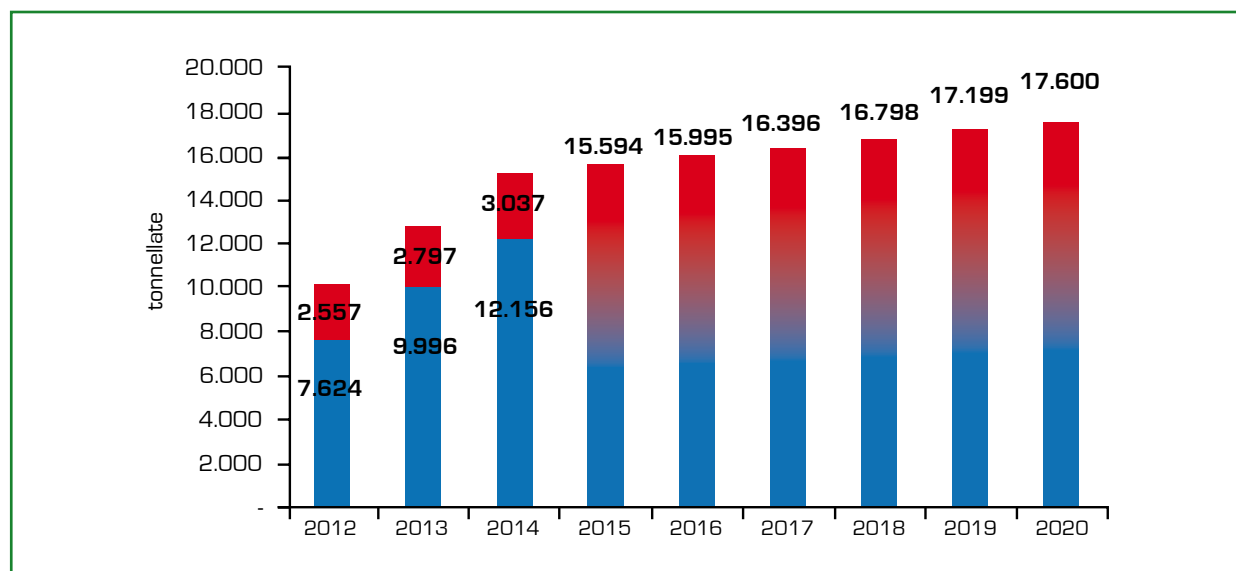
8.3 Le principali iniziative nel riciclo dei moduli fotovoltaici

In Italia esiste oggi un'unica iniziativa dedicata al riciclo fotovoltaico. Si tratta del consorzio europeo PV Cycle, che offre un servizio di ritiro dei pannelli dismessi anche nel nostro Paese.

PV Cycle è un'associazione *no-profit* fondata nel 2007 ed operativa dal 2010. Ha l'obiettivo di met-

Figura 8.7

Volumi teorici annuali di ritiro e riciclo di moduli fotovoltaici che si guastano durante la vita utile in Italia



tere in atto l'impegno dell'industria fotovoltaica per la creazione di un programma volontario di recupero e riciclaggio di pannelli giunti al termine del ciclo di vita, che consenta di raggiungere tassi di riciclo dell'80% entro il 2015 e dell'85% entro il 2020. Il consiglio direttivo è composto da alcuni grandi colossi internazionali del settore fotovoltaico (Isofoton, REC Solar, Sanyo, Schott Solar, SunPower e Trina Solar) oltre alla principale associazione europea del settore (EPIA).

PV Cycle ha dei membri associati (a oggi se ne contano 236, come indicato in FIGURA 8.8) **che sovvenzionano l'attività del consorzio, secondo un modello che potremmo definire come *pay-as-you-go***, in base al quale il finanziamento si articola in:

- una **quota associativa annuale** (che varia dai 5.000 ai 25.000 €, in funzione del fatturato registrato dall'associato nell'anno precedente nell'area EU-27 ed EFTA¹). Questa quota è pensata per coprire i costi amministrativi del consorzio;
- una **quota contributiva**, che riguarda quelli che si stima saranno i costi legati al ritiro nell'anno in corso, e che viene ripartita tra gli associati sulla base delle tonnellate vendute nel corso dell'anno precedente nell'area EU-27 ed EFTA.

Il volume d'affari fatto registrare nel 2010 si attesta a 1,2 mln €. L'intenzione di PV Cycle, al crescere del volume di attività, è quella di spostarsi verso un modello di tipo *pay-as-you-put*, in cui ciascun associato copra, al momento dell'immissione sul mercato dei propri prodotti, i costi che si stima si sosterranno

per il ritiro dei moduli venduti oggi dall'associato.

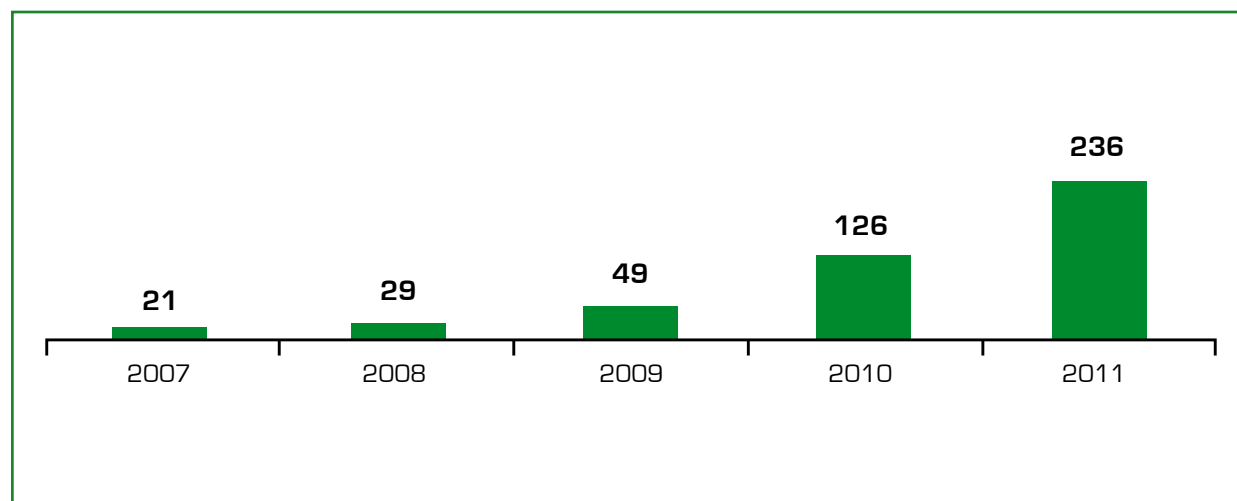
Le attività che PV Cycle svolge, tramite soggetti terzi cui il consorzio dà in *outsourcing* le fasi operative, **sono legate al ritiro e riciclo dei pannelli fotovoltaici dismessi**, intervenendo a valle dello smantellamento degli stessi. La raccolta è estesa all'intera Europa e per gli impianti con meno di 30-40 moduli ci si appoggia a 183 punti di raccolta che hanno ottenuto la certificazione PV Cycle (SI VEDA TABELLA 8.4), mentre tutta la fase di riciclo è effettuata in Germania, con la proprietà dei residui in capo al consorzio.

Il modello di attività di PV Cycle prevede una netta distinzione tra impianti composti da un numero maggiore o minore di 30-40 moduli, considerati rispettivamente piccoli e grandi impianti. Le attività nella filiera del riciclo di cui si occupa PV Cycle nei due diversi casi sono evidenziate nelle FIGURE 8.9 e 8.10.

Dal punto di vista tecnologico, **il consorzio si occupa del ritiro e del riciclo sia di moduli in silicio cristallino, sia in film sottile**, arrivando a buone percentuali (circa 80%) di recupero per il vetro e le materie plastiche, mentre sono allo studio tecnologie di recupero performanti anche per i singoli materiali caratteristici dell'industria solare. In particolare, per quanto riguarda i moduli in film sottile, tre società tedesche affiliate al consorzio stanno sviluppando una tecnologia di riciclo per recuperare fino al 95% dei materiali usati in

Figura 8.8

Evoluzione del numero di membri associati al PV Cycle



¹ European Free Trade Association.

Tabella 8.4

Numero dei punti di raccolta che hanno ottenuto la certificazione PV Cycle

Paese	Numero di punti di raccolta
Italia	74
Germania	73
Francia	31
Belgio	14
Regno Unito	8
Spagna	8
Grecia	5
Paesi Bassi	2
Repubblica Ceca	2
Slovenia	2
Svizzera	2
Portogallo	1

tali pannelli, due delle quali utilizzano un processo chimico per separare i diversi componenti, mentre un'altra è specializzata nel trattamento dei moduli CdTe.

Fino ad oggi, il consorzio ha ritirato quasi 2.500 tonnellate di moduli fotovoltaici provenienti dall'intera Europa (SI VEDA FIGURA 8.11), circa il 53% dei quali dalla sola Germania. L'importanza del mercato tedesco si spiega con il fatto che l'i-

scrizione al consorzio, anche se non obbligatoria per legge, è necessaria *de facto* per accedere al finanziamento degli istituti di credito, in quanto questi ultimi considerano il riciclo dell'impianto come una voce di costo effettiva del *business plan* dell'impianto fotovoltaico, per cui quindi deve essere fornita una garanzia. All'Italia spetta il secondo posto nella classifica dei Paesi europei per volumi di ritiro, con una percentuale che si attesta attorno al 17% del volume di moduli ritirati finora

Figura 8.9

Servizio offerto da PV Cycle nel caso di impianti composti da meno di 30-40 moduli



Figura 8.10

Servizio offerto da PV Cycle nel caso di impianti composti da più di 30-40 moduli



(si veda la FIGURA 8.12).

PV Cycle svolge quindi un'attività su scala internazionale, ma **gli operatori mettono in evidenza diversi punti negativi**, tra cui: (i) il fatto che il contributo degli associati determini un costo a tendere sempre crescente; (ii) il fatto che il consorzio non si occupi della fase di smantellamento dell'impianto, che dà l'avvio al processo di riciclo e che, soprattutto per le installazioni

di piccola taglia, difficilmente può essere realizzata in maniera autonoma da parte del titolare dell'impianto.

Consapevoli di questi limiti del modello messo in atto da PV Cycle, **in questi ultimi mesi stanno nascendo in Italia una serie di iniziative per il riciclo di moduli fotovoltaici su scala nazionale** (SI VEDA FIGURA 8.13). Tra le principali si segnalano l'iniziativa di COBAT-IFI (SI VEDA BOX 8.1), quella

Figura 8.11

Tonnellate di moduli fotovoltaici trattati dal consorzio PV Cycle

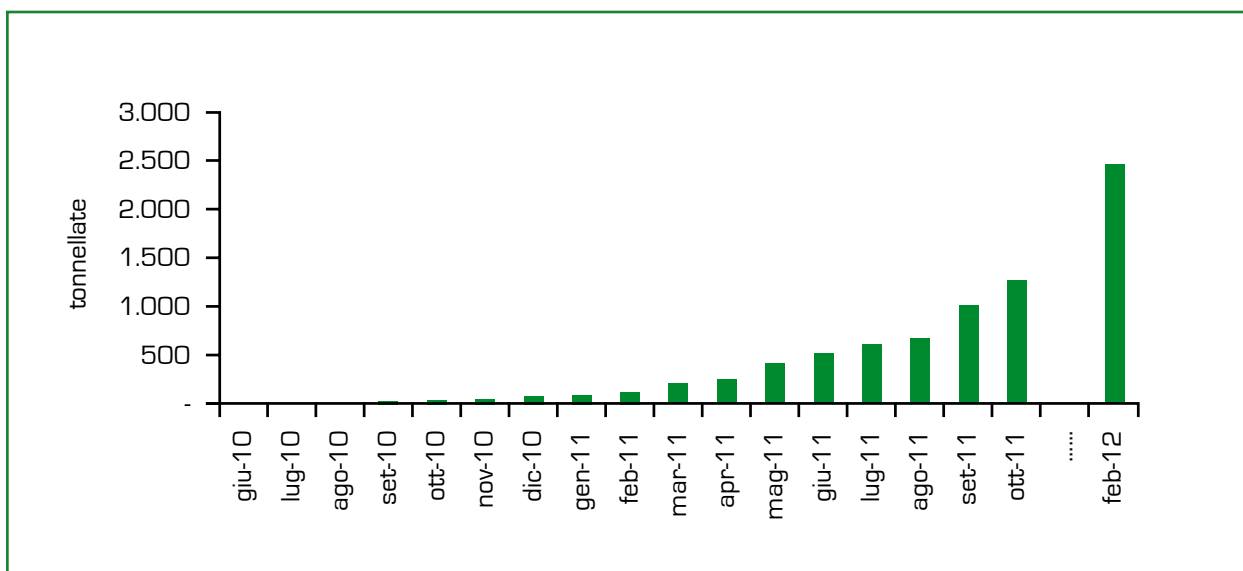
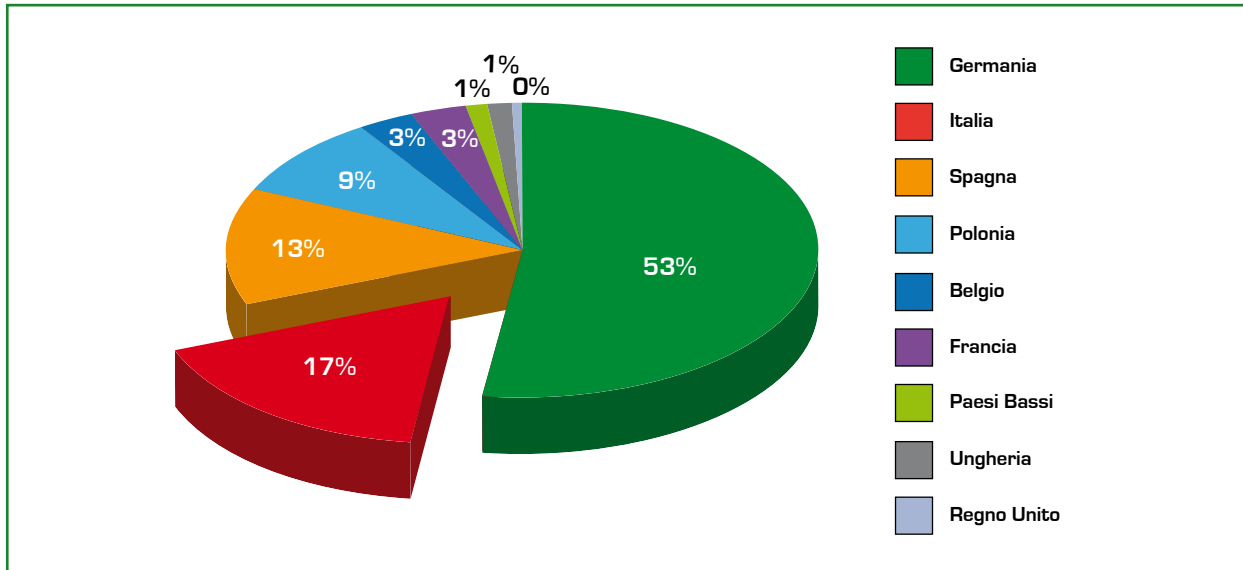


Figura 8.12

Peso dei principali Paesi europei sul volume di moduli riciclati finora da PV Cycle



di Re.Media (SI VEDA BOX 8.2) e quella di Ecolight (SI VEDA BOX 8.3). Inoltre, ci sono operatori logistici che stanno lavorando su iniziative ad uno stadio ancora embrionale su questo tema: uno di questi è la società di logistica Acxclera.

8.4 Alcuni sviluppi normativi

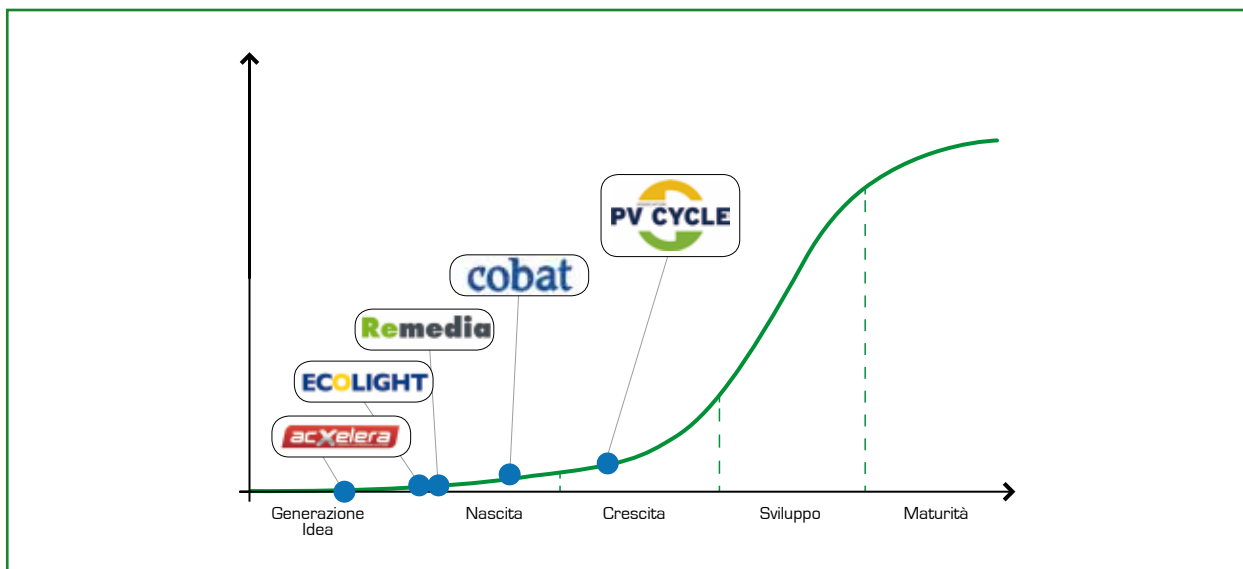
Esistono due elementi di natura normativa che po-

tranno avere, nel prossimo futuro, un impatto sul *business* del riciclo di moduli fotovoltaici in Italia. Da un lato quanto stabilito dal Quarto Conto Energia, dall'altro la revisione della Direttiva 2002/96/CE del Parlamento e del Consiglio Europeo, del 27 Gennaio 2003, sui Rifiuti di Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche (RAEE).

Per quanto riguarda il **Quarto Conto Energia** (SI VEDA CAPITOLO 3), esso **prevede che il soggetto**

Figura 8.13

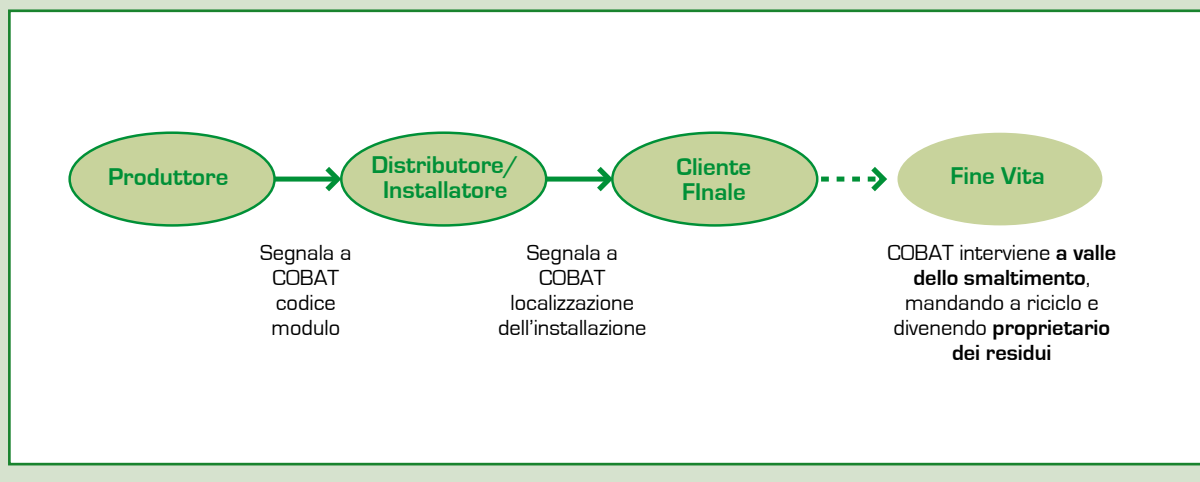
Principali iniziative in fase di sviluppo o attive in Italia nel campo del riciclo dei moduli fotovoltaici



Box 8.1**L'accordo COBAT – Comitato IFI**

COBAT (Consorzio Obbligatorio per le BATterie al piombo esauste e i rifiuti piombosi) è un consorzio nato nel 1988 che si occupa della raccolta, trattamento e riciclo di rifiuti derivanti da pile, accumulatori ed AEE (Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche) giunti a fine vita. Il comitato IFI dal 2011 rappresenta invece un insieme di aziende manifatturiere italiane attive nella filiera fotovoltaica, che rappresentano oltre l'80% della capacità produttiva di celle e moduli nel nostro Paese. COBAT e IFI, nell'Ottobre 2011, hanno raggiunto un accordo per lo studio di un sistema per il riciclo nel fotovoltaico, il cui processo operativo dovrebbe svilupparsi come indicato in FIGURA 8.14. Il finanziamento dovrebbe avvenire secondo la modalità *pay-as-you-put*, con gli associati tenuti a pagare una quota associativa e a coprire all'atto della vendita l'onere per le spese future di smaltimento dei moduli. I punti caratterizzanti il modello di COBAT-IFI sono:

- tracciabilità e capillarità dei moduli fotovoltaici (applicabile solo sui dispositivi di nuova installazione) grazie all'uso di un sistema di mappatura georeferenziata sviluppato per il ritiro delle batterie da COBAT, che fornisca le caratteristiche dei moduli italiani ed esteri installati nel nostro Paese (ad esempio in termini di chi ha realizzato l'installazione, chi ha prodotto il modulo, quali materiali sono stati utilizzati);
- terziarizzazione di parte dei sistemi di raccolta e riciclo capillare sia su piccoli che su grandi impianti, non utilizzando il meccanismo dei punti di raccolta. Il consorzio si occuperà del frazionamento dei prodotti con il riciclo in Italia di tutte le componenti metalliche e del vetro, mentre la cella fotovoltaica verrà inviata per lo smaltimento all'estero, essendo attualmente il Paese privo di simili impianti, però con la prospettiva di realizzarne uno nuovo in futuro.

Figura 8.14**Modello di funzionamento del consorzio promosso da COBAT-IFI**

responsabile di impianti fotovoltaici che entreranno in esercizio successivamente al 30 Giugno 2012 sarà tenuto a trasmettere al GSE (in aggiunta alla documentazione prevista per gli impianti che entrano in esercizio prima della medesima data) il certificato rilasciato dal produttore dei moduli fotovoltaici, attestante l'adesione ad un sistema o consorzio europeo che garantisca, a cura del medesimo produttore, il riciclo dei moduli fotovoltaici utilizzati al termine della loro vita utile. Come accennato in precedenza, in Germania non

sussiste alcun vincolo di questo tipo e la capillare adesione a PV Cycle è dovuta al fatto che gli istituti di credito richiedono l'iscrizione per la concessione del finanziamento. **Il cambiamento che il Quarto Conto Energia introduce potrebbe quindi essere un importante sprone allo sviluppo di attività nel campo del riciclo nella filiera fotovoltaica italiana.** Bisogna tuttavia considerare che il Quarto Conto Energia non definisce dei requisiti che il sistema di riciclo deve soddisfare per ottemperare agli obblighi sopracitati, il che sarebbe auspicabile soprat-

Box 8.2

L'iniziativa di Re.Media

Il consorzio Re.Media è attivo dal 2006, con un modello operativo di eccellenza certificato (VRS - *Value Recycling System*), e gestisce il riciclo di tutte le tipologie di RAEE e rifiuti di pile/accumulatori. L'iniziativa nel campo del riciclo dei moduli fotovoltaici che è attualmente in fase di concezione si caratterizzerebbe per:

- l'utilizzo di un modello di finanziamento *pay-per-use*, con accantonamento di garanzia fine vita nel bilancio del produttore (e non del consorzio), contestuale

all'immissione sul mercato del modulo, pari al costo futuro stimato di gestione del fine vita (con il medesimo meccanismo che regola l'accantonamento dei fondi di garanzia);

- il fatto di garantire la tracciabilità del materiale fotovoltaico, a valle della vita utile, utilizzando sistemi già adottati per pile e per le AEE;
- la terziarizzazione del sistema di raccolta capillare, sia per i piccoli che i grandi impianti e del sistema di riciclo.

tutto visto il lungo orizzonte temporale su cui sarà chiamato ad operare. Inoltre, come spesso la recente storia delle energie rinnovabili in Italia insegna, se non si definiscono dei chiari meccanismi sanzionatori (attualmente assenti) per chi non rispetterà questi obblighi, difficilmente si raggiungeranno dei risultati tangibili. Va infine detto che l'entrata in vigore di tale provvedimento sembra essere comunque confermata anche dal Quinto Conto Energia (SI VEDA CAPITOLO 3).

Per quanto riguarda invece la Direttiva 2002/96/CE sui RAEE, **il recente *recast* (del 19 Gennaio 2012) della stessa include le installazioni fotovoltaiche nell'ambito di competenza di tale Direttiva, annoverando quindi i moduli fotovoltaici fra i RAEE.** Nel momento in cui questo Rapporto viene redatto, il provvedimento non è ancora stato pubblicato sulla Gazzetta Europea. Quando ciò avverrà, gli Stati membri avranno 18 mesi per il recepimento a livello nazionale della revisione. La revisione della Direttiva stabilisce inoltre degli obiettivi generali di raccolta per tutte le categorie di RAEE:

- dal 2016 si dovranno raccogliere 45 tonnellate per ogni 100 di prodotti messi sul mercato nei tre anni precedenti;
- dal 2019 la percentuale salirà al 65%. Alternativamente, si potrà raccogliere l'85% di beni prodotti nell'anno;
- oltre a questi, vengono stabiliti degli obiettivi

generali di riciclo. In particolare, i tassi di riciclaggio saliranno all'80% e i prodotti dovranno essere progettati per essere recuperati più facilmente.

Questi obiettivi introdotti dal *recast* della Direttiva Comunitaria, e più in generale diversi altri principi cui si ispira il sistema dei RAEE, sono però difficilmente adattabili *tout court* al caso del fotovoltaico. In particolare:

- la pratica diffusa nei RAEE dell'*uno-contro-uno* (che prevede il conferimento gratuito per l'utente del prodotto da dismettere, contestualmente all'acquisto di uno nuovo equivalente) è poco adattabile al settore fotovoltaico e alla logica di *business* che ne caratterizza l'adozione;
- il ciclo di vita dei moduli fotovoltaici è molto maggiore rispetto alle altre apparecchiature elettriche ed elettroniche;
- non sono ancora state stabilite *de facto* la forma e la sostanza dell'inclusione del fotovoltaico nelle categorie RAEE (domestici *versus* professionali²) e nei raggruppamenti esistenti³ (anche se si ipotizza che i moduli fotovoltaici siano compresi nel raggruppamento R4).

Questo significa che esiste una forte necessità di rivedere e definire nel dettaglio le modalità con cui la Direttiva Comunitaria potrà essere applicata al caso del fotovoltaico.

² Si definiscono "RAEE domestici" quelli originati dai nuclei domestici e quelli di origine commerciale, industriale, istituzionale e di altro tipo analoghi, assimilabili per natura e per quantità, a quelli originati dai nuclei domestici. Si definiscono invece "RAEE professionali" quelli prodotti dalle attività amministrative ed economiche diversi da quelli provenienti dai nuclei domestici.

³ I RAEE (domestici o professionali) possono essere ricondotti a cinque raggruppamenti:

- R1: freddo e clima;
- R2: grandi bianchi;
- R3: TV e monitor;
- R4: tutte le altre AEE al di fuori degli altri raggruppamenti;
- R5: sorgenti luminose.

Box 8.3

L'iniziativa di Ecolight

Il consorzio Ecolight è attivo dal 2004 nel campo della raccolta e dello smaltimento delle AEE. Nel Novembre 2011 Ecolight ha comunicato l'avvio di una collaborazione con Se.Val Divisione Ecologia e con CSR Centro Servizi RAEE, entrambe società specializzate nello smaltimento e nella logistica dei rifiuti elettronici, per la costituzione

di un sistema integrato di riciclo dei moduli fotovoltaici, basandosi sull'esperienza maturata negli ultimi anni nella gestione dei RAEE. Il consorzio Ecolight è prossimo, a quanto è dato sapere, alla sottoscrizione di alcuni importanti accordi per lo smaltimento dei moduli fotovoltaici con importanti associazioni di produttori di pannelli solari.

IL SOLARE TERMICO E TERMODINAMICO

9. Il solare termico

Il 2011 è stato un altro anno poco dinamico per il solare termico in Italia. Il Decreto Rinnovabili del 3 Marzo 2011 ha stabilito la necessità di introdurre un conto energia per le rinnovabili termiche, che avrebbe largamente favorito le installazioni di collettori solari, suscitando un grande interesse da parte degli operatori (SI VEDA PARAGRAFO 9.2). Il Decreto Rinnovabili ha però rimandato a futuri provvedimenti attuativi (da emanarsi entro Settembre 2011) la concreta definizione ed entrata in esercizio di questo sistema incentivante. **Come troppo spesso è accaduto alle rinnovabili in Italia, anche in questo caso i provvedimenti attuativi non sono ancora stati emanati**, e nel momento in cui questo Rapporto viene redatto, non è ancora chiaro quando ciò sia destinato ad accadere. Come vedremo più avanti, il 2011 si è chiuso per il solare termico italiano con una contrazione delle installazioni rispetto al 2010, principalmente per effetto della congiuntura economica negativa. L'obiettivo di questo CAPITOLO è descrivere brevemente le dinamiche tecnologiche e di mercato che hanno interessato l'installazione di impianti solari termici nel nostro Paese nel 2011, oltre ad **offrire un approfondimento su una tecnologia, quella degli impianti ibridi termico-fotovoltaici, che sta negli ultimi mesi sempre più interessando gli operatori del settore.**

9.1 La tecnologia

Dal punto di vista tecnologico, bisogna rilevare come **in Italia nel corso del 2011 sia aumentata notevolmente** (di quasi il 10% rispetto al 2010) **la percentuale di impianti solari termici a circolazione forzata** (89% delle nuove installazioni nel 2011), **rispetto a quelli a circolazione naturale** (11% delle nuove installazioni). Si tratta di un cambiamento nelle dinamiche di mercato che va a premiare l'impiego di tecnologie più evolute, in grado di assicurare una maggiore integrabilità architettonica, aspetto sicuramente importante quando esistono severi vincoli paesaggistici, come spesso accade nei Comuni italiani. La FIGURA 9.1 mostra le tipologie di collettori solari termici venduti in Italia nel corso del 2011. **I collettori non vetrati, che avevano avuto nel 2010 una quota di mercato pari al 2%, sono pressoché scomparsi dal mercato italiano nel corso del 2011** (facendo segnare uno 0,5% sulle nuove installazioni). I collettori sottovuoto hanno ancora una quota di mercato (pari all'8% delle installazioni) decisamente inferiore rispetto ai sistemi piani vetrati poiché, sebbene offrano nella stagione invernale rese più elevate, richiedono una manutenzione maggiore e, soprattutto, hanno un costo decisamente più alto. In Paesi come la Cina

Figura 9.1

Tipologie di collettori installati nel 2011 in Italia

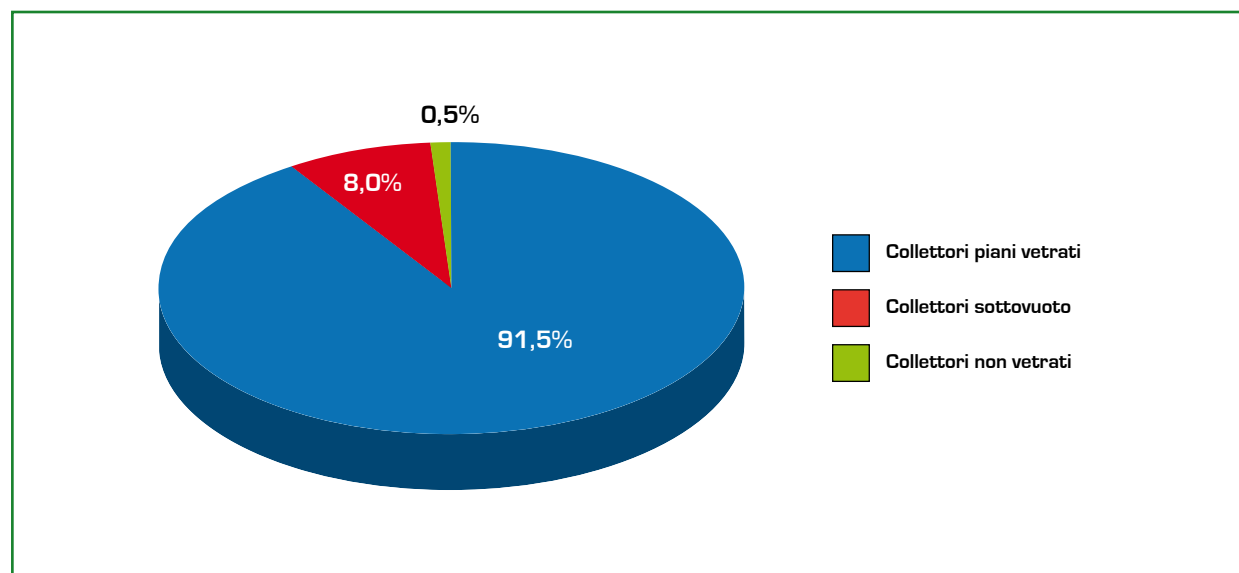
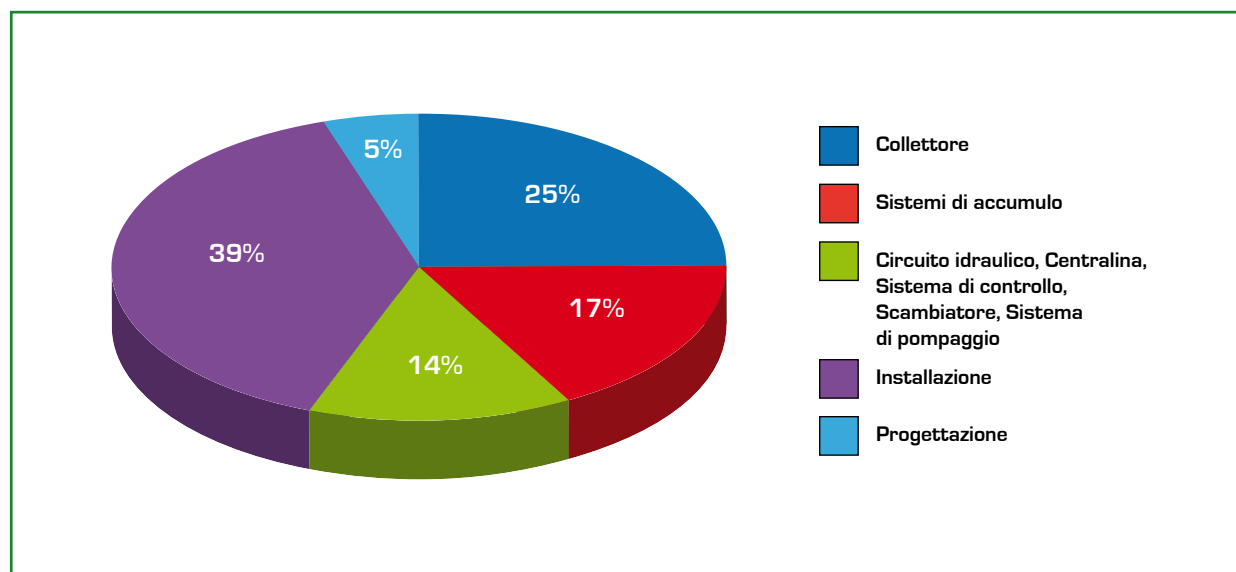


Figura 9.2

Ripartizione del costo chiavi in mano di un impianto solare termico con collettori piani vetrati



la percentuale dei collettori sottovuoto raggiunge valori superiori al 90% sull'installato totale mentre in Germania la percentuale dei collettori sottovuoto è più vicina al valore italiano con una quota pari a circa il 10,5% del mercato.

La FIGURA 9.2 riporta invece le principali voci di cui si compone il costo chiavi in mano al 2011 di un impianto solare termico "tipo", composto da un bollitore con una capacità di circa 300 litri, una superficie media dei collettori piani vetrati di 5 m², in grado di soddisfare il fabbisogno di acqua calda sanitaria di una famiglia di quattro persone. Si può notare come **il collettore e il costo di installazione del sistema pesino per quasi il 64% del costo totale dell'impianto**, mentre il costo del sistema di accumulo e di tutti gli altri componenti (circuito idraulico, centralina, sistema di controllo, scambiatore e sistema di pompaggio) rappresentano circa il 31% del totale (di cui il 17% solo per il sistema di accumulo).

Per quanto riguarda il costo chiavi in mano di un impianto come quello descritto in precedenza, si può stimare un valore medio nel corso del 2011 nell'ordine di 5.500 €. Bisogna però sottolineare come questo valore possa variare di $\pm 10\%$ nel caso di prodotti di fascia bassa o alta. Inoltre, se è prevista l'integrazione con il sistema di riscaldamento preesistente, il costo può aumentare di circa 1.000-1.500 €. Complessivamente, si registra una riduzione media del costo chiavi in mano di circa il 5% rispetto al 2010, nonostante il costo di produzione dei collettori sia

rimasto pressoché simile. Nonostante la tecnologia sia matura, **gli operatori coinvolti nelle attività di progettazione ed installazione dell'impianto hanno cercato di contrarre i loro margini**, abbassando così il costo chiavi in mano per il cliente finale e tentando di non perdere eccessive quote di mercato, in un contesto di contrazione dei volumi complessivi.

Nonostante si tratti, come detto, di una tecnologia matura, nel complesso negli ultimi anni i produttori di collettori, soprattutto **i grandi player tedeschi ed austriaci, hanno messo in campo importanti sforzi di innovazione che hanno permesso di ottenere una riduzione del costo del collettore, negli scorsi anni, di circa il 3-3,5% all'anno.** Questo sebbene il materiale principale del collettore, il rame, abbia visto crescere il proprio prezzo dai 3 €/kg del 2007 agli oltre 7 €/kg di fine 2011. Questo è il motivo per cui uno dei principali cambiamenti dal punto di vista tecnologico che ha riguardato un impianto solare termico è la sostituzione del materiale di alcuni componenti, in particolare le piastre dell'assorbitore, passate dal rame all'alluminio.

Come anticipato, dal punto di vista tecnologico **gli operatori intervistati stanno investendo anche sulla tecnologia dei cosiddetti collettori ibridi termico-fotovoltaici.** Le tecnologie attualmente disponibili sul mercato che permettono la cogenerazione di energia termica ed elettrica da fonte solare, basate su un unico collettore ibrido, possono essere raggruppate in due macro-categorie: la co-

generazione PV/T, che nasce dall'integrazione delle tecnologie del solare fotovoltaico e termico, e la cogenerazione CPV/T, che invece sfrutta i principi del fotovoltaico a concentrazione. Per quanto riguarda la cogenerazione PV/T, che rappresenta la soluzione più sviluppata e promettente dal punto di vista commerciale, **le tecnologie esistenti si differenziano per la tipologia di fluido utilizzato per l'assorbimento termico, che può essere rappresentato da liquido o aria.** I collettori PV/T a liquido sono simili ai tradizionali collettori termici piani. Essi sono costituiti da una serpentina o da un fascio di tubi in parallelo, all'interno dei quali circola il liquido, solitamente acqua o glicole, e sopra i quali sono incollati o laminati i moduli fotovoltaici (vetrati o scoperti). Questa soluzione è stata sviluppata a partire dagli esistenti collettori termici, equipaggiandoli con i moduli fotovoltaici sulla superficie dell'assorbitore. Per queste applicazioni sono richiesti speciali assorbitori, nei quali la resistenza termica tra la componente fotovoltaica ed il collettore a liquido deve essere bassa, specialmente nel caso di utilizzo di moduli fotovoltaici scoperti. I collettori PV/T a liquido sono adatti per produrre acqua calda sanitaria, laddove il fabbisogno di questa è elevato (tipicamente quando esso è diffuso lungo l'intero anno solare) e nei casi in cui ne risulta agevole l'accumulo (ove cioè vi sia lo spazio sufficiente per il serbatoio). Le principali problematiche associate a questa tecnologia sono legate al fatto che si possono verificare perdite di liquido o congelamento dello stesso in caso di errata progettazione o installazione. I collettori PV/T ad aria sono simili ai collettori termici tradizionali retro-ventilati. A differenza dei collettori PV/T a liquido, sono utilizzati laddove è necessario riscaldare ambienti di grandi dimensioni. Questa soluzione è tuttavia caratterizzata da costi d'investimento e livelli di efficienza non competitivi rispetto agli scambiatori liquido/liquido. Ciò è dovuto all'utilizzo dell'aria come fluido termovettore, caratterizzato da bassa capacità termica e bassa conducibilità, da cui deriva un inefficiente scambio di calore, e da bassa densità, che rende necessario l'uso di tubi con maggiori sezioni. Il costo dell'impianto ibrido, esclusa l'attività di installazione e progettazione, è pari a circa 900 €/m² (di quasi il 30% superiore a quella del sistema termico), ed il rendimento complessivo è pari al 60% (di circa il 5% inferiore rispetto al sistema termico).

Nonostante **nel nostro Paese e a livello globale nel**

corso del 2011 non si sia registrata una crescita tangibile delle installazioni di impianti di solar cooling, è interessante fornire un aggiornamento del loro costo chiavi in mano, da cui dipende il potenziale di mercato futuro di questa tecnologia estremamente promettente¹. Il costo di questi sistemi rimane anche nel 2011 significativamente più alto rispetto a quello di un impianto di climatizzazione tradizionale, tra le 2 e le 5 volte superiore in funzione delle caratteristiche dell'edificio in cui l'installazione deve essere realizzata, della taglia dell'impianto e naturalmente in funzione della soluzione tecnica adottata. In particolare, **nel corso del 2011 il costo chiavi in mano per sistemi di solar cooling sul mercato europeo è stato compreso tra i 2.000 e i 3.000 €/kW_{cold} per i sistemi con potenza compresa tra 20 kW e 150 kW, e tra i 4.000 e i 5.000 €/kW_{cold} per impianti con potenza inferiore a 20 kW**, con una diminuzione media rispetto al range di valori del 2010 di circa il 6-7%.

Quello che è interessante rilevare è **la convinzione degli operatori intervistati che siano i sistemi di più piccola taglia (macchine con potenza inferiore ai 30 kW) ad avere i margini più ampi di riduzione del costo di produzione.** Questo in quanto essi sono ancora oggi prodotti in piccolissima serie, compresa tra i 50 e 100 pezzi all'anno, mentre le macchine per applicazioni di *solar cooling* con potenze superiori a 100 kW già oggi sono prodotte su larga scala ed è quindi più difficile ottenere riduzioni di costo interessanti. Chiaramente i sistemi di piccola taglia sono quelli che presentano il maggiore potenziale di mercato, essendo essi adatti alle applicazioni residenziali. L'analisi condotta ha permesso di identificare una serie di produttori che a livello mondiale hanno in portafoglio tecnologie di *solar cooling*, e che nel corso del 2011 si sono focalizzati principalmente sulla commercializzazione di sistemi di taglia commerciale. I principali fornitori sono tedeschi (Stiebel Eltron e Solarnext), austriaci (quali Solid) e cinesi (JingCheng). Da rilevare anche come **la giapponese Hitachi abbia creato una divisione ad hoc per il solar cooling, con l'obiettivo di raggiungere un volume d'affari in questo comparto di oltre 40 mln € entro il 2015.** Va tuttavia detto che diversi produttori che avevano allargato il loro portafoglio anche alla vendita di sistemi di *solar cooling*, di fronte a prospettive di breve periodo per questa tecnologia non ancora particolarmente favorevoli, hanno deciso di interrompere le loro at-

¹ Cfr. Solar Energy Report 2010, p. 130.

tività. È il caso ad esempio della tedesca Citron e dell'austriaca Gasokol.

Ad oggi la taglia più comune per impianti di *solar cooling* è intorno ai 30-35 kW_{cold}, che si adatta ad applicazioni commerciali. **Un trend interessante che si è rafforzato nel corso del 2011 è la messa a punto, da parte dei principali produttori a livello globale, di kit per impianti di questo tipo**, che consistono in soluzioni pre-ingegnerizzate, comprendenti tutti i componenti dell'impianto opportunamente dimensionati e pronti ad essere tra loro collegati. I prezzi di questi kit, installazione e realizzazione del sistema di distribuzione all'interno dell'edificio escluse, sono scesi dai 6.000 €/kW_{cold} nel 2007 a circa 5.000 €/kW_{cold} nel 2009 e ci si aspetta che possano ridursi ulteriormente a 3.500-4.000 €/kW_{cold} nel 2012.

9.2 La normativa

Come anticipato nell'introduzione di questo CAPITOLO, il 2011 del solare termico in Italia è stato segnato dall'attesa, da parte degli operatori del settore, dell'emanazione dei provvedimenti attuativi del Decreto Legislativo 28/2011 (che recepisce la Direttiva 2009/28/CE), che avrebbero dovuto definire nel dettaglio i meccanismi di incentivazione della produzione di calore da rinnovabili, compresa ovviamente l'energia solare. **Purtroppo però ancora oggi, nel momento in cui questo Rapporto viene redatto, questi Decreti non sono stati ancora emanati.** Nei primi mesi del 2012 si sono moltiplicati gli appelli degli operatori al Governo affinché acceleri i tempi di emanazione dei provvedimenti. Anche Assolterm, l'Associazione Italiana del Solare Termico, che rappresenta oltre 60 aziende del settore in Italia, ha inviato ai primi di Marzo una lettera aperta ai Ministri dell'Economia, dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente e Tutela del Territorio e del Mare, in cui chiedeva la rapida pubblicazione del cosiddetto Conto Energia Termico, oltre alla stabilizzazione delle detrazioni fiscali del 55% per gli interventi di riqualificazione energetica degli edifici.

Per quanto riguarda la detrazione fiscale, il Governo Monti ha prorogato la sua validità su una durata di 10 anni, per gli interventi di efficienza energetica (e quindi anche per l'installazione di impianti solari termici) realizzati **fino al 31 Dicembre 2014**. È

fortemente auspicabile che, soprattutto in assenza di un sistema di incentivazione alternativo quale quello rappresentato da un meccanismo di tariffe *feed-in*, la detrazione venga confermata anche oltre il 2014 e resa strutturale. **La sua cancellazione allungherebbe i tempi di *payback* degli investimenti in impianti solari termici di almeno 7-8 anni**, portando di fatto ad uno stop delle installazioni.

Per quanto riguarda invece il Conto Energia Termico, già da fine 2011 Assolterm ha ideato una proposta che **prevede l'incentivazione dell'installazione di collettori solari termici in base alla quantità di calore prodotta annualmente**. Per gli impianti con potenza termica nominale minore o uguale a 35 kW, il contributo dato dall'incentivo è proporzionale all'energia prodotta calcolato su base tabellare, che stima una produzione di energia di 700 kWh per m² di pannelli (corrispondente ad un funzionamento medio di 1.000 h in un anno). L'incentivo sarebbe erogato in rate annuali di entità costante, per la durata di 5 anni. La quantità di energia prodotta dagli impianti con potenza termica nominale superiore a 35 kW sarebbe invece misurata da un apposito contatore termico. L'incentivo è erogato in rate annuali per la durata di 10 anni. Ovviamente, per accedere agli incentivi, gli impianti solari termici devono rispondere a certi requisiti tra cui la garanzia di 5 anni per i pannelli solari e i bollitori, la garanzia di almeno 2 anni per gli accessori e i componenti elettrici e l'attestazione di conformità alle norme UNI EN 12975 o UNI EN 12976 rilasciate da un laboratorio accreditato². Inoltre, gli impianti con superficie lorda maggiore di 50 m² (ossia potenza superiore a 35 kW) devono prevedere l'installazione di un contatore termico dell'energia prodotta conforme ai dettami di cui al Decreto Legislativo n. 22 del 2 Febbraio 2007, e successive modifiche ed integrazioni. **Ovviamente non è possibile discutere nel dettaglio gli impatti specifici di questo meccanismo di incentivazione tanto atteso dagli operatori di mercato, dal momento che non esistono anticipazioni circa quelle che potrebbero essere i livelli delle tariffe incentivanti**, le modalità operative per accedere alle tariffe stesse e le condizioni di cumulabilità con altre forme di incentivazione.

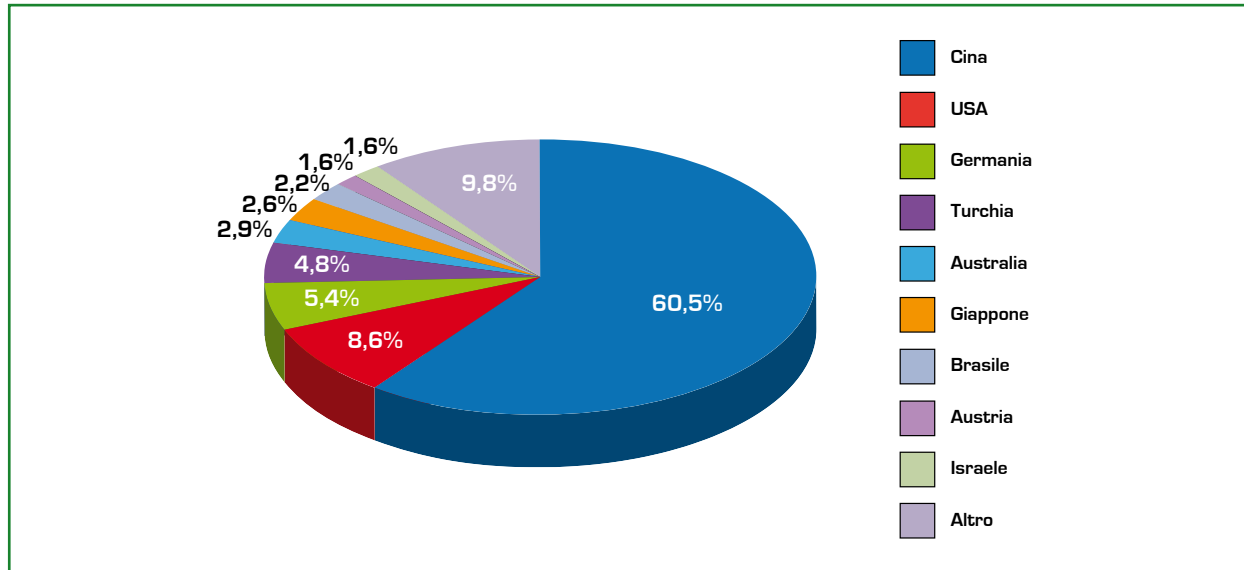
9.3 Il mercato

Per quanto riguarda le dinamiche della domanda a livello internazionale, la FIGURA 9.3 riporta il peso

¹ Equiparate alle norme EN 12975 e EN 12976.

Figura 9.3

Peso percentuale dei principali Paesi sull'installato totale di solare termico a fine 2011



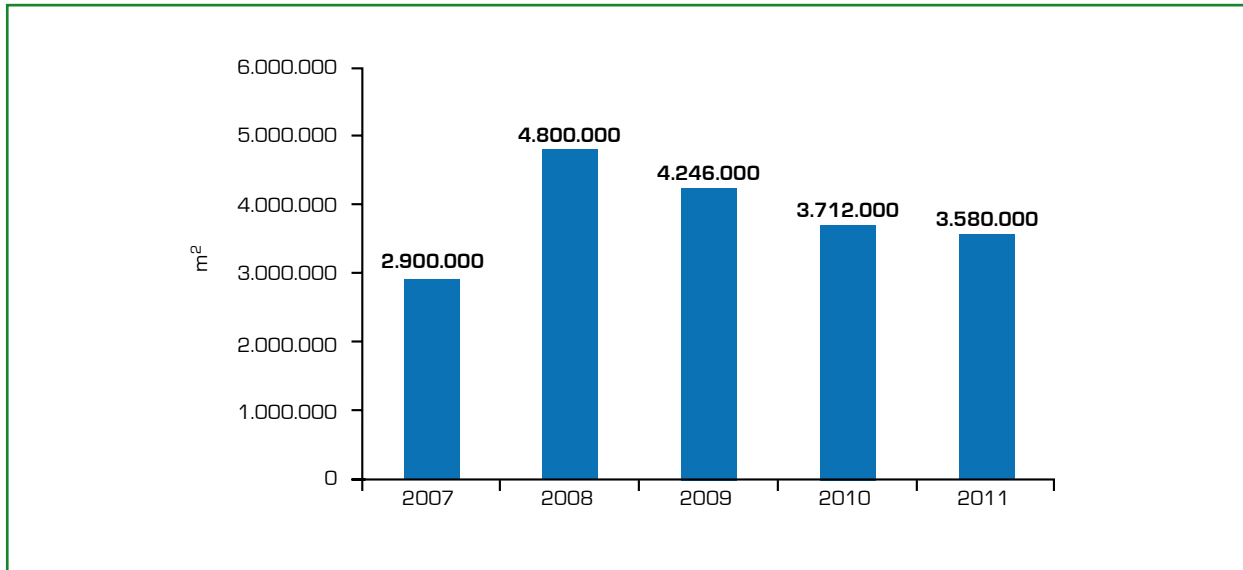
percentuale dei principali mercati sull'installato cumulato a fine 2011³. **Alla fine dello scorso anno nel mondo risultavano installati circa 345 mln m² (pari a circa 241 GW termici) di collettori piani vetrati (circa il 60% del totale), sottovuoto e non vetrati, in crescita del 15% rispetto a fine 2010.** È interessante notare come la Cina pesi per più del 60% delle installazioni cumulate al 2011 (avendo installato nel corso del 2011 circa 45 mln m² di collettori solari). Essa è seguita in seconda posizione dagli USA, con l'8,6% del totale delle installazioni a fine 2011 e in terza posizione dalla Germania, con il 5,4% dell'installato totale. Anche la Turchia ha un ruolo importante, con il 4,8% dell'installato mondiale. Chiudono questa classifica Austria e Israele, con l'1,6% del totale cumulato al 2011. L'Italia, che non compare in questa classifica, ha installato, a livello globale, circa lo 0,9% del totale.

Si tratta di un quadro internazionale piuttosto dissimile da quello che caratterizza altri comparti delle energie rinnovabili, con il mercato statunitense e dell'Europa occidentale che non sono responsabili della quota principale della domanda globale. Inoltre, è **molto probabile che la Cina continui a guidare anche nei prossimi anni il mercato globale del solare termico, dato che già da diversi anni l'installato annuale aumenta a tassi del 15-20% l'anno**, senza mostrare alcun rallentamento.

Per quanto riguarda il panorama europeo, dopo il *boom* di installazioni che si è registrato tra il 2007 e il 2008 (con una crescita della potenza cumulata di oltre il 65%), **il mercato del solare termico è entrato in una vera e propria fase di recessione a causa della congiuntura economico-finanziaria e delle conseguenze che essa ha avuto**, in particolare, **sul mercato delle nuove costruzioni e delle ristrutturazioni**. Il mercato europeo nel 2011 si è attestato su un valore di circa 3,58 mln m² di impianti installati annualmente (SI VEDA FIGURA 9.4), in calo del 3,5% rispetto ai valori del 2010. Se si considerano le nuove installazioni nel 2011 (SI VEDA FIGURA 9.5) si può notare come la Germania mantenga il ruolo indiscusso di *leadership* in Europa con più del 33% della potenza installata nell'anno. **L'Italia occupa invece la seconda posizione di questa classifica, con circa l'11% del nuovo installato.** L'Austria e la Grecia, che erano stati tra i principali mercati a livello europeo negli ultimi anni, nel 2011 hanno ridimensionato fortemente il loro peso sulle nuove installazioni, contando rispettivamente solo per il 6,7% (con 240.000 m² di collettori) e per il 5,9% (con 210.000 m² di collettori) del totale, in calo rispetto ai valori del 2010 e del 2009. Se si considerano invece i valori di potenza termica cumulata a fine 2011 (SI VEDA FIGURA 9.6) si può notare come il peso dell'Italia (pari all'8% del totale) si sia avvicinato ai valori di Grecia ed Austria (prossimi all'11% del

³ Dati elaborati a partire dallo studio dello IEA-SHC: *International Energy Agency Solar Heating and Cooling Programme* (Maggio 2011).

Figura 9.4

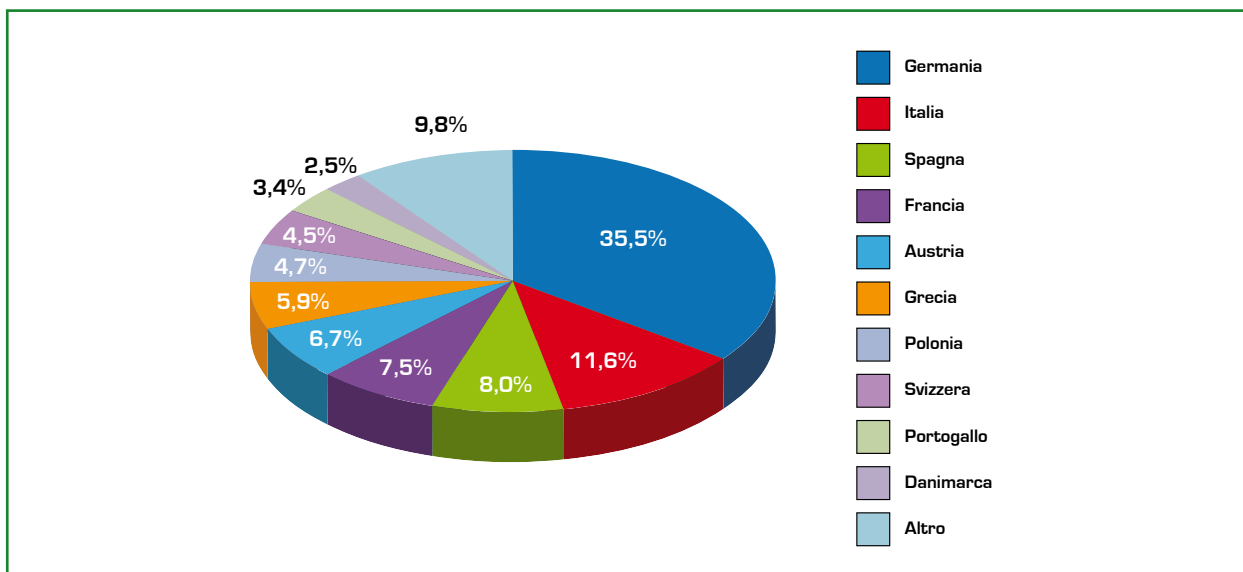
Andamento delle installazioni annuali nel mercato europeo del solare termico [in m² di collettori solari]

totale installato). Per quanto riguarda le previsioni di crescita per il futuro, un'analisi a lungo termine di tutti i programmi nazionali a supporto della produzione da energie rinnovabili all'interno dei 27 Paesi membri, condotta nell'ambito del *National Renewable Energy Action Plan* (NREAP), **prevede che ci si possa aspettare una crescita annuale media, a livello europeo, compresa tra il 10 e il 15% nei prossimi 10 anni.**

In questo quadro, **a fronte di una flessione generale delle installazioni di impianti solari termici a livello europeo nel corso del 2011, il mercato tedesco ha cambiato passo facendo seguire, alla flessione che aveva sperimentato nel 2010, una ripresa delle installazioni.** Il dato, rilasciato da BSW Solar⁴, parla di circa 1,27 mln m² di collettori solari installati nel 2011, con una crescita rispetto al 2010 di circa il 10% (SI VEDA FIGURA 9.7). Nonostante la

Figura 9.5

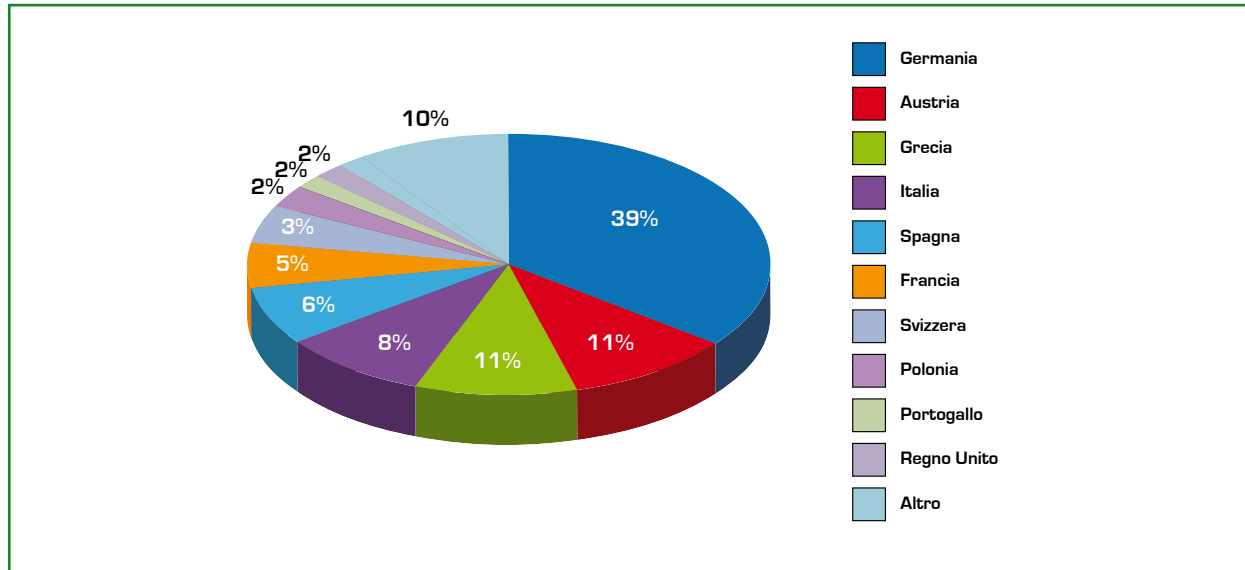
Peso percentuale dei principali Paesi europei nel mercato del solare termico nel 2011



⁴ BSW Solar (*Bundesverband Solarwirtschaft*) è il gruppo che rappresenta l'industria del solare in Germania. E' composto da 800 imprese e si occupa di attività di *lobbying* verso il mondo della politica.

Figura 9.6

Peso percentuale dei diversi Paesi europei sul totale della capacità installata in impianti solari termici a fine 2011



crescita dell'ultimo anno, i valori di nuove installazioni sono molto lontani dal 2009 (-22%) e dal 2008 (-40%).

Concentrandosi sul mercato italiano, **nel corso del 2011 si sono installati circa 425.000 m² di collettori solari, in netto calo rispetto ai valori del 2009 (-10,5%) e del 2010 (-13%)** (SI VEDA FIGURA 9.8). Ciò nonostante, come visto in precedenza, anche per il 2011, come per il 2010, l'Italia si è confermata il secondo Paese europeo per installa-

to annuale. Il valore di installato cumulato a fine 2011 è pari a circa 3,1 mln m² di collettori. Si può stimare un volume d'affari complessivo generato dal mercato del solare termico nel corso del 2011 pari a circa 500 mln €, in calo del 14,6% rispetto al 2010. **Anche per quanto riguarda i primi mesi del 2012, il mercato del solare termico in Italia sembra proseguire nella decrescita sperimentata nel corso del 2011**, dato che i livelli di installato, comparati con lo stesso periodo del 2011, sembrano essere in calo di circa il 5%.

Figura 9.7

Andamento delle installazioni annuali in Germania in impianti solari termici [in m² di collettori solari]

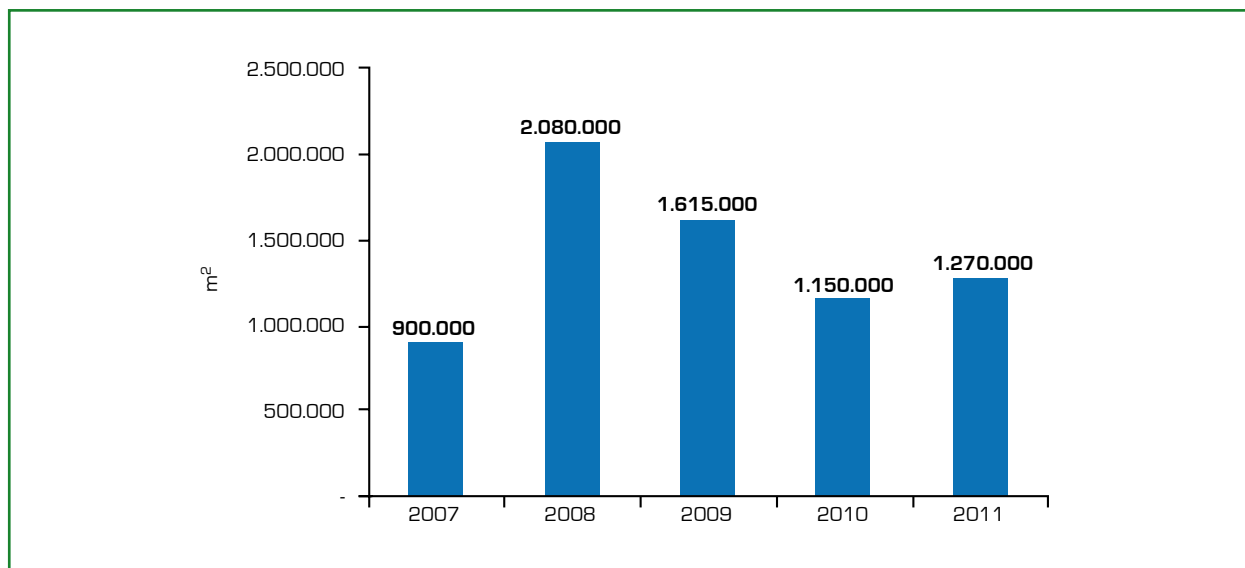
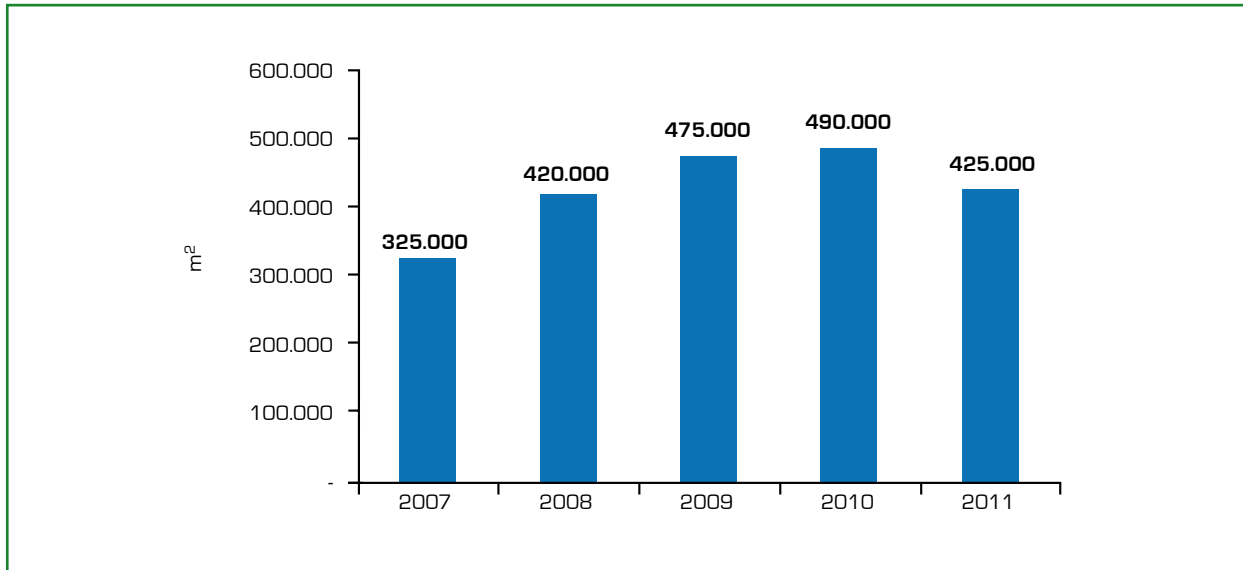


Figura 9.8

Andamento delle installazioni annuali in Italia in impianti solari termici [in m² di collettori solari]

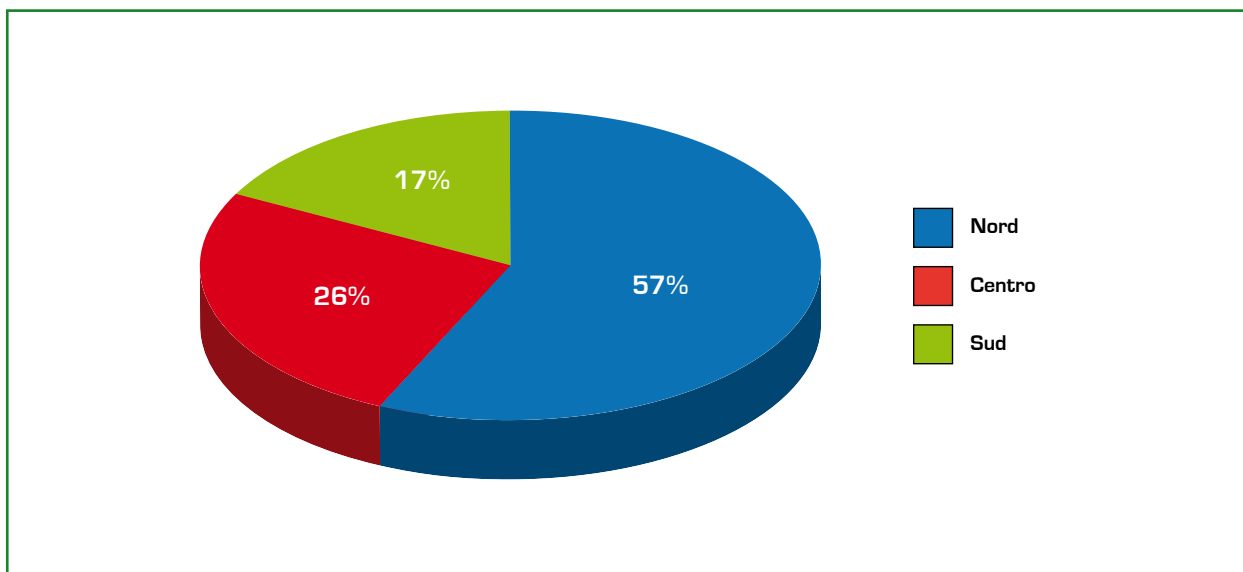
La maggior parte delle installazioni italiane si sono concentrate anche nel 2011 nelle Regioni Settentrionali. Rispetto al 2010, sono aumentate di circa 3 punti percentuali le installazioni nel Centro e di 4 punti percentuali quelle nel Sud del Paese. Ciononostante, **rimane un forte sbilanciamento a favore delle Regioni Settentrionali** (SI VEDA FIGURA 9.9).

Per quanto riguarda l'auspicata crescita delle

installazioni di solare termico per impieghi industriali a media-alta temperatura⁵, non ci sono cambiamenti di rilievo rispetto al 2011. Per applicazioni che richiedono acqua che superi la temperatura di 100°C, esso può essere utilizzato in fase di pre-riscaldamento, ottenendo dei significativi benefici dal punto di vista energetico. Questo segmento di mercato potenzialmente molto promettente potrebbe essere servito attraverso l'uso di impianti

Figura 9.9

Ripartizione della capacità totale installata in Italia tra Nord, Centro e Sud nel corso del 2011



⁵ Cfr. Solar Energy Report 2010, p. 143 e Solar Energy Report 2009, p. 131.

solari termici a tubi sottovuoto, particolarmente adatti a questo tipo di applicazioni. Alcune delle installazioni più interessanti di impianti solari termici industriali realizzate nel 2011 riguardano sistemi al servizio di attività vinicole, che necessitano di acqua ad alta temperatura per il lavaggio delle cisterne, e di hotel e strutture ricettive, in cui l'acqua calda viene utilizzata ad esempio per il riscaldamento dell'acqua delle piscine oppure nelle lavanderie.

9.4 La filiera

In questo PARAGRAFO si fornisce innanzitutto un quadro dei principali operatori attivi nella filiera europea del solare termico⁶. **Le principali imprese focalizzate sulla produzione di materiali assorbenti impiegati per la realizzazione dei collettori solari termici sono tedesche** ed hanno prodotto, nel corso del 2011, circa 3,4 mln m², oltre due volte e mezzo i volumi di vendita realizzati nel corso dell'anno in Germania e circa 8 volte quelli italiani. Una parte consistente della loro produzione è stata destinata ai mercati cinese e statunitense, oltre all'impiego per applicazioni nel solare termodinamico e di altri comparti. Da citare tra questi produttori la tedesca Alanod Solar, che ha prodotto circa 2 mln m² di *absorber coatings* nel corso del 2011, la BlueTec, che ha realizzato circa 1,2 mln m² di collettori ed ha concluso, all'inizio del 2011, i lavori di costruzione di un nuovo stabilimento produttivo in Germania, raggiungendo una capacità produttiva complessiva pari a circa 12 mln m². Infine c'è da segnalare la Almeco-Tinox, partecipata completamente dal gruppo italiano Almeco, con una produzione annua al 2011 pari a circa 700.000 m² di *absorber coatings* e che commercializza i propri prodotti anche per il

mercato del solare termodinamico.

Anche **per quanto riguarda le imprese specializzate nella fabbricazione di collettori solari, circa il 55% della produzione europea è in mano ad aziende tedesche**, nonostante esistano alcuni importanti operatori in Austria e in Turchia. Tra le imprese tedesche, le più attive sono KBB, che realizza collettori piani vetrati con una produzione al 2011 pari a 55.000 m² e che è integrata anche nelle fasi a valle nella produzione di materiali assorbenti e Citrin Solar, con una produzione 2011 pari a 52.000 m². Tra le imprese austriache, la TiSUN ha raggiunto una produzione pari a circa 53.000 m² di collettori solari collettori a piani vetrati e sottovuoto, con una esportazione pari a circa il 75% della produzione totale. Dal 2011, l'impresa ha avviato un impianto di produzione completamente automatizzato per la produzione di *absorber coatings* con una linea di saldatura a *laser* automatizzata.

Infine, **le principali imprese europee che operano nel comparto idrotermosanitario e che si occupano, accanto al loro core business, della realizzazione di collettori solari termici** e, in alcuni casi, anche della progettazione e installazione degli impianti, sono riportate in TABELLA 9.1. I primi 6 produttori europei hanno prodotto nel corso del 2010 circa 750.000 m² tra collettori a piani vetrati e *absorber coatings*, coprendo quasi tutti i mercati europei. Nel corso del 2011, la produzione di questi operatori ha subito una flessione pari, in media, al 10%. Tutte queste imprese sono di fatto attive anche sul mercato italiano (BDR Thermea in Italia commercializza i propri prodotti con il marchio Baxi).

Il BOX 9.1 riporta alcune informazioni sull'impor-

Tabella 9.1

I principali produttori internazionali del comparto termosanitario con attività produttive nel solare termico

Impresa	Paese
Ariston Thermo	Italia
BDR Thermea	Olanda
Bosch Thermotechnik	Germania
Vaillant Group	Germania
Viessmann	Germania
Wolf	Germania

⁶ La principale fonte dei dati relativi al mercato europeo è SARASIN: *Solar Industry: Survival of the fittest in a fiercely competitive marketplace*.

Box 9.1

I produttori di solare termico in Cina

La Cina riveste un ruolo di grande importanza per quanto riguarda la produzione di componenti e tecnologie per il solare termico. Si consideri che in Cina esistono circa 200 imprese attive nella produzione di collettori solari. Le aziende di maggiori dimensioni hanno raggiunto ormai importanti economie di scala e, come accaduto nel caso del fotovoltaico, si sono integrate verticalmente, dalla produzione di vetro per la realizzazione dei collettori fino alla realizzazione dell'intero sistema termico. Il

più grande produttore cinese è Linuo New Materials che, nel corso del 2011, ha prodotto circa 42 mln m² di collettori solari sottovuoto. Da citare poi il Gruppo Sunrain, con una produzione 2010 pari a circa 30 mln m² di collettori sottovuoto. Nonostante abbiano il mercato locale come principale sbocco della propria produzione, come accaduto nel caso del fotovoltaico, i produttori cinesi si sono già aperti ai mercati europei e non solo, con l'effetto di acuire la competizione sul prezzo.

tante filiera industriale del solare termico in Cina.

Per quanto riguarda invece la filiera industriale italiana, si può notare come, anche nel 2011, le relative posizioni di forza dei *player* attivi nel nostro Paese non siano variate rispetto al 2010 e non si rilevano casi importanti di nuovi ingressi. La TABELLA 9.2 riporta un elenco dei principali operatori tradizionali, ossia imprese attive nel comparto dell'idrotermosanitario che hanno allargato la loro offerta anche ai sistemi solari termici, e operatori evoluti, ossia aziende specializzate nella produzione di sistemi termici e nelle distribuzioni degli stessi, che hanno operato sul mercato italiano nel corso del 2011. Come evidente, la TABELLA 9.2 dipinge un quadro non dissimile da quello del 2010. Nel complesso, l'indagine condotta ha messo in luce come in Italia, nel corso del 2011, le quote di mercato degli operatori tradizionali siano leggermente cresciute (del 5%) rispetto agli operatori evoluti, raggiungendo valori prossimi al 60% e confermando un *trend* in atto ormai da alcuni anni. Ancora

una volta, la maggiore competitività degli operatori tradizionali si spiega con la disponibilità di una rete commerciale e di assistenza consolidata nel tempo e molto capillare. Basti pensare a questo proposito che Riello possiede una rete di 270 agenzie sparse per tutto il Paese, in diretto contatto con gli installatori ed attiva sia nello sviluppo del solare termico che del fotovoltaico.

Va detto tuttavia che **alcuni *player* evoluti nel 2011 si siano rafforzati in Italia, nonostante nel complesso questa tipologia di operatori abbia perso terreno rispetto ai produttori tradizionali della filiera idrotermosanitaria.** È il caso di Kloben, che nel corso del 2011 ha realizzato un fatturato pari a 31 mln €, in crescita del 35% rispetto a quello del 2010. Questo risultato è stato raggiunto grazie alla scelta commerciale dell'azienda di agire mettendo a disposizione la propria consulenza agli uffici di progettazione e ai grossisti ed installatori fidelizzati, che hanno un peso importante nel settore della termoidraulica. Anche Sonnerkraft, che ha raggiunto nel 2011 ricavi pari a

Tabella 9.2

I principali operatori tradizionali ed evoluti attivi sul mercato italiano del solare termico

Impresa	Tipo di Operatore	Nazione
Vaillant Group Italia	Tradizionale	Germania
Velux	Tradizionale	Danimarca
Riello	Tradizionale	Italia
Baxi	Tradizionale	UK
Ariston Thermo	Tradizionale	Italia
Ferrolì	Tradizionale	Italia
Donaeur	Evoluto	Germania
Kloben	Evoluto	Italia
Sonnerkraft	Evoluto	Austria
Universal	Evoluto	Italia

Box 9.2**Velux**

Un caso di interesse è rappresentato da Velux, impresa multinazionale che ha il proprio *headquarter* a Hørsholm in Danimarca e che possiede stabilimenti produttivi dislocati in 11 Paesi e uffici commerciali in 38 Paesi al livello internazionale ed una forza lavoro pari a 10.000 unità. La Velux Italia, impresa italiana controllata al 100% dal Gruppo Velux, ha chiuso il 2010 con un fatturato pari a circa 81 mln €. L'impresa, attiva nel comparto delle costruzioni (e con una particolare focalizzazione sulle finestre per tetti), ha inserito da qualche anno nel suo portafoglio prodotti anche soluzioni per il solare termico,

realizzando collettori che si integrano perfettamente con l'architettura del tetto degli edifici, con un aspetto del tutto simile a quello delle finestre. Una strategia di differenziazione rispetto ai *competitor* ottenuta attraverso un'attenzione all'impatto estetico degli impianti ed alla riconoscibilità del marchio. Il canale utilizzato dall'impresa per raggiungere il mercato è quasi esclusivamente quello delle nuove costruzioni. Infatti, l'operatore si rivolge ai costruttori edili attraverso rivenditori di materiale, proponendo al cliente finale, in affiancamento all'offerta di finestre da tetto, il collettore solare termico.

circa 16 mln €, in aumento del 2% rispetto al 2010 (dopo aver sperimentato negli ultimi tre anni una decrescita continua del proprio fatturato a partire dai 26 mln € di fine 2008) cerca di raggiungere il cliente finale passando attraverso il canale dei progettisti.

Si segnala inoltre il caso di Velux (descritto brevemente nel BOX 9.2), che opera nel settore del solare termico con prodotti altamente differenziati ed integrati in architettura.

Un ultimo cenno va alla filiera dei produttori di sistemi solari ibridi, termico-fotovoltaici. Ad oggi esistono diverse imprese che a livello internazionale sono attive nello sviluppo, produzione e commercializzazione di collettori PV/T e CPV/T. **Nonostante l'attenzione verso queste soluzioni sia in grande crescita, va detto che non esistono ad oggi numerosi**

prodotti completamente industrializzati e disponibili commercialmente sul mercato. La TABELLA 9.3 riporta i principali *player* che stanno lavorando a livello internazionale sulla tecnologia del pannello ibrido PV/T (che è quello tecnologicamente maturo) e che hanno attivato una produzione industriale. È interessante notare come circa il 58% delle imprese che sviluppano queste soluzioni siano attive anche nella realizzazione o progettazione di impianti fotovoltaici, mentre circa il 42% si occupa anche di attività nel campo delle tecnologie del solare termico.

Il BOX 9.3 descrive brevemente il caso dell'italiana Anaf Solar, una delle imprese più attive a livello internazionale nello sviluppo e commercializzazione di tecnologie solari ibride, che ha puntato su questi sistemi dopo essersi diversificata nel campo delle rinnovabili puntando sul fotovoltaico.

Tabella 9.3

I principali operatori attivi nella produzione di moduli solari ibridi

Impresa	Nazione	Tecnologie solari di attività	Tecnologia
Anaf Solar	Italia	Ibrido	PV/T Liquido
Avproject	Italia	Fotovoltaico - Ibrido	PV/T Liquido
Beghelli	Italia	Fotovoltaico - Ibrido - altri business con correlati	PV/T Liquido
Eosolare	Italia	Fotovoltaico - Ibrido	PV/T Liquido
Fototherm	Italia	Ibrido	PV/T Liquido
Grammer Solar	Germania	Fotovoltaico - Termico - Ibrido	PV/T Aria
Helios Technology	Italia	Fotovoltaico - Ibrido	PV/T Liquido
Riello	Italia	Fotovoltaico - Termico - Ibrido	PV/T Liquido
Solarhybrid	Germania	Ibrido	PV/T Liquido
Solarventi (Aidt)	Danimarca	Termico - Ibrido	PV/T Aria
Solecho	Italia	Fotovoltaico - Termico - Ibrido	PV/T Liquido
Solimpeks	Spagna	Termico - Ibrido	PV/T Liquido

Box 9.3**Anaf Solar**

Anaf S.p.A. nasce nel 1975 a Pavia con l'idea di introdurre la tecnologia dell'alluminio nel settore degli estintori portatili. Nel corso degli anni il gruppo ha continuato a crescere, aprendo nuove filiali in Europa e nuove aziende specializzate nel settore della sicurezza. Anaf oggi è un gruppo internazionale di aziende integrate fra di loro che operano nei settori della sicurezza, dell'antincendio e dell'automazione industriale. Il Gruppo ha raggiunto un fatturato a fine 2010 pari a 33 mln € di cui il 3% proveniente dalla commercializzazione di pannelli ibridi. Il numero di dipendenti a fine 2011 è pari a 67. Anaf Solar è la divisione di Anaf Group che opera nel mercato delle energie rinnovabili. L'azienda ha sede a Torre d'Isola (Pavia). I prodotti attualmente a portafoglio sono pannelli fo-

tovoltaici, ma soprattutto i pannelli ibridi "H-NRG", che le hanno permesso di diventare nel 2011 il primo produttore europeo di tale prodotto. In particolare, il modulo ibrido H-NRG converte in energia elettrica parte dell'irraggiamento solare che capta, inoltre grazie al collettore in alluminio posto sul retro trasferisce il calore in eccesso generato dall'irraggiamento solare e dalla corrente prodotta dalle celle fotovoltaiche a un sistema termico a circuito chiuso acqua/glicole. Il modulo ha una potenza complessiva di 1.030 W, di cui 230 W di fotovoltaico ed 800 W di termico. Questa soluzione permette così di produrre acqua calda per le utenze domestiche, allo stesso tempo aumentando la resa fotovoltaica in virtù della riduzione della temperatura di esercizio delle celle fotovoltaiche.

10. Il solare termodinamico

Come è ormai tradizione il quadro sul solare termodinamico chiude il Solar Energy Report. Le ragioni di questo posizionamento sono note ed hanno a che vedere con il ruolo assai marginale che l'Italia – sia come mercato di sbocco che come sede di operatori industriali della filiera – riveste nel panorama internazionale. Pure è doveroso prendere in esame anche questo impiego della fonte solare per la produzione di energia, sia perché, nonostante il periodo di crisi e la “taglia” tipica di questi investimenti, esso è stato ancora nel 2011 particolarmente “vivace”, sia perché alcune interessanti novità di carattere normativo paiono affacciarsi all'orizzonte con un possibile impatto positivo sulla situazione italiana.

In questo capitolo quindi – rimandando alla passata edizione del Solar Energy Report¹ per avere un quadro esaustivo sulle tecnologie impiegate e sulle loro evoluzioni attese – si fornirà un quadro aggiornato del mercato e dei principali operatori del solare termodinamico a livello mondiale, prendendo poi in esame la situazione italiana e le sue possibili evoluzioni.

10.1 Il solare termodinamico nel Mondo: un quadro d'insieme

Il mercato mondiale del solare termodinamico nel 2011

L'anno appena trascorso ha visto l'entrata in funzione di **circa 545 MW di nuovi impianti solari termodinamici, in crescita di oltre il 160% rispetto al 2010** (che aveva visto l'entrata in funzione di circa 330 MW). **Una crescita a tre cifre** – che fa ancora più scalpore se si considera la “frenata” del mercato mondiale del fotovoltaico – **che ha portato la potenza termodinamica cumulata mondiale a fine 2011 pari a superare i 1.655 MW**, con un balzo ancora di oltre il 49% rispetto alla situazione registrata al termine del 2010.

Anche i primi mesi del 2012 hanno visto l'entrata

in funzione di nuovi impianti – con altri 66 MW di solare termodinamico (l'impianto da 50 MW di Solacor in Spagna e una parte dell'impianto da 31,4 MW di Puerto Errado sempre in Spagna) – **portando alla data di stesura del presente Rapporto il “contatore” del solare termodinamico a superare gli 1,7 GW.**

Tenendo conto della producibilità media di questi impianti si ottengono **oltre 4,9 TWh di energia elettrica generabile a regime**, corrispondente, per avere un termine di paragone, a circa l'1,5% del fabbisogno e a circa il 34% dell'intera produzione fotovoltaica italiana a regime (che conta però oltre 12 GW di installato).

La FIGURA 10.1 riporta la distribuzione geografica della potenza installata cumulata al 31 Dicembre 2011. Come già previsto nello scorso Solar Energy Report² **vi è stato nel corso del 2011 il definitivo sorpasso della Spagna ai danni degli USA. Un “sorpasso” nettissimo se si considera che la fotografia al 2010 vedeva gli USA con il 49,2% e la Spagna con poco più del 46% del totale installato.**

Un sorpasso particolarmente significativo anche perché – come si è avuto modo di discutere già nel PARAGRAFO 2.1 relativo al fotovoltaico – la situazione economica spagnola non è certo stata delle migliori nel corso del 2011. **E' evidente come la maggior parte degli impianti entrati in funzione lo scorso anno o nei primi mesi del 2012** – tenendo conto che i tempi di realizzazione per un impianto solare termodinamico da 50 MW vanno nell'ordine dei 2-3 anni – **sia stata comunque avviata attorno al 2009**, ovvero in una situazione molto diversa anche per quanto riguardava le previsioni di uscita dalla crisi economica. **E' in ogni caso un fatto che gli USA – nonostante i proclami ed i piani di lungo termine – siano rimasti invece “a guardare”**: se si togliesse dalla potenza totale installata la quota “storica” relativa agli impianti SEGS³, la percentuale appannaggio degli USA a livello mondiale scenderebbe al di sotto dell'8%.

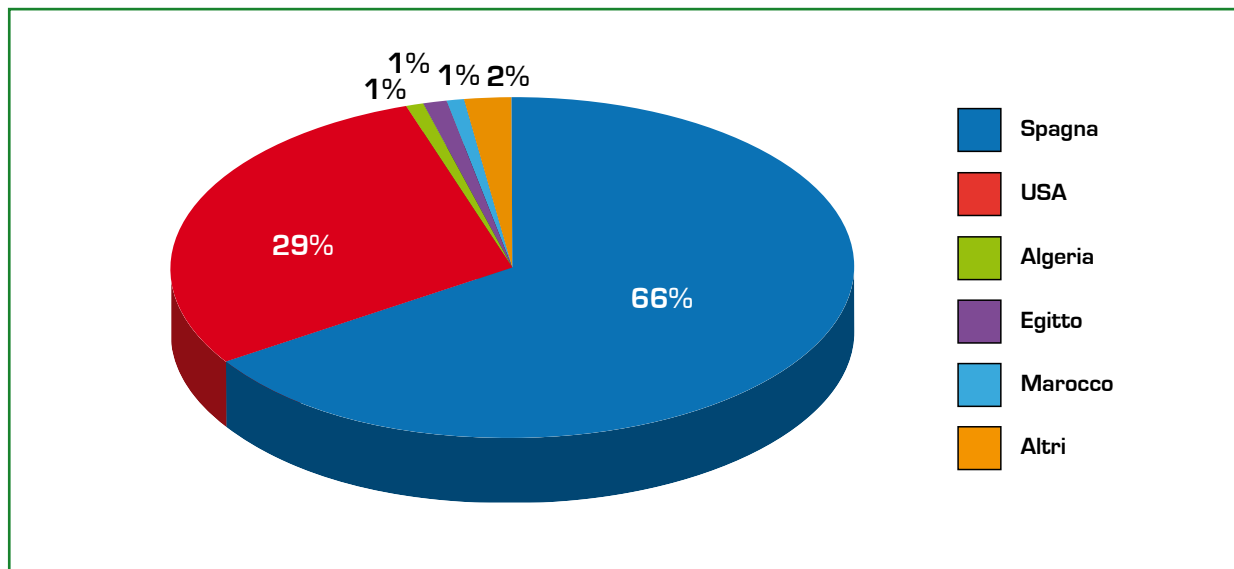
¹ Cfr. Solar Energy Report 2010, p.149.

² Cfr. Solar Energy Report 2010, p.165.

³ *Solar Energy Generating Systems (SEGS)* è la più grande facility solare al mondo. E' composta da nove impianti solari termodinamici, localizzati nel deserto del Mojave in California, con tecnologia parabolic trough per una potenza complessiva pari a 354 MW. Cfr. Solar Energy Report 2010, p. 166.

Figura 10.1

Localizzazione geografica degli impianti solari termodinamici in funzione nel Mondo al 31 Dicembre 2011 per potenza installata



A colpire, tuttavia, vi è anche la crescita di importanza di alcuni paesi del Nord Africa. In Egitto, Marocco ed Algeria sono infatti entrati in esercizio tre impianti ibridi ISCC da 20 MW in Egitto, da 20 MW in Marocco e da 25 MW in Algeria (SI VEDA BOX 10.1).

Anche in questo caso vanno sottolineati due aspetti di particolare rilievo: (i) la partenza del mercato del solare termodinamico nonostante la crisi,

qui non solo economica ma anche socio-politica, che ha caratterizzato questi Paesi; (ii) l'affacciarsi – come più volte previsto anche nei nostri studi – sulla scena mondiale del mercato del Mediterraneo, un mercato di sbocco che tanti legami (qui assai poco sfruttati purtroppo) ha con l'Italia.

Da segnalare, infine, fra i Paesi rubricati sotto la voce "altri", l'Iran che ha installato un impianto solare termodinamico da 17 MW a Yazd con tecno-

Box 10.1

Gli impianti ISCC

Gli impianti ISCC (*Integrated Solar Combined Cycle*) sono basati su un ciclo combinato tradizionale, composto cioè da una o più turbine a gas, in cui il calore contenuto nei gas combusti è recuperato da una caldaia a recupero che sfrutta il gas ad alta temperatura in uscita dalla turbina, per generare vapore surriscaldato che azionerà una turbina a vapore. L'integrazione con l'energia solare ben si sposa con questo sistema, aumentando notevolmente la quantità di vapore che espanderà in turbina. Una parte del vapore viene infatti prodotta attraverso il calore generato dal campo solare, questo vapore passa poi nella caldaia a recupero dove viene surriscaldato grazie alle altissime temperature dei gas combusti in uscita dalla turbina a gas, che possono

raggiungere i 600°C, per poi espandere nella turbina a vapore, aumentando notevolmente la potenza dell'impianto nelle ore di luce. Questa configurazione di impianto è stata applicata, finora, soprattutto nei paesi del Nord Africa ed in particolare in tre impianti che sfruttano il connubio tra il ciclo combinato a gas naturale e un campo solare che, per tutti e tre gli impianti si basa sulla tecnologia *parabolic trough*: l'impianto di Kuraymat in Egitto, con una potenza totale di 140 MW, di cui 20 MW di provenienza solare, l'impianto di Beni Mathar in Marocco da 490 MW di cui 20 MW generati dal campo solare, l'impianto di Hassi R'mel in Algeria, che ha una potenza di 130 MW di cui 25 MW di provenienza solare.

⁵ Cfr. Solar Energy Report 2010, p. 143 e Solar Energy Report 2009, p. 131.

logia *parabolic trough*, e poi una serie di impianti poco più che dimostrativi in quanto a taglia dimensionale in Thailandia (5 MW a Huaykrachao), Australia (2 MW a New South Wales), Germania (1,5 MW a Jülich) e infine ovviamente Italia con i 5 MW dell'impianto di Priolo Gargallo⁴.

Se si guarda, invece, come fa la FIGURA 10.2, alla distribuzione della potenza installata con le diverse tecnologie⁵ (*parabolic trough*, *solar tower*, *solar dish*, *specchi di fresnel*), si ha ulteriore conferma della supremazia incontrastata dei *parabolic trough*, che contano per il 90,9% della potenza complessiva solare termodinamica ed in crescita "relativa" di 1,1% rispetto al medesimo conto fatto con riferimento al termine del 2010.

L'installato totale a livello mondiale di impianti che adottano la tecnologia dei *parabolic trough* ha superato quota 1,5 GW, di cui oltre 1 GW nella sola Spagna. Una così significativa diffusione della tecnologia ha di fatto comportato:

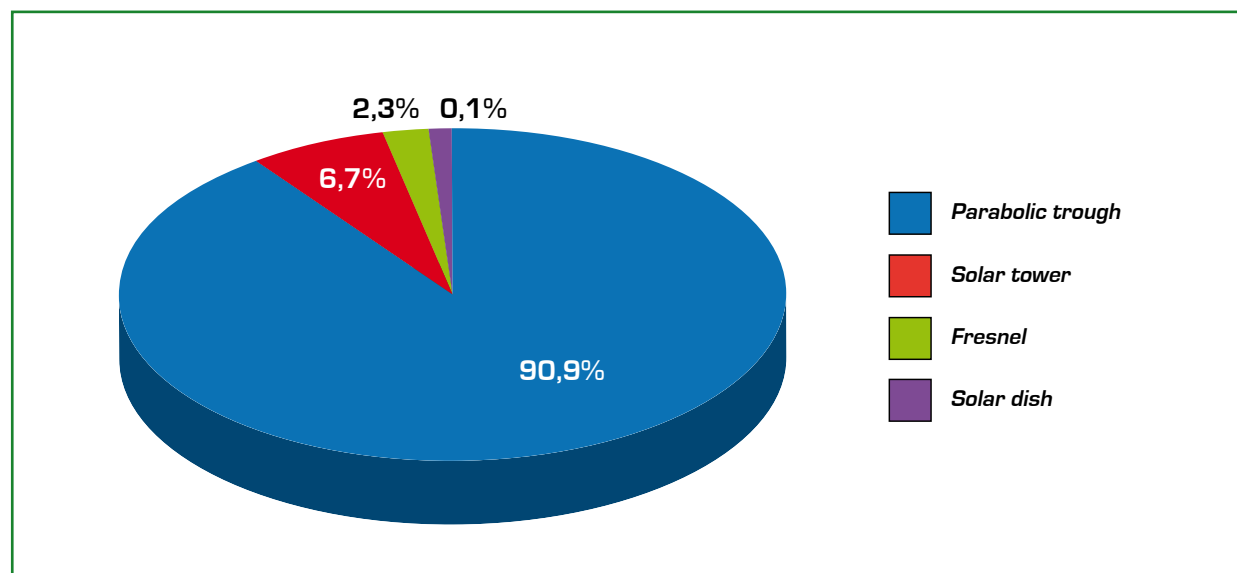
- un calo nell'ordine del 10% dei costi di installazione chiavi in mano per un impianto "tipo",

dai quasi 5mln €/MW del 2009 ai poco meno 4 mln €/MW per il 2011. Tenendo conto di una **producibilità che è pari, nell'area del Mediterraneo, a oltre 2.700 ore equivalenti l'anno**, ovvero più del doppio di un impianto fotovoltaico posto nelle medesime condizioni, ci si rende conto di come si sia assottigliata (nonostante il "crollo" dei prezzi degli impianti fotovoltaici) la differenza di prezzo fra le due tecnologie;

- l'emergere di una "configurazione impiantistica" di riferimento, quell'impianto "tipo" citato al punto precedente. In particolare, la configurazione impiantistica che sembra essersi affermata per questa tecnologia è quella a **doppio fluido termico**, come negli impianti spagnoli di Valle 1 e Valle 2⁶. **All'interno dei tubi ricevitori nel campo solare scorre olio diatermico che, tramite scambiatori di calore, trasferisce l'energia termica al secondo fluido termovettore, composto da una miscela di sali fusi che funge da accumulo termico** (SI VEDA BOX 10.2). La miscela di sali fusi è stoccata in due serbatoi: dal serbatoio caldo, a circa 390 °C, la miscela viene prelevata per trasferire la potenza termica al vapore

Figura 10.2

Quota di mercato a livello mondiale delle diverse tecnologie per il solare termodinamico a fine 2011



⁴ E' il primo impianto solare termodinamico realizzato in Italia. Appartiene alla tipologia delle centrali "ibride", ove a un impianto solare termodinamico a concentratori parabolici lineari si affianca un impianto "tradizionale" a ciclo combinato. Il principio di funzionamento prevede che il fluido termovettore - composto da una miscela ad hoc di sali nitrati - venga riscaldato nel "campo solare" ad una temperatura di circa 550 °C e quindi convogliato e stoccato in un serbatoio "caldo". Da questo serbatoio "caldo", in cui si accumula il fluido ad alta temperatura, questo viene poi inviato ad uno scambiatore termico per la generazione di vapore che viene poi immesso nelle turbine della centrale "tradizionale" a ciclo combinato. Il fluido termovettore, sviluppato da Enea e Archimede Solar Energy, è stato ottenuto miscelando Sali Nitrati di Sodio e di Potassio, con l'obiettivo sia di avere temperature di esercizio di oltre 550°C sia di limitare i problemi ambientali e di infiammabilità tipici degli oli diatermici comunemente utilizzati.

⁵ Cfr. Solar Energy Report 2010, p. 150.

⁶ Finiti di realizzare a Novembre 2011 ed entrati in esercizio a Dicembre dello stesso anno, sono localizzati a Son José della Valle in Spagna.

Il sistema di accumulo termico in impianti solari termodinamici

Il sistema di accumulo termico è una delle componenti essenziali di un impianto solare termodinamico, giacché permette di disaccoppiarne il funzionamento rispetto alle effettive condizioni di irraggiamento. Distribuendo inoltre l'utilizzo del calore generato permette un più efficace dimensionamento della turbina per la produzione di energia elettrica, oltre che una maggiore stabilità e programmabilità dell'immissione in rete; requisito quest'ultimo indispensabile se si pensa alla "taglia" tipica degli impianti solari termodinamici. Se è vero, come già anticipato, che la soluzione di riferimento al momento è quella di un doppio serbatoio alimentato da una miscela di sali fusi, che a sua volta ottiene il calore non direttamente nel campo solare ma mediante uno scambio con l'olio diatermico, è altrettanto vero che sono molti i progetti di ricerca in corso sui sistemi di accumulo. In particolare, è possibile citare i seguenti:

- **utilizzo di un solo serbatoio termocline con "stratificazione termica"**, che contiene i sali fusi caldi e freddi separati da una barriera isolante che si muove verticalmente in base alla quantità di fluido in ciascuno stato. Questa tecnologia permette di ridurre significativamente le perdite termiche e consente una diminuzione del costo del sistema di storage fino al 25% rispetto al sistema a doppio serbatoio. Un prototipo in scala ridotta di questo sistema è stato realizzato dalla spagnola Sener e installato presso l'impianto "Valle 2" per conto di Torresol Energy, che procederà alla sperimentazione commerciale di questo sistema;
- **stoccaggio del calore in un mezzo solido invece che fluido**, come ad esempio nel cemento, che permette lo stoccaggio del calore a temperature fino a 500 °C.

Questa soluzione è stata sviluppata dall'Università di Stoccarda e dal *German Aerospace Center*, che ha successivamente realizzato il primo prototipo. Il sistema è stato testato presso la Plataforma Solar de Almeria. Questa soluzione presenta però lo svantaggio di avere un enorme impatto ambientale, in quanto è costituita da centinaia di blocchi di cemento da realizzarsi in un cementificio costruito *ad-hoc* in prossimità dell'impianto in modo da minimizzare i costi di trasporto;

- **uso di materiali in cambiamento di fase, a base di miscele di Nitrati di Sodio e Potassio**, in modo da sfruttarne il calore latente;
- **uso di processi termochimici per immagazzinare il calore, identificando reazioni con buona stabilità in condizioni di lavoro**. Questo tipo di tecnologia è ancora in fase di sperimentazione mediante prototipi di ridotte dimensioni.

I margini di miglioramento attesi dal punto di vista della capacità termica immagazzinabile e del costo del sistema sono notevoli anche se ancora piuttosto aleatori (SI VEDA TABELLA 10.1), soprattutto per quanto riguarda le soluzioni più innovative, che necessitano ancora di un'adeguata sperimentazione.

E' opportuno notare poi come l'ingombro dei sistemi di storage innovativi sia per il momento un limite altrettanto significativo quanto il costo. Per un normale impianto da 50 MW, per il quale deve essere garantito il funzionamento per 7,5 ore in assenza di irraggiamento solare, si va da un massimo di 12.500 m³ per i sistemi attuali a fluidi diatermici, sino agli 2500 m³ e 940 m³, rispettivamente per i materiali in cambiamento di fase e i reattori termochimici.

Tabella 10.1

Differenti tecnologie di storage e loro costo atteso

Tecnologia	Capacità di storage (kWh/m ³)	Costo attuale (€/kWh)	Costo atteso nel lungo periodo (€/kWh)
Fluidi diatermici (sali fusi, olio)	30 - 90	30 - 70	20 - 50
Sabbie o cemento	20 - 100	30 - 50	15 - 30
Materiali in cambiamento di fase	50 - 150	80 - 120	30 - 50
Reattori termochimici	250 - 400	n.d.	10 - 50

che entrerà in turbina (tramite scambiatori), poi viene depositata nel serbatoio “freddo”, a circa 290 °C, dal quale verrà prelevata per ricevere il calore proveniente dal campo solare. **Questa configurazione presenta il vantaggio dell'utilizzo dei sali fusi** (economici e con buone prestazioni termiche) **senza il problema del loro “congelamento” notturno** (i sali cristallizzano a circa 250°C), poiché i sali non entrano nel campo solare. **Il dimensionamento del sistema di stoccaggio è tale da garantire in media circa 7,5 ore di funzionamento all'impianto anche in assenza di irraggiamento solare.**

Decisamente staccati dai primi, ma con una quota abbastanza stabile negli ultimi anni, attorno al 7% (corrispondente ad oggi a 57,5 MW) sono gli impianti che adottano la tecnologia solar tower. In realtà, vista la migliore adattabilità di questi impianti alle caratteristiche morfologiche dei deserti americani, vi è forte aspettativa in merito alla partenza del mercato USA, che potrebbe generare nel prossimo futuro, secondo diverse stime, una domanda per quasi 500 MW di *solar tower*.

Nel corso del 2011, tuttavia, è entrato in funzione con riferimento a questa tipologia di impianti il “Gemasolar” a Fuentes de Andalucía in Spagna, con una potenza pari a 20 MW. L'impianto è stato realizzato da Torresol Energy, *joint venture* tra la spagnola SENER e l'utility delle energie alternative degli Emirati Arabi MASDAR. Oltre alla compagine societaria che è alle spalle della sua creazione, sono almeno due le altre peculiarità di questo impianto:

- è il primo con tecnologia a torre ad utilizzare miscela di sali fusi ed un sistema di accumulo a due serbatoi;
- è il primo con un sistema di accumulo sino a 15 ore di autonomia, che permette alla centrale di operare continuamente (soprattutto nei periodi estivi) per quasi 24 ore. Questo consente all'impianto una produzione annua fino a 110 GWh, che corrispondono a circa 6.500 ore equivalenti di funzionamento. In sostanza, è il primo impianto da fonte solare ad operare con la stessa programmabilità e prevedibilità di un impianto da fonte tradizionale.

L'impatto di questa soluzione impiantistica sui costi è particolarmente significativo, con un livello di investimento per il “Gemasolar”, la cui costru-

zione si è avviata alla fine del 2008, di **oltre 11 mln €/MW**. Soluzioni non dotate di accumulo termico, come ad esempio gli impianti spagnoli “Planta Solar 10 e 20” (dalla potenza di 10 e 20 MW rispettivamente), costruite da Abengoa Solar, che utilizzano come fluido termovettore il vapore e dotati di un piccolo accumulatore con circa un ora di autonomia, hanno costi sensibilmente minori, che si attestano sui 4 mln €/MW.

Una interessante novità, anche se comunque corrispondente a qualche punto percentuale della potenza installata, è l'entrata in funzione nel corso del 2011 dei primi impianti su scala industriale a utilizzare la tecnologia degli specchi di Fresnel. Il più grande è l'impianto di Puerto Errado 2, situato nei pressi di Murcia (Spagna), con una potenza di 30 MW. Il vantaggio di questo tipo di impianto rispetto a quelli parabolici lineari è il fatto di poter utilizzare un fluido in pressione nel campo specchi, poiché il tubo ricevitore non ruota insieme agli specchi e non sono quindi necessarie giunzioni mobili. Se nella passata edizione di questo Rapporto⁷ si erano quindi avanzati dubbi circa la possibilità di vedere a breve degli sviluppi su questo fronte, è opportuno ora dar conto della disponibilità commerciale di questa tecnologia, sul cui sviluppo pesa tuttavia (oltre allo strapotere dei *parabolic trough*) la ridotta efficienza media di funzionamento, nell'ordine dell'8-10% di energia elettrica generata rispetto alla radiazione solare annua complessiva, contro valori dell'ordine del 15% per i *parabolic trough*.

Ancora fermi invece – e qui la nostra previsione è stata centrata – **gli impianti che adottano la tecnologia dei solar dish**. Dopo la costruzione dell'impianto “Maricopa Solar” in Arizona da 1,5 MW, completato nel 2010, non ci sono state altre installazioni di taglia commerciale. I problemi di questa tecnologia riguardano soprattutto l'uso dei generatori stirling per la produzione della potenza elettrica, in quanto hanno dimostrato di essere soggetti, soprattutto nel lungo periodo, a notevoli cali di rendimento, a surriscaldamento dei materiali, e a problemi di tenuta che causano la fuoriuscita del fluido di lavoro (idrogeno) che deve essere continuamente reintegrato. Brillanti sembrano però essere, per lo meno sulla carta, le prospettive future con la australiana Wizard Power che sta sviluppando un progetto per la costruzione di un impianto da 40 MW nel proprio Paese utilizzando la tecnologia

⁷ Cfr. Solar Energy Report 2010, p. 154.

proprietaria dei “Big Dish”, ovvero **concentratori a dischi parabolici di 500 m² di superficie ed una potenza superiore a 133 kW**.

I principali progetti in via di sviluppo

La chiusura del paragrafo precedente, con i progetti di installazione relativi ai *solar dish*, ben ci introduce al quadro dei progetti per impianti solari termodinamici che risultano dalle analisi condotte in via di sviluppo nel corso del 2011.

Se si guarda innanzitutto ai prossimi 2 anni, ovvero si assume come riferimento possibile per l'entrata in funzione degli impianti il 2013, si contano attualmente in costruzione circa 2,2 GW di impianti solari termodinamici, che diventano 2,55 GW se si riguarda il 2014.

Di questi, **poco più di 1,8 GW sono a tecnologia *parabolic trough* e circa 370 MW con tecnologia *solar tower***, con una crescita di circa 6 volte e mezzo rispetto alla potenza installata a fine 2011 (SI VEDA FIGURA 10.3).

L'obiettivo di **avvicinarsi alla quota di 4 GW di installato totale nel 2013** sembra quindi alla portata, ma per far questo si rende necessario **un'ulteriore modifica del mix geografico** (SI VEDA FIGURA 10.4). Come si può vedere, nei prossimi due anni, **crecerà leggermente la “fetta” di potenza installata negli Stati Uniti, che completeranno 650 MW**

di impianti (oltre 1,35 volte la potenza che è stata installata fino ad oggi nel Paese), di cui 370 MW realizzati con tecnologia *solar tower*, che diventano 760 MW se si prende in considerazione anche gli impianti realizzati entro il 2014. **La Spagna manterrà comunque la sua leadership con nuovi impianti per oltre 1,1 GW**, tutti con tecnologia *parabolic trough*. Interessante è notare come **Israele**, altro Paese del Mediterraneo con forti relazioni con l'Italia, **potrebbe arrivare a pesare sull'installato totale per circa il 11,5% della nuova potenza**, grazie alla realizzazione nel deserto del Negev dell'impianto di “Ashalim” da 250 MW con tecnologia *parabolic trough*. Fra gli altri Paesi ad affacciarsi sulla scena mondiale del solare termodinamico da segnalare gli **Emirati Arabi, con un impianto da 100 MW ad Abu Dhabi**.

Se si prendono in esame anche gli impianti che dovrebbero entrare in funzione entro il 2015, ovvero si allunga l'orizzonte di previsione ad includere anche i progetti che sono ad oggi solo stati approvati o in fase avanzata di stesura, si arriva a contare **oltre 8,5 GW di nuova potenza** solare termodinamica.

La soglia da superare al 2015 per il solare termodinamico pare quindi essere 10 GW di potenza complessivamente installata. Di questi nuovi impianti, ben 5 GW – **più del 58% della potenza totale e pari a oltre 8 volte la potenza installata al 2011** – sono stati approvati negli USA (3,8 solo in Cali-

Figura 10.3

Quota di mercato a livello mondiale delle diverse tecnologie per il solare termodinamico dei nuovi impianti in costruzione

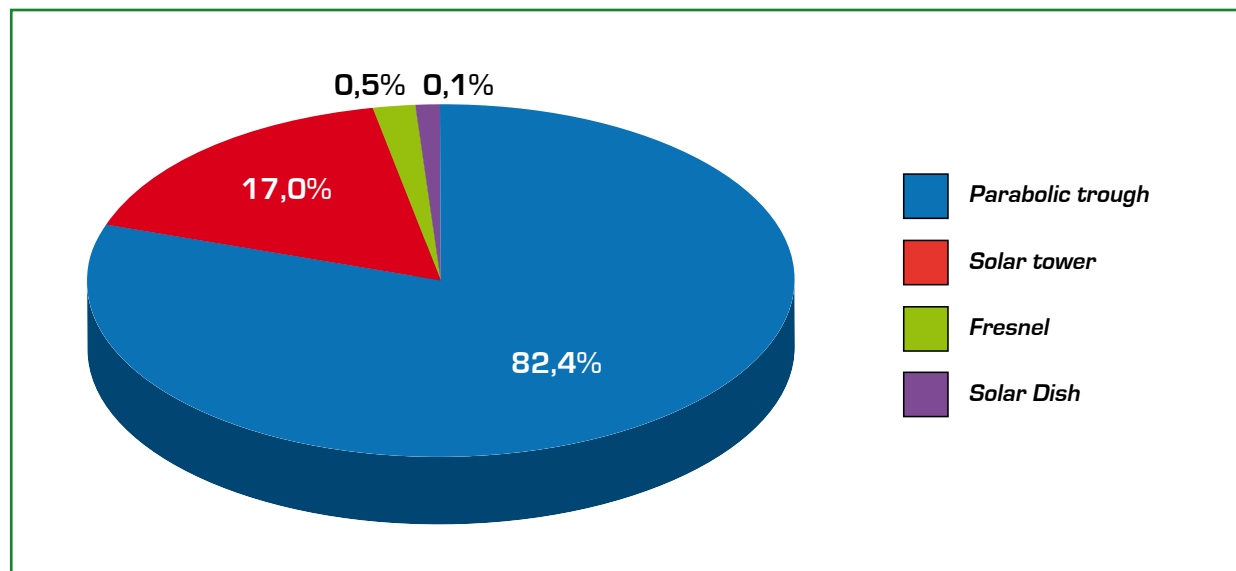
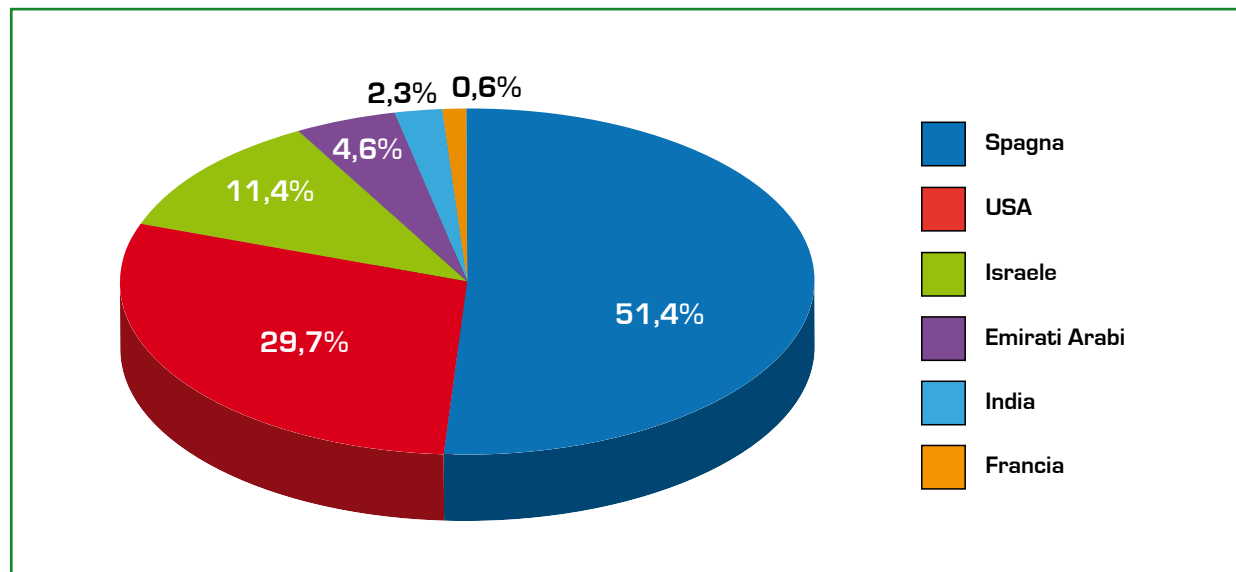


Figura 10.4

Localizzazione geografica degli impianti solari termodinamici in costruzione per potenza installata



fornia), che sembrano volersi riprendere nel medio termine la *leadership* per installazioni. Sono però i Paesi “nuovi” nella “cartina” del solare termodinamico a destare maggiore interesse:

- la **Cina**, che nel suo ultimo piano quinquennale ha definito l'obiettivo di **1 GW di potenza installata entro il 2015 e 3 GW entro il 2020**, ed ha oggi in fase di costruzione solo 27,5 MW di impianti termodinamici con una tecnologia particolare denominata *Solar Updraft Tower*;
- il **Marocco**, che il prossimo anno **darà il via alla costruzione dell'impianto da 500 MW di Ouarzazate**, nell'ambito del progetto Desertec e che dovrebbe terminare per i primi mesi del 2014. La costruzione della centrale sarà la prima di cinque impianti con la stessa potenza previsti dal programma MASEN per la realizzazione di 2.000 MW entro il 2020, pari a oltre il 40% della domanda elettrica del Paese a quella data;
- il **Sud Africa**, dove l'*utility* di stato, Eskom, commissionerà la **costruzione di un impianto da 100 MW da costruirsi tra il 2013 e il 2016 grazie anche al prestito concesso dalla Banca Mondiale**;
- l'**Australia**, che ha già approvato 316 MW di impianti tra cui il già citato impianto di Whyalla da 40 MW di *solar dish*.

Nella scorsa edizione del presente Rapporto i pro-

getti approvati nel 2010 e con orizzonte 2014 erano pari a circa 1 GW, cui si sono invece aggiunti nel corso del 2011 altri progetti per circa 1,6 GW, a dimostrazione di come l'ultimo anno sia stato particolarmente intenso per il mercato mondiale del solare termodinamico.

Le stime fatte lo scorso anno di 18 GW al 2020 vanno quindi riviste al rialzo, visto che già entro il 2015 la potenza cumulata potrebbe balzare a più di 12 GW.

I principali operatori del settore a livello mondiale

La TABELLA 10.2 mostra il quadro aggiornato dei principali *player* internazionali attivi nella produzione, progettazione e installazione di sistemi solari termodinamici. La *leadership* spagnola è confermata anche qui dal fatto di avere ben 5 imprese su 10 con sede nel proprio Paese: Abengoa Solar e Acciona, poi, da sole contano per oltre il 50% dell'installato totale al 2011.

Rispetto a quanto discusso nella passata edizione del presente Rapporto⁸, **non muta quindi il quadro complessivo della filiera internazionale del solare termodinamico**, ma vanno tuttavia registrati alcuni fatti di rilievo:

- innanzitutto l'uscita di scena della tedesca So-

⁸ Cfr. Solar Energy Report 2010, p. 169.

Tabella 10.2

Principali *player* internazionali attivi nella realizzazione di impianti solari termodinamici

Impresa	Nazione	Tecnologia	Impianti totali installati al 2011 (MW)
Abengoa Solar	Spagna	<i>Parabolic Trough; Solar Tower</i>	543
Acciona	Spagna	<i>Parabolic Trough</i>	314
Solar Reserve	USA	<i>Solar Tower</i>	200
Solar Millennium [*]	Germania	<i>Parabolic Trough</i>	165
ACS/Cobra	Spagna	<i>Parabolic Trough</i>	150
Torresol	Spagna	<i>Parabolic Trough</i>	120
Samca	Spagna	<i>Parabolic Trough</i>	100
BrightSource Energy	USA	<i>Solar Tower</i>	35 [**]
Novatec	Germania	<i>Specchi di Fresnel</i>	31,5
E-Solar	USA	<i>Solar Tower</i>	5

[*] Dichiarata fallita nel Febbraio 2012.
 [**] Gli impianti realizzati non producono energia elettrica ma calore utilizzato per scopi industriali.

lar Millennium, storico operatore di questo settore che **già nel 2011** avevamo segnalato come **in crisi a causa di problemi di liquidità**. Durante lo scorso anno, Solar Millennium ha dapprima proceduto alla “cartolarizzazione” dei suoi progetti alla tedesca Solar Hybrid (che ha peraltro dichiarato di volerli convertire alla tecnologia fotovoltaica) ed infine ha ufficialmente dichiarato fallimento nel Febbraio 2012. **Fatale per l'impresa – che aveva soprattutto puntato sul mercato USA in assenza di una domanda interna significativa – la rinegoziazione delle concessioni per l'impianto di Ridgecrest da 242 MW**. Non va infatti dimenticato come, nonostante i numeri comincino ad essere importanti, **il solare termodinamico continua ad essere un mercato “per commesse” molto simile a quello dell'ingegneria dei grandi impianti ma con una fortissima specializzazione settoriale** e quindi ancor più soggetto all'impatto di variazioni anche ridotte nel numero dei progetti o nel parco dei clienti serviti;

- **i movimenti nella parte “bassa” della classifica soprattutto ad opera di due imprese americane attive nella tecnologia solar tower**. L'americana **BrightSource Energy**, sfruttando la propria sede geografica ed il fatto di essere nata dalla ceneri dell'israeliana Lux titolare degli storici progetti SEGS, **si è aggiudicata una larga fetta dei progetti** (ed altri ne ha in corso di sviluppo) **esistenti negli USA** – tra cui gli impianti Ivampah (370 MW già in costruzione), Hidden Hills (500 MW) e Rio Mesa (750 MW) tutti localizzati in California – per complessivi 1,62 GW. **La E-Solar** si è fatta notare per lo **sviluppo di solar tower**

con innovativi eliostati di piccole dimensioni che facilitano l'installazione e la pulizia. Ha firmato poi **un accordo di partnership con General Electric** e ha avviato la partecipazione a gare per progetti in Cina, India, Sud Africa e Turchia (la maggior parte dei quali finanziati dalla Banca Mondiale o dalla BEI) per un totale di oltre 2 GW di installazioni.

10.2 La situazione italiana

Se il mercato mondiale come visto nel paragrafo precedente continua a correre e nuovi Paesi, soprattutto nell'area del Mediterraneo, fanno la loro comparsa nello scenario di riferimento del solare termodinamico, **nulla di significativo è accaduto per quanto riguarda l'anno 2011 in Italia**.

Dopo l'entrata in funzione dell'impianto dimostrativo Archimede **niente di nuovo si è verificato dal punto di vista delle installazioni e tanto meno vi è da segnalare** – se si esclude la partecipazione di Enel Green Power per la gara sui primi 160 MW del citato progetto “Ouarzazat” in Marocco – **la partecipazione di imprese italiane in qualcuna delle cordate industriali dei progetti più grandi nel mondo**.

Si badi bene che questo non è dovuto, come si potrebbe forse pensare, alla inattività da parte dei nostri operatori.

Nel corso del 2011 **diverse sono state le richieste di allaccio e di autorizzazione per la costruzione di impianti termodinamici di piccolo-medie dimen-**

sioni ma nessuna di queste ha realmente avviato i lavori di realizzazione. In particolare, ben 180 MW sono i progetti entrati in approvazione, ma rispetto ai quali **gli operatori del settore si sono dovuti scontrare con notevoli difficoltà** sia per quanto riguarda i **tempi di approvazione**, giudicati insostenibili soprattutto in relazione a quanto accade invece per gli impianti fotovoltaici, che la **valutazione dell'impatto ambientale (VIA)**. **La maggior parte degli impianti di cui si è chiesta l'autorizzazione sono di taglia compresa tra i 30 MW dell'Archetipe 30+ di Catania, proposto da Enel Green Power ed ENEA, ed i 55 MW dell'impianto di Macchiarieddu in Sardegna per cui era capofila Sorgenia. L'esito è nella quasi totalità dei casi stato negativo**, come per l'ultimo impianto citato, per un controvalore di 250 mln €, che ha visto negata l'autorizzazione dalla Regione Sardegna a fine Dicembre 2011, **oppure si è rimandata la decisione con la richiesta di ulteriore materiale documentale.**

Alcune novità positive paiono tuttavia profilarsi all'orizzonte, prima di tutto dal punto di vista normativo. Uno dei più grossi problemi, di cui si è discusso a lungo nelle passate edizioni di questo Rapporto, lamentati dagli operatori del settore era **la ridotta convenienza economica garantita dal sistema di incentivi⁹ – caso più unico che raro nelle rinnovabili in vigore senza modifiche dall'11 aprile 2008 – ed i vincoli¹⁰ imposti sulle**

caratteristiche dell'impianto. Il limite massimo della potenza elettrica cumulativa incentivabile di tutti gli impianti termodinamici, inclusa la frazione solare degli impianti ibridi, fissata a 200 MW certo è sempre sembrato un obiettivo assai ottimistico.

Il suddetto sistema di incentivazione sarà rivisto in seguito all'introduzione del **Decreto sulle Fonti Rinnovabili Elettriche** che dovrebbe entrare in vigore entro la fine del 2012 e del quale vi è notizia del licenziamento da parte dei Ministeri competenti l'11 Aprile 2012. Al momento della chiusura del testo del presente Rapporto, tuttavia, non si avevano a disposizione che le ultime bozze **che modificavano in maniera sostanziale anche il sistema di incentivazione per il solare termodinamico.** Le novità principali riguardano:

- **le tariffe incentivanti più "generose".** Anche se i dati riportati nella TABELLA 10.3 fanno riferimento soltanto alle **ultime bozze oggi disponibili del Decreto Attuativo sulle Rinnovabili Elettriche** – Decreto che, facendo seguito a quanto disposto dal citato Decreto Rinnovabili, ne contiene le indicazioni applicative e di dettaglio – è immediato vedere come, **soprattutto per gli impianti "dedicati",** ovvero con una frazione di integrazione inferiore al 15%, **l'incremento rispetto agli 0,28 €/kWh del precedente decreto va da un minimo del +14% per gli impianti sopra i 600 kW¹¹**

Tabella 10.3

Tariffe incentivanti per impianti solari termodinamici in vigore dal 2013 secondo la Bozza del Decreto sulle Fonti Rinnovabili Elettriche

	Frazione di Integrazione		
	Fino a 0,15	Tra 0,15 e 0,50	Oltre 0,50
Incentivo aggiuntivo al prezzo di vendita per impianti con superficie captante fino a 2500 m ²	0,36	0,32	0,30
Incentivo aggiuntivo al prezzo di vendita per impianti con superficie captante superiore a 2500 m ²	0,32	0,30	0,27

⁹ Il Decreto Ministeriale n. 101 dell'11 Aprile 2008 pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 30 Aprile 2008 dal titolo "Criteri e modalita' per incentivare la produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici" prevede una tariffa *feed-in* dagli 0,22 agli 0,28 €/kWh in funzione della frazione di integrazione, ossia del contributo dell'energia solare al totale dell'energia prodotta dall'impianto. La tariffa (solo per la produzione solare) è riconosciuta per un periodo di 25 anni a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell'impianto ed è costante in moneta corrente in tutto il periodo e va intesa come un premio rispetto al normale prezzo di vendita dell'energia prodotta. Cfr. Solar Energy Report 2010, p. 159.

¹⁰ Possono accedere all'incentivazione gli impianti solari termodinamici, anche ibridi, che sono dotati di sistema di accumulo termico con capacità nominale di accumulo non inferiore a 1,5 kWh termici per ogni m² di superficie captante. Inoltre se sono ubicati in aree non industriali non devono utilizzare come fluido termovettore né come mezzo di accumulo sostanze e preparati classificati come molto tossici, tossici e nocivi. Infine, la superficie captante deve essere superiore a 2.500 m².

¹¹ Il valore fa riferimento a un impianto *parabolic trough* con sistema di accumulo pari a 7,5 ore.

ad un massimo del +28% per quelli più piccoli.

In tutti casi, l'incremento medio della tariffa incentivante si attesta attorno al 25%. In un periodo di forti tagli ai meccanismi di incentivazione il fatto che per il termodinamico si siano previste tariffe più elevate può essere segno, alternativamente, di un rinnovato interesse e quindi "spinta" per questa tecnologia nel nostro Paese, oppure (ed è a questa seconda spiegazione che sono più inclini gli operatori) alla palese presa di coscienza da parte del legislatore dell'errore fatto nella determinazione del primo sistema di incentivi. **E' opportuno sottolineare come queste tariffe siano da applicarsi agli impianti che entrino in funzione entro il 31 dicembre 2015 e vi sia quindi – ammesso che l'approvazione del Decreto Attuativo arrivi in tempi rapidi – una finestra effettivamente sfruttabile per le installazioni anche nel nostro Paese.** In linea poi con il generale orientamento del Governo su questi temi, si prediligono gli impianti di più piccola taglia, rispetto a quelli di dimensioni maggiori.

- **la revisione degli obblighi e dei vincoli per l'accesso ai meccanismi di incentivazione.** E' questa poi nello specifico **la novità più attesa e per la quale più si sono battuti gli operatori del settore in Italia.** Innanzitutto, **il limite minimo di superficie captante viene eliminato dal presente Decreto rispetto ai 2500 m², ovvero 600 kW di potenza elettrica equivalente, previsto dal precedente Decreto.** In sostanza vengono ammessi al sistema di incentivazione anche gli impianti cosiddetti mini o micro CSP, che anzi da più parti sono considerati i veri e possibili starter del mercato italiano del solare termodinamico (SI VEDA BOX 10.3).

Oltre a questo, ed anzi per una volta **coerentemente a questo**, viene **pesantemente rivisto anche l'obbligo di adozione dei sistemi di accumulo.** In particolare: (i) per gli impianti con superficie captante superiore a 50.000 m² (10-12 MW) l'accumulo deve essere previsto in una misura non inferiore a 1,5 kWh termici per ogni m² di superficie captante; (ii) per gli impianti con superficie captante compresa fra 10.000 (2-2,4 MW) e 50.000 m², l'obbligo di accumulo si riduce a 0,4 kWh termici per ogni m² di superficie captante; (iii) **per gli impianti al di sotto dei 10.000 m² di superficie captante il sistema di accumulo non è obbligatorio.** Se per le taglie maggiori, quindi, l'accumulo ha la giusta funzione di stabilizzazione dei carichi di

rete¹² e di incremento della programmabilità della produzione elettrica da solare termodinamico, **per le taglie minori si lascia, altrettanto correttamente, ai titolari dell'impianto la scelta – da basare solo su ragioni economiche a questo punto – dell'adozione o meno di una soluzione di accumulo termico.** Già da tempo gli operatori del settore avevano avanzato infatti proposte in questo senso, argomentando propriamente come il sistema di accumulo costituisce una voce alquanto onerosa nella costruzione dell'impianto e che in molti casi questa può essere evitata integrando l'impianto solare termodinamico stesso con altre fonti energetiche programmabili quali il termoelettrico o le biomasse.

Sembra quindi che, almeno per quanto riguarda il solare termodinamico, le attese e le richieste degli operatori siano state soddisfatte.

Le nuove disposizioni normative – ovviamente qualora entrassero in vigore senza ulteriori modifiche di cui al momento della stesura del testo non si ha notizia – **pongono però anche una sfida seria alla filiera italiana del solare termodinamico.**

Infatti:

- secondo le rilevazioni degli stessi operatori, riunitisi ormai da oltre un anno sotto il cappello di una associazione industriale univoca denominata ANEST, **le imprese italiane controllano potenzialmente oltre l'80% della catena del valore del solare termodinamico**, considerando tutta la componentistica termotecnica e soprattutto l'ingegneria di progetto. E' evidente quindi come **una accresciuta opportunità sul mercato domestico non può che essere colta come occasione importante di sviluppo;**
- **molti dei nostri produttori di componentistica da tempo hanno sviluppato e testato soluzioni per il mini e il micro CSP.** Qualora si avviasse quindi il mercato locale potrebbero essere pronti a sfruttarne l'abbrivio, anche e soprattutto per perfezionare la loro offerta commerciale;
- **i rapporti con i Paesi del Mediterraneo sono ancora piuttosto solidi e un mercato domestico che possa finalmente fare – usando le stesse parole degli operatori – da "palestra" non può che facilitare l'espansione verso l'estero;**

E' necessario però agire in fretta, e certo la crisi economica e le lungaggini della normativa non aiutano

¹² SI VEDA CAPITOLO 5.

Box 10.3**Il mini CSP**

Con il termine mini CSP o micro CSP si intendono gli impianti solari termodinamici di potenza inferiore a 10 MW (mini) e a 1 MW (micro). La tecnologia utilizzata anche per questo tipo di impianti è prevalentemente quella *parabolic trough* con specchi tuttavia di taglia ridotta.

Le applicazioni mini o micro CSP appaiono particolarmente adatte a utenze commerciali e industriali, dato che i sistemi possono essere installati anche sul tetto e le coperture di edifici esistenti. Inoltre, i sistemi CSP di piccola taglia risultano particolarmente adatti (ovvero ne

diventa vantaggioso economicamente l'installazione) per impieghi di tipo cogenerativo o rigenerativo, in cui in sostanza il calore non impiegato per la produzione elettrica viene utilizzato tal quale per gli impieghi di processo ad alta temperatura o trasformato all'occorrenza in freddo. Date le modeste potenze in gioco, la produzione di energia elettrica con questi sistemi avviene attraverso micro-turbine ad alta efficienza, con taglie che partono da 30 kW, oppure con turbine ORC (*Organic Rankine Cycle*), adatte allo sfruttamento di calore a media temperatura e a potenze da 1 a 20 MW.

da questo punto di vista. Potrebbe però essere venuto il tempo per poter scrivere il prossimo anno un

capitolo del Solar Energy Report dedicato ai primi successi del mercato italiano del termodinamico.

Gruppo di lavoro

Vittorio Chiesa - *Direttore Energy & Strategy Group*

Davide Chiaroni - *Responsabile della Ricerca*

Federico Frattini - *Responsabile della Ricerca*

Lorenzo Boscherini - *Project Manager*

Marco Alberti
Lorenzo Colasanti
Simone Franzò
Riccardo Terruzzi
Annalisa Tognoni

Con la collaborazione di:

Federico Bestiani
Niccolò Deruda
Francesca Milanese

Metodologia

La ricerca i cui risultati sono raccolti nel Solar Energy Report - 4° edizione è stata condotta utilizzando approcci metodologici diversi, ancorché complementari e tra loro interrelati. Ciò si è reso necessario data l'ampiezza ed eterogeneità delle tematiche che il Rapporto, per ciascuna forma di sfruttamento dell'energia solare (fotovoltaica, solare termica e termodinamica), ha affrontato: le potenzialità e gli sviluppi delle tecnologie, il quadro normativo in essere, i volumi d'affari e le caratteristiche del mercato, e infine l'articolazione della filiera industriale.

La tecnologia

I capitoli del Rapporto che approfondiscono le tematiche di natura tecnologica si basano principalmente su:

- l'analisi estensiva della letteratura scientifica sul tema e delle ricerche promosse dai principali centri ed istituti di ricerca a livello mondiale;
- una serie di interviste dirette con ricercatori e professori universitari afferenti ad istituzioni diverse dal Politecnico di Milano.

La normativa

I capitoli del Rapporto che esaminano il quadro normativo in essere ed interpretano i suoi impatti sul business dell'energia solare si basano invece su:

- L'analisi estensiva della normativa relativa all'incentivazione della produzione di energia solare ed alle procedure di autorizzazione alla costruzione di impianti in vigore in Italia e, in ottica comparativa, nei principali paesi europei e mondiali;
- Il confronto con le associazioni di categoria che hanno patrocinato la ricerca, ossia Anest, Aper, Assosolare, CTI, GIF e IFI.

Il mercato

La stima dei volumi d'affari dei mercati del fotovoltaico, solare termico e termodinamico e l'analisi delle loro caratteristiche distintive sono state condotte attraverso:

- interviste dirette ad un centinaio di operatori del settore (imprese produttrici di celle e moduli, imprese di progettazione e installazione, imprese di distribuzione di moduli, istituti di credito, esperti di settore, associazioni di categoria, rappresentanti di organismi di regolazione);
- l'analisi comparativa e l'interpolazione delle previsioni contenute in rapporti di ricerca o studi di settore, messi a punto da associazioni ed enti di ricerca italiani ed internazionali;
- lo sviluppo e l'applicazione di modelli di simulazione costruiti a partire da un'analisi del tasso di crescita della potenza installata sperimentato in altri paesi, e validati attraverso un confronto con esperti di settore.

La filiera

I capitoli del Rapporto che approfondiscono l'articolazione della filiera industriale nei mercati dell'energia solare si basano su:

- Il censimento e la raccolta di informazioni anagrafiche ed economiche (attraverso l'esame di siti web istituzionali, la consultazione del database AIDA, l'analisi di *annual report* e altra documentazione pubblica) di oltre 900 imprese operanti nei diversi stadi delle filiere industriali del fotovoltaico, solare termico e termodinamico;
- La realizzazione di oltre 100 casi di studio, condotti attraverso interviste dirette e raccolta di documentazione da fonti secondarie, su un campione di imprese selezionate tra quelle incluse nel censimento;
- Il *panel study* con i manager delle imprese partner e sponsor della ricerca, ossia ABB, Acea-Arse, Conergy, Danfoss, E.On, Edison, Enel GP, Eni Power, Ferla, Fronius, Fondazione Silvio Tronchetti Provera, Martifer, Mediocredito Italiano, MX Group, NRG Agrivis, Power-One, Rec Solar Italy, Saint Gobain, SGS, Siemens, SMA, Solsonica, Sorigenia, Sun System.

La survey

Oltre alle modalità d'analisi impiegate in ciascuna

delle quattro aree in cui si articola questo Rapporto (come scritto sopra), al fine di approfondire alcune specifiche tematiche afferenti a tali aree è stato elaborato un questionario, la cui struttura ricalca la quadri partizione del Rapporto, somministrato ad un panel di attori operanti nel settore, che coprono tutta la filiera.

L'analisi è stata condotta ponendo come riferimento il mercato italiano, mentre per alcuni temi è stata estesa l'analisi a livello internazionale. L'orizzonte temporale fa riferimento agli anni 2012, 2013 e post 2013, data la notevole difficoltà nell'elaborare previsioni ragionevoli nel medio-lungo periodo.

Nella sezione dedicata alla tecnologia sono state indagate tematiche quali l'evoluzione dell'efficienza e dei prezzi dei moduli e degli inverter. Inoltre è stato raccolto il parere degli operatori sul mercato del CPV. La sezione dedicata al mercato ha posto l'accento sull'evoluzione della potenza installata nei prossimi anni, sulle relative ripartizioni per area geografica e taglia dell'impianto, sul volume d'affari e sulle ric-

dute occupazionali.

La sezione dedicata alla normativa è stata concentrata su una stima della possibilità di raggiungimento del tetto di incentivazione messo a disposizione dal Quarto Energia e sul possibile sviluppo del mercato del riciclo dei moduli.

L'ultima sezione, dedicata alla filiera, è stata scomposta tra i diversi attori che la compongono: la prima parte, relativa alla parte "a monte" della filiera, ha lo scopo di indagare l'evoluzione della struttura dei costi di produzione dei moduli e relativa sostenibilità, il fatturato generato nei prossimi anni, il peso dell'*export* sul fatturato stesso e la percentuale di saturazione della capacità produttiva; la seconda parte invece è dedicata agli attori che coprono la porzione "a valle" della filiera, dai distributori alle banche, a centri di ricerca, interrogati sul tema del finanziamento agli impianti e dei servizi aggiuntivi a carico dei distributori che assumeranno maggior rilevanza nei prossimi anni.

Bibliografia

Si riportano di seguito le principali fonti di natura bibliografica che sono state consultate nell'ambito della ricerca:

- AEEG (2012) *Orientamenti in materia di regolazione del servizio di dispacciamento da applicarsi alle unità di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento a quelle non programmabili*
- ANEST (2011), *Il Barometro del Solare Termodinamico*
- APER (2010), *Report Fotovoltaico*
- ASSOLTERM (2011), *Position Paper per la promozione del solare termico in Italia*
- BCG (2011), *Revisiting Energy Storage, there is a Business case*
- CSP Today (2012), *CSP Markets Report*
- EASAC (2011), *CSP Report*
- ENF (2012), *ENF China Price Report*
- EPIA (2011), *Photovoltaic observatory - policy recommendations*
- EPIA (2011), *Solar Generation 6 - Solar photovoltaic electricity empowering the world 2011*
- EPIA (2011) *Solar photovoltaics competing in the energy sector – on the road to competitiveness*
- EPIA (2011), *Global market Outlook for Photovoltaics until 2015*
- EPIA (2012), *Annual Report 2011*
- EPIA (2012), *Market Report 2011*
- ESTIF (2011), *Solar Thermal Market in Europe*
- EurObserv'ER (2011), *Photovoltaic Energy Barometer*
- EurObserv'ER (2011), *Solar Thermal and Concentrated Solar Power Barometer*
- European Commission, JRC e IES (2011), *PV Status Report*
- European Commission (2011), *Study on Photovoltaic Panels supplementing the impact assessment for a recast of Weee directive*
- GME (2011), *Presentazione della Relazione Annuale 2010 del GME - Atti del workshop*
- GME (2012) *Newsletter n.45 Gennaio 2012*
- GSE (2012) *Dati statistici impianti a fonti rinnovabili in Italia*
- GSE (2011) *Rapporto Statistico 2010*
- GTM Research (2011), *Concentrating Photovoltaics 2011: technology, costs and markets*
- GTM Research (2011), *US Solar Market Insight*
- IEA (2011), *World Energy Outlook 2011*
- IEA (2011), *Solar Energy Perspective*
- IEA (2011), *Medium-Term Coal Market Report 2011*
- IEA (2012), *World Energy Outlook 2012*
- LEGAMBIENTE (2011), *Comuni rinnovabili 2011*
- NREL (2011), *2010 Solar Technologies Market Report. Energy Efficiency & Renewable Energy*
- NREL (2011), *Life Cycle Assessment of a Parabolic Trough Concentrating Solar Power Plant and Impacts of Key Design Alternatives*
- SARASIN (2011), *Solar industry: Survival of the fittest in a fiercely competitive Marketplace*
- SHC (2011), *Solar Heat Worldwide*
- SHC (2011), *Solar Cooling Position Paper*
- SHRENSHA (2010), *Photovoltaics literature survey, Progress in photovoltaics: research and applications*
- SOLARBUZZ (2011), *PV Solar Report*
- SOLARPRINT (2011), *Comparison of DSSC and A-Si Module Behaviour in Indoor Environments*
- TERNA (2011), *Piano di sviluppo 2011*

Elenco delle organizzazioni intervistate

Si ringrazia infine per la disponibilità e le informazioni forniteci, le imprese e le organizzazioni intervistate nel corso della ricerca:

- 9REN
- A2A
- ABB
- ACEA
- ALBA LEASING
- ALBATECH
- ALCHEMY ITALIA
- ALEO SOLAR
- ALMECO
- ANEST
- ANGELANTONI GROUP
- ANSWER DRIVES
- APER
- ARCHIMEDE SOLAR ENERGY
- ARISTON
- AROS SOLAR TECHNOLOGY
- ASSILEA
- ASSOSOLARE
- AXCELERA
- BANCA AGRILEASING
- BAXI
- BEASUOLEIL
- BEGHELLI
- BRANDONI SOLARE
- CCLG
- CHEMTECH
- CESI
- COBAT
- COENERGIA
- CONERGY
- CONSORZIO PER IL SOLARE ITALIANO
- CPL CONCORDIA
- C-POWER
- CREDIT AGRICOLE
- LEASING
- DANFOSS
- DEA
- DISTRETTO GREEN AND HIGH
- TECH
- DONAUER
- ECOLIGHT
- ECOS ENERGIA
- ECOTREND
- ECOWARE
- EDF ENR
- EDISON
- ELETTRONICA SANTERNO
- ENEA
- ENEL GREEN POWER
- ENERECO
- ENERGICA
- ENERGY GLASS
- ENEL.SI
- ENERPOINT
- ENERPOWER
- ENERQOS
- ENERRAY
- ENIPOWER
- EOSOLARE
- ERSE
- ESI
- ESPE ENERGIA
- FAMM
- FEDI IMPIANTI
- FERLA
- FERRANIA SOLIS
- FERROLI
- FIAMM
- FIRST SOLAR
- FONDAZIONE SILVIO TRONCHETTI
- FONDO PPP ITALIA
- FOTOWATIO RENEWABLE
- FRONIUS
- GALEO ENERGY
- GIFI
- GRUPPO FIORI
- GRUPPO ING LEASE
- SELMABIPIEMME
- LEASING
- GTA ENERGY
- HANWHA SOLAR ONE
- HELIOS TECHNOLOGY
- HINERGY
- INTESA SANPAOLO
- ISOFOTON
- JINKO SOLAR
- JUWI
- KENERGIA
- KLOBEN
- KYOCERA
- LEASINT – CENTRO LEASING
- MARCHIOL
- MARTIFER SOLAR
- MASSACHUSSETS INSTITUTE OF TECHNOLOGY (MIT)
- MEDIOCREDITO GROUP
- MEDIOLEASING
- MONCADA
- MPS LEASING AND FACTORY
- MX GROUP
- NRG AGRIVIS
- POWER-ONE
- PROINSO
- RAVANO POWER
- REC SOLAR
- RE.MEDIA
- REENERGIES
- RIELLO
- RIGHI
- RONDA HIGH TECH
- RSE
- SACCHI
- SAINT-GOBAIN SOLAR
- SARDALEASING
- SCHOTT SOLAR
- SCHNEIDER ELECTRIC
- SCHÜCO INTERNATIONAL ITALIA
- SGS
- SHARP
- SIEL
- SIEMENS
- SINERGIA SISTEMI
- SMA
- SOLARELIT
- SOLAR GREEN ENERGY
- SOLARWORLD
- SOLON
- SOLSONICA
- SONEPAR
- SONNENKRAFT
- SORGENIA SOLAR
- STEMIN
- SUNERG SOLAR
- SUNEDISON
- SUNPOWER
- SUNSYSTEM
- SUNTECH
- TECHINT
- TECNOSPOT
- TERNA
- TERNIENERGIA
- TRINA
- TTVENTURE
- TURBODEN
- UBI LEASING
- UBISOL
- UNICREDIT GROUP LEASING
- UNIVERSAL
- UNIVERSITA' LA SAPIENZA
- VAILLANT
- VELUX
- VESTA
- VIPIEMME SOLAR
- VONA
- VP SOLAR

La School of Management e l'Energy & Strategy Group



School of Management

La School of Management del Politecnico di Milano è stata costituita nel 2003.

Essa accoglie le molteplici attività di ricerca, formazione e alta consulenza, nel campo del *management*, dell'economia e dell' *industrial engineering*, che il Politecnico porta avanti attraverso le sue diverse strutture interne e consortili. Fanno parte della Scuola: il Dipartimento di Ingegneria Gestionale, i Corsi Undergraduate e il PhD Program di Ingegneria Gestionale e il MIP, la business school del Politecnico di Milano che, in particolare, si focalizza sulla formazione *executive* e sui programmi Master.

La Scuola può contare su un corpo docente di più di duecento tra professori, lecturer, ricercatori, tutor e staff e ogni anno vede oltre seicento matricole entrare nel programma *undergraduate*.

La School of Management gode dal 2007 del prestigioso accreditamento EQUIS, creato nel 1997 come primo *standard* globale per l'auditing e l'accREDITAMENTO di istituti al di fuori dei confini nazionali, tenendo conto e valorizzando le differenze culturali e normative dei vari Paesi.

L'Energy & Strategy Group

L'Energy & Strategy Group della School of Management del Politecnico di Milano è composto da docenti e ricercatori del Dipartimento di Ingegneria Gestionale e si avvale delle competenze tecnico-scientifiche di altri Dipartimenti.

L'Energy & Strategy Group si pone l'obiettivo di istituire un Osservatorio permanente sui mercati e sulle filiere industriali delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica in Italia, con l'intento di censirne gli operatori, analizzarne strategie di *business*, scelte tecnologiche e dinamiche competitive, e di studiare il ruolo del sistema normativo e di incentivazione.

L'Energy & Strategy Group intende presentare i risultati dei propri studi attraverso:

- rapporti di ricerca "verticali", che si occupano di una specifica fonte di energia rinnovabile (solare, biomasse, eolico, geotermia, ecc.);
- rapporti di ricerca "trasversali", che affrontano il tema da una prospettiva integrata (efficienza energetica dell'edificio, sostenibilità dei processi industriali, ecc.).

I Partner della ricerca

ABB
ACEA
Conergy
E.ON
Edison
Enel Green Power
Enipower
Fondazione Silvio Tronchetti Provera
Fronius,
Martifer Solar
Mediocredito Italiano
MX Group
NRG Agrivis
Rec Solar
Saint Gobain Solar
SGS
Siemens
SMA
Solsonica
Sorgenia
SunSystem
Vipiemme



ABB è leader globale nelle tecnologie per l'energia e l'automazione che consentono alle utility e alle industrie di migliorare le loro performance riducendo al contempo l'impatto ambientale. Le società del Gruppo ABB impiegano circa 135.000 dipendenti in oltre 100 paesi.

La storia di ABB risale alla fine del diciannovesimo secolo e rappresenta un duraturo ed illustre esempio di innovazione e di leadership tecnologica in molti settori industriali.

Leadership tecnologica, presenza globale, conoscenza applicativa e competenze locali sono i fattori chiave di un'offerta di prodotti, sistemi e servizi che permettono ai clienti di ABB di migliorare le loro attività in termini di efficienza energetica, affidabilità delle reti e produttività industriale.

ABB opera da sempre per offrire prodotti e soluzioni orientati alla riduzione dell'impatto ambientale. In un mondo in cui le risorse diminuiscono al crescere della domanda, ABB ha focalizzato la sua ricerca nello sviluppo di sistemi efficienti e sostenibili per la generazione, la trasmissione, la distribuzione e l'impiego dell'energia elettrica.

Grazie alla grande esperienza nel campo dei prodotti di automazione, ABB è costantemente alla ricerca di nuove vie per ampliare e migliorare le tecnologie disponibili, anticipando le esigenze della clientela. Il surriscaldamento del pianeta impone un maggiore utilizzo di energia pulita, come quella del vento e del sole, e ABB si pone come il partner ideale di System Integrator, OEM, grossisti e installatori, offrendo un pacchetto di prodotti, sistemi e servizi in grado di supportare lo sviluppo del mercato delle energie rinnovabili in continua evoluzione.

Oltre a tutta la sua competenza ed esperienza in soluzioni ottimizzate per le condizioni meteorologiche e geologiche di ogni sito, ABB vanta un portafoglio completo per la piena valorizzazione dell'e-

nergia solare.

ABB è attiva da tempo nel campo degli impianti fotovoltaici tradizionali (PV) e ora ha deciso di puntare anche sulle nuove e promettenti tecnologie del fotovoltaico a concentrazione (CPV) e del solare termico a concentrazione (CSP), completando in questo modo la propria gamma con soluzioni adatte a qualsiasi tipo di cliente e a ogni mercato nei diversi contesti economici e geografici.

ABB offre soluzioni "chiavi in mano" per l'intero impianto, dalla progettazione e realizzazione con servizi integrati da garanzie sulle prestazioni fino alla connessione alla rete di trasmissione o di distribuzione. Le nostre competenze includono una vasta esperienza in qualità di EPC contractor, la rapida esecuzione dei progetti con tempi di consegna molto brevi, soluzioni ottimizzate che raggiungono i più alti livelli di efficienza, e un servizio ad ampio spettro di gestione e manutenzione con controllo remoto.

Come leader nell'energia e nell'automazione, ABB vanta una conoscenza unica delle apparecchiature elettriche e di controllo che utilizza per realizzare gli impianti: interruttori, quadri di comando, trasformatori, inverter, controllori logici programmabili (PLC), sistemi di controllo distribuito, cavi e sistemi di connessione alla rete.

ABB è il partner ideale anche per chi realizza pannelli e celle solari. I robot e tutti i componenti per l'automazione di ABB sono in grado di gestire la produzione di celle e pannelli fotovoltaici, garantendo la massima precisione e accuratezza anche in operazioni estremamente delicate, come la movimentazione delle celle più sottili, la saldatura di contatti elettrici e l'incorniciatura dei pannelli, che si tratti di sistemi tradizionali o a film sottile. Inoltre, l'esperienza di ABB negli impianti robotizzati di saldatura è un aiuto indispensabile per la produzione di strutture di sostegno dei pannelli.



Acea Reti e Servizi Energetici (Acea RSE) è la Energy Service Company (E.S.CO.) del Gruppo Acea. Opera nel settore dell'energia proponendo al mercato soluzioni energetiche sostenibili finalizzate al risparmio e all'efficienza energetica.

Acea RSE progetta, realizza e gestisce impianti finalizzati al risparmio energetico, anche attraverso l'utilizzo di fonti rinnovabili di energia e della cogenerazione; effettua diagnosi energetiche, controllo e revisione dei costi energetici di utenze complesse per uso civile, industriale e commerciale e svolge attività finalizzate all'incremento dell'efficienza degli usi finali dell'energia, fornendo servizi integrati, prestazioni e lavori per la realizzazione e la gestione di interventi ammissibili ai sensi dell'Art. 5 comma 1 del DM 20 luglio 2004.

Il mercato del fotovoltaico è oggi costituito da tanti operatori di piccole-medie dimensioni che spesso non offrono tutte le garanzie che si rendono necessarie quando si intraprende un investimento con durata almeno ventennale. ACEA RSE ha affrontato il tema cercando di perseguire due obiettivi fondamentali: massime garanzie sulle prestazioni degli impianti e forti economie di scala. Ha pertanto rea-

lizzato nel corso degli ultimi quattro anni, nelle regioni del centro-sud Italia 74 MWp c.ca di impianti fotovoltaici di cui 47 MWp di proprietà.

La proposta di Acea RSE, basata su appropriate tecnologie in grado di rispondere alle diverse esigenze del cliente, si può configurare nelle seguenti modalità:

- Progettazione, realizzazione e gestione impianti FV di proprietà, con relativa gestione e manutenzione su siti propri o in locazione pluriennale;
- Progettazione, realizzazione e gestione impianti a FER con servizio energia, garantendo la fornitura del fabbisogno elettrico alle migliori condizioni di mercato, riconoscendo al cliente agevolazioni economiche, in misura della superficie occupata dall'impianto;
- Progettazione, realizzazione e gestione impianti FV conto terzi, con impegni di EPC ed O&M;
- Monitoraggio e servizi di O&M, di impianti a FER, per conto terzi;
- Progettazione, realizzazione e gestione, di sistemi e soluzioni finalizzate al miglioramento del rendimento energetico ed alla eliminazione degli sprechi nel settore dei Servizi e delle Imprese



CONERGY

Conergy Italia, che fa capo all'omonimo Gruppo tedesco, da sempre promuove il fotovoltaico come forma di investimento ad alto rendimento ed elevata sostenibilità ambientale.

Con oltre 250 MW venduti dalla sua nascita nel 2005 ad oggi, Conergy Italia S.p.A è una delle realtà più consolidate del fotovoltaico italiano, un'impresa in continua crescita che ha sede a Vicenza con un'unità di sviluppo progetti in Puglia.

Sede italiana di Conergy AG, gruppo leader nel fotovoltaico internazionale quotato alla Borsa di Francoforte e con 20 anni di competenza nel settore, conta filiali dirette in 16 Paesi, si impone come punto di riferimento per tutti gli operatori del solare. Si rivolge a distributori, installatori, clienti commerciali o privati ed investitori interessati in parchi solari attraverso l'esperienza e la competenza tecnica di un management che coniuga la passione per soluzioni energetiche eco-compatibili con efficaci modelli organizzativi.

La rete italiana

Conergy costituisce un unico punto d'acquisto specializzato dove gli installatori possono reperire tutto l'occorrente per la realizzazione dell'impianto: moduli, inverter, strutture di montaggio per ogni applicazione, sistemi di monitoraggio e accessori. Agli installatori l'azienda offre numerosi servizi, come kit pre-configurati per piccoli impianti, assistenza pre e post-vendita, formazione, programmi di partnership. Per rendere sempre più efficace la collaborazione con gli installatori, dal 2008 Conergy ha creato una rete di fiducia grazie all'iniziativa "Installatore Fotovoltaico Accreditato Conergy". Attraverso di essa gli Installatori Accreditati, oggi più di 180, possono accedere a numerosi servizi.

Academy

Fin dalla sua nascita, Conergy ha promosso diverse iniziative allo scopo di sviluppare le conoscenze sul fotovoltaico di qualità. Queste iniziative comprendono corsi di formazione, seminari tecnici, pubblicazioni e manuali, webinar (seminari on-line) e sono coordinate da Conergy Academy, un gruppo di lavoro che riunisce componenti dello staff di diverse aree aziendali: marketing, product management e progettazione.

Certificazioni

150 milioni di fatturato nel 2010, 60 dipendenti, più di 180 installatori accreditati, impianti costantemente monitorati fanno di questa impresa moderna un vero modello di riferimento per l'utenza. Lo dimostrano gli attestati di certificazione ottenuti in questi anni: il Certificato di sistema gestione qualità ISO 9001 n° 501009225, il Certificato di sistema gestione salute e sicurezza sul lavoro OHSAS 18001 n° 11-102-808, l'Attestazione SOA OG9 VII n° 9512/04/00. Attualmente è in corso la certificazione ISO 14001 che fissa i requisiti di un sistema di gestione ambientale. Pur non essendo un'impresa manifatturiera, la mission aziendale di Conergy è di sviluppare business nel rispetto dell'ambiente dando attenzione alle proprie risorse. L'attestato dimostrerà che l'organizzazione certificata ha un sistema di gestione idoneo a tenere sotto controllo gli impatti ambientali delle proprie attività, ricercandone sistematicamente il miglioramento in modo coerente, efficace e soprattutto sostenibile.

Produzione

Attraverso un output produttivo flessibile che possa soddisfare un mercato altalenante, Conergy Italia si avvale degli skill produttivi degli impianti tedeschi di Frankfurt Oder per la produzione totalmente automatizzata dei moduli, consentendo di realizzarne un numero più elevato. La produzione di celle e wafer è invece affidata a partner internazionali che garantiscono tecnologie produttive e controlli qualità ai massimi livelli, capitalizzando il know how Conergy in termini di criteri di valutazione della qualità delle celle sviluppata in 15 anni e di oltre 1GW di prodotto installato. Altissima professionalità e competenza le chiavi di successo degli impianti realizzati da Conergy in tutta Italia.

Conergy inoltre costituisce un unico referente a cui i clienti possono affidare, con garanzia di bancabilità, lo sviluppo, la realizzazione e la manutenzione del proprio impianto fotovoltaico. Infatti Conergy offre, su tutto il territorio italiano, la possibilità di realizzare un vero e proprio impianto chiavi in mano non solo ad investitori ma anche a partner che si occupano di installazione ma che non godono di determinati requisiti necessari ai fini della certificazione finanziaria.



Edison è uno dei principali operatori italiani nell'energia, produce, importa e vende energia elettrica e idrocarburi. Dalla sua fondazione nel 1884 è al servizio dello sviluppo delle imprese italiane e della crescita del Paese, anche con offerte vantaggiose di elettricità e gas per le famiglie. Il Gruppo ha circa 4000 dipendenti ed è presente in oltre 10 Paesi in Europa, Africa e Medio Oriente.

Edison può contare su un parco centrali tra i più efficienti ed ecocompatibili in Italia e nel 2011 ha prodotto 33,2 TWh di energia elettrica di cui 6 TW da fonti rinnovabili. Gestisce, direttamente o tramite società controllate, oltre 2 GW di capacità produttiva di cui 1,74 GW di idroelettrico, 459 MW di eolico, 15 MW di Fotovoltaico e 6 MW di Biomasse. La crescita nel settore degli idrocarburi è perseguita attraverso l'espansione delle attività di Exploration & Production, la rigassificazione presso il terminale LNG di Rovigo e l'aumento della capacità di stoccaggio in Italia. Il gruppo Edison è inoltre coinvolto nello sviluppo di infrastrutture

internazionali di trasporto del gas come i metanodotti ITGI (Grecia-Turchia-Italia) e Galsi (Algeria-Italia).

Edison è attiva inoltre nel settore dell'efficienza energetica. Il modello che Edison promuove è semplice ma innovativo: mettendo a disposizione la sua esperienza di operatore energetico, Edison analizza la struttura dei consumi del cliente, impegnandosi sul conseguimento del risultato attraverso interventi di ottimizzazione e di autoproduzione. Edison è disponibile ad intervenire con proprie risorse finanziarie per sostenere l'investimento, a vantaggio non solo del cliente ma anche della collettività, con evidenti ricadute positive in termini di contenimento delle emissioni.

Edison dedica infine particolare attenzione all'attività di innovazione nel settore delle energie rinnovabili attraverso la propria Ricerca e Sviluppo che gestisce – tra l'altro – un'area test in Calabria per la sperimentazione ed il confronto di sistemi fotovoltaici tradizionali, innovativi ed a concentrazione.



Enel Green Power è la società del Gruppo Enel interamente dedicata allo sviluppo e gestione delle attività di generazione di energia da fonti rinnovabili a livello internazionale, presente in Europa e nel continente americano.

Con una capacità di generazione di energia da acqua, sole, vento e calore della terra pari, nel 2011, a 22,5 miliardi di kWh – una produzione in grado di soddisfare i consumi di oltre 8 milioni di famiglie e di evitare l'emissione in atmosfera di più di 16 milioni di tonnellate di CO₂ - Enel Green Power è leader a livello mondiale, grazie a un mix di tecnologie ben bilanciato, con una produzione largamente superiore alla media del settore. Infatti, il load factor medio (ossia il rapporto tra la produzione annua netta e la produzione teorica ottenibile in un anno – per un totale di 8.760 ore – ai MW nominali) è stato pari nel 2011 a circa il 40%, più alto dei competitor grazie alla forte presenza di geotermico e idroelettrico. L'Azienda ha una capacità installata di 7.100 MW, con un mix di fonti che comprende l'eolico, il solare, l'idroelettrico, il geotermico e le biomasse. Ha l'obiettivo di incrementare la capacità installata di 4.500 MW entro il 2016 con investimenti per 6,1 miliardi di euro.

Come nel resto del mondo, in Italia la Società è presente in tutte le tecnologie, idroelettrico, geotermico, eolico e fotovoltaico, con una leadership assoluta nella geotermia – uno dei più grandi poli geotermici al mondo è quella di Larderello e Monte Amiata in Toscana – e una forte presenza nell'idroelettrico.

Attualmente, i 650 impianti operativi di EGP sono collocati in 16 paesi in Europa e nel continente americano. Questa diversificazione geografica consente di massimizzare le opzioni strategiche di crescita e di minimizzare, contestualmente, i rischi regolato-

ri e di paese. Ogni paese nel quale la Società opera adotta infatti differenti schemi di incentivazione, a seconda delle fonti impiegate. Comunque, soltanto il 23% dei ricavi della Società dipende da incentivi governativi.

Con la controllata Enel.si - leader nazionale nella realizzazione di impianti fotovoltaici per famiglie e imprese con oltre 300 MW installati - la Società conta inoltre su una capillare rete di franchisee con 700 installatori qualificati presenti su tutto il territorio nazionale.

Tra le attività industriali importanti, la fabbrica per la realizzazione di pannelli fotovoltaici in joint venture con Sharp e STMicroelectronics. La fabbrica è la più grande d'Italia, con una capacità produttiva annuale di pannelli fotovoltaici a film sottile multi-giunzione pari a 160 MW, e una tra le più grandi in Europa, oltretutto la più avanzata tecnologicamente.

Enel Green Power è tra i soci fondatori di Dii (Desertec industrial initiative) nata per sviluppare il progetto Desertec finalizzato all'applicazione di tecnologie rinnovabili nelle zone desertiche, attraverso la cooperazione tra Europa, Africa Settentrionale e Medio Oriente.

Enel Green Power apporterà al progetto le sue competenze e la sua esperienza nel settore delle rinnovabili, solare, eolico e geotermico – settore nel quale ha una leadership tecnologica riconosciuta a livello mondiale - e l'impegno nello sviluppo di nuove tecnologie: nel fotovoltaico e nel solare termodinamico, settore quest'ultimo che ha visto la realizzazione in Sicilia dell'impianto Archimede, la prima centrale al mondo che integra totalmente un ciclo combinato a gas e un impianto solare termodinamico a sali fusi per la produzione di energia elettrica.



power

Enipower è la società di Eni per le attività di generazione di energia elettrica, di vapore e per la produzione e commercializzazione di pannelli e impianti fotovoltaici. La tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza delle proprie risorse umane, oltre ai rapporti con il territorio e con gli stakeholder, sono obiettivi primari nelle logiche gestionali dell'azienda. Enipower e le sue società controllate dispongono di 8 centrali di generazione elettrica, vapore tecnologico e acqua surriscaldata, con una potenza elettrica installata di oltre 5,3 GW, insediate nei siti industriali di Ravenna, Ferrara, Mantova, Ferrera Erbo-gnone, Livorno, Brindisi, Taranto e Bolgiano.

La società sta completando un piano di investimenti che comporta la graduale sostituzione degli impianti tradizionali, acquisiti alla sua costituzione, con moderni impianti a ciclo combinato, alimentati a gas naturale, che garantiscono standard elevati per la sicurezza e la salute delle risorse umane impiegate e per la salvaguardia dell'ambiente.

Nel comparto fotovoltaico, Enipower dispone dal giugno 2006 di un sito produttivo, localizzato a Nettuno, nei pressi di Roma, dove si realizzano celle e moduli multi-cristallini. Lo stabilimento si estende su una superficie di circa 34.000 m² di cui 8.000 coperti, divisi in aree produttive, uffici e laboratori, aree di servizio tecnico e magazzini. La linea di pro-

duzione ha una capacità installata di circa 30 MW. L'impianto è in grado di produrre celle solari ad alta efficienza a base di silicio multi-cristallino mediante utilizzo di moderne tecnologie. Le linee di produzione dello stabilimento sono costituite da una serie di apparecchiature automatiche che sottopongono la materia prima acquistata sul mercato ("fette" di silicio o wafer dello spessore di circa 200 micron) a un trattamento chimico-fisico per la trasformazione in cella fotovoltaica, con una serie di processi consecutivi.

Enipower fornisce pannelli con il marchio Euro-solare®, principalmente alle piccole-medie imprese. Essa si serve del supporto di società esterne solamente per la fase di assemblaggio delle celle fotovoltaiche in pannelli e per l'installazione di impianti fotovoltaici. Per la fornitura dei diversi componenti dei moduli (EVA, vetri e cornici in alluminio) e dell'impianto (inverter e componentistica elettrica), l'impresa indice delle gare d'appalto cui partecipano fornitori pre-selezionati che hanno la possibilità di ottenere contratti di fornitura di lungo periodo.

Ad oggi la Società ha realizzato numerosi impianti di taglia variabile da un minimo di 10 kW fino a sistemi PV superiori ad 1 MW, sia su terreno che su copertura.



La Fondazione Silvio Tronchetti Provera, costituita il 12 giugno 2001, da statuto promuove attività di sostegno alla ricerca nei settori dell'economia, della scienza, della tecnologia, del management e della formazione. Dalla data della sua costituzione ad oggi la Fondazione ha attivato più di 200 borse di studio nei settori delle energie rinnovabili, dei materiali avanzati, delle nanotecnologie, della fotonica, della meccanica avanzata, delle green technologies e di quelle della scienza della vita.

Nel campo delle nuove energie la Fondazione ha avviato parecchie ricerche con varie Università e centri di ricerca tra cui le più significative sono :

- Microgenerazione (Micro combined heat and power) basata sulle fuel cell per basse potenze elettriche (1-3 KW) e Termiche (8-10 KWTH)
- Sistemi di energy saving basati su Green IT e Green Software
- Fotonica per energia:
 - Il progetto ha come obiettivo generale lo sviluppo di nuove tecnologie atte ad aumentare l'efficienza dei pannelli per la produzione di energia solare fotovoltaica e ridurre i costi di produzione con lo scopo ultimo di aumentare la competitività di questa fonte sul mercato dell'energia
- Minienergie: la Fondazione è impegnata nella definizione di nuove piattaforme per :
 - Mini Hydro
 - Mini Eolico
 - Min solare termodinamico
- Nuovi sensibilizzatori a base porfirinica per celle solari organiche di tipo GRÄTZEL

Infine, di grande significato la collaborazione, siglata il 18 ottobre 2010, con l'Agenzia per la diffusione delle tecnologie per l'innovazione, che riporta direttamente alla Presidenza del Consiglio dei Ministri. La collaborazione consentirà nello specifico di condividere la promozione e l'organizzazione di un *osservatorio internazionale sulle energie rinnovabili* che, in una prima fase, comprenderà il fotovoltaico, le biomasse e le mini energie quali il mini hydro, il mini eolico ed il mini solare termico. I primi risultati verranno presentati in un convegno previsto per la prima metà del 2011.



SUPERARE I LIMITI

Dal 1945 Fronius International GmbH è impegnata nella ricerca di nuove tecnologie per la trasformazione dell'energia elettrica, il che significa oltre sei decenni di esperienza, progressi e innovazione continua. Oltre alla divisione Energia solare, l'azienda con sede principale a Pettenbach, Alta Austria, svolge con successo la propria attività anche nei settori Sistemi caricabatterie e Tecniche di saldatura. Prodotti e servizi d'eccellenza fanno di Fronius Energia Solare il leader di qualità sul mercato mondiale, nonché un esempio di sostenibilità.

La divisione Energia solare si occupa dello sviluppo e della produzione di inverter ad alte prestazioni per impianti fotovoltaici collegati alla rete a partire da 1 kW. L'assortimento di prodotti è completato da una vasta gamma di componenti per il monitoraggio degli impianti, la visualizzazione e l'analisi dei dati professionali.

La divisione Energia solare si occupa di fotovoltaico dal 1992 e distribuisce i suoi prodotti attraverso una rete globale di partner commerciali. Con le attuali 19 filiali Energia solare, Fronius svolge la propria attività in tutto il mondo con grandissima competenza. La quota di esportazione del 99% è un indicatore dell'elevato grado di internazionalizzazione di Fronius Energia solare.

Nel 2005 è iniziato il progetto italiano, che si è poi maggiormente concretizzato con la nascita di Fronius Solarelectronic Srl. Energie Rinnovabili nel gennaio 2008. La cura del supporto tecnico e del servizio post vendita ha caratterizzato la filiale italiana fin dalla sua nascita. La presenza di Fronius sul territorio è sinonimo di vicinanza e cura dei nostri clienti, per garantire loro una stretta ed efficace collaborazione. Dal 2009, Fronius Solarelectronic S.r.l. Energie Rinnovabili è diventata una vera e propria filiale, staccandosi dalla casa madre anche per quanto riguarda i reparti commerciale, amministrativo e marketing. Presso la filiale italiana prosegue il programma di formazione tecnica rivolto agli installatori, per of-

fruire loro l'abilitazione a diventare nostri Fronius Service Partner, e quindi a poter svolgere assistenza tecnica sui nostri inverter: oggi contiamo sul territorio oltre 400 Fronius Service Partner.

Gli inverter Fronius sono divisi in 4 serie, a seconda delle caratteristiche e della loro potenza nominale: La serie Fronius IG comprende inverter efficienti e dall'alta affidabilità, per impianti FV con potenza da 1,3 a 4,6 kW.

La serie Fronius IG Plus rappresenta il perfezionamento del concetto applicato alla serie IG, e comprende inverter con una potenza in uscita da 3 a 12 kW. Con il 95,9%, Fronius IG Plus vanta uno dei gradi di efficienza massima più elevati tra tutti gli apparecchi dotati di trasformatore ad alta frequenza. Guadagno garantito al 100%, versatilità e massima affidabilità sono le caratteristiche che rendono questi apparecchi i migliori della loro categoria.

La serie Fronius IG TL unisce tutti i vantaggi di un concetto di inverter senza trasformatore con gli elevati requisiti in termini di innovazione e qualità di Fronius. Gli inverter di questa serie godono del monitoraggio del sistema integrato di serie, che comprende il rilevamento dei guasti alle stringhe e l'emissione di codici di stato dettagliati.

La serie Fronius CL comprende gli inverter centralizzati ottimali per gli impianti FV di diverse centinaia di kilowatt. L'esclusiva struttura modulare del sistema e il concetto Fronius MIX™ sono le caratteristiche distintive di Fronius CL. A seconda dell'irraggiamento solare e in funzione delle ore di esercizio, vengono attivate o disattivate fino a 15 fonti d'energia identiche. In questo modo si ottimizzano le condizioni di carico, assicurando i massimi guadagni dell'impianto FV soprattutto nella gamma di carico parziale.

Tutti gli inverter Fronius sono forniti con garanzia standard 5 anni. Dal 1° gennaio al 31 dicembre 2012, Fronius Solarelectronic offre la possibilità di acquistare gli inverter con garanzia 20 anni a metà prezzo.

MARTIFER

SOLAR

Martifer Solar fa parte del Gruppo Martifer, un gruppo industriale multinazionale con oltre 3.000 dipendenti le cui aree di business principali sono le costruzioni metalliche e l'energia solare. Martifer SGPS, SA è la società holding del Gruppo ed è quotata alla Borsa di Lisbona da giugno 2007.

Nel 2011, il fatturato relativo al suo core business ha raggiunto i 550 milioni di euro.

Martifer Metallic Construction è la divisione leader nel mercato e nell'innovazione del settore delle costruzioni metalliche, e mira a conseguire posizioni di leadership in mercati selettivi come Europa, Brasile ed Angola.

In quest'area l'azienda produce anche componenti ed attrezzature per l'energia rinnovabile, come componenti eolici e strutture offshore.

Nel settore solare, Martifer Solar è presente in tutto il mondo ed è focalizzata su EPC, O&M e distribuzione di moduli e componenti, grazie alla sua consociata Mprime.

Martifer Solar ha sede in Portogallo ma è anche presente in Europa (Spagna, Italia, Grecia, Belgio, Francia, Repubblica Ceca, Slovacchia, Regno Unito e Germania), America del Nord e America Latina (Stati Uniti, Canada, Messico e Cile), Africa (Capo Verde, Mozambico e Sud Africa) e Asia (India, Emirati Arabi Uniti e Singapore).

Martifer Solar ad oggi ha partecipato alla realizzazione di oltre 200 MW di energia solare fotovoltaica in tutto il mondo.

Martifer Solar dispone inoltre di una fabbrica di assemblaggio di moduli solari fotovoltaici policristallini interamente automatizzata, con una capacità produttiva iniziale pari a 50 MW, espandibile a 100 MW. L'impianto di produzione di moduli solari, completamente robotizzato grazie alle tecnologie Spire e KUKA, è situato nel complesso industriale del Gruppo Martifer ad Oliveira de Frades e può contare sulle tecnologie più avanzate e sui più sofisticati strumenti per la produzione di moduli ad alta qualità.

I moduli Martifer Solar sono stati utilizzati in Italia

negli impianti di Posta Conca e Posta Piana, Alessandria fase 2 e Cremona.

Martifer Solar Srl nasce nel gennaio 2008, con sede a Milano. Nel corso del 2008 e 2009, ha realizzato impianti fotovoltaici su strutture fisse (Alessano 1 MW), su inseguitori monoassiali (Casteltermini 3 MW) e su inseguitori biassiali (Vaglio fase 1 e 2, 3 MW), per un totale complessivo di 8 MW.

L'azienda ha concluso nel 2010 la costruzione di oltre 24 MW di impianti chiavi in mano. Nello specifico: Chiaramonte Gulfi (4 MW su inseguitori monoassiali), Giarratana (2 MW su inseguitori monoassiali), Vittoria (1,45 MW su inseguitori monoassiali), Acate (1,6 MW su strutture fisse), Alessandria fase 1 (2,08 MW su strutture fisse), Pozzo D'Adda (3 MW su strutture fisse), Monreale (5 MW su inseguitori monoassiali tilt 0°), Posta Conca (1 MW su strutture fisse), Posta Piana (1 MW su strutture fisse), Castelleone (1 MW su strutture fisse), Alessandria fase 2 (2,08 MW su strutture fisse).

Nel 2011, l'azienda ha superato un totale complessivo di 45MW installati in tutta Italia: Caltagirone (11MW film sottile su strutture fisse), Noto (1 MW su inseguitori monoassiali), Bientina (1 MW su inseguitori monoassiali tilt 0°), Ikea Brescia (0,4 MW su tetto), Ikea Corsico Milano (0,6 MW su tetto).

Attualmente Martifer Solar Italia sta sviluppando e realizzando diversi impianti, principalmente su tetto, in tutta Italia.

Inoltre, gli impianti di cui sopra sono entrati nella fase di Operation&Maintenance, con un team specializzato nel monitoraggio, nella manutenzione preventiva e in quella correttiva.

L'azienda italiana conta oltre 55 dipendenti, dei quali una quarantina lavora presso la sede di Milano e i restanti sono dislocati presso i cantieri.

L'età media, intorno ai 33 anni, è indice di una realtà giovane e dinamica, che affianca professionisti a brillanti figure junior. Inoltre, l'ambiente lavorativo è multietnico e multiculturale, con un organico composto da diverse nazionalità, che rispecchia il respiro globale delle rinnovabili.


MEDIOCREDITO ITALIANO

Mediocredito Italiano è la banca del gruppo Intesa Sanpaolo che rappresenta il centro di eccellenza, innovazione e specializzazione a supporto delle piccole e medie imprese. Riunisce tutte le competenze e le esperienze di un grande Gruppo per rispondere, con attività specialistiche e centri di eccellenza, alle esigenze di finanziamento degli investimenti delle PMI.

Opera all'interno della Banca dei Territori, al servizio della rete di tutto il gruppo Intesa Sanpaolo. Si rivolge principalmente alle imprese con fatturato da 2,5 a 150 milioni lungo la filiera del credito industriale e specialistico.

Mediocredito Italiano, che può contare sulla professionalità di oltre 400 professionisti, ha sviluppato modello operativo che prevede di sostenere la rete bancaria più capillare esistente sul territorio italiano con circa 5.600 filiali (di cui quasi 300 esclusivamente dedicate alle aziende) attraverso una duplice logica di eccellenza e di specializzazione.

Da un lato sono stati creati dei centri di eccellenza per tutte le attività di credito a medio lungo termine, dal credito ordinario e agevolato agli incentivi alla ricerca & sviluppo, sino alla finanza strutturata. Dall'altro il modello di servizio si basa su desk specialistici che operano nei settori cosiddetti "ad alta velocità" del nostro Paese: Energia, Reti e Ricerca, Turismo, Cinema & Entertainment, Navale, Alimentare, Meccanica, Sistema Casa e Costruzioni. Le logiche che hanno portato all'individuazione di questi desk sono basate sui seguenti parametri: settori in espansione con un livello di investimenti superiori alla media; elevata specializzazione con conseguente richiesta di soluzioni finanziarie non riscontrabili in strutture ordinarie; operatività in settori che danno un forte contributo sul valore della produzione.

Tali centri specialistici garantiscono un'approfondita e puntuale analisi e gestione dei progetti di maggiore complessità, un continuo aggiornamento sull'andamento e le tendenze dei mercati specifici e

predispongono nuovi prodotti da mettere al servizio del gruppo Intesa Sanpaolo, che si propone di diventare il partner primario per lo sviluppo e la crescita delle PMI.

In particolare, per il settore dell'energia, l'attività del Desk specialistico si pone nell'ottica di un servizio completo di assistenza e consulenza rispetto a tutte le problematiche che riguardano soprattutto lo sviluppo di energie da fonti rinnovabili. Il Desk Energia di Mediocredito Italiano si compone di un team di professionisti del settore dedicato a esaminare la sostenibilità dei progetti e a ricercare le soluzioni più idonee a supporto delle diverse iniziative d'investimento.

Gli specialisti del Desk mettono a disposizione le loro competenze sia in sede di valutazione delle caratteristiche progettuali sia di costruzione della struttura finanziaria anche indicando, se richiesto, partner tecnici e/o industriali. Il supporto consulenziale è mirato inoltre ad illustrare agli imprenditori i migliori percorsi di accesso alle agevolazioni di volta in volta disponibili.

Il Desk Energia fa ricorso a modelli di analisi e di valutazione creati ad hoc che tengono conto, oltre che degli elementi economico-patrimoniali delle aziende investitrici, anche delle caratteristiche tecnologiche e ambientali più specifiche dei progetti e della loro capacità di generare flussi di cassa, consentendo un esame accurato del merito complessivo delle iniziative.

Il Desk fornisce quindi un servizio completo, che spazia dagli aspetti tecnici, amministrativi, legali, regolatori e creditizi fino alla consulenza sui nuovi indirizzi tecnologici e i trend di mercato.

Mediocredito Italiano ha origine dal Mediocredito Lombardo che ha rappresentato per oltre cinquant'anni l'impegno a sostenere una via alla crescita attraverso lo sviluppo delle piccole e medie imprese, con uno sguardo sempre orientato alla progettazione di soluzioni finanziarie specialistiche e personalizzate alle esigenze di ogni cliente.



MX Group Spa è una società italiana produttrice di moduli fotovoltaici e specializzata nella realizzazione di grandi impianti chiavi in mano in qualità di EPC contractor. L'azienda ha registrato negli anni un trend di crescita molto rilevante affermandosi come una delle maggiori realtà industriali del settore a livello europeo e contribuendo alla creazione di centinaia di posti di lavoro.

L'impianto del primo stabilimento per la produzione di moduli fotovoltaici risale al 2006, con l'avvio dell'attività di Solarday spa a Mezzago. Il secondo sito produttivo, altamente automatizzato, è operativo dal 2009 nella sede di MX Group Spa a Villasanta. Inoltre dal 2010 MX Group ha varcato la frontiera atlantica avviando l'attività di MX Solar Usa con un nuovo stabilimento, negli Stati Uniti, che contribuisce ad attestare la capacità produttiva nominale del gruppo oltre i 300 MW annui.

Dalla seconda metà del 2012 MX Group sarà impegnata in qualità di EPC contractor nello sviluppo dell'intero progetto One Giga per la realizzazione del parco solare più grande del mondo, da 1 GW in Serbia.

Produzione, EPC e progetti di ricerca e sviluppo sono le principali aree di attività del gruppo che, grazie alle vaste competenze tecniche interne, realizza prodotti di elevata qualità sviluppando inoltre soluzioni personalizzate attraverso una costante innovazione.

L'attività di EPC è centrale per MX Group, che si posiziona come operatore di riferimento del settore per aziende, enti pubblici e per investitori privati, con un consistente storico di installato che testimonia l'eccellente rendimento energetico degli impianti.

Il team tecnico della divisione EPC sviluppa il progetto in ogni sua fase, dai rilievi sul sito all'installazione, gestendo tutto il processo per le necessarie autorizzazioni e per l'ottenimento degli incentivi;

il servizio di post vendita dedicato alla cura e alla soddisfazione dei clienti nel tempo è parte integrante della struttura.

L'assistenza e il controllo degli impianti sono assicurati con accordi di manutenzione e gestione pluriennali a garanzia del servizio e del rendimento energetico degli impianti durante il loro intero ciclo di vita.

MX Group Spa opera con un modello di business fondato su offerte di prodotti e servizi ad alto valore aggiunto - come nel caso della sostituzione delle coperture in amianto con impianti fotovoltaici - con l'obiettivo di soddisfare con soluzioni idonee la domanda di un mercato in continua evoluzione.

Tra i prodotti di punta del gruppo spicca la gamma dei moduli 60 celle in silicio multi cristallino, altamente efficienti e con tolleranze di potenza solo positive, da cui si sviluppa un'offerta di moduli custom, personalizzabili in base alle esigenze dei clienti e dei mercati di riferimento in Europa e nel resto del mondo. L'offerta include moduli per applicazioni architettoniche e per la totale integrazione su tetti, moduli in vetro-vetro, soluzioni per la realizzazione di pensiline fotovoltaiche per parcheggi o la per la ricarica di bici e veicoli elettrici, sistemi di monitoraggio e la fornitura di inverter solari e strutture di montaggio.

Il gruppo opera all'interno di un sistema di qualità totale, certificato sia per il prodotto sia per il processo industriale (factory inspection).

MX Group Spa è certificata UNI EN ISO 9001- 2008 per la qualità, OHSAS 18001:07 per la sicurezza, ISO 14001 per la gestione ambientale ed è qualificata SOA OG9 in classe VII e OS30 in classe II per l'esecuzione di lavori pubblici. L'azienda è inoltre iscritta ad IFI Comitato Industrie Fotovoltaiche Italiane, a Confindustria Monza e Brianza, e alla Fondazione Distretto Green and High Tech di Monza e Brianza, a testimonianza del suo forte radicamento sul territorio.



NRG AGRIVIS è una società a capitale privato i cui soci principali sono due famiglie imprenditoriali con solide esperienze industriali e commerciali risalenti agli anni '60. La società nasce nel 2009 dalla fusione delle esperienze e competenze distintive maturate dal gruppo AGRICAR (con AGRIVIS) e da collaborazioni con le più importanti realtà del settore delle energie rinnovabili, in particolare nel settore delle biomasse come business partner di gruppi internazionali quali BIOENER e VYNCKE. NRG AGRIVIS è partner di VIPIEMMESOLAR, una realtà di factoring, un'unità produttiva e di ricerca presente da anni sul territorio. I laboratori di ricerca di VIPIEMME si dedicano costantemente allo sviluppo di nuove tecnologie per la realizzazione di moduli fotovoltaici ad alto rendimento.

NRG AGRIVIS è fornitore di soluzioni e prodotti per i settori fotovoltaici. La mission della società è contribuire attivamente alla realizzazione di impianti a fonti rinnovabili in grado di produrre un'energia pulita, inesauribile e soprattutto conveniente in termini economici con tutta la competenza necessaria in un mercato complesso.

NRG AGRIVIS propone soluzioni fotovoltaiche per tutte le tipologie di esigenze, dalle aziende industriali e di servizi alle famiglie, nel campo dell'energia proveniente da fonte fotovoltaica, offrendo sia componenti sia impianti "chiavi in mano", dando così la possibilità di reperire tutto l'occorrente presso un unico fornitore-produttore.

NRG AGRIVIS realizza, in qualità di general contractor, impianti fotovoltaici chiavi in mano a partire dal supporto al Cliente per la redazione delle pratiche di legge, la progettazione elettrica e meccanica, l'approvvigionamento di moduli e strutture, l'installazione della soluzione individuata e definita "impianto fotovoltaico ottimizzato", il suo collaudo ed il post vendita attraverso contratti di Gestione & Manutenzione.

Gli impianti chiavi in mano, quindi, rappresentano l'attività principale e strategica dell'azienda nel settore fotovoltaico, la sfida che ogni giorno raccogliamo per l'individuazione della miglior soluzione energetica, tecnologica ed architettonica.

L'esperienza NRG AGRIVIS poggia le sue basi su realizzazioni in tutta Italia: dagli impianti chiavi in mano di piccola dimensione fissi su tetto, alle grandi centrali a terra ad inseguimento biassiale, con tecnologia interna Sun Catch System, e moduli di propria produzione o dei quali la società è importatrice in Italia.

NRG AGRIVIS ha creato Powernet, il network dedicato ai professionisti che vogliono collaborare con l'azienda diventando installatori. L'obiettivo è di collaborare con professionisti dislocati sul territorio nazionale con l'obiettivo di sviluppare insieme il mercato del fotovoltaico in Italia. Powernet dà agli installatori la possibilità di essere coinvolti con specifici contratti di subappalto nei progetti gestiti direttamente da NRG AGRIVIS.



REC (Renewable Energy Corporation), fondata in Norvegia nel 1996 è un'azienda leader nel settore solare con produzione verticalmente integrata di moduli fotovoltaici (tre divisioni di business, REC Silicon, REC Wafer e REC Solar, con varie sedi in Europa e nel mondo) circa 3700 dipendenti a livello globale ed un fatturato di 1,7 miliardi di Euro.

Un'azienda che continua un'incessante attività di ricerca tecnologica lungo tutte le fasi della sua catena produttiva. A partire da REC Silicon (leader mondiale nella produzione di materiali di silicio per i settori fotovoltaico, dei semiconduttori ed elettronico) e nei cui stabilimenti statunitensi di Moses Lake e Butte viene prodotto silicio attraverso l'utilizzo dei tradizionali reattori Siemens e silicio granulare (NextSi™) utilizzando l'innovativo processo proprietario del reattore a letto fluido (FBR) che permette un risparmio energetico in fase di produzione del 90%. Quest'ultima tecnologia, premiata con il Solar Industry Award 2011, fa sì che i moduli REC possano vantare, primi nel settore, un tempo di ritorno energetico (tempo necessario perché il modulo generi la stessa quantità di energia necessaria a produrlo) di un solo anno.

Anche REC Wafer, nelle sue sedi di Herøya (Norvegia) e Tuas (Singapore), lavora costantemente per produrre wafer di altissima qualità, utilizzando tecnologie proprietarie e riuscendo a produrre wafer dallo spessore sempre più ridotto e dagli elevati livelli di efficienza. I wafer prodotti in Norvegia inoltre permettono ai moduli REC Peak Energy EU di essere riconosciuti come moduli europei e beneficiare dell'incentivo aggiuntivo del 10% previsto dal Quarto Conto Energia.

REC Solar, è la divisione del gruppo che produce celle e moduli dalle elevate prestazioni. Nello sta-

bilimento di Tuas (Singapore), inaugurato nel 2010 e caratterizzato dalla produzione integrata e quasi completamente automatizzata di wafer, celle e moduli, l'azienda prevede per il 2012 di riuscire a raggiungere una potenza totale di 1GW di produzione. Qui viene prodotto il modulo REC PEAK ENERGY, che grazie alle caratteristiche e all'innovazione contenute nelle sue celle, ed alla esclusiva tecnologia Sunarc del suo vetro, assicura una maggiore produzione di energia per metro quadrato e classi di potenza, tutte a tolleranza positiva, fra i 225 ed i 250W. Moduli di alta qualità, elevati rendimenti e con una garanzia lineare di 25 anni sulla produzione energetica.

Performance superiore quella dei moduli REC, provata anche dal test sul campo del Photon Laboratory, che ha visto il modulo REC posizionarsi al primo posto a confronto con 45 fra i principali marchi concorrenti producendo in media il 6% in più degli altri.

Oltre al modulo tradizionale nel 2011 l'azienda ha anche lanciato il suo nuovo prodotto REC PEAK ENERGY INTEGRATED, concepito per sistemi solari integrati su tetto che combina alla potenza dei moduli solari REC il comprovato sistema di installazione Solrif™. Questa soluzione è impermeabile ed esteticamente bella e può essere installata direttamente nel tetto, sostituendo i convenzionali materiali di costruzione, sia per tetti nuovi che per ammodernamenti.

Qualità, efficienza, sostenibilità i tratti distintivi del gruppo REC, che grazie alla sua ormai ventennale esperienza nel settore, alla sua integrazione verticale e alla sua solidità finanziaria si posiziona come uno fra i principali leader internazionali del fotovoltaico.



Saint-Gobain, nata nel 1665, oggi è presente in 64 Paesi con circa 195.000 dipendenti per un fatturato di 42.1 miliardi di euro nel 2011.

Saint-Gobain produce e distribuisce materiale per la costruzione e promuove soluzioni innovative in linea con la domanda sempre crescente di efficienza energetica e del rispetto ambientale.

Saint-Gobain Solar è la divisione del Gruppo Saint-Gobain dedicata all'energia solare presente in vari Paesi del Mondo. E' presente sull'intera filiera: componenti per il mercato dei concentratori solari di potenza (specchi altamente performanti, collettori in ceramica per torri a concentrazione, pads,...), componenti Hightech per moduli fotovoltaici (vetri speciali, plastiche altamente performanti,...), moduli fotovoltaici cristallini e a film sottile basati su tecnologia CIS (Avancis).

Oltre a soluzioni fotovoltaiche tradizionali, Saint-

Gobain Solar produce ed integra negli edifici sistemi fotovoltaici innovativi dal design esclusivo.

Saint-Gobain ha deciso di scommettere sulla tecnologia CIS per la sfida della "grid parity".

Powermax è il modulo a film sottile con tecnologia CIS prodotto regolarmente ad oggi con efficienza energetica superiore al 12%. L'efficienza energetica in condizioni di luce debole o diffusa è la migliore tra le tecnologie fotovoltaiche e il rendimento energetico (kWh/kWp) è uno dei più alti del mercato.

La capacità attuale è di 120 MW in Germania e raggiungerà i 250 MW questo autunno con la nuova fabbrica in Corea.

Alla gamma innovativa, Saint-Gobain Solar affianca i servizi necessari per la sua rete di installatori tra cui la formazione, la progettazione, l'assistenza tecnica e la promozione commerciale.



SGS, leader mondiale nei servizi di ispezione, verifica, analisi e certificazione, è universalmente riconosciuta dal mercato come punto di riferimento per la qualità e l'integrità con cui opera nell'erogazione dei propri servizi. A livello internazionale SGS è presente in oltre 140 Paesi e impiega complessivamente 70.000 persone in oltre 1.350 sedi fra uffici e laboratori.

La sua struttura è quindi in grado di fornire risposte tempestive alle diverse esigenze dei propri Clienti. SGS offre una vasta gamma di servizi personalizzati, per consentire ai clienti di misurare – e quindi migliorare – sistemi, prestazioni e processi.

SGS offre servizi in tutti i settori merceologici, attraverso tecnici e professionisti propri, altamente qualificati e organizzati in 10 linee di business.

Ispezione

I servizi di ispezione interessano tutti i contesti e scenari di produzione e movimentazione di merci e materiali. Le attività ispettive sono svolte sia durante le diverse fasi del ciclo produttivo che nei punti critici della movimentazione dei prodotti.

Verifica

Le attività di verifica assicurano che prodotti e servizi siano conformi a standard internazionali e locali. La combinazione di presenza globale con conoscenza locale, esperienza e competenza in ogni settore, consente di coprire l'intera filiera, dalle materie prime al prodotto finito.

Analisi

L'attività consiste nell'esecuzione di test qualitativi e prestazionali dei prodotti a fronte di standard tecnici, di sicurezza e di legge attraverso un network mondiale di laboratori dotati delle più moderne e sofisticate strumentazioni.

Certificazione

L'attività certificativa si estende dai sistemi di gestione (qualità, ambiente, sicurezza, energia, etica sociale, ecc.) ai servizi e prodotti e consiste nell'attestazione di conformità sia agli standard nazionali e internazionali riconosciuti che a quelli direttamente elaborati dai singoli Clienti per specifiche esigenze.

Formazione

L'SGS Training Lab è la struttura formativa ideata da SGS per rispondere agli stimoli e alle proposte delle Imprese e dei Professionisti interessati a progettare nuovi percorsi formativi. L'approccio si basa sullo sviluppo di percorsi formativi disegnati per il raggiungimento di obiettivi personali, professionali e delle Imprese.

In ambito fotovoltaico, SGS offre una gamma completa di servizi per tutti gli attori della filiera. Il modello di business proposto, denominato Life Cycle Services, prende in esame l'intero ciclo di vita di un impianto, garantendo servizi volti a ridurre i rischi per tutti gli operatori. Il Life Cycle di un impianto e i principali servizi proposti sono:

- Fase concettuale: verifica e validazione di progetto, assistenza tecnica, due diligence tecnica, verifica dei calcoli di producibilità, valutazione del sito, supporto alla redazione di capitolati di gara, valutazione e qualifica dei fornitori, studi di impatto ambientale.
- Produzione della componentistica: certificazione dei moduli, test e collaudo di componenti, ispezioni di fabbrica (factory inspection), expediting, final acceptance test.
- Trasporto e installazione: pre-shipment inspection, supervisione al carico/scarico, supporto alla DL (Direzione Lavori), ispezioni tecniche di cantiere, controllo tecnico in fase di esecuzione.
- Commissioning: collaudo tecnico amministrativo, final acceptance inspection.
- In-Service: condition monitoring, failure analysis, gestione della manutenzione, verifica delle performance, end-of-warranty inspection, functional and safety tests.

Infine, SGS offre servizi di salute e sicurezza che vanno dall'analisi degli adempimenti, all'assistenza nel processo di qualifica di progettisti, fornitori, installatori e alla redazione dei relativi capitolati; dalla gestione del cantiere di installazione, all'analisi dei luoghi di lavoro; dalla predisposizione del DVR specifico del sito e del documento informativo per terzi e relativo DUVRI, all'integrazione delle procedure gestionali con aspetti di salute e sicurezza.

SIEMENS

Il Gruppo Siemens, con un'organizzazione articolata in quattro Settori - Energy, Industry, Healthcare, Infrastructure & Cities - è presente a livello mondiale con circa 360.000 collaboratori e un fatturato 2010/11 di 73,5 miliardi di Euro. Siemens S.p.A., attiva in Italia dal 1899, rappresenta una delle più importanti realtà industriali del Paese, con oltre 4.800 dipendenti e un fatturato pari a 2,5 miliardi di Euro nell'anno fiscale 2010/11. Il solo Settore Energy di Siemens ha chiuso l'anno fiscale 2011 il 30 settembre con un fatturato di circa 27,6 miliardi di euro e ha ricevuto nuovi ordini per un totale di oltre 34,8 miliardi di euro registrando un utile di più di 4,1 miliardi di euro. Dal 30 settembre 2011, il Settore Energy conta più di 97.000 collaboratori nel mondo. In un contesto caratterizzato da cambiamenti climatici, crescita della popolazione mondiale e aumento dell'urbanizzazione, oltre che dall'esigenza di rispettare i vincoli di emissioni previsti dal Protocollo di Kyoto, non si può prescindere dall'utilizzo di fonti alternative e rinnovabili.

Siemens, unico fornitore in grado di coprire tutte le esigenze del sistema energetico elettrico - dalla generazione alla trasmissione e distribuzione fino alla gestione dei consumi industriali e civili - è indiscusso leader in innovazione tecnologica e player di riferimento per la generazione da fonte rinnovabile nei settori eolico, fotovoltaico, solare termodinamico, idrico, biomasse e geotermico.

Nel settore fotovoltaico, Siemens si propone sia come partner per la progettazione esecutiva, la realizzazione e la manutenzione di impianti fotovoltaici chiavi in mano, sia come fornitore delle componenti tecnologiche fondamentali per la gestione efficiente degli impianti: inverter, quadri e trasformatori elettrici, sistemi scada (supervisory control and data acquisition) di monitoraggio elettronico e sistemi di videosorveglianza. Gli impianti realizzati, la modularità e l'integrazione dell'offerta Siemens

rappresentano i principali fattori del suo successo. In questo settore Siemens è attiva con tre principali approcci a questo business:

- Approccio "Chiavi in Mano" - EPC Contractor: consiste nella fornitura completa e realizzazione di impianti fotovoltaici chiavi in mano per impianti fotovoltaici a tetto ed a terreno di potenza superiore a 200 kWp. Per gli impianti realizzati, Siemens offre anche il servizio di gestione operativa e manutenzione, garantendone performance e disponibilità al fine di assicurare ai propri clienti il massimo rendimento per i loro investimenti.
- Approccio "EPC elettrico" - Balance of Plant: consiste nella fornitura completa - ad esclusione dei moduli - e realizzazione di impianti fotovoltaici. Anche in questo tipologia di approccio, Siemens offre il servizio di gestione operativa e manutenzione.
- Approccio "Fornitura prodotti": consiste nella fornitura della tecnologia Siemens attraverso la tradizionale rete commerciale.
- Siemens sta investendo molto anche in altre tecnologie che utilizzano l'energia del sole per produrre energia elettrica da fonte rinnovabile. Nel Solare Termodinamico (CSP - Concentrated Solar Power), oltre ad essere leader mondiale per la fornitura di turbine a vapore per applicazioni solari termodinamiche, Siemens ha ampliato ulteriormente il proprio scopo di fornitura con l'acquisizione sia di quote della società italiana Archimede Solar Energy (società che produce ricettori solari a sali fusi per impianti CSP), sia della società israeliana Solel (impianti a specchio parabolico).

Nel fotovoltaico a concentrazione (CPV - Concentrated Photovoltaic), Siemens ha recentemente acquisito quote della società americana Sempruis, attiva nella realizzazione di moduli ad alta concentrazione e sistemi tracker.



SMA Solar Technology è la prima azienda a livello mondiale nel campo degli inverter fotovoltaici e conta oltre trent'anni di esperienza. L'inverter, cuore intelligente degli impianti ad energia solare, è il componente strategico in grado di trasformare la corrente continua prodotta dalle celle fotovoltaiche in corrente alternata conforme alla rete del distributore.

Con un fatturato che, secondo i dati preliminari, si aggira sull'1,7 miliardi di euro nell'anno 2011 e oltre 20 GW di inverter installati nel mondo, il Gruppo SMA, che ha sede centrale a Niestetal in Germania, nei pressi di Kassel, è presente in quattro continenti con 19 filiali estere, tra cui SMA Italia con sede a Milano. Dal 2008 la casa madre SMA Solar Technology è quotata alla Borsa di Francoforte (S92) nel segmento Prime Standard e nell'indice TecDAX.

SMA Italia, filiale della tedesca SMA Solar Technology, nasce nel 2005; Valerio Natalizia, oggi Direttore Generale e Amministratore Delegato, ne è il fondatore. La nuova organizzazione di SMA Italia esalta la qualità del servizio offerto ai clienti, puntando ad un costante e tangibile supporto nella realizzazione di impianti fotovoltaici: consulenza pre-vendita e progettuale, assistenza tecnica post-vendita e programmi di manutenzione raggiungono ora il top dell'efficienza. In particolare, l'assistenza post-vendita è garantita dallo staff tecnico del reparto Service che, al telefono con la Service Line e su tutto il territorio italiano con le Service Stations, supporta chi ha scelto SMA.

La forza di SMA sta da sempre nel riconoscere le esigenze del mercato in anticipo e nello stabilire le

tendenze grazie alla continua innovazione tecnologica che consente di aumentare i benefici riducendo il prezzo specifico per Watt.

SMA è trend-setter anche dal punto di vista della formazione, del Customer Care e del Marketing, come dimostrato dall'ampia offerta di corsi di formazione della Solar Academy e dal Sunny PRO Club, il primo club creato dal marketing e dedicato ai professionisti del fotovoltaico.

La divisione Service, sia grazie all'assistenza telefonica sia attraverso una capillare rete di tecnici specializzati e operativi su tutto il territorio nazionale, aiuta trasversalmente chi, nel panorama fotovoltaico, ha scelto SMA.

SMA produce la più ampia gamma di inverter attualmente disponibile sul mercato, adatti a ogni tipo di modulo fotovoltaico e a tutte le potenze di impianto, sia per installazioni connesse alla rete sia per sistemi ad isola.

Diverse sono le famiglie di prodotti SMA: inverter sia per gli impianti residenziali di piccola taglia, con i prodotti Sunny Boy, sia per impianti di media potenza, con l'offerta Sunny Mini Central e gli inverter trifase Sunny Tripower. Inoltre, per le grandi installazioni, SMA offre la gamma dei Sunny Central che contribuisce a dare vita alle grandi centrali fotovoltaiche da diversi MW. SMA ha un ventaglio completo di soluzioni anche per il controllo e il monitoraggio degli impianti.

Gli inverter SMA si distinguono per l'altissimo grado di rendimento, che in alcuni dispositivi come il Sunny Tripower 20000 HE supera il 99%, a tutto vantaggio di una maggiore produzione di energia e un rapido ritorno d'investimento.



Solsonica è leader in Italia nella produzione di celle, moduli e soluzioni fotovoltaiche e nella ricerca e lo sviluppo di processi e prodotti innovativi per migliorare l'efficienza dei sistemi fotovoltaici.

La società è parte del Gruppo EEMS, multinazionale quotata al segmento Star di Borsa Italiana, che opera da oltre 40 anni nel mercato dei semiconduttori.

Solsonica è fra le poche realtà imprenditoriali in Italia che produce sia celle sia moduli fotovoltaici, grazie alla forte competenza industriale costruita in decenni di attività in un settore tecnologicamente avanzato e competitivo come quello della produzione di componenti elettronici ad alto contenuto tecnologico.

Il background industriale del Gruppo EEMS, l'orientamento e l'attitudine del top management a cogliere le sfide tecnologiche e una radicata "cultura del silicio" - unite ad una forte espansione della domanda di sistemi fotovoltaici - fanno di Solsonica uno dei più rappresentativi player italiani nel settore delle energie rinnovabili.

Solsonica produce nel proprio stabilimento italiano celle e moduli in silicio cristallino, controllando nei minimi dettagli tutto il processo produttivo per garantire la massima qualità di ogni singolo modulo.

Gli elevati standard di qualità ed efficienza dei prodotti, che si traducono in valore economico immediato per i clienti, e la capacità di progettare e sviluppare soluzioni personalizzate di diverse dimensioni e potenza, rendono Solsonica l'azienda italiana più affidabile del settore.

L'impegno di Solsonica inizia dalla selezione dei migliori fornitori di materie prime e continua con severi controlli lungo tutto il processo produttivo, per garantire a tutti soluzioni dalle prestazioni uniche. La scelta dei materiali e l'elevata automazione nei processi produttivi assicurano performance eccellenti e un'estrema affidabilità nel tempo: ecco perché Solsonica è in grado di offrire ai suoi clienti garanzie uniche al mondo.

Ogni modulo Solsonica supera, attraverso l'intero ciclo di produzione, oltre 30 controlli di qualità: dalla selezione delle materie prime, ai processi di produzione, fino al test di funzionamento e classificazione del prodotto finito.

Lo stabilimento produttivo di Solsonica, situato a Cittaducale in provincia di Rieti, si estende su di una superficie complessiva di oltre 181.000 mq2 ed impiega 260 dipendenti coinvolti nella produzione di celle, moduli e nell'engineering di sistemi fotovoltaici chiavi in mano.



Il Gruppo Sorgenia è il primo operatore privato del mercato italiano dell'energia ed uno dei principali protagonisti del mercato libero italiano del gas. L'azienda opera nelle fasi di approvvigionamento e vendita diretta, sia nel comparto elettrico sia in quello del gas naturale. Nel 2011 il Gruppo ha registrato un fatturato di 2,12 Mld €. L'azienda è molto sensibile al tema della produzione di energia da fonti rinnovabili e al momento opera nei comparti dell'idroelettrico, eolico, biomasse e fotovoltaico; partecipa inoltre al fondo di investimento Noventi, con sede in California, che finanzia l'attività di ricerca in nuove tecnologie riferite alle energie rinnovabili, tra cui il fotovoltaico, di società statunitensi, cinesi, taiwanesi e indiane.

Dell'attività fotovoltaica di Sorgenia si occupa la società Sorgenia Solar, che comprende circa 40 addetti. L'azienda, costituita nel 2005, ha sviluppato, progettato, costruito e tuttora gestisce impianti di proprietà di taglia medio – grande. Dopo la cessione a Terra Firma di circa 20 MW di impianti a terra nel 2011, attualmente dispone di 10 centrali per complessivi 10 MW installati ed ha in fase di costruzione o di autorizzazione diversi impianti su coperture di capannoni. Nell'anno in corso, Sorgenia Solar vedrà focalizzare la propria attività sullo sviluppo di impianti di proprietà sia nel segmento residenziale, con il programma Sole Mio, sia nel segmento degli impianti di medio-grandi dimensioni su coperture di capannoni con l'acquisizione del diritto di superficie dai proprietari degli immobili. L'obiettivo è quello di realizzare circa 40 MW

aggiuntivi nell'anno.

Sorgenia Solar si è strutturata per supportare tutte le fasi di sviluppo degli impianti, dalla generazione dell'opportunità tramite la propria rete commerciale, allo sviluppo autorizzativo, alla progettazione, fino alla gestione della costruzione e alla successiva attività di operation and maintenance. Sorgenia Solar è anche in grado di realizzare impianti fotovoltaici "chiavi in mano" e, grazie ad una rete commerciale che opera su tutto il territorio nazionale, di rivolgersi ad imprese e gruppi industriali italiani che intendono installare impianti nelle proprie aree produttive.

Per lo svolgimento delle sue attività, Sorgenia Solar ha stretto rapporti con alcuni importanti EPC contractors e con fornitori selezionati dei principali componenti; propone inoltre sul mercato moduli fotovoltaici prodotti all'estero con il proprio brand, di cui controlla la qualità nelle diverse fasi della produzione; questi moduli, oltre che utilizzati nei propri impianti, vengono proposti sul mercato degli installatori e dei distributori. L'azienda dimostra anche un forte interesse per la tecnologia dei moduli a film sottile, vantando una pluriennale esperienza di utilizzo dei moduli First Solar; i moduli a film sottile sono stati utilizzati sia su impianti di proprietà che su impianti di terzi. Sorgenia Solar collabora inoltre con istituti di credito, società di leasing e società specializzate nel credito al consumo per quanto concerne gli aspetti finanziari e assicurativi associati alla fornitura degli impianti.



Epc contractor con sede a Milano, SunSystem SpA è una società nata nel 2007 per progettare e realizzare sistemi fotovoltaici chiavi in mano.

Inizialmente concentrata sulla progettazione di grandi parchi fotovoltaici, SunSystem si è adattata ai continui cambiamenti del mercato, sviluppando know how specifici su tre differenti linee di business:

- Progetti speciali (oltre i 600 kWp)
- Impianti industriali (da 50 a 600 kWp)
- Utenze domestiche (sotto i 50 kWp)

A partire dal 2009 la società - che nel frattempo ha registrato l'entrata nella compagine azionaria di Sopaf SpA - ha concentrato i propri sforzi sul segmento dei piccoli impianti, diventando player di riferimento per il panorama italiano.

Oggi SunSystem si avvale della collaborazione di

più di 100 professionisti dislocati in tre sedi (a Milano, Roma e Cagliari) e di una forza vendite propria, composta di oltre 80 Sales Manager altamente qualificati.

L'alto livello qualitativo degli impianti realizzati e le ottime garanzie offerte ai clienti sono alla base del crescente successo delle soluzioni proposte, capaci di generare, nel solo triennio 2009-2011, un volume d'affari stimabile in 200 milioni di euro.

«SunSystem - dichiara Davide Scarantino, Amministratore delegato della società - è stata tra le prime aziende italiane a credere alla diffusione dei piccoli impianti quale mezzo per raggiungere la Grid Parity. Senza contare che la crescita dei piccoli sistemi incarna a pieno la nostra mission: quella di portare a quante più persone possibile i vantaggi di un'energia pulita, inesauribile, economica. In una parola, democratica».

**Copyright 2012 © Politecnico di Milano - Dipartimento di Ingegneria Gestionale
Collana Quaderni AIP
Registrazione n. 433 del 29 giugno 1996 - Tribunale di Milano**

Direttore Responsabile: Umberto Bertelè

**Progetto grafico e impaginazione: MEC Studio Legnano
Stampa: Grafiche Ponzio**

ISBN: 978-88-904839-3-6

Main Partner



Partner



Sponsor



Con il patrocinio di



ISBN
978-88-904839-3-6