

MARCO BETTI

592292 - INF

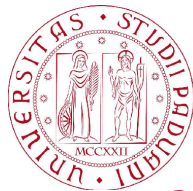
IL FOTOVOLTAICO È REALMENTE CONVENIENTE?

ASPETTI ECONOMICI E PROSPETTIVE FUTURE

TESI DI LAUREA TRIENNALE

Relatore:

Ch.mo Prof. Gaudenzio Meneghesso



DEPARTMENT OF
INFORMATION
ENGINEERING
UNIVERSITY OF PADOVA



Università degli Studi di Padova
Dipartimento di Ingegneria dell'Informazione
Anno Accademico 2011/2012

Marco Betti: *Il fotovoltaico è realmente conveniente?*, Aspetti economici e prospettive future, © Settembre 2012.

Questa tesi è stata realizzata con L^AT_EX 2_ε.

INTRODUZIONE

La storia del fotovoltaico ha inizio nel lontano 1839, quando il fisico francese Edmond Becquerel osservò per la prima volta una variazione della conduttività elettrica in un dispositivo elettrochimico illuminato. Becquerel, tuttavia, non approfondì l'argomento fino a quando, nel 1905, Albert Einstein pubblicò la teoria sull'effetto fotoelettrico che gli valse il premio Nobel.

I primi prototipi di celle solari al silicio risalgono al 1954, quando Gerald Pearson, Darryl Chapin e Calvin Fuller realizzarono presso i laboratori Bell delle celle con un rendimento di circa il 5%. Ciò era stato possibile grazie alla recente invenzione del transistor, avvenuta negli stessi laboratori nel 1947 per opera di William Shockley, il quale aveva messo a punto la teoria del funzionamento del diodo a giunzione pn, che sta alla base delle celle solari.

Il fotovoltaico, tuttavia, è rimasto per anni una tecnologia di nicchia a causa dell'elevato rapporto costo/rendimento, anche se le applicazioni spaziali e militari hanno contribuito ad un continuo sviluppo della tecnologia. La spinta verso l'applicazione su larga scala di questa fonte di energia è venuta dalle guerre del petrolio degli ultimi 35 anni, dal continuo aumento del costo dell'energia e dai crescenti allarmi riguardo l'esaurimento delle fonti fossili.

Al giorno d'oggi esistono varie tipologie di fotovoltaico, grazie alle innumerevoli scoperte su materiali alternativi e alle nuove tecniche produttive sempre più precise e meno costose. La tecnologia al silicio cristallino è la più antica e consolidata, mentre i nuovi moduli al film sottile, nonostante necessitino di ulteriore sviluppo, offrono ottime prospettive di riduzione dei costi e di integrazione architettonica.

A partire dal 2001 la Comunità Europea ha stabilito, con una serie di direttive, la necessità di promuovere in via prioritaria le fonti energetiche rinnovabili, invitando gli stati membri a mettere in atto dei meccanismi di sostegno economico e una semplificazione delle procedure burocratiche. Nel 2008, dopo quasi un anno di consultazioni, il Parlamento Europeo ha approvato il pacchetto clima-energia (noto come 20-20-20) volto a conseguire gli obiettivi che l'UE si è fissata per il 2020:

- ridurre del 20% le emissioni di gas ad effetto serra;
- aumentare del 20% il risparmio energetico;
- aumentare al 20% la quota di energia derivante da fonti rinnovabili.

A livello italiano il recepimento di tali direttive si è concretizzato nelle varie "edizioni" del Conto Energia, un sistema di incentivi pubblici per il settore fotovoltaico che prevede la remunerazione dell'energia elettrica generata da impianti connessi alla rete elettrica nazionale.

Il calo repentino dei prezzi dei sistemi fotovoltaici vissuto negli ultimi anni, e il livello elevato degli incentivi hanno fatto del fotovoltaico un business redditizio a basso rischio; ciò ha portato l'Italia a posizionarsi tra i primi paesi al mondo per potenza e per numero di impianti installati, con un boom che ha caratterizzato il mercato tra il 2010 e il 2011. In questo panorama non sono certo mancate le polemiche tra chi è fermamente convinto che il fotovoltaico vada sostenuto a tutti i costi e chi, come molti consumatori, pensa di aver pagato un prezzo troppo elevato per una tecnologia non ancora matura, a causa di politiche scorrette che hanno favorito la speculazione. Oggi il fotovoltaico è comunque una realtà nella vita di molte persone; nonostante la salvaguardia ambientale e il bisogno crescente di indipendenza energetica spingano per una sua diffusione capillare, continuiamo a porci una domanda fondamentale: *è realmente conveniente?*

*Desidero ringraziare il Professor Meneghesso
per avermi seguito con pazienza
durante questo lungo ed
affascinante lavoro di tesi.*

*Un abbraccio alla mia famiglia
e gli amici più cari
per essermi sempre vicino.*

INDICE

1	L'ENERGIA DEL SOLE	3
1.1	L'origine dell'energia solare	3
1.1.1	La centrale nucleare del Sole	3
1.2	Proprietà della luce solare	5
1.2.1	La radiazione elettromagnetica	5
1.2.2	Il corpo nero	6
1.2.3	La legge di Planck	7
1.2.4	La legge di Stefan-Boltzmann	8
1.2.5	Il Sole come corpo nero	8
1.3	L'interazione della luce solare con l'atmosfera	9
1.3.1	Assorbimento atmosferico	9
1.3.2	Il coefficiente Air Mass	9
1.3.3	Lo spettro solare e la costante solare	10
2	LA FISICA DEL FOTOVOLTAICO	13
2.1	L'Effetto Fotoelettrico	13
2.2	Elettronica dello stato solido	14
2.2.1	Il modello atomico di Bohr	14
2.2.2	Il modello a bande di energia	14
2.2.3	Classificazione dei materiali	15
2.2.4	Semiconduttori intrinseci	16
2.2.5	Semiconduttori drogati	18
2.2.6	La corrente nei semiconduttori	19
2.2.7	Il diodo a giunzione pn	21
2.3	La cella solare	24
2.3.1	Principio di funzionamento della cella solare	24
2.3.2	Modello elettrico della cella solare	25
2.3.3	Efficienza della cella solare	26
2.3.4	Fattori che limitano l'efficienza	27
3	LE TECNOLOGIE FOTOVOLTAICHE	31
3.1	Fotovoltaico di prima generazione	31
3.1.1	Celle solari in silicio monocristallino	31
3.1.2	Celle solari in silicio policristallino	32
3.1.3	Realizzazione di celle solari in silicio cristallino	33
3.2	Fotovoltaico di seconda generazione	34
3.2.1	Celle solari in silicio amorfo	34
3.2.2	Celle solari al tellururo di cadmio	35
3.2.3	Celle solari CIGS	36
3.3	Fotovoltaico di terza generazione	38
3.3.1	Celle solari organiche	38
3.3.2	Celle solari a giunzioni multiple	38
3.4	Fotovoltaico a concentrazione	40
3.5	La durata dei moduli fotovoltaici	41

3.6	Celle solari da record	42
3.7	Struttura di un impianto fotovoltaico	43
3.7.1	Collegamento elettrico	44
3.7.2	Funzionamento dell'inverter	45
4	ASPETTI ECONOMICI DEL FOTOVOLTAICO	49
4.1	Il mercato del fotovoltaico	49
4.1.1	Il mercato fotovoltaico mondiale	49
4.1.2	Il fotovoltaico in Europa	50
4.1.3	Il fotovoltaico in Italia	52
4.1.4	Il Bilancio Energetico Nazionale	55
4.2	Il costo del fotovoltaico	56
4.2.1	Prezzo dei moduli e dei sistemi fotovoltaici	56
4.2.2	Riciclaggio dei pannelli fotovoltaici	58
4.2.3	Il costo dell'energia fotovoltaica	60
4.2.4	La Grid Parity	62
4.3	Politiche di incentivazione	63
4.3.1	Feed-in Tariff	64
4.3.2	Feed-in Premium	65
4.3.3	Certificati Verdi	66
4.3.4	Altri sussidi	66
4.3.5	Incentivi in Europa	66
4.4	Incentivi in Italia	66
4.4.1	Il primo Conto Energia	67
4.4.2	Il secondo Conto Energia	69
4.4.3	Il terzo Conto Energia	70
4.4.4	Il quarto Conto Energia	73
4.4.5	Il quinto Conto Energia	74
5	VALUTAZIONE ECONOMICA DEGLI INVESTIMENTI	81
5.1	I criteri di valutazione degli investimenti	81
5.1.1	Valore Attuale Netto	81
5.1.2	Tasso Interno di Rendimento	82
5.1.3	Tempo di ritorno	82
5.2	Esempi di investimento	83
5.2.1	PVGIS	83
5.2.2	Impianto fotovoltaico da 3 kWp autofinanziato	84
5.2.3	Impianto fotovoltaico da 3 kWp finanziato	84
5.2.4	Impianto fotovoltaico da 60 kWp autofinanziato	86
5.2.5	Impianto fotovoltaico da 60 kWp finanziato	87
5.3	Valutazione economica dei Conti Energia	90
5.3.1	Redditività del primo Conto Energia	90
5.3.2	Redditività del secondo Conto Energia	91
5.3.3	Redditività del terzo Conto Energia	92
5.3.4	Redditività del quarto Conto Energia	92
5.3.5	Redditività del quinto Conto Energia	92
5.3.6	Redditività dei Conti Energia per classi di potenza	93
6	VALUTAZIONI CONCLUSIVE E SVILUPPI FUTURI	101
6.1	Fotovoltaico e territorio	101

6.2	La natura intermittente del fotovoltaico	104
6.2.1	Il mercato elettrico	105
6.3	Fotovoltaico e accumulo	105
6.4	Effetto del fotovoltaico sulla bolletta elettrica	107
6.4.1	Composizione della bolletta elettrica	108
6.4.2	Mitigazione del prezzo dell'energia elettrica	109
6.5	Gli incentivi, ovvero la droga del mercato	112
6.6	Il futuro del mercato fotovoltaico	113
6.7	Il fotovoltaico è realmente conveniente?	114

BIBLIOGRAFIA	
--------------	--

117

ELENCO DELLE FIGURE

Figura 1	Schema del ciclo protone-protone.	4
Figura 2	Andamento del campo elettromagnetico.	5
Figura 3	Spettro della radiazione elettromagnetica.	6
Figura 4	Approssimazione di un corpo nero con una sfera cava.	7
Figura 5	Spettro della radiazione di corpo nero a diverse temperature. La legge di Wien indica per ogni curva il valore della lunghezza d'onda a cui corrisponde la massima emissione.	7
Figura 6	Calcolo del coefficiente Air Mass.	9
Figura 7	Distribuzioni spettrali in prossimità della fotosfera (in alto) e dell'atmosfera terrestre AM0 (in basso).	10
Figura 8	Distribuzioni spettrali di riferimento secondo lo standard ASTM G 173-03.	11
Figura 9	Emissione di elettroni da una lastra metallica per effetto fotoelettrico. Solo i fotoni con energia superiore al lavoro di estrazione del metallo provocano l'emissione.	14
Figura 10	I semiconduttori nella tavola periodica degli elementi.	15
Figura 11	Bande energetiche nei vari materiali.	17
Figura 12	Rappresentazione bidimensionale del reticolo cristallino del silicio a 0 K (a sinistra) e a temperatura sufficiente a rompere dei legami (a destra).	17
Figura 13	Rappresentazione bidimensionale del reticolo cristallino del silicio drogato n (a sinistra) e del silicio drogato p (a destra).	18
Figura 14	Mobilità di elettroni e lacune nel silicio a 300 K.	20
Figura 15	Andamento della densità di carica, del campo elettrico e del potenziale in una giunzione pn.	22
Figura 16	Caratteristica i-v del diodo a giunzione pn.	23
Figura 17	Struttura base di una cella solare.	24
Figura 18	Modello elettrico di una cella solare.	25
Figura 19	Curva caratteristica di una cella solare con il punto di massima potenza.	26
Figura 20	Curva caratteristica di una cella solare. A destra la dipendenza della corrente dall'irraggiamento, a sinistra la dipendenza della tensione dalla temperatura, su un pannello campione Sanyo [15].	27
Figura 21	Porzione dello spettro AM1.5 che può essere convertita in energia elettrica da una cella solare in silicio cristallino [64].	28

Figura 22	Efficienza teorica massima in base al limite di Shockley-Queisser in funzione del bandgap per diversi materiali.	29
Figura 23	Struttura di una cella in silicio monocristallino (a sinistra) e policristallino (a destra).	32
Figura 24	Processi di produzione di wafers in silicio cristallino.	33
Figura 25	Struttura e applicazione dei moduli al silicio amorfo.	35
Figura 26	Struttura delle celle thin film CdTe e CIGS. Fonte NREL.	37
Figura 27	Struttura di una cella solare organica ibrida (a sinistra) e organica (a destra) [14].	39
Figura 28	Cella solare a giunzione multipla e relativo spettro di assorbimento.	40
Figura 29	Fotovoltaico a concentrazione.	41
Figura 30	Decremento nel tempo dell'efficienza media di conversione e tasso medio di degradazione per invecchiamento [10].	42
Figura 31	Struttura generale di un impianto fotovoltaico grid-connected [52].	44
Figura 32	44
Figura 33	Funzionamento dei diodi di bypass e dei diodi di blocco.	45
Figura 34	Schema semplificato di un inverter [1].	46
Figura 35	Modulazione a larghezza di impulso, o PWM [1].	46
Figura 36	Efficienza delle celle solari da record realizzate nei laboratori di ricerca dal 1975 in poi. Fonte NREL.	47
Figura 37	Andamento della potenza fotovoltaica nel mondo [18]. ROW: Rest of the World, MEA: Middle East and Africa, APAC: Asia Pacific.	50
Figura 38	Potenza totale installata dal 2000 al 2011 in Europa (MW) [18].	51
Figura 39	Potenza dei nuovi impianti installati dal 2000 al 2011 (MW) in Europa [18].	51
Figura 40	Evoluzione della potenza e della numerosità degli impianti fotovoltaici in Italia [52].	52
Figura 41	Distribuzione del fotovoltaico in Italia a fine 2011 [52].	54
Figura 42	Il Bilancio elettrico e le fonti rinnovabili in Italia a fine 2010 [46].	55
Figura 43	Curva di apprendimento del prezzo dei moduli fotovoltaici [20].	58
Figura 44	Composizione del costo totale di un sistema fotovoltaico [19].	58
Figura 45	Ciclo di vita e riciclaggio dei moduli fotovoltaici secondo PV CYCLE [45].	59
Figura 46	Evoluzione della grid parity in Europa.	62

Figura 47	Principio di funzionamento della Feed-in Tariff. [19].	65
Figura 48	Meccanismi di incentivazione fotovoltaica nei principali Paesi europei [52].	67
Figura 49	Tariffe incentivanti previste dal terzo Conto Energia per gli impianti fotovoltaici [59].	71
Figura 50	Tariffe incentivanti previste dal terzo Conto Energia per gli impianti fotovoltaici innovativi [59].	72
Figura 51	Tariffe incentivanti previste dal terzo Conto Energia per gli impianti fotovoltaici a concentrazione [59].	72
Figura 52	Tariffe incentivanti previste dal quarto Conto Energia per gli impianti fotovoltaici nel 2011 (A) [56].	73
Figura 53	Tariffe incentivanti previste dal quarto Conto Energia per gli impianti fotovoltaici nel 2011 (B) [56].	74
Figura 54	Tariffe incentivanti previste dal quarto Conto Energia per gli impianti fotovoltaici nel 2012 [56].	74
Figura 55	Tariffe incentivanti previste dal quarto Conto Energia per gli impianti fotovoltaici innovativi nel 2011 [56].	75
Figura 56	Tariffe incentivanti previste dal quarto Conto Energia per gli impianti fotovoltaici innovativi nel 2012 [56].	75
Figura 57	Tariffe incentivanti previste dal quarto Conto Energia per gli impianti fotovoltaici a concentrazione nel 2011 [56].	76
Figura 58	Tariffe incentivanti previste dal quarto Conto Energia per gli impianti fotovoltaici a concentrazione nel 2012 [56].	76
Figura 59	Tariffe incentivanti previste dal quinto Conto Energia per gli impianti fotovoltaici entrati in esercizio nel primo semestre del periodo di incentivazione [57].	77
Figura 60	Tariffe incentivanti previste dal quinto Conto Energia per gli impianti fotovoltaici innovativi entrati in esercizio nel primo semestre del periodo di incentivazione [57].	78
Figura 61	Tariffe incentivanti previste dal quinto Conto Energia per gli impianti fotovoltaici a concentrazione entrati in esercizio nel primo semestre del periodo di incentivazione [57].	78
Figura 62	Distribuzione della potenza fotovoltaica in Europa [18].	80
Figura 63	Interfaccia utente dell'applicazione online PVGIS.	83
Figura 64	Analisi economica della redditività di un impianto fotovoltaico da 3 kWp autofinanziato.	85
Figura 65	Flussi di cassa e guadagno di un impianto fotovoltaico da 3 kWp autofinanziato.	86

Figura 66	Flussi di cassa e guadagno di un impianto fotovoltaico da 3 kWp finanziato al 75%.	87
Figura 67	Analisi economica della redditività di un impianto fotovoltaico da 60 kWp autofinanziato.	88
Figura 68	Flussi di cassa e guadagno di un impianto fotovoltaico da 60 kWp autofinanziato.	89
Figura 69	Flussi di cassa e guadagno di un impianto fotovoltaico da 60 kWp finanziato al 75%.	89
Figura 70	Andamento del Prezzo Unico Nazionale dal 2004 al 2012 [24].	91
Figura 71	Andamento del Valore Attuale Netto di un impianto fotovoltaico da 3 kWp realizzato al Nord, Centro e Sud Italia rispetto ai vari Conti Energia.	93
Figura 72	Andamento del Valore Attuale Netto di un impianto fotovoltaico da 30 kWp realizzato al Nord, Centro e Sud Italia rispetto ai vari Conti Energia.	94
Figura 73	Andamento del Valore Attuale Netto di un impianto fotovoltaico da 300 kWp realizzato al Nord, Centro e Sud Italia rispetto ai vari Conti Energia.	94
Figura 74	Analisi della redditività del primo Conto Energia per impianti di piccola, media e grande dimensione, nel Nord, Centro e Sud Italia, autofinanziati e finanziati al 75%.	95
Figura 75	Analisi della redditività del secondo Conto Energia per impianti di piccola, media e grande dimensione, nel Nord, Centro e Sud Italia, autofinanziati e finanziati al 75%.	96
Figura 76	Analisi della redditività del terzo Conto Energia per impianti di piccola, media e grande dimensione, nel Nord, Centro e Sud Italia, autofinanziati e finanziati al 75%.	97
Figura 77	Analisi della redditività del quarto Conto Energia per impianti di piccola, media e grande dimensione, nel Nord, Centro e Sud Italia, autofinanziati e finanziati al 75%.	98
Figura 78	Analisi della redditività del quinto Conto Energia per impianti di piccola, media e grande dimensione, nel Nord, Centro e Sud Italia, autofinanziati e finanziati al 75%.	99
Figura 79	Campo fotovoltaico.	102
Figura 80	Distribuzione degli impianti fotovoltaici secondo tipo di installazione [52].	103
Figura 81	Schema del sistema di previsione della produzione solare del GSE [43].	104
Figura 82	Previsioni di produzione e mercato del giorno dopo [43].	106

Figura 83	Composizione percentuale della spesa elettrica dell'utente tipo domestico (secondo trimestre 2012, incluso adeguamento di fine aprile della componente A3) [26].	109
Figura 84	Composizione percentuale degli oneri di sistema – secondo trimestre 2012 [26].	109
Figura 85	Andamento del prezzo di acquisto del kWh e dei volumi di vendita sulla rete elettrica nazionale in un tipico giorno feriale [7].	110
Figura 86	Quantità di energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici e incentivata [32].	113
Figura 87	Distribuzione degli impianti fotovoltaici per categoria di soggetto responsabile [52].	115

ELENCO DELLE TABELLE

Tabella 1	Energy Gap per alcuni materiali usati in elettronica.	16
Tabella 2	Potenza e numerosità degli impianti fotovoltaici in Italia [52].	53
Tabella 3	Bilancio elettrico italiano 2010/2011 secondo Terna S.p.A. [62].	57
Tabella 4	Stima della quantità di rifiuti fotovoltaici nei prossimi anni [45].	60
Tabella 5	Tariffe incentivanti previste dal primo Conto Energia 2005/2006 [61].	68
Tabella 6	Tariffe incentivanti previste dal secondo Conto Energia, suddivise per dimensione dell'impianto e per tipologia d'integrazione [50, 60].	70
Tabella 7	Dati tecnico-economici sugli accumulatori elettrochimici [11].	107

1

L'ENERGIA DEL SOLE

INDICE

1.1	L'origine dell'energia solare	3
1.1.1	La centrale nucleare del Sole	3
1.2	Proprietà della luce solare	5
1.2.1	La radiazione elettromagnetica	5
1.2.2	Il corpo nero	6
1.2.3	La legge di Planck	7
1.2.4	La legge di Stefan-Boltzmann	8
1.2.5	Il Sole come corpo nero	8
1.3	L'interazione della luce solare con l'atmosfera	9
1.3.1	Assorbimento atmosferico	9
1.3.2	Il coefficiente Air Mass	9
1.3.3	Lo spettro solare e la costante solare	10

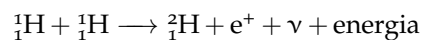
1.1 L'ORIGINE DELL'ENERGIA SOLARE

1.1.1 La centrale nucleare del Sole

La potenza radiante del Sole è il risultato dei continui processi di fusione termonucleare che avvengono all'interno del suo nucleo. Esso, infatti, è composto al 75% da idrogeno e al 25% da elio. Grazie all'elevatissima temperatura presente, più di dieci milioni di gradi centigradi, quattro nuclei di idrogeno si fondono in un nucleo di elio secondo lo schema noto come *ciclo protone-protone* (fig 1), che genera la maggior parte dell'energia solare:

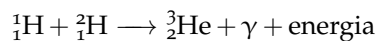
L'energia del Sole deriva da reazioni termonucleari al suo interno.

FASE 1 Due protoni si uniscono per creare un nucleo di *deuterio*, un *positrone* (e^+) e un *neutrino*.



FASE 2 Un nucleo di deuterio e un protone si uniscono e formano un nucleo di ${}^3_2\text{He}$, un isotopo dell'elio, con rilascio di radiazione γ .

L'isotopo di un elemento è un atomo con pari numero atomico, ma differente numero di massa.



FASE 3 Due nuclei di ${}^3_2\text{He}$ si fondono e danno origine ad un nucleo di ${}^4_2\text{He}$, rilasciando due protoni, di nuovo disponibili per la prima fase.



Riassumendo le tre fasi si ottiene:

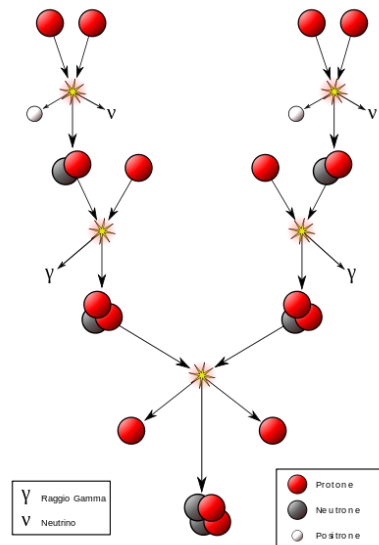
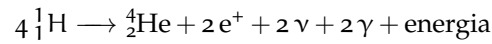


Figura 1: Schema del ciclo protone-protone.

Ricordando che la massa dell'idrogeno [3] è pari a $1,673.56 \times 10^{-27}$ kg e la massa dell'elio a $6,646.58 \times 10^{-27}$ kg, la perdita di massa risultante da ciascuna reazione sarà:

$$\begin{aligned} \Delta m &= 4m_{\text{H}} - m_{\text{He}} \\ &= 4 \cdot 1,673.56 \times 10^{-27} \text{ kg} - 6,646.58 \times 10^{-27} \text{ kg} \\ &= 4,765.30 \times 10^{-29} \text{ kg} \end{aligned} \quad (1.1)$$

Tale massa è liberata sotto forma di energia secondo la nota relazione di Einstein:

$$\begin{aligned} E &= mc^2 = 4,765.30 \times 10^{-29} \text{ kg} \cdot 8,99 \times 10^{16} \text{ m/s} \\ &= 4,282.838.0 \times 10^{-12} \text{ J} \end{aligned} \quad (1.2)$$

Si stima che la perdita di massa totale sia 4,28 miliardi di tonnellate al secondo, quindi il Sole sprigiona una potenza di:

$$\begin{aligned} P_s &= \frac{4,28 \times 10^9 \text{ kg/s}}{4,765.30 \times 10^{-29} \text{ kg}} \cdot 4,282.838.0 \times 10^{-12} \text{ J} \\ &= 3,845 \times 10^{26} \text{ W} \end{aligned} \quad (1.3)$$

Quest'energia, trasferita per convezione, conduzione e irraggiamento, si propaga dal nucleo alla fotosfera esterna in tutte le direzioni.

L'emittanza totale è definita come l'energia irradiata per unità di superficie nell'unità di tempo.

L'emittanza totale del Sole è facilmente calcolabile a partire da (1.3) conoscendo l'area della superficie solare ($A_s = 6,0874 \times 10^{12}$ km²)

$$\epsilon_s = \frac{P_s}{A_s} = \frac{3,845 \times 10^{26} \text{ W}}{6,0874 \times 10^{18} \text{ m}^2} = 63,17 \text{ MW/m}^2 \quad (1.4)$$

1.2 PROPRIETÀ DELLA LUCE SOLARE

1.2.1 La radiazione elettromagnetica

La *radiazione elettromagnetica* è un fenomeno ondulatorio dovuto alla propagazione nello spazio di perturbazioni di un campo elettrico e di un campo magnetico, oscillanti in piani tra di loro ortogonali (fig 2). Tali perturbazioni, che chiameremo *onde elettromagnetiche*, si propagano nel vuoto con velocità $c_0 = 2,998 \times 10^8$ m/s, e nei mezzi fisici con velocità inferiore e proporzionale alla *permeabilità magnetica* μ e alla *costante dielettrica* ϵ del materiale. Le onde elettromagnetiche sono caratterizzate da tre parametri:

LUNGHEZZA D'ONDA λ , spazio percorso da un'onda per compiere un'oscillazione completa, ovvero la distanza misurata in metri tra due creste consecutive.

FREQUENZA ν , numero di cicli, o ripetizioni dell'onda nell'unità di tempo, misurata in Hertz.

VELOCITÀ DI PROPAGAZIONE c , velocità della luce nel vuoto o nei mezzi fisici.

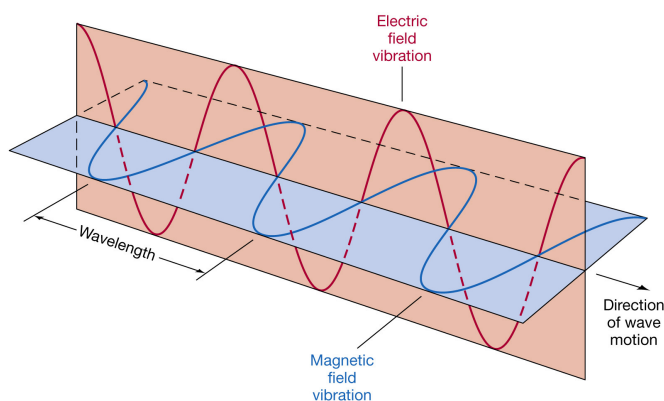


Figura 2: Andamento del campo elettromagnetico.

Tra queste grandezze sussiste la relazione:

$$c = \lambda \nu \longrightarrow \lambda = \frac{c}{\nu} \quad (1.5)$$

da cui si vede che la frequenza è inversamente proporzionale alla lunghezza d'onda. In ogni caso è sempre la frequenza che determina le proprietà fisiche; anche quando l'onda attraversa un mezzo materiale e la sua velocità varia, è la lunghezza d'onda che cambia, ma il numero di oscillazioni al secondo resta invariato. L'insieme di tutte le lunghezze d'onda forma un intervallo continuo che prende il nome di *spettro elettromagnetico* (fig 3).

La lunghezza delle onde elettromagnetiche può variare da decine di km a meno di un milionesimo di cm. Partendo dalle onde più lunghe,

La *permeabilità magnetica* è una grandezza fisica che esprime l'attitudine di un mezzo a lasciarsi magnetizzare. Si indica con μ e si misura in H/m.

La *costante dielettrica* è una grandezza fisica che esprime l'attitudine di un mezzo a lasciarsi polarizzare in presenza di un campo elettrico. Si indica con ϵ e si misura in F/m.

Si definisce *spettro* qualsiasi rappresentazione dell'intensità della radiazione elettromagnetica emessa da una sorgente in funzione della lunghezza d'onda.

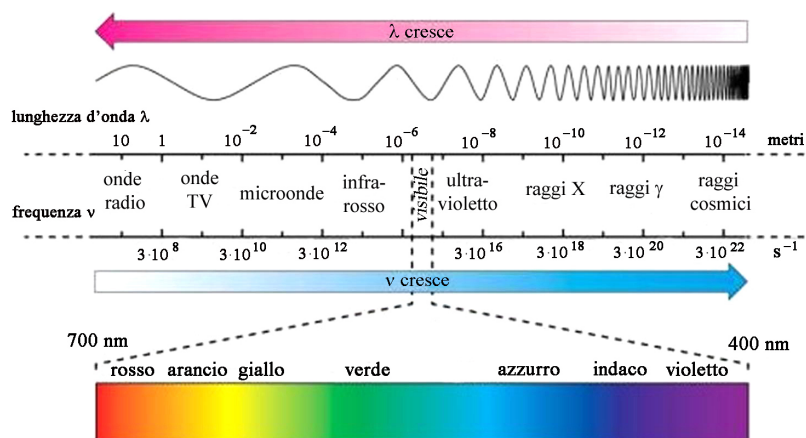


Figura 3: Spettro della radiazione elettromagnetica.

e quindi dalle frequenze più basse, troviamo le onde radio, le microonde, la radiazione infrarossa, la luce visibile, la radiazione ultravioletta, i raggi X e i raggi gamma. Questa suddivisione dello spettro in *bande* ha origini storiche. Le separazioni non sono nette e gli intervalli delle singole bande hanno zone di sovrapposizione.

1.2.2 Il corpo nero

Per zero assoluto si intende la temperatura di 0 K, pari a $-273,15^{\circ}\text{C}$

Qualunque corpo si trovi ad una temperatura T superiore allo zero assoluto emette radiazioni elettromagnetiche con uno spettro continuo. Al crescere della temperatura assoluta, aumentano l'intensità della radiazione emessa e la sua frequenza media. Un corpo, tuttavia, non solo può emettere radiazione, ma è anche in grado di assorbirla, in maniera diversa a seconda delle sue proprietà fisiche. La quantità di energia irradiata e assorbita per unità di superficie nell'unità di tempo dal corpo può essere quantificata mediante due grandezze, dette rispettivamente *potere emissivo specifico* ϵ_{λ} e *coefficiente di assorbimento specifico* α_{λ} , che sono funzioni della lunghezza d'onda.

Un corpo con coefficiente di assorbimento unitario ($\alpha_{\lambda} = 1$) assorbe completamente qualsiasi radiazione che lo colpisca, e viene detto *corpo nero*. In natura non esiste il corpo nero ideale, che infatti costituisce un'astrazione fisica; tuttavia è possibile approssimarne uno a partire da una sfera metallica cava su cui è praticato un piccolo foro (fig 4). All'interno della sfera è presente un campo elettromagnetico in equilibrio, che dipende solo dalla temperatura del corpo. La radiazione che proviene dall'esterno e attraversa il foro non è più in grado di uscire, se non in minima quantità, perché le numerose interazioni con le pareti della sfera ne determinano il quasi totale assorbimento.

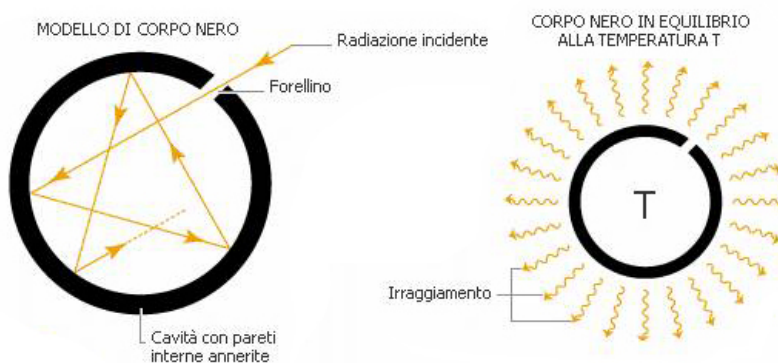


Figura 4: Approssimazione di un corpo nero con una sfera cava.

1.2.3 La legge di Planck

Le prime misure sperimentali dello spettro di emissione del corpo nero risalgono alla fine del 1800, quando i fisici Rayleigh e Jeans proposero un modello basato sulla fisica classica. Questa interpretazione si

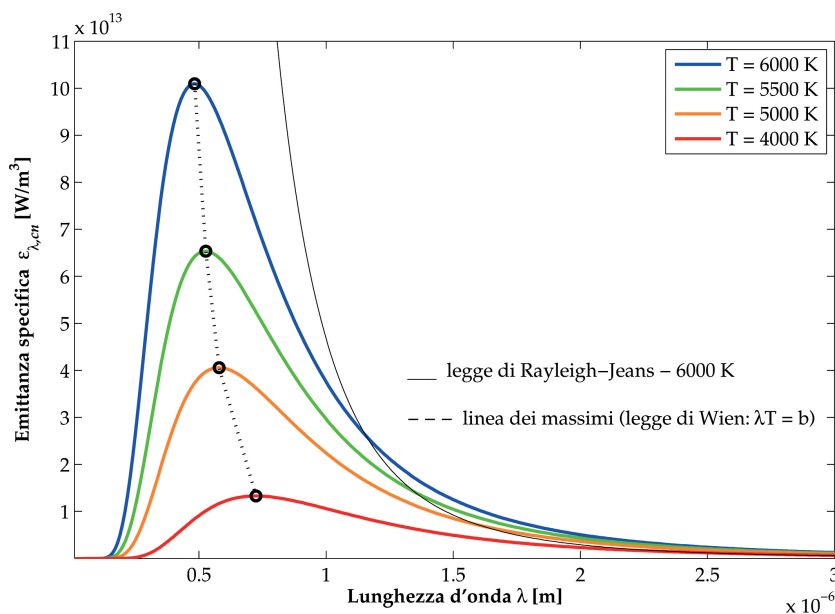


Figura 5: Spettro della radiazione di corpo nero a diverse temperature.

La legge di Wien indica per ogni curva il valore della lunghezza d'onda a cui corrisponde la massima emissione.

accorda ai dati sperimentali solo per lunghezze d'onda elevate, ma fallisce completamente alle alte frequenze, per le quali prevede che l'energia cresca all'infinito: si tratta della cosiddetta *catastrofe ultravioletta*. Le misure invece mostrano chiaramente che l'energia tende a zero per frequenze crescenti, rispettando il principio di conservazione. La soluzione a questo problema viene proposta dal fisico tedesco Max Planck

nel 1900 con un'idea rivoluzionaria, secondo la quale l'energia di un fenomeno ondulatorio può assumere solo valori discreti:

$$E = n h \nu \quad (1.6)$$

dove ν è la frequenza, n un numero intero, detto *numero quantico*, e $h = 6,626 \times 10^{-34} \text{ Js}$ la *costante di Planck*. La legge di Planck ha segnato un passo fondamentale per il passaggio dalla fisica classica alla fisica quantistica; per la prima volta, infatti, compare il concetto di *quantizzazione*, ovvero l'idea che l'energia possa assumere solo valori discreti.

Il potere emissivo specifico del corpo nero, ovvero l'andamento dell'energia emessa in funzione della lunghezza d'onda e della temperatura, è dato dalla *funzione di Planck* (fig 5).

$$\epsilon_{\lambda, \text{cn}} = \epsilon(\lambda, T) = \frac{2\pi c^2 h}{\lambda^5} \cdot \frac{1}{e^{\frac{hc}{\lambda k_B T}} - 1} \text{ W/m}^3 \quad (1.7)$$

dove h è la costante di Planck e $k_B = 1,381 \times 10^{-23} \text{ J/K}$ la *costante di Boltzmann*.

1.2.4 La legge di Stefan-Boltzmann

Potere emissivo integrale ed emittanza totale sono sinonimi.

Secondo la legge di Stefan-Boltzmann la potenza irradiata da un corpo nero è proporzionale alla quarta potenza della sua temperatura. Il potere emissivo integrale corrisponde infatti all'area sottostante la curva di Planck, e si ottiene integrando la (1.7) su tutto lo spettro:

$$\epsilon_{\text{cn}} = \int_0^{\infty} \epsilon_{\lambda, \text{cn}} d\lambda = \sigma T^4 \quad (1.8)$$

dove ϵ è l'emittanza totale espressa in W/m^2 , T la temperatura assoluta espressa in Kelvin e $\sigma = 5,67 \times 10^{-8} \text{ W/(m}^2 \text{ K}^4)$ la *costante di Stefan-Boltzmann*.

1.2.5 Il Sole come corpo nero

Considerando il Sole come un corpo nero, calcoliamo la sua *temperatura equivalente di irraggiamento* T_s a partire dalla legge di Stefan-Boltzmann (1.8) e dall'emittanza totale ϵ_s (1.4).

$$T_s = \sqrt[4]{\frac{\epsilon_s}{\sigma}} = \sqrt[4]{\frac{63,17 \text{ MW/m}^2}{5,6704 \times 10^8 \text{ W/(m}^2 \text{ K}^4)}} = 5777 \text{ K} \quad (1.9)$$

La (1.9) rappresenta la temperatura a cui si trova idealmente la fotosfera se consideriamo il sole con il modello del corpo nero. In realtà vedremo che questo modo di procedere è approssimativo.

1.3 L'INTERAZIONE DELLA LUCE SOLARE CON L'ATMOSFERA

1.3.1 Assorbimento atmosferico

L'atmosfera terrestre filtra la luce del Sole assorbendo alcune lunghezze d'onda, in relazione alle proprietà fisiche dei gas che ne compongono i vari strati. Ciò comporta una diminuzione della potenza che arriva sulla superficie terrestre rispetto a quella al di sopra dell'atmosfera. Tale fenomeno è molto complesso ed è il risultato di un insieme di fenomeni che avvengono nell'atmosfera, tra cui:

- diffusione dei fotoni da parte delle molecole dei gas atmosferici (*Rayleigh scattering*);
- diffusione dei fotoni ad opera delle particelle in sospensione atmosferica;
- assorbimento selettivo da parte dei gas atmosferici (azoto e ossigeno) e delle altre frazioni di specie chimiche presenti (ozono, vapore d'acqua, anidride carbonica, ecc.). Le molecole di O_2 , H_2O , CO_2 , CH_4 , N_2O nella troposfera costituiscono la principale causa di assorbimento della radiazione infrarossa; le molecole di O_3 (ozono) nella stratosfera sono la principale causa di assorbimento della radiazione ultravioletta.

1.3.2 Il coefficiente Air Mass

A seconda dall'inclinazione con cui i raggi solari arrivano sulla Terra, il loro *cammino ottico* all'interno dell'atmosfera può variare notevolmente. Ciò influisce sulla quantità di energia solare che incide sulla superficie terrestre. La porzione di atmosfera attraversata si esprime con il coefficiente *Air Mass*:

$$AM = \frac{1}{\sin(\gamma_S)} \quad (1.10)$$

dove γ_S è l'angolo tra il raggio solare e l'orizzonte terrestre. Per di-

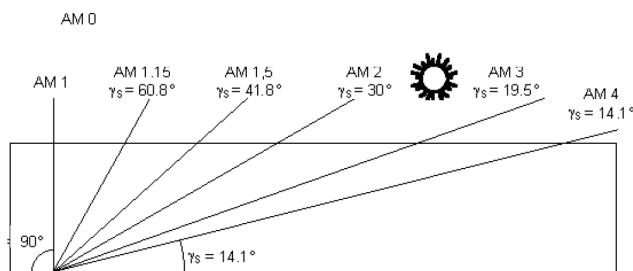


Figura 6: Calcolo del coefficiente Air Mass.

rezioni perpendicolari alla Terra vale $AM = 1$ (AM1); ciò avviene

solo all'equatore, mentre all'esterno dell'atmosfera, in assenza di assorbimento, si ha AM0. Con questo coefficiente si tiene conto degli effetti di assorbimento atmosferico citati in precedenza. Il suo valore varia durante la giornata, in quanto varia la posizione del sole rispetto all'orizzonte.

1.3.3 Lo spettro solare e la costante solare

Secondo la (1.9) possiamo modellare il Sole come un corpo nero a 5777 K. Lo spettro di emissione corrispondente che deriva dalla legge di Planck (1.7) è riportato in figura 7. L'area sottesa dalla curva rap-

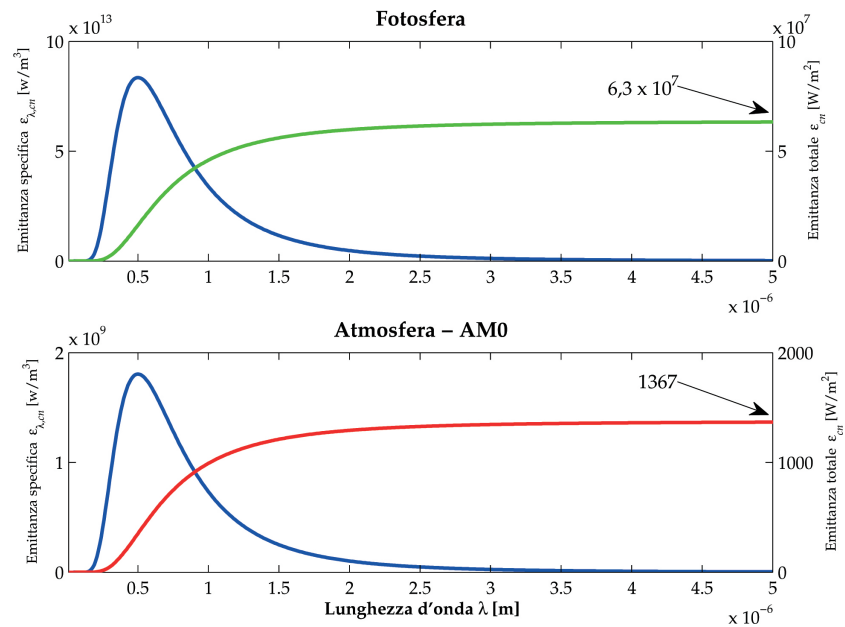


Figura 7: Distribuzioni spettrali in prossimità della fotosfera (in alto) e dell'atmosfera terrestre AM0 (in basso).

presenta l'emittanza totale del Sole (1.4) in prossimità della fotosfera. Durante la propagazione dal Sole alla Terra, la radiazione solare viene attenuata in proporzione al quadrato della distanza percorsa, mantenendo inalterata la distribuzione spettrale. Sapendo che la distanza *media* tra la Terra e il Sole vale $D = 1,495.978.7 \times 10^{11}$ m e il raggio della fotosfera $r_s = 6,9598 \times 10^{18}$ m, applichiamo la legge dell'inverso del quadrato:

Si definisce **costante solare** il flusso d'energia solare incidente per unità di tempo e per unità di area su una superficie normale alla distanza tra la Terra e il Sole, al di fuori dell'atmosfera terrestre.

$$\begin{aligned}
 S_0 &= \epsilon_s \cdot \left(\frac{r_s}{D}\right)^2 \\
 &= 63.17 \cdot \left(\frac{6,9598 \times 10^{18} \text{ m}}{1,495.978.7 \times 10^{11} \text{ m}}\right)^2 \text{ MW/m}^2 = 1367 \text{ W/m}^2
 \end{aligned}
 \tag{1.11}$$

Il valore ottenuto viene generalmente indicato con il nome di *costante solare*, e costituisce solo un valore medio di riferimento. La distanza Terra-Sole, infatti, varia ciclicamente nel corso dell'anno. Questa varia-

zione, causata dall'ellitticità dell'orbita terrestre, impone una tolleranza di circa il 3% alla costante solare che, a seconda del periodo, assume valori nell'intervallo (1323 - 1411) W/m^2 . Il risultato della (1.11) si può ricavare anche mediante l'integrazione dello spettro solare AM0 rispetto alla lunghezza d'onda (fig 7).

Nel 1973, tuttavia, M.P. Thekaekara presentò i risultati di alcune misurazioni condotte insieme alla NASA nei tre anni precedenti. Il risultato fu che la distribuzione spettrale AM0 misurata seguiva l'andamento del modello del corpo nero, seppur con delle notevoli differenze. Misure più recenti, effettuate anche grazie ai satelliti artificiali, hanno portato l'*American Society for Testing and Materials* (ASTM) a definire una distribuzione spettrale di riferimento per la radiazione solare AM0, nota come *ASTM G 173-03* [2] (fig 8). Integrando numericamente i dati relativi allo spettro ASTM otteniamo un valore per la costante solare di $1353 \text{ W}/\text{m}^2$. Lo standard ASTM fornisce un ulteriore spettro che tiene conto sia dei fenomeni di assorbimento legati al coefficiente AM che delle varie componenti della radiazione solare. Nelle condizioni previste dallo standard, ovvero un piano inclinato di 37° rivolto esattamente a sud con condizioni climatico-atmosferiche particolari, il valore della costante solare, ricavato per integrazione della distribuzione spettrale, è di circa $1000 \text{ W}/\text{m}^2$. Sia nelle normative tecniche del settore che nella pratica impiantistica è consuetudine utilizzare come riferimento quest'ultimo valore.

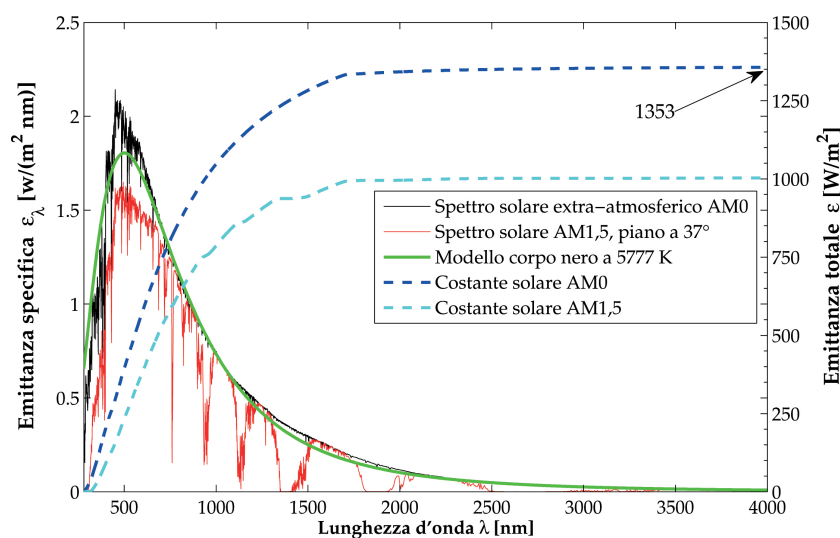


Figura 8: Distribuzioni spettrali di riferimento secondo lo standard ASTM G 173-03.

2

LA FISICA DEL FOTOVOLTAICO

INDICE

2.1	L'Effetto Fotoelettrico	13
2.2	Elettronica dello stato solido	14
2.2.1	Il modello atomico di Bohr	14
2.2.2	Il modello a bande di energia	14
2.2.3	Classificazione dei materiali	15
2.2.4	Semiconduttori intrinseci	16
2.2.5	Semiconduttori drogati	18
2.2.6	La corrente nei semiconduttori	19
2.2.7	Il diodo a giunzione pn	21
2.3	La cella solare	24
2.3.1	Principio di funzionamento della cella solare	24
2.3.2	Modello elettrico della cella solare	25
2.3.3	Efficienza della cella solare	26
2.3.4	Fattori che limitano l'efficienza	27

2.1 L'EFFETTO FOTOELETRICO

L'effetto fotoelettrico è il fenomeno fisico che sta alla base della generazione di corrente elettrica fotovoltaica. Già alla fine dell'800 gli studiosi notano che della luce ultravioletta incidente su una superficie metallica provoca l'emissione di elettroni dalla lastra, anche se, sulla base della teoria classica della radiazione elettromagnetica, questo comportamento era incomprensibile. Solo nel 1905 Einstein riesce a spiegare correttamente un tale comportamento, a partire dagli studi di Planck sulla radiazione di corpo nero. Secondo la sua teoria, la radiazione elettromagnetica è composta da *quanti* di energia $E = h\nu$ proporzionale alla frequenza, detti *fotoni*. Nell'interazione con la materia, un elettrone può assorbire un solo fotone.

Il bilancio energetico è:

$$E_{k,max} = h\nu - W_e \quad (2.1)$$

dove $E_{k,max}$ rappresenta l'energia cinetica massima che l'elettrone può acquisire e W_e il lavoro di estrazione dal metallo, cioè la minima energia che l'elettrone deve possedere per rompere il legame metallico. Per la prima volta alla luce vengono attribuite delle proprietà corpuscolari. Essa viene vista come un flusso di fotoni con energia proporzionale alla loro frequenza.

Per quanto si intende il valore minimo, finito e indivisibile, di una grandezza fisica.

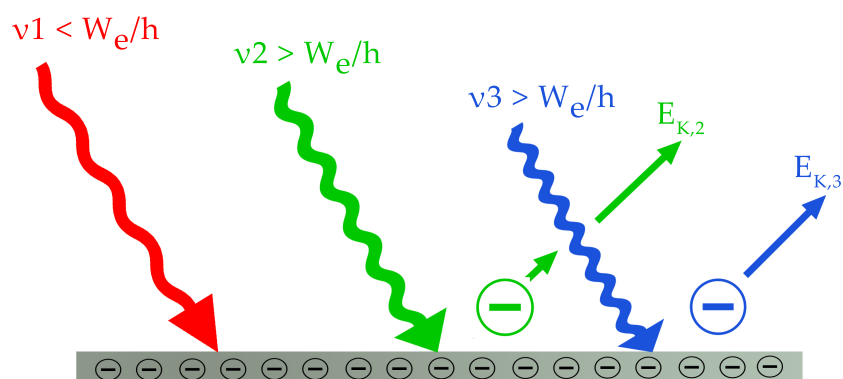


Figura 9: Emissione di elettroni da una lastra metallica per effetto fotoelettrico. Solo i fotoni con energia superiore al lavoro di estrazione del metallo provocano l'emissione.

2.2 ELETTRONICA DELLO STATO SOLIDO

2.2.1 Il modello atomico di Bohr

Nel 1911 Rutherford propone un modello secondo il quale l'atomo è costituito da un nucleo positivo di protoni e neutroni circondato da una nuvola negativa di elettroni. Tutta la massa è concentrata nel nucleo (10 mila volte più piccolo dell'intero atomo) e gli elettroni vi ruotano attorno. Secondo questa teoria, basata sulla fisica classica, gli elettroni sono in equilibrio elettrostatico con il nucleo, ma dovrebbero esserne attratti quando perdono energia. Nel 1913 il fisico danese Niels Bohr, studiando l'atomo di idrogeno, migliora il modello di Rutherford affermando che:

- gli elettroni ruotano attorno al nucleo lungo delle orbite circolari in cui la loro energia rimane costante;
- solo alcune orbite sono permesse e l'energia degli elettroni può assumere solo determinati valori, sulla base della teoria di Planck;
- gli elettroni possono passare da un'orbita all'altra e gli scambi di energia avvengono solo per quantità discrete, pari alla differenza tra due livelli energetici permessi. Un elettrone che perde energia comporta l'emissione di un quanto di radiazione elettromagnetica $E = h\nu$.

2.2.2 Il modello a bande di energia

Il *modello a bande di energia* descrive la gamma di energie che un elettrone di un certo materiale può o non può assumere. I livelli energetici ipotizzati dalla teoria di Bohr valgono se l'atomo è isolato, mentre i materiali che considereremo, in particolare i cristalli, sono formati da

		IIIA		IVA		VA		VIA	
		5	6	7	8				
		B Boro	C Carbonio	N Azoto	O Ossigeno				
IIB		13	14	15	16				
		Al Alluminio	Si Silicio	P Fosforo	S Zolfo				
		30	31	32	33	34			
		Zn Zinco	Ga Gallio	Ge Germanio	As Arsenico	Se Selenio			
		48	49	50	51	52			
		Cd Cadmio	In Indio	Sn Stagno	Sb Antimonio	Te Tellurio			
		80	81	82	83	84			
		Hg Mercurio	Ti Titanio	Pb Piombo	Bi Bismuto	Po Polonio			

	Conduttori	$\rho < 10^{-5} \Omega m$	(rame: $3 \cdot 10^{-8} \Omega m$)
	Semiconduttori	$10^{-5} < \rho < 10^3 \Omega m$	(silicio: $2300 \Omega m$)
	Isolanti	$\rho > 10^3 \Omega m$	(diamante: $10^{14} \Omega m$)

Figura 10: I semiconduttori nella tavola periodica degli elementi.

moltissimi atomi legati tra loro. Le orbite di atomi vicini si influenzano tra loro, sovrapponendosi fino a formare un insieme quasi continuo di livelli energetici che prende il nome di *banda*. In elettronica si distinguono due bande in particolare:

BANDA DI VALENZA occupata dagli elettroni più esterni, impegnati a formare il legame con gli atomi circostanti.

BANDA DI CONDUZIONE occupata da quegli elettroni che hanno energia sufficiente per liberarsi dal legame e muoversi liberamente all'interno del materiale, contribuendo alla conduzione elettrica.

La differenza di energia tra il livello superiore della banda di valenza E_V e quello inferiore della banda di conduzione E_C è detta *energy gap* E_G o *ampiezza della banda proibita*, in quanto nessun elettrone può assumere valori energetici nell'intervallo:

$$E_G = E_C - E_V \quad (2.2)$$

Le proprietà chimico-fisiche degli elementi sono determinate solo dagli elettroni più esterni, detti *elettroni di valenza*.

2.2.3 Classificazione dei materiali

Gli elettroni in un solido allo stato fondamentale e a temperatura 0K riempiono gli stati loro consentiti partendo dal livello energetico più basso, fino a che tutti hanno trovato posto. Essi si distribuiscono secondo la distribuzione di Fermi-Dirac calcolata alla temperatura assoluta.

Tabella 1: Energy Gap per alcuni materiali usati in elettronica.

Materiale	E_G (eV)
Silicio (Si)	1,124
Germanio (Ge)	0,66
Arseniuro di Gallio (GaAs)	1,42
Nitruro di Gallio (GaN)	3,49
Tellururo di Cadmio (CdTe)	1,45
Solfuro di Cadmio (CdS)	2,4
Fosfuro di Gallio (GaP)	2,25
Fosfuro di Indio (InP)	1,25

Nei metalli, il livello energetico più alto occupato si definisce livello di Fermi. Secondo il modello a bande, i materiali possono essere distinti in tre categorie (fig 11)

CONDUTTORI la banda di valenza e quella di conduzione sono sovrapposte. Gli elettroni sono liberi di passare dall'una all'altra e quindi sono caratterizzati da un'alta mobilità. È il caso dei metalli in cui gli elettroni mobili permettono la conduzione elettrica.

SEMICONDUTTORI la banda di valenza è piena, quella di conduzione è vuota e le due sono separate da un energy gap inferiore a 5 eV. Ciò consente agli elettroni di valenza di passare in conduzione per effetto dell'agitazione termica o per assorbimento di fotoni.

ISOLANTI la banda di valenza è piena, quella di conduzione è vuota e le due sono separate da un energy gap superiore a 5 eV. Nessun elettrone è libero di muoversi.

2.2.4 Semiconduttori intrinseci

Un semiconduttore si dice *intrinseco* se non contiene impurità. Il semiconduttore più utilizzato nel campo fotovoltaico è il *silicio*. Esso appartiene alla quarta colonna della tavola periodica e presenta quattro elettroni di valenza nell'orbitale più esterno. Nella forma cristallina ciascun atomo forma un legame covalente con i quattro atomi più vicini. In questo modo ogni atomo completa l'orbitale esterno con 8 elettroni. Per temperature prossime allo zero assoluto, tutti gli elettroni sono impegnati nei legami covalenti con gli atomi adiacenti. Nessun elettrone è quindi libero di muoversi per contribuire alla conduzione elettrica. Al crescere della temperatura, per effetto dell'agitazione termica, aumenta la probabilità che un elettrone acquisisca energia sufficiente a rompere il legame covalente, passando in banda di conduzione (fig

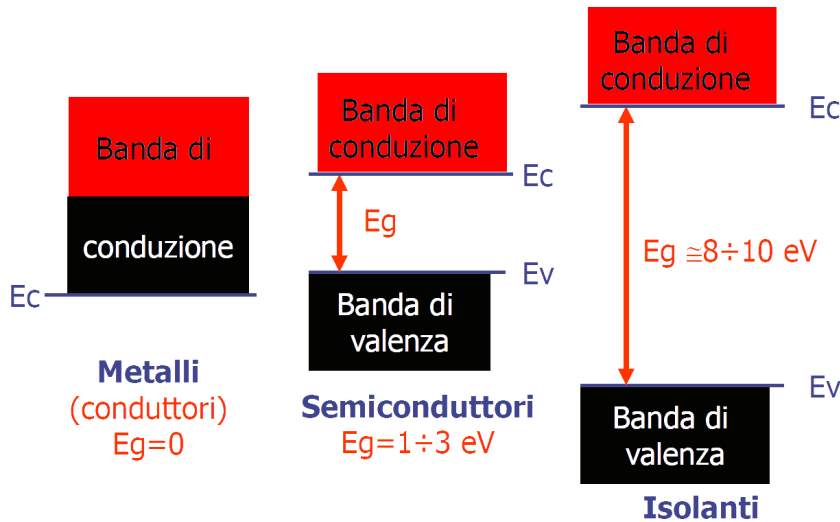


Figura 11: Bande energetiche nei vari materiali.

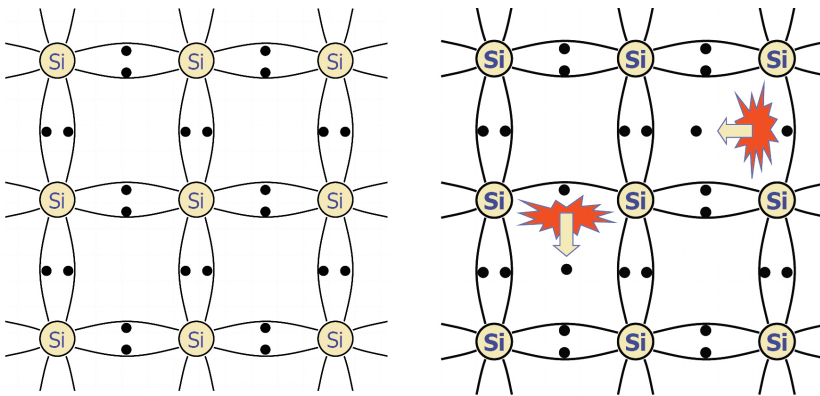


Figura 12: Rappresentazione bidimensionale del reticolo cristallino del silicio a 0 K (a sinistra) e a temperatura sufficiente a rompere dei legami (a destra).

12.) La densità di elettroni liberi è detta *concentrazione intrinseca* n_i e dipende dal materiale e dalla temperatura secondo la relazione:

$$n_i^2 = BT^3 \exp\left(-\frac{E_G}{k_B T}\right) \text{ cm}^{-6} \quad (2.3)$$

dove E_G rappresenta l'ampiezza della banda proibita, k_B la costante di Boltzmann, T la temperatura assoluta in K e B è un parametro caratteristico del materiale, che per il silicio vale $1,08 \times 10^{31} \text{ K}^{-3} \text{ cm}^{-6}$. Quando un elettrone acquisisce un'energia sufficiente a rompere il legame, passa in banda di conduzione e lascia un posto vuoto nella banda di valenza che prende il nome di *lacuna*. La rottura di un legame determina quindi la formazione di due particelle cariche, la cosiddetta *coppia elettrone lacuna*. Le lacune vengono considerate come portatori di carica di segno opposto a quello degli elettroni. La loro concentra-

zione si indica con p e, in condizioni di equilibrio termodinamico, vale la legge di azione di massa:

$$p n = n_i^2 \quad (2.4)$$

2.2.5 Semiconduttori drogati

La resistività elettrica esprime l'attitudine di un materiale a opporre resistenza al passaggio della corrente elettrica. Nel sistema internazionale si misura in Ω/m .

Un semiconduttore a temperatura ambiente presenta una *resistività* piuttosto elevata, in quanto solo pochi elettroni hanno energia sufficiente per passare in banda di conduzione. Un modo per variare la resistività dei semiconduttori consiste nell'inserire degli atomi di *impurità* mediante un processo chiamato *drogaggio*. Le impurità che

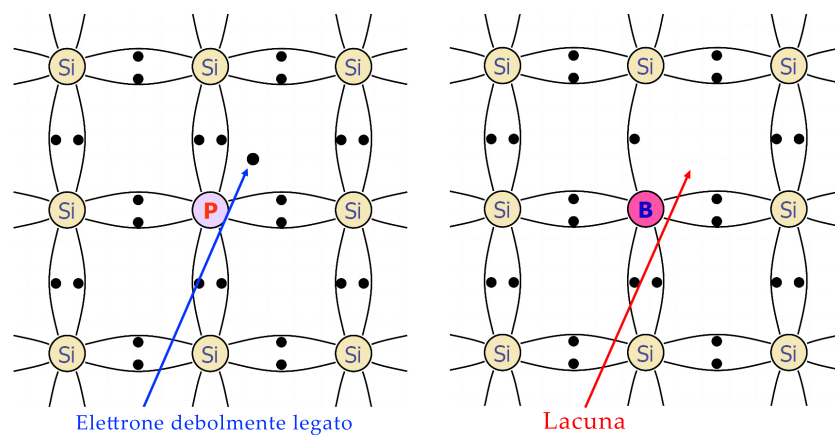


Figura 13: Rappresentazione bidimensionale del reticolo cristallino del silicio drogato n (a sinistra) e del silicio drogato p (a destra).

possiamo inserire nel silicio sono di due tipi:

ATOMI DONATORI si tratta di elementi appartenenti alla quinta colonna della tavola periodica e che, quindi, hanno cinque elettroni di valenza, uno in più rispetto al silicio. Quattro di questi elettroni vengono impiegati nei legami covalenti, mentre il quinto elettrone è libero di muoversi nel reticolo cristallino (fig 13).

Gli elementi più utilizzati sono il fosforo (P), l'arsenico (As) e l'antimonio (Sb).

ATOMI ACCETTORI si tratta di elementi appartenenti alla terza colonna della tavola periodica e che, quindi, hanno tre elettroni di valenza, uno in meno rispetto al silicio. I tre elettroni vengono impiegati nei legami covalenti, mentre, al posto del quarto elettrone mancante, rimane una lacuna (fig 13).

Gli elementi più utilizzati sono il boro (B), il gallio (Ga) e l'indio (In).

A differenza dei semiconduttori intrinseci, in quelli drogati, o *estrinseci*, la concentrazione di elettroni assume un valore diverso rispetto a quella di lacune. Definiamo quanto segue:

N_D = concentrazione di atomi donatori (cm^{-3})

N_A = concentrazione di atomi accettori (cm^{-3})

n = concentrazione di elettroni (cm^{-3})

p = concentrazione di lacune (cm^{-3})

La legge di azione di massa (2.4) rimane valida anche in un semiconduttore drogato all'equilibrio termodinamico. Inoltre vale il principio della *neutralità di carica*, secondo il quale:

$$q(N_D + p - N_A - n) = 0 \quad (2.5)$$

A seconda della quantità di atomi droganti si hanno due situazioni:

SEMICONDUTTORE DI TIPO N ($N_D > N_A$) Poiché generalmente $N_D - N_A \gg n_i^2$ le concentrazioni di portatori sono:

$$n \simeq N_D - N_A \quad p \simeq \frac{n_i^2}{N_D - N_A} \quad (2.6)$$

SEMICONDUTTORE DI TIPO P ($N_A > N_D$) Poiché generalmente $N_A - N_D \gg n_i^2$ le concentrazioni di portatori sono:

$$n \simeq N_A - N_D \quad p \simeq \frac{n_i^2}{N_A - N_D} \quad (2.7)$$

Le concentrazioni di droganti sono solitamente comprese nell'intervallo $10^{14} < |N_A - N_D| < 10^{21} \text{ cm}^{-3}$. A temperatura ambiente la concentrazione di atomi droganti nel silicio è molto maggiore della concentrazione intrinseca $n_i = 1,45 \times 10^{10} \text{ cm}^{-3}$.

2.2.6 La corrente nei semiconduttori

La corrente che scorre in un semiconduttore è formata da un flusso di elettroni e lacune che si muovono in direzioni opposte. Una coppia elettrone lacuna può essere generata sia per agitazione termica che per assorbimento di un fotone sufficientemente energetico. La corrente complessiva in un semiconduttore è composta da due contributi:

CORRENTE DI DERIVA si ha quando al semiconduttore neutro viene applicato un campo elettrico esterno che mette in moto le cariche libere presenti. Quelle positive si muovono nello stesso verso del campo elettrico, mentre quelle negative si muovono in verso opposto. La *velocità di deriva* è proporzionale al campo elettrico secondo una costante μ , detta *mobilità*, che dipende dalla concentrazione totale di impurità. Le densità di corrente di elettroni e lacune valgono:

$$\begin{aligned} j_n^{\text{drift}} &= (-qn)(-\mu_n E) = qn\mu_n E \quad \text{A/cm}^2 \\ j_p^{\text{drift}} &= (+qp)(+\mu_p E) = qp\mu_p E \quad \text{A/cm}^2 \end{aligned} \quad (2.8)$$

dove $q = 1,6 \times 10^{-19} \text{ C}$ è la carica dell'elettrone, n e p le concentrazioni dei portatori, E il campo elettrico in V/cm , μ_n e μ_p le mobilità dei portatori, che si ricavano in (fig 14).

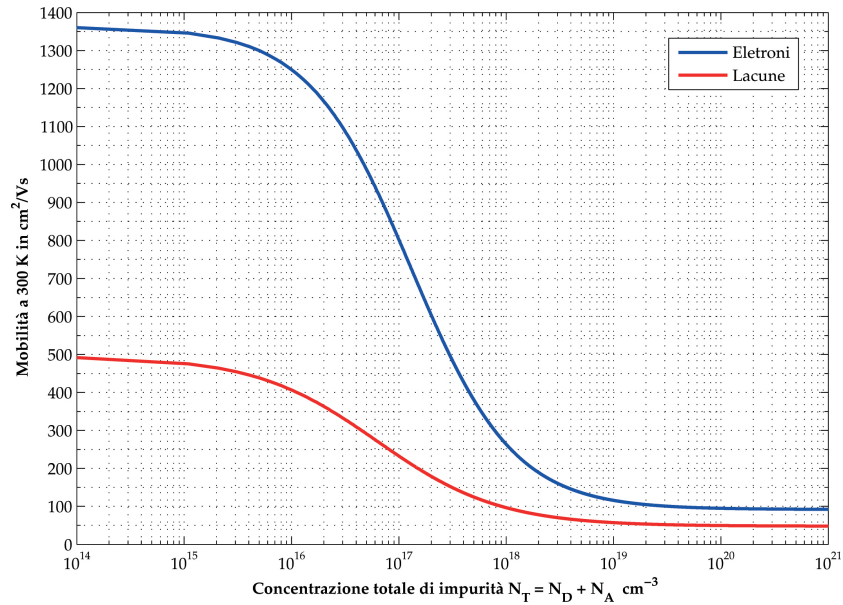


Figura 14: Mobilità di elettroni e lacune nel silicio a 300 K.

La densità di corrente di deriva è data da:

$$j_T^{\text{drift}} = j_n^{\text{drift}} + j_p^{\text{drift}} = q(n\mu_n + p\mu_p)E = \sigma E \quad \text{A/cm}^2 \quad (2.9)$$

Definiamo *conducibilità elettrica* la quantità

$$\sigma = q(n\mu_n + p\mu_p) \quad (\Omega \text{ cm})^{-1} \quad (2.10)$$

dal cui reciproco ricaviamo la resistività del semiconduttore:

$$\rho = \frac{1}{\sigma} \quad \Omega \text{ cm} \quad (2.11)$$

CORRENTE DI DIFFUSIONE dovuta a concentrazioni non uniformi dei droganti che determinano un gradiente nella concentrazione spaziale dei portatori liberi. Questi, infatti, tendono a muoversi da regioni a concentrazione elevata verso regioni a concentrazione minore. Supponiamo per semplicità che la diffusione avvenga solo lungo la direzione x . Le densità di corrente di elettroni e lacune dovute alla diffusione valgono:

$$\begin{aligned} j_n^{\text{diff}} &= (-q)D_n \left(-\frac{\partial n}{\partial x} \right) = +qD_n \frac{\partial n}{\partial x} \quad \text{A/cm}^2 \\ j_p^{\text{diff}} &= (+q)D_p \left(-\frac{\partial p}{\partial x} \right) = -qD_p \frac{\partial p}{\partial x} \quad \text{A/cm}^2 \end{aligned} \quad (2.12)$$

dove D_n e D_p (cm^2/s) sono dette *diffusività* degli elettroni e delle lacune, e sono legate alle mobilità dalla *relazione di Einstein*:

$$\frac{D_n}{\mu_n} = \frac{k_B T}{q} = \frac{D_p}{\mu_p} \quad (2.13)$$

La grandezza $k_B T/q$ è detta *potenziale termico* V_T e vale 25 mV a temperatura ambiente.

La corrente totale nel semiconduttore è data dalla somma delle correnti di deriva e di diffusione. Le densità di corrente di elettroni e lacune valgono rispettivamente:

$$\begin{aligned} j_n^T &= q\mu_n nE + qD_n \frac{\partial n}{\partial x} \quad \text{A/cm}^2 \\ j_p^T &= q\mu_p pE - qD_p \frac{\partial p}{\partial x} \quad \text{A/cm}^2 \end{aligned} \quad (2.14)$$

2.2.7 Il diodo a giunzione pn

Supponiamo di avere a disposizione due blocchetti di silicio, uno di tipo n e l'altro di tipo p, e di metterli a contatto. A causa degli elevati gradienti di concentrazione si verifica la diffusione degli elettroni dalla regione n verso la regione p, e delle lacune dalla regione p verso la regione n. Quando gli elettroni abbandonano la zona n, lasciano degli ioni carichi positivamente, e così le lacune lasciano degli ioni carichi negativamente in zona p. A ridosso della giunzione si forma quindi una *regione di carica spaziale (RCS)* completamente libera da portatori mobili, e per questo detta anche *regione di svuotamento* (ipotesi di svuotamento a gradino). La carica accumulata a ridosso della giunzione dà origine ad un campo elettrico E secondo la legge di Gauss:

$$\nabla \cdot E = \frac{\rho_c}{\epsilon_s} \quad (2.15)$$

dove ρ_c (C/cm³) è la densità di carica e ϵ_s ($1,04 \times 10^{-12}$ F/cm) è la costante dielettrica del silicio. Questo campo elettrico si oppone al moto di diffusione delle cariche generando una corrente di deriva in senso opposto fino a raggiungere una condizione di equilibrio dinamico. Integrando la (2.15) sulla lunghezza della RCS e considerando il principio della neutralità di carica, si ottiene:

$$E(x) = \frac{1}{\epsilon_s} \int_{-x_p}^{x_n} \rho_c(x) dx \quad \text{V/cm} \quad (2.16)$$

$$|E(0)| = \frac{qN_A x_p}{\epsilon_s} = \frac{qN_D x_n}{\epsilon_s} \quad \text{V/cm} \quad (2.17)$$

Al campo elettrico è associata una barriera di potenziale che si oppone al passaggio delle cariche

$$\Phi_j = - \int_{-x_p}^{x_n} E(x) dx = V_T \log \left(\frac{N_A N_D}{n_i^2} \right) \quad \text{V} \quad (2.18)$$

Dal momento che Φ_j rappresenta l'area sottesa dal grafico del campo elettrico, grazie a considerazioni di tipo geometrico possiamo scrivere:

$$\Phi_j = \frac{|E(0)|(x_n + x_p)}{2} \quad \text{V} \quad (2.19)$$

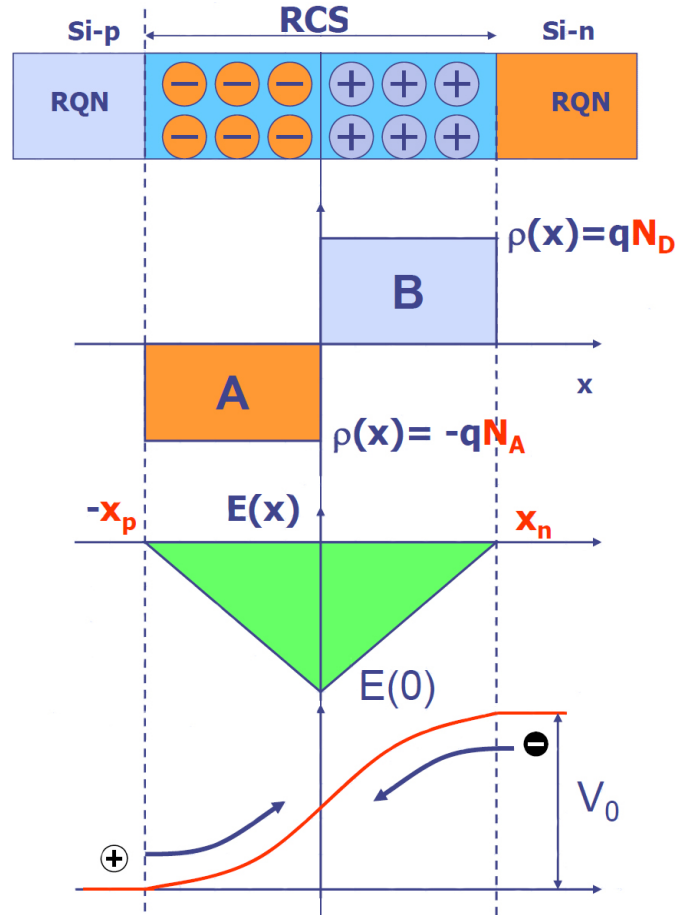


Figura 15: Andamento della densità di carica, del campo elettrico e del potenziale in una giunzione pn.

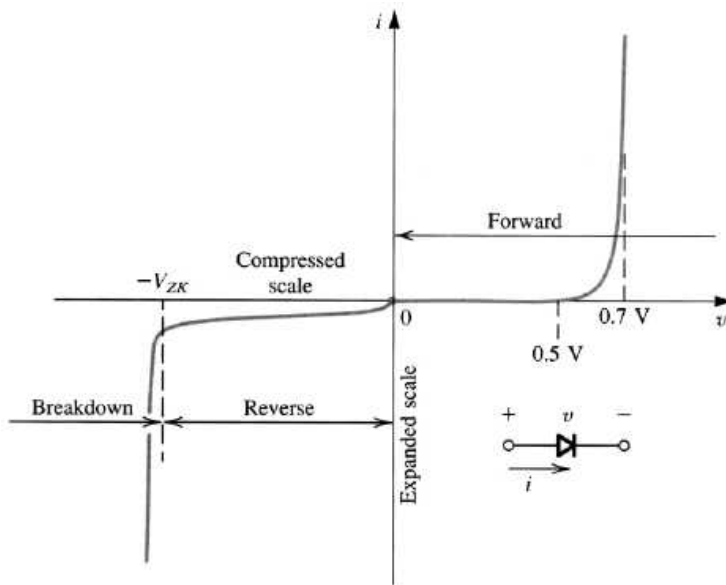
il suo valore massimo è detto *potenziale di giunzione*, o di *built-in* e dipende solamente dal livello di drogaggio, così come la larghezza della regione di svuotamento, data da:

$$W_{\text{dep}} = x_n + x_p = \sqrt{\frac{2\epsilon_s}{q} \left(\frac{1}{N_A} + \frac{1}{N_D} \right) \Phi_j} \quad \text{cm} \quad (2.20)$$

Chiamiamo la regione di tipo n *catodo* e la regione di tipo p *anodo*. Immaginiamo ora di applicare una tensione V_A alla giunzione, con il polo positivo collegato all'anodo. Risolvendo le equazioni della (2.14) otteniamo un modello per la caratteristica i - v della giunzione (fig 16):

$$I_D = I_S \left[\exp\left(\frac{V_A}{V_T}\right) - 1 \right] \quad \text{A} \quad (2.21)$$

dove I_S è detta *corrente di saturazione inversa* e vale $10^{-18} \leq I_S \leq 10^{-9}$ A.



The diode $i-v$ relationship with some scales expanded and others compressed in order to reveal details.

Figura 16: Caratteristica $i-v$ del diodo a giunzione pn.

La tensione applicata porta la giunzione in una nuova condizione di equilibrio dinamico in cui le (2.18) e (2.20) diventano:

$$v_D = \Phi_j - V_A \quad (2.22)$$

$$W_{\text{dep}} = x_n + x_p = \sqrt{\frac{2\epsilon_s}{q} \left(\frac{1}{N_A} + \frac{1}{N_D} \right) (\Phi_j - V_A)} \quad (2.23)$$

A seconda del valore della tensione V_A applicata si hanno due regioni di funzionamento del diodo:

POLARIZZAZIONE DIRETTA $V_A > 0$. In queste condizioni la RCS diventa più stretta (2.23) e il campo elettrico diminuisce. Grazie alla (2.19) si vede che

$$|E(0)| = \frac{2(\Phi_j - V_A)}{W_{\text{dep}}} \text{ V/cm} \quad (2.24)$$

L'altezza della barriera di potenziale diminuisce. In tal modo i portatori riescono ad attraversare la giunzione più agevolmente. Più la barriera cala, quindi più V_A aumenta, più aumenta la corrente nel diodo, crescendo esponenzialmente (2.21).

POLARIZZAZIONE INVERSA $V_A < 0$. La RCS si allarga e il campo elettrico aumenta. Cresce anche l'altezza della barriera di potenziale che, in queste condizioni, impedisce il passaggio dei portatori di carica. Solo quelli con energia sufficientemente alta riescono ad

oltrepassare la barriera. La corrente nel diodo è circa $-I_S$ e si considera trascurabile. Si assume che il diodo non conduca.

Le due regioni di funzionamento sono illustrate in figura 16.

2.3 LA CELLA SOLARE

2.3.1 Principio di funzionamento della cella solare

La *cella solare* è un dispositivo che converte l'energia solare in energia elettrica. La struttura base di una cella (fig 17) è costituita da due strati di semiconduttore di tipo n e p sovrapposti, racchiusi tra due conduttori. La giunzione all'equilibrio è caratterizzata dalla sua tensione di

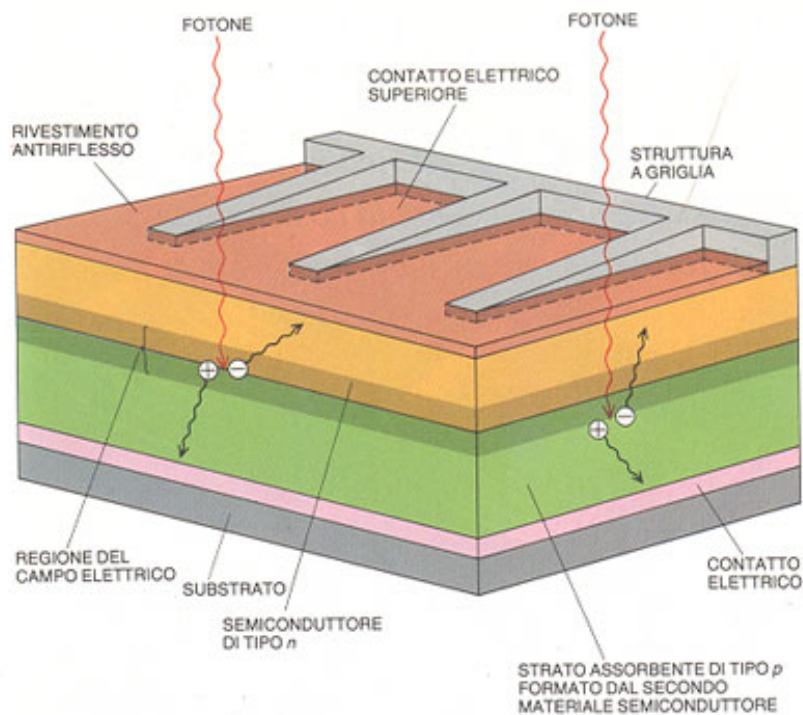


Figura 17: Struttura base di una cella solare.

built-in. Quando la luce insiste sulla superficie della cella l'equilibrio viene meno e i fotoni con energia sufficiente generano delle coppie elettrone lacuna. Grazie al campo elettrico interno, le cariche con un tempo di vita sufficiente ad evitarne la ricombinazione vengono separate e accumulate agli elettrodi esterni. Si crea così un potenziale ai capi della cella che, in assenza di carico esterno, viene detta *tensione a vuoto* V_{oc} , ed è direttamente proporzionale alla tensione di bandgap. Se la cella viene cortocircuitata, scorre una corrente I_{sc} detta *corrente di cortocircuito*. La generazione di cariche all'interno di un semiconduttore per effetto della luce è detto *effetto fotovoltaico* e non è altro che un

effetto fotoelettrico in cui le cariche elettriche rimangono all'interno del materiale.

2.3.2 Modello elettrico della cella solare

Dal punto di vista elettrico la cella solare si comporta in maniera differente a seconda della quantità di luce incidente. [3, 35]

In assenza di luce la cella si comporta come un diodo, e la sua curva caratteristica presenta lo stesso andamento esponenziale. Se la cella viene collegata ad un generatore di tensione esterno, al suo interno scorre una corrente I_D detta *dark current*, o corrente di buio. La cella illuminata, invece, si comporta come un generatore di corrente la cui intensità è proporzionale alla quantità di luce incidente. La figu-

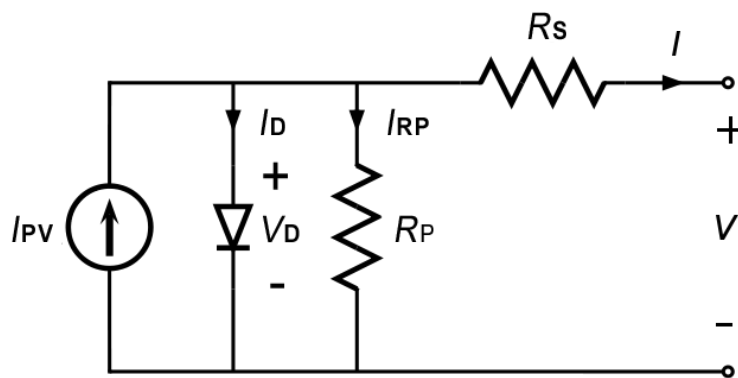


Figura 18: Modello elettrico di una cella solare.

ra 18 mostra il modello circuitale di una cella. Per ottenere un modello accurato dobbiamo considerare i fattori seguenti:

- La dipendenza dalla temperatura della corrente di saturazione inversa del diodo I_S
- La dipendenza dalla temperatura della fotocorrente I_{PV}
- La resistenza serie R_S che rappresenta le perdite interne per effetto ohmico al passaggio della corrente
- La resistenza parallelo R_P che rappresenta le perdite di corrente verso massa dovute ad effetti di ricombinazione

Applicando le leggi di Kirchhoff al modello di fig 18 otteniamo:

$$I = I_{PV} - I_D - I_{RP} = I_{PV} - I_D - \frac{V + I R_S}{R_P} \quad (2.25)$$

La risoluzione numerica del seguente sistema di equazioni non lineari, fissati un valore di fotocorrente e di temperatura, ci consente di tracciare la curva caratteristica della cella (fig 19):

$$\begin{cases} I = I_{PV} - I_S \left[\exp\left(\frac{V_D}{V_T}\right) - 1 \right] - \frac{V_D}{R_P} \\ V = V_D - I R_S \end{cases} \quad (2.26)$$

Se il carico R è piccolo, la cella lavora nella regione M-N della curva, in cui si comporta come un generatore di corrente costante. Più aumenta l'entità del carico R , più la cella si assomiglia ad un generatore di tensione (regione P-S). La dipendenza della fotocorrente dalla radiazione

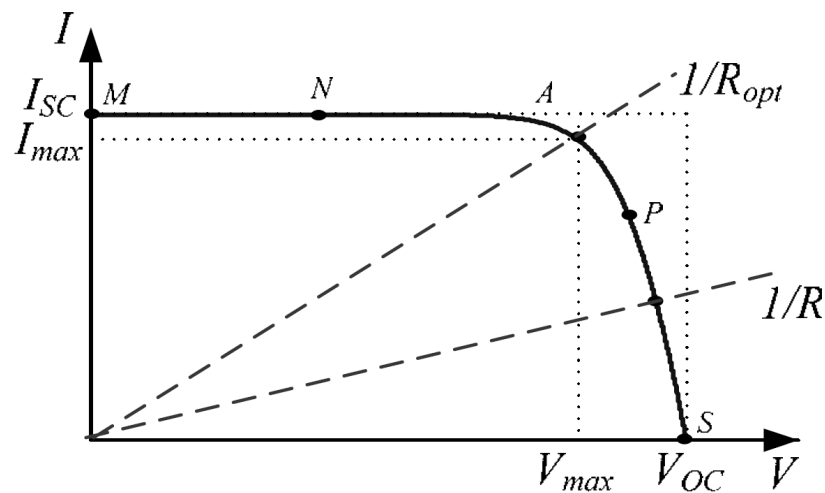


Figura 19: Curva caratteristica di una cella solare con il punto di massima potenza.

incidente e dalla temperatura di esercizio della cella è chiaramente visibile in fig 20, dove è stato considerato, a titolo di esempio, un modulo fotovoltaico commerciale Sanyo [15]. Secondo le specifiche, l'efficienza del modulo diminuisce dello 0,3% per ogni grado di temperatura in più.

2.3.3 Efficienza della cella solare

Una cella solare reale può essere caratterizzata mediante i seguenti parametri fondamentali:

CORRENTE DI CORTOCIRCUITO I_{SC} , la massima intensità di corrente generata da una cella. Si ottiene per $V = 0$.

TENSIONE A VUOTO V_{OC} , corrisponde alla caduta di tensione sul diodo interno quando è attraversato dalla fotocorrente I_{PV} e nessun carico è collegato ($I = 0$).

$$V_{OC} = V_T \log\left(\frac{I_{PV}}{I_S}\right) \quad (2.27)$$

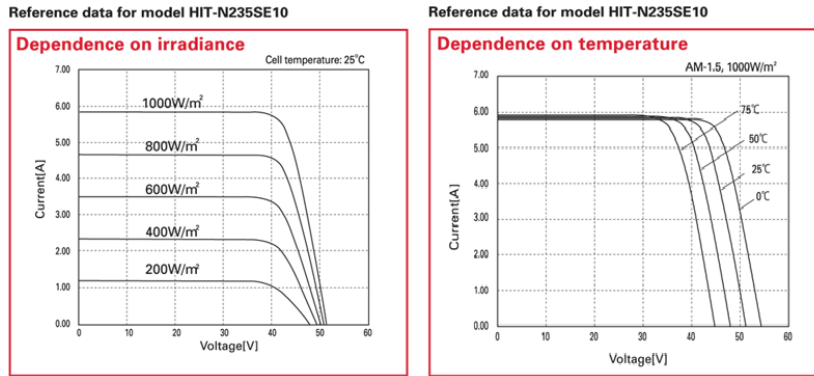


Figura 20: Curva caratteristica di una cella solare. A destra la dipendenza della corrente dall'irraggiamento, a sinistra la dipendenza della tensione dalla temperatura, su un pannello campione Sanyo [15].

PUNTO DI MASSIMA POTENZA, il punto $A(V_{\max}, I_{\max})$ in fig 19, in cui la potenza dissipata sul carico resistivo è massima e pari a

$$P_{\max} = V_{\max} I_{\max} \quad (2.28)$$

EFFICIENZA MASSIMA, il parametro più importante di una cella solare. Essa è definita come il rapporto tra la massima potenza elettrica generata e la potenza luminosa incidente.

$$\eta = \frac{I_{\max} V_{\max}}{S_{1.5}} = \frac{I_{\max} V_{\max}}{I_{SC} V_{OC}} \frac{I_{SC} V_{OC}}{S_{1.5}} = FF \frac{I_{SC} V_{OC}}{S_{1.5}} \quad (2.29)$$

dove $S_{1.5}$ corrisponde alla costante solare calcolata per integrazione dello spettro AM1.5, e vale circa 1000 W/m^2 .

FILL FACTOR, descrive quanto la caratteristica tensione-corrente della cella approssima un rettangolo ideale. Il suo valore è superiore a 0.7 per celle di buona qualità.

$$FF = \frac{I_{\max} V_{\max}}{I_{SC} V_{OC}} \quad (2.30)$$

2.3.4 Fattori che limitano l'efficienza

L'efficienza con cui la radiazione solare può essere convertita in energia elettrica è stata oggetto di studi sin dai tempi in cui furono sviluppate le prime celle solari. Nel marzo 1961 William Shockley e Hans Queisser pubblicarono uno studio in cui, usando la distribuzione di Planck, riuscirono a determinare un primo limite teorico all'efficienza di una cella solare a singola giunzione [55].

I fattori che limitano l'efficienza delle celle solari sono dovuti a:

ASSORBIMENTO PARZIALE DELLA RADIAZIONE SOLARE Uno dei fattori primari che limitano l'efficienza di conversione è legato all'assorbimento della radiazione solare nel silicio. Non tutta la luce,

infatti, può essere convertita in energia elettrica. Sia E_G l'ampiezza della banda proibita del semiconduttore (nel caso del silicio $E_G = 1,124 \text{ eV}$). I fotoni con energia $E < E_G$ non possono promuovere un elettrone ad uno stato eccitato. Quelli con energia superiore, invece, creano coppie elettrone-lacuna, ma l'energia in eccesso è dissipata sotto forma di calore, in un processo noto come *thermalization*. Ai fini della produzione elettrica, un fotone con $E \gg E_G$ produce gli stessi effetti di uno con energia $E = E_G$. Si stima che il 20,2% dell'energia utile vada persa a causa dei fotoni non assorbiti perché poco energetici, mentre il 30,2% viene perso in calore. A questo punto rimane solo il 49,6% di energia utilizzabile. (fig 21) Il punto fondamentale da sottolineare è che

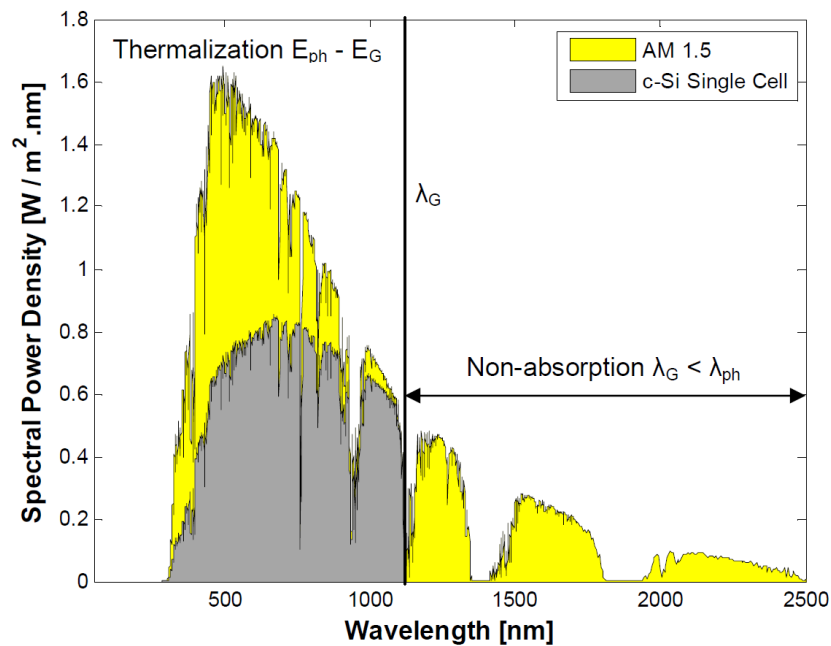


Figura 21: Porzione dello spettro AM1.5 che può essere convertita in energia elettrica da una cella solare in silicio cristallino [64].

l'efficienza della cella è fortemente legata all'energy gap del materiale di cui è composta. Aumentando l'ampiezza della banda proibita si riduce il numero di fotoni assorbiti e, di conseguenza, le perdite per riscaldamento. La figura 22 mostra l'efficienza teorica massima per diversi semiconduttori. Il massimo dell'efficienza, che va dal 30% al 35%, si raggiunge attorno all'energy gap del silicio cristallino.

RIFLESSIONI SULLA SUPERFICIE DELLA CELLA In generale, quando la luce colpisce l'interfaccia tra due mezzi materiali, una parte viene riflessa e dell'altra viene trasmessa attraverso l'interfaccia, a seconda dell'*indice di rifrazione* della superficie, un parametro numerico che indica il rallentamento che una radiazione elettromagnetica subisce, rispetto alla sua velocità nel vuoto, quando que-

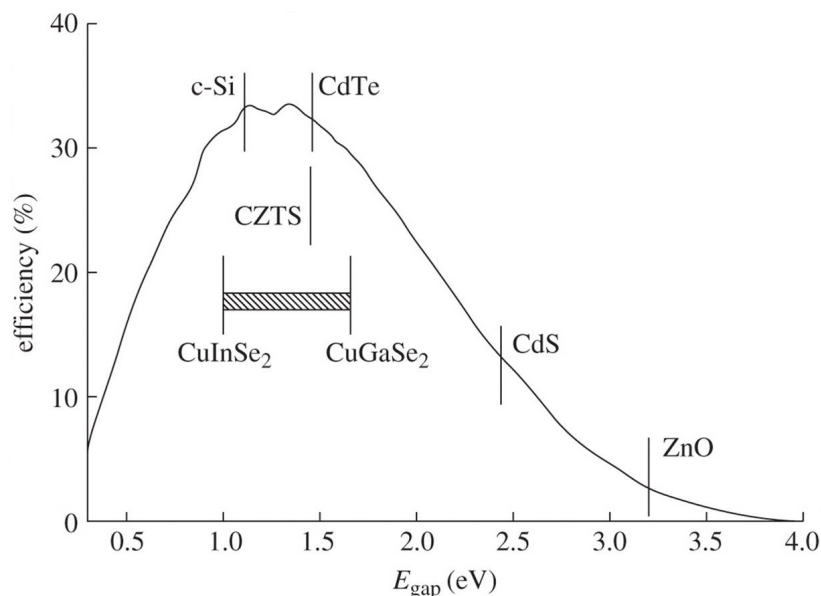


Figura 22: Efficienza teorica massima in base al limite di Shockley-Queisser in funzione del bandgap per diversi materiali.

sta attraversa un mezzo materiale. La luce non viene assorbita in maniera uniforme, in quanto l'indice di rifrazione è funzione della lunghezza d'onda. Parte della luce incidente viene quindi riflessa dallo strato più esterno della cella solare, a contatto con l'aria, e dagli strati più interni.

OMBREGGIAMENTI DOVUTI AI CONTATTI Nella maggior parte delle celle solari in silicio cristallino, uno dei contatti metallici viene inserito sulla superficie superiore della cella. L'area coperta dal metallo non consente alla luce di raggiungere gli strati inferiori, riducendo l'area effettiva della cella. Siano A_{tot} l'area totale della cella e A_f l'area della cella non coperta dagli elettrodi. Il rapporto

$$CF = \frac{A_f}{A_{\text{tot}}} \quad (2.31)$$

è detto *coverage factor*, o fattore di copertura, e determina le perdite per ombreggiamento.

RICOMBINAZIONE DEI PORTATORI Non tutti i portatori generati all'interno del semiconduttore vengono raccolti agli elettrodi. Molte delle coppie elettrone-lacuna si ricombinano, secondo le proprietà dei materiali che formano la giunzione. Nel modello della figura 18, R_p tiene conto anche dei fenomeni di ricombinazione.

FATTORE DI TENSIONE Abbiamo visto nella (2.27) che la tensione a vuoto della cella, V_{OC} , è legata all'intensità della fotocorrente generata e alla corrente di saturazione inversa della giunzione, da cui anche il legame con i drogaggi e la temperatura. La tensione

che possiamo prelevare ai capi della cella è inferiore alla tensione di bandgap della giunzione a causa della quantità

$$V_F = \frac{q V_{OC}}{E_G} \quad (2.32)$$

nota come *fattore di tensione*, che indica il rapporto tra la massima tensione generata dalla cella solare e il bandgap della giunzione.

CADUTE DI TENSIONE RESISTIVE Le resistenze di contatto tra la giunzione e gli elettrodi, e la resistività stessa di quest'ultimi, contribuiscono a formare la resistenza serie R_P (fig 18).

L'insieme di tutti questi fattori limita, di fatto, l'efficienza delle celle solari a valori che vanno dal 15% al 20% dei prodotti commerciali.

3 | LE TECNOLOGIE FOTVOLTAICHE

INDICE

3.1	Fotovoltaico di prima generazione	31
3.1.1	Celle solari in silicio monocristallino	31
3.1.2	Celle solari in silicio policristallino	32
3.1.3	Realizzazione di celle solari in silicio cristallino	33
3.2	Fotovoltaico di seconda generazione	34
3.2.1	Celle solari in silicio amorfo	34
3.2.2	Celle solari al tellururo di cadmio	35
3.2.3	Celle solari CIGS	36
3.3	Fotovoltaico di terza generazione	38
3.3.1	Celle solari organiche	38
3.3.2	Celle solari a giunzioni multiple	38
3.4	Fotovoltaico a concentrazione	40
3.5	La durata dei moduli fotovoltaici	41
3.6	Celle solari da record	42
3.7	Struttura di un impianto fotovoltaico	43
3.7.1	Collegamento elettrico	44
3.7.2	Funzionamento dell'inverter	45

3.1 FOTVOLTAICO DI PRIMA GENERAZIONE

La prima apparizione delle celle solari risale al 1954, quando alcuni ricercatori della Bell Systems diedero la notizia ufficiale della scoperta [6]. L'efficienza delle prime celle, pari a circa il 5%, è stata innalzata da vari laboratori di ricerca, a colpi di record, fino al 24,7% del 1999, e al 25% del 2008. Dal raggiungimento asintotico del limite teorico per le celle monogiunzione di silicio cristallino, si deduce che l'attuale tecnologia ha praticamente raggiunto il massimo dello sviluppo, ed eventuali miglioramenti potranno essere al più marginali.

La natura *allotropica* del silicio fa sì che questo elemento possa esistere in più forme: monocristallina, policristallina e amorfa. Solo le prime due possono essere classificate come i costituenti del fotovoltaico di prima generazione.

L'allotropia è la proprietà di alcune sostanze di esistere in diverse forme.

3.1.1 Celle solari in silicio monocristallino

Il *silicio monocristallino* presenta un reticolo ordinato e regolare in cui ogni atomo condivide un legame con i quattro atomi circostanti, struttura che si ripete in maniera periodica e rimane inalterata anche in seguito al processo di drogaggio (fig 23). Ampiamente utilizzato in

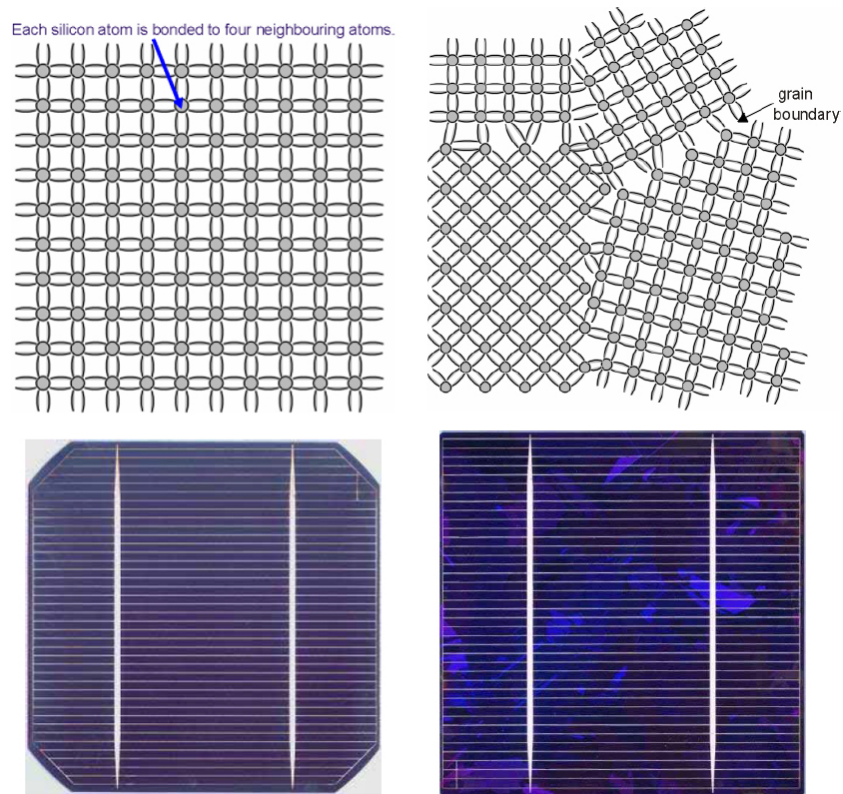


Figura 23: Struttura di una cella in silicio monocristallino (a sinistra) e policristallino (a destra).

elettronica, viene prodotto mediante il *processo Czochralski*, in cui un seme di silicio monocristallino, immerso in un crogiolo di silicio purissimo fuso, viene sollevato a bassissima velocità, permettendo al silicio fuso di legarsi al cristallo e acquisirne la geometria. Alla fine del processo, che richiede un controllo rigoroso della temperatura, dell'atmosfera nella camera, e della velocità di estrazione, si ottengono dei fusi perfettamente cilindrici del diametro di circa 30 cm, dai quali vengono tagliate fette di silicio, o *wafer*, pronte per le successive lavorazioni. Lo spessore dei wafer di silicio monocristallino è di circa 200 micron.

3.1.2 Celle solari in silicio policristallino

Il *silicio policristallino* è composto da molteplici cristalli di silicio orientati in maniera casuale (fig 23). Esso viene prodotto con il metodo detto *casting*, in cui del silicio di scarto viene frantumato, fuso e colato in appositi stampi in cui assume una struttura cristallina irregolare. Si ottengono dei blocchi di forma rettangolare da cui vengono tagliate le fette da trattare successivamente. A causa della struttura più fragile, i wafer di silicio policristallino hanno uno spessore di 250 micron.

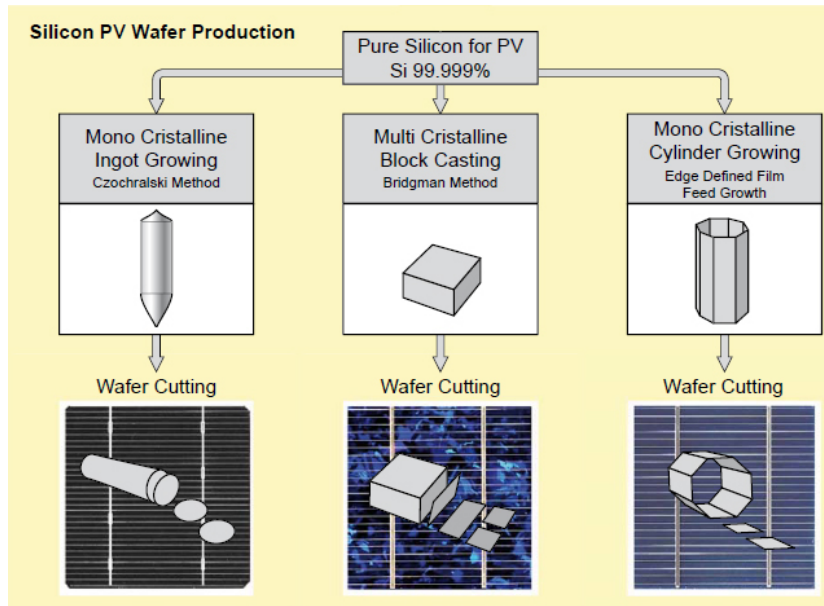


Figura 24: Processi di produzione di wafer in silicio cristallino.

3.1.3 Realizzazione di celle solari in silicio cristallino

Una volta tagliati, i wafer di silicio, mono o policristallino, vengono sottoposti a un processo con il quale si ottengono le celle solari complete. La lavorazione si articola in tre fasi:

TEXTURING in questa fase il silicio viene immerso in un bagno chimico (generalmente a base di soda) al fine di rimuovere lo strato di ossido superficiale. Con un particolare procedimento si creano delle geometrie piramidali sulla superficie del silicio, che ne aumentano la capacità antiriflettente.

DROGGAGGIO l'obiettivo di questa fase è quello di creare una giunzione pn sul wafer di silicio, grazie ad un procedimento noto come *diffusione termica*. All'interno di un forno ad alta temperatura (circa 100 °C) ed in atmosfera inerte di azoto, viene depositato sul silicio uno strato di fosforo, in concentrazioni e in profondità prestabilite. Un successivo bagno di acido fluoridrico, e la deposizione di un sottile strato superficiale di nitrato di silicio, puliscono il wafer dai residui di droganti e migliorano le performance elettriche del dispositivo attraverso un processo noto come *passivazione elettrica superficiale*, che conferisce al wafer il tipico colore blu delle celle solari.

CONTATTATURA si tratta della realizzazione, attraverso un processo di stampa serigrafica, dei contatti elettrici della cella su entrambi i lati. Sulla parte frontale viene depositata una pasta di argento, sul retro una pasta di alluminio. Una successiva fase di essiccazione completa la realizzazione dei contatti che raccolgono

le cariche elettriche dalla cella solare, e le convogliano verso i conduttori esterni.

3.2 FOTOVOLTAICO DI SECONDA GENERAZIONE

La seconda generazione fotovoltaica comprende tutte le celle solari realizzate con tecnologie a *film sottile*, che sfruttano la deposizione di sottili strati di materiali semiconduttori su lamine di sostegno come vetro, metalli e materie plastiche. Questa tecnologia presenta numerosi vantaggi rispetto al fotovoltaico di prima generazione:

- la quantità di materiale utilizzato è fino a 100 volte inferiore rispetto a quella usata per i moduli in silicio cristallino.
- lo spessore dei moduli è inferiore a quelli di prima generazione, grazie anche alla maggior capacità di assorbire l'energia solare.
- la deposizione su substrati di basso costo e di varia natura consente la realizzazione di moduli flessibili o la loro integrazione in elementi architettonici.
- l'industrializzazione su larga scala dei processi produttivi thin film consente una forte riduzione dei costi di produzione, e un aumento notevole dei volumi.

3.2.1 Celle solari in silicio amorfo

Il *silicio amorfo* (a-Si) è il materiale maggiormente utilizzato nella produzione di moduli a film sottile. La sua struttura consiste in un reticolo disordinato in cui non tutti gli atomi di silicio sono legati a quelli circostanti. Una delle caratteristiche più interessanti del silicio amorfo, è la possibilità di poterlo depositare a basse temperature (fino a 75 °C) su superfici di vetro o di materiale plastico. Il silicio amorfo possiede un coefficiente d'assorbimento piuttosto elevato, tanto da rendere sufficiente uno strato di 5 micron per assorbire quasi tutta la radiazione solare. A causa delle impurità presenti e alla struttura irregolare, le celle in silicio amorfo monogiunzione sono tuttavia caratterizzate da un'efficienza molto bassa. Un modo per migliorare la conducibilità del silicio amorfo è stato quello di inserire degli atomi di idrogeno all'interno del reticolo, ottenendo il cosiddetto *silicio idrogenato* (a-Si:H). Questa tecnologia, tuttavia, soffre di una brusca riduzione dell'efficienza in seguito all'esposizione a radiazione solare intensa, noto come effetto di *Staebler-Wronski*. Alcune ore dopo la prima esposizione, l'efficienza si abbassa dal 10% iniziale al 7-6%, poiché i fotoni spezzano i deboli legami chimici tra l'idrogeno ed il silicio. In questo modo, l'idrogeno si libera in forma gassosa ed evapora dal materiale, che ritorna allo stato di silicio amorfo puro. Dopo qualche anno l'efficienza scende

ulteriormente, ad un valore del 3-4%. Per ovviare ai problemi di degradazione del silicio idrogenato, si è tentato di realizzare strutture a giunzioni sovrapposte, realizzando i moduli a film sottile di silicio microamorfo. Questi dispositivi si trovano in commercio con valori di efficienza stabili pari a circa il 10%. I moduli al silicio amorfo risultano essere quelli più economici ma che al tempo stesso presentano i minori rendimenti con valori di efficienza che variano dal 6 all'8%, con una diminuzione relativa del 20% nei primi due mesi di vita. La

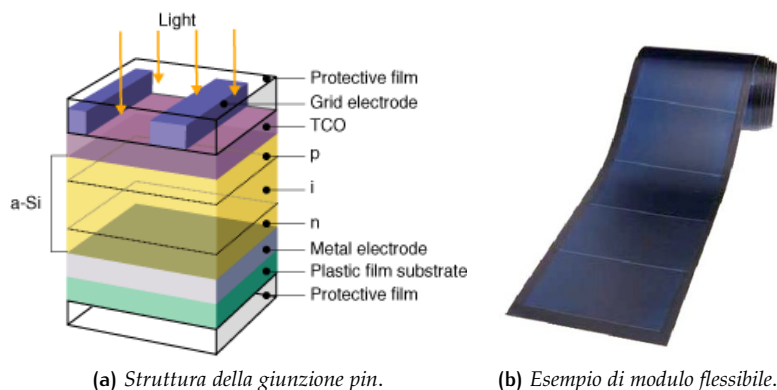


Figura 25: Struttura e applicazione dei moduli al silicio amorfo.

struttura tipica di un modulo al silicio amorfo (fig 25) è caratterizzata da una giunzione *pin* a tre strati. A differenza della giunzione *pn*, la giunzione *pin* presenta una regione intermedia neutra, compresa tra le regioni drogate e molto spessa rispetto ad esse. I tre strati di silicio vengono depositi su un substrato ricoperto da un ossido trasparente e conduttore, detto *Transparent Conductive Oxide*, o *TCO*, che costituisce l'elettrodo frontale della cella solare. Un contatto metallico posteriore in argento o alluminio chiude la struttura dopo la deposizione di un sottile strato protettivo, che funge sia da collettore di cariche che da riflettore. In definitiva, nonostante i moduli fotovoltaici in silicio amorfo abbiano un'efficienza inferiore a quelli in silicio cristallino, godono di numerosi vantaggi:

- la produzione elettrica non cala con l'aumentare della temperatura;
- sfruttano meglio la luce diffusa e riflessa, non risentono delle zone d'ombra e producono anche con cielo nuvoloso;
- possono essere installati in orizzontale e in verticale, e quindi si prestano all'integrazione architettonica.

3.2.2 Celle solari al tellururo di cadmio

Il *tellururo di cadmio* (CdTe) è un composto formato dal tellurio e dal cadmio con caratteristiche simili al silicio. Grazie alle sue proprietà di semiconduttore di tipo *p* è facile realizzare una eterogiunzione *pn* accostandolo al solfuro di cadmio (CdS). Per la sua natura policristallina,

Una eterogiunzione è una giunzione tra materiali aventi gap energetici diversi.

infatti, il processo di drogaggio del CdTe risulta difficoltoso. Fortunatamente, quando il materiale è depositato ad una temperatura di circa 500 °C, assume le caratteristiche di un semiconduttore di tipo p. I principali vantaggi di questa tecnologia sono:

- costi di produzione inferiori rispetto alle celle in silicio amorfo;
- possibilità di riciclare quasi il 95% del materiale utilizzato;
- maggior coefficiente di assorbimento e resa più elevata rispetto al silicio amorfo in condizioni di luminosità diffusa o diretta;
- maggiore stabilità del composto nel tempo rispetto al silicio amorfo.

Il CdTe è caratterizzato da un energy gap di 1,45 eV, vicino al massimo teorico di conversione dell'energia fotovoltaica, inoltre è un semiconduttore a gap diretto: questo vuol dire che bastano solamente pochi micron di spessore affinché venga assorbito il 90% della luce solare. La struttura tipica di un modulo al CdTe è visibile in figura 26. I vari strati che compongono il dispositivo sono depositati su un substrato di vetro, che permette il passaggio della luce solare. L'efficienza delle celle al CdTe è inferiore rispetto a quelle al silicio; si parla di un valore di circa il 12% contro circa il 16-18% per il silicio monocristallino. Nonostante il futuro brillante che i moduli in CdTe sembrano avere, sono numerose le questioni ambientali sollevate in questi anni [44]. Il cadmio, infatti, è un metallo pesante tossico, che viene utilizzato come costituente in alcune batterie ricaricabili. La sua produzione non dipende dalla domanda di mercato, in quanto è un sottoprodotto della lavorazione di zinco (80%) e piombo (20%). Nonostante sia considerato un materiale raro, i quantitativi prodotti (20.000 t/anno) sono tali da renderlo di facile reperibilità. La decomposizione del CdTe, che può essere la sola causa di immissione di cadmio libero in natura, avviene a temperature superiori a 1000 °C. L'incendio rimane quindi una delle maggiori problematiche cui i moduli in tellururo di cadmio devono far fronte. Esperimenti fatti con incendi reali, tuttavia, indicano che non c'è rilascio di Cd nell'atmosfera, in quanto il vetro fonde molto prima che il CdTe evapori, incapsulandolo e neutralizzando il rischio. Paradossalmente, se si usa il cadmio nei moduli fotovoltaici, esso viene parzialmente tolto dall'ambiente diminuendo l'inquinamento globale. La risposta alle questioni ambientali, quindi, è sostanzialmente negativa. Il tellururo di cadmio è un composto stabile che non evapora a temperatura ambiente, insolubile in alcun composto con cui una cella solare possa venire in contatto.

Sembra che anche il temuto cadmio possa aver trovato un'applicazione *green*.

3.2.3 Celle solari CIGS

La tecnologia basata sul *rame indio gallio diselenio*, ormai nota come CIGS, sembra essere la più promettente tecnologia fotovoltaica per i

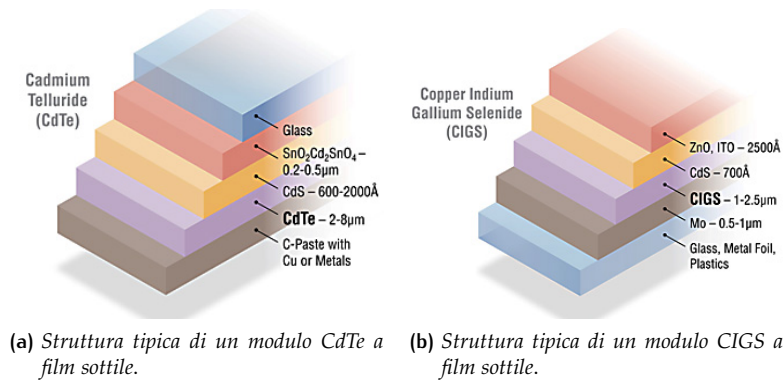


Figura 26: Struttura delle celle thin film CdTe e CIGS. Fonte NREL.

prossimi anni. Rispetto alle altre tecnologie a film sottile, il CIGS è il semiconduttore che permette di raggiungere la maggiore efficienza di conversione, riuscendo quasi a concorrere con il silicio policristallino. A differenza del silicio amorfo, l'efficienza del CIGS è estremamente stabile nel tempo; ciò consente il mantenimento di prestazioni inalterate per molti anni. Il CIGS è un ottimo materiale per il fotovoltaico. Con un energy gap di 1,25 eV ed un elevato coefficiente di assorbimento, è sufficiente uno strato di 1 micron di materiale per assorbire più del 90% della luce solare. L'aggiunta di una piccola quantità di gallio migliora le proprietà del CuInSe_2 e aumenta l'assorbimento solare fino al 99%. La struttura base di un modulo CIGS (fig 26) è composta da un substrato di vetro, plastica o alluminio, su cui viene realizzata una eterogiunzione formata da CIGS (tipo p) e un semiconduttore di tipo n, con un sottile strato intermedio neutro che aumenta l'efficienza e la robustezza della cella. I moduli CIGS che troviamo oggi sul mercato vengono garantiti 25 anni, in quanto non vi è alcun processo intrinseco che ne determini una degenerazione delle prestazioni nel tempo; anzi, al contrario dei pannelli in silicio cristallino, queste celle spesso migliorano le loro prestazioni negli anni a venire, grazie alla presenza del rame che sembra rigenerare il reticolo cristallino. Uno dei maggiori vantaggi dei moduli CIGS è la possibilità di stampare il semiconduttore su una struttura flessibile, come un sottile foglio di alluminio. Utilizzando un solo macchinario di stampa, si realizza un processo continuo, con il vantaggio di ottenere una deposizione del materiale perfettamente uniforme e dei volumi di produzione molto elevati. Nonostante l'efficienza su piccola scala di celle CIGS raggiunga valori del 24% (fig 36), su grandi aree l'efficienza cala notevolmente fino al 15% o meno, in quanto le proprietà del semiconduttore si degradano. Nonostante i buoni risultati, la scalabilità è ancora un ostacolo da superare per la tecnologia CIGS. Il problema della tossicità esiste anche in questo composto, anche se meno rilevante rispetto al telluro di cadmio. Un altro problema che riguarda le celle CIGS è il costo dell'indio, molto elevato per la rarità del materiale e molto influenzato dalla domanda di mercato, anche se la ricerca di composti alternativi è tuttora in corso.

3.3 FOTOVOLTAICO DI TERZA GENERAZIONE

La terza generazione fotovoltaica si riferisce alle tecnologie basate su concetti innovativi che, pur avendo avuto conferma sperimentale in laboratorio, ancora non hanno trovato una sufficiente sperimentazione pratica per passare alla fase della produzione industriale. Il concetto alla base di questa terza generazione fotovoltaica è il fatto che i dispositivi realizzati con un singolo semiconduttore assorbono soltanto una piccola porzione dello spettro solare, quella i cui fotoni hanno energia superiore all'energy gap del materiale. Più della metà dello spettro solare sfugge alla conversione fotovoltaica, con una notevole perdita di energia. Ciò pone un limite superiore all'efficienza dei dispositivi, limite che la terza generazione fotovoltaica tenterà di superare.

3.3.1 Celle solari organiche

Le celle fotovoltaiche organiche convertono l'energia solare in energia elettrica grazie all'uso di molecole o polimeri organici. La loro struttura è comune alle altre celle a film sottile: un substrato di vetro o plastica su cui vengono depositi strati sottili di materiali fotoattivi racchiusi tra due elettrodi conduttivi. Le celle solari organiche si dividono in due tipologie principali:

TOTALMENTE ORGANICHE la parte attiva è totalmente organica o polimerica. Si tratta di tecnologie ancora in fase di sviluppo che si basano sul principio della *fotosintesi clorofilliana*.

IBRIDE un materiale organico, che funge da generatore di cariche in presenza di luce solare, e un materiale inorganico con buona conducibilità elettronica vengono uniti assieme per formare una eterogiunzione. Le maggiori rappresentanti di questa categoria sono le celle *dye-sensitized*, o *DSSC*.

Anche i materiali organici, come il CdTe o il CIGS, possono essere depositati su larga scala mediante processi di stampa ink-jet e stampa serigrafica. A differenza di molte applicazioni a film sottile non vi è rischio di esalazioni tossiche, e la presenza di strati contenitivi diventa superflua. Tuttavia la tecnologia organica sconta numerosi problemi:

- la breve durata media pari a soli due-tre anni;
- l'assorbimento limitato dello spettro solare;
- la sensibilità delle prestazioni alla temperatura.

3.3.2 Celle solari a giunzioni multiple

La conversione fotovoltaica è fortemente legata alla lunghezza d'onda della radiazione solare e all'energia posseduta dai fotoni. La maggior parte dei semiconduttori, tuttavia, è in grado di assorbire solo una

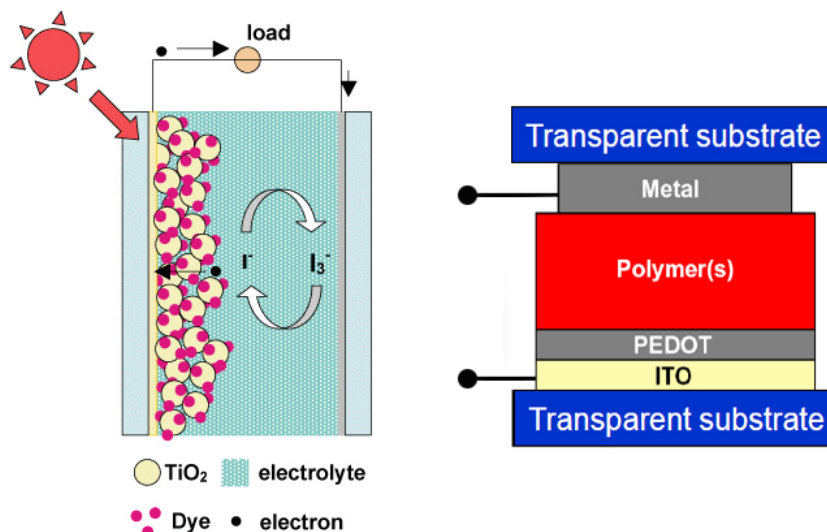


Figura 27: Struttura di una cella solare organica ibrida (a sinistra) e organica (a destra) [14].

parte limitata dello spettro solare. Una tecnica per aumentare l'efficienza di conversione delle celle fotovoltaiche consiste nel raccogliere e utilizzare l'energia dei fotoni dell'intero spettro solare. La tecnologia multigiunzione prevede la realizzazione in un unico dispositivo di giunzioni sovrapposte di materiali semiconduttori diversi, in modo che ciascuna giunzione assorba una parte dello spettro solare. La giunzione superficiale assorbe i fotoni più energetici, mentre la parte non assorbita passa oltre e, a sua volta, viene parzialmente assorbita nella giunzione successiva. La potenza totale generata dal dispositivo è quindi la somma di tutti i contributi delle singole giunzioni, ciascuna in relazione al proprio spettro di assorbimento. L'ipotesi di poter sfruttare l'intero spettro della radiazione solare rimane possibile soltanto in linea teorica, con un'efficienza di conversione quantificata in un valore pari all'86,8% [36]. In pratica, sono stati realizzati numerosi dispositivi a celle multigiunzione, anche se la soluzione maggiormente adottata limita a tre il numero di giunzioni, sia per motivi di difficoltà tecnologica (perdita di efficienza) che di disponibilità di materiali adeguati. La struttura tipica di una cella multigiunzione (fig 28) è costituita da tre celle sovrapposte:

- cella inferiore in germanio;
- cella intermedia in arseniuro di gallio;
- cella superiore in arseniuro di gallio, indio e fosforo.

L'efficienza massima certificata per una cella multigiunzione si aggira attorno al 35% (fig 36). Valori di efficienza così alti sembrano permettere a questa tecnologia di conseguire la competitività, sul costo del kWh prodotto, rispetto alle altre tecnologie. A causa dell'elevata difficoltà nel mantenere l'uniformità dei materiali su superfici ampie, le

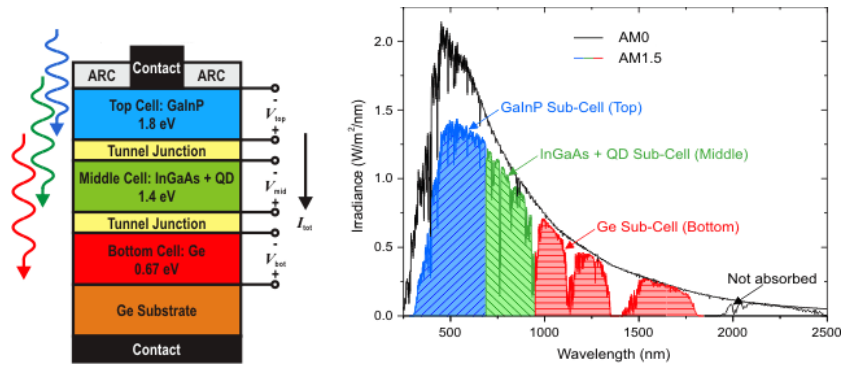


Figura 28: Cella solare a giunzione multipla e relativo spettro di assorbimento.

celle multigiunzione hanno una superficie di qualche centimetro quadrato. Per questo motivo è necessario accoppiarle a dei sistemi ottici per concentrare i raggi solari su una superficie così ridotta.

3.4 FOTOVOLTAICO A CONCENTRAZIONE

I sistemi fotovoltaici a concentrazione sono composti da un sistema ottico di lenti o specchi che concentrano la luce solare verso una cella di dimensione molto piccola, ma con efficienza elevata (celle multigiunzione). L'uso di un concentratore, generalmente realizzato con materie plastiche, consente un notevole risparmio economico, grazie al minor costo per metro quadro, rispetto ad un modulo in silicio di pari superficie. Questo approccio, inoltre, aumenta anche l'efficienza totale del sistema. Per celle in silicio si hanno incrementi assoluti di efficienza di quasi 5 punti percentuali, mentre per celle multigiunzione l'aumento sfiora i 10 punti, per un'efficienza complessiva che supera il 40% (fig 36). A seconda delle caratteristiche della lente distinguiamo tre tipi di concentrazione:

- da 3 a 50 volte (bassa concentrazione);
- da 50 a 250 volte (media concentrazione);
- da 250 a 1000 volte (alta concentrazione).

L'aumento considerevole della densità di potenza sulla cella, oltre ad aumentare la fotocorrente generata, comporta un notevole incremento della temperatura dell'elemento fotoattivo. È quindi necessario raffreddare le celle con dei dissipatori metallici ad elevata conducibilità termica. Applicazioni più sofisticate prevedono la presenza di microcanali all'interno del metallo, in cui scorre un fluido termovettore che, con l'aiuto di uno scambiatore, sottrae calore alle celle e lo utilizza per applicazioni termiche di *cogenerazione* [13]. Poiché le lenti devono essere perpendicolari ai raggi solari, è necessario dotare l'impianto di un *inseguitore solare* mono o bi-assiale. Nonostante gli alti rendimenti ottenuti, il sistema a concentrazione ha ancora diversi problemi:

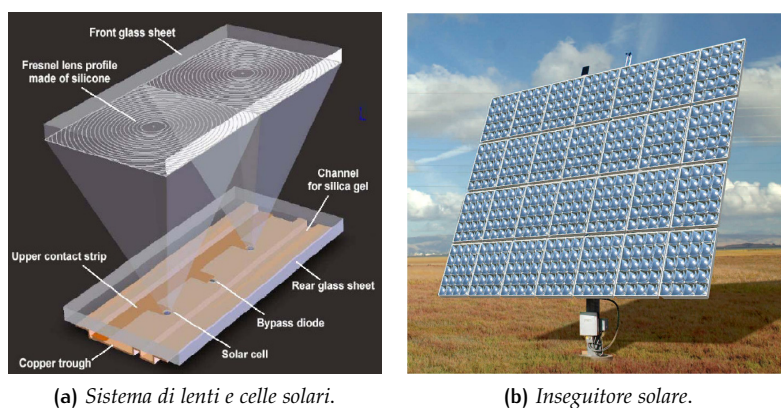


Figura 29: Fotovoltaico a concentrazione.

- diffusione sul mercato attualmente molto limitata;
- maggiore complessità del modulo ricevitore e del sistema di sostegno, inseguimento, raffreddamento;
- scarsa possibilità per l'integrazione architettonica.

Si prevede, in ogni caso, che il costo del chilowattora prodotto da CPV calerà dagli attuali 0,26 \$/kWh fino a 0,08 \$/kWh nel 2015.

3.5 LA DURATA DEI MODULI FOTOVOLTAICI

Sin dal 1980 i ricercatori dell'allora CNEN (oggi ENEA) hanno condotto degli studi per verificare l'effettiva vita utile dei moduli fotovoltaici in silicio cristallino. Dopo aver installato 59 pannelli solari di diversi produttori, ne hanno monitorato la produzione elettrica, misurandone l'efficienza con cadenza decennale. A distanza di 20 anni dall'entrata in funzione è stata registrata un'efficienza media pari all'8,74%, contro il 9,14% di 13 anni prima. Dopo 30 anni di funzionamento il bilancio ottenuto è il seguente [10]:

- 55 moduli di diversi produttori, in funzione dal 1980 con efficienza media iniziale del 9,5%;
- 8 moduli guasti: 7 per invecchiamento e uno danneggiato manualmente;
- 47 moduli tuttora in funzione;
- efficienza media dopo 30 anni pari a 8,3%, in termini relativi l'87% dell'efficienza iniziale;
- decremento assoluto di efficienza pari a 1,2 punti in 30 anni;
- decremento relativo totale del 13%.

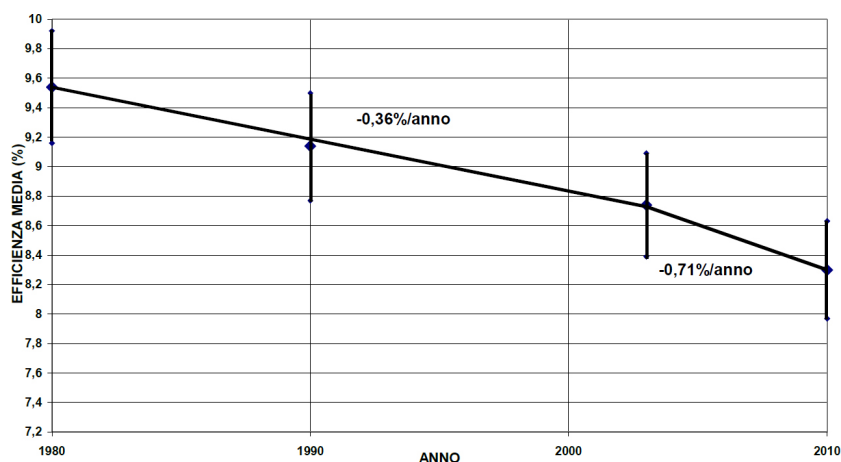


Figura 30: Decremento nel tempo dell'efficienza media di conversione e tasso medio di degradazione per invecchiamento [10].

Il calo dell'efficienza può essere approssimato con due tratte lineari, la prima dal 1980 al 2003, con un tasso di decremento dello 0,36% all'anno e la seconda, fino al 2010, con un calo dello 0,71% all'anno (fig 30). In conclusione, i risultati dell'esperimento dell'ENEA hanno evidenziato alcuni aspetti fondamentali:

1. Il limite della vita operativa dei pannelli fotovoltaici è considerato convenzionalmente come il raggiungimento della soglia del 50% del valore della potenza iniziale. Dopo 30 anni la potenza totale registrata è stata pari all'87% di quella iniziale, il che lascia pensare a *durate di vita di gran lunga superiori ai 30 anni*.
2. Il decremento dell'efficienza di conversione nel tempo non è trascurabile (circa 13% in termini relativi). Questo dato deve essere tenuto in conto nei calcoli preventivi del costo di produzione dell'energia.
3. La percentuale dei moduli guasti si è mantenuta entro il 2% fino a 23 anni d'esposizione e poi è salita al 13% ai 30 anni. Nei conti economici occorre, pertanto, considerare anche le spese corrispondenti per la sostituzione dei moduli guasti [10].

3.6 CELLE SOLARI DA RECORD

Il *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* è un laboratorio di ricerca americano dedicato all'innovazione nel campo delle energie rinnovabili. NREL è l'organo ufficiale per la certificazione delle celle solari che raggiungono efficienze da record. La tabella di figura 36, fornita da NREL, è costantemente aggiornata con i migliori risultati ottenuti sia in ambito di laboratori ricerca universitari che dai settori R&D di aziende private. Il grafico considera tutte le diverse tecnologie fotovoltaiche, dal silicio cristallino di prima generazione, ai moduli a

film sottile di seconda generazione, alle celle multigiunzione di terza generazione, fino alle tecnologie organiche emergenti. A partire dal 1975 si nota un incremento generalizzato dell'efficienza di conversione per tutte le tecnologie, salvo per quelle emergenti, comparse dagli anni 90 in poi. Le celle in silicio cristallino raggiungono efficienze record che vanno dal 23% al 27,6%, i film sottili dal 12,5% al 20,3%, e le multigiunzione con sistema a concentrazione toccano il massimo del 43,5%. Le tecnologie organiche, invece, raggiungono efficienze più contenute, in un intervallo che va dal 5,1% all'11,8%, con ampi margini di miglioramento.

3.7 STRUTTURA DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Gli impianti fotovoltaici si dividono in due categorie a seconda della loro applicazione:

IMPIANTI STAND-ALONE sono rivolti essenzialmente a piccole utenze non raggiungibili dalla rete elettrica, come edifici rurali, rifugi montani, lampioni stradali, stazioni radio base, e quant'altro abbia l'esigenza di rendersi energeticamente autonomo. Gli impianti stand alone, data la natura irregolare della produzione di energia solare, necessitano sempre di adeguati sistemi di accumulo che garantiscono l'erogazione di energia elettrica anche nei momenti di scarsa illuminazione o di buio.

IMPIANTI GRID-CONNECTED sfruttano la rete elettrica a cui sono collegati per cedere l'energia prodotta, in caso di centrali fotovoltaiche dedicate alla sola produzione o, nel caso dell'autoconsumo, per cedere la quota di energia non utilizzata dalle utenze domestiche o industriali. Nel caso l'energia prodotta sia insufficiente per il consumo delle utenze, la potenza viene prelevata dalla rete.

Un impianto fotovoltaico, sia esso di piccola o grande potenza, è composto essenzialmente da (fig 31):

- un certo numero di moduli fotovoltaici, dimensionati in base alla potenza richiesta, che trasformano l'energia solare in energia elettrica in corrente continua;
- un convertitore elettronico, detto *inverter*, che trasforma la corrente continua in alternata;
- un contatore dell'energia prodotta e uno per l'energia scambiata con la rete (autoconsumo).

Tutti i componenti diversi dai moduli fotovoltaici, quali le strutture di sostegno, i cavi, gli interruttori di protezione e sezionamento, le protezioni equipotenziali e gli inverter, vengono detti *Balance Of System*, o BOS. Il BOS influisce per quasi per la metà dell'intero costo del sistema ed è spesso la prima causa di manutenzione.

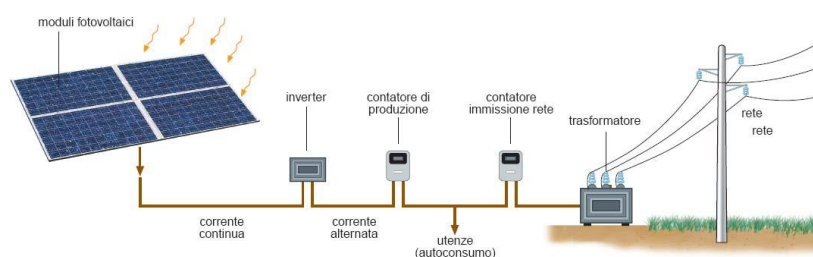


Figura 31: Struttura generale di un impianto fotovoltaico grid-connected [52].

3.7.1 Collegamento elettrico

Il collegamento elettrico fra più celle realizza un modulo fotovoltaico. Un insieme di moduli assemblati in una struttura comune costituisce un pannello. Più pannelli fotovoltaici collegati in serie formano una *stringa*. Il collegamento in parallelo di più stringhe, in base alla potenza necessaria, realizza un *generatore fotovoltaico* (fig 32). Sebbene

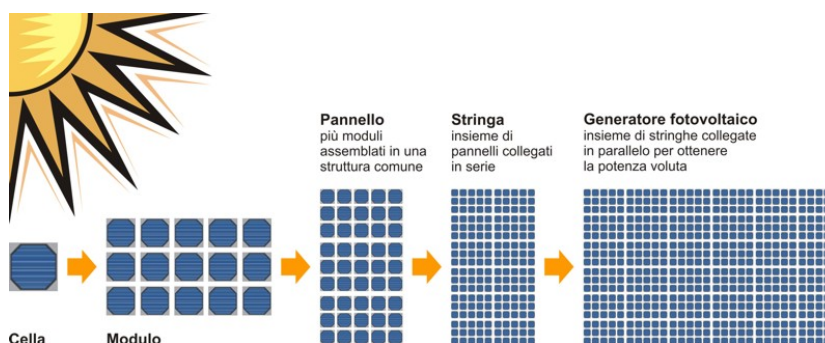


Figura 32

sembrano uguali all'apparenza, non tutti i pannelli fotovoltaici hanno le stesse caratteristiche, a causa di tolleranze di fabbricazione. La connessione in parallelo di stringhe aventi caratteristiche elettriche differenti può creare dei malfunzionamenti. Una stringa, infatti, potrebbe avere una tensione più alta ai suoi capi e, se collegata in parallelo ad una con tensione inferiore, potrebbe generare delle correnti di ricircolo tra le stringhe. La soluzione a questo problema consiste nell'inserire un *diodo di blocco* in serie a ciascuna stringa, che funge da valvola di non ritorno (fig 33). I pannelli in silicio cristallino, a differenza di quelli al film sottile, soffrono molto l'ombreggiamento. Una singola cella ombreggiata, connessa in serie ad altre, può ridurre drasticamente la corrente dell'intera serie, pregiudicando la resa di un intero pannello. Per ovviare al problema dell'ombreggiamento vengono posti da due a quattro *diodi di bypass* all'interno dei pannelli. I diodi di bypass fungono da percorso alternativo per la corrente delle celle non ombreggiate. Inoltre la cella ombreggiata, ai cui capi è presente la tensione delle altre celle, è protetta da sovratensioni che potrebbero provocare la per-

forazione della giunzione con surriscaldamento localizzato (*hot spot*) (fig 33).

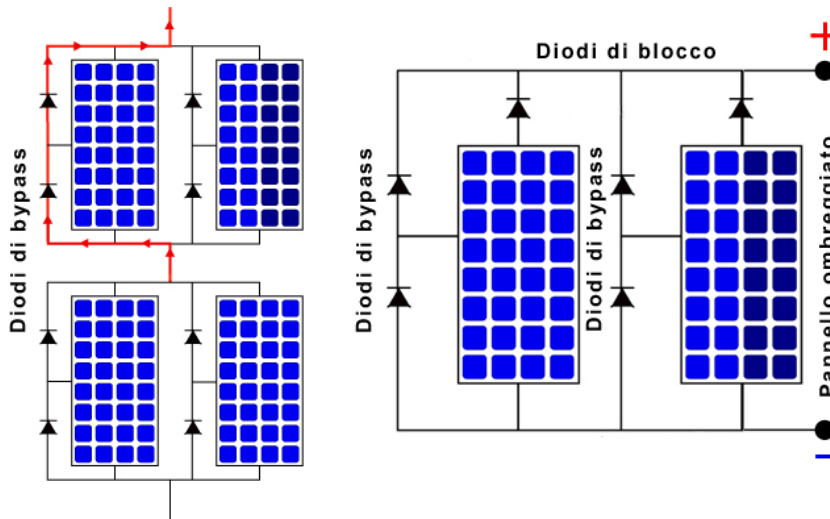


Figura 33: Funzionamento dei diodi di bypass e dei diodi di blocco.

3.7.2 Funzionamento dell'inverter

Una volta collegati i pannelli fotovoltaici in stringhe parallele della potenza desiderata, si ottiene un generatore fotovoltaico ai cui capi, in genere, si trova una tensione variabile dai 400 ai 600 VDC. Per poter immettere la potenza generata in rete, è necessario trasformare la corrente continua dei pannelli fotovoltaici in una corrente alternata, con valori di tensione e frequenza adeguati a quelli della rete elettrica a cui l'impianto è connesso. Il dispositivo elettronico che opera tale trasformazione è detto *inverter*. La figura 34 mostra lo schema di principio di un inverter. Un gruppo di transistor, utilizzati come interruttori statici, pilotano il circuito primario di un trasformatore. Essi vengono azionati da un controllore elettronico che, mediante modulazione della larghezza d'impulso (*PWM: Pulse Width Modulation*) riproduce un'onda sinusoidale in uscita, regolandone sia la frequenza che il valore efficace (fig 35).

Come abbiamo visto nella figura 19, la potenza fornita da un generatore fotovoltaico dipende dal suo punto di lavoro. Per massimizzare la potenza prodotta dall'impianto si deve adeguare il generatore al carico, in modo che il punto di lavoro corrisponda sempre a quello di massima potenza. A tal fine gli inverter adottano un sistema, noto come *MPPT, o Maximum Power Point Tracking*, che valuta istante per istante i valori di tensione e corrente del generatore e lo forza a lavorare sempre nel punto di massima potenza, anche in caso di ombreggiamenti. L'algoritmo MPPT individua il punto di massima potenza del sistema provocando ad intervalli regolari delle piccole perturbazioni nei valori di tensione e di corrente, valutando se la potenza associata

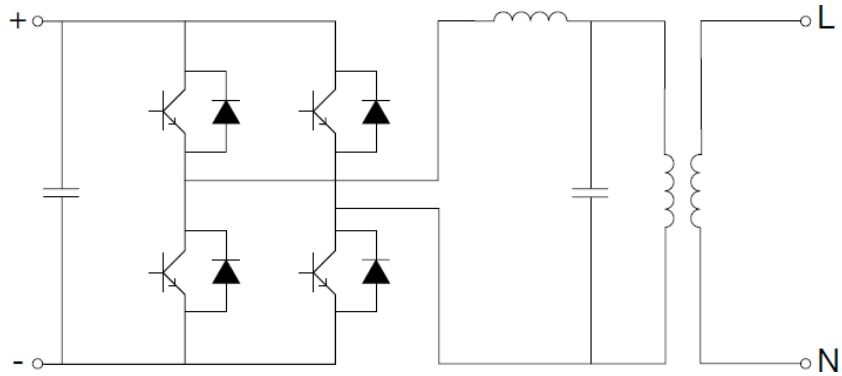


Figura 34: Schema semplificato di un inverter [1].

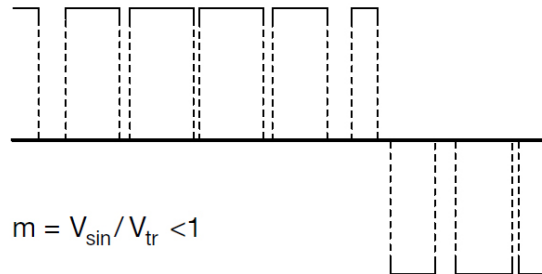
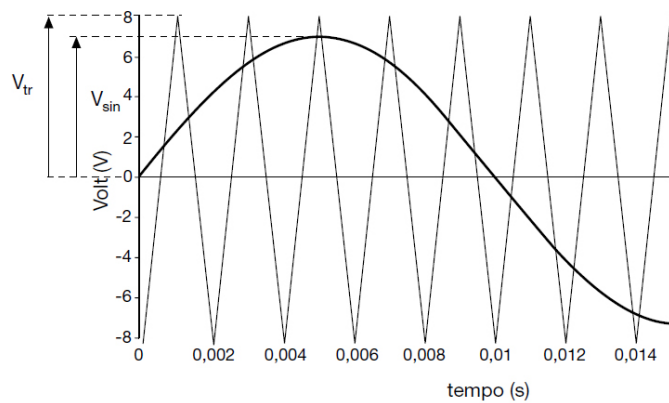


Figura 35: Modulazione a larghezza di impulso, o PWM [1].

al nuovo punto di lavoro è maggiore o minore di quella precedente. Se la potenza aumenta si continuano a variare le condizioni di carico nella direzione considerata, altrimenti si modificano le condizioni nel verso opposto. Questa tecnica è nota come *perturb and observe*.



Best Research-Cell Efficiencies

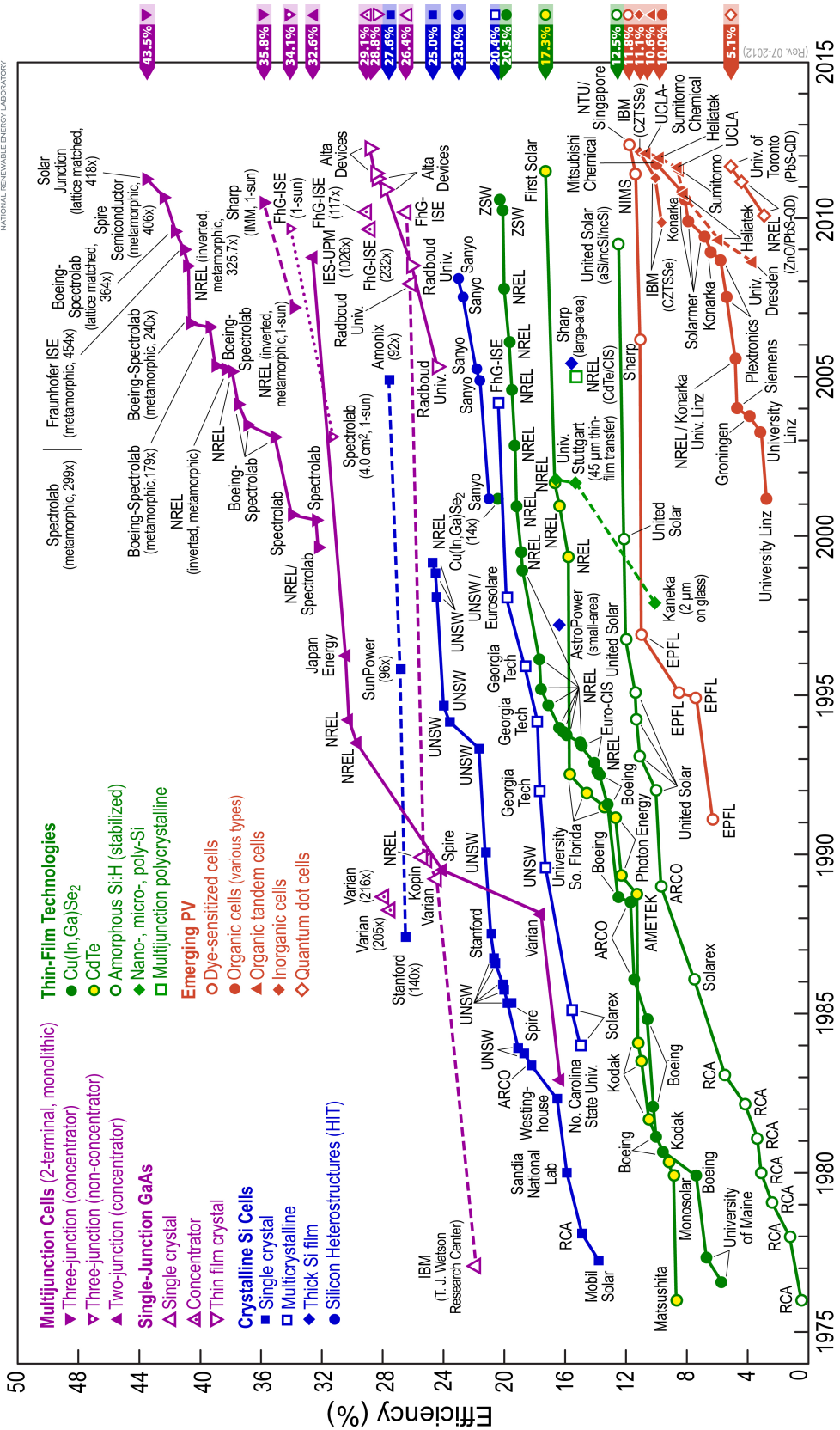


Figura 36: Efficienza delle celle solari da record realizzate nei laboratori di ricerca dal 1975 in poi. Fonte NREL.

4

ASPETTI ECONOMICI DEL FOTVOLTAICO

INDICE

4.1	Il mercato del fotovoltaico	49
4.1.1	Il mercato fotovoltaico mondiale	49
4.1.2	Il fotovoltaico in Europa	50
4.1.3	Il fotovoltaico in Italia	52
4.1.4	Il Bilancio Energetico Nazionale	55
4.2	Il costo del fotovoltaico	56
4.2.1	Prezzo dei moduli e dei sistemi fotovoltaici	56
4.2.2	Riciclaggio dei pannelli fotovoltaici	58
4.2.3	Il costo dell'energia fotovoltaica	60
4.2.4	La Grid Parity	62
4.3	Politiche di incentivazione	63
4.3.1	Feed-in Tariff	64
4.3.2	Feed-in Premium	65
4.3.3	Certificati Verdi	66
4.3.4	Altri sussidi	66
4.3.5	Incentivi in Europa	66
4.4	Incentivi in Italia	66
4.4.1	Il primo Conto Energia	67
4.4.2	Il secondo Conto Energia	69
4.4.3	Il terzo Conto Energia	70
4.4.4	Il quarto Conto Energia	73
4.4.5	Il quinto Conto Energia	74

4.1 IL MERCATO DEL FOTVOLTAICO

4.1.1 Il mercato fotovoltaico mondiale

Il mercato mondiale del fotovoltaico è cresciuto in maniera vistosa negli ultimi anni, nonostante la pesante crisi economica che si è verificata a partire dal 2008. Secondo le più recenti stime, la potenza fotovoltaica connessa nel mondo nel corso del 2011 è di almeno 29 GWp, con un aumento di circa 12,2 GWp rispetto al 2010, per una potenza totale cumulata superiore a 69 GWp e una produzione di energia di oltre 85 TWh all'anno [18]. L'Unione Europea è ancora la principale zona d'installazione e, con oltre 21,5 GWp, rappresenta il 75% della nuova potenza globale connessa nel 2011. Nel mondo solo sei Paesi possiedono una potenza fotovoltaica superiore a 1 GWp: Italia, Germania, Francia, Cina, Stati Uniti e Giappone. Tra questi, Germania e Italia assieme hanno connesso nuovi impianti per quasi 17 GWp di potenza nel solo 2011, per una quota pari al 60% della crescita globale (fig 37). Fuori

dall'Europa è la Cina il mercato più attivo. L'introduzione, ad agosto 2011, della prima tariffa incentivante nazionale ha permesso l'installazione di 2,2 GWp di nuovi impianti, mentre gli Stati Uniti hanno raggiunto un incremento record del 108%, con nuove installazioni per 1,9 GWp nel 2011. Secondo l'EPIA (*European Photovoltaic Industry Association*), un vistoso calo dei prezzi dei sistemi fotovoltaici nel 2011 ha permesso l'apertura di nuovi mercati a elevato potenziale, tra i quali l'Australia, con 700 MWp installati, il Canada e l'India con 300 MWp ciascuno, e l'Ucraina, con 140 MWp. Questi dati confermano l'enorme potenziale di crescita dell'elettricità solare a livello mondiale.

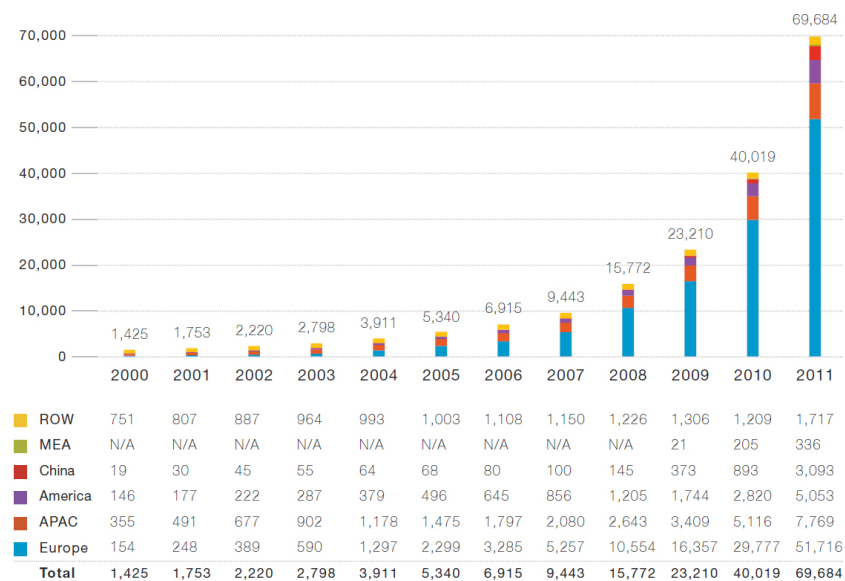


Figura 37: Andamento della potenza fotovoltaica nel mondo [18].

ROW: Rest of the World, MEA: Middle East and Africa, APAC: Asia Pacific.

4.1.2 Il fotovoltaico in Europa

Lo sviluppo del mercato fotovoltaico europeo è il risultato della posizione dominante di alcuni paesi, Germania in testa, che hanno guidato il mercato grazie a generose politiche di supporto. Il 2008 è stato un anno esplosivo per quanto riguarda la potenza installata, con la Spagna, seconda solo alla Germania, che ha installato una potenza totale 2,6 GWp (fig 38,39). Negli anni a seguire, la Germania ha continuato ad aumentare la propria potenza fotovoltaica, mentre la Spagna ha mantenuto inalterata la sua quota. Solo a partire dal 2009 l'Italia e, in seguito, la Repubblica Ceca cominciano a ricoprire un ruolo considerevole nel panorama energetico europeo. Nel 2011 la crescita del mercato è stata esponenziale. Con quasi 22 GWp di nuovi impianti connessi, l'Europa ha raddoppiato la sua potenza fotovoltaica totale rispetto al 2010. Le nuove installazioni di Germania e Italia insieme hanno rappresentato oltre il 70% del totale europeo (fig 38,39). L'Italia, con 9.284 MWp, ha segnato un record nella storia di questo settore.

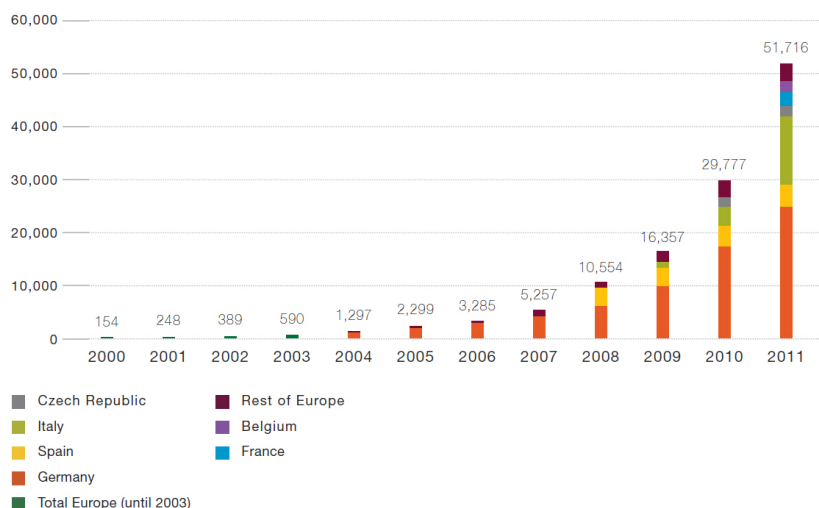


Figura 38: Potenza totale installata dal 2000 al 2011 in Europa (MW) [18].

Nonostante i tassi di crescita del mercato europeo siano stati a due cifre, le prospettive per il futuro prossimo non sono così certe. Per mantenere il trend di sviluppo visto fino al 2011, sarà necessario diversificare le nuove installazioni fotovoltaiche in paesi diversi, in modo da alleviare la pressione su Germania e Italia, e avviare nuove realtà economiche verso la strada dello sviluppo sostenibile. La figura 62 mostra in ma-

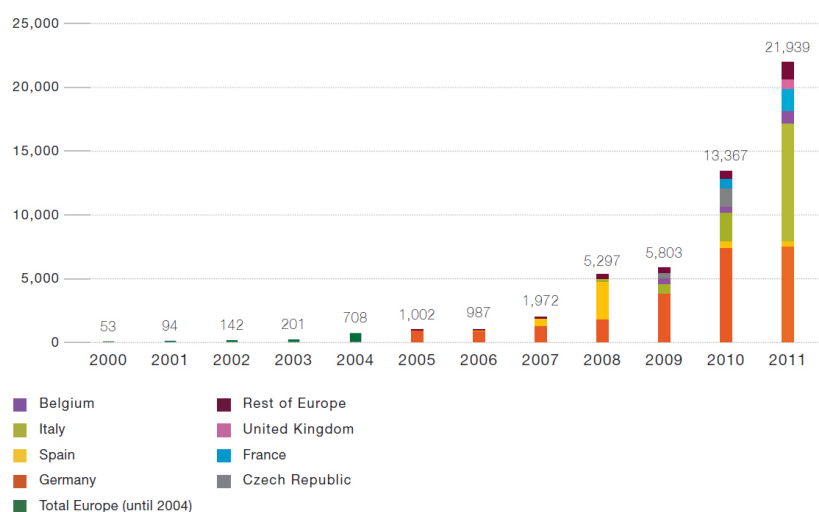


Figura 39: Potenza dei nuovi impianti installati dal 2000 al 2011 (MW) in Europa [18].

niera dettagliata la distribuzione della potenza fotovoltaica all'interno dei 27 Paesi dell'Unione Europea. In particolare sono indicate le quote di energia installata nel 2010 e nel 2011, la potenza cumulativa per i rispettivi anni, e la potenza fotovoltaica *pro capite*, ovvero la potenza che, idealmente, ogni cittadino di un dato paese ha a disposizione grazie

agli impianti ad energia solare. Le aree in cui la potenza è maggiormente concentrata sono alcune regioni della Spagna, la Germania e le regioni del sud Italia. Solo Germania, Italia, Repubblica Ceca e Belgio offrono dei valori di potenza pro capite superiori a 100 Wp per abitante, tali da rendere i cittadini quasi, o del tutto autonomi dal punto di vista energetico.

4.1.3 Il fotovoltaico in Italia

Secondo il rapporto statistico 2011 sul fotovoltaico pubblicato dal *Gestore dei Servizi Energetici, o GSE*, l'Italia si colloca al secondo posto nel mondo per capacità fotovoltaica totale in esercizio, seconda solo alla Germania, e al primo posto per nuova capacità installata nell'anno. A partire dal 2007, infatti, il numero degli impianti in esercizio è più che raddoppiato rispetto all'anno precedente, e la potenza totale è più che triplicata. A fine 2011 in Italia risultano in funzione 330.196 impianti

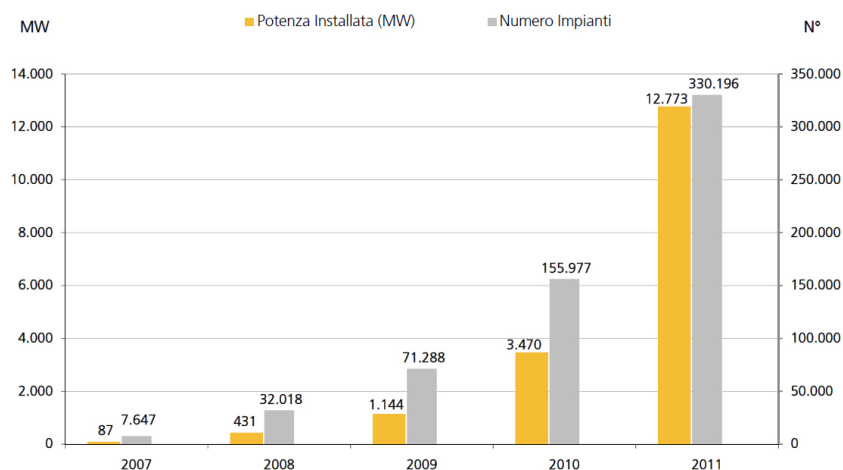


Figura 40: Evoluzione della potenza e della numerosità degli impianti fotovoltaici in Italia [52].

per 12.773 MWp installati ed 11 TWh prodotti. L'incremento di 174.219 nuove unità, pari ad una potenza aggiuntiva di 9.303 MWp, è stato di quasi quattro volte la potenza esistente alla fine del 2010 [52]. La figura 40 mostra l'andamento della potenza e della numerosità degli impianti fotovoltaici installati in Italia dal 2007 al 2011 [52]. La tabella 2 mostra la distribuzione del numero di impianti presenti in Italia, divisi per classi di potenza. Si tratta di impianti per la maggior parte installati grazie al contributo della politica incentivante messa in atto dall'Italia, di cui parleremo più avanti. L'incremento maggiore si rileva nella classe di potenza da 1 a 5 MWp, ovvero impianti di grande taglia. Dal 2010 al 2011 si è registrato un aumento percentuale del 400%. Nella classe di potenza media, compresa tra 1 e 5 MWp, si è registrato un aumento del 18%, passando da 1,9 MWp a circa 2,3 MWp. La potenza degli impianti sopra i 5 MWp è invece diminuita del 27%, passando da 12,7 MWp a 9,2 MWp [52]. La potenza media dei singoli impianti

Tabella 2: Potenza e numerosità degli impianti fotovoltaici in Italia [52].

Classe di potenza	2010		2011		Var % 2010-2011	
	n.	MW	n.	MW	n.	MW
$1 \leq P \leq 3$	61.720	167,41	110.577	303,4	+79	+81
$3 < P \leq 20$	82.003	631,1	179.170	1.431,6	+118	+127
$20 < P \leq 200$	10.115	706,1	31.379	2.445,7	+210	+246
$200 < P \leq 1.000$	1.915	1.235,4	8.100	5.404,6	+323	+337
$1.000 < P \leq 5.000$	196	375,6	827	1.876,1	+322	+400
$P > 5.000$	28	354,2	143	1.312,0	+411	+270
Totale	155.977	3.469,9	330.196	12.773,4	+112	+268

è cresciuta, in quanto sono entrati in esercizio impianti di dimensioni più grandi; in particolare a fine 2011 il suo valore raggiunge i 38,7 kWp. La figura 46 mostra un quadro completo di come gli impianti fotovoltaici siano distribuiti in Italia, in base ai quattro criteri seguenti:

DISTRIBUZIONE REGIONALE DEL NUMERO DEGLI IMPIANTI le regioni italiane con il maggior numero di impianti fotovoltaici nel 2011 sono Veneto e Lombardia, con rispettivamente il 13,6% e il 14,7% degli impianti totali. A seguire l'Emilia Romagna, con il 9,4%, il Piemonte, con il 7,3% e la Puglia, con il 6,9%. Le quote delle altre regioni sono comprese tra lo 0,3% della Val d'Aosta e il 6,4% del Lazio.

DISTRIBUZIONE REGIONALE DELLA POTENZA le regioni in cui la potenza è maggiormente concentrata sono la Puglia, con il ragguardevole 17,1% del totale, a seguire la Lombardia, con il 10,3%, l'Emilia Romagna, con il 9,9% e il Veneto, con il 9,1%. Le quote delle altre regioni sono tutte inferiori al 9%.

DISTRIBUZIONE REGIONALE DEI kWp/km² l'installazione di 9.304 MWp nel solo 2011 ha generato un aumento consistente della densità di potenza sul territorio. La regione in cui si registra la concentrazione maggiore è la Puglia, con ben 112,9 kWp/km². Seguono, seppure con potenze sensibilmente inferiori, le Marche, con 84 kWp/km², il Veneto, con 62,9 kWp/km², e l'Emilia Romagna, con 56,4 kWp/km².

DISTRIBUZIONE REGIONALE DEI WATT PRO CAPITE anche in questo caso il primato spetta alla Puglia, con 535,9 Wp/ab (watt per abitante), seguita dalle Marche, con 507 Wp/ab, dalla Basilicata, con 375,8 Wp/ab, dal Molise (364,6 Wp/ab), dall'Umbria (356,3 Wp/ab) e dall'Abruzzo (338,3 Wp/ab). Le altre regioni non raggiungono i 300 Wp/ab.

Da questa descrizione dettagliata della situazione del fotovoltaico in Italia, possiamo concludere che:

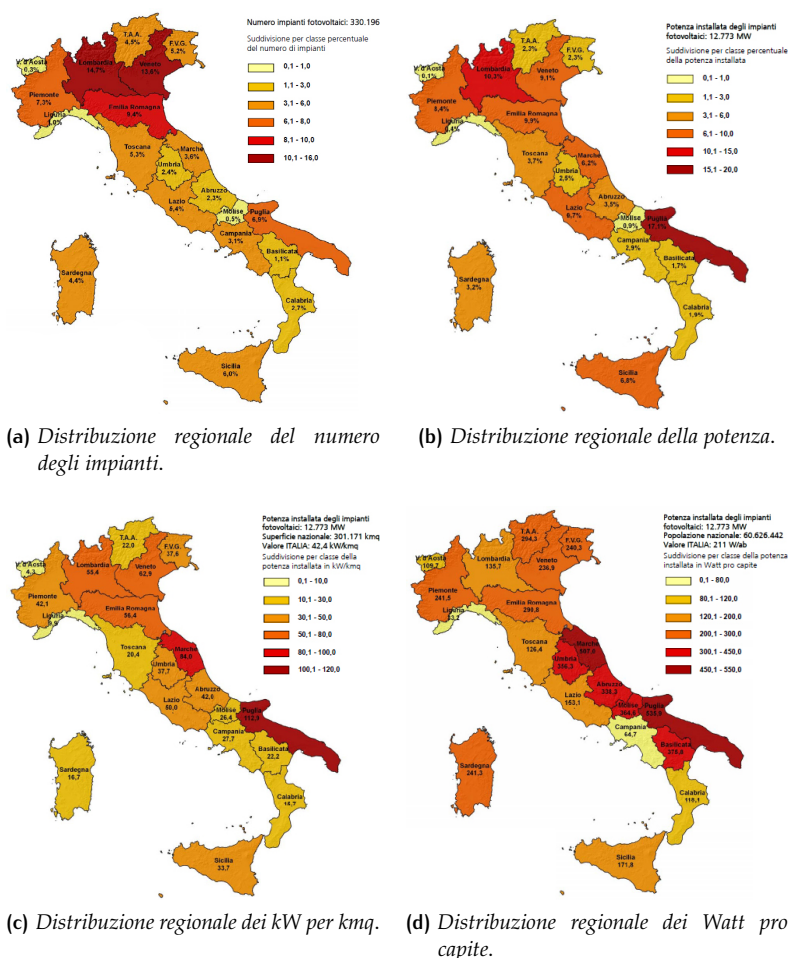


Figura 41: Distribuzione del fotovoltaico in Italia a fine 2011 [52].

- **Le regioni del nord, Veneto e Lombardia in testa, possiedono il maggior numero di impianti di piccola taglia.** Si tratta in maggior parte di impianti domestici o installazioni di media potenza su fabbricati industriali.
- La Puglia è la regione italiana con la maggiore potenza ma con numero di impianti inferiore rispetto alle regioni del nord. **In Puglia, quindi, sono presenti pochi impianti di grande potenza, che si estendono su grandi superfici.**
- Umbria, Marche, Abruzzo, Molise e Basilicata possiedono un numero limitato di impianti di potenza elevata, sicuramente superiore a quella delle classiche installazioni domestiche. **La potenza pro capite di queste regioni è nettamente superiore alla media del Paese, circa 246,7 Wp/ab.**

4.1.4 Il Bilancio Energetico Nazionale

La figura 42 rappresenta in maniera schematica il *Bilancio Elettrico Nazionale* a fine 2010, pubblicato dal GSE. Nel 2010 la richiesta di energia elettrica sulla rete in Italia è risultata pari a 330,5 TWh, circa il 3% in più rispetto all'anno precedente [46]. Il consumo delle utenze industriali è aumentato, passando dal 43,5% del 2009 al 44,7% del 2010. La quota dei consumi domestici è passata dal 22,5% del 2009 al 23% del 2010, i consumi del terziario sono passati dal 31,0% al 31,6% ed infine quelli agricoli dall'1,8% all'1,9% nel 2010. Le centrali termiche

L'energia elettrica destinata ai pompaggi è l'energia elettrica impiegata per il sollevamento di acqua, a mezzo pompe, al solo scopo di essere utilizzata successivamente per la produzione di energia elettrica.

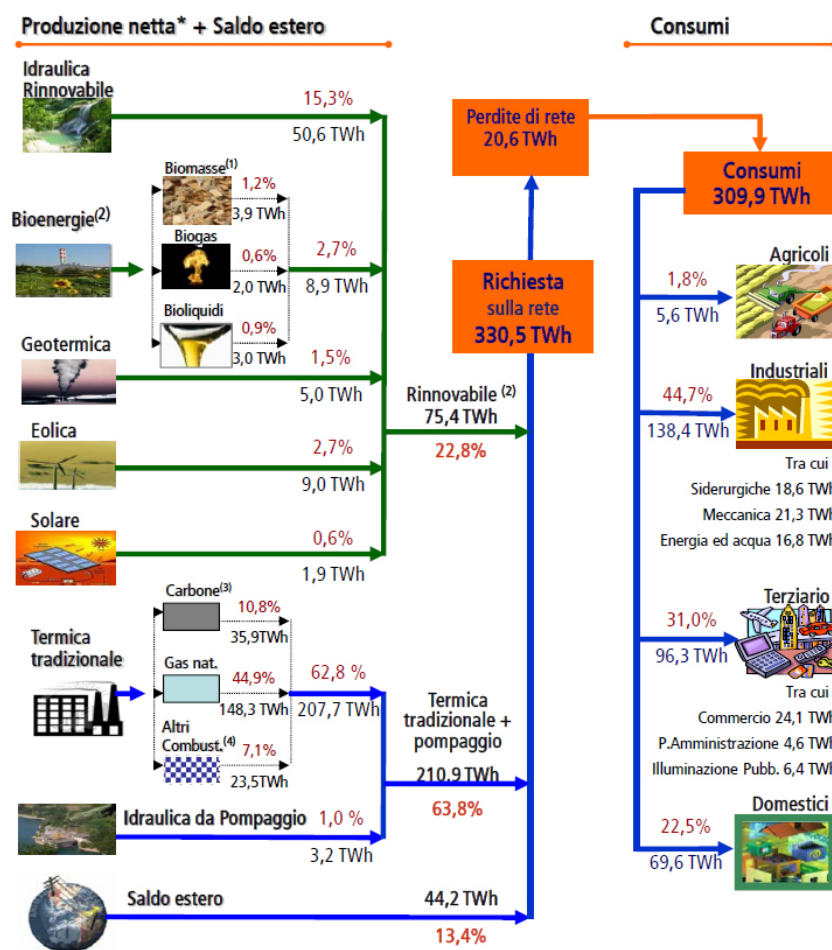


Figura 42: Il Bilancio elettrico e le fonti rinnovabili in Italia a fine 2010 [46].

tradizionali rimangono la principale fonte di produzione elettrica in Italia, nonostante la loro quota sia passata dal 64,7% del 2009 al 63,8% del 2010. Ciò è stato possibile grazie alle fonti rinnovabili che, con un balzo di oltre il 7%, hanno incrementato la loro quota di mercato dal 21,2% del 2009 al 22,8% del 2010. Le importazioni nette provenienti dall'estero, scese al 13,4% rispetto al 14,1% del 2009, completano il totale della quota di energia immessa nella rete elettrica nazionale. Il dato più rilevante emerge dalle statistiche di *Terna S.p.A.* sul bilancio elettri-

co 2010/2011, in cui si vede un aumento esponenziale della quantità di energia elettrica prodotta da fotovoltaico. L'incremento dal 2010 al 2011 è pari a oltre il 460%.

4.2 IL COSTO DEL FOTOVOLTAICO

Il costo dell'energia fotovoltaica è diminuito in maniera consistente negli ultimi anni. I miglioramenti tecnologici e l'economia di scala sono stati fondamentali per ottenere un calo costante dei prezzi. In alcune aree geografiche la tecnologia fotovoltaica ha già raggiunto la competitività economica con le altre fonti energetiche convenzionali, e potrebbe raggiungerla in tutta Europa nei prossimi anni grazie alle politiche di sostegno economico messe in atto dai vari governi.

4.2.1 Prezzo dei moduli e dei sistemi fotovoltaici

L'economia di apprendimento consiste in una riduzione costante e prevedibile del costo di un prodotto, a seguito dell'aumento del volume di produzione. La riduzione del prezzo dipende dal volume di produzione cumulato fino ad un certo momento e dal livello di conoscenze accumulate dall'impresa.

Da 30 anni ad oggi, il prezzo dei moduli fotovoltaici si è ridotto del 22% per ogni raddoppio della potenza totale cumulata [20]. La figura 43 mostra quella che potremmo definire *la legge di Moore del fotovoltaico*. La rappresentazione matematica della curva di apprendimento è data dalla seguente equazione [34] :

$$K_x = K_0 \left(\frac{x_t}{x_0} \right)^{\frac{\log(1-L)}{\log 2}} \quad (4.1)$$

con

K_x = costo unitario del prodotto al tempo t

K_0 = costo del primo prodotto realizzato

x_t = produzione cumulata al tempo t

x_0 = produzione cumulata all'istante di riferimento $t = 0$

L = *Learning Rate*, o *Tasso di Apprendimento*

Il prezzo medio dei moduli fotovoltaici in Europa è sceso attorno a 1,2 €/Wp nel luglio 2011, che corrisponde a circa il 70% in meno rispetto a 10 anni fa [20]. Il prezzo dei sistemi fotovoltaici è diminuito allo stesso modo: nei 5 anni passati, il loro costo in Europa è calato del 50%, e le stime per i prossimi 10 anni prevedono un ulteriore calo nell'ordine del 36-51%, con un prezzo che si aggirerà attorno a 0,83-1,59 €/Wp [20]. Il prezzo degli inverter, infatti, ha seguito una curva di apprendimento simile a quella dei prezzi dei moduli fotovoltaici, mentre il costo delle altre componenti del BoS, come i materiali metallici per i conduttori e gli ancoraggi, ha subito la volatilità del mercato delle materie prime. La figura 44 illustra la suddivisione del costo di un sistema fotovoltaico nelle varie componenti. L'esempio in questione considera delle installazioni di piccola dimensione (3 kWp), una realizzata con moduli in silicio cristallino e l'altra con la tecnologia a film sottile. La quota più rilevante del costo totale va addebitata al costo

Tabella 3: Bilancio elettrico italiano 2010/2011 secondo Terna S.p.A. [62].

	2010	2011	Var % 2010-2011
Produzione lorda	302.062,2	302.569,9	0,2%
idrica	54.406,7	47.756,9	-12,2%
termica	231.248,0	228.506,6	-1,2%
geotermica	5.375,9	5.654,3	5,2%
eolica	9.125,9	9.856,4	8,0%
fotovoltaica	1.905,7	10.795,7	466,5%
Consumi dei servizi ausiliari	11.314,5	11.124,1	-1,7%
Produzione netta	290.747,7	291.445,8	0,2%
idrica	53.795,2	47.202,1	-12,3%
termica	220.984,0	218.486,1	-1,1%
geotermica	5.046,5	5.315,2	5,3%
eolica	9.047,7	9.774,4	8,0%
fotovoltaica	1.874,4	10.668,0	469,2%
Destinata ai pompaggi	4.453,6	2.538,6	-43,0%
Produzione destinata al consumo	286.294,1	288.907,2	0,9%
Ricevuta da fornitori esteri	45.986,9	47.519,6	3,3%
Ceduta a clienti esteri	1.826,5	1.787,3	-2,1%
RICHIESTA	330.454,5	334.639,5	1,3%
Perdite di rete	20.570,0	20.847,5	1,3%
in percentuale della richiesta	6,2%	6,2%	
CONSUMI	309.884,5	313.792,1	1,3%
Agricoltura	5.610,3	5.907,0	5,3%
Industria	138.439,3	140.039,6	1,2%
Manifatturiera di base	61.299,0	62.285,9	1,6%
Manifatturiera non di base	58.597,5	57.887,6	-1,2%
Terziario	96.284,5	97.705,1	1,5%
Domestico	69.550,5	70.140,4	0,8%

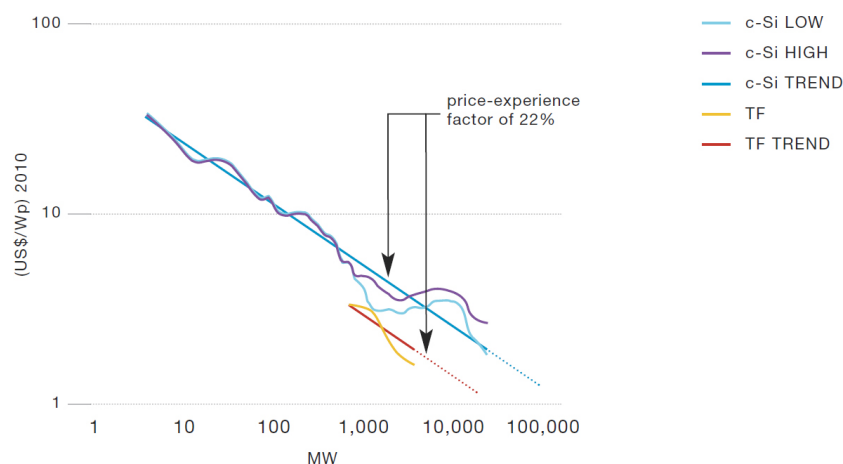


Figura 43: Curva di apprendimento del prezzo dei moduli fotovoltaici [20].

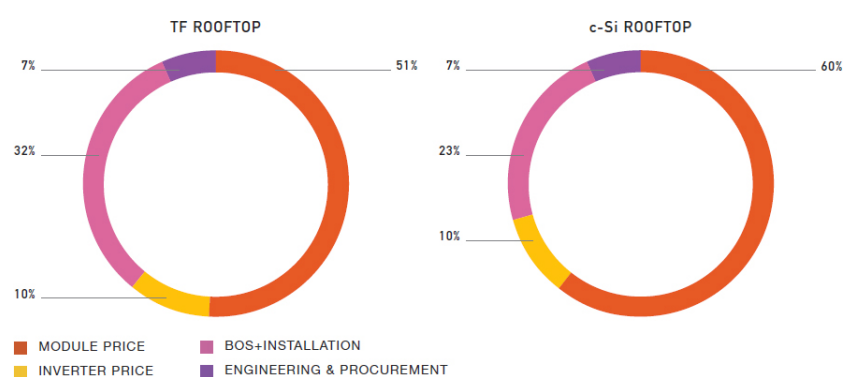


Figura 44: Composizione del costo totale di un sistema fotovoltaico [19].

dei moduli, che determinano oltre il 50% del totale. La seconda voce di costo è data dal balance of system, ovvero dall'insieme di cablaggi e ancoraggi più il costo di installazione, a seguire il costo dell'inverter, che influisce per il 10%, e per ultimi i costi di progettazione, attorno al 7%.

4.2.2 Riciclaggio dei pannelli fotovoltaici

La direttiva Europea 2002/96/EC sui rifiuti di apparecchiature elettroniche (RAEE), in inglese Waste Electrical and Electronic Equipment Directive (WEEE), è diventata legge comunitaria nel febbraio del 2003, insieme alla direttiva RoHS 2002/95/EC sul rischio derivante dall'uso di sostanze nocive in elettronica. La direttiva RAEE *reca misure miranti in via prioritaria a prevenire la produzione di rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche ed inoltre al loro reimpiego, riciclaggio e ad altre forme di recupero in modo da ridurre il volume dei rifiuti da smaltire. Essa mira inoltre a migliorare il funzionamento dal punto di vista ambientale di tutti gli operatori che intervengono nel ciclo di vita delle AEE, quali ad esempio produttori, distributori e consumatori, in particolare quegli operatori direttamente colle-*

gati al trattamento dei rifiuti delle stesse [22]. La direttiva prevede inoltre che i produttori e gli importatori che operano nel mercato europeo assicurino un servizio di raccolta e riciclaggio dei loro prodotti a fine vita, con lo scopo di diminuire il numero di rifiuti e aumentare il tasso di riciclaggio delle apparecchiature elettriche ed elettroniche. I materiali riciclati vengono infatti riutilizzati per creare dei nuovi prodotti. La norma prevede che la filiera di raccolta e riciclaggio *non debba essere onerosa per i consumatori*. Nel dicembre 2011 è stata apportata una modifica alla direttiva, che ora include anche i moduli fotovoltaici nella lista dei prodotti da sottoporre al ciclo di ritiro e riciclaggio. Come è prassi della legge, le norme europee dev'essere recepite dai

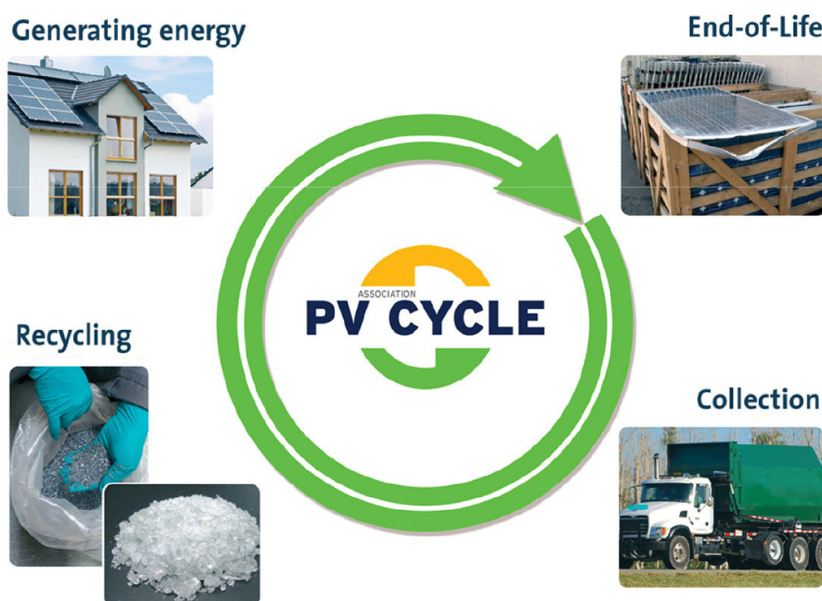


Figura 45: Ciclo di vita e riciclaggio dei moduli fotovoltaici secondo PV CYCLE [45].

singoli paesi membri, a cui spetta l'applicazione sui rispettivi territori con delle leggi locali. L'introduzione del fotovoltaico nella RAEE comporta una serie di problemi amministrativi e infrastrutturali che le industrie del settore dovranno affrontare. Ogni produttore, o importatore di moduli fotovoltaici, dovrà assicurare un servizio adeguato di raccolta, riciclaggio e smaltimento dei propri prodotti, con conseguenti oneri finanziari e di tempo a carico delle aziende. Per questo motivo nasce PV CYCLE, un'associazione no-profit con sede a Bruxelles, nata nel 2007 dalla volontà dei maggiori produttori di fotovoltaico europei. PV CYCLE assicura che i moduli fotovoltaici difettosi o a fine vita prodotti dai propri membri vengano raccolti e trattati in maniera economica e sostenibile, secondo le disposizioni della direttiva RAEE (WEEE). Possono essere riciclati:

- moduli fotovoltaici scartati dagli utenti poiché al termine della loro vita utile;

- moduli danneggiati nelle fasi di trasporto o installazione;
- moduli con difetti di produzione o ritirati in garanzia.

PV CYCLE ha già messo in atto una rete di punti di raccolta in Germania, Italia, Francia e Spagna, con l'obiettivo di espandere la rete nei mercati emergenti del fotovoltaico (UK, Repubblica Ceca, Grecia, Portogallo), di migliorare il servizio di raccolta e i siti di riciclaggio, fino a raccogliere l'85% del fotovoltaico di scarto in Europa. Nel solo 2011 più di 1.400 tonnellate di moduli fotovoltaici sono stati raccolti da PV CYCLE, dei quali oltre il 40% provenienti dalla Germania e il 21% dall'Italia.

Tabella 4: Stima della quantità di rifiuti fotovoltaici nei prossimi anni [45].

Anno	Stima dei rifiuti generati secondo PV CYCLE (tonnellate)	Stima del mercato fotovoltaico secondo EPIA (GWp)
2012	2.000	12
2013	2.300	15,2
2014	2.800	17,5
2015	3.400	19,5

4.2.3 Il costo dell'energia fotovoltaica

Per calcolare il costo dell'energia fotovoltaica e confrontarlo con quello dell'energia proveniente da altre fonti è necessaria una metodologia standard, che venga utilizzata convenzionalmente da tutti gli investitori. L'indice noto come *LCOE*, o *Levelized Cost Of Electricity*, introdotto dall'International Energy Agency (IEA) nel 1991, è il criterio di riferimento per il confronto. Esso tiene conto dei costi relativi sia al valore dell'investimento iniziale che al funzionamento e alla manutenzione dell'impianto, secondo il principio di attualizzazione del denaro. Può essere pensato come il prezzo a cui l'energia dovrebbe essere venduta per pareggiare l'investimento iniziale e le spese sostenute durante la vita operativa dell'impianto. Il costo del kilowattora viene calcolato con l'equazione seguente [37]:

$$LCOE = \frac{\text{Lifecycle cost}}{\text{Lifetime energy production}} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (4.2)$$

con

I_t = spese in investimenti nell'anno t

M_t = spese operative e di manutenzione nell'anno t

F_t = spese di combustibile nell'anno t

E_t = energia elettrica generata nell'anno t

r = tasso di sconto

n = vita operativa del sistema (anni)

Per ciascun sistema di generazione, il calcolo del LCOE tiene conto dei seguenti fattori:

- la durata di vita dell'impianto;
- il capitale investito;
- i costi di funzionamento e manutenzione;
- il tasso di sconto, ovvero gli interessi da pagare per il capitale preso in prestito, secondo il principio del costo medio ponderato del capitale;
- la posizione dell'impianto, parametro essenziale per il fotovoltaico data la differente intensità della radiazione solare.

Il costo medio ponderato del capitale, o weighted average cost of capital (WACC) è un indicatore del costo di un finanziamento. Esso consiste nella media ponderata tra il costo del capitale proprio e il costo del capitale di debito.

Appare chiaro che i due parametri che influiscono maggiormente sul costo del kWh prodotto da fotovoltaico sono la posizione geografica e la durata di vita dell'impianto. Possiamo quindi trarre due considerazioni importanti:

1. *l'energia fotovoltaica costa meno nelle regioni in cui la radiazione solare è più forte;*
2. *maggiore è la durata di vita dell'impianto, e quindi la produzione elettrica totale negli anni, minore sarà il costo dell'energia.*

Nelle valutazioni economiche degli scorsi anni, la consuetudine è stata quella di far coincidere la vita utile degli impianti fotovoltaici con quella garantita dai produttori dei pannelli solari, che si è sempre attestata attorno ai 20 anni. Come abbiamo visto nel capitolo precedente, tuttavia, la vita di un pannello solare può andare ben oltre tale limite. La continua ricerca nel settore e i miglioramenti in tema di affidabilità lasciano prevedere delle vite utili garantite di oltre 35 anni nel 2020. Lo stesso principio vale per gli inverter, la cui vita è generalmente più breve rispetto a quella dei moduli solari. Da una garanzia di 15 anni nel 2010, si passerà fino a 25 anni nel 2020. La garanzia fornita dai produttori non deve coincidere necessariamente con l'orizzonte temporale degli investitori. Un impianto fotovoltaico correttamente manutentato potrebbe continuare a produrre energia per molti anni oltre a quelli garantiti.

Secondo EPIA, il costo di produzione del kWh fotovoltaico da una centrale di grandi dimensioni nel 2010 è variato da 0,29 €/kWh nel

nord Europa, dove la radiazione solare raggiunge i 1000 kWh/m² per anno, a 0,15 €/kWh nel sud Europa, dove si toccano i 1900 kWh/m² per anno. Secondo le stime il costo in Europa potrebbe diminuire significativamente nei prossimi dieci anni, spaziando tra 0,07 €/kWh e 0,17 €/kWh nel 2020 [19].

4.2.4 La Grid Parity

Tutti parlano di grid parity, tuttavia la sua definizione è ancora incerta. In termini intuitivi la *grid parity* è definita come il punto in cui il costo del kWh di energia elettrica solare equivale quello del kWh di energia elettrica convenzionale. EPIA, in un rapporto del 2011 sulla competi-

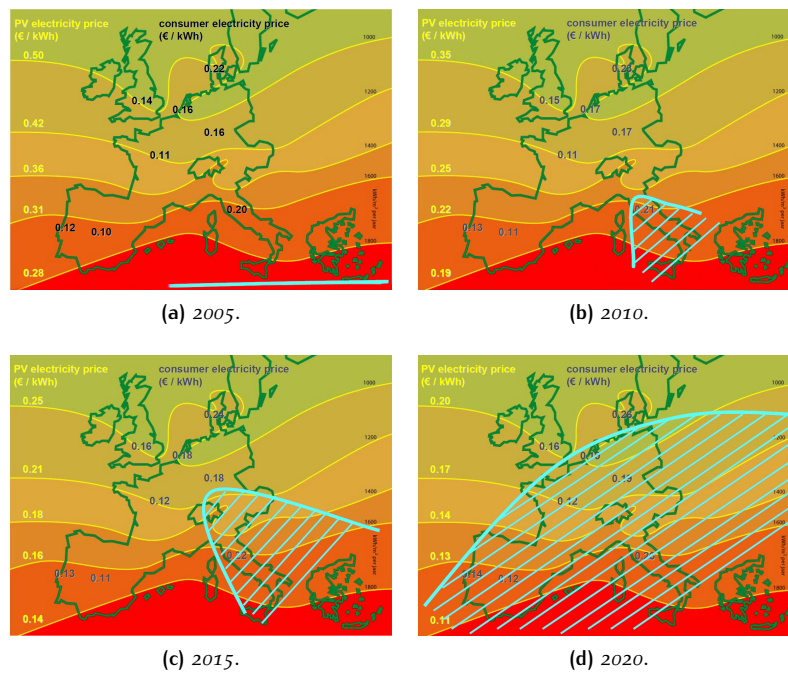


Figura 46: Evoluzione della grid parity in Europa.

tività del fotovoltaico [20], ne dà una definizione più precisa e articolata. La distinzione è tra:

GRID PARITY DINAMICA è il momento in cui, in un particolare segmento di mercato e in un determinato paese, il LCOE dell'energia prodotta da un impianto fotovoltaico risulta uguale al LCOE dell'energia prodotta da un impianto tradizionale.

GENERATION VALUE COMPETITIVENESS è il momento in cui, in un determinato paese, un impianto fotovoltaico diventa economicamente conveniente per gli investitori, con la stessa redditività di un altro da fonte non rinnovabile.

In alcune regioni del sud Europa, come la Sicilia e il sud Italia, la grid parity è già stata raggiunta, sia grazie all'alto livello di radiazione

solare che ai generosi incentivi che lo stato ha corrisposto ai produttori di energia rinnovabile. Nel giro di altri cinque o sei anni, comunque, l'evoluzione tecnologica porterà il fotovoltaico alla grid parity anche senza incentivi statali. In molti paesi in cui il prezzo dell'elettricità convenzionale è molto elevato, e la radiazione solare altrettanto, la competitività del fotovoltaico potrebbe essere raggiunta ben prima del previsto, grazie al continuo e generalizzato aumento del costo delle fonti fossili.

4.3 POLITICHE DI INCENTIVAZIONE

La Direttiva Europea 2001/77/CE sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili è stata una delle tappe fondamentali nella politica energetica europea. Essa *mira a promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato interno e a creare le basi per un futuro quadro comunitario in materia*. Secondo la direttiva, la Comunità *riconosce la necessità di promuovere in via prioritaria le fonti energetiche rinnovabili, poiché queste contribuiscono alla protezione dell'ambiente e allo sviluppo sostenibile [21]*. La norma invita esplicitamente tutti gli Stati membri *a stabilire degli obiettivi nazionali di consumo di elettricità prodotta da fonti rinnovabili*, e ad attuare delle politiche di sostegno che spingano all'installazione di impianti ad energia pulita, *poiché una maggiore penetrazione sul mercato permetterà lo sviluppo di economie di scala, riducendo in tal modo i costi*. Gli Stati sono altresì invitati a valutare il quadro legislativo e burocratico delle procedure di autorizzazione, allo scopo di:

- *ridurre gli ostacoli normativi e di altro tipo all'aumento della produzione di elettricità da fonti energetiche rinnovabili;*
- *razionalizzare e accelerare le procedure all'opportuno livello amministrativo;*
- *garantire che le norme siano oggettive, trasparenti e non discriminatorie e tengano pienamente conto delle particolarità delle varie tecnologie per le fonti energetiche rinnovabili.*

Il successo di una politica di supporto delle energie rinnovabili dipende quindi da quattro fattori [19]:

1. un sistema dei prezzi chiaro e garantito, al fine di ridurre il rischio per gli investitori e abbassare i costi per l'industria;
2. procedure burocratiche e amministrative chiare e semplici;
3. connessione prioritaria alla rete e chiara identificazione dei responsabili per la connessione e quali siano gli incentivi dovuti;
4. accettazione e supporto da parte dell'opinione pubblica.

4.3.1 Feed-in Tariff

Lo schema di supporto più adottato al momento è quello della cosiddetta *Feed-in Tariff*, (FiT). Oltre 40 paesi al mondo hanno messo in atto questo sistema di incentivi, ciascuno a proprio modo secondo le esigenze delle singole realtà locali. L'introduzione delle tariffe feed-in è uno dei motivi principali che ha portato la Germania a sviluppare uno dei più floridi mercati del fotovoltaico al mondo. Il sistema della Feed-in Tariff può essere schematizzato nei seguenti punti chiave:

- i produttori di energia solare hanno il diritto di immettere l'energia in rete e ricevono un premio per ogni kWh prodotto per un periodo di tempo prefissato;
- lo schema FiT è una *misura temporanea*. La sua utilità è quella di incentivare lo sviluppo del mercato fotovoltaico, con un conseguente abbassamento dei prezzi, fino al raggiungimento della *grid parity*;
- il costo della FiT viene pagato dalle grandi utility dell'energia e riversato su tutti i consumatori. Ciò assicura l'indipendenza, almeno in linea di principio, con il budget dello stato;
- la tariffa dev'essere abbassata di anno in anno per gli impianti di nuova installazione, di pari passo con la diminuzione dei prezzi.

Il funzionamento del sistema FiT è chiaramente illustrato nella figura 47. Vediamo in dettaglio quali sono gli attori nel gioco degli incentivi e quali sono i loro ruoli:

GOVERNO (GOV) stabilisce le tariffe (decrescenti nel tempo) per tutte le fonti rinnovabili, si occupa della normativa riguardo la generazione e la distribuzione dell'energia elettrica, ma *non è coinvolto in alcun modo nel flusso di denaro legato alle tariffe incentivanti*.

PRODUTTORI DI ENERGIA RINNOVABILE (RE) gestiscono la centrale di produzione elettrica rinnovabile secondo le norme tecniche e gli standard imposti dall'operatore di rete (LG), e segnalano eventuali guasti o malfunzionamenti a quest'ultimo.

OPERATORI DELLA RETE ELETTRICA LOCALE (LG) garantiscono il collegamento alla rete ai produttori di energia (RE) e *pagano loro le tariffe incentivanti*. Forniscono delle stime sulla produzione energetica agli operatori delle reti di trasmissione (TM).

OPERATORI DELLA RETE ELETTRICA DI TRASMISSIONE (TM) calcolano la quantità di incentivi da erogare sulla base delle stime di produzione fornite dagli LG e dai dati di produzione reali, raccolgono il denaro dalle aziende distributrici di energia e provvedono a trasferirli agli LG per pagare i produttori di energia rinnovabile RE.

DISTRIBUTORI (DIS) distribuiscono l'energia ai consumatori e organizzano il servizio di fatturazione. Inoltre raccolgono il denaro

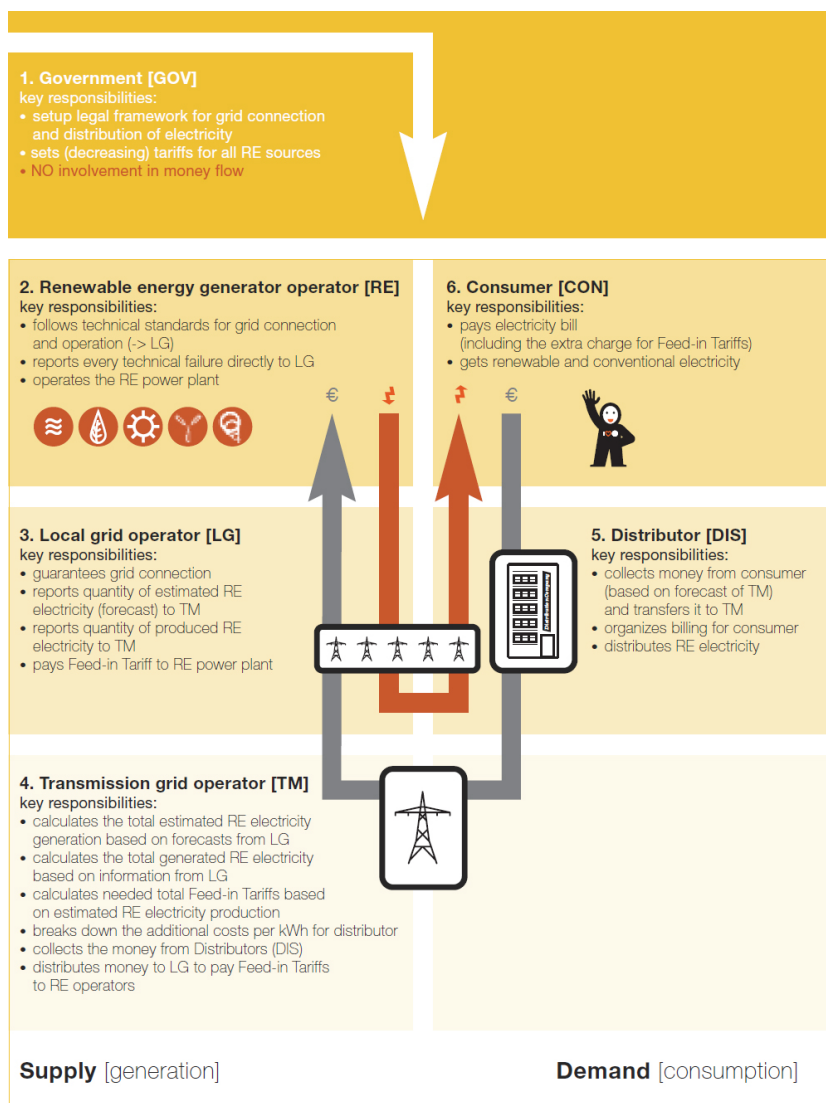


Figura 47: Principio di funzionamento della Feed-in Tariff. [19].

dai consumatori per pagare agli operatori di rete il costo dell'energia distribuita.

CONSUMATORI (CON) ricevono l'energia dai distributori e pagano la bolletta in base al loro consumo. L'energia ricevuta proviene sia da fonti rinnovabili che da quelle convenzionali. La bolletta include l'extra-costo che servirà a coprire la quota delle tariffe feed-in, da trasferire ai produttori RE.

4.3.2 Feed-in Premium

Il *Feed-in Premium (FiP)*, letteralmente premio di produzione, è un nuovo meccanismo che potrebbe rivelarsi un valido sostituto della Feed-in

Tariff. Secondo questo schema, le utility dell'energia pagano un *sovrapprezzo* rispetto al prezzo di mercato dell'energia elettrica e riducono la bolletta al consumatore in base alla quantità di energia rinnovabile da lui prodotta. Se quest'ultima eccede il fabbisogno del consumatore, la differenza viene immessa in rete e viene corrisposto un incentivo.

4.3.3 Certificati Verdi

I *certificati verdi* sono dei *titoli negoziabili* che attestano la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. I produttori di energia da fonti rinnovabili hanno diritto ad ottenere dei certificati verdi in base alla quantità di energia pulita prodotta. I certificati possono essere venduti sul mercato alle aziende produttrici (o importatrici) di energia convenzionale, la cui produzione comporta emissioni di CO₂. Queste aziende "inquinanti" sono obbligate per legge a produrre determinate quote di energia da fonti rinnovabili. Invece che realizzare delle centrali elettriche con fonti rinnovabili, le aziende produttrici possono ricorrere all'acquisto dei certificati verdi per raggiungere le quote minime di energia pulita che sono tenute a rispettare.

4.3.4 Altri sussidi

Oltre alle diffuse tariffe feed-in, altri tipi di incentivi utilizzati sono le *esenzioni fiscali* e la *priorità di dispacciamento*. Quest'ultima prevede che l'energia prodotta da fonti rinnovabili sia immessa sul mercato prima delle altre fonti energetiche, eliminando il rischio che alcune quote rimangano invendute. La buona riuscita di questa politica dipende in larga parte dall'adeguatezza della rete elettrica e dalla sua capacità di ricevere energia distribuita e intermittente con priorità maggiore rispetto alle fonti convenzionali.

4.3.5 Incentivi in Europa

La mappa di figura 48 mostra i principali meccanismi di incentivazione per il fotovoltaico adottati in Europa. Nei 27 Paesi membri dell'UE, i sistemi Feed-in Tariff e Feed-in Premium sono applicati in 22 Paesi, Italia compresa, mentre i Certificati Verdi sono utilizzati da Belgio, Svezia, Romania e Polonia per incentivare la produzione rinnovabile. La Finlandia ha messo in atto altri strumenti di incentivazione, quali sussidi d'investimento ed esenzioni fiscali.

4.4 INCENTIVI IN ITALIA

A livello italiano, la Direttiva Comunitaria 2001/77/CE viene recepita con l'approvazione da parte del Parlamento del D.lgs. 387/2003. Il meccanismo di incentivazione messo in atto dal nostro Paese è noto come *Conto Energia* e viene introdotto per la prima nel 2005.



Figura 48: Meccanismi di incentivazione fotovoltaica nei principali Paesi europei [52].

4.4.1 Il primo Conto Energia

il primo Conto Energia è stato regolamentato dal Decreto Ministeriale 28/07/2005 [61]. Possono beneficiare dell'incentivo alla produzione di energia elettrica le persone fisiche e giuridiche, inclusi i soggetti pubblici e i condomini di edifici, che ne abbiano fatto richiesta, e i cui impianti siano entrati in esercizio in data successiva al 30 settembre 2005. Il decreto individua tre categorie di impianti incentivabili, a seconda della loro potenza nominale P :

- Classe 1: $1 \text{ kW} < P \leq 20 \text{ kW}$;
- Classe 2: $20 \text{ kW} < P \leq 50 \text{ kW}$;
- Classe 3: $50 \text{ kW} < P \leq 1000 \text{ kW}$.

L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, di seguito AEEG, con la delibera 188/2005 ha stabilito che il soggetto erogante le tariffe incentivanti sia la società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.a., o GRTN, rinominata in seguito Gestore dei Servizi Energetici S.p.a., o GSE [27]. Il GSE eroga un corrispettivo pari al prodotto tra l'energia elettrica prodotta e la tariffa incentivante stabilita dal DM 28/07/2005. Le modalità con cui i produttori di energia fotovoltaica possono cedere la loro energia in rete sono:

SCAMBIO SUL POSTO è il servizio erogato dal GSE che consiste nell'operare un saldo annuo tra l'energia elettrica immessa in rete e

l'energia elettrica prelevata dalla rete, nel caso in cui il punto di immissione e di prelievo dell'energia elettrica scambiata con la rete coincidano; Lo scambio sul posto permette la compensazione tra il valore economico dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete e il valore economico di quella prelevata e consumata *in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione*. Possono richiedere il servizio di scambio sul posto i gestori di impianti di potenza nominale non superiore a 20 kW e quelli di potenza fino a 200 kW, se entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007. **Il regime di scambio sul posto non sostituisce ma si affianca all'incentivo in Conto energia.**

RITIRO DEDICATO consiste nel cedere tutta l'energia prodotta al gestore di rete che, a sua volta, la vende al mercato elettrico. Si applica agli impianti di potenza compresa fra 1 e 20 kW che non adottano lo scambio sul posto, e agli impianti di potenza compresa tra 20 e 1000 kW.

Le tariffe incentivanti previste dal Conto Energia sono riportate nella tabella 5. Esse valgono per gli impianti entrati in esercizio nel 2005 e nel 2006, mentre, a decorrere del 1 gennaio 2007, le tariffe per i nuovi impianti vengono decurtate di un 5% annuo [58]. Il Decreto prevede anche una maggiorazione del 10% per le tariffe, qualora gli impianti vengano realizzati secondo i criteri dell'*integrazione architettonica*. Cosa più importante, i produttori di energia fotovoltaica beneficiano degli incentivi per un periodo di 20 anni. Le tariffe incentivanti vengono

Tabella 5: Tariffe incentivanti previste dal primo Conto Energia 2005/2006 [61].

	Scambio sul posto	Cessione in rete
Classe di potenza	€/kWh	€/kWh
1 kW < P ≤ 20 kW	0,445	0,46
20 kW < P ≤ 50 kW	non previsto	0,46
50 kW < P ≤ 1000 kW	non previsto	max 0,49

aggiornate a decorrere dal primo gennaio di ogni anno sulla base del tasso di inflazione riferito all'anno precedente. Il DM 06/02/2006 ha stabilito un obiettivo nazionale di potenza nominale fotovoltaica cumulata da installare entro il 2015 di 1000 MW. Secondo il Decreto, gli incentivi vengono riconosciuti fino a quando la potenza nominale cumulativa di tutti gli impianti che beneficiano delle stesse tariffe incentivanti raggiunge il valore di 500 MW. In particolare il limite di potenza cumulativa per gli impianti delle classi 1 e 2 è fissato a 360 MW, con una potenza massima installata di 60 MW all'anno. Per gli impianti della classe 3 il limite di potenza totale è di 140 MW, con un massimo di 25 MW installati all'anno. Secondo i dati del GSE, aggiornati al 31 dicembre 2011, gli impianti che godono delle tariffe erogate dal primo Conto Energia sono 5.729, per un totale di 163.468 kW, ripartiti in 3.967

nella classe 1 (25.446 kW), 1.648 nella classe 2 (74.023 kW) e 114 nella classe 3 (63.999 kW).

4.4.2 Il secondo Conto Energia

Il secondo Conto Energia, regolamentato dal DM 19/02/07 [60], ha sostituito il precedente conto entrato in esercizio nel 2005. Anche in questo caso i soggetti beneficiari responsabili dell'impianto fotovoltaico possono essere le persone fisiche, le persone giuridiche, i soggetti pubblici e i condomini di edifici. Il Decreto ha stabilito il limite massimo cumulato della potenza incentivabile a 1200 MW. A differenza del primo conto energia, rimane una distinzione degli impianti per taglia di potenza ma compare una classificazione ulteriore, basata sul grado di integrazione architettonica dell'impianto. Le classi di potenza sono state modificate al ribasso, introducendo lo spartiacque dei 3 kW, con l'intento di favorire le applicazioni di piccola taglia architettonicamente integrate in strutture o edifici. Per quanto riguarda l'integrazione architettonica, il Decreto individua tre categorie:

IMPIANTI NON INTEGRATI si tratta di impianti con moduli ubicati al suolo o su supporti ad inseguimento;

IMPIANTI PARZIALMENTE INTEGRATI i cui moduli fotovoltaici possono essere montati su edifici o componentistica di arredo urbano, come chioschi, pensiline, barriere acustiche, ecc., *senza sostituire il materiale da costruzione delle stesse strutture*;

IMPIANTI CON INTEGRAZIONE ARCHITETTONICA in questo caso il fotovoltaico viene utilizzato come vero e proprio materiale edilizio e diventa parte integrante della costruzione. Sostituisce un materiale da costruzione convenzionale, diventando un componente attivo dell'involucro edilizio.

Una descrizione più approfondita dei criteri da seguire al fine del riconoscimento dell'integrazione architettonica è riportata nella documentazione del GSE [47]. Un'ulteriore differenza rispetto al primo Conto Energia sta nel fatto di poter realizzare un unico impianto fotovoltaico suddiviso in più parti (sezioni), ciascuna con la propria tipologia d'integrazione architettonica. Per quanto riguarda le tariffe incentivanti, il DM 19/02/07 stabilisce che gli impianti fotovoltaici entrati in esercizio a partire dal 1 gennaio 2010 possano usufruire dei seguenti benefici economici (tabella 6): Le tariffe maggiori sono riconosciute ai piccoli impianti integrati fino a 3 kW, mentre quelle più basse sono riconosciute ai grandi impianti non integrati. Anche in questo caso le tariffe sono erogate per un periodo di venti anni, a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, con la differenza che esse rimangono costanti per l'intero periodo, senza subire aumenti legati all'inflazione. Le tariffe riportate nella tabella precedente vengono decurtate del 2% all'anno per gli impianti entrati in vigore a partire dal 2008. La tariffa base può essere incrementata del 5% nei seguenti casi, tra loro non cumulabili:

Tabella 6: Tariffe incentivanti previste dal secondo Conto Energia, suddivise per dimensione dell'impianto e per tipologia d'integrazione [50, 60].

	Non integrato	Parzialmente integrato	Totalmente integrato
Classe di potenza	€/kWh	€/kWh	€/kWh
1 kW < P ≤ 3 kW	0,40	0,44	0,49
3 kW < P ≤ 20 kW	0,38	0,42	0,46
P > 20 kW	0,36	0,40	0,44

- per impianti ricadenti di potenza superiore ai 3 kW non integrati, il cui soggetto responsabile autoconsuma su base annua almeno il 70% dell'energia prodotta dall'impianto;
- per impianti il cui soggetto responsabile è una scuola pubblica/paritaria o una struttura sanitaria pubblica;
- per impianti integrati in edifici, fabbricati, strutture edilizie di qualsiasi destinazione (industriale, commerciale, agricola) in sostituzione di coperture in eternit o contenenti amianto;
- per impianti i cui soggetti responsabili siano enti locali con popolazione residente inferiore a 5000 abitanti.

Il Conto Energia comporta l'erogazione di un incentivo proporzionale alla produzione di energia elettrica, e quindi costituisce la fonte di ricavo principale per i produttori di energia fotovoltaica. Un'ulteriore fonte di ricavo è costituita dalla valorizzazione dell'energia elettrica prodotta dall'impianto. Quest'ultima può essere autoconsumata, con un conseguente risparmio sulla bolletta elettrica, e la quota eccedente può essere immessa in rete, il che consiste in una fonte di ricavo esplicita. L'energia immessa in rete può essere venduta al mercato o gestita in modalità di scambio sul posto che, come previsto dalla normativa, può essere effettuato solo per impianti di potenza fino a 200 kW. Per l'energia elettrica immessa in rete, il GSE riconosce al produttore, per ciascuna ora, il prezzo di mercato riferito alla zona in cui è collocato l'impianto, con dei prezzi minimi garantiti. In generale, lo scambio sul posto diventa vantaggioso nel momento in cui, su base annua, il valore dell'energia elettrica immessa in rete si compensa totalmente con il costo dell'energia elettrica prelevata dalla rete.

4.4.3 Il terzo Conto Energia

Il terzo Conto Energia è diventato operativo a partire dal 1 Gennaio 2011, al fine di dare continuità al meccanismo di incentivazione per gli impianti fotovoltaici messo in atto dal primo e dal secondo Conto Energia. A tal fine, il Ministero dello Sviluppo Economico ha emanato un nuovo Decreto: il DM 6/08/2010 [59]. La distinzione che questo Conto Energia effettua rispetto agli impianti fotovoltaici è ancor più

articolata dei due precedenti. Il Decreto individua tre categorie di impianti, ciascuna divisa in classi di potenza:

IMPIANTI SOLARI FOTOVOLTAICI composti principalmente da un insieme di moduli fotovoltaici piani, uno o più inverter e altri componenti elettrici minori; Il Decreto suddivide a loro volta gli impianti fotovoltaici in:

- impianti realizzati su edifici, installati seguendo particolari modalità di posizionamento [49];
- altri impianti, ovvero tutti gli impianti fotovoltaici non ricadenti nella precedente tipologia, inclusi gli impianti a terra.

Gli impianti che entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2011 hanno diritto alle tariffe incentivanti riportate nella tabella seguente (fig 49). Le stesse tariffe vengono decurtate del 6% all'anno per gli impianti entrati in esercizio nel 2012 e 2013. Gli

Intervallo di potenza	TARIFFA CORRISPONDENTE					
	A)		B)		C)	
	Impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2010 ed entro il 30 aprile 2011		Impianti entrati in esercizio in data successiva al 30 aprile 2011 ed entro il 31 agosto 2011		Impianti entrati in esercizio in data successiva al 31 agosto 2011 ed entro il 31 dicembre 2011	
	Impianti fotovoltaici realizzati sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti fotovoltaici realizzati sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti fotovoltaici realizzati sugli edifici	altri impianti fotovoltaici
[kW]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
1 ≤ P ≤ 3	0,402	0,362	0,391	0,347	0,380	0,333
3 < P ≤ 20	0,377	0,339	0,360	0,322	0,342	0,304
20 < P ≤ 200	0,358	0,321	0,341	0,309	0,323	0,285
200 < P ≤ 1000	0,355	0,314	0,335	0,303	0,314	0,266
1000 < P ≤ 5000	0,351	0,313	0,327	0,289	0,302	0,264
P > 5000	0,333	0,297	0,311	0,275	0,287	0,251

Figura 49: Tariffe incentivanti previste dal terzo Conto Energia per gli impianti fotovoltaici [59].

impianti i cui moduli costituiscono elementi costruttivi di pergole, serre, barriere acustiche, tettoie e pensiline, hanno diritto a una tariffa pari alla media aritmetica fra la tariffa spettante per "impianti fotovoltaici realizzati su edifici" e la tariffa spettante per "altri impianti fotovoltaici" [51]. È previsto un incremento delle tariffe nei seguenti casi:

1. del 5% per gli impianti fotovoltaici non realizzati su edifici, in zone industriali, commerciali, cave o discariche esaurite;
2. del 5% per gli impianti su edifici, operanti in regime di scambio sul posto, realizzati da comuni con popolazione inferiore a 5000 abitanti;

3. del 10% per gli impianti su edifici, installati in sostituzione di coperture in amianto.

Il Decreto prevede anche delle maggiorazioni riconosciute agli interventi atti a migliorare l'efficienza energetica degli edifici. La tariffa individuata dalla tabella precedente è corrisposta per un periodo di venti anni a decorrere dalla data di entrata in esercizio dell'impianto ed è costante per tutto il periodo di incentivazione.

IMPIANTI FOTOVOLTAICI INTEGRATI CON CARATTERISTICHE INNOVATIVE

che utilizzano moduli e componenti speciali, sviluppati appositamente per sostituire degli elementi architettonici; le tariffe incentivanti riservate a questa tipologia di impianti sono visibili nella tabella seguente (fig 50) e valgono per gli impianti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2011. Le tariffe per gli impianti entrati in esercizio nel 2012 e nel 2013 sono decurtate del 2% all'anno.

INTERVALLO DI POTENZA		Tariffa corrispondente
[kW]		[€/kWh]
A)	$1 \leq P \leq 20$	0,44
B)	$20 < P \leq 200$	0,40
C)	$P > 200$	0,37

Figura 50: Tariffe incentivanti previste dal terzo Conto Energia per gli impianti fotovoltaici innovativi [59].

IMPIANTI FOTOVOLTAICI A CONCENTRAZIONE

composti principalmente da un insieme di moduli in cui la luce solare è concentrata, tramite sistemi ottici, su delle speciali celle fotovoltaiche. A differenza delle classi di impianti precedenti, per gli impianti a concentrazione possono beneficiare delle tariffe incentivanti solo le persone giuridiche e i soggetti pubblici. Le tariffe incentivanti riservate agli impianti a concentrazione sono visibili nella tabella seguente (fig 51) e valgono per gli impianti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2011. Le tariffe per gli impianti entrati in esercizio nel 2012 e nel 2013 sono decurtate del 2% all'anno.

Intervallo di potenza	Tariffa corrispondente
[kW]	[€/kWh]
$1 \leq P \leq 200$	0,37
$200 < P \leq 1000$	0,32
$P > 1000$	0,28

Figura 51: Tariffe incentivanti previste dal terzo Conto Energia per gli impianti fotovoltaici a concentrazione [59].

Per le sopraelencate categorie il Decreto ha fissato i seguenti limiti di potenza incentivabile:

- 3000 MW per gli impianti fotovoltaici;
- 300 MW per gli impianti fotovoltaici integrati architettonicamente con caratteristiche innovative;
- 200 MW per gli impianti fotovoltaici a concentrazione.

Per quanto riguarda la vendita dell'energia prodotta, sono sempre disponibili le modalità previste dallo scambio sul posto (per impianti di potenza nominale non superiore a 200 kW) e dal ritiro dedicato.

4.4.4 Il quarto Conto Energia

Il quarto Conto Energia, regolamentato dal DM 5/5/2011, riguarda gli impianti fotovoltaici che entrano in esercizio in data successiva al 31 maggio 2011 e fino al 31 dicembre 2016, per un obiettivo indicativo di potenza installata a livello nazionale di circa 23.000 MW, corrispondente ad un costo indicativo cumulato annuo degli incentivi stimabile tra 6 e 7 miliardi di euro [56]. Il superamento di tale livello annuo di spesa comporterà una revisione delle modalità di incentivazione. Come nel precedente Conto Energia, gli impianti sono suddivisi nelle seguenti categorie, ciascuna con le relative tariffe incentivanti:

IMPIANTI FOTOVOLTAICI suddivisi tra impianti realizzati su edifici ed altri impianti. Le tariffe riconosciute per il 2011 sono riportate nelle tabelle seguenti (fig 52 e 53), mentre la tabella della figura 54 mostra le tariffe per il 2012. Sono previsti degli incrementi

	GIUGNO		LUGLIO		AGOSTO	
	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici
	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
1≤P≤3	0,387	0,344	0,379	0,337	0,368	0,327
3<P≤20	0,356	0,319	0,349	0,312	0,339	0,303
20<P≤200	0,338	0,306	0,331	0,300	0,321	0,291
200<P≤1000	0,325	0,291	0,315	0,276	0,303	0,263
1000<P≤5000	0,314	0,277	0,298	0,264	0,280	0,250
P>5000	0,299	0,264	0,284	0,251	0,269	0,238

Figura 52: Tariffe incentivanti previste dal quarto Conto Energia per gli impianti fotovoltaici nel 2011 (A) [56].

della tariffa base nei seguenti casi:

1. del 5% per gli impianti fotovoltaici non realizzati su edifici, in zone industriali, commerciali, cave o discariche esaurite;
2. del 5% per gli impianti su edifici, operanti in regime di scambio sul posto, realizzati da comuni con popolazione inferiore a 5000 abitanti;
3. di 5 centesimi di €/kWh per gli impianti su edifici, installati in sostituzione di coperture in amianto;

	SETTEMBRE		OTTOBRE		NOVEMBRE		DICEMBRE	
	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici
	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
1≤P≤3	0,361	0,316	0,345	0,302	0,320	0,281	0,298	0,261
3<P≤20	0,325	0,289	0,310	0,276	0,288	0,256	0,268	0,238
20<P≤200	0,307	0,271	0,293	0,258	0,272	0,240	0,253	0,224
200<P≤1000	0,298	0,245	0,285	0,233	0,265	0,210	0,246	0,189
1000<P≤5000	0,278	0,243	0,256	0,223	0,233	0,201	0,212	0,181
P>5000	0,264	0,231	0,243	0,212	0,221	0,191	0,199	0,172

Figura 53: Tariffe incentivanti previste dal quarto Conto Energia per gli impianti fotovoltaici nel 2011 (B) [56].

	1° SEM. 2012		2° SEM 2012	
	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici
	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
1≤P≤3	0,274	0,240	0,252	0,221
3<P≤20	0,247	0,219	0,227	0,202
20<P≤200	0,233	0,206	0,214	0,189
200<P≤1000	0,224	0,172	0,202	0,155
1000<P≤5000	0,182	0,156	0,164	0,140
P>5000	0,171	0,148	0,154	0,133

Figura 54: Tariffe incentivanti previste dal quarto Conto Energia per gli impianti fotovoltaici nel 2012 [56].

4. del 10% per gli impianti il cui costo di investimento per quanto riguarda i componenti diversi dal lavoro, sia per non meno del 60% riconducibile ad una produzione realizzata all'interno dell'Unione Europea.

La tariffa, come sempre, viene corrisposta in maniera costante per un periodo di 20 anni dall'entrata in esercizio dell'impianto.

IMPIANTI FOTOVOLTAICI INTEGRATI CON CARATTERISTICHE INNOVATIVE

Le tabelle delle figure 55 e 56 mostrano i valori delle tariffe incentivanti per gli impianti fotovoltaici innovativi corrisposte nel 2011 e nel 2012.

IMPIANTI FOTOVOLTAICI A CONCENTRAZIONE Solo le persone giuridiche e gli enti pubblici possono usufruire delle tariffe incentivanti per il fotovoltaico a concentrazione. Le tabelle seguenti riportano i valori delle tariffe relative al fotovoltaico a concentrazione per gli anni 2011 e 2012 (fig 57 e 58).

4.4.5 Il quinto Conto Energia

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha deciso di rivedere le modalità di incentivazione dell'energia fotovoltaica al raggiungimento di un costo indicativo cumulato annuo degli incentivi di 6 miliardi di euro. Il

Intervallo di potenza	Tariffa corrispondente
[kW]	[€/kWh]
$1 \leq P \leq 20$	0,427
$20 < P \leq 200$	0,388
$P > 200$	0,359

Figura 55: Tariffe incentivanti previste dal quarto Conto Energia per gli impianti fotovoltaici innovativi nel 2011 [56].

	<i>1° SEM. 2012</i>	<i>2° SEM 2012</i>
Intervallo di potenza	Tariffa corrispondente	Tariffa corrispondente
[kW]	[€/kWh]	[€/kWh]
$1 \leq P \leq 20$	0,418	0,410
$20 < P \leq 200$	0,380	0,373
$P > 200$	0,352	0,345

Figura 56: Tariffe incentivanti previste dal quarto Conto Energia per gli impianti fotovoltaici innovativi nel 2012 [56].

il DM 05/07/2012, noto come Quinto Conto Energia, cesserà di applicarsi solo dopo il raggiungimento del costo indicativo cumulato degli incentivi di 6,7 miliardi di euro. Il quarto Conto Energia, in ogni caso, verrà ancora applicato:

- ai piccoli impianti fotovoltaici, agli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative e agli impianti a concentrazione che entrano in esercizio prima del 27 agosto 2012;
- ai grandi impianti iscritti negli appositi registri, che producono la certificazione di fine lavori entro 7 mesi (o 9 mesi per gli impianti di potenza superiore a 1 MW) dalla pubblicazione della relativa graduatoria;
- agli impianti realizzati sugli edifici pubblici e su aree delle Amministrazioni Pubbliche, che entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2012.

Rispetto ai precedenti conti energia è stato sostanzialmente modificato lo schema d'incentivazione, finora basato sul riconoscimento di una tariffa incentivante sull'energia totale prodotta dall'impianto. Il quinto Conto Energia prevede due nuovi tipi di tariffa: la *tariffa omnicomprensiva* e la *tariffa per l'autoconsumo*. La tariffa omnicomprensiva viene

Intervallo di potenza	Tariffa corrispondente
[kW]	[€/kWh]
$1 \leq P \leq 200$	0,359
$200 < P \leq 1000$	0,310
$P > 1000$	0,272

Figura 57: Tariffe incentivanti previste dal quarto Conto Energia per gli impianti fotovoltaici a concentrazione nel 2011 [56].

	<i>1° SEM. 2012</i>	<i>2° SEM 2012</i>
Intervallo di potenza	Tariffa corrispondente	Tariffa corrispondente
[kW]	[€/kWh]	[€/kWh]
$1 \leq P \leq 200$	0,352	0,345
$200 < P \leq 1000$	0,304	0,298
$P > 1000$	0,266	0,261

Figura 58: Tariffe incentivanti previste dal quarto Conto Energia per gli impianti fotovoltaici a concentrazione nel 2012 [56].

erogata dal GSE in base alla quota di produzione netta immessa in rete e alla potenza dell'impianto:

1. agli impianti di potenza nominale fino a 1 MW, spetta una tariffa onnicomprensiva, determinata sulla base della potenza e della tipologia di impianto;
2. agli impianti di potenza nominale superiore a 1 MW, spetta la differenza, se positiva, fra la tariffa onnicomprensiva e il prezzo zonale orario;

La tariffa è detta "onnicomprensiva" in quanto il suo valore include una componente incentivante e una componente di valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete. Il produttore di energia fotovoltaica non riceverà più una quota fissa, proporzionale all'energia prodotta, e una quota variabile, derivante dalla vendita dell'energia sul mercato, come previsto dai decreti precedenti. La tariffa per l'autoconsumo, invece, viene erogata in base alla quota della produzione netta consumata in sito. L'incentivo spettante, nel caso di impianto con autoconsumo, sarà la somma della tariffa onnicomprensiva in riferimento alla quota di produzione netta immessa in rete e della tariffa premio in riferimento alla quota della produzione netta consumata. La tariffa viene riconosciuta in maniera costante per un periodo di 20 anni, per tutti gli impianti che entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2012. Possono

accedere direttamente alle tariffe incentivanti, ovvero senza iscrizione negli appositi registri [54]:

1. gli impianti fotovoltaici di potenza fino a 50 kW realizzati su edifici con moduli installati in sostituzione totale di coperture in amianto;
2. gli impianti fotovoltaici di potenza non superiore a 12 kW;
3. i potenziamenti di impianti pre-esistenti che comportano un incremento della potenza dell'impianto non superiore a 12 kW;
4. gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative fino al raggiungimento di un costo indicativo cumulato degli incentivi pari a 50 milioni di euro;
5. gli impianti fotovoltaici a concentrazione fino al raggiungimento di un costo indicativo cumulato degli incentivi pari a 50 milioni di euro;
6. gli impianti fotovoltaici realizzati da Amministrazioni Pubbliche fino al raggiungimento di un costo indicativo cumulato degli incentivi pari a 50 milioni di euro;
7. gli impianti fotovoltaici di potenza superiore a 12 kW e non superiore a 20 kW, nonché i potenziamenti che comportano un incremento della potenza dell'impianto non superiore a 20 kW, che richiedono una tariffa ridotta del 20% rispetto a quella spettante ai pari impianti iscritti al registro.

Il periodo di vigenza del quinto Conto Energia è suddiviso in intervalli semestrali, caratterizzati da valori tariffari diminuiti del 15% ogni semestre. Le tabelle seguenti (fig 59, 60 e 61) mostrano le tariffe relative al primo semestre di attività del quinto Conto Energia, rispettivamente per gli impianti fotovoltaici, gli impianti fotovoltaici con caratteristiche innovative, e gli impianti fotovoltaici a concentrazione. *Gli impianti i*

Intervallo di potenza [kW]	Impianti sugli edifici		Altri impianti fotovoltaici	
	Tariffa omnicomprensiva [€/MWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/MWh]	Tariffa omnicomprensiva [€/MWh]	Tariffa premio sull'energia consumata in sito [€/MWh]
1≤P≤3	208	126	201	119
3<P≤20	196	114	189	107
20<P≤200	175	93	168	86
200<P<1000	142	60	135	53
1000<P≤5000	126	44	120	38
P>5000	119	37	113	31

Figura 59: Tariffe incentivanti previste dal quinto Conto Energia per gli impianti fotovoltaici entrati in esercizio nel primo semestre del periodo di incentivazione [57].

Intervallo di potenza	tariffa onnicomprensiva	Tariffa premio sull'energia consumata in sito
[kW]	[€/MWh]	[€/MWh]
$1 \leq P \leq 20$	288	186
$20 < P \leq 200$	276	174
$P > 200$	255	153

Figura 60: Tariffe incentivanti previste dal quinto Conto Energia per gli impianti fotovoltaici innovativi entrati in esercizio nel primo semestre del periodo di incentivazione [57].

	tariffa onnicomprensiva	Tariffa premio sull'energia consumata in sito
[kW]	[€/MWh]	[€/MWh]
$1 \leq P \leq 200$	259	157
$200 < P \leq 1000$	238	136
$P > 1000$	205	103

Figura 61: Tariffe incentivanti previste dal quinto Conto Energia per gli impianti fotovoltaici a concentrazione entrati in esercizio nel primo semestre del periodo di incentivazione [57].

cui moduli costituiscono elementi costruttivi di pergole, serre, barriere acustiche, tettoie e pensiline hanno diritto a una tariffa pari alla media aritmetica fra la tariffa spettante per impianti fotovoltaici realizzati su edifici e la tariffa spettante per altri impianti fotovoltaici.

Le tariffe onnicomprensive e per l'autoconsumo sono incrementate, limitatamente agli impianti fotovoltaici e agli impianti integrati con caratteristiche innovative, dei seguenti premi, tra loro cumulabili [54]:

1. per gli impianti con componenti principali realizzati unicamente all'interno di un Paese che risulti membro dell'UE:
 - 20 €/MWh se entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2013;
 - 10 €/MWh se entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2014;
 - 5 €/MWh se entrano in esercizio successivamente al 31 dicembre 2014.
2. per gli impianti realizzati su edifici con moduli installati in sostituzione di coperture su cui è operata la completa rimozione dell'eternit o dell'amianto:
 - 30 €/MWh se la potenza è non superiore a 20 kW e 20 €/MWh se la potenza è superiore a 20 kW, qualora entrino in esercizio entro il 31 dicembre 2013;

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

Come stabilito dai precedenti decreti, possono beneficiare delle tariffe incentivanti le persone fisiche, le persone giuridiche, i soggetti pubblici e i condomini di edifici. Il nuovo decreto, tuttavia, prevede dei nuovi requisiti non necessari nelle precedenti edizioni del Conto Energia. Per beneficiare delle tariffe è necessario anche che:

- i componenti utilizzati negli impianti siano di nuova costruzione o comunque non già impiegati in altri impianti;
- i moduli fotovoltaici utilizzati siano coperti per almeno dieci anni da garanzia di prodotto contro il difetto di fabbricazione;
- i moduli fotovoltaici siano prodotti da un produttore che aderisca a un sistema o consorzio europeo per il riciclo dei moduli fotovoltaici utilizzati al termine della loro vita utile, e possieda le certificazioni ISO 9001:2008 (Sistema di gestione della qualità), OHSAS 18001 (Sistema di gestione della salute e sicurezza del lavoro) e ISO 14000 (Sistema di gestione ambientale).

La novità del quinto Conto Energia è stata l'introduzione di due tariffe separate. Grazie alla tariffa onnicomprensiva non si incentiva più tutta l'energia prodotta dall'impianto, a prescindere dal fatto che sia autoconsumata o immessa in rete, ma solo la quota di energia prodotta che viene ceduta alla rete. Per la parte di energia prodotta dall'impianto e autoconsumata in loco, viene riconosciuta un'altra tariffa, detta appunto tariffa per l'autoconsumo. **La tariffa onnicomprensiva elimina la quota derivante dalla vendita sul mercato dell'energia prodotta, quindi i servizi di scambio sul posto e ritiro dedicato, che in precedenza valorizzavano l'energia venduta, diventano *alternativi e complementari* alle tariffe incentivanti, con le quali si cumulavano.**

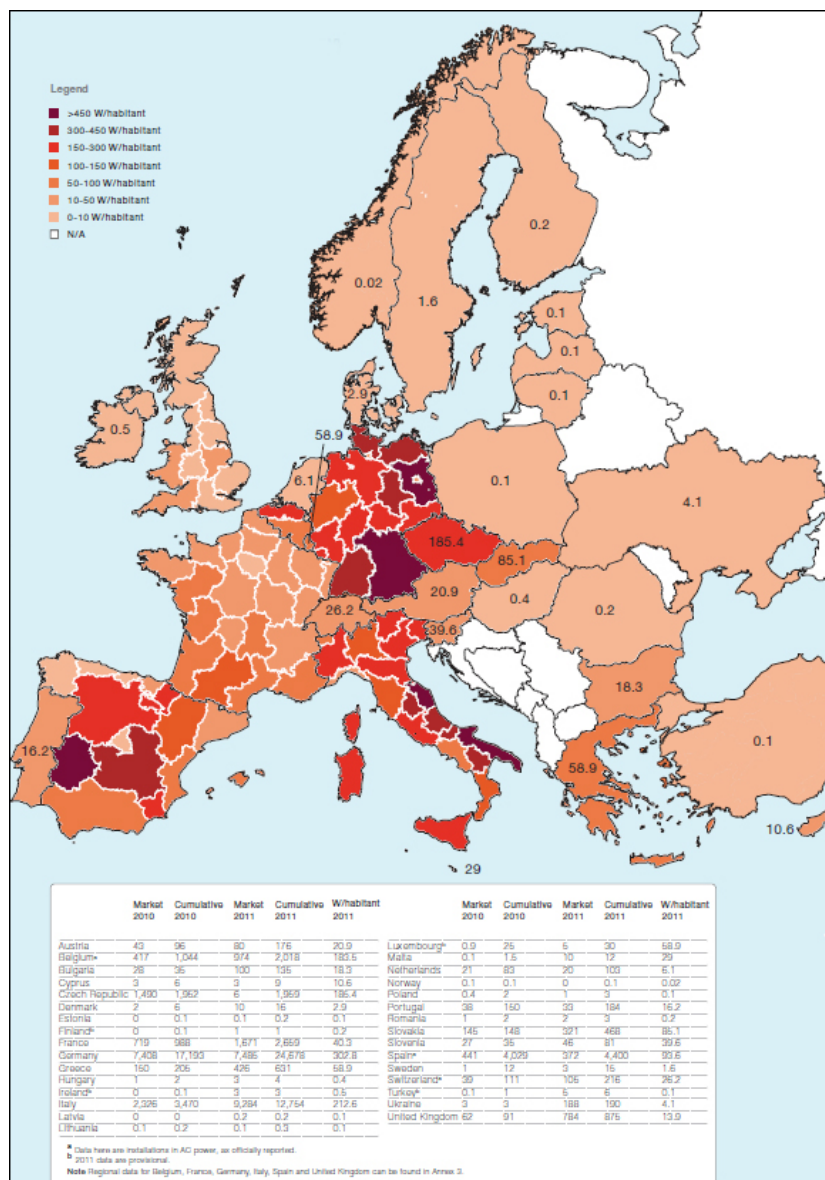


Figura 62: Distribuzione della potenza fotovoltaica in Europa [18].

5

VALUTAZIONE ECONOMICA DEGLI INVESTIMENTI

INDICE

5.1	I criteri di valutazione degli investimenti	81
5.1.1	Valore Attuale Netto	81
5.1.2	Tasso Interno di Rendimento	82
5.1.3	Tempo di ritorno	82
5.2	Esempi di investimento	83
5.2.1	PVGIS	83
5.2.2	Impianto fotovoltaico da 3 kWp autofinanziato	84
5.2.3	Impianto fotovoltaico da 3 kWp finanziato	84
5.2.4	Impianto fotovoltaico da 60 kWp autofinanziato	86
5.2.5	Impianto fotovoltaico da 60 kWp finanziato	87
5.3	Valutazione economica dei Conti Energia	90
5.3.1	Redditività del primo Conto Energia	90
5.3.2	Redditività del secondo Conto Energia	91
5.3.3	Redditività del terzo Conto Energia	92
5.3.4	Redditività del quarto Conto Energia	92
5.3.5	Redditività del quinto Conto Energia	92
5.3.6	Redditività dei Conti Energia per classi di potenza	93

5.1 I CRITERI DI VALUTAZIONE DEGLI INVESTIMENTI

Per *investimento* intendiamo l'impiego di una certa somma di denaro in attività che ne determinino l'incremento. Si tratta di un'operazione quasi mai priva di rischio che, prima di essere intrapresa, necessita di un'adeguata valutazione, e come ogni grandezza fisica anche la bontà di un investimento ha bisogno di adeguati strumenti per essere misurata.

5.1.1 Valore Attuale Netto

Il *Valore Attuale Netto*, o VAN (in inglese Net Present Value, o NPV) è la somma algebrica dei flussi di cassa originati da un progetto, *attualizzati* secondo un tasso di sconto che tiene conto del costo del capitale in un determinato periodo. Ciò si basa sul principio del *valore temporale della moneta*, secondo il quale *vale più un euro oggi che un euro domani*. Il VAN consente di calcolare il beneficio atteso dall'iniziativa (in termini monetari) *come se fosse disponibile nel momento in cui la decisione di investimento viene assunta*.

Supponiamo di aver investito una somma di denaro I_0 in un determi-

Per flusso di cassa (cash flow) si intende la variazione subita dalla liquidità di un'impresa. È dato dalla differenza tra le entrate e le uscite monetarie relative a ciascun periodo di gestione.

L'attualizzazione è il processo che consente di stabilire oggi il valore di una somma di denaro che sarà disponibile solo in futuro.

nato momento, e che l'attività in cui il capitale è stato impiegato dia origine negli anni avvenire a flussi di cassa, positivi o negativi. Sia FC_j il flusso di cassa relativo al j -esimo anno. Per considerare il loro effettivo valore, essi dovranno essere attualizzati, ognuno in riferimento all'anno in cui sarà disponibile. L'attualizzazione di ciascun flusso di cassa avviene moltiplicandolo per il relativo *fattore di sconto*:

$$\frac{1}{(1 + C_C)^j} \quad (5.1)$$

con

C_C = costo del capitale, dato dalla differenza tra il tasso d'interesse ed il tasso d'inflazione stimati.

j = numero di anni.

Il Valore Attuale Netto è quindi la differenza tra la somma di tutti i flussi di cassa attualizzati, per tutti gli n anni di durata dell'investimento, e la somma investita all'inizio I_0 :

$$\sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1 + C_C)^j} - I_0 \quad (5.2)$$

Un valore positivo del VAN significa che al termine della vita dell'investimento, i flussi di cassa attualizzati avranno prodotto un guadagno superiore alla spesa iniziale e quindi l'investimento sarà stato economicamente conveniente. In pratica il VAN ci consente di calcolare la ricchezza creata da un progetto durante tutta la sua durata di vita, come se fosse disponibile nel momento in cui viene effettuata la scelta di investimento.

È chiaro che un progetto il cui VAN sia negativo o nullo non sarà profittevole e, come tale, va scartato.

5.1.2 Tasso Interno di Rendimento

Il *Tasso Interno di Rendimento*, o *TIR* (in inglese Internal Rate of Return, o IRR) è definito come il valore del costo del capitale C_C che rende nullo il VAN. Secondo il *criterio del TIR* va realizzato qualsiasi investimento in cui il TIR superi il suo costo del capitale. Se il rendimento di un progetto considerato è superiore a quello di altri progetti alternativi aventi eguale rischio, scadenza e costo del capitale, l'opportunità di investimento va colta.

5.1.3 Tempo di ritorno

Il *tempo di ritorno* (in inglese *payback time*) è definito come il rapporto tra l'investimento iniziale ed il flusso di cassa previsto, a cadenza periodica ed assunto costante:

$$TR = \frac{I_0}{FC} \quad (5.3)$$

È un indicatore economico molto utilizzato, ma può fornire indicazioni fuorvianti, poiché non tiene conto né della durata dell'investimento né del costo del capitale.

5.2 ESEMPI DI INVESTIMENTO

5.2.1 PVGIS

Un parametro fondamentale nella valutazione economica di un impianto fotovoltaico è la quantità di energia che sarà in grado di produrre annualmente, in quanto influisce sul costo del kWh prodotto (4.2). PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) fornisce una mappa della radiazione solare di tutta l'Europa. Grazie ad una combinazione di modelli matematici e dati storici, PVGIS calcola la quantità di energia annua e mensile prodotta da un impianto fotovoltaico, sulla base della posizione geografica scelta e delle caratteristiche dell'impianto. Si tratta di un progetto dell'Unione Europea finalizzato alla diffusione delle energie rinnovabili nei Paesi Membri come fonte di energia sostenibile a lungo termine.

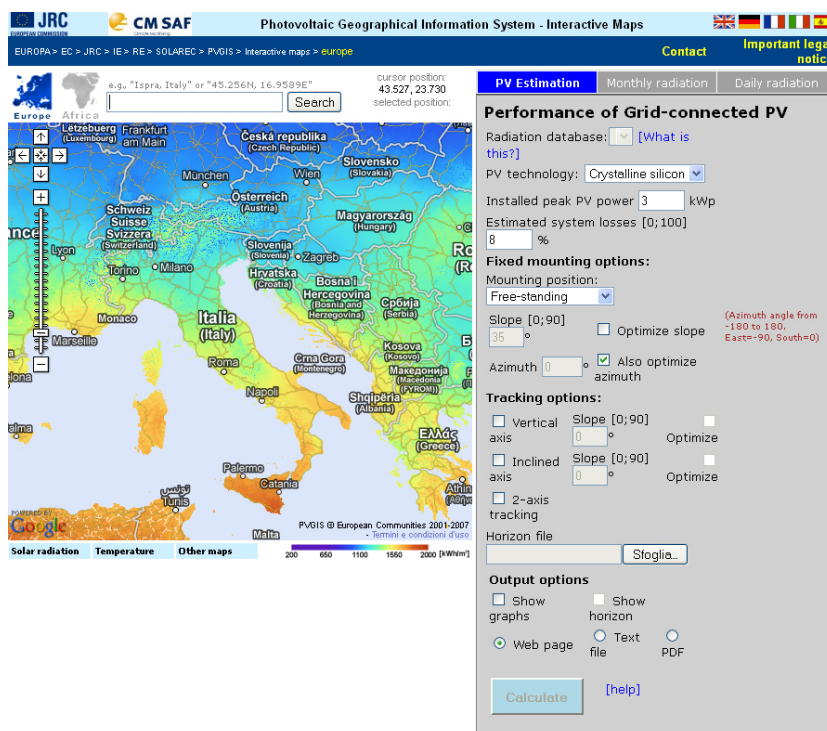


Figura 63: Interfaccia utente dell'applicazione online PVGIS.

5.2.2 Impianto fotovoltaico da 3 kWp autofinanziato

Consideriamo un impianto per una villetta monofamiliare, realizzato con moduli in silicio cristallino per una potenza nominale di 3 kWp. L'impianto entra ipoteticamente in esercizio nel mese di giugno 2011, e quindi può usufruire della tariffa maggiore prevista dal quarto Conto Energia, pari a 0,387 €/kWh. Supponiamo che l'impianto venga installato nel nord Italia, in particolare nella città di Padova, dove la produzione annuale di energia, secondo le stime di PVGIS, si aggira attorno ai 3230 kWh. Per la configurazione di PVGIS è stata considerata una perdita totale dell'impianto del 14% e sono state attivate le ottimizzazioni di azimuth ed elevazione. Con un costo unitario stimato di 4.500 €/kWp (nel 2011), il costo totale dell'impianto è di 14.850 €, compreso di IVA al 10%, e verrà finanziato al 100% con capitale proprio. La modalità operativa dello scambio sul posto genera un risparmio in bolletta, considerando un costo dell'energia elettrica di 0,16 €/kWh (secondo i dati statistici dell'AEEG [23, 30]) e un incremento annuo dell'1%. Supponiamo anche, per semplicità, che tutta l'energia prodotta venga autoconsumata. Per ottenere una simulazione più realistica consideriamo una perdita di efficienza dei moduli fotovoltaici dello 0,5% all'anno, e dei costi fissi annuali pari al 2% del costo dell'impianto, ripartiti tra costi di manutenzione, assicurazione ed esercizio. Ai fini dell'attualizzazione dei flussi di cassa annuali, consideriamo un tasso d'interesse del 5%, un tasso d'inflazione del 2%, il che porta ad un costo del capitale del 3%. Grazie ad un foglio di calcolo realizzato appositamente (fig 64) otteniamo i valori degli indicatori economici di cui abbiamo parlato in precedenza, considerando una vita utile dell'impianto di **30 anni**. Come si può notare dal grafico della figura 65 il flusso di cassa non attualizzato è negativo il primo anno, poichè va considerato l'esborso di denaro iniziale, mentre negli anni a seguire è sempre positivo grazie all'incentivo erogato dal Conto Energia e al risparmio dovuto al mancato acquisto dell'energia elettrica. Dopo il ventesimo anno il guadagno è minore, dal momento che il periodo di incentivazione è terminato, ed è dovuto esclusivamente all'autoconsumo. Il progetto dell'impianto da 3 kWp autofinanziato presenta un VAN di 7.929 €, un TIR del 5,29% e un tempo medio di ritorno di 10,2 anni. Dal momento che il VAN è positivo e il TIR è superiore al costo del capitale, l'investimento è redditizio.

5.2.3 Impianto fotovoltaico da 3 kWp finanziato

Consideriamo lo stesso impianto del paragrafo precedente, decidendo di non investire del capitale di rischio, ma del capitale di debito. L'investimento iniziale è finanziato in toto o parzialmente da un istituto bancario, e il rientro del debito viene effettuato in 10 anni, cedendo alla banca i proventi della tariffa incentivante sull'energia prodotta. Supponiamo che l'impianto sia finanziato per circa il 75% del costo totale, per un importo di circa 11.000 €, con un tasso di interesse fisso del 5%; il capitale di rischio investito dell'utente si riduce pertanto a

BUSINESS PLAN e VALUTAZIONE della REDDITIVITÀ di un impianto fotovoltaico da 3Kwp su edificio residenziale, operante in regime di scambio sul posto secondo le regole del 4° Conto Energia (giugno 2011), in località Padova												
Costo per kW (€ - IVA esclusa)	4500	Kw installati	3	Perdite stimate dell'impianto	14%	Decremento produzione (%/anno)	0,50%					
Produzione annua stimata da PVGIS (KWh)	3230	Costo energia (€/KWh)	0,16	Tariffa incentivante (€/KWh)	0,387	Incremento annuo costo energia (%)	1%					
Consumo energetico medio annuo (KWh)	4000	Importo finanziato (€)	0	Tasso Annuo di Interesse (TAN)	5,00%	Rata annuale (€)	0,00					
Costo totale impianto (€ - IVA inclusa)	14850	Durata finanziamento	1	IVA	10%	Tasso di inflazione (%)	2%					
Anno	Energia prodotta (kWh)	Risparmio da autoconsumo	Ricavo da vendita diretta	Ricavo da incentivo	Rimborso finanziamento	Costi fissi	Utile/Perdita	Fattore di attualizzazione	Flussi di cassa	Flussi di cassa attualizzati		
1	3230	€ 517	€ 0	€ 1.250	€ 0	€ 297	-€ 13.380	0,971	-€ 13.380	-€ 13.423		
2	3214	€ 519	€ 0	€ 1.244	€ 0	€ 297	-€ 11.914	0,943	€ 1.466	€ 1.382		
3	3198	€ 522	€ 0	€ 1.238	€ 0	€ 297	-€ 10.452	0,915	€ 1.462	€ 1.338		
4	3182	€ 525	€ 0	€ 1.231	€ 0	€ 297	-€ 8.993	0,888	€ 1.459	€ 1.296		
5	3166	€ 527	€ 0	€ 1.225	€ 0	€ 297	-€ 7.537	0,863	€ 1.455	€ 1.255		
6	3150	€ 530	€ 0	€ 1.219	€ 0	€ 297	-€ 6.086	0,837	€ 1.452	€ 1.216		
7	3134	€ 532	€ 0	€ 1.213	€ 0	€ 297	-€ 4.637	0,813	€ 1.448	€ 1.178		
8	3119	€ 535	€ 0	€ 1.207	€ 0	€ 297	-€ 3.192	0,789	€ 1.445	€ 1.141		
9	3103	€ 538	€ 0	€ 1.201	€ 0	€ 297	-€ 1.751	0,766	€ 1.441	€ 1.105		
10	3088	€ 540	€ 0	€ 1.195	€ 0	€ 297	-€ 313	0,744	€ 1.438	€ 1.070		
11	3072	€ 543	€ 0	€ 1.189	€ 0	€ 297	€ 1.122	0,722	€ 1.435	€ 1.037		
12	3057	€ 546	€ 0	€ 1.183	€ 0	€ 297	€ 2.554	0,701	€ 1.432	€ 1.004		
13	3041	€ 548	€ 0	€ 1.177	€ 0	€ 297	€ 3.982	0,681	€ 1.428	€ 973		
14	3026	€ 551	€ 0	€ 1.171	€ 0	€ 297	€ 5.407	0,661	€ 1.425	€ 942		
15	3011	€ 554	€ 0	€ 1.165	€ 0	€ 297	€ 6.829	0,642	€ 1.422	€ 913		
16	2996	€ 557	€ 0	€ 1.159	€ 0	€ 297	€ 8.248	0,623	€ 1.419	€ 884		
17	2981	€ 559	€ 0	€ 1.154	€ 0	€ 297	€ 9.664	0,605	€ 1.416	€ 857		
18	2966	€ 562	€ 0	€ 1.148	€ 0	€ 297	€ 11.077	0,587	€ 1.413	€ 830		
19	2951	€ 565	€ 0	€ 1.142	€ 0	€ 297	€ 12.487	0,570	€ 1.410	€ 804		
20	2937	€ 568	€ 0	€ 1.136	€ 0	€ 297	€ 13.894	0,554	€ 1.407	€ 779		
21	2922	€ 570	€ 0	€ 0	€ 0	€ 297	€ 14.168	0,538	€ 273	€ 147		
22	2907	€ 573	€ 0	€ 0	€ 0	€ 297	€ 14.444	0,522	€ 276	€ 144		
23	2893	€ 576	€ 0	€ 0	€ 0	€ 297	€ 14.723	0,507	€ 279	€ 141		
24	2878	€ 579	€ 0	€ 0	€ 0	€ 297	€ 15.005	0,492	€ 282	€ 139		
25	2864	€ 582	€ 0	€ 0	€ 0	€ 297	€ 15.290	0,478	€ 285	€ 136		
26	2850	€ 585	€ 0	€ 0	€ 0	€ 297	€ 15.578	0,464	€ 288	€ 133		
27	2835	€ 588	€ 0	€ 0	€ 0	€ 297	€ 15.868	0,450	€ 291	€ 131		
28	2821	€ 591	€ 0	€ 0	€ 0	€ 297	€ 16.162	0,437	€ 294	€ 128		
29	2807	€ 593	€ 0	€ 0	€ 0	€ 297	€ 16.458	0,424	€ 296	€ 126		
30	2793	€ 596	€ 0	€ 0	€ 0	€ 297	€ 16.758	0,412	€ 299	€ 123		
VAN		€ 7.929	5,29%	TIR	Costo del capitale (%)	3,00%	Payback Time (anni)	10,2				

Figura 64: Analisi economica della redditività di un impianto fotovoltaico da 3 kWp autofinanziato.

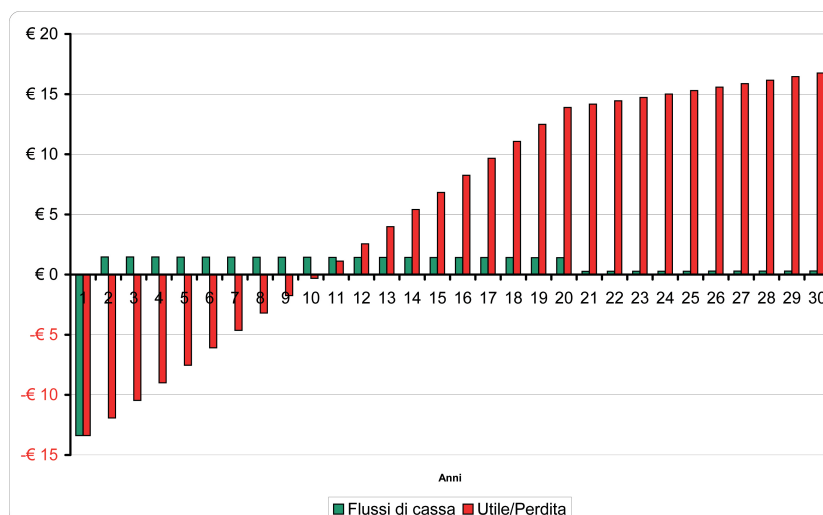


Figura 65: Flussi di cassa e guadagno di un impianto fotovoltaico da 3 kWp autofinanziato.

circa 3.850 €, comprensivi dell’IVA al 10%. Come si può vedere dalla figura 66, rispetto al caso precedente il tempo di ritorno è compreso tra 12 e 13 anni. Fino al ventesimo anno, il guadagno aumenta poiché l’utente può godere della tariffa incentivante che non è più ceduta all’istituto di credito. Inoltre, dal ventesimo anno in poi, per tutta la durata di vita utile dell’impianto, l’utente continua a guadagnare grazie all’autoconsumo. In questo esempio, e nel precedente, abbiamo supposto che il fabbisogno energetico annuo dell’utente fosse maggiore rispetto all’energia prodotta. Un impianto di dimensioni maggiori avrebbe generato un ulteriore guadagno dalla quota di energia non consumata e venduta sul mercato. Il VAN è comunque positivo e pari a 6.763 €, ma inferiore al precedente, mentre il TIR è superiore e pari a 7,31%.

5.2.4 Impianto fotovoltaico da 60 kWp autofinanziato

Consideriamo ora un impianto ubicato sul tetto di un capannone industriale, realizzato con moduli in silicio cristallino per una potenza nominale di 60 kWp e operante in regime di scambio sul posto. L’impianto entra ipoteticamente in esercizio nel mese di giugno 2011, e quindi può usufruire della tariffa maggiore prevista dal quarto Conto Energia, pari a 0,338 €/kWh. Anche in questo caso supponiamo che l’impianto venga installato nella città di Padova. La produzione annuale di energia, secondo le stime di PVGIS, si aggira attorno ai 64.700 kWh. Per la configurazione di PVGIS è stata considerata una perdita dell’impianto del 14% e sono state attivate le ottimizzazioni di azimuth ed elevazione. Con un costo unitario stimato di 4.000 €/kWp (nel 2011), il costo totale dell’impianto è di 264.000 €, compreso di IVA al 10%, e verrà finanziato al 100% con capitale proprio. Si noti che il costo per kWp diminuisce all’aumentare della potenza installata, grazie

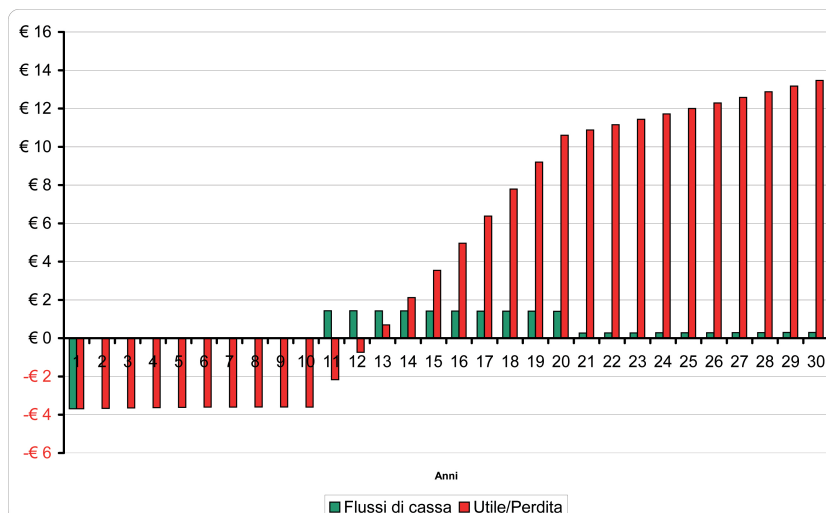


Figura 66: Flussi di cassa e guadagno di un impianto fotovoltaico da 3 kWp finanziato al 75%.

all'economia di scala. La modalità operativa dello scambio sul posto genera un risparmio in bolletta, considerando un costo dell'energia elettrica di 0,14 €/kWh (secondo i dati statistici dell'AEEG [31]) e un incremento annuo dell'1%. Supponiamo che solo il 50% dell'energia prodotta venga autoconsumata; il restante 50% viene venduto in rete ad un prezzo medio di acquisto di 66 €/MWh [24]. Per ottenere una simulazione più realistica consideriamo una perdita di efficienza dei moduli fotovoltaici dello 0,5% all'anno, e dei costi fissi annuali pari al 2% del costo dell'impianto, ripartiti tra costi di manutenzione, assicurazione ed esercizio. Ai fini dell'attualizzazione dei flussi di cassa annuali, consideriamo un tasso d'interesse del 5%, un tasso d'inflazione del 2%, il che porta ad un costo del capitale del 3%. Inserendo i dati nel nostro foglio di calcolo (fig 67) otteniamo i valori degli indicatori economici di cui abbiamo parlato in precedenza, considerando una vita utile dell'impianto di 30 anni. Come si può notare dal grafico della figura 68 il flusso di cassa non attualizzato è negativo il primo anno, poichè va considerato l'esborso di denaro iniziale, mentre negli anni a seguire è sempre positivo grazie all'incentivo erogato dal conto energia e al risparmio dovuto al mancato acquisto dell'energia elettrica. Il progetto dell'impianto da 60 kWp autofinanziato presenta un VAN di 129.924 €, un TIR del 4,98% e un tempo medio di ritorno di 10,4 anni. Anche in questo caso il VAN è positivo e il TIR è superiore al costo del capitale, perciò l'investimento è redditizio.

5.2.5 Impianto fotovoltaico da 60 kWp finanziato

Consideriamo lo stesso impianto del paragrafo precedente, decidendo di non investire del capitale di rischio, ma del capitale di debito. L'investimento iniziale è finanziato per il 75% del costo totale da un istituto

BUSINESS PLAN e VALUTAZIONE della REDDITIVITÀ di un impianto fotovoltaico da 60kWp su edificio industriale, operante in regime di scambio sul posto secondo le regole del 4° Conto Energia (giugno 2011), in località Padova

Costo per kW (€ - IVA esclusa)		4000	Kw installati	60	Perdite stimate dell'impianto		14%	Decremento produzione (%/anno)		0,50%
Produzione annua stimata da PVGIS (KWh)		64700	Costo energia (€/KWh)	0,14	Tariffa incentivante (€/KWh)	0,338	Incremento annuo costo energia (%)		1%	
Consumo energetico medio annuo (KWh)		65000	Importo finanziato (€)	0	Tasso Annuo di Interesse (TAN)	5,00%	Rata annuale (€)		0,00	
Costo totale impianto (€ - IVA inclusa)		264000	Durata finanziamento	1	IVA	10%	Tasso di inflazione (%)		2%	
Anno	Energia prodotta (kWh)	Risparmio da autoconsumo	Ricavo da incentivo	Ricavo da vendita diretta	Rimborso finanziamento	Costi fissi	Utile/Perdita	Fattore di attualizzazione	Flussi di cassa	Flussi di cassa attualizzati
1	64700	€ 4.529	€ 21.869	€ 2.135	€ 0	€ 2.640	-€ 238.107	0,971	-€ 238.107	-€ 238.861
2	64377	€ 4.551	€ 21.759	€ 2.124	€ 0	€ 2.640	-€ 212.312	0,943	€ 25.795	€ 24.314
3	64055	€ 4.574	€ 21.650	€ 2.114	€ 0	€ 2.640	-€ 186.614	0,915	€ 25.698	€ 23.518
4	63734	€ 4.597	€ 21.542	€ 2.103	€ 0	€ 2.640	-€ 161.012	0,888	€ 25.602	€ 22.747
5	63416	€ 4.619	€ 21.434	€ 2.093	€ 0	€ 2.640	-€ 135.505	0,863	€ 25.507	€ 22.002
6	63099	€ 4.642	€ 21.327	€ 2.082	€ 0	€ 2.640	-€ 110.094	0,837	€ 25.412	€ 21.282
7	62783	€ 4.665	€ 21.221	€ 2.072	€ 0	€ 2.640	-€ 84.776	0,813	€ 25.318	€ 20.586
8	62469	€ 4.688	€ 21.115	€ 2.061	€ 0	€ 2.640	-€ 59.552	0,789	€ 25.224	€ 19.912
9	62157	€ 4.711	€ 21.009	€ 2.051	€ 0	€ 2.640	-€ 34.420	0,766	€ 25.132	€ 19.261
10	61846	€ 4.735	€ 20.904	€ 2.041	€ 0	€ 2.640	-€ 9.380	0,744	€ 25.040	€ 18.632
11	61537	€ 4.758	€ 20.799	€ 2.031	€ 0	€ 2.640	€ 15.568	0,722	€ 24.948	€ 18.023
12	61229	€ 4.782	€ 20.695	€ 2.021	€ 0	€ 2.640	€ 40.426	0,701	€ 24.856	€ 17.435
13	60923	€ 4.805	€ 20.592	€ 2.010	€ 0	€ 2.640	€ 65.194	0,681	€ 24.768	€ 16.866
14	60618	€ 4.829	€ 20.489	€ 2.000	€ 0	€ 2.640	€ 89.873	0,661	€ 24.679	€ 16.316
15	60315	€ 4.853	€ 20.387	€ 1.990	€ 0	€ 2.640	€ 114.463	0,642	€ 24.590	€ 15.783
16	60014	€ 4.877	€ 20.285	€ 1.980	€ 0	€ 2.640	€ 138.965	0,623	€ 24.502	€ 15.269
17	59714	€ 4.901	€ 20.183	€ 1.971	€ 0	€ 2.640	€ 163.380	0,605	€ 24.415	€ 14.772
18	59415	€ 4.926	€ 20.082	€ 1.961	€ 0	€ 2.640	€ 187.709	0,587	€ 24.329	€ 14.290
19	59118	€ 4.950	€ 19.982	€ 1.951	€ 0	€ 2.640	€ 211.951	0,570	€ 24.243	€ 13.825
20	58822	€ 4.974	€ 19.882	€ 1.941	€ 0	€ 2.640	€ 236.109	0,554	€ 24.158	€ 13.375
21	58528	€ 4.999	€ 0	€ 1.931	€ 0	€ 2.640	€ 240.400	0,538	€ 4.291	€ 2.306
22	58236	€ 5.024	€ 0	€ 1.922	€ 0	€ 2.640	€ 244.705	0,522	€ 4.306	€ 2.247
23	57944	€ 5.049	€ 0	€ 1.912	€ 0	€ 2.640	€ 249.026	0,507	€ 4.321	€ 2.189
24	57655	€ 5.074	€ 0	€ 1.903	€ 0	€ 2.640	€ 253.362	0,492	€ 4.336	€ 2.133
25	57366	€ 5.099	€ 0	€ 1.893	€ 0	€ 2.640	€ 257.714	0,478	€ 4.352	€ 2.078
26	57080	€ 5.124	€ 0	€ 1.884	€ 0	€ 2.640	€ 262.082	0,464	€ 4.368	€ 2.025
27	56794	€ 5.149	€ 0	€ 1.874	€ 0	€ 2.640	€ 266.466	0,450	€ 4.384	€ 1.973
28	56510	€ 5.175	€ 0	€ 1.865	€ 0	€ 2.640	€ 270.865	0,437	€ 4.400	€ 1.923
29	56228	€ 5.201	€ 0	€ 1.856	€ 0	€ 2.640	€ 275.281	0,424	€ 4.416	€ 1.874
30	55947	€ 5.226	€ 0	€ 1.846	€ 0	€ 2.640	€ 279.714	0,412	€ 4.433	€ 1.826
VAN		€ 129.924	TIR	4,98%	Costo del capitale (%)		3,00%		Payback Time (anni)	10,4

Figura 67: Analisi economica della redditività di un impianto fotovoltaico da 60 kWp autofinanziato.

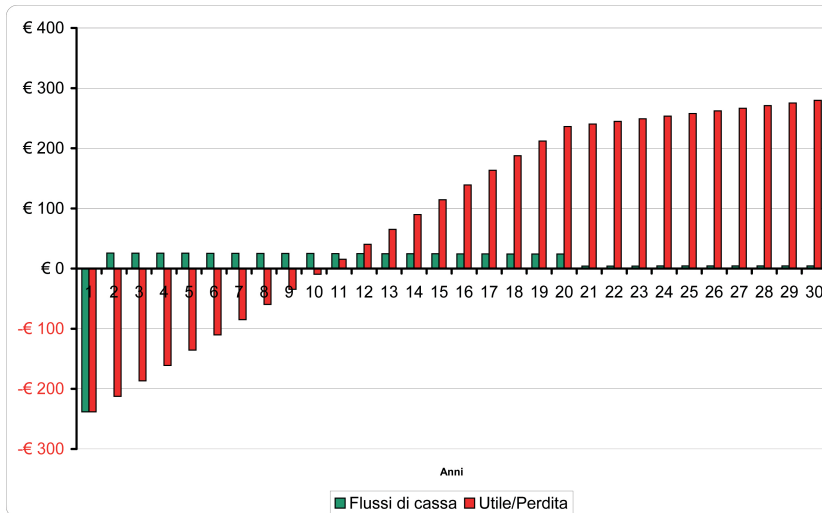


Figura 68: Flussi di cassa e guadagno di un impianto fotovoltaico da 60 kWp autofinanziato.

bancario, e il rientro del debito viene effettuato in 10 anni, cedendo alla banca i proventi della tariffa incentivante sull'energia prodotta. L'importo finanziato è di circa 198.000 €, con un tasso di interesse fisso del 5%; il capitale di rischio investito dell'utente si riduce pertanto a circa 66.000 €, comprensivi dell'IVA al 10%. Come si può vedere dalla

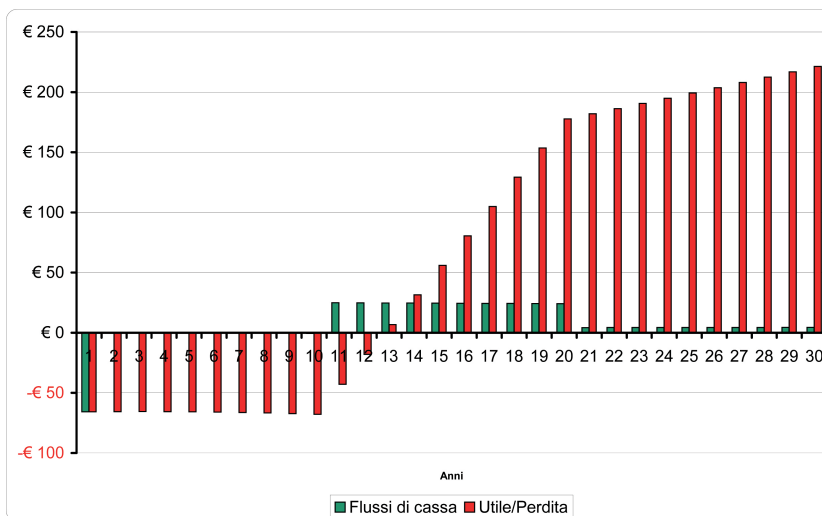


Figura 69: Flussi di cassa e guadagno di un impianto fotovoltaico da 60 kWp finanziato al 75%.

figura 69, rispetto al caso precedente il tempo di ritorno è compreso tra 12 e 13 anni. Dal ventesimo anno in poi, per tutta la durata di vita utile dell'impianto, l'utente continua a guadagnare grazie all'autoconsumo. Il VAN è comunque positivo e pari a 109.193 €, ma inferiore al precedente, mentre il TIR è superiore e pari a 6,78%.

5.3 VALUTAZIONE ECONOMICA DEI CONTI ENERGIA

Affrontiamo ora un'analisi più approfondita della redditività di ciascun Conto Energia. Consideriamo tre tipologie di impianti fotovoltaici:

IMPIANTO DOMESTICO DA 3 KWP operante in regime di scambio sul posto, parzialmente integrato quando previsto dalla normativa; per semplicità tutta l'energia prodotta viene autoconsumata;

IMPIANTO INDUSTRIALE DA 30 KWP operante in regime di scambio sul posto (cessione in rete solo per il primo Conto Energia); per semplicità supponiamo che il 50% dell'energia prodotta venga autoconsumata e il restante 50% venga ceduto in rete;

IMPIANTO INDUSTRIALE O A TERRA DA 300 KWP con cessione in rete di tutta l'energia prodotta.

Ciascun impianto verrà localizzato in tre città diverse, rappresentative del Nord, Centro e Sud Italia, in modo da evidenziare come la posizione geografica e i diversi valori di radiazione solare (ricavati da PVGIS) possano influire sulla redditività di un impianto. Il costo dell'energia, sia per gli utenti domestici che per quelli industriali, è basato sui dati statistici dell'Autorità per l'Energia [23, 30, 31], così come il prezzo di acquisto dell'energia ceduta in rete (PUN) [24]. Quest'ultimo ha un andamento molto volatile (fig 70), per cui ne abbiamo considerato il valore medio sul periodo di applicazione di ciascun Conto Energia. Per una stima più realistica consideriamo anche un aumento del prezzo dell'energia dell'1% all'anno, e dei costi fissi pari all'1% del costo totale dell'impianto, ripartiti tra spese di assicurazione, manutenzione e gestione. Per ciascun tipo di impianto vengono presi in esame due casi:

1. impianto autofinanziato al 100% con capitale di rischio;
2. finanziamento del 75% del costo totale, con scadenza decennale e, per semplicità, tasso di interesse fisso del 5%; supponendo che il tasso di inflazione sia pari al 2% otteniamo un costo del capitale del 3%.

In questa analisi si è considerata anche la continua diminuzione dei prezzi degli impianti fotovoltaici, sulla base di valori medi recuperati in rete, o da preventivi degli scorsi anni. Per semplicità non sono stati considerati eventuali sgravi fiscali o detrazioni che avrebbero potuto aumentare la redditività.

5.3.1 Redditività del primo Conto Energia

La figura 74 mostra i valori di VAN, del TIR e del tempo di ritorno di un ipotetico investimento in vari impianti fotovoltaici incentivati dalle

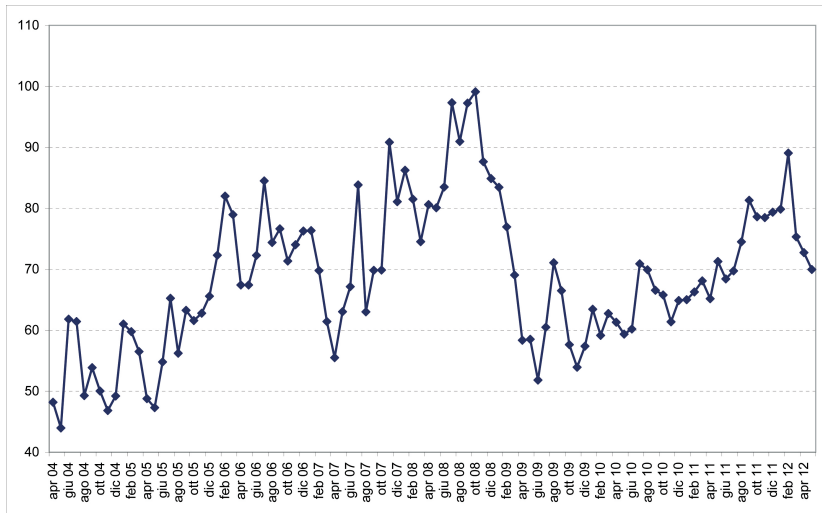


Figura 70: Andamento del Prezzo Unico Nazionale dal 2004 al 2012 [24].

tariffe del primo Conto Energia. I valori delle tariffe sono stati determinati in base alla tipologia e alla potenza dell'impianto, con riferimento ai dati della tabella 5, e si attestano a 0,445 €/kWh per il nostro impianto da 3 kWp su edificio, 0,46 €/kWh per l'impianto industriale da 30 kWp e 0,49 €/kWh per l'impianto da 300 kWp. Sono stati considerati un costo dell'energia di 0,14 €/kWh per i clienti domestici, di 0,12 €/kWh per quelli industriali, e un prezzo medio di acquisto (PUN) di 67 €/MWh nel periodo considerato (2005-2006). Nonostante il VAN sia positivo per ciascuno degli investimenti considerati, il TIR relativo agli impianti realizzati nel Nord Italia è inferiore al costo del capitale. Ciò è probabilmente dovuto al costo per kWp che nel 2005 era ancora molto elevato (più di 6.000 €/kWp).

5.3.2 Reddittività del secondo Conto Energia

La figura 75 mostra i valori di VAN, del TIR e del tempo di ritorno di un ipotetico investimento in vari impianti fotovoltaici incentivati dalle tariffe del secondo Conto Energia. I valori delle tariffe sono stati determinati in base alla tipologia e alla potenza dell'impianto, con riferimento ai dati della tabella 6, e si attestano a 0,44 €/kWh per il nostro impianto da 3 kWp parzialmente integrato, 0,4 €/kWh per l'impianto industriale da 30 kWp parzialmente integrato e 0,36 €/kWh per l'impianto da 300 kWp a terra. Sono stati considerati un costo dell'energia di 0,16 €/kWh per i clienti domestici, di 0,14 €/kWh per quelli industriali, e un prezzo medio di acquisto (PUN) di 71 €/MWh nel periodo considerato (2007-2010). Anche in questo caso il VAN è positivo per ciascuno degli investimenti considerati, tuttavia il TIR relativo agli impianti nel Nord Italia è inferiore al costo del capitale solo per gli impianti di grandi dimensioni. Questo aumento di redditività è dovuto in buona parte alla diminuzione del costo per kWp dei siste-

mi fotovoltaici, a cui non è seguita un'altrettanto rapida diminuzione delle tariffe incentivanti.

5.3.3 Redditività del terzo Conto Energia

La figura 76 mostra i valori di VAN, del TIR e del tempo di ritorno di un ipotetico investimento in vari impianti fotovoltaici incentivati dalle tariffe del terzo Conto Energia. I valori delle tariffe sono stati determinati in base alla tipologia e alla potenza dell'impianto, con riferimento ai dati della figura 49, e si attestano a 0,402 €/kWh per il nostro impianto da 3 kWp su edificio, 0,358 €/kWh per l'impianto industriale da 30 kWp su edificio e 0,314 €/kWh per l'impianto da 300 kWp a terra. Sono stati considerati un costo dell'energia di 0,16 €/kWh per i clienti domestici, di 0,14 €/kWh per quelli industriali, e un prezzo medio di acquisto (PUN) di 66 €/MWh nel periodo considerato (Gennaio-Aprile 2011). Il VAN è positivo per ciascuno degli investimenti considerati, e così pure il TIR, a parte un unico caso in cui esso eguaglia il costo del capitale per un impianto di grandi dimensioni al Nord Italia.

5.3.4 Redditività del quarto Conto Energia

La figura 77 mostra i valori di VAN, del TIR e del tempo di ritorno di un ipotetico investimento in vari impianti fotovoltaici incentivati dalle tariffe del quarto Conto Energia. I valori delle tariffe sono stati determinati in base alla tipologia e alla potenza dell'impianto, con riferimento ai dati della figura 52, e si attestano a 0,426 €/kWh per il nostro impianto da 3 kWp su edificio, 0,372 €/kWh per l'impianto industriale da 30 kWp su edificio e 0,32 €/kWh per l'impianto da 300 kWp a terra. In questo caso è stato sfruttato anche l'aumento del 10% delle tariffe base per i componenti prodotti per non meno del 60% all'interno dell'Unione Europea. Sono stati considerati un costo dell'energia di 0,18 €/kWh per i clienti domestici, di 0,14 €/kWh per quelli industriali, e un prezzo medio di acquisto (PUN) di 76 €/MWh nel periodo considerato (seconda metà 2011). In questo caso il VAN è sempre positivo e il TIR è sempre superiore al costo del capitale.

5.3.5 Redditività del quinto Conto Energia

La figura 78 mostra i valori di VAN, del TIR e del tempo di ritorno di un ipotetico investimento in vari impianti fotovoltaici incentivati dalle tariffe del quinto Conto Energia. I valori delle tariffe sono stati determinati in base alla tipologia e alla potenza dell'impianto, con riferimento ai dati della figura 59. Si ha una tariffa autoconsumo di 0,146 €/kWh per l'impianto da 3 kWp su edificio, una tariffa autoconsumo di 0,113 €/kWh e una omnicomprensiva di 0,195 €/kWh per l'impianto industriale da 30 kWp su edificio, e una tariffa omnicomprensiva di 0,162 €/kWh per l'impianto da 300 kWp a terra. Sono

stati considerati un costo dell'energia di 0,20 €/kWh per i clienti domestici, di 0,16 €/kWh per quelli industriali, mentre il prezzo medio di acquisto (PUN) è sostituito dalla tariffa omnicomprensiva. Il VAN è positivo per tutti gli investimenti considerati, tuttavia il TIR relativo agli impianti di grandi dimensioni realizzati al Nord Italia è inferiore al costo del capitale. Questo è un segnale della minore remunerazione che caratterizzerà il quinto Conto Energia.

5.3.6 Reddittività dei Conti Energia per classi di potenza

Grazie ai dati estrapolati dalle tabelle relative a ciascun Conto Energia (figure 74,75,76,77 e 78) è stato possibile valutare graficamente l'andamento della reddittività degli investimenti che hanno beneficiato delle varie tariffe incentivanti. La comparazione è stata effettuata per classi di potenza, ovvero per gli impianti da 3 kWp, 30 kWp e 300 kWp considerati nelle analisi dei paragrafi precedenti, e per dislocazione geografica (Nord, Centro e Sud Italia). Osservando i grafici delle figure 71,72 e 73 appare subito chiaro come quest'ultimo parametro influenzi notevolmente la reddittività di un impianto fotovoltaico. La curva rossa, rappresentativa del Sud Italia, svetta sempre in cima alle altre, indipendentemente dalla potenza dell'impianto. Da questi grafici si vede

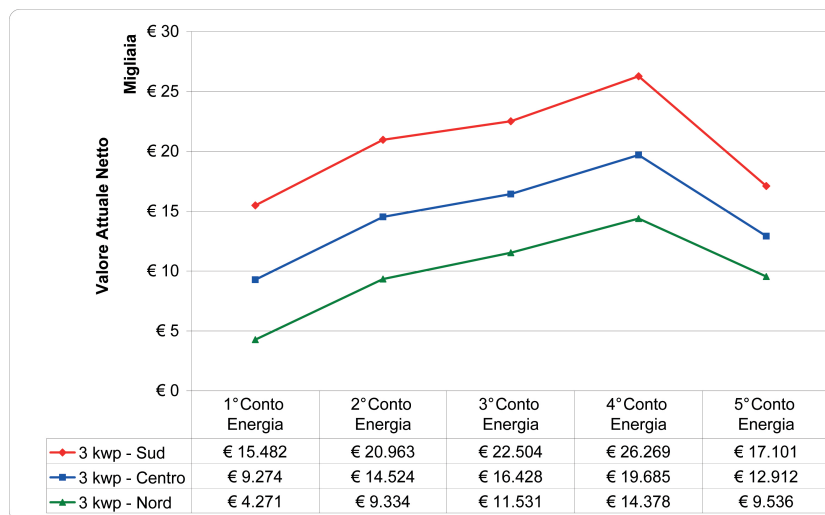


Figura 71: Andamento del Valore Attuale Netto di un impianto fotovoltaico da 3 kWp realizzato al Nord, Centro e Sud Italia rispetto ai vari Conti Energia.

anche il livello generosità degli incentivi: nonostante le tariffe siano diminuite di decreto in decreto, la repentina diminuzione del costo dei sistemi fotovoltaici, spinti dalla concorrenza asiatica, ha determinato un incremento della reddittività degli investimenti dal primo al quarto Conto Energia, generando una *corsa all'installazione* dallo spirito puramente speculativo.

I tre grafici mostrano anche un chiaro segnale di stallo in corrispondenza

za del quinto Conto Energia, che dovrebbe segnare la fine del regime incentivante nel nostro Paese.

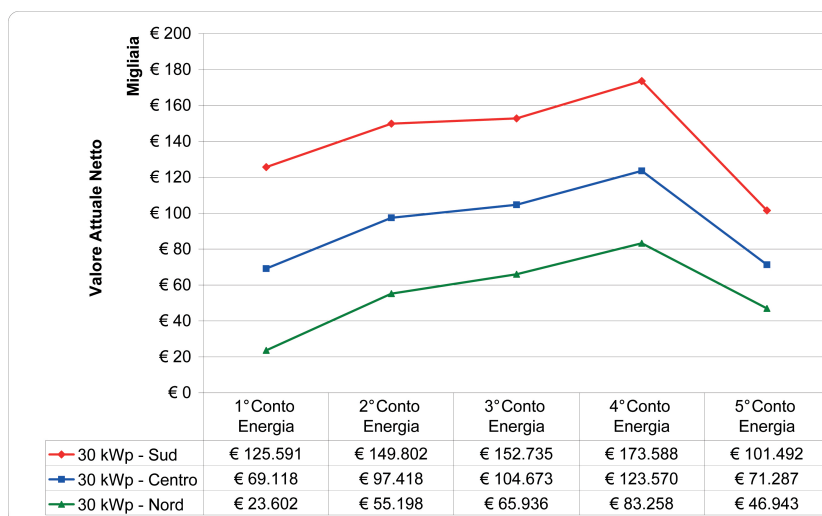


Figura 72: Andamento del Valore Attuale Netto di un impianto fotovoltaico da 30 kWp realizzato al Nord, Centro e Sud Italia rispetto ai vari Conti Energia.

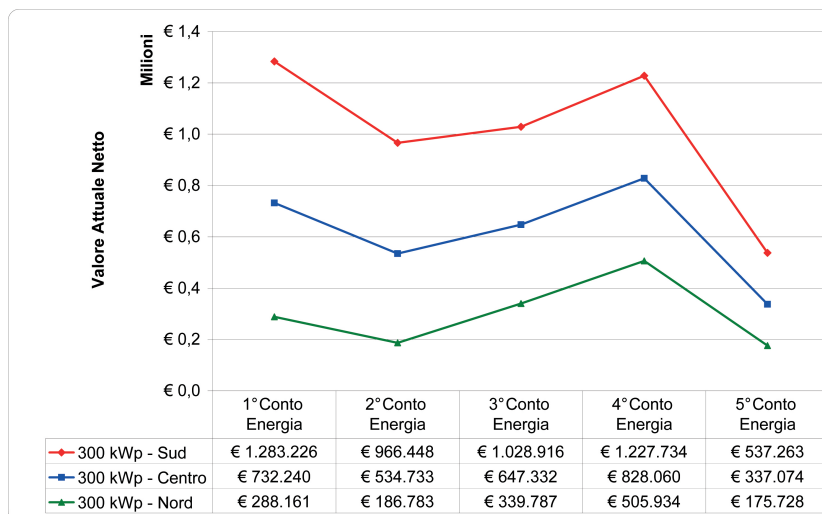


Figura 73: Andamento del Valore Attuale Netto di un impianto fotovoltaico da 300 kWp realizzato al Nord, Centro e Sud Italia rispetto ai vari Conti Energia.

Valutazione della redditività degli impianti fotovoltaici che godono del primo Conto Energia (2005/2006), secondo tipologia di impianto, potenza nominale, e luogo di installazione. Durata di vita: 30 anni.										Tasso di interesse		
										5%	2%	3%
										Tasso di inflazione Costo del capitale		
Tipologia impianto	Potenza nominale (kWp)	Posizione geografica	Produzione annua (kWh)	Costo per kWp	Costo totale (IVA 10% compresa)	Tariffa incentivante (€/kWh)	Impianto autofinanziato			Finanziamento al 75% (durata 10 anni)		
							VAN	TIR	PT	VAN	TIR	PT
Impianto su edificio. Scambio sul posto	3	Nord Italia (Padova)	3230	€ 6.500	€ 21.450	0,445	€ 4.271	2,1%	13	€ 2.587	1,9%	16
		Centro Italia (Roma)	3770				€ 9.274	4,3%	10,9	€ 7.590	5,6%	13,4
		Sud Italia (Siracusa)	4440				€ 15.482	7,0%	9,1	€ 13.797	10,7%	11,2
Impianto su edificio. Cessione in rete	30	Nord Italia (Padova)	32300	€ 6.300	€ 207.900	0,46	€ 23.602	1,3%	13,5	€ 7.277	0,6%	16,4
		Centro Italia (Roma)	37700				€ 69.118	3,6%	11,3	€ 52.792	4,4%	14
		Sud Italia (Siracusa)	44400				€ 125.591	6,3%	9,4	€ 109.266	9,4%	11,6
Impianto a terra. Cessione in rete	300	Nord Italia (Padova)	323000	€ 6.000	€ 1.980.000	0,49	€ 288.161	1,7%	12,7	€ 132.688	1,2%	15,4
		Centro Italia (Roma)	377000				€ 732.240	4,1%	10,7	€ 576.760	5,4%	13,2
		Sud Italia (Siracusa)	444000				€ 1.283.226	7,0%	8,9	€ 1.127.746	11,0%	11

I dati sulla produzione annuale di energia sono basati sulle stime di PVGIS, considerando le perdite dell'impianto pari al 14%, e attivando le ottimizzazioni di azimuth e pendenza. Costo energia domestica = 0,14 €/kWh. Costo energia industriale = 0,12 €/kWh. PUN medio = 67 €/MWh.

Figura 74: Analisi della redditività del primo Conto Energia per impianti di piccola, media e grande dimensione, nel Nord, Centro e Sud Italia, autofinanziati e finanziati al 75%.

Valutazione della redditività degli impianti fotovoltaici che godono del secondo Conto Energia (2007/2010), secondo tipologia di impianto, potenza nominale, e luogo di installazione. Durata di vita: 30 anni.										Tasso di interesse		
										Tasso di inflazione		
										Costo del capitale		
										Finanziamento al 75% (durata 10 anni)		
Tipologia impianto	Potenza nominale (kWp)	Posizione geografica	Produzione annua (kWh)	Costo per kWp	Costo totale (IVA 10% compresa)	Tariffa incentivante (€/kWh)	Impianto autofinanziato			Finanziamento al 75%		
							VAN	TIR	PT	VAN	TIR	PT
Parzialmente integrato. Scambio sul posto	3	Nord Italia (Padova)	3230	€ 5.500	€ 18.150	0,44	€ 9.334	5,0%	10,5	€ 7.909	9,8%	12,8
		Centro Italia (Roma)	3770				€ 14.524	7,6%	8,8	€ 13.099	11,9%	10,8
		Sud Italia (Siracusa)	4440				€ 20.963	10,8%	7,4	€ 19.538	19,7%	6,6
Parzialmente integrato. Scambio sul posto	30	Nord Italia (Padova)	32300	€ 5.000	€ 165.000	0,4	€ 55.198	3,5%	11,5	€ 42.241	4,2%	14,2
		Centro Italia (Roma)	37700				€ 97.418	6,0%	9,7	€ 84.461	8,7%	11,8
		Sud Italia (Siracusa)	44400				€ 149.802	8,9%	8,1	€ 136.845	15,3%	9,4
Non integrato. Cessione in rete	300	Nord Italia (Padova)	323000	€ 4.800	€ 1.584.000	0,36	€ 186.783	1,4%	13,2	€ 62.400	0,7%	16,4
		Centro Italia (Roma)	377000				€ 534.733	3,7%	11,1	€ 410.349	4,6%	15,7
		Sud Italia (Siracusa)	444000				€ 966.448	6,5%	9,3	€ 842.065	9,9%	11,3

I dati sulla produzione annuale di energia sono basati sulle stime di PVGIS, considerando le perdite dell'impianto pari al 14%, e attivando le ottimizzazioni di azimuth e pendenza. Costo energia domestica = 0,16 €/kWh. Costo energia industriale = 0,14 €/kWh. PUN medio = 71 €/MWh.

Figura 75: Analisi della redditività del secondo Conto Energia per impianti di piccola, media e grande dimensione, nel Nord, Centro e Sud Italia, autofinanziati e finanziati al 75%.

Valutazione della redditività degli impianti fotovoltaici che godono del terzo Conto Energia (aprile 2011), secondo tipologia di impianto, potenza nominale, e luogo di installazione. Durata di vita: 30 anni.										Tasso di interesse		
										5%	2%	3%
										Tasso di inflazione Costo del capitale		
Tipologia impianto	Potenza nominale (kWp)	Posizione geografica	Produzione annua (kWh)	Costo per kWp	Costo totale (IVA 10% compresa)	Tariffa incentivante (€/kWh)	Impianto autofinanziato			Finanziamento al 75% (durata 10 anni)		
							VAN	TIR	PT	VAN	TIR	PT
Impianto su edificio. Scambio sul posto	3	Nord Italia (Padova)	3230	€ 4.500	€ 14.850	0,402	€ 11.531	7,3%	9	€ 10.365	11,3%	11
		Centro Italia (Roma)	3770				€ 16.428	10,2%	7,6	€ 15.262	18,2%	7,3
		Sud Italia (Siracusa)	4440				€ 22.504	13,8%	6,4	€ 21.338	29,8%	4,2
Impianto su edificio. Scambio sul posto	30	Nord Italia (Padova)	32300	€ 4.200	€ 138.600	0,358	€ 65.936	4,9%	10,5	€ 55.053	6,6%	12,8
		Centro Italia (Roma)	37700				€ 104.673	7,5%	8,8	€ 93.790	11,8%	10,8
		Sud Italia (Siracusa)	44400				€ 152.735	10,7%	7,4	€ 141.852	19,8%	6,6
Impianto a terra. Cessione in rete	300	Nord Italia (Padova)	323000	€ 3.800	€ 1.254.000	0,314	€ 339.787	3,0%	11,7	€ 241.316	3,4%	14,4
		Centro Italia (Roma)	377000				€ 647.332	5,5%	9,9	€ 548.861	7,9%	12,2
		Sud Italia (Siracusa)	444000				€ 1.028.916	8,5%	8,2	€ 930.445	14,4%	10,4

I dati sulla produzione annuale di energia sono basati sulle stime di PVGIS, considerando le perdite dell'impianto pari al 14%, e attivando le ottimizzazioni di azimuth e pendenza. Costo energia domestica = 0,16 €/kWh. Costo energia industriale = 0,14 €/kWh. PUN medio = 66 €/MWh.

Figura 76: Analisi della redditività del terzo Conto Energia per impianti di piccola, media e grande dimensione, nel Nord, Centro e Sud Italia, autofinanziati e finanziati al 75%.

Valutazione della redditività degli impianti fotovoltaici che godono del quarto Conto Energia (seconda metà 2011), secondo tipologia di impianto, potenza nominale, e luogo di installazione. Durata di vita: 30 anni.										Tasso di interesse		
										Tasso di inflazione		
										Costo del capitale		
										Finanziamento al 75% (durata 10 anni)		
Tipologia impianto	Potenza nominale (kWp)	Posizione geografica	Produzione annua (kWh)	Costo per kWp	Costo totale (IVA 10% compresa)	Tariffa incentivante (€/kWh)	Impianto autofinanziato			Finanziamento al 75%		
							VAN	TIR	PT	VAN	TIR	PT
Impianto su edificio. Scambio sul posto	3	Nord Italia (Padova)	3230	€ 4.400	€ 14.520	0,426	€ 14.378	9,1%	8,1	€ 13.238	15,4%	9,5
		Centro Italia (Roma)	3770				€ 19.685	12,3%	6,9	€ 18.545	24,4%	5,1
		Sud Italia (Siracusa)	4440				€ 26.269	16,3%	5,8	€ 25.129	40,6%	3,3
Impianto su edificio. Scambio sul posto	30	Nord Italia (Padova)	32300	€ 4.000	€ 132.000	0,372	€ 83.258	6,3%	9,5	€ 72.892	9,4%	11,4
		Centro Italia (Roma)	37700				€ 123.570	9,2%	8	€ 113.205	15,7%	9,1
		Sud Italia (Siracusa)	44400				€ 173.588	12,6%	6,7	€ 163.223	26,0%	4,9
Impianto a terra. Cessione in rete	300	Nord Italia (Padova)	323000	€ 3.600	€ 1.188.000	0,32	€ 505.934	4,6%	10,5	€ 412.646	6,1%	12,9
		Centro Italia (Roma)	377000				€ 828.060	7,2%	8,9	€ 734.772	11,4%	10,8
		Sud Italia (Siracusa)	444000				€ 1.227.734	10,5%	7,4	€ 1.134.446	19,5%	6,7

I dati sulla produzione annuale di energia sono basati sulle stime di PVGIS, considerando le perdite dell'impianto pari al 14%, e attivando le ottimizzazioni di azimuth e pendenza. Le tariffe incentivanti sono incrementate del 10% grazie al premio per l'origine europea dei prodotti. Costo energia domestica = 0,18 €/kWh. Costo energia industriale = 0,14 €/kWh. PUN medio = 76 €/MWh.

Figura 77: Analisi della redditività del quarto Conto Energia per impianti di piccola, media e grande dimensione, nel Nord, Centro e Sud Italia, autofinanziati e finanziati al 75%.

Valutazione della redditività degli impianti fotovoltaici che godono del quinto Conto Energia (settembre 2012), secondo tipologia di impianto, potenza nominale, e luogo di installazione. Durata di vita: 30 anni.										Tasso di interesse		
										Tasso di inflazione	5%	
										Costo del capitale	2%	
										Finanziamento al 75% (durata 10 anni)		
Tipologia impianto	Potenza nominale (kWp)	Posizione geografica	Produzione annua (kWh)	Costo per kWp	Costo totale (IVA 10% compresa)	Tariffa incentivante (€/kWh)	Impianto autofinanziato			Finanziamento al 75%		
							VAN	TIR	PT	VAN	TIR	PT
Impianto su edificio. Scambio sul posto	3	Nord Italia (Padova)	3230	€ 2.700	€ 8.910	0,146 (AC)	€ 9.536	8,6%	8,6	€ 8.837	13,3%	10,4
		Centro Italia (Roma)	3770				€ 12.912	11,4%	7,3	€ 12.213	20,5%	6,3
		Sud Italia (Siracusa)	4440				€ 17.101	15,0%	6,1	€ 16.401	33,1%	3,8
Impianto su edificio. Scambio sul posto	30	Nord Italia (Padova)	32300	€ 2.500	€ 82.500	0,113 (AC) 0,195 (OC)	€ 46.943	4,3%	12,4	€ 40.465	5,1%	15,2
		Centro Italia (Roma)	37700				€ 71.287	6,3%	10,4	€ 64.809	8,5%	12,7
		Sud Italia (Siracusa)	44400				€ 101.492	8,8%	8,7	€ 95.013	13,5%	10,6
Impianto a terra. Cessione in rete	300	Nord Italia (Padova)	323000	€ 2.000	€ 660.000	0,162 (OC)	€ 175.728	2,1%	14,9	€ 123.901	2,0%	18,5
		Centro Italia (Roma)	377000				€ 337.074	4,0%	12,5	€ 285.247	4,7%	15,4
		Sud Italia (Siracusa)	444000				€ 537.263	6,2%	10,4	€ 485.436	8,4%	12,8

I dati sulla produzione annuale di energia sono basati sulle stime di PVGIS, considerando le perdite dell'impianto pari al 14%, e attivando le ottimizzazioni di azimuth e pendenza. Il quinto Conto Energia prevede una tariffa per l'autoconsumo, da applicare alla quota di energia consumata in loco, e una tariffa omnicomprensiva, da applicare alla rimanente quota di energia non consumata e riversata in rete. Sfruttiamo la maggiorazione di 20 €/MWh per gli impianti i cui componenti principali sono realizzati in UE. Costo energia domestica = 0,20 €/kWh. Costo energia industriale = 0,16 €/kWh. Il PUN è sostituito dalla tariffa omnicomprensiva. **OC = tariffa omnicomprensiva, AC = tariffa autoconsumo.**

Figura 78: Analisi della redditività del quinto Conto Energia per impianti di piccola, media e grande dimensione, nel Nord, Centro e Sud Italia, autofinanziati e finanziati al 75%.

6

VALUTAZIONI CONCLUSIVE E SVILUPPI FUTURI

INDICE

6.1	Fotovoltaico e territorio	101
6.2	La natura intermittente del fotovoltaico	104
6.2.1	Il mercato elettrico	105
6.3	Fotovoltaico e accumulo	105
6.4	Effetto del fotovoltaico sulla bolletta elettrica	107
6.4.1	Composizione della bolletta elettrica	108
6.4.2	Mitigazione del prezzo dell'energia elettrica	109
6.5	Gli incentivi, ovvero la droga del mercato	112
6.6	Il futuro del mercato fotovoltaico	113
6.7	Il fotovoltaico è realmente conveniente?	114

6.1 FOTOVOLTAICO E TERRITORIO

Il boom del fotovoltaico nel nostro Paese, grazie alla spinta data dai generosi incentivi, e la sempre più bassa redditività dell'agricoltura hanno spinto molti coltivatori ad abbandonare le colture tradizionali per passare alla "semina dei pannelli solari". Molti terreni agricoli sono stati ceduti in affitto a dei gruppi di investimento nelle energie rinnovabili, creando un vero e proprio mercato dei terreni da destinare agli impianti solari. Una delle domande che ci si pone di fronte a questa realtà è: "il fotovoltaico occupa troppo territorio?". La risposta è piuttosto articolata e approfondita. Secondo gli studi di *Domenico Coiante* [8] l'occupazione del territorio da parte del fotovoltaico è un dato inconfutabile. Ciò è dovuto prevalentemente al basso valore della densità con cui la radiazione solare giunge al suolo. Consideriamo, a titolo di esempio, il territorio dell'Italia Centro Meridionale. In questa zona, la radiazione solare giornaliera è pari a 4,3 kWh su ogni metro quadro di superficie terrestre orizzontale, che corrisponde all'energia chimica contenuta in soli 0,37 kg di petrolio. Per ottenere l'energia di 1 kg di petrolio è necessario raccogliere tutta la radiazione che cade giornalmente su 2,7 m². È chiaro che, se si vuole ottenere quantità significative di energia, equivalenti a milioni di tonnellate di petrolio, sono necessarie grandi estensioni territoriali, frazionate in molti appezzamenti più piccoli, la cui area complessiva coprirà migliaia di km².

I migliori moduli fotovoltaici a silicio cristallino oggi in commercio hanno un'efficienza di conversione appena superiore al 15%, mentre l'efficienza a livello d'impianto si riduce a circa l'11%. Supponiamo di assemblare i moduli in condizioni ottimali, ovvero di collocarli in file su strutture fisse al suolo, esposti in pieno Sud, inclinati di un

angolo pari alla latitudine locale e distanziati in modo da ridurre al minimo l'ombreggiamento reciproco, ricordando che la distanza minima tra le file fa aumentare la superficie occupata dall'impianto di un fattore pari a 2,5 rispetto all'area complessiva dei pannelli. Se collochiamo l'impianto nell'Italia Meridionale, dove mediamente la radiazione solare annuale ammonta a circa 1700 kWh/m^2 , la quantità di energia che l'impianto potrebbe fornire in un anno si riduce a $1700 \text{ kWh/m}^2 \cdot 0,11 / 2,5 = 75 \text{ kWh/m}^2$.

In definitiva, il contributo del fotovoltaico al bilancio energetico potrà essere considerato significativo solo quando la produzione di elettricità raggiungerà il valore delle decine di TWh. Ad esempio, alla produzione annua di 10 TWh corrisponde un'area complessiva occupata dagli impianti di 134 km^2 .



Figura 79: Campo fotovoltaico.

EPIA ha calcolato che l'intero fabbisogno di elettricità dell'Europa potrebbe essere soddisfatto se solo lo 0,34% del territorio europeo (un'area equivalente all'Olanda) fosse ricoperto con moduli fotovoltaici. Inoltre, secondo le stime della *International Energy Agency (IEA)*, il fabbisogno di energia primaria mondiale potrebbe essere soddisfatto in linea teorica se solo il 4% delle aree desertiche fossero destinate ad installazioni fotovoltaiche [19].

Secondo alcune indagini sul territorio eseguite da CNR ed ENEA nei primi anni '80, nelle zone più assolate del Sud Italia sono presenti dei terreni abbandonati e non recuperabili dall'agricoltura tradizionale, perché troppo aridi per essere coltivati, in misura di circa 2 milioni di ettari, cioè 20.000 km^2 , circa il 7% del territorio nazionale. Una seconda indagine, condotta dall'ISTAT dopo il censimento del 2001, ha confermato i dati precedenti, ampliando ulteriormente l'area delle zone aride ed abbandonate fino a circa 23.000 km^2 . Quindi **in Italia l'area disponibile per il fotovoltaico di larga scala esiste in misura delle migliaia di km^2 , senza bisogno di occupare la superficie agricola utile (SAU), un bene strategico prezioso, da lasciare a disposizione dell'agricoltura tradizionale.**

La figura 42 sul bilancio elettrico nazionale a fine 2010 indica una produzione di energia termoelettrica tradizionale di quasi 208 TWh, che potrebbe essere sostituita, almeno in linea teorica, "coltivando" a fotovoltaico poco più del 12% di tali zone, circa 2800 km^2 di superficie.

In conclusione, **non esiste un problema di disponibilità di aree ade-**

quate ed appropriate al fotovoltaico in Italia. In assenza di incentivazioni si dimostrerebbero redditizie soltanto le aree a basso costo e fortemente assolate, proprio quelle delle suddette zone marginali. Purtroppo, le tariffe previste dai vari Conti Energia hanno consentito un'alta remunerazione per impianti collocati anche su costosi terreni agricoli ed in zone poco assolate, creando una vera e propria distorsione del mercato dei siti fotovoltaici. Secondo il rapporto statistico del GSE [52] a fine 2011 gli impianti fotovoltaici situati a terra in Italia sono il 49%, un punto percentuale in più rispetto al 48% di fine 2010.

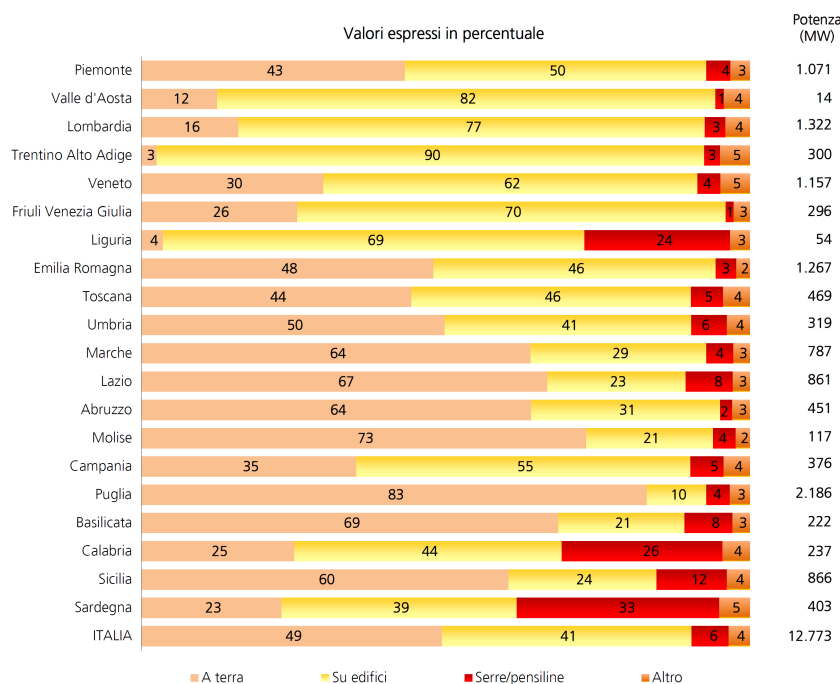


Figura 80: Distribuzione degli impianti fotovoltaici secondo tipo di installazione [52].

Questa tendenza preoccupante emerge dai dati sull'Emilia Romagna e sul Piemonte, due regioni ad alta vocazione agricola, con rispettivamente il 48% ed il 43% di impianti collocati a terra. Seguono il Veneto con il 30%, e la Lombardia con solo il 16%. L'83% della Puglia, invece, lascia pensare a fenomeni speculativi spinti più dal ritorno economico che da valori ecologisti, promossi dalle politiche incentivanti.

Fortunatamente, a partire dal quarto Conto Energia, sono state imposte delle limitazioni per l'installazione di impianti fotovoltaici su aree agricole. Il quinto Conto Energia prevede addirittura il blocco totale per la realizzazione di impianti in tali aree SAU. Per poter essere iscritti negli appositi registri previsti dal quinto Conto Energia, i grandi impianti potranno essere installati solo sulle coperture di serre o di altri capannoni industriali, oppure in discariche o cave dismesse.

6.2 LA NATURA INTERMITTENTE DEL FOTOVOLTAICO

Uno dei limiti più importanti allo sfruttamento su larga scala del fotovoltaico è dovuto alla natura intermittente e aleatoria della produzione energetica, che è resa disponibile in modo discontinuo e non programmabile. La rete elettrica nazionale, infatti, può accettare una quantità limitata di potenza intermittente, superata la quale possono insorgere seri problemi di stabilità [1]. Tale limite, per l'attuale configurazione della rete elettrica italiana, è stimato tra il 10% ed il 20% della potenza complessiva degli impianti di generazione tradizionali, e ciò non consente al fotovoltaico di apportare un contributo significativo nel bilancio energetico nazionale. La crescente diffusione di tali impianti sul territorio ha richiesto agli organi competenti (GSE) una capacità di generare previsioni precise e affidabili della potenza fotovoltaica. I modelli di previsione girano due volte al giorno (alle 7:00 e alle 18:00) per ciascun impianto rilevante e per gli impianti aggregati per zona di mercato [43]. Essi si basano sulle caratteristiche degli impianti, sui dati storici riguardanti la produzione elettrica, su rilevamenti satellitari e sulle *previsioni meteorologiche* (fig 81). Tale modello consente un sensi-

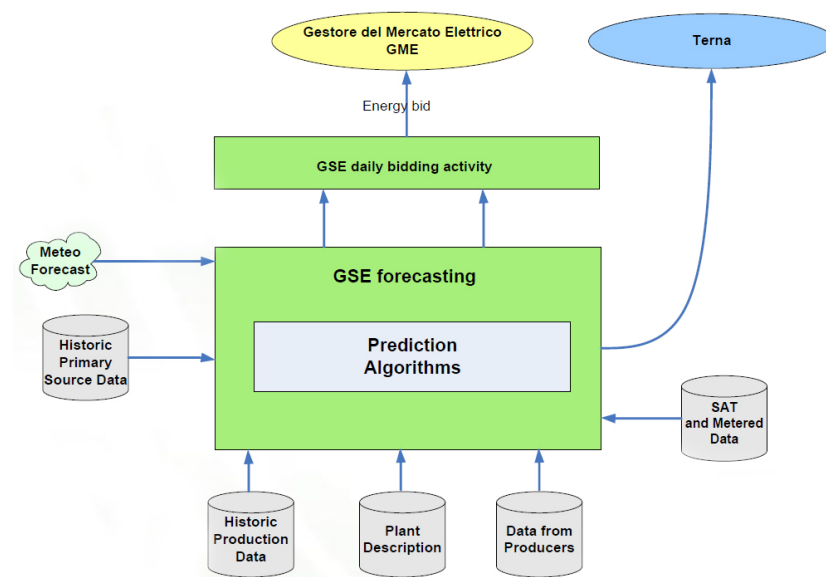


Figura 81: Schema del sistema di previsione della produzione solare del GSE [43].

bile miglioramento delle previsioni della quantità di energia immessa in rete, contribuendo ad una riduzione degli sbilanciamenti energetici. Giornalmente, il GSE utilizza le curve di produzione previste alle ore 7:00 al fine di ottimizzare le offerte di vendita di energia per il *mercato del giorno prima* (MGP) del giorno $n+1$.

6.2.1 Il mercato elettrico

La liberalizzazione del mercato elettrico ha avuto inizio in Italia con il Dlgs. 16 marzo 1999, n. 79, noto come decreto Bersani, con il quale sono state recepite le direttive europee sulla creazione del *Mercato Unico dell'energia*. Il 31 marzo 2004 è stata avviata in Italia la *Borsa elettrica*, che costituisce appunto il luogo di incontro tra l'offerta di energia da parte dei produttori e la domanda da parte di consumatori e grossisti. Nella Borsa viene quindi definita la quantità di energia elettrica necessaria a soddisfare in modo equilibrato le esigenze di produttori e consumatori. Il coordinamento centrale del mercato elettrico è affidato al *Gestore del Mercato Elettrico* (GME), una società controllata dal GSE, con potere di controllo su tutti gli impianti di produzione che partecipano al mercato, in modo da assicurare che la produzione eguagli sempre il consumo e che frequenza e tensione di rete non si discostino dai valori ottimali di servizio.

Il Mercato Elettrico è diviso in:

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MPG) è il mercato vero e proprio in cui avviene lo scambio di energia all'ingrosso tra produttori e grossisti (o clienti idonei). *Nel MPG si definiscono anche i livelli di immissione e prelievo di energia per ciascuna ora del giorno successivo.* Si svolge nella mattinata del giorno precedente a quello di consegna, e possono parteciparvi tutti coloro che abbiano acquisito la qualifica di operatore del mercato elettrico.

MERCATO DI AGGIUSTAMENTO (MA) è un mercato secondario, successivo alla chiusura del MPG, in cui gli operatori possono modificare i programmi definiti nel mercato MPG, presentando ulteriori offerte di vendita o di acquisto.

MERCATO PER IL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO (MSD) è il mercato in cui il GSE si approvvigiona delle risorse necessarie al servizio di *dispacciamento*, ovvero la gestione dei flussi di energia istante per istante e la loro trasmissione in modo che l'offerta e la domanda siano sempre in equilibrio, garantendo così la continuità e la sicurezza del sistema elettrico. Partecipano al MSD gli operatori del dispacciamento come, ad esempio, *Terna S.p.A.*

Questi tre mercati sono assimilabili ad aste, in cui le proposte di acquisto e vendita non vengono accettate in tempo reale, ma solo dopo la chiusura di un'apposita fase di negoziazione.

6.3 FOTOVOLTAICO E ACCUMULO

Una soluzione per ovviare al fenomeno dell'energia intermittente potrebbe essere quella di accumulare l'energia prodotta, al fine di immeterla in rete in forma più continua e stabile nel tempo. Per favorire lo sviluppo e il dispacciamento degli impianti da FRNP (*fonti rinnovabili non programmabili*) mantenendo inalterata la sicurezza e l'efficienza

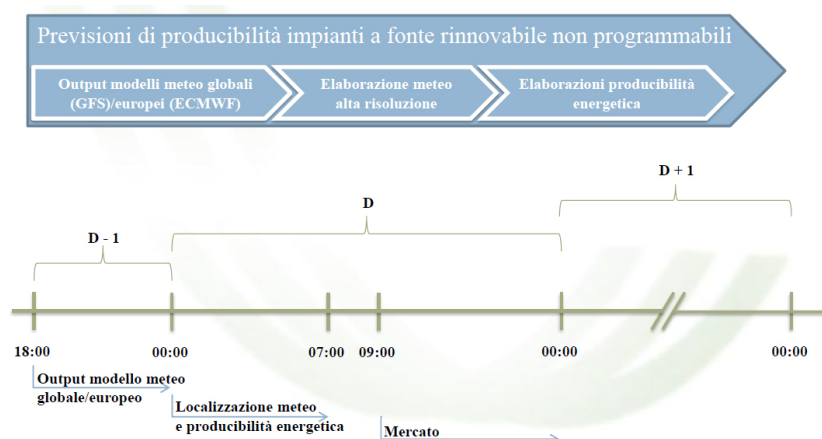


Figura 82: Previsioni di produzione e mercato del giorno dopo [43].

complessiva del sistema elettrico nazionale, *Terna S.p.A.* ha iniziato a proporre la realizzazione di un sistema di *accumulo elettrico distribuito* sul territorio, in modo da ottimizzare la produzione intermittente delle FRNP. Secondo Terna, i sistemi di accumulo consentono di [63]:

1. risolvere le congestioni di rete, evitando sovraccarichi nelle ore in cui la produzione è massima;
2. livellare i consumi e i relativi picchi, immagazzinando energia nei periodi di basso fabbisogno e rilasciandola quando il fabbisogno è più elevato, senza dover ricorrere a impianti aggiuntivi dai costi elevati;
3. approvvigionare riserva per il sistema elettrico e fornire risorse di bilanciamento, immettendo o prelevando energia dalla rete elettrica con tempi di risposta estremamente rapidi, in caso di eventi imprevisti che ne impongano l'utilizzo.

La soluzione proposta da Terna consiste in un mix distribuito nel territorio di *impianti di pompaggio* e *accumulo diffuso a batterie*. Da un punto di vista tecnico, non esistono impedimenti per il progetto, poiché l'accumulo in batterie è una tecnica ampiamente utilizzata da tempo. Sorge qualche dubbio circa le dimensioni del parco di batterie, necessarie per accumulare una così grande quantità di energia, e le relative preoccupazioni per l'impatto ambientale, data la grande quantità di materiali nocivi coinvolti (piombo, cadmio, acido solforico, ecc.), nonché per la loro dismissione e riciclaggio. Ciò che lascia perplessi è la fattibilità economica del progetto. Da uno studio di *ASPO Italia* [11] emergono i seguenti dati riguardo le batterie per l'accumulo: Se consideriamo un prezzo di 1,5 €/Wh per gli accumulatori a litio-polimeri e di 0,07 €/Wh per quelli al piombo-acido, ogni kWh che transita per il sistema d'accumulo verso il carico comporta un costo di esercizio di circa 0,92 € nel caso delle batterie al litio e 0,065 € per quelle al piombo. Questi costi si aggiungono a quello di produzione del kWh fotovoltaico. Nonostante l'apparente convenienza delle batterie al piombo, le

Tabella 7: Dati tecnico-economici sugli accumulatori elettrochimici [11].

	Piombo-acido	Litio-polimeri
Costo all'ingrosso	da 0,05 a 0,1 €/Wh	da 1 a 2 €/Wh
Vita operativa (numero di cicli carica-scarica per cui la capacità iniziale si riduce al 50%)	2.000	3.000
Energia accumulata per Wh di capacità, per tutta la vita operativa	1.500 Wh	2.250 Wh
Efficienza del ciclo di carica	90%	90%
Efficienza del ciclo di scarica	80%	80%
Efficienza totale	72%	72%
Energia utile, per tutta la durata di vita	1.080 Wh	1.620 Wh

batterie al litio di ultima generazione potrebbero diventare la chiave di volta per i sistemi di accumulo dell'energia fotovoltaica. Inoltre, grazie alla grande dimensione di tali impianti, si potrebbero ottenere degli sconti consistenti sul prezzo delle batterie. Nonostante i costi aggiuntivi, il sistema di accumulo potrebbe portare dei vantaggi economici anche per i gestori della rete, che avrebbero la possibilità di ridurre il numero dei generatori di riserva dedicati alla sicurezza della rete, e il loro costo, e di rivendere l'energia accumulata durante il giorno nelle fasce serali. Per quanto riguarda l'accumulo di grandi quantità di energia per periodi più lunghi, l'idrogeno appare la tecnologia più appropriata. L'energia in eccesso accumulata d'estate nelle zone ad elevata insolazione potrebbe essere utilizzata per ottimizzare la capacità produttiva delle centrali a fonti rinnovabili, portandola a valori simili a quelli delle centrali convenzionali, e mitigare la loro caratteristica intermittente. In tal caso la potenza da fonte rinnovabile potrebbe sostituire, almeno in linea teorica, quella termoelettrica, poiché il limite di accettazione della rete sarebbe rimosso.

6.4 EFFETTO DEL FOTOVOLTAICO SULLA BOLLETTA ELETTRICA

Spesso è comparsa sulla stampa la notizia che nei prossimi 20 anni gli incentivi per il fotovoltaico faranno lievitare il costo della bolletta elettrica. Questa notizia ha suscitato allarme e indignazione nell'opinione pubblica con pesanti pressioni presso il governo per una consistente riduzione dei sussidi. L'utente elettrico medio, tuttavia, non è a conoscenza di tutte le voci di costo che, messe assieme, contribuiscono a formare la bolletta elettrica.

6.4.1 Composizione della bolletta elettrica

La bolletta elettrica è un vero e proprio dedalo di voci: un labirinto in cui anche il consumatore più attento rischia di perdersi. Secondo i dati dell'AEEG [26], a partire dal 1 Maggio 2012, con un prezzo di riferimento dell'energia elettrica di 19,09 centesimi di euro per kilowattora, tasse incluse, la spesa media annua della famiglia tipo, con consumi pari a 2.700 kWh e potenza impegnata di 3 kW sarà pari a 515 euro, così ripartiti (fig 83):

SERVIZI DI VENDITA 294 € (pari al 57,1% del totale della bolletta) per i costi di approvvigionamento dell'energia e commercializzazione al dettaglio; è il costo del consumo vero e proprio, che viene accreditato ai produttori di energia tradizionale (carbone, petrolio, metano);

SERVIZI DI RETE 69 € (13,4%) per i servizi di rete quali trasmissione, distribuzione e misura. Di questi 69 €, circa 40 € (l'8% della bolletta) sono una quota fissa che si paga anche in assenza di consumo;

ACCISE E IVA 68 € (13,3%) per le imposte che comprendono l'IVA e le imposte erariali (o *accise*); in questo caso l'IVA, che è un'imposta su *beni e servizi*, viene applicata anche agli incentivi in bolletta, che non rientrano in queste due categorie;

ONERI GENERALI DI SISTEMA 84 € (16,2%) fissati per legge; si tratta di una voce dentro cui c'è di tutto (fig 84):

- incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate (componente A3, pari a circa il 92,55% degli oneri di sistema), per una spesa di oltre 77 € all'anno. Di questi, 67,3 € (86,9%) sono destinati alle fonti rinnovabili e il resto (il 13,1%) alle *assimilate CIP6*, quali termovalorizzatori, impianti a fonti fossili e altri impianti che di rinnovabile hanno ben poco;
- regimi tariffari speciali per la società Ferrovie dello Stato (componente A4, pari a circa l'1,37% degli oneri di sistema), per una spesa di 1,15 €/anno;
- oneri per la messa in sicurezza del nucleare e compensazioni territoriali (componente A2 e MCT, pari a circa il 2,16% degli oneri di sistema), per una spesa di 1,81 €/anno;
- compensazioni per le imprese elettriche minori (componente UC4, pari al 1,03% degli oneri di sistema), per una spesa di 0,86 €/anno;
- sostegno alla ricerca di sistema (A5 pari a circa lo 0,38% degli oneri di sistema), per una spesa di 0,32 €/anno;
- copertura del bonus elettrico (componente As, pari allo 0,23% degli oneri di sistema), per una spesa di 0,19 €/anno;
- promozione dell'efficienza energetica (componente UC7 pari al 2,29% degli oneri di sistema), con una spesa di 1,92 €/anno.

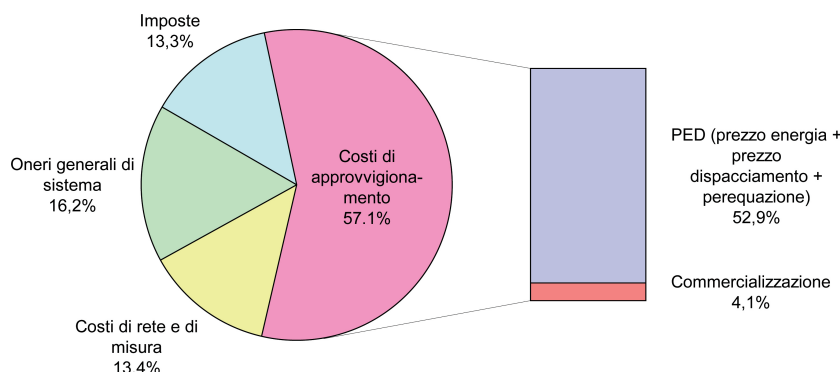


Figura 83: Composizione percentuale della spesa elettrica dell'utente tipo domestico (secondo trimestre 2012, incluso adeguamento di fine aprile della componente A3) [26].

Se moltiplichiamo tra loro le varie percentuali, scopriamo che al fotovoltaico viene dedicato il 55,7% del 92,55% degli oneri generali di sistema, che costituiscono il 16,2% del totale della bolletta. *In pratica al fotovoltaico l'utente destina l'8,35% della spesa totale, ovvero 43 euro all'anno. Il 7,84% del totale, altri 40 euro all'anno, spettano in parte ad altre fonti rinnovabili e ad altre forme di incentivi e sovvenzioni che con la green economy centrano ben poco e che non hanno più motivo di esistere.*

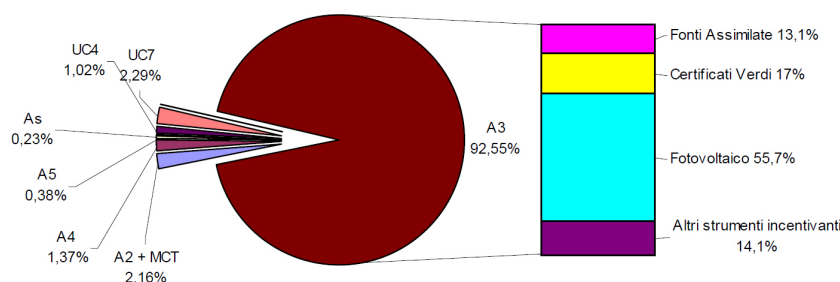


Figura 84: Composizione percentuale degli oneri di sistema - secondo trimestre 2012 [26].

6.4.2 Mitigazione del prezzo dell'energia elettrica

Ma gli incentivi al fotovoltaico gonfiano davvero la bolletta? Secondo gli studi di *ASPO Italia* no; grazie al fotovoltaico il prezzo all'ingrosso dell'elettricità è stabile nonostante l'incremento del prezzo internazionale di petrolio e gas [7, 42]. Il punto di forza del fotovoltaico è che la massima produzione si registra nelle ore di massima insolazione, proprio quando il costo dell'energia elettrica tradizionale è più elevato. È evidente quindi l'effetto calmierante del fotovoltaico sul prezzo dell'elettricità, effetto che sarà sempre più marcato, grazie alla riduzione degli incentivi. Nella figura 85 sono raffigurati l'andamento tipico del prezzo di acquisto del kWh da parte della rete elettrica nazionale in

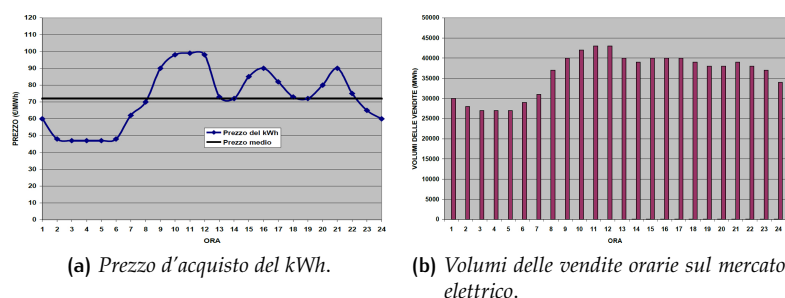


Figura 85: Andamento del prezzo di acquisto del kWh e dei volumi di vendita sulla rete elettrica nazionale in un tipico giorno ferialo [7].

un giorno ferialo e i volumi di vendita, determinati dalla richiesta di elettricità degli utenti. Come si può vedere, il prezzo oscilla tra un minimo di 47 €/MWh nelle ore notturne fino ad un massimo di circa 99 €/MWh nelle ore di punta della mattina. Il prezzo medio si attesta a 72 €/MWh (linea nera orizzontale). Osservando il grafico dei volumi è possibile identificare tre fasce di richiesta:

1. il carico di base, l'assorbimento che è sempre presente durante tutta la giornata, dovuto alle apparecchiature sempre connesse alla rete;
2. carico medio, che si manifesta dalle prime ore della mattina;
3. carico di punta, l'assorbimento massimo che si verifica in determinate ore della giornata.

Il responsabile della gestione dei flussi di potenza in rete è il GSE, il quale regola i "rubinetti" dell'energia proveniente dai generatori convenzionali. Il sistema di controllo fa in modo che l'energia totale immessa in rete corrisponda istante per istante a quella richiesta dagli utenti nell'arco della giornata, e ciò è possibile grazie alla programmazione delle accensioni dei vari generatori e della durata del loro intervento, che avviene nel mercato del giorno prima.

Supponiamo che nel giorno considerato il cielo sia nuvoloso: in tal caso il contributo da parte dei sistemi fotovoltaici sarebbe trascurabile, e tutta l'energia richiesta dovrebbe essere attinta dai generatori convenzionali. Ora per ora, il costo del kWh da addebitare ai consumatori è determinato dal prezzo pagato dalla rete ai produttori più la quota relativa alle spese di gestione della rete elettrica.

Se la giornata fosse limpida e assolata, la maggior parte della potenza fotovoltaica sarebbe a pieno regime, e un rilevante afflusso d'elettricità affluirebbe in rete senza alcuna modulazione, grazie alla priorità di dispacciamento stabilita per legge. Fin dal giorno prima il GSE è in grado di prevedere l'immissione in rete dell'energia relativa al fotovoltaico, grazie ai modelli matematici basati sulle previsioni meteorologiche. Ciò consente di programmare una domanda d'energia convenzionale inferiore, con un conseguente calo del prezzo d'acquisto. *La presenza*

dei kWh fotovoltaici produce l'effetto di abbassamento del prezzo di mercato, e il risparmio generato permette di compensare, del tutto o in parte, la spesa sostenuta dagli utenti in bolletta per gli incentivi.

La presenza delle fonti non programmabili, tuttavia, aumenta i costi di gestione della rete. In condizioni normali, il GSE è particolarmente attento alle fluttuazioni impreviste dei carichi, a cui deve far fronte modulando opportunamente la potenza dei generatori veloci. Per tale motivo, alcuni generatori sono fatti lavorare al di sotto della loro massima potenza, lasciando un *margin di riserva* da cui, in caso di fluttuazioni improvvise della domanda, sia possibile attingere. La riserva incide nei costi fissi di produzione che il GSE riconosce ai produttori elettrici, e per tale motivo il margine è tenuto sempre al minimo possibile, attorno al 3-5%. Le variazioni nella potenza fotovoltaica, dovute alla sua natura intermittente, sono viste dal sistema di controllo della rete come delle fluttuazioni impreviste del carico con ampiezza considerevole. Per far fronte ad un'eventuale mancanza improvvisa di potenza, occorre aumentare adeguatamente il margine di riserva e tenere una certa quantità di potenza convenzionale a disposizione. Questa misura precauzionale, deputata alla sicurezza della rete, comporta un aumento delle spese di gestione. Se il costo dei sistemi di accumulo sarà inferiore al costo di gestione dei generatori di riserva, i costi fissi della rete potrebbero essere mitigati.

Alla luce della grande espansione del mercato fotovoltaico nel nostro Paese e del continuo aumento del costo dei combustibili, l'effetto mitigante del fotovoltaico potrebbe essere ancora più marcato in bolletta. *Se per le piccole utenze l'effetto benefico può ridurre l'onere di incentivazione, per le grandi utenze energivore potrebbe addirittura annullarlo.*

I dati pubblicati dall'Autorità per l'Energia lasciano tuttavia intravedere uno scenario diverso [32]. L'analisi dei prezzi medi orari sul Mercato del Giorno Prima fa già trasparire gli effetti della crescente penetrazione delle FRNP sul mercato elettrico. Nel 2011 il *Prezzo Unico Nazionale* (PUN) ha subito un aumento medio del 19% rispetto all'anno precedente, concentrato nelle ore serali in cui la produzione fotovoltaica diminuisce fino a diventare assente, mentre nelle ore di maggior produzione fotovoltaica l'aumento è stato pari al 7%. La variabilità della potenza fotovoltaica obbliga i produttori di energia convenzionale ad effettuare numerose accensioni e spegnimenti nell'arco dello stesso giorno, tecnicamente incompatibili le prerogative di tali impianti. Inoltre, la riduzione del numero di ore in cui gli impianti termoelettrici hanno l'opportunità operare a regime, non consente la copertura dei loro costi fissi. In conclusione, *se da un lato la presenza crescente di un fotovoltaico a costi sempre più bassi potrebbe diminuire la nostra dipendenza dall'energia convenzionale, specie nelle ore a maggiore insolazione, dall'altro i problemi che esso crea nella gestione della rete elettrica, in assenza di un sistema di gestione avanzata (smart grid), comportano un aumento dei costi che rischia di vanificare gli sforzi economici sostenuti, gravando sulla bolletta non solo con gli incentivi, ma anche con un aumento del prezzo dell'energia.*

Il Prezzo Unico Nazionale (PUN) è la media dei prezzi dell'energia elettrica sul Mercato del Giorno Prima, ponderata con gli acquisti totali, al netto degli acquisti dei pompaggi e delle zone estere.

6.5 GLI INCENTIVI, OVVERO LA DROGA DEL MERCATO

La crescita esponenziale del mercato fotovoltaico ha colto alla sprovvista la maggior parte dei Governi, e in molti Paesi l'opinione pubblica ha avuto la spiacevole sensazione di aver pagato un prezzo troppo elevato per lo sviluppo dell'energia solare. Nonostante le politiche messe in atto abbiano tentato di seguire le dinamiche di mercato, la diminuzione del prezzo dei sistemi fotovoltaici è stata di gran lunga superiore a quella delle tariffe feed-in, generando negli investitori una corsa alle nuove installazioni. L'incentivazione delle fonti rinnovabili viene normalmente giustificata sulla base di due argomenti [40]:

1. la necessità di conseguire un beneficio ambientale, riducendo le emissioni di CO₂;
2. la necessità di "accompagnare" l'industria verso la piena competitività.

Premesso che un'industria sana e florida dovrebbe raggiungere la competitività con le proprie forze, se la reale intenzione di uno stato fosse quella di favorire l'industria fotovoltaica, dovrebbe prevedere un meccanismo che rispetti i due punti seguenti:

1. il livello degli incentivi dovrebbe decrescere circa con la stessa velocità dei costi, per garantire pari remunerazione agli investimenti;
2. gli incentivi dovrebbero spostare il baricentro delle installazioni più avanti nel tempo, in modo da godere di migliori livelli tecnologici.

In Italia è accaduto l'esatto contrario: gli incentivi hanno mantenuto livelli molto alti nonostante il calo vertiginoso del costo dei sistemi fotovoltaici e sono state incentivate generosamente anche le tecnologie più datate, in particolare i moduli al silicio cristallino.

Secondo recenti studi dell'Autorità per l'Energia (AEEG) [32] **l'incentivazione del fotovoltaico in Italia è oggi una delle più profittevoli al mondo**. Il livello *elevatissimo* degli incentivi erogati finora, ha comportato una corsa schizofrenica verso nuove installazioni, in una gara frenetica dove chi entra in servizio prima, si aggiudica le tariffe più elevate. Ciò ha comportato altissimi costi a carico del sistema elettrico e aumenti delle bollette in capo ai consumatori.

L'onere degli incentivi in bolletta è stato di 110 milioni di euro nel 2008, 303 milioni di euro nel 2009, 744 milioni di euro nel 2010, e circa 4 miliardi di euro nel 2011, relativi a circa 10,9 TWh di energia elettrica incentivata [32, 33]. Il 12 Luglio 2012 è stata raggiunta la soglia dei 6 miliardi di euro all'anno di incentivi erogati, livello previsto per il 2016 dal DM 5 Maggio 2011 [29, 56].

Valori così elevati delle tariffe hanno anticipato di 7 anni il raggiungimento degli obiettivi previsti per il 2020, sfruttando tecnologie più

costose e meno efficienti rispetto a quelle che potrebbero svilupparsi nei prossimi anni. Incentivare l'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica è stata una scelta costosa, che rischia di provocare, nel medio termine, **gravi problemi di sostenibilità economica**.

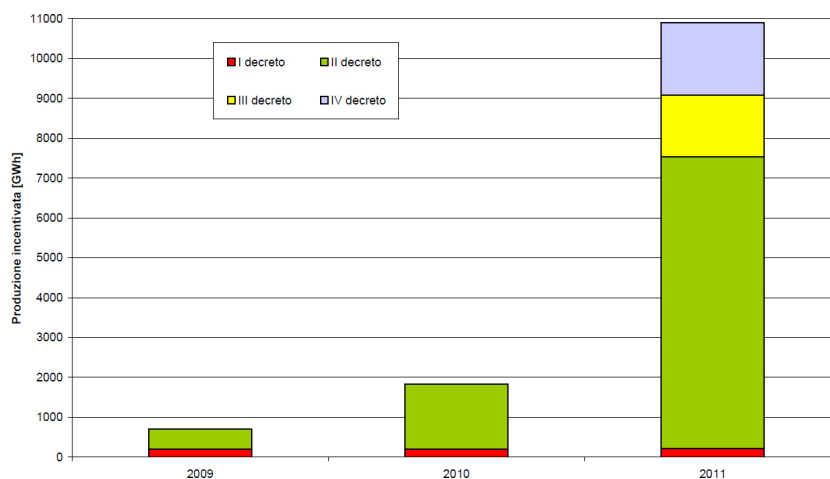


Figura 86: Quantità di energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici e incentivata [32].

Per quanto possano celarsi dietro la morale ambientalista, gli incentivi pubblici sono stati la droga di un mercato che da solo avrebbe fatto poca strada. Tutti noi stiamo pagando caro il costo di *scelte affrettate e mal ponderate*, e continueremo a pagarlo almeno per i prossimi vent'anni. La legislazione in materia di incentivi, infatti, non ha mai posto un limite alla potenza installabile per singolo impianto, e ciò ha rappresentato una fonte di guadagno per tutti quei soggetti che hanno visto nel fotovoltaico non una soluzione per abbattere i propri consumi, ma un business redditizio.

Questa non vuol'essere una critica al fotovoltaico, che realmente potrebbe essere un valido sistema per sfruttare l'enorme quantità di energia che il Sole ci regala, ma che, a causa di numerosi problemi tecnici di cui abbiamo parlato, non può essere ancora considerato una valida alternativa all'energia tradizionale.

Forse un giorno l'energia solare potrà competere con quella tradizionale anche *senza supporti finanziari*, e allora assumerà un valore reale per i consumatori, raggiungendo una *vera grid parity*, e non quella attuale gonfiata solo dagli incentivi.

6.6 IL FUTURO DEL MERCATO FOTOVOLTAICO

Il calo vertiginoso dei prezzi dei moduli fotovoltaici e, di conseguenza, degli interi impianti, è stato reso possibile dall'aumento molto rapido delle capacità di produzione, dalle innovazioni tecnologiche e dal forte calo del prezzo del silicio. La guerra dei prezzi messa in atto dai

produttori cinesi e taiwanesi ha favorito gli investitori ma ha trascinato l'industria fotovoltaica mondiale in una spirale autodistruttiva, in cui la concorrenza è sempre più spietata. Questo fatto è stato messo in evidenza quando grandi società americane del settore, come Solyndra e Q-Cells, hanno presentato istanza di fallimento. E la situazione in Europa non è certo migliore, con una corsa alla sopravvivenza fatta di chiusure e migliaia di licenziamenti, alla faccia dei posti di lavoro stabili che la *green economy* doveva creare. Anche le numerose industrie italiane, nonostante la presenza degli incentivi, a causa della concorrenza asiatica sono entrate in crisi e hanno fatto ricorso alla *cassa integrazione*.

In questo clima di incertezza, il rapido sviluppo dei mercati cinese e giapponese può solo che favorire gli operatori nazionali di questi Paesi. Al contrario, la saturazione del mercato europeo può solamente aggravare la situazione dell'industria locale.

La Germania è già più di un anno avanti rispetto ai propri obiettivi, il Regno Unito è 4 anni avanti, la Francia è 5 anni avanti e l'obiettivo per il 2020 è stato già ampiamente superato in Italia, Belgio, Repubblica Ceca e Slovacchia [17].

La posta in gioco per gli industriali è molto alta; il mercato globale del fotovoltaico ha rappresentato nel 2011 un fatturato di 91,6 miliardi di dollari, e potrebbe aumentare gradualmente a 130 miliardi di dollari entro il 2021.

La crescita nei prossimi anni, tuttavia, non dovrebbe essere lineare vista la drastica riduzione degli incentivi che le ultime normative hanno messo in atto (V Conto Energia). Per sopravvivere, le aziende dovranno aprire nuovi uffici commerciali all'estero, costruire partnership con altre aziende del settore, e investire in nuove tecnologie a supporto del fotovoltaico, quali i sistemi di accumulo e le reti elettriche intelligenti, le cosiddette *smart grids*.

6.7 IL FOTOVOLTAICO È REALMENTE CONVENIENTE?

Il titolo di questo lavoro di tesi racchiude l'essenza di questo lungo e appassionante percorso che ci ha portato ad affrontare numerose tematiche riguardo il mondo del fotovoltaico, ovvero la domanda che in conclusione viene spontaneo porsi: **il fotovoltaico è realmente conveniente da un punto di vista economico?**

La risposta è sì, a condizione che:

1. si sviluppi un'infrastruttura di rete adeguata, in grado di gestire i flussi di potenza fotovoltaica ed aumentare l'efficienza energetica (smart grid);
2. gli impianti futuri siano dotati di sistemi di accumulo, con batterie di terza e quarta generazione;

3. l'efficienza dei sistemi di conversione (inverter) sia massimizzata;
4. la potenza degli impianti sia pensata per l'autoconsumo e non per la speculazione mediante vendita di energia.

Il problema che l'Europa intera ha avuto apparentemente più a cuore è la *competitività* del fotovoltaico rispetto alle fonti tradizionali. Tuttavia esso non può essere solo competitivo, ma deve diventare *complementare* a tali fonti. Il fotovoltaico non deve essere un problema per la gestione delle reti elettriche, come lo è tuttora, e la sua natura intermittente dev'essere mitigata. Solo allora potrà essere integrato senza problemi nelle reti elettriche, che potranno sfruttarne appieno le potenzialità.

Finora il fotovoltaico ha rappresentato un'opportunità di investimento più che un beneficio per l'ambiente, grazie ai lauti incentivi che hanno fatto scatenare la speculazione. Lo confermano i dati del GSE [52] riportati nella figura 87, dove è raffigurata la ripartizione della potenza per categoria di soggetto responsabile per l'anno 2011. La maggior parte degli impianti è intestato a delle *società*, che passano dall'83% del 2010 all'88% del 2011. A seguire le persone fisiche, che scendono dal 15% all'8,5%, mentre una piccola percentuale pari al 4% riguarda altri soggetti, tra cui il 3% è riconducibile ad enti pubblici.

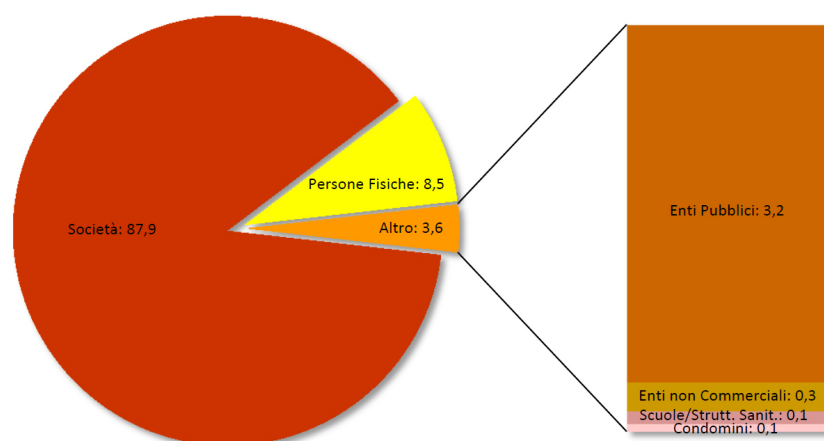


Figura 87: Distribuzione degli impianti fotovoltaici per categoria di soggetto responsabile [52].

L'introduzione del Quinto Conto Energia rappresenta una forte discontinuità rispetto al passato e sperabilmente porterà alla conclusione del regime incentivante degli impianti fotovoltaici. Con la riduzione degli incentivi e il contemporaneo aumento del costo dell'energia elettrica tradizionale, risulteranno convenienti gli impianti fotovoltaici realizzati per autoconsumo, ovvero dimensionati secondo le specifiche esigenze energetiche di ciascun utente ed installati laddove l'energia viene consumata. Se la tecnologia riuscirà a fornire dei sistemi di accumulo efficienti e a costi accettabili, l'accoppiata con il fotovoltaico potreb-

be realmente condurre numerosi consumatori alla vera indipendenza energetica.

BIBLIOGRAFIA

- [1] ABB. *Quaderni di applicazione tecnica N. 10 - Impianti fotovoltaici*.
- [2] ASTM. *ASTM G-173-03. Reference Solar Spectral Irradiance: Air Mass 1.5*. <http://rredc.nrel.gov/solar/spectra/am1.5/>. 2008.
- [3] Andrea Bartolazzi. *Le energie rinnovabili*. ISBN 978-88-203-3587-8. Hoepli, 2006.
- [4] Jonathan Berk e Peter DeMarzo. *Finanza Aziendale 1*. ISBN 978-88-719-2434-2. Pearson, 2008.
- [5] Achim Bubenzer e Luther Joachim. *Photovoltaics Guidebook for Decision Makers*. ISBN 3-540-41327-8. Springer, 2003.
- [6] Daryl Chapin, Calvin Fuller e Gerald Pearson. «A New Silicon pn Junction Photocell for Converting Solar Radiation into Electrical Power». In: *Journal of Applied Physics* Volume 25 (1954), p. 676.
- [7] Domenico Coiante. *Effetto del fotovoltaico sulla bolletta elettrica*. Rapp. tecn. <http://www.aspoitalia.it/attachments/302-La%20bolletta%20fotovoltaica.pdf>. ASPO Italia, 2011.
- [8] Domenico Coiante. *Fotovoltaico e territorio*. Rapp. tecn. http://www.aspoitalia.it/attachments/273_FOTOVOLTAICOETERRITORIO_coiante.pdf. ASPO Italia, 2010.
- [9] Domenico Coiante. *La costante solare nel fotovoltaico*. Rapp. tecn. http://www.aspoitalia.it/attachments/311_Coiante_CostanteSolare_FV_02Apr12.pdf. ASPO Italia, 2012.
- [10] Domenico Coiante. *La durata dei moduli fotovoltaici al silicio cristallino*. Rapp. tecn. http://www.aspoitalia.it/attachments/290_Coiante_durata_moduli_fotovoltaici.pdf. ASPO Italia, 2010.
- [11] Domenico Coiante. *L'accumulo per il fotovoltaico: facciamo un po' di conti*. Rapp. tecn. http://www.aspoitalia.it/attachments/305_Accumulo%20e%20PV.pdf. ASPO Italia, 2011.
- [12] Gianluca Coletti. *Presente e futuro del fotovoltaico*. Rapp. tecn. <http://www.polofotovoltaicoveneto.it>. Workshop Ricerca e industria del fotovoltaico in Italia, 2012.
- [13] Davide Del Col et al. *Fotovoltaico a concentrazione con cogenerazione*. Rapp. tecn. <http://www.polofotovoltaicoveneto.it>. Workshop Ricerca e industria del fotovoltaico in Italia, 2012.
- [14] Aldo Di Carlo. *Organic Photovoltaics*. Rapp. tecn. <http://www.polofotovoltaicoveneto.it>. Workshop Ricerca e industria del fotovoltaico in Italia, 2012.

- [15] SANYO Electric Co. Ltd. Solar Division. *HIT-N235SE10 photovoltaic module datasheet*. http://www.sanyo.com.au/resources/manuals/solar/E486_SANYO_HIT-N235SE10_Flyer_Combined.pdf.
- [16] Ursula Eicker. *Solar Technologies for Buildings*. ISBN 0-471-48637-X. Wiley, 2003.
- [17] ENEA. *Il barometro dell'energia fotovoltaica, 2012*.
- [18] European Photovoltaic Industry Association (EPIA). *Global market outlook for photovoltaics until 2016*. (Maggio 2012).
- [19] European Photovoltaic Industry Association (EPIA). *Solar Generation 6 - Solar photovoltaic electricity empowering the world*.
- [20] European Photovoltaic Industry Association (EPIA). *Solar Photovoltaics - Competing in the energy sector*. (Settembre 2011).
- [21] Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea. *Direttiva 2001/77/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 settembre 2001, sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità*.
- [22] Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea. *Direttiva 2002/96/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 27 gennaio 2003 sui rifiuti di apparecchiature elettriche ed elettroniche (RAEE)*.
- [23] Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas. *Andamento del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo*. Luglio 2012. <http://www.autorita.energia.it/it/dati/eep35.htm>.
- [24] Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas. *Andamento del prezzo unico nazionale*. Giugno 2012. <http://www.autorita.energia.it/it/dati/eep40.htm>.
- [25] Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas. *Composizione percentuale del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo*. Rapp. tecn. <http://www.autorita.energia.it/allegati/dati/ele/ees5.xls>.
- [26] Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas. *Comunicato Stampa del 27 Aprile 2012. Elettricità: da maggio + 4,3% per l'adeguamento della componente fonti rinnovabili e assimilate*. http://www.autorita.energia.it/allegati/com_stampa/12/120427.pdf.
- [27] Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas. *Delibera 188/2005: Definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici*.
- [28] Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas. *Delibera 28/2006: Condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza non superiore a 20kW*.
- [29] Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas. *Fonti rinnovabili: individuata data raggiungimento 6 miliardi/anno di incentivi al fotovoltaico*. Comunicato Stampa del 13 Luglio 2012. http://www.autorita.energia.it/it/com_stampa/12/120713cs.htm.

- [30] Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas. *Prezzi medi di fornitura per i clienti domestici*. Dicembre 2011. Rapp. tecn. <http://www.autorita.energia.it/it/dati/prezzieledom.htm>.
- [31] Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas. *Prezzi medi di fornitura per i clienti industriali*. Dicembre 2011. Rapp. tecn. <http://www.autorita.energia.it/it/dati/prezzieind.htm>.
- [32] Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas. *Relazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas sullo stato del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale e sullo stato di utilizzo ed integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili*. Marzo 2012. <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/12/056-12.pdf>.
- [33] Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas. *Relazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas sullo stato del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale e sullo stato di utilizzo ed integrazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili*. Febbraio 2011. <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/11/006-11pas.pdf>.
- [34] Adolf Goetzberger e Hoffmann Volker. *Photovoltaic Solar Energy Generation*. ISBN 3-540-23676-7. Springer, 2005.
- [35] Francisco González-Longatt. *Model of Photovoltaic Module in Matlab*. Rapp. tecn. II CIBELEC, 2005.
- [36] Martin Green. *Third Generation Photovoltaics, Advanced Solar Energy Conversion*. ISBN 978-35-402-6562-7. Springer, 2005.
- [37] International Energy Agency (IEA). *Projected Costs of Generating Electricity: 2005 Update*.
- [38] Richard Jaeger e Travis Blalock. *Microelettronica, terza edizione*. ISBN 978-88-386-6504-2. McGraw-Hill, 2009.
- [39] Istituto Bruno Leoni. *Incentivi alle rinnovabili: pochi, maledetti, e subito*. Position Paper 13. http://www.brunoleonimedia.it/public/PP/IBL_PP_13-Rinnovabili.pdf. 2011.
- [40] Istituto Bruno Leoni. *Rinnovabili, quanto costano i sussidi?* http://brunoleonimedia.servingfreedom.net/Papers/IBL_Memo-Rinnovabili.pdf. 2011.
- [41] Paolo Mazzoldi, Massimo Nigro e Cesare Voci. *Fisica, volume II*. ISBN 978-88-7959-152-5. EdiSES, 2007.
- [42] Francesco Meneguzzo. *L'impatto della produzione fotovoltaica sul prezzo all'ingrosso dell'elettricità. Una prima analisi empirica*. Rapp. tecn. http://www.aspoitalia.it/attachments/298_IMPATTOFVINBOLLETTA-ANALISI18_04_2011.pdf. ASPO Italia, 2011.
- [43] Gennaro Niglio. *Intermittenza e previsione delle rinnovabili non programmabili*. Rapp. tecn. http://www.gse.it/_layouts/GSE_Portal2011.Structures/GSEPortal2011_FileDownload.aspx?FileUrl=http://www.gse.it/GSE_SalaStampa/SolarExpo+Presentazione+Niglio+11+Maggio+2012.pdf&SiteUrl=http://www.gse.it. Solar Expo 2012, 2012.

- [44] Giovanni Palmisano et al. «Tellururo di Cadmio: Eldorado del fotovoltaico o insidia ambientale?» In: *Il Sole a trecentosessanta gradi* n. 7 (2009), pp. 18–19.
- [45] European Association for the Recovery of Photovoltaic Modules (PV CYCLE). *Annual Report 2011*.
- [46] Gestore dei Servizi Energetici (GSE). *Bilancio elettrico italiano del 2010*.
- [47] Gestore dei Servizi Energetici (GSE). *Guida agli interventi validi ai fini del riconoscimento dell'integrazione architettonica del fotovoltaico*. Aprile 2009.
- [48] Gestore dei Servizi Energetici (GSE). *Guida alle applicazioni innovative finalizzate all'integrazione architettonica del fotovoltaico*. Quarto Conto Energia.
- [49] Gestore dei Servizi Energetici (GSE). *Guida alle applicazioni innovative finalizzate all'integrazione architettonica del fotovoltaico*. Terzo Conto Energia.
- [50] Gestore dei Servizi Energetici (GSE). *Il Conto Energia*. Decreto 19/02/07. *La richiesta degli incentivi per gli impianti fotovoltaici*.
- [51] Gestore dei Servizi Energetici (GSE). *Il Terzo Conto Energia*. *Guida alla richiesta degli incentivi per gli impianti fotovoltaici*. Gennaio 2011.
- [52] Gestore dei Servizi Energetici (GSE). *Rapporto statistico 2011 - Solare fotovoltaico*.
- [53] Gestore dei Servizi Energetici (GSE). *Regole applicative per il riconoscimento delle tariffe incentivanti previste dal DM 5 maggio 2011*.
- [54] Gestore dei Servizi Energetici (GSE). *Regole applicative per l'iscrizione ai registri e per l'accesso alle tariffe incentivanti*. DM 5 luglio 2012. *Quinto Conto Energia*.
- [55] William Shockley e Hans Queisser. «Detailed Balance Limit of Efficiency of p-n Junction Solar Cells». In: *Journal of Applied Physics* Volume 32 (1961), pp. 510–519.
- [56] Ministero dello Sviluppo Economico. *DM 05/05/2011: Incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici*. Gazzetta Ufficiale N. 109 del 12 Maggio 2011.
- [57] Ministero dello Sviluppo Economico. *DM 05/07/2012: Attuazione dell'art. 25 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici (c.d. Quinto Conto Energia)*. Gazzetta Ufficiale N. 159 del 10 Luglio 2012.
- [58] Ministero dello Sviluppo Economico. *DM 06/02/2006: Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare*. Gazzetta Ufficiale N. 38 del 15 Febbraio 2006.
- [59] Ministero dello Sviluppo Economico. *DM 06/08/2010: Incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare*. Gazzetta Ufficiale N. 212 del 10 Settembre 2010.

- [60] Ministero dello Sviluppo Economico. *DM 19/02/2007: Criteri e modalita' per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare*. Gazzetta Ufficiale N. 45 del 23 Febbraio 2007.
- [61] Ministero dello Sviluppo Economico. *DM 28/07/2005: criteri per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici*. Gazzetta Ufficiale N. 181 del 5 Agosto 2005.
- [62] TERNA. *Dati statistici sull'energia elettrica in Italia - anno 2011*.
- [63] TERNA. *Piano di Sviluppo 2011 - Documento integrativo relativo ai sistemi di accumulo diffuso di energia elettrica*. <http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=JjU3I0gXCUQ%3d&tabid=5338>.
- [64] Miro Zeman. *Introduction to photovoltaic solar energy*. Delft University of Technology.