



LE NUOVE FONTI RINNOVABILI
PER L'ENERGIA ELETTRICA IN EUROPA

Nomisma Energia per GSE

Bologna, Marzo 2007

SOMMARIO

Premessa.....	1
Sommario e conclusioni.....	2
1. LE FONTI RINNOVABILI IN EUROPA E LA LEZIONE PER L'ITALIA.....	5
1.1. La leadership europea.....	5
1.2. Quali politiche più efficaci.....	7
1.3. Il problema delle reti.....	10
1.4. I costi delle rinnovabili.....	10
1.5. Politica energetica europea e politiche per le FER.....	13
1.6. Obiettivi ambiziosi, ma ancora lontani.....	17
1.7. Ricerca e sviluppo.....	20
1.8. Alcuni importanti successi.....	21
1.9. La lezione per l'Italia.....	25
2. EOLICO.....	33
2.1. L'industria dell'eolico in Europa.....	43
2.2. Fattori di successo.....	44
2.3. Eolico e impatti sui sistemi elettrici europei.....	48
3. BIOMASSE.....	49
4. SOLARE FOTOVOLTAICO.....	59
4.1. Costi e incentivi.....	65
4.2. L'industria.....	69
5. MINI-IDRO.....	73
5.1. Industria.....	80
6. SCHEDE PAESE UE-15.....	83
6.1. Austria.....	83
6.2. Belgio.....	88
6.3. Danimarca.....	91
6.4. Finlandia.....	94
6.5. Francia.....	97
6.6. Germania.....	102
6.7. Grecia.....	107
6.8. Irlanda.....	111
6.9. Italia.....	114
6.10. Lussemburgo.....	118
6.11. Olanda.....	122
6.12. Portogallo.....	126
6.13. Regno Unito.....	129
6.14. Spagna.....	132
6.15. Svezia.....	137
Bibliografia.....	141
Glossario.....	148
Appendice 1.....	155
Appendice 2.....	156

INDICE DELLE TABELLE

Tab. 1.1 – Politiche Energetiche dell’Unione Europea.....	15
Tab. 1.2 – UE-15 Spese di Ricerca e Sviluppo nelle Rinnovabili (Mil.€).....	21
Tab. 1.3 – UE-25 Produzione di Energia Elettrica da FER.....	24
Tab. 2.1 – UE-25 Potenza eolica installata e prospettive al 2010	35
Tab. 2.2 – UE-25 Potenza, produzione e ore di utilizzazione da impianti eolici	37
Tab. 2.3 – UE-25 Incentivazione alla produzione eolica (primo semestre 2006)	39
Tab. 2.5 – Industria dell’eolico in Europa al 2005	43
Tab. 2.6 – L’industria eolica in alcuni Paesi selezionati.....	44
Tab. 3.1 – UE-25 Potenza installata da biomasse e prospettive al 2010	50
Tab. 3.2 – UE-25 Potenza, produzione e ore di utilizzazione da biomasse	52
Tab. 3.3 – UE-25 Incentivazione alla produzione da biomasse (primo semestre 2006)	54
Tab. 4.1 – UE-25 Potenza solare installata	60
Tab. 4.2 – Penetrazione pro-capite della tecnologia fotovoltaica in Paesi selezionati	62
Tab. 4.3 – UE-25 Potenza, produzione e ore di utilizzazione da solare nei maggiori Paesi....	62
Tab. 4.4 – Costi per la produzione di 1 W fotovoltaico in alcuni Paesi selezionati	65
Tab. 4.5 – Percentuale di installazioni connesse alla rete elettrica in Paesi selezionati	65
Tab. 4.6 – UE-25 Incentivazione alla produzione da fotovoltaico (primo semestre 2006)	67
Tab. 4.7 – L’industria del fotovoltaico in alcuni Paesi selezionati.....	70
Tab. 4.8 – Numero di addetti diretti nel settore fotovoltaico al 2005.....	70
Tab. 5.1 – UE-25 Potenza Installata da mini-idro e prospettive al 2010	74
Tab. 5.2 – UE-25 Potenza, produzione e ore di utilizzazione da mini-idro.....	76
Tab. 5.3 – UE-25 Incentivazione alla produzione da mini-idro (primo semestre 2006)	78
Tab. 5.4 – Principali imprese europee operanti nel mini-idro.....	81
Tab. 6.1.1 – Produzione di Energia da FER in Austria.....	85
Tab. 6.2.1 – Produzione di Energia da FER in Belgio.....	88
Tab. 6.3.1 – Produzione di Energia da FER in Danimarca	91
Tab. 6.4.1 – Produzione di Energia da FER in Finlandia	94
Tab. 6.5.1 – Produzione di Energia da FER in Francia	99
Tab. 6.6.1 – Produzione di Energia da FER in Germania.....	104
Tab. 6.7.1 – Produzione di Energia da FER in Grecia.....	108
Tab. 6.8.1 – Produzione di Energia da FER in Irlanda	111
Tab. 6.9.1 – Produzione di Energia da FER in Italia	115
Tab. 6.10.1 – Produzione di Energia da FER in Lussemburgo	119
Tab. 6.11.1 – Produzione di Energia da FER in Olanda	123
Tab. 6.12.1 – Produzione di Energia da FER in Portogallo	126
Tab. 6.13.1 – Produzione di Energia da FER nel Regno Unito	129
Tab. 6.14.1 – Produzione di Energia da FER in Spagna.....	134
Tab. 6.15.1 – Produzione di Energia da FER in Svezia.....	137

INDICE DELLE FIGURE

Fig. 1.1 – Energie rinnovabili, potenza installata nel mondo ed in aree selezionate.....	5
Fig. 1.2 – Potenza eolica mondiale, primi dieci Paesi al 2005.....	6
Fig. 1.3 – Investimenti mondiali annuali nelle rinnovabili.....	7
Fig. 1.4 – Tipologia di supporto alle rinnovabili nell'UE 25.....	8
Fig. 1.5 – Competitività di costo delle rinnovabili (€/cents/kWh).....	11
Fig. 1.6 – Tariffe elettriche residenziali a confronto: Italia e Germania.....	13
Fig. 1.7 – UE-15 Incidenza delle FER sul consumo totale energia e target al 2010 e 2020.....	18
Fig. 1.8 – UE-15 Incidenza delle FER sui consumi elettrici e target al 2010.....	19
Fig. 1.9 – UE-15 Produzione elettrica da nuove FER (idro e geo escluso) (GWh).....	22
Fig. 1.10 – UE-25 Quota produzione elettrica da FER sui consumi elettrici e target 2010.....	23
Fig. 1.11 – UE-25 Crescita delle FER fra 1997 e 2005.....	25
Fig. 1.12 – Produzione di elettricità al 2005 da FER.....	26
Fig. 1.13 – Produzione da rinnovabili in Italia, incidenza sui consumi e obiettivi.....	28
Fig. 1.13 – Incentivi e prezzi per la cessione di un MWh da impianto eolico.....	29
Fig. 2.1 – Potenza eolica installata nel mondo.....	33
Fig. 2.2 – UE-25 Produzione eolica nel 2005.....	34
Fig. 2.3 – UE-25 Potenza eolica installata al 2005 e prospettive al 2010.....	36
Fig. 2.4 – UE-25 Ore di utilizzazione equivalenti da impianti eolici nel 2005.....	38
Fig. 2.5 – UE-25 Ricavo unitario medio di 1 MWh eolico.....	40
Fig. 2.6 – UE-25 Redditività media (TIR) di 1 MW eolico <i>on-shore</i>	41
Fig. 2.7 – UE-25 Redditività media di 1 MW eolico <i>off-shore</i>	42
Fig. 2.8 – Potenziale eolico installabile e percentuale di utilizzata.....	45
Fig. 2.9 – Potenza eolica <i>on-shore</i> installata e percentuale sul potenziale al 2005.....	46
Fig. 2.10 – Potenza media delle turbine eoliche (su potenza cumulata a fine anno).....	47
Fig. 2.11 – Ore di utilizzazione equivalenti degli impianti eolici.....	47
Fig. 3.1 – UE-25 Produzione da biomasse nel 2005.....	49
Fig. 3.2 – UE-25 Potenza installata da biomasse al 2005 e prospettive al 2010.....	51
Fig. 3.3 – UE-25 Ore di utilizzazione equivalenti da biomasse nel 2005.....	53
Fig. 3.4 – UE-25 Redditività media (TIR) di 10 MWe da biomasse senza cogenerazione.....	55
Fig. 3.5 – UE-25 Ricavo unitario medio di 1 MWh da biomasse.....	56
Fig. 3.6 – UE-25 Redditività media (TIR) di 10 MWe da biomasse con CHP.....	57
Fig. 4.1 – Potenza solare installata nel mondo.....	59
Fig. 4.2 – UE-25 Potenza solare installata al 2005.....	61
Fig. 4.3 – UE-25 Ore di utilizzazione equivalenti da solare nel 2005.....	63
Fig. 4.4 – Scenari di crescita del fotovoltaico per i principali Paesi UE.....	64
Fig. 4.5 – UE-25 Redditività media (TIR) di 10 kW fotovoltaici.....	69
Fig. 4.6 – I primi 10 paesi produttori di celle fotovoltaiche nel mondo.....	71
Fig. 4.7 – I primi 10 produttori di celle fotovoltaiche al mondo: produzione e capacità.....	72
Fig. 5.1 – UE-25 Produzione da mini-idro nel 2005.....	73
Fig. 5.2 – UE-25 Potenza installata da mini-idro al 2005 e prospettive al 2010.....	75
Fig. 5.3 – UE-25 Ore di utilizzazione equivalenti da mini-idro nel 2005.....	77
Fig. 5.4 – UE-25 Ricavo unitario medio di 1 MWh da mini-idro.....	79
Fig. 5.5 – UE-25 Redditività media (TIR) di 1 MW mini-idro.....	80

Fig. 6.1.1 – Andamento delle rinnovabili in Austria (GWh)	86
Fig. 6.1.2 – Penetrazione FER in Austria e target al 2010.....	87
Fig. 6.2.1 – Andamento delle rinnovabili in Belgio (GWh)	89
Fig. 6.2.2 – Penetrazione FER in Belgio e target al 2010.....	90
Fig. 6.3.1 – Andamento delle rinnovabili in Danimarca (GWh).....	92
Fig. 6.3.2 – Penetrazione FER in Danimarca e target al 2010	93
Fig. 6.4.1 – Andamento delle rinnovabili in Finlandia (GWh).....	95
Fig. 6.4.2 – Penetrazione FER in Finlandia e target al 2010.....	96
Fig. 6.5.1 – Andamento delle rinnovabili in Francia (GWh)	100
Fig. 6.5.2 – Penetrazione FER in Francia e target al 2010.....	101
Fig. 6.6.1 – Andamento delle rinnovabili in Germania (GWh).....	105
Fig. 6.6.2 – Penetrazione FER in Germania e target al 2010.....	106
Fig. 6.7.1 – Andamento delle rinnovabili in Grecia (GWh)	109
Fig. 6.7.2 – Penetrazione FER in Grecia e target al 2010.....	110
Fig. 6.8.1 – Andamento delle rinnovabili in Irlanda (GWh).....	112
Fig. 6.8.2 – Penetrazione FER in Irlanda e target al 2010	113
Fig. 6.9.1 – Andamento delle rinnovabili in Italia (GWh).....	116
Fig. 6.9.2 – Penetrazione FER in Italia e target al 2010	117
Fig. 6.10.1 – Andamento delle rinnovabili in Lussemburgo (GWh).....	120
Fig. 6.10.2 – Penetrazione FER in Lussemburgo e target al 2010	121
Fig. 6.11.1 – Andamento delle rinnovabili in Olanda (GWh).....	124
Fig. 6.11.2 – Penetrazione FER in Olanda e target al 2010	125
Fig. 6.12.1 – Andamento delle rinnovabili in Portogallo (GWh).....	127
Fig. 6.12.2 – Penetrazione FER in Portogallo e target al 2010	128
Fig. 6.13.1 – Andamento delle rinnovabili nel Regno Unito (GWh)	130
Fig. 6.13.2 – Penetrazione FER nel Regno Unito e target al 2010.....	131
Fig. 6.14.1 – Andamento delle rinnovabili in Spagna (GWh)	135
Fig. 6.14.2 – Penetrazione FER in Spagna e target al 2010.....	136
Fig. 6.15.1 – Andamento delle rinnovabili in Svezia (GWh).....	138
Fig. 6.15.2 – Penetrazione FER in Svezia e target al 2010.....	139

PREMESSA

Il presente rapporto si propone di confrontare l'esperienza in Europa della valorizzazione delle fonti di energia rinnovabili (FER) per la produzione elettrica. L'argomento è complesso e pertanto lo studio non può essere esaustivo; tuttavia, mette in evidenza le tendenze di fondo e raggiunge alcune conclusioni, utili per meglio comprendere un settore su cui sono riposte molte speranze per il futuro energetico dell'Italia e dell'Europa.

La domanda di energia in Europa fra il 1997 e il 2005 è salita di 117 Mtep (Milioni tonnellate equivalenti petrolio), crescita che è stata coperta per 24 Mtep dalle fonti rinnovabili, fra cui anche le cosiddette nuove FER impiegate per la produzione di energia elettrica. È su queste che il presente rapporto si concentra: eolico, biomasse per produzione elettrica, mini-idro e fotovoltaico. Queste sono le FER che hanno segnato la crescita più sostenuta nell'ultimo decennio e quelle sulle quali si concentrano le politiche pubbliche di sostegno.

Per queste, nei capitoli dal 2 al 5, viene riportata un'analisi più dettagliata, con l'ambizioso obiettivo di stimare la redditività degli investimenti di un impianto tipo nei vari Paesi europei, introducendo semplificazioni che non modificano sensibilmente i risultati sulla redditività dei singoli Paesi. Le condizioni alla base degli investimenti e degli incentivi sono quelle del primo semestre 2006, salvo alcuni casi evidenziati.

Nel capitolo 6 vengono riportate le schede Paese dell'Unione a 15, dove vengono sintetizzate le politiche a sostegno delle FER e gli schemi di incentivazione validi per nuovi impianti realizzati nel primo semestre 2006.

Nel condurre l'analisi si è cercato di tenere conto dei seguenti aspetti:

economici, al fine di confrontare gli incentivi che ogni Paese ha adottato a supporto delle FER; quello dell'incentivo è un aspetto rilevante, ma spesso non è quello decisivo; sotto questo aspetto assume rilievo una breve discussione dei costi;

normativi, nel tentativo di individuare gli strumenti adottati per il sostegno alle FER discutendone sia il grado di efficacia, sia la convergenza verso una più omogenea azione comunitaria; gli incentivi diretti sull'energia prodotta (*feed in tariffs*) sono quelli più diffusi e tendono a mostrare maggiore efficacia, ma i certificati verdi (*Green Certificates*) con quote obbligatorie di domanda, sono orientati al mercato e meglio si adattano alle riforme in corso nelle industrie elettriche;

autorizzativi, cercando di evidenziare l'importanza di procedure semplificate e veloci per la realizzazione degli impianti; tale problema interessa in particolare l'Italia;

tecnici, relativi ai problemi di interconnessione con le reti e all'esigenza di servizi ancillari, aspetto rilevante nel primo caso per il fotovoltaico e nel secondo per l'energia eolica;

di politica industriale, per la rilevanza che le FER hanno nello sviluppare filiere tecnologiche dedicate, con effetti positivi in termini di nuova occupazione e di esportazioni di sistemi tecnologici innovativi.

Le statistiche impiegate sono quelle di Eurostat fino a tutto il 2004, mentre per il 2005 sono state utilizzate quelle IEA, integrate da statistiche delle associazioni di categoria o da quelle dei

singoli Stati. Le fonti delle informazioni relative agli schemi di incentivazione sono per lo più associazioni di categoria dei singoli settori energetici e i ministeri dei vari Paesi. Le statistiche europee sono riferite all'Unione a 25, salvo alcuni casi espressamente indicati in nota.

SOMMARIO E CONCLUSIONI

Il 9 marzo 2007 il Consiglio europeo si è concluso con la decisione di fissare un obiettivo del 20% di apporto delle FER sul consumo totale energetico nel 2020, rendendolo, aspetto storico, vincolante¹. Si tratta, come in passato, di un obiettivo ambizioso, il cui raggiungimento dipenderà sì dal potenziamento delle politiche a supporto, ma soprattutto dal miglioramento della loro efficacia.

L'UE-25 vanta un primato mondiale nella valorizzazione delle FER, con una produzione elettrica da quelle nuove, in particolare da eolico, che è al primo posto in assoluto. Nel mondo la capacità eolica totale ha raggiunto i 68 GW nel 2006 e di questi 56 sono stati realizzati nell'UE-25. E' la Germania il Paese leader nelle FER, sia a livello europeo che a livello mondiale. E' in assoluto al primo posto per capacità eolica con 20 GW (18,4 nel 2005) e con oltre 1.500 MW di impianti fotovoltaici. Nessun altro Paese ha fatto altrettanto e la sua esperienza è stata ripetuta solo in parte da Danimarca e Spagna. Il modello tedesco è quello di riferimento, tuttavia le azioni a supporto vanno definite all'interno delle politiche energetiche complessive di ciascun Paese. La Germania può garantire, in maniera molto efficiente, diffusi e generosi incentivi alle FER, grazie anche al fatto che la sua produzione elettrica dipende per oltre il 75% da carbone e da nucleare, con costi complessivi di generazione relativamente contenuti.

Il miglioramento delle politiche a sostegno delle FER, seguendo il modello tedesco, è indispensabile per il raggiungimento dei nuovi obiettivi. Il 20% di contributo delle FER sul totale del consumo energetico al 2020 è un traguardo molto ambizioso se paragonato all'attuale 7,5%. Già nel 1997 venne posto indicativamente al 2010 un obiettivo del 12%, partendo nel 1997 dal 6%. Il fatto che, dopo quasi 10 anni di politiche di sostegno, la quota sia stata aumentata solo dell'1,5%, è indicativo di oggettive difficoltà la cui soluzione non è semplice. Il presente lavoro evidenzia che l'aspetto economico, legato all'incentivo garantito alla produzione elettrica da FER, non è oggi l'ostacolo principale. Anzi, gli incentivi sono sempre abbondanti, mentre i principali impedimenti riguardano ritardi autorizzativi, difficoltà di allacciamento alle reti e incertezze circa la stabilità nel tempo degli incentivi. Questo è un problema che riguarda la gran parte dei Paesi europei, ma per l'Italia assume connotati più gravi. L'aspetto economico è oggi un minor ostacolo rispetto al passato anche per la sensibile riduzione dei costi di produzione di elettricità da FER. Ciò vale soprattutto per l'eolico, i cui costi di produzione sono quasi allineati a quelli delle fonti tradizionali, con un range che oscilla fra i 6 e i 9 €cents/kWh.

Gli schemi di incentivazione prevalenti in Europa sono quelli con tariffe fisse (*feed-in*), mentre quelli basati su quote obbligatorie, con certificati verdi da scambiare su piattaforme nazionali o europee, dimostrano maggiori difficoltà. L'approccio generalmente condiviso alla fine degli anni '90 di adottare modelli di mercato in tutte le riforme, anche in quella ambientale, aveva portato a preferire il sistema dei certificati verdi. Tuttavia, questo si è dimostrato non efficace nel garantire un supporto differenziato alle diverse tecnologie di produzione elettrica da FER, le quali

¹ Brussels European Council 8/9 March 2007, Presidency Conclusions. L'obiettivo del 20% è vincolante per l'UE nel suo complesso, tenendo conto delle diverse circostanze e dei livelli di partenza di ciascun paese.

hanno costi molto diversi. I certificati verdi hanno sempre prezzi alti, in particolare in Italia, ma ciò non migliora il grado di incertezza per gli investitori.

L'Italia è il quarto produttore di elettricità da FER nell'UE-25, con 52 TWh nel 2006, ma evidenzia un forte distacco dagli obiettivi annunciati: attualmente la quota è circa il 15% del consumo interno lordo di elettricità, leggermente inferiore al valore del 1997 (16%), contro un obiettivo del 22% al 2010². Sotto il profilo formale, occorre considerare che l'attuale sistema italiano consente ai Paesi esportatori verso l'Italia di certificare l'origine da FER della loro elettricità che, appunto per questo, viene pagata ad un premio sui prezzi base. Stimando le importazioni da Paesi UE, nel 2006 in circa 25 TWh, l'Italia avrebbe una quota da FER aggiuntiva del 7% quindi pari all'obiettivo del 22%. Tuttavia, è altamente improbabile che i Paesi esportatori (che pure hanno obiettivi altrettanto ambiziosi da rispettare) siano disposti a stornare l'energia esportata dal loro conteggio nazionale, così come richiesto dalla Commissione Europea.

Le buone potenzialità dell'Italia non sono sfruttate appieno per i ritardi autorizzativi, per i problemi delle reti e per l'incertezza del quadro normativo delle politiche a sostegno. L'aggiustamento del sistema dei certificati verdi è necessario per dare maggiori stabilità nel lungo termine agli operatori, ma è ancora più urgente per correggere gli alti valori raggiunti dal loro prezzo, 125,28 €/MWh nel 2006. Questo va sommato al prezzo di cessione dell'energia elettrica sul mercato, dove i prezzi sono anche qui molto alti, superiori a 70 €/MW. Ne risulta un livello di incentivazione prossimo ai 200 €/MWh, valore di gran lunga superiore rispetto a quello prevalente nel resto d'Europa. L'alto prezzo dei certificati verdi e l'alto prezzo dell'elettricità all'ingrosso a cui viene venduta sul mercato l'energia da FER, fanno sì che l'Italia sia il Paese dove più alta è la redditività da investimenti in impianti eolici, a biomasse o mini-idro. Il distacco dalla produzione da FER assume così connotati paradossali.

La modifica del sistema potrebbe attuarsi attraverso una differenziazione della durata del certificato verde per le diverse tecnologie, garantendolo all'eolico per una durata più breve essendo i suoi costi molto più bassi, oppure variando a seconda della fonte la quota di energia prodotta cui riconoscere i certificati verdi. Questo permetterebbe di liberare risorse per quelle tecnologie i cui costi sono più alti. Al fine di dare maggiori certezze agli operatori sarebbe utile introdurre una soglia minima sotto la quale i prezzi dei certificati verdi non possono andare. Tuttavia, allo stesso modo, occorre fissare anche dei valori massimi e, in ogni caso, eliminare il legame con il vecchio meccanismo CIP 6/92 che tiene artificialmente alti i prezzi e che di fatto rende inutile qualsiasi forma di negoziazione dei prezzi.

La nuova strategia comunitaria imporrà anche all'Italia un rinnovato impegno sulle FER e porterà a fissare obiettivi che necessariamente saranno ambiziosi. Occorre, tuttavia, che questi siano realistici e che vengano fissati tenendo conto di quanto effettivamente è migliorabile nel nostro sistema, alla luce dei risultati ottenuti in oltre 25 anni di politiche a supporto delle FER. Il rischio, fissando obiettivi irrealistici, è quello di arrivare in prossimità delle scadenze con forti distacchi, che forzerebbero poi interventi di emergenza, accrescendo il grado di incertezza e il costo economico. Il tutto avrebbe l'effetto di danneggiare la stessa crescita delle FER.

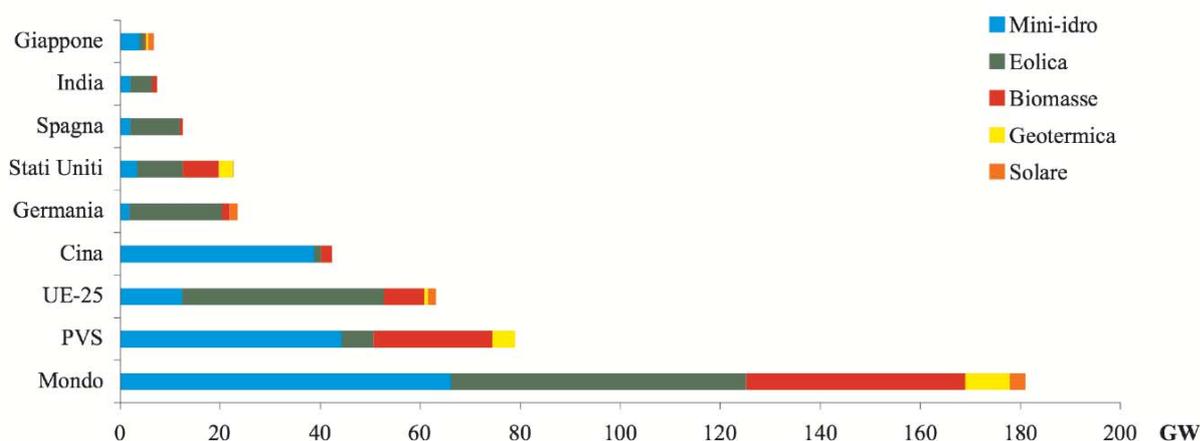
² La Direttiva 2001/77/CE indica un target per l'Italia del 25%, specificando in nota che tale obiettivo scenderebbe al 22% nell'ipotesi di consumo interno lordo di energia elettrica al 2010 pari a 340 TWh. Avendo già superato questa soglia al 2005, in questo testo verrà preso a riferimento un target del 22%.

1. LE FONTI RINNOVABILI IN EUROPA E LA LEZIONE PER L'ITALIA

1.1. LA LEADERSHIP EUROPEA

L'Europa (UE-25) è il primo produttore mondiale di energia elettrica da nuove FER³, escluso il grande idro, con una potenza installata a fine 2005 di 61 GW, pari ad oltre un terzo del totale mondiale di 180 GW e di quasi tre volte la potenza installata degli Stati Uniti⁴. Questo primato deriva da un impegno dell'UE che dura dagli anni '80 e che ha visto alcuni Stati membri, in particolare la Germania, assumere un ruolo di leadership mondiale. Necessità di contenere la dipendenza da importazioni di fonti tradizionali, volontà di ridurre le emissioni da uso di fonti fossili, politiche pubbliche di sostegno e settori industriali ad alta tecnologia molto dinamici, sono le ragioni che hanno permesso la crescita europea.

Fig. 1.1 – Energie rinnovabili, potenza installata nel mondo ed in aree selezionate



Fonte: Ren 21, 2006

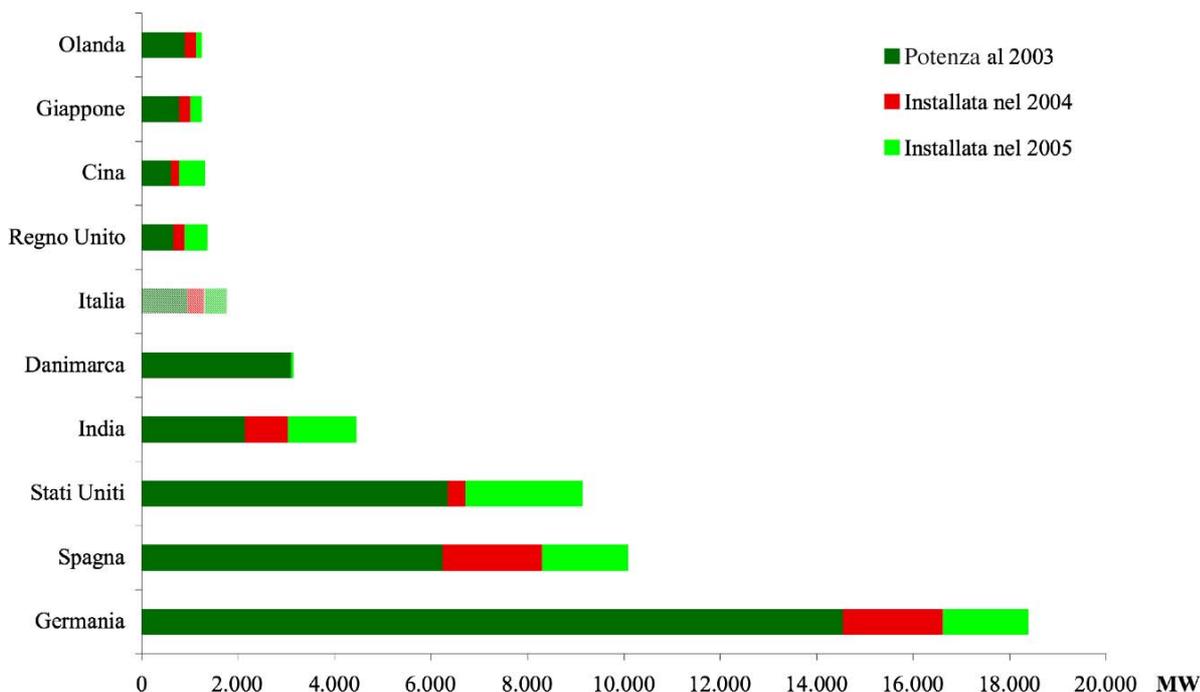
La potenza elettrica da fonte eolica è quella che, in dimensioni assolute, è cresciuta maggiormente negli ultimi 5 anni a livello mondiale, raggiungendo una potenza totale di oltre 68 GW nel 2006. Gran parte di questa potenza, circa 56 GW, è stata realizzata in Europa e in

³ La domanda mondiale di energia, che ha raggiunto nel 2006 11,6 mld.tep, è stata coperta per il 13% da fonti rinnovabili. Tuttavia, il 10%, oltre 1 mld.tep, riguarda biomasse e rifiuti consumati nei paesi in via di sviluppo che quasi sempre non vengono scambiati e che sono sempre difficili da stimare nel loro reale apporto. Il 2,5% è rappresentato da produzione elettrica dalla fonte idroelettrica con il rimanente 0,5% che riguarda le nuove rinnovabili, soprattutto l'eolico. Il ruolo delle nuove rinnovabili rimane ancora marginale, ma i tassi di crescita degli ultimi anni sono sempre a due cifre, in particolare in Europa, ed è su questi che si concentrano le politiche energetiche a loro favore (stime NE su dati IEA e REN).

⁴ La capacità di generazione elettrica mondiale da fonti rinnovabili nel 2005 è stimata in 931 GW, di cui 750 GW sono impianti idroelettrici di grande dimensione. Nel 2005 la produzione mondiale di elettricità è stata di 18.200 TWh, di cui il 16% da grandi impianti idroelettrici e il 2% da nuove fonti rinnovabili. (stime NE su dati IEA e REN).

particolare in Germania, dove ha raggiunto i 20 GW (18,4 nel 2005), pari a circa il 20% della potenza totale installata del Paese. E' la fonte eolica che conosce in Europa la crescita più sostenuta, con intensità diversa nei vari Paesi, riconducibile anche alla sensibile riduzione dei costi ottenuta da questa tecnologia, con valori ormai allineati a quelli delle fonti fossili.

Fig. 1.2 – Potenza eolica mondiale, primi dieci Paesi al 2005



Fonte: Ren 21, 2006

Gli investimenti nel settore delle rinnovabili vengono stimati in quasi 40 mld.\$ anno, valore in costante aumento, e 15 mld.\$ sono spesi in Europa, di nuovo con la Germania in una posizione di primato con 7 mld.\$ all'anno. Nella sola Europa gli occupati vengono stimati in circa 300 mila, di cui quasi un terzo nella sola Germania, mentre le previsioni al 2020 indicano come altamente probabile un livello di occupati oltre i 2 milioni di unità. Il settore delle rinnovabili è fra quelli caratterizzati da maggiore crescita del fatturato e da più vivace espansione della numerosità di nuove imprese quotate in borsa. Tale dinamismo si traduce in innovazione tecnologica e apporto strutturale alla crescita economica dei Paesi interessati.

Le nuove rinnovabili sono quelle che contribuiscono alla copertura della domanda di energia elettrica, caratterizzata in tutto il mondo, e anche in Europa, da sostenuta crescita. Per questa ragione l'analisi di questo rapporto si concentra nelle schede Paese su eolico, fotovoltaico, biomasse e mini idro, in quanto sono quelle a maggiore crescita o quelle su cui si concentrano le politiche di sostegno. Nell'analisi dei singoli Paesi, verranno evidenziati anche gli aspetti di carattere generale relativi alle altre fonti.

Fig. 1.3 – Investimenti mondiali annuali nelle rinnovabili



Fonte: Ren 21, 2006

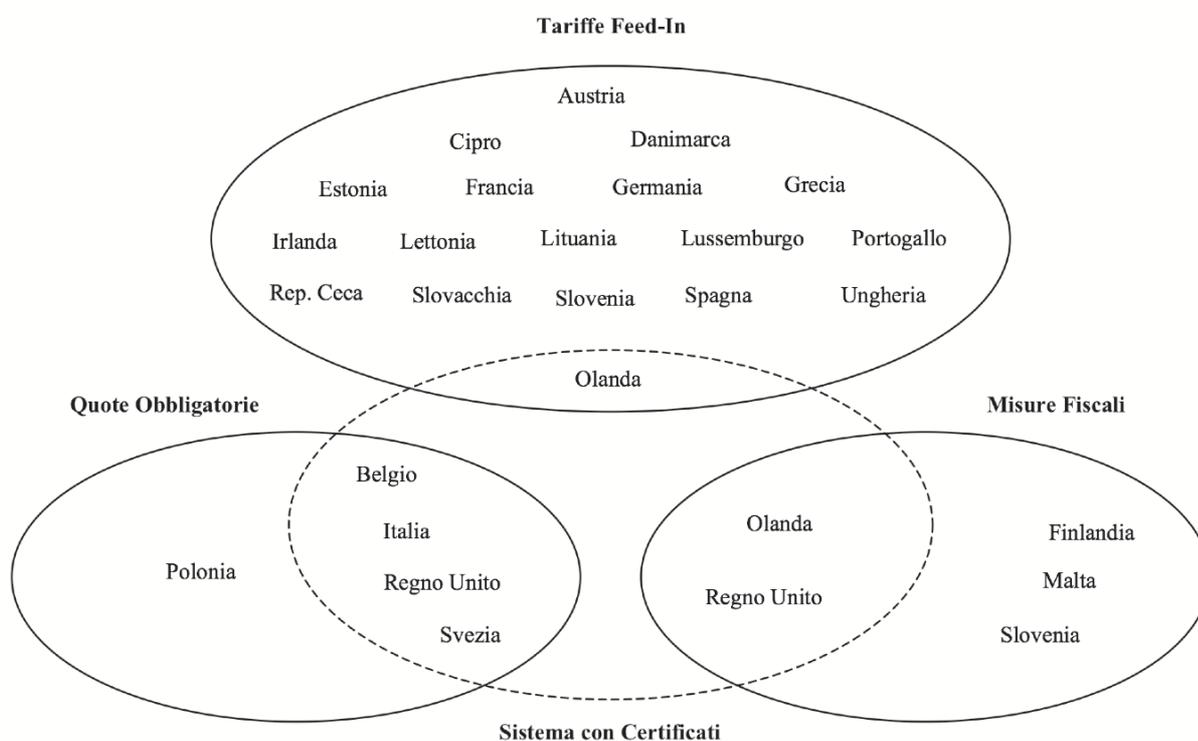
1.2. QUALI POLITICHE PIÙ EFFICACI

Al fine di accrescere il loro apporto al bilancio energetico complessivo, le FER godono da sempre di politiche di sostegno, differenziate fra i vari Paesi membri e spesso molteplici all'interno anche dei singoli Stati. Attualmente vi sono due principali categorie di meccanismi di sostegno:

- il **meccanismo *feed-in***, attraverso il quale il produttore da FER vende l'energia elettrica ad una tariffa fissa per un determinato periodo di tempo; questa tariffa può essere un'integrazione al prezzo di vendita sul mercato dell'energia elettrica, oppure può essere un valore totale prestabilito; il livello della tariffa è determinato in funzione di costi stimati di generazione da ciascuna tecnologia; di solito la tariffa include una riduzione costante nel tempo proprio per tenere conto dei miglioramenti nei costi di generazione; il sistema ha il vantaggio di garantire massima certezza agli investitori in termini di ricavi e della loro durata;
- il meccanismo dei **certificati verdi** collegato a obblighi di quote di elettricità prodotta, venduta o consumata di provenienza da FER; normalmente, come in Italia, la quota d'obbligo, si applica sull'elettricità offerta sulla rete, e il limite può essere rispettato acquistando certificati verdi emessi per nuovi impianti che producono elettricità da FER; il produttore di energia elettrica da FER riceve il prezzo di vendita dell'elettricità più il prezzo del certificato verde; il meccanismo teoricamente si integra meglio con gli assetti di mercato liberalizzati che si vorrebbero realizzare in Europa; tuttavia, i prezzi dei certificati verdi, essendo determinati sui mercati, sono incerti nella loro dinamiche nel tempo e pertanto introducono un elemento di forte incertezza.

Altri meccanismi, meno diffusi, o integrati ai precedenti, sono quelli dei finanziamenti in conto capitale, delle procedure d'asta e delle esenzioni fiscali.

Fig. 1.4 – Tipologia di supporto alle rinnovabili nell'UE 25



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

Attualmente in Europa prevale il meccanismo *feed-in*, mentre quello dei certificati verdi, dopo un iniziale successo all'inizio del decennio, incontra maggiori difficoltà, legate al livello di incertezza nel lungo termine che tale sistema crea per gli investitori. Il meccanismo del *feed-in* conferisce certezza agli investitori e può essere integrato con maggiore facilità da altri schemi, come finanziamenti in conto capitale e riduzioni fiscali. I Paesi che hanno segnato i risultati più brillanti nella crescita delle rinnovabili negli ultimi anni, Danimarca, Germania e Spagna, hanno applicato meccanismi di *feed-in*. Occorre, però, sottolineare che, al di là del meccanismo e delle sue difficoltà di applicazione, i fattori di successo in questi Paesi sono stati anche la stabilità nel tempo delle politiche e un'oggettiva capacità delle amministrazioni pubbliche, spesso locali, nel garantire la funzionalità delle politiche di sostegno. La stabilità, in particolare, risulta essere l'elemento centrale. In altri termini, il successo tedesco si sarebbe avuto anche con il sistema dei certificati verdi.

Il meccanismo dei certificati verdi, inseritosi dopo il 2000 su sistemi dove era presente il *feed-in*, è stato sempre un profondo cambiamento che ha necessitato di tempo per essere attivato e che ha portato ad un rallentamento nella realizzazione di nuovi progetti.

Sotto il profilo teorico rimangono immutati i fattori a favore dei certificati verdi. Il meccanismo, che poggia su una quota di FER sul totale della produzione elettrica o dei consumi,

dovrebbe essere più semplice da applicarsi, permettendo, peraltro, il raggiungimento di obiettivi generali di politica energetica. Fissando la quota sul totale da parte dell'autorità, spetta poi al mercato e all'industria trovare il modo per raggiungere l'obiettivo.

Il meccanismo *feed-in*, essendo una tipica tariffa, ha sempre il problema di stimare i costi di produzione delle diverse tecnologie, aspetto che, come in tutte le tecnologie, è spesso soggettivo e incerto. I costi legati all'assistenza burocratica nell'elargire la tariffa *feed-in* sono più alti rispetto al certificato verde. Il prezzo dei certificati verdi, dovrebbe in teoria riflettere la tendenza decrescente dei costi delle varie tecnologie, almeno a parità di quota richiesta da FER. Il sistema dei certificati verdi poggia sempre su principi di mercato, a cui si ispira la politica energetica europea, un po' meno quella dei singoli Stati. La convergenza verso politiche omogenee in Europa, come richiesto dalla Direttiva 77/2001/CE, lasciava intendere anni fa che l'orientamento sarebbe stato quello dei certificati verdi da scambiarsi all'interno di un grande mercato europeo, a fianco del mercato dei permessi di emissione di CO₂, faticosamente partito nel 2005, o a quello da venire dei titoli di efficienza energetica.

La leadership sulle rinnovabili della Germania, e in parte della Spagna, dove si è consolidata l'alta efficacia del meccanismo *feed-in*, finisce per influire anche sull'approccio sulla questione da parte della Commissione europea, inizialmente nettamente orientata sul meccanismo dei certificati, ora più attenta all'efficacia dello strumento.

Constatata la sensibilità dei consumatori finali di elettricità alla questione delle FER, in futuro si farà maggiore affidamento su forme volontarie di incentivazione. Ciò avviene già oggi attraverso il riconoscimento sul prezzo di vendita di un premio a quei produttori che garantiscono la provenienza di parte della loro elettricità da FER. Lo strumento più diffuso in Europa è quello del RECS (*Renewable Energy Certificate System*), sistema di autocertificazione europeo nato nel 1999. Si tratta di un sistema di certificazione finalizzato alla promozione e allo sviluppo del mercato volontario dell'energia prodotta da fonti rinnovabili. I relativi certificati RECS sono dei titoli che attestano la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile per una taglia minima pari a 1MWh. Essi hanno validità transfrontaliera in grado di superare le barriere rappresentate dai sistemi elettrici nazionali e di sensibilizzare i consumatori verso scelte più consapevoli della propria fornitura di energia elettrica. Il sistema, diventato operativo nel 2003, è attualmente presente in 16 Paesi europei, ovvero negli Stati dell'Unione Europea a 15 membri, esclusa la Grecia e il Regno Unito, cui si devono aggiungere Norvegia, Svizzera e Slovenia.

L'obiettivo è quello di attivare transazioni su una piattaforma europea. Il ciclo di vita del certificato EECS⁵ si articola in tre fasi: emissione, trasferimento ed annullamento. I certificati RECS sono emessi in formato elettronico a fronte dell'energia elettrica prodotta da impianti registrati nel sistema RECS- EECS. I certificati possono essere trasferiti da un conto all'altro nel Paese di origine o in altri territori ("*Domain*") della rete EECS europea. I titoli rilasciati sono utilizzati dagli operatori quali strumenti idonei per ottenere l'attribuzione di *labels* che consentono al cliente finale di dare prova dell'avvenuto consumo di energia rinnovabile e, quindi, della sua sensibilità alle tematiche ambientali.

In Italia, possono accedere al circuito RECS tutti gli impianti che producono energia rinnovabile, secondo le disposizioni della direttiva comunitaria 2001/77/CE, e che non siano

⁵ Il sistema europeo di certificazione energetica EECS ("European Energy Certification System").

ammessi a beneficiare del regime dei certificati verdi istituito con il decreto legislativo 79/99. Quindi rispetto alla normativa italiana relativa ai Certificati Verdi, i RECS risultano essere complementari in quanto rappresentano una forma alternativa di incentivazione per quegli impianti a fonte rinnovabile esclusi da detto decreto, in quanto entrati in esercizio prima del 1 aprile 1999. Ad oltre tre anni dall'avvio del sistema, queste forme di certificazione non possono essere equiparate alle più convenzionali modalità di incentivazione. Il valore economico di questo tipo di iniziative può essere visto, infatti, più come una forma alternativa di comunicazione esterna delle aziende che un vero e proprio impulso alla realizzazione di nuova generazione.

1.3. IL PROBLEMA DELLE RETI

Il problema delle reti per le FER si manifesta sotto due aspetti distinti: il primo riguarda le disfunzioni create dalla produzione elettrica da FER, il secondo gli ostacoli alle FER creati dai ritardi di allacciamento dei potenziali impianti. Sotto il primo aspetto, la questione riguarda soprattutto l'eolico che, con una potenza che ha superato i 40 GW in Europa, comincia a pesare sulle reti con le sue caratteristiche di imprevedibilità e di esigenza di servizi ancillari. L'intermittenza della generazione eolica rende necessaria potenza di riserva, per garantire stabilità delle reti, dell'ordine del 20% della potenza eolica installata. In Germania, il Paese che sta conoscendo la crescita più sostenuta al mondo, al 2015 si stima una potenza installata di 36 GW di eolico, che necessiterà di una potenza di riserva calda dell'ordine di 7 GW.

Per quanto riguarda l'allacciamento, spesso i parchi eolici si trovano in aree distanti dalle reti di trasmissione e quando necessitano di nuove linee si aggravano i problemi autorizzativi. Per gli impianti di più piccole dimensioni, in particolare per il fotovoltaico, le reti sono state realizzate in passato per distribuire elettricità alle piccole utenze finali e non per ricevere elettricità da veicolare a monte. In termini tecnici, le reti attualmente a disposizione sono del tipo passivo e necessiterebbero di ulteriori potenziamenti per divenire più attive. Proprio la rigidità delle reti di distribuzione e trasporto dell'energia elettrica, e le difficoltà al loro potenziamento, rendono più interessante la soluzione della micro-generazione, o micro-cogenerazione, diffusa. Gli impianti per lo sfruttamento delle FER hanno tendenzialmente dimensione contenuta, in particolare per il fotovoltaico, che meglio si addice alle produzioni presso le utenze finali, in particolare quelle di piccola dimensione. Un ulteriore vantaggio sotto questo aspetto giungerebbe dal fatto che i più alti costi di generazione delle FER, o almeno di alcune di esse, si andrebbero a confrontare con i prezzi pagati dai consumatori finali che sono più alti dei costi di generazione a monte, dovendo includere anche i costi di trasporto, trasmissione e distribuzione.

Rimane il fatto che i ritardi e le difficoltà di allacciamento alle reti sono uno dei principali ostacoli al maggiore sfruttamento delle FER, in particolare in quei Paesi, come l'Italia, dove da una parte le risorse sono più distanti dai centri di consumo e, dall'altra, dove i processi autorizzativi sono più lunghi e complessi.

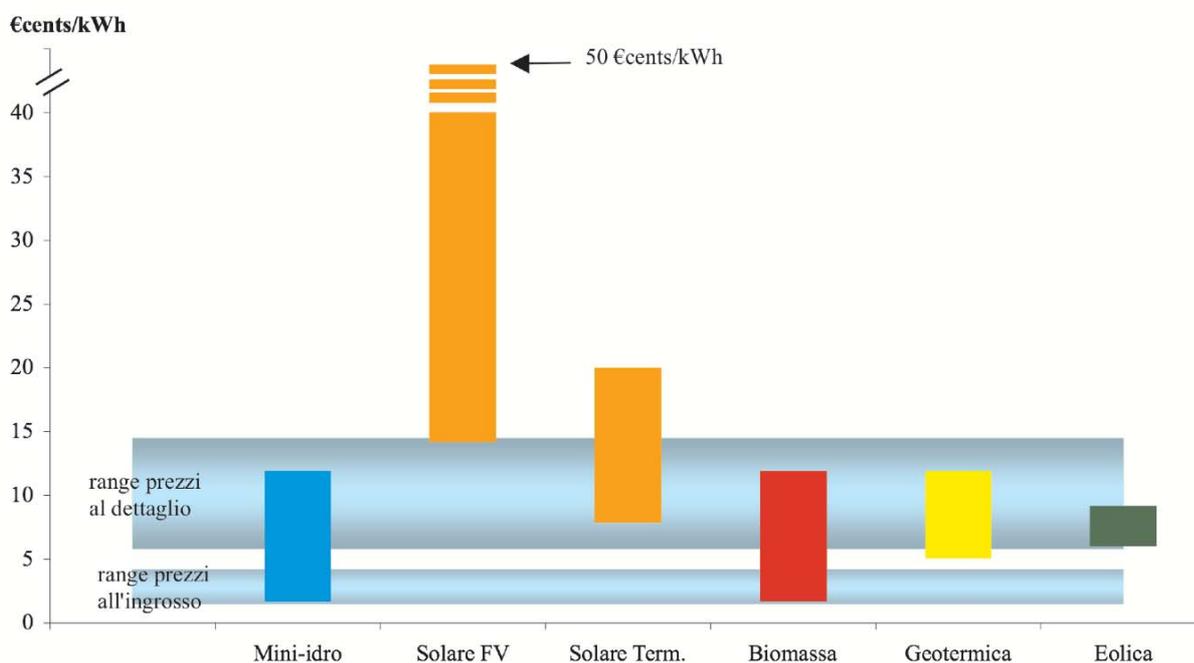
1.4. I COSTI DELLE RINNOVABILI

Ogni studio che si occupi delle FER non può prescindere da una riflessione sui costi di produzione e sui costi per l'intera collettività del sostegno elargito, in termini di incentivi, alle varie tecnologie. I costi delle FER hanno continuato negli ultimi anni sul trend di discesa in corso

dall'inizio degli anni '80. Il calo maggiore è stato segnato dall'eolico, con costi di generazione che, oggi compresi fra i 6 e i 9 €cents/kWh, sono allineati a quelli delle moderne centrali a gas o di quelli delle centrali a carbone. Si tratta di costi, tuttavia, che non scontano il fatto che le fonti rinnovabili comportano problemi alle reti e che il loro apporto, nell'attuale configurazione dei sistemi energetici, non può che essere parziale, seppur in aumento, alla copertura della domanda elettrica complessiva.

Il crollo dei costi dell'eolico è andato oltre alle attese di qualche anno fa e, non a caso, è questa la fonte che fa segnare la crescita più sostenuta. Relativamente più alti rimangono i costi delle altre fonti, in particolare quelli del fotovoltaico, tecnologia questa che più delle altre può essere installata presso le utenze finali e competere direttamente con le tariffe al consumo, che sono più alte dei costi di generazione da fonti convenzionali. Il forte aumento dei prezzi del petrolio a partire dal 2000, da valori sotto i 30 dollari/barile ai 64 del 2006, ha portato verso l'alto tutti i costi di generazione da fonti fossili tradizionali, accorciando ulteriormente il distacco con le FER. Gli alti prezzi del petrolio sono destinati probabilmente a perdurare, mentre in Europa, l'avvio del mercato dei permessi di emissione di CO₂, ha aggiunto alla produzione elettrica da fonti fossili ulteriori costi. Miglioramenti tecnologici per lo sfruttamento delle FER, aumento dei prezzi delle fonti tradizionali, hanno di fatto attenuato, se non eliminato, quella che un tempo era la principale penalizzazione delle FER, ovvero gli alti costi di generazione.

Fig. 1.5 – Competitività di costo delle rinnovabili (€cents/kWh)



Fonte: IEA, Renewables in Global Energy Supply, 2007

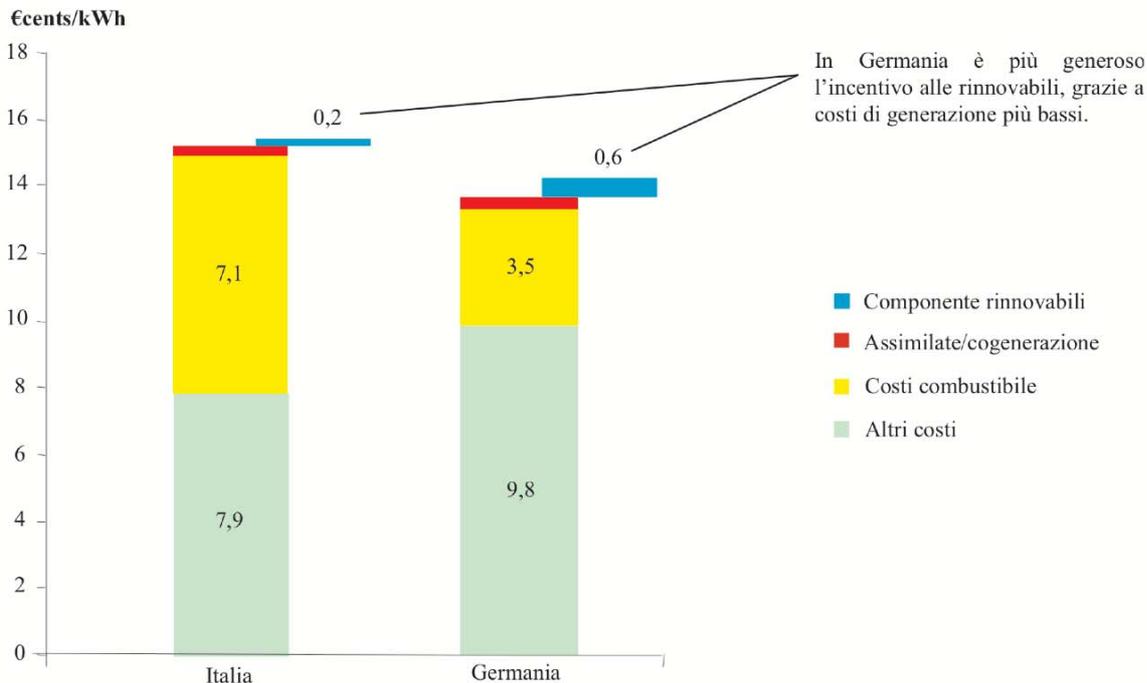
I programmi di incentivazione che da tempo sono stati avviati in Europa per il sostegno delle fonti rinnovabili, si traducono in un costo addizionale, fatto gravare sulla collettività, direttamente nel caso di meccanismi a tariffa *feed-in*, o indirettamente con il sistema dei certificati verdi. I prezzi

dei certificati verdi pagati dai produttori che devono rispettare le quote imposte, vengono poi scaricati a valle sui prezzi di vendita all'ingrosso dell'elettricità. Nel caso in cui i mercati all'ingrosso dell'elettricità siano caratterizzati da bassa efficienza e da scarsa competizione, può verificarsi che questi costi addizionali vengano usati come pretesto per aumentare ulteriormente i prezzi dell'elettricità. Ciò è accaduto in maniera diffusa in Europa fra fine 2005 e inizio 2006 per i permessi di emissione di CO₂, strumento simile nella logica ai certificati verdi, il cui prezzo è stato scaricato sui prezzi finali sulle quotazioni marginali poi valide per tutto il mercato. Allo stesso modo è possibile che ciò sia accaduto in Italia, i cui prezzi in borsa sono molto più alti, per i certificati verdi. Queste ultime argomentazioni evidenziano che in caso di inefficienza dei mercati elettrici all'ingrosso, il sistema dei certificati verdi può creare ulteriori difficoltà.

Nell'UE-15 la produzione elettrica da FER incentivate può essere stimata in 110 TWh nel 2005, volume per il quale è possibile stimare un incentivo medio, nel 2005, di 9 €cents/kWh (stima per eccesso), con un costo annuale complessivo di 10 miliardi € che sono stati scaricati sulla collettività. Si tratta di un valore alto in assoluto, ma che spalmato sui 2.550 TWh consumati, risulta in un costo unitario inferiore per kWh di 0,4 €cents. Rispetto ad una tariffa media di circa 10 centesimi, risulta in un maggiore onere del 4% sui prezzi finali dell'elettricità. Per il 2006, è probabile che tale costo sia cresciuto ulteriormente a 11 miliardi €, per effetto dei maggiori volumi da FER prodotti. Occorre ricordare che nel 2006, anno particolarmente brillante, i profitti delle prime quattro società elettriche dell'Europa continentale hanno superato i 24 miliardi di €, il che è indicativo di margini sul prezzo medio di vendita del kWh dell'ordine del 15%. In altri termini l'incentivazione alle FER pesa sui consumatori finali per un importo dell'ordine del 4% dei prezzi finali, valore che sembra facilmente sostenibile, viste la crescita della domanda e la sensibilità sull'argomento dimostrata attraverso le forme di incentivazione volontaria.

Circa i costi delle politiche di sostegno, nel caso della Germania, il Paese leader nelle rinnovabili, occorre sottolineare che gli alti incentivi elargiti, in maniera molto efficiente, sono stimati avere un'incidenza relativamente alta sulla tariffa media, ma questa rimane molto bassa grazie ai costi di generazione contenuti. In altri termini la Germania riesce a sostenere in maniera massiccia le rinnovabili in quanto le tariffe, almeno rispetto all'Italia, sono più basse grazie alla produzione di elettricità da carbone, con una produzione pari al 55% del totale, e da nucleare, pari al 23% del totale.

Fig. 1.6 – Tariffe elettriche residenziali a confronto: Italia e Germania



Note metodologica: prezzi al netto delle tasse al 1 luglio 2006, per consumi di 3.500 kWh/anno.

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Ministero dell’Ambiente tedesco ed AEEG.

1.5. POLITICA ENERGETICA EUROPEA E POLITICHE PER LE FER

Nel processo di convergenza dei Paesi europei nel quadro dell’Unione Europea (UE), il tema delle politiche energetiche ha da sempre fatto caso a sé rappresentando uno dei campi con le maggiori divergenze, nonostante il processo di integrazione fosse iniziato negli anni ’50 proprio con due importanti trattati in campo energetico: il CECA (Comunità Europea del Carbone e dell’Acciaio) del 1951 e l’Euratom (Comunità Europea dell’Energia Atomica) del 1957, parte integrante questo del Trattato di Roma. Nei decenni successivi, con l’ascesa del petrolio a fonte energetica per eccellenza, viene meno la possibilità di politiche comunitarie energetiche. Questo per effetto degli stretti legami che si instaurarono fra economia del petrolio e politica, nati per diversi fattori:

- la struttura oligopolistica del mercato petrolifero, saldamente controllata da poche grandi multinazionali;
- l’alta concentrazione delle risorse in zone circoscritte che, a differenza del carbone e dell’uranio, erano al di fuori del controllo dei Paesi europei;
- l’importanza che il petrolio ricopriva in campo militare;
- l’intreccio di rapporti bilaterali fra i singoli Paesi europei e quelli produttori.

La regolazione in campo energetico quindi si sviluppò come un tema di competenza nazionale, più che comunitaria, subordinato alla presenza di grandi monopolisti pubblici.

Nell'impossibilità di poter definire a livello comunitario delle politiche energetiche in senso stretto, l'intervento dell'UE in materia energetica ha finito per dispiegarsi, a piccoli passi, attraverso due strumenti principali:

- le politiche economiche di libero mercato;
- le politiche ambientali.

Dalle prime sono derivati tutti i processi di privatizzazione e liberalizzazione, in particolare con le due Direttive elettrica e gas rispettivamente del 1996 e del 1998⁶: esse hanno profondamente cambiato la struttura dei mercati energetici nazionali, aprendoli alla concorrenza e determinando un radicale cambiamento nei modelli di *governance* delle imprese che vi operano. Le seconde, invece, da una parte hanno accelerato la spinta dei singoli Paesi, già in atto, a favore delle fonti rinnovabili, e dall'altra, hanno rappresentato un forte fattore di controllo della domanda, sia a livello industriale che privato, per effetto dei limiti/requisiti imposti in termini di efficienza e risparmio energetico, qualità dei carburanti, limiti alle emissioni prima di gas inquinanti e poi di gas serra. L'adozione del protocollo di Kyoto nel 1998 a livello comunitario è diventato il fulcro di queste politiche.

⁶ Direttiva 1996/92/CE, Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica; Direttiva 1998/30/CE Norme comuni per il mercato interno del gas.

Tab. 1.1 – Politiche Energetiche dell’Unione Europea

Data	Riferimento	Titolo
20-dic-68	Direttiva 1968/414/CEE	Obbligo per gli Stati Membri della CEE di mantenere un livello minimo di scorte di petrolio greggio e/o di prodotti petroliferi
24-lug-73	Direttiva 1973/238/CEE	Misure destinate ad attenuare le conseguenze delle difficoltà di approvvigionamento di petrolio greggio e di prodotti petroliferi
24-nov-75	Direttiva 1975/716/CEE	ravvicinamento delle legislazioni degli Stati membri relative al tenore di zolfo di taluni combustibili liquidi
7-nov-77	Decisione del Consiglio 1977/706/CEE	Obiettivo comunitario di riduzione del consumo di energia primaria in caso di difficoltà di approvvigionamento di petrolio greggio e di prodotti petroliferi
21-apr-83	Raccomandazione del Consiglio 1983/230/CEE	Metodi per fissare i prezzi e le tariffe del gas naturale nella Comunità
30-mar-87	Direttiva 1987/219/CEE	Contenuto di zolfo nei combustibili liquidi
21-lug-87	Direttiva 1987/416/CEE	Messa al bando della benzina normale con piombo
29-giu-90	Direttiva 1990/377/CEE	Procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica
29-ott-90	Direttiva 1990/547/CEE	Transito di energia elettrica sulle grandi reti
31-mag-91	Direttiva 1991/296/CEE	Transito di gas naturale sulle grandi reti
7-feb-92	Trattato sull'Unione Europea - art. 3	Misure comuni in materia di energia
19-ott-92	Direttiva 1992/81/CEE	Armonizzazione degli schemi di tassazione sugli oli minerali
23-mar-93	Direttiva 1993/12/CEE	Contenuto di zolfo nei combustibili liquidi
30-mag-94	Direttiva 1994/22/CE	Condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi
20-dic-94	Direttiva 1994/63/CE	Controllo delle emissioni di composti organici volatili (COV) derivanti dal deposito della benzina e dalla sua distribuzione dai terminali alle stazioni di servizio
23-feb-95	Libro Verde COM(1994) 659	Per una politica energetica dell'Unione Europea
19-dic-96	Direttiva 1996/92/CE	Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica
26 nov 1997	Libro bianco COM(1997) 5 99 def.	“Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili”.
22-giu-98	Direttiva 1998/30/CE	Norme comuni per il mercato interno del gas
29-nov-00	Libro Verde COM(2000) 769	Verso una nuova strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico
27-set-01	Direttiva 2001/77/CE	Promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità
8-mag-03	Direttiva 2003/30/CE	Promozione dell'uso dei biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili nei trasporti
26-giu-03	Direttiva 2003/54/CE	Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica
26-giu-03	Direttiva 2003/55/CE	Norme comuni per il mercato interno del gas naturale
26-giu-03	Regolamento 1228/2003	Condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica
13-ott-03	Direttiva 2003/87/CE	Sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra

Data	Riferimento	Titolo
27-ott-03	Direttiva 2003/96/CE	Quadro comunitario per l'imposizione dei prodotti energetici
11-feb-04	Direttiva 2004/08/CE	Promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia elettrica
26-apr-04	Direttiva 2004/67/CE	Misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale
29-apr-04	Direttiva 2004/74/CE	Modifica della 2003/96/ce per quanto riguarda la possibilità che alcuni Stati membri applichino ai prodotti energetici e all'elettricità esenzioni o riduzioni temporanee dei livelli di tassazione
18-gen-05	Direttiva 2005/89/CE	Misure per la sicurezza dell'approvvigionamento di elettricità e per gli investimenti nelle infrastrutture
22-giu-2005	Libro verde COM (2005) 265 def	Fare più con meno: libro verde sull'efficienza energetica
6-lug-05	Direttiva 2005/32/CE	Istituzione di un quadro per l'elaborazione di specifiche per la progettazione ecocompatibile dei prodotti che consumano energia e recante modifica della direttiva 92/42/CEE del Consiglio e delle direttive 96/57/CE e 2000/55/CE
8-mar-06	Libro Verde COM(2006) 105 def.	Una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura
24-lug-06	Direttiva 2006/67/CE	Obbligo per gli Stati membri di mantenere un livello minimo di scorte di petrolio greggio e/o di prodotti petroliferi
20-nov-06	Direttiva 2006/117/Euratom	Sorveglianza e al controllo delle spedizioni di rifiuti radioattivi e di combustibile nucleare esaurito
10-gen-07	Comunicazione della Commissione COM(2007) 001	Una politica energetica per l'Europa

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

L'evoluzione delle politiche UE concernenti il settore energetico (tab 1.1) ha avuto un andamento poco coerente e poco omogeneo. Tale frammentarietà è stata poi ulteriormente aggravata dall'eterogeneo recepimento (nei tempi e nelle modalità) delle Direttive europee da parte dei singoli Stati membri.

Fin dagli anni '80, uno dei punti più qualificanti della politica energetica europea riguarda la promozione delle FER. Nel 1986 il Consiglio europeo⁷ aveva posto fra i suoi obiettivi energetici quello del loro aumento e negli anni successivi seguirono diversi programmi ed iniziative per lo più di carattere tecnologico. Negli anni '90, l'impegno europeo sulla riduzione delle emissioni di CO₂, successivo alla Conferenza di Rio del 1992, diede all'argomento nuovo impulso. Nel libro bianco "Una politica energetica per l'Unione europea"⁸ del 1995 furono definiti i tre obiettivi fondamentali, riproposti con regolarità negli anni successivi: competitività, sicurezza, protezione dell'ambiente. Per il loro raggiungimento, lo sviluppo delle FER divenne essenziale e il primo passo fu la presentazione, il 20 novembre 1996, del libro verde "Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili"⁹. Il dibattito successivo portò alla stesura del Libro Bianco e alla sua adozione nel novembre del 1997¹⁰. In quel primo documento, la Commissione indicava come "obiettivo ambizioso, ma realistico", un 12% al 2010 di contributo delle FER alla copertura del consumo interno lordo di energia, contro un valore per il 1995, allora ultimo anno disponibile, del 6%.

⁷ GU C 241 del 25.9.1986, pag. 1.

⁸ COM(95) 682 del 13.12.1995, "Una politica energetica per l'Unione europea".

⁹ COM(96) 576 del 20.11.1996, "Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili".

¹⁰ COM(97) 599 del 26.11.1997, "Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili".

Lo scorso gennaio 2007 la Commissione ha presentato la nuova strategia in campo energetico¹¹, ribadendo quegli obiettivi di competitività, sostenibilità e sicurezza, già definiti nel 1995, da raggiungersi anche con un rinnovato e forte impegno sulle FER. Per queste, l'obiettivo al 2020 è stato innalzato al 20%, contro il precedente 12% per il 2010. Il Consiglio europeo del 9 marzo 2007 ha adottato la proposta della Commissione rendendo vincolante, per l'intera UE-27, l'obiettivo complessivo, indicando altresì la necessità di tenere conto, a livello di singolo Paese, delle diverse condizioni di partenza.

Al piano di sviluppo delle FER viene attribuita una valenza centrale per il futuro dell'UE su più fronti:

- quello ambientale, per effetto dei benefici che ne deriverebbero in termini di emissioni di CO₂;
- quello economico, in relazione alle forti possibilità di sviluppo industriale del settore nonché delle tecnologie legate al risparmio energetico, sia in termini di fatturato che di occupazione e con una forte propensione all'innovazione;
- infine quello strategico, inteso come la possibilità di poter diversificare gli approvvigionamenti energetici riducendo (seppur in misura ridotta) il ricorso a fonti fossili, alleviando così i rischi economici e politici dell'approvvigionamento energetico.

Come in passato, anche in base alla nuova strategia, le rinnovabili coinvolgono i seguenti ambiti:

- la produzione di energia elettrica;
- l'utilizzo dei biocombustibili;
- il riscaldamento ed il raffreddamento.

Per ognuno di questi settori ogni Stato dovrà fissare i propri obiettivi nazionali in modo da concorrere al raggiungimento di quello comunitario complessivo. Unica eccezione riguarda i biocombustibili impiegati nel settore dei trasporti, per i quali viene fissato un target al 2020 pari al 10% del consumo di carburanti fossili per trasporto. Questo perché, di fatto, essi rappresentano l'unica possibilità di ridurre la dipendenza dal petrolio del settore dei trasporti nel medio termine. Anche per il fatto che le rinnovabili sono impiegate soprattutto nella produzione elettrica, più veloci sono state le iniziative in questo settore, in particolare con l'approvazione della Direttiva 2001/77/CE¹² che stabilisce, per la prima volta, obiettivi indicativi nazionali di produzione di elettricità al 2010 da FER¹³.

1.6. OBIETTIVI AMBIZIOSI, MA ANCORA LONTANI

Il Libro Bianco del 1997 indicava per la prima volta il target del 12% al 2010 di contributo delle FER alla copertura del consumo totale di energia, contro un 6% del 1995. I dati effettivi

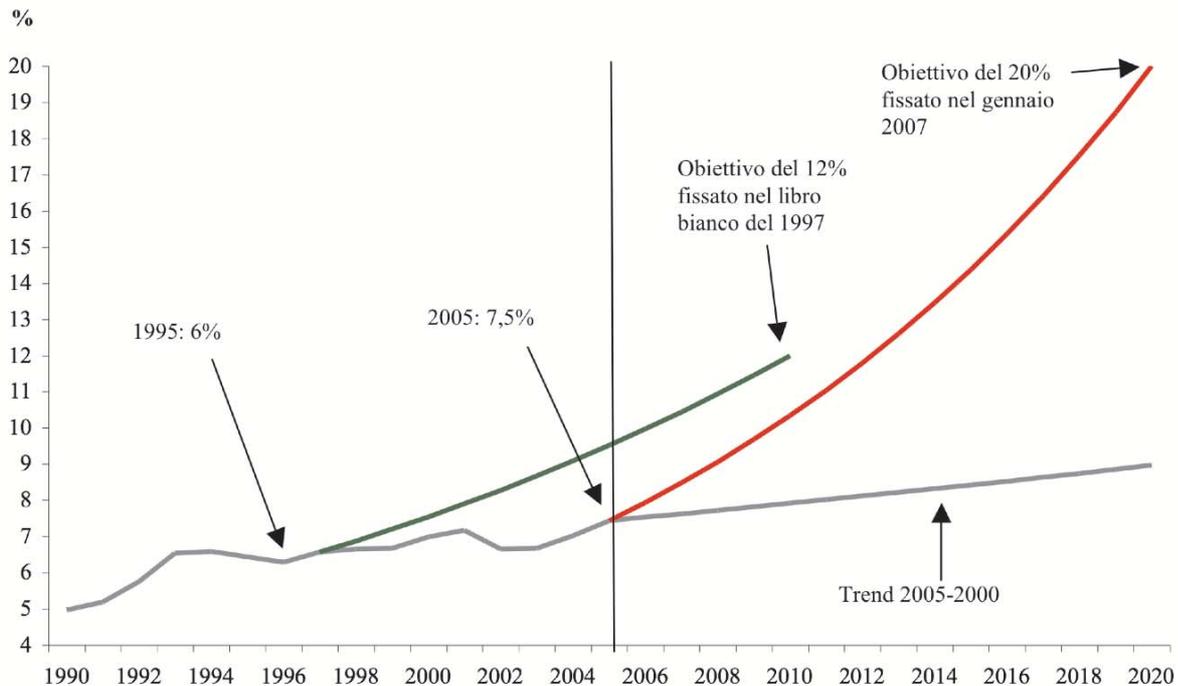
¹¹ COM(07) 1def. del 10.1.2007, "Una politica energetica per l'Europa".

¹² 27.10.2001 IT Gazzetta ufficiale delle Comunità europee L 283/33, DIRETTIVA 2001/77/CE del 27 settembre 2001 sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità. L'Italia ha recepito la Direttiva con il Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 (Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità), Gazzetta Ufficiale n. 25 del 31 gennaio 2004.

¹³ La percentuale è calcolata come rapporto fra produzione lorda da fonti rinnovabili e consumo lordo di elettricità.

indicano una quota per il 2005 del 7,5% per l'UE-15 che scende al 6,7% per UE-27. L'obiettivo, che veniva riconosciuto essere ambizioso, ma realistico, è oggi ancora molto lontano.

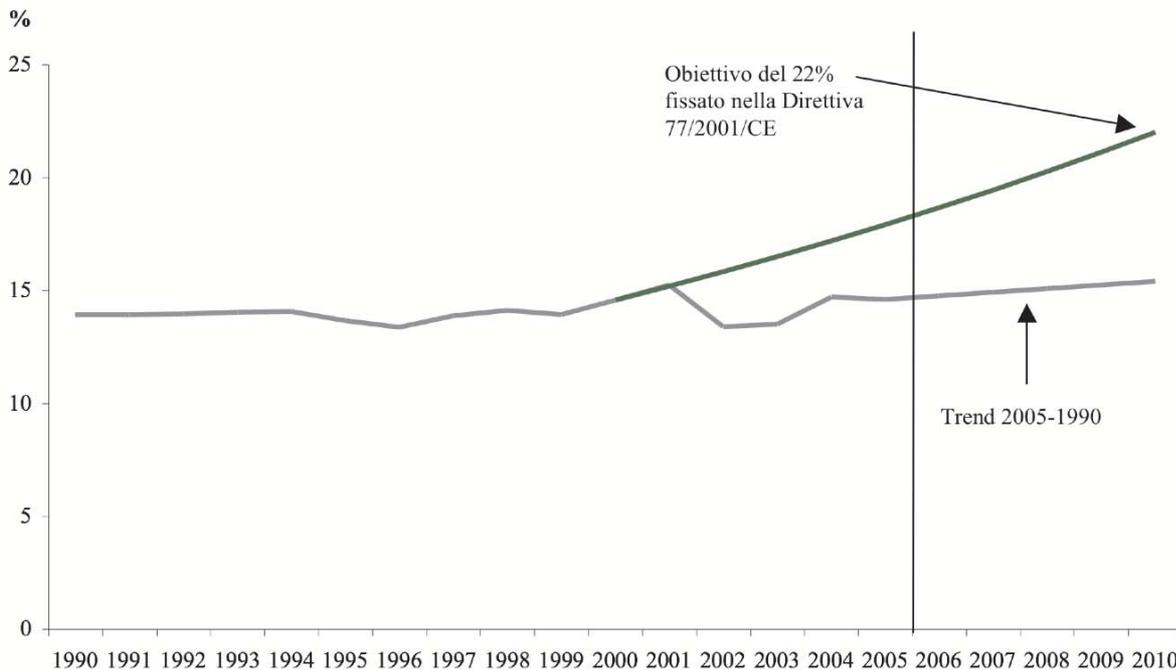
Fig. 1.7 – UE-15 Incidenza delle FER sul consumo interno lordo e target al 2010 e 2020



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

Per quanto riguarda il ruolo delle FER nella produzione elettrica la Direttiva 77/2001/CE ha fissato un target complessivo di 22% per l'UE-15, diventato 21% per l'UE-25. Tale obiettivo si confrontava con un consuntivo nel 1997 di 13,9%, valore che ha raggiunto nel 2005 il 14,6% per l'UE-15. La soglia del 22% rimane ancora lontana e difficilmente raggiungibile, essendo del resto stato chiaro fin dall'inizio che si trattava di obiettivi molto ambiziosi. Anche per questa ragione la stessa direttiva ribadiva che si trattava di obiettivi indicativi e non vincolanti, riconfermando anche, però, che il 12% dell'apporto complessivo delle FER al bilancio complessivo era comunque raggiungibile e realistico.

Fig. 1.8 – UE-15 Incidenza delle FER sul consumo interno lordo e target al 2010



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

Il distacco dell'effettivo andamento della produzione da rinnovabili, rispetto ai target dichiarati negli anni passati, fa ritenere che gli obiettivi non fossero così realistici come invece indicava la commissione. La questione va posta sottolineando che lo sviluppo delle FER necessita non solo del supporto economico, attraverso l'incentivo, ma anche di una serie di politiche di contorno a sostegno. Queste sono: politiche territoriali volte a favorire l'accettabilità e le autorizzazioni a livello locale, lo sviluppo di reti adeguate per gli allacciamenti dei numerosi piccoli impianti, stabilità delle regole nel lungo periodo, l'integrazione con filiere industriali nazionali capaci di innovazione tecnologica con riduzioni dei costi. Senza queste politiche, gli obiettivi comunitari diventano certamente irrealistici, anche in presenza di incentivi economici molto alti. In futuro, la continua crescita delle FER, verso nuovi obiettivi ambiziosi, dovrà far perno anche su nuove politiche volte anche a cambiare radicalmente il modo con cui l'energia attualmente viene prodotta, distribuita e consumata. Sotto questo aspetto assume rilevanza tutta la strategia a favore del risparmio energetico e della cogenerazione di piccola taglia diffusa. Le FER, quelle di nuova generazione come l'eolico o il fotovoltaico, producono energia elettrica da impianti che spesso sono di piccola dimensione e che, nella loro polverizzazione, meglio si adattano ad una diffusione capillare presso i consumatori finali, anche di piccola dimensione. Il fotovoltaico integrato con l'architettura, l'eolico di piccola taglia, geotermia a bassa entalpia, caldaie piccole a biomasse, sono tutte soluzioni di grande potenzialità che permetterebbero la generazione di elettricità, spesso con cogenerazione di calore, presso le utenze finali.

A meno di 4 anni dalla scadenza, è possibile concludere che l'obiettivo del 22% della Direttiva 77/2001/CE difficilmente verrà raggiunto, per le seguenti ragioni:

- la vicinanza della scadenza impedisce di attuare politiche di lungo termine di cui di solito necessitano le fonti rinnovabili;
- la domanda di elettricità aumenta, seppur lentamente; ciò implica che nel 2010 la produzione da rinnovabili dovrebbe crescere, per raggiungere l'obiettivo del 22%, di circa 200 TWh, quando nei precedenti 10 anni, con enormi difficoltà, è aumentata di 140 TWh;
- se da una parte i costi continuano a scendere, favorendo le rinnovabili, d'altra parte le potenzialità di sfruttamento di alcuni importanti Paesi si vanno esaurendo, in particolare per l'eolico su terra.

1.7. RICERCA E SVILUPPO

Essendo tecnologie di avanguardia, quelle che sfruttano le FER necessitano sempre di ricerca scientifica per ridurre i costi di impianto e migliorarne le prestazioni. Dalla fine degli anni '70, quando furono attivate le prime politiche energetiche, il sostegno alla ricerca e sviluppo è diventata attività centrale, con particolare attenzione alle attività relative alle FER. L'andamento della spesa per ricerca nei vari Paesi dell'UE riflette anche il successo avuto dalle rispettive industrie, in particolare per il caso tedesco. Relativamente deludente è il caso italiano che, nonostante abbondanti finanziamenti, non ha ottenuto negli ultimi anni un'espansione delle FER simile a quella tedesca. Le innovazioni tecnologiche sono necessarie tanto allo sviluppo ed alla diffusione delle nuove fonti rinnovabili, quanto al miglioramento degli standard di efficienza energetica ed ambientale. Nel primo caso, l'obiettivo primario è quello di incrementare la competitività e l'affidabilità di tecnologie come il fotovoltaico ed i parchi eolici off-shore, così come le tecnologie delle celle a combustibile e dell'idrogeno. Nel secondo, oltre ai miglioramenti legati all'efficienza energetica degli edifici, grande risalto viene dato allo sviluppo di tecnologie di sequestro e stoccaggio del carbonio nella produzione di energia elettrica da carbone e gas, e nella leadership tecnologica per quanto riguarda il nucleare incrementando la sicurezza nella gestione tanto dei processi quanto delle scorie.

Tab. 1.2 – UE-15 Spese di ricerca e sviluppo nelle rinnovabili (Mil.€)

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Austria	2,15	8,83	7,12	8,48	10,24	10,34	9,76	nd
Belgio	nd	4,15	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Danimarca	9,37	17,88	17,92	20,06	10,28	10,14	23,56	24,06
Finlandia	2,47	6,02	9,28	8,56	10,08	17,58	nd	nd
Francia	8,81	5,38	14,26	19,20	24,75	nd	nd	nd
Germania	nd	74,91	76,92	73,29	77,34	70,30	57,08	99,43
Grecia	4,94	3,68	2,09	3,09	3,62	nd	nd	nd
Irlanda	0,56	nd	nd	nd	0,62	1,59	2,92	2,42
Italia	53,36	46,58	25,58	42,22	56,36	53,31	52,15	49,50
Lussemburgo	nd	0,03	0,39	nd	nd	nd	nd	nd
Olanda	39,65	25,48	34,95	44,70	46,14	49,62	nd	nd
Portogallo	2,07	0,61	0,89	0,44	1,34	0,27	1,26	0,80
Regno Unito	32,68	17,04	7,28	9,86	16,46	17,67	29,34	53,52
Spagna	23,23	16,90	19,55	18,27	17,92	22,05	22,53	22,23
Svezia	16,90	12,68	25,48	27,49	25,75	21,05	34,35	12,27

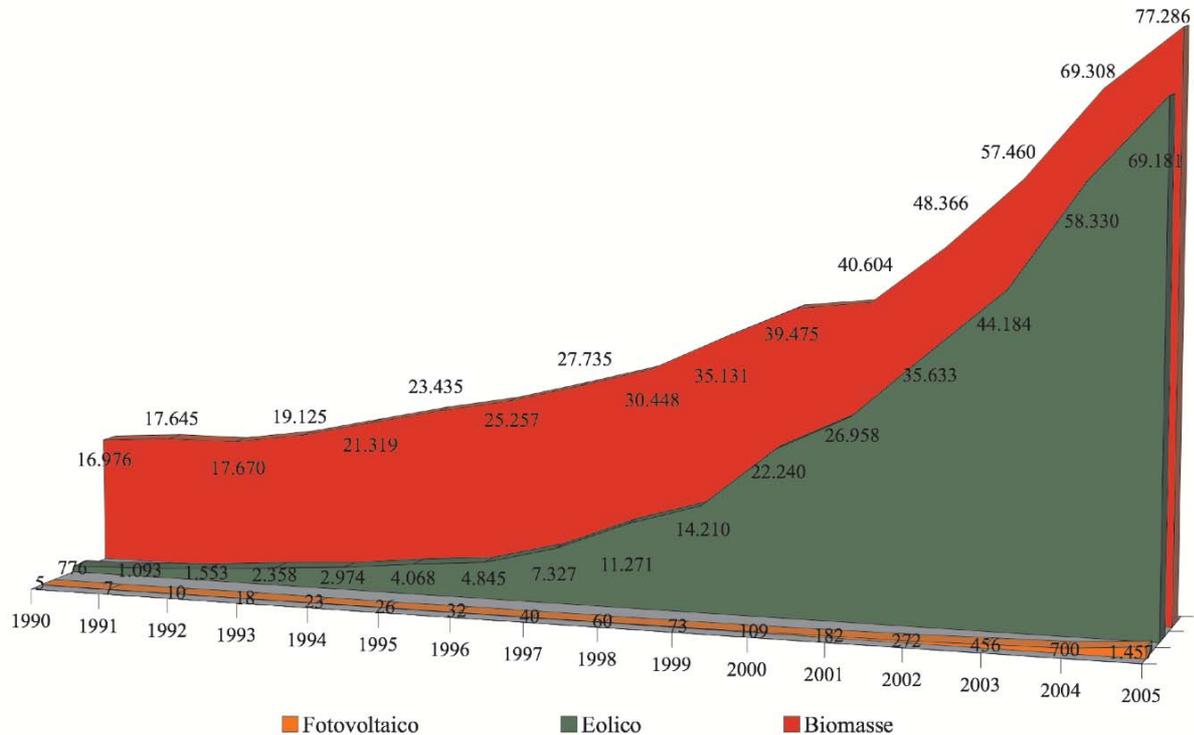
Fonte: Iea, RD&D Budgets 2006

Nella nuova strategia per l'energia dell'UE si punta ad un'industria energetica fiorente e sostenibile, spalleggiata da una forte propensione all'innovazione tecnologica verso il risparmio energetico e le tecnologie pulite. L'obiettivo è che l'Europa diventi motore dell'economia, generando prosperità, crescita ed occupazione.

1.8. ALCUNI IMPORTANTI SUCCESSI

Il fatto che gli obiettivi al 2010 siano lontani, non sminuisce il successo delle FER nuove, quelle diverse dal grande idroelettrico, con una crescita di oltre quattro volte in 10 anni a 220 TWh nel 2005. E' su queste fonti che si riscontrano i risultati migliori e su cui sono riposte le speranze per un maggior sfruttamento nel futuro.

Fig. 1.9 – UE-15 Produzione elettrica da nuove FER (idro e geo escluso) (GWh)



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

Il distacco dagli obiettivi della direttiva caratterizza la maggioranza dei Paesi membri, anche se con situazioni sostanzialmente diverse fra loro. Molti dipendono dall'andamento annuale delle precipitazioni atmosferiche che, nei diversi anni, possono condizionare sensibilmente la produzione complessiva da FER, essendo il grande idroelettrico spesso di gran lunga la singola fonte principale. Tuttavia, alcuni Paesi si distinguono per un balzo nella produzione da FER e per un sensibile avvicinamento al target della Direttiva 77/2001/CE. Nel caso della Germania l'obiettivo (12,5%) è prossimo ad essere raggiunto, avendo più che raddoppiato la propria quota dal 4,5% del 1997 all'11,3% del 2005. Oltre alla Germania, in assoluto al primo posto, si evidenziano i casi virtuosi di Danimarca, Finlandia e Spagna, grazie allo sviluppo sia di eolico, che delle biomasse. Spagna e Germania sono divenuti esempi virtuosi per la rapidità della crescita dell'eolico e del fotovoltaico. Il successo danese dell'eolico è dovuto ad una politica di sostegno attivata fin dall'inizio degli anni '90 e sospesa nel 2001, per impianti su terra, estesasi recentemente a progetti *off-shore*. In Germania e Spagna, seppur con qualche modifica, le politiche di supporto sono rimaste invariate fin dall'inizio degli anni '90.

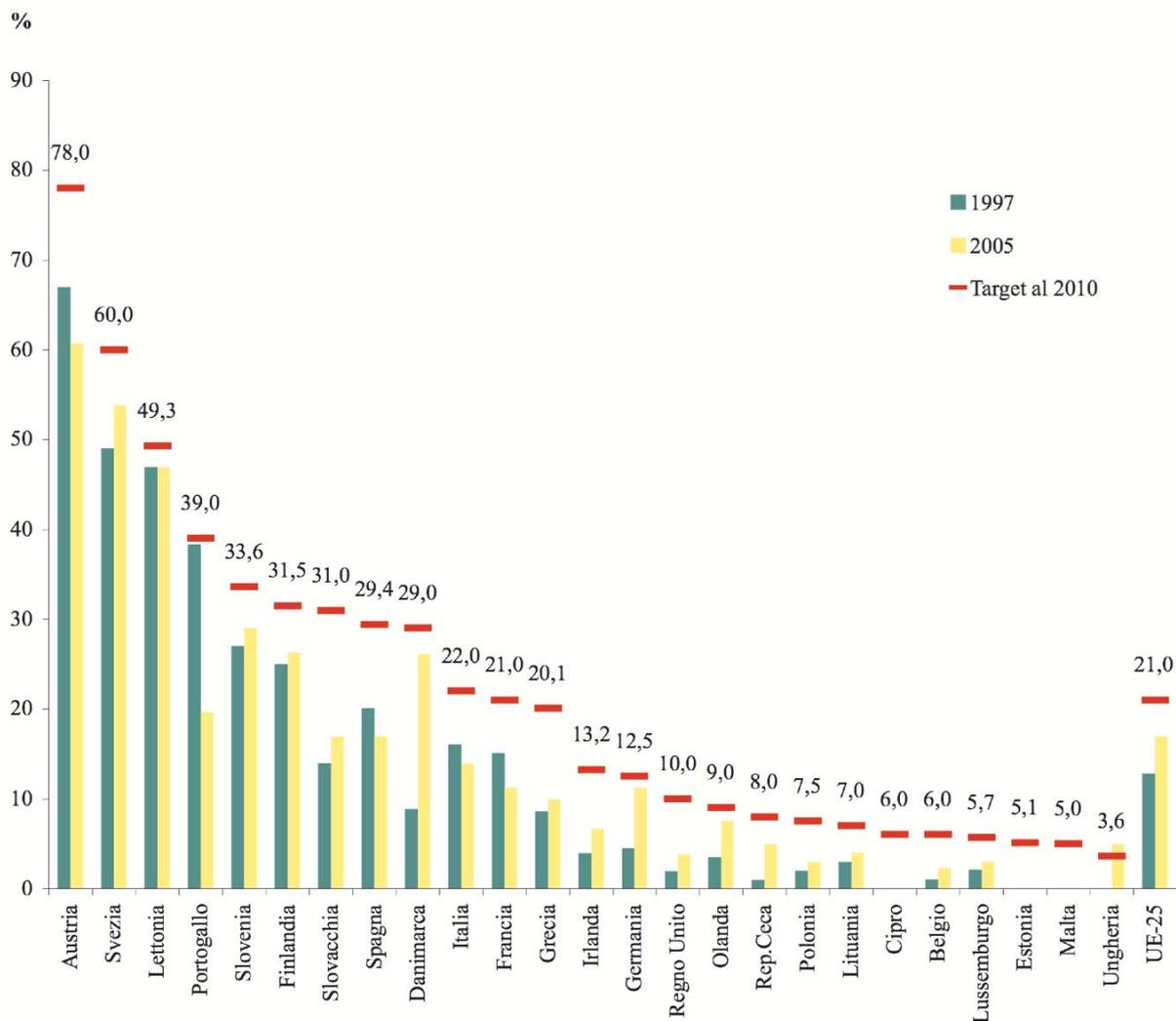
L'analisi dei casi nazionali e degli sviluppi delle singole tecnologie evidenzia che il successo nelle politiche di sostegno è condizionato dai seguenti sviluppi, elencati in ordine di importanza:

- stabilità nel lungo periodo delle politiche e dei meccanismi di incentivazione;
- processi autorizzativi relativamente semplici e veloci;

- presenza di industrie nazionali capaci di garantire un sistema di offerta con costi decrescenti, con grande propensione all'innovazione tecnologica;
- schemi di incentivazione a supporto economicamente convenienti con il contributo attivo anche del sistema finanziario privato.

Il fattore costo delle FER, spesso ritenuto il principale ostacolo ad un loro maggiore sviluppo, risulta in realtà essere uno degli impedimenti, ma non certo il principale.

Fig. 1.10 – UE-25 Quota produzione elettrica da FER sul consumo interno lordo e target 2010



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

Nella gran parte dei Paesi, la crescita è frenata da problematiche che accomunano tutti i Paesi e che possono essere elencate in ordine di importanza:

- barriere autorizzative, con casi estremi in Italia, Francia e Portogallo per l'eolico;

- difficoltà di accesso alle reti, o perché distanti o perché non adeguatamente potenziate per passare da reti passive a reti attive;
- ostacoli tecnologici, per le scarse potenzialità di sfruttamento naturale di alcune aree: il successo tedesco o danese non è replicabile in altre aree europee per assenza di simili condizioni naturali di alta ventosità.

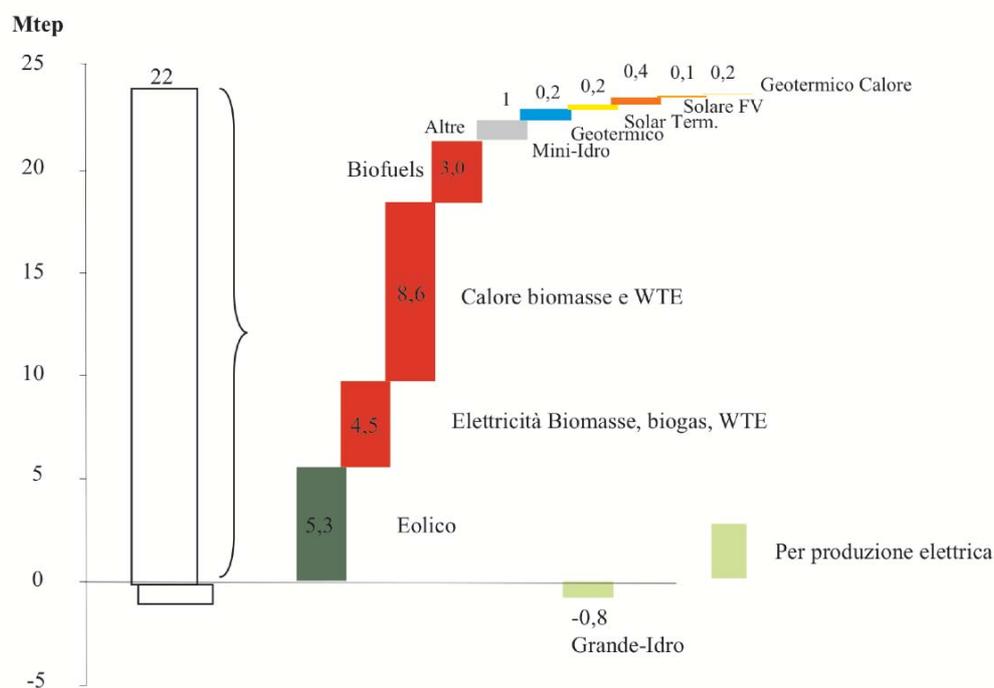
Tab. 1.3 – UE-25 Produzione di energia elettrica da FER

	1997		2000		2005		Var. 2005-1997	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Biomasse	28.835	1,05	39.486	1,34	81.474	2,59	52.639	13,9
Geotermica	3.956	---	4.785	---	6.614	---	2.658	6,6
Grande-idro	273.959	9,97	291.928	9,88	264.949	8,41	-9.010	-0,4
Mini-idro	37.179	1,35	40.845	1,38	39.107	1,24	1.928	0,6
Solare	41	0,00	111	0,00	1.457	0,05	1.416	56,3
Eolica	7.330	0,27	22.249	0,75	69.424	2,20	62.094	32,4
Totale FER – Elettricità	351.300	12,79	399.404	13,52	463.025	14,69	111.725	3,5
Consumo interno lordo di elettricità	2.746.486	100	2.953.436	100	3.151.790	100	405.304	1,7
	kTEP	%	kTEP	%	kTEP	%	kTEP	%
Totale FER – Elettricità (1)	30.212	1,9	34.349	2,1	39.820	2,3	9.608	3,5
Totale FER – Energia	102.214	6,3	111.441	6,7	124.178	7,1	21.964	2,5
Consumo interno lordo di energia	1.626.531	100	1.654.493	100	1.744.261	100	117.730	0,9

(1) La conversione dell'energia elettrica in tep è effettuata a 860 kcal invece che a 2.200 kcal.

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

Fig. 1.11 – UE-25 Crescita delle FER fra 1997 e 2005



Nota: produzione elettrica convertita a 860 kcal/kWh

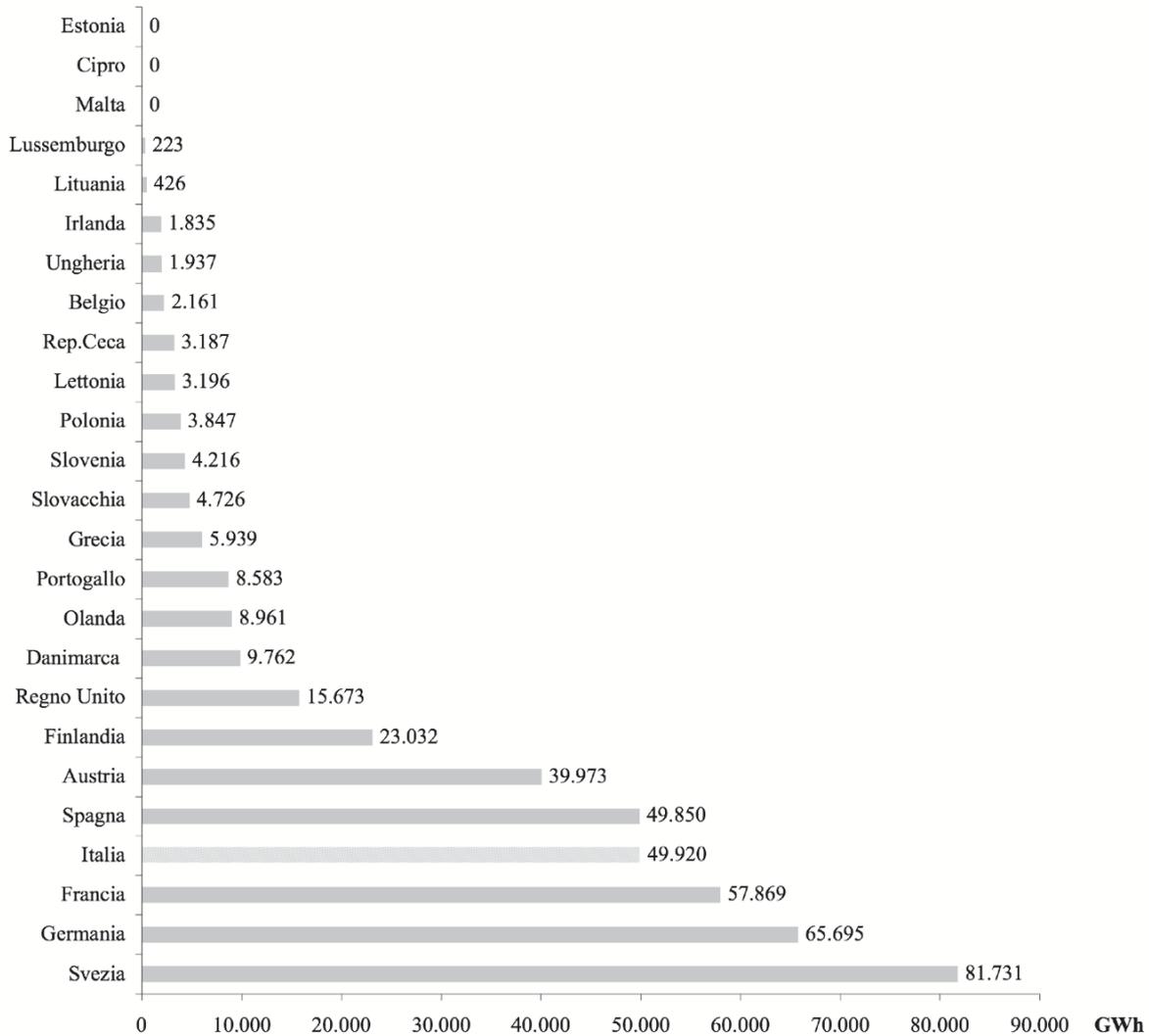
Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

La produzione elettrica da FER è comunque in forte crescita in Europa: nel 2005 è stata di 463 TWh, con una crescita di 112 TWh dal 1997. Eolico e biomasse hanno contato per la quasi totalità di questo aumento rispettivamente con una crescita di 62,1 e 52,6 TWh prodotti ogni anno. In crescita marginale, anche se sostenuta in termini percentuali, sono stati il mini idroelettrico, il geotermico e il fotovoltaico. In crescita sono state anche le FER non impiegate nella produzione elettrica, in particolare i biocarburanti, le biomasse per usi termici e il solare termico.

1.9. LA LEZIONE PER L'ITALIA

L'Italia, priva tradizionalmente di fonti energetiche fossili, da sempre vanta un alto sfruttamento delle FER per la produzione elettrica, grazie soprattutto ai grandi impianti idroelettrici realizzati nella prima metà dello scorso secolo. Importante è anche la produzione elettrica da geotermia, iniziata fin dai primi anni del 1900 in Toscana, che permette una produzione annua di circa 5,5 TWh e che consente all'Italia un primato assoluto in Europa, coprendo oltre l'80% del totale di produzione da questa tecnologia.

Fig. 1.12 – Produzione di energia elettrica da FER nel 2005



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

L'Italia è stato uno dei primi Paesi ad attivarsi nel sostegno delle rinnovabili all'inizio degli anni '80, con l'approvazione nel maggio del 1982 della legge 308/82¹⁴ che, attuando le disposizioni del Piano Energetico Nazionale del 1981¹⁵, elargiva finanziamenti in conto capitale a progetti che impiegavano FER. La legge 9/1991¹⁶, che a sua volta attuava il Piano Energetico Nazionale del

¹⁴ 29.05.1982 IT – legge 308/82 sulle “Norme sul contenimento dei consumi energetici, lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia e l'esercizio di centrali elettriche alimentate con combustibili diversi dagli idrocarburi”.

¹⁵ Delibera CIPE n° 243 del 4 dicembre 1981 (G.U. 8 gennaio 1982, n° 7) è stato approvato il Piano Energetico Nazionale.

¹⁶ 09.01.1991 IT - GU 16 gennaio 1991, n. 13 sulle “Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali”.

1988¹⁷, condusse all'approvazione nell'aprile del 1992 del provvedimento CIP 6/92¹⁸ che incentivava le FER, estendendo i benefici anche alla cogenerazione e all'impiego dei rifiuti (fonti assimilate). I forti impegni dell'Italia assunti nel dicembre del 1997 a Kyoto per la riduzione delle emissioni di gas serra resero necessario, come accadde anche in Europa, un rinvigorimento delle strategie a favore delle FER. Ciò si concretizzò con il "Libro Bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili"¹⁹, nel quale venne anche individuato un potenziale di produzione elettrica da FER di 76 TWh al 2010. Questo valore costituì la base per la definizione in sede di Direttiva 77/2001/CE dell'obiettivo del 22% della produzione elettrica, 22% nel caso di una domanda elettrica al 2010 di 340 TWh. L'adozione della Direttiva sul mercato unico dell'elettricità, con il decreto legislativo 79/99²⁰, modificò radicalmente il sistema di incentivazione, da tariffa fissa del tipo *feed-in* basato sul Cip 6/92, a sistema certificati verdi con quota obbligatoria a partire dal 2002.

Ad oltre 5 anni dall'avvio del nuovo sistema e a 8 anni dalla definizione dell'obiettivo di 76 TWh di produzione elettrica da FER, i risultati non sono del tutto confortanti e diventano deludenti se paragonati a quelli di Germania, Spagna e Danimarca. La produzione elettrica da FER nel 2006 è stata di circa 52 TWh, con oscillazioni marcate negli ultimi anni dell'ordine di 5 TWh in base all'andamento delle condizioni meteo che determinano la produzione da idroelettrico. Escludendo il grande idroelettrico, le altre fonti hanno comunque segnato un raddoppio, da 13 TWh nel 1997 a 24 TWh nel 2006. Nel 1997, quando la produzione era stabile intorno ai 46 TWh, l'aumento potenziale ipotizzato venne posto a 30 TWh, per raggiungere la soglia dei 76 TWh nel periodo 2008-2012. Di quell'aumento di 30 TWh sperato, è stato raggiunto poco meno di un quinto, grazie soprattutto alle biomasse, cresciute di quasi 6 TWh, e all'eolico, salito di 3 TWh.

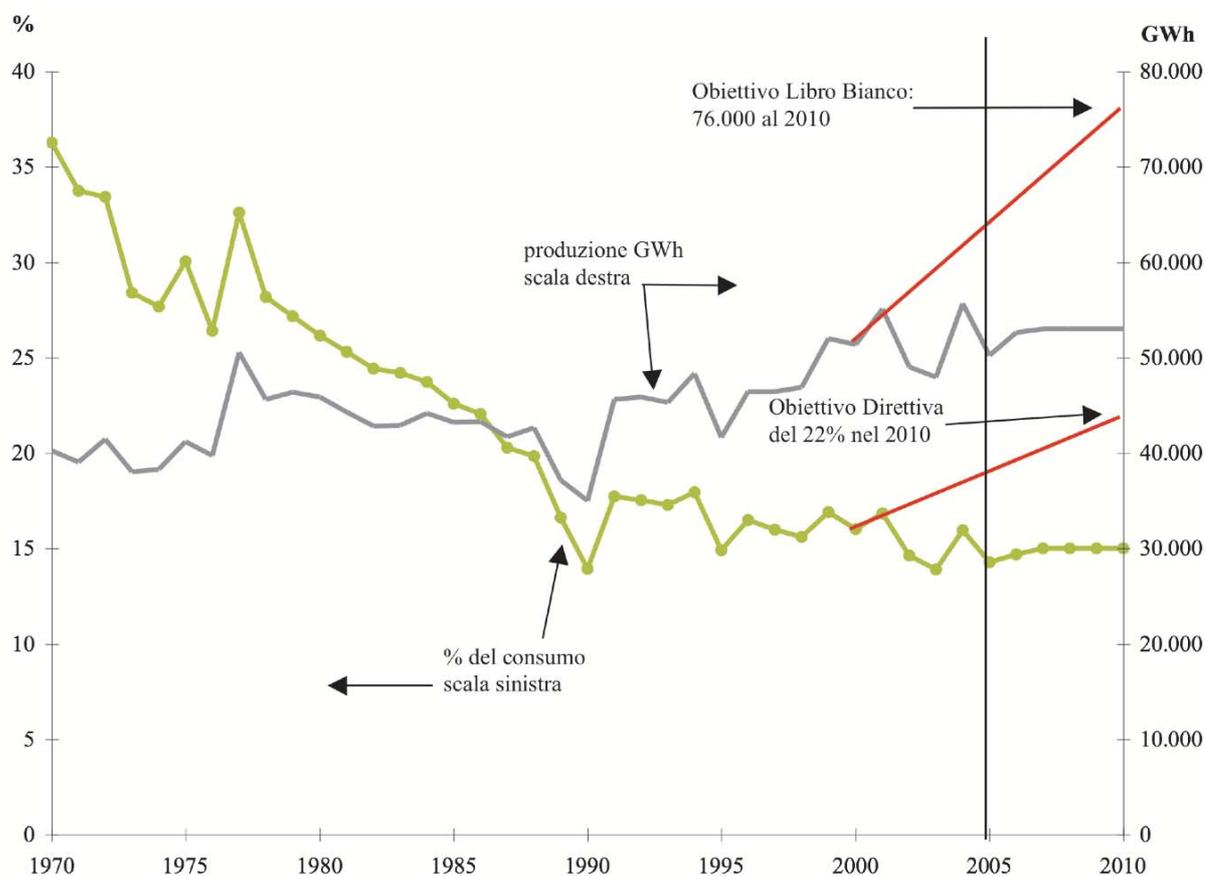
¹⁷ 09.01.1991 IT – GU del 16 gennaio 1991, n. 13- legge n. 10 recante “Norme per l’attuazione del piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell’energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia”.

¹⁸ 29.04.1992 IT – Comitato interministeriale dei prezzi – GU del 12 maggio 1992, n.109 – “Prezzi dell'energia elettrica relativi a cessione, vettoriamento e produzione per conto dell'Enel, parametri relativi allo scambio e condizioni tecniche generali per l'assimilabilità a fonte rinnovabile”.

¹⁹ COM(1997) 599 definitivo del 26.11.1997; Libro Bianco "Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili"; la Delibera CIPE n. 126 del 6 agosto 1999 – GU n° 253 del 27.10.1993 ha adottato il Libro Bianco per la valorizzazione delle rinnovabili in Italia.

²⁰ 16.03.1999 IT - GU 31 marzo 1999, n. 75 sulle “Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica”.

Fig. 1.13 – Produzione da rinnovabili in Italia, incidenza sul consumo interno lordo e obiettivi



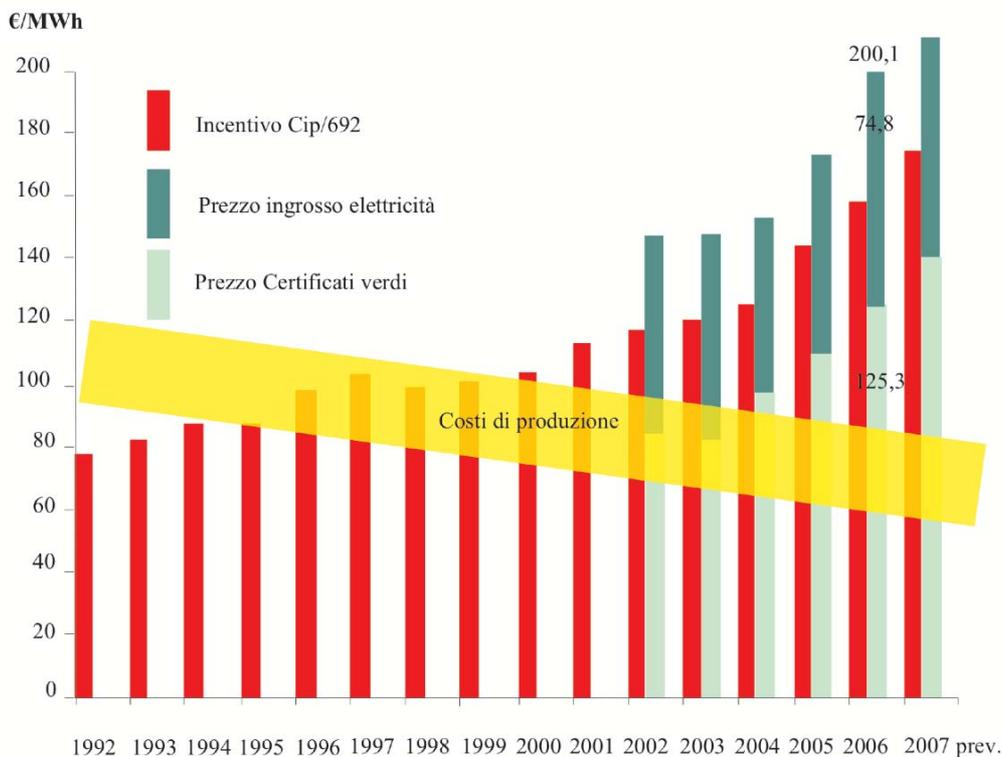
Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat, IEA e GSE

Rispetto a quanto accaduto negli altri Paesi europei virtuosi, è possibile stabilire che le principali ragioni che hanno ostacolato un maggiore sfruttamento delle potenzialità sono, in ordine di importanza:

- le difficoltà nell'ottenere autorizzazioni da parte degli enti locali per la realizzazione degli impianti, con tempi spesso dell'ordine di quattro anni, almeno doppi rispetto quelli degli altri Paesi europei più efficienti;
- i problemi di allacciamento alle reti elettriche, in particolare nel Sud Italia, per la loro distanza dagli impianti;
- assenza di un quadro di supporto stabile e certo nel lungo termine, con l'introduzione del meccanismo dei certificati verdi, in sostituzione del meccanismo CIP 6/92, che per molti aspetti ha aggravato il problema;
- assenza di un'industria nazionale capace di sostenere, sul lato dell'offerta, l'espansione della potenza.

Il supporto strettamente economico alle FER non è stato di per sé un problema, anzi, l'analisi rispetto agli altri Paesi evidenzia il fatto che l'incentivo italiano è molto alto e che la redditività degli impianti, una volta realizzati, è fra le più alte.

Fig. 1.13 – Incentivi e prezzi per la cessione di 1 MWh da impianto eolico



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati AEEG e CCSE.

Per quanto attiene il meccanismo di incentivazione attraverso i certificati verdi, è evidente il suo mancato funzionamento rispetto agli iniziali auspici. Esso, coerentemente con gli indirizzi comunitari recepiti nel decreto legislativo 79/99, si ispirava a principi di mercato, in un periodo in cui prevaleva l'opinione che questi potessero garantire maggiore efficienza quando applicati anche alla normativa ambientale. Di fatto, i certificati verdi in Italia hanno prezzi che sono fissati attraverso un meccanismo tariffario legato al vecchio schema Cip 6/92, mentre le negoziazioni che dovevano portare a prezzi significativi, e tendenzialmente in calo, non sono mai decollate. Paradossalmente, per il meccanismo perverso del Cip 6/92, il prezzo dei certificati verdi è cresciuto da 84,18 €/MWh nel 2002 a 125,24 € nel 2006, mentre il periodo di ottenimento dei certificati verdi è stato aumentato da 8 anni a 12 anni a partire dal 2006. Un simile miglioramento delle condizioni economiche a supporto, dell'ordine del 150%, doveva teoricamente consentire un balzo ben più pronunciato della produzione da FER rispetto a quello che è stato in effetti conseguito. L'altro problema legato al sistema dei certificati verdi riguarda, come di consueto, il fatto che il legame con i costi delle diverse tecnologie non sussiste. Così l'attuale remunerazione per 12 anni degli impianti eolici con un certificato verde di 125,24 €/MWh, che difficilmente scenderà nei prossimi anni, si somma ad un prezzo dell'elettricità sul mercato all'ingrosso dell'ordine di 70 €, portando ad un ricavo complessivo prossimo ai 200 €/MWh, quando i costi da eolico sono riconosciuti essere in una forchetta, nel 2006, fra i 60 e i 90 €/MWh. L'attuale remunerazione, occorre sottolineare, appare comunque relativamente alta per qualsiasi tipo di tecnologia che non sia il fotovoltaico, per il quale, peraltro, si è deciso per uno schema di incentivo a tariffa fissa.

Da qui la necessità di intervenire sul sistema correggendolo, cercando, d'altra parte, di garantire un grado di certezza relativamente alto per gli operatori che non significa, necessariamente, valori degli incentivi alti. L'esperienza del resto d'Europa, dopo un'iniziale condivisione degli strumenti di mercato, si sta indirizzando sugli strumenti *feed-in*. Del resto, l'esperienza, fra cui spicca quella dell'Italia, dimostra che le inefficienze, tipiche di ogni mercato nella sua fase iniziale, assumono dimensioni estreme nel caso degli strumenti ambientali, mentre il condivisibile obiettivo di avere un sistema di scambi continentale allargato a tutti i Paesi membri è nella realtà impossibile da raggiungere. Ciò è stato dimostrato anche dalle enormi difficoltà incontrate per il commercio dei permessi di emissione della CO₂, all'interno della direttiva *Emission Trading* 2003/87/CE²¹. Inoltre, il sistema dei certificati verdi presuppone incertezza, essendo il prezzo determinato da complesse condizioni di offerta e domanda che non sono prevedibili nel lungo termine. Ciò è estremamente negativo per un settore come quello delle FER caratterizzato da nuove tecnologie non sperimentate, imprese di piccola dimensione, scarsa propensione ad attrarre capitali dal sistema finanziario.

Le opzioni per il futuro vanno da un completo abbandono del sistema certificati verdi ad un suo aggiustamento: la prima opzione avrebbe il vantaggio di poter cogliere tutti i benefici di un ritorno al sistema a tariffa fissa o *feed-in*, in grado di mantenere un allineamento degli incentivi alle diverse tecnologie in funzione dei costi e capace di garantire nel lungo termine condizioni di maggiore certezza. Ciò, però, modificherebbe radicalmente il sistema rendendo necessario tempi dell'ordine di un paio di anni per riavviare il nuovo sistema, con la necessità di far convivere, per far salvi i diritti acquisiti, il precedente sistema, in un quadro nel quale coesiste ancora il vecchio Cip 6/92. L'alternativa, più facilmente praticabile, è quella di intervenire sull'attuale sistema dei certificati verdi attraverso i possibili seguenti accorgimenti:

- prevedere una forchetta di prezzo del certificato verde, un minimo e un massimo, al fine di garantire nel lungo termine la redditività degli investimenti;
- prevedere l'eventuale riacquisto da parte del GSE al prezzo minimo;
- agire sulla durata dell'incentivo per garantire alle FER più costose un valore più alto; ciò del resto era stato effettuato nel 2005, quando la durata del certificato verde fu estesa da 8 a 12 anni per le biomasse, ma la sua successiva estensione, nell'aprile del 2006, a tutti gli impianti, ha rappresentato un pessimo esempio di regolazione ambientale;
- far variare a seconda della fonte la quota di energia prodotta cui riconoscere il certificato verde.

Il sistema dei certificati verdi presenta alcuni vantaggi: la semplificazione dei calcoli amministrativi, l'assenza della necessità di mantenere il legame con i costi, l'integrazione con il sistema delle quote che, a sua volta, riflette gli obiettivi fissati a livello nazionale.

Più grave, rispetto all'incertezza della definizione dei meccanismi a supporto, sono le barriere all'ottenimento delle autorizzazioni alla realizzazione degli impianti. Il decreto legislativo 387/2003

²¹ 25.10.2003 IT Gazzetta ufficiale delle Comunità europee L 275/32; Direttiva 2003/87/CE del 13 ottobre 2003 che istituisce un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità e che modifica la direttiva 96/61/CE del Consiglio. L'Italia ha recepito la Direttiva con il Decreto Legislativo n° 216 del 4 Aprile 2006 (Attuazione delle direttive 2003/87 e 2004/101/CE in materia di scambio di quote di emissione dei gas a effetto serra nella Comunità, con riferimento ai meccanismi di progetto del Protocollo di Kyoto), Gazzetta ufficiale n° 140 del 19 giugno 2006.

ha affidato alle regioni gran parte delle competenze, con il concorso anche di province e soprattutto dei comuni. Ciò è stato in linea del resto con quanto stabilito dalla legge costituzionale 3 del 2001²² che ha conferito potestà legislativa alle regioni in materia di “produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell’energia”. L’ostilità di molti organi locali alla realizzazione di nuovi impianti, in particolare di parchi eolici, e la lentezza burocratica anche quando sussiste condivisione, sono i principali fattori che ostacolano lo sviluppo delle FER. Proprio per la loro polverizzazione spesso in micro impianti altamente diffusi sul territorio, le FER necessitano di un forte sostegno a livello locale, in presenza di capacità amministrative efficienti, come del resto dimostrano i casi di successo di Germania e Spagna. Al contrario, in Italia, si registra un peggioramento nel corso degli ultimi anni circa la volontà degli organi locali nel condividere lo sviluppo delle FER, in assenza di capacità amministrative in grado di contribuire a garantire un quadro certo e stabile. In Italia, la realizzazione di un parco eolico ha tempi di realizzazione medi intorno ai 4 anni, quando, nei casi più efficienti di Spagna e Germania, spesso ci si stabilizza intorno a un anno e mezzo. Questo implica maggiori costi che inevitabilmente vanno ad incidere sulla fattibilità dei progetti. La scarsa presenza di competenze a supporto delle rinnovabili presso le regioni assume connotati più negativi se si tiene conto che fin dagli anni ’80 questo veniva riconosciuto, con la legge 308/82, come un obiettivo prioritario. A causa soprattutto delle difficoltà con gli organi locali, l’Italia ha visto svilupparsi un mercato parallelo delle autorizzazioni, già avviato a metà degli anni ’90 per quelle sotto lo schema Cip 6/92. Per l’eolico, la tecnologia per la quale si riscontra il numero maggiore di iniziative, il premio pagato può raggiungere i 300 €/kW di potenza per i siti migliori, contro un investimento iniziale dell’ordine di 1.200 €/kW. Le autorità locali per concedere le autorizzazioni richiedono una royalty mediamente pari a 2-4 €/MWh nel 2006, valore triplicatosi negli ultimi 4 anni.

Come in altri Paesi, anche in Italia molti sforzi di regolazione sono stati posti negli ultimi anni sul fotovoltaico, la tecnologia che più delle altre merita sostegno, sia per costi ancora alti, sia per la intrinseca qualità del processo, basato sulla semplice trasformazione in elettricità dell’energia solare, la fonte più abbondante e quella all’origine di quasi tutta l’energia consumata sulla terra. Nel 2001 è stato introdotto il Programma Tetti Fotovoltaici che, come di consueto, si ispirava al modello tedesco di incentivazione partito agli inizi degli anni Novanta. L’obiettivo era quello di una potenza installata di 300 MW cumulativa al 2008-2012, coerentemente con quanto indicato nel Libro Bianco del 1999²³. Il meccanismo di incentivazione prevedeva finanziamenti in conto capitale fino al 75% dell’investimento che venivano elargiti dal Ministero dell’Ambiente e dalle regioni. Il meccanismo è stato tutt’altro che efficace, per effetto della difficile gestione da parte delle regioni. Con il decreto ministeriale 28 luglio 2005, è stato introdotto anche in Italia il meccanismo *feed-in*, o conto energia, replicando l’esperienza tedesca e fissando obiettivi e meccanismi che vengono successivamente modificati e integrati con il decreto ministeriale del 6 febbraio 2006 e con quello recente del 19 febbraio 2007. Con quest’ultimo, oltre a rivedere le incentivazioni a favore dei piccoli impianti architettonicamente integrati, vengono posti degli obiettivi molto ambiziosi di 3.000 MW al 2016 di cui 1.200 incentivabili, oltre a quelli che saranno realizzati nei 14 mesi successivi alla data in cui sarà raggiunta la potenza di 1.200 MW. I 14 mesi diventano 24 per i

²² 18.10.2001 IT - Legge costituzionale n° 3 su “Modifiche del titolo V della parte seconda della costituzione” - GU n° 248 del 24 ottobre 2001.

²³ COM(1997) 599 definitivo del 26.11.1997; Libro Bianco "Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili"; la Delibera CIPE n. 126 del 6 agosto 1999 – GU n° 253 del 27.10.1993 ha adottato il Libro Bianco per la valorizzazione delle rinnovabili in Italia.

soggetti pubblici. A quasi due anni dall'avvio del primo conto energia, la potenza installata a fine 2006 è di 10 MW, con lavori avviati nel gennaio 2007 per altri 95 MW. Le difficoltà confermano ancora come gli elementi centrali dell'efficacia delle politiche non sia tanto il livello di incentivo, relativamente alto anche in Italia, quanto la stabilità del quadro, la facilità di accesso alle reti, una burocrazia efficiente e un'industria di produzione di impianti molto vivace e attiva.

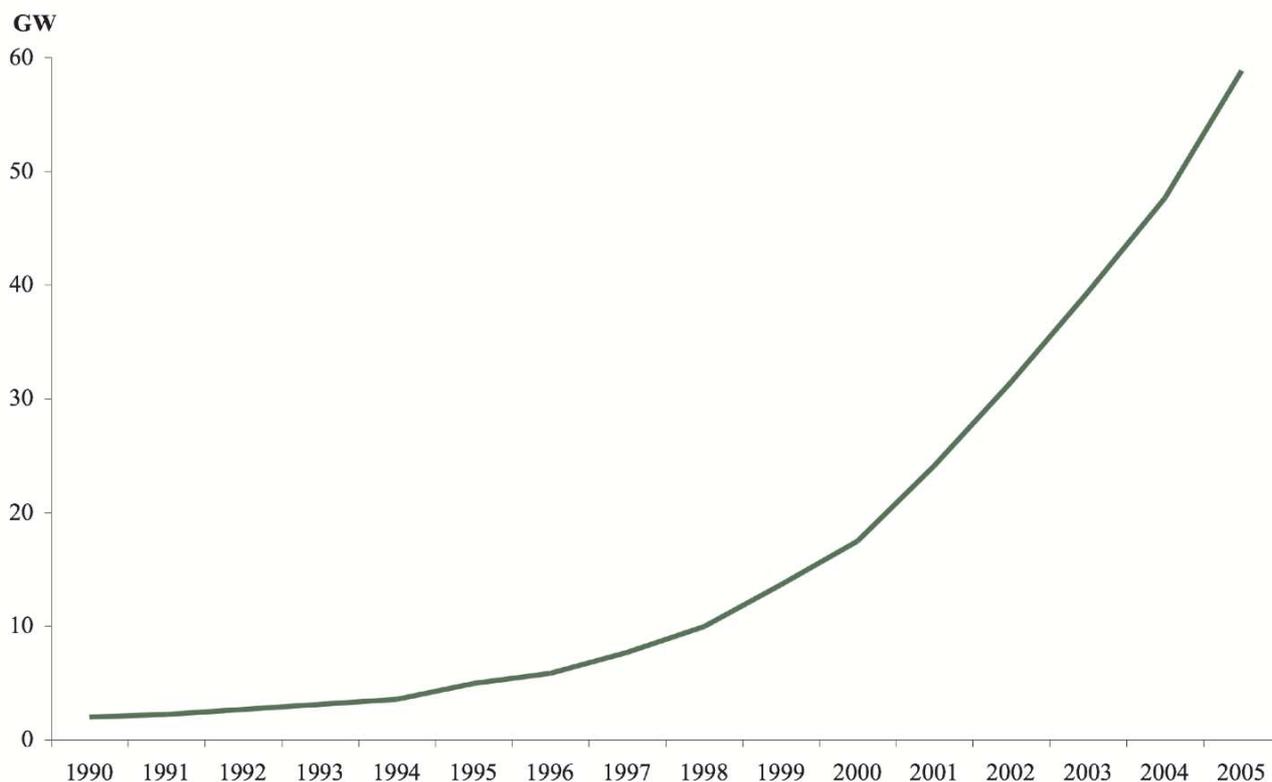
Sia sul fotovoltaico che sull'eolico, si riscontra, rispetto ai successi di Danimarca, Spagna e Germania, il mancato decollo di un'industria nazionale delle fonti rinnovabili che, oltre ad essere occasione persa per la mancata creazione di occupazione, costituisce poi un ostacolo ad una crescita più sostenuta della produzione elettrica da FER. Per la Germania il successo poggia sullo sviluppo di un'industria nazionale con una potenza di produzione di 600 MW di celle e 450 MW di moduli, a fronte di 13 MW di celle e 30 MW di moduli dell'Italia²⁴. Queste industrie attivano poi a valle un tessuto di piccole imprese e installatori altamente qualificati in grado di contenere i costi e di garantire manutenzione nel tempo. Altrettanto eclatanti sono i casi della Gamesa spagnola e della Vestas danese nell'eolico, con effetti poi positivi anche per l'Italia relativamente allo stabilimento Vestas di Taranto che occupa attualmente oltre 500 dipendenti. La stabilità nel tempo delle politiche va garantita anche per permettere alle industrie nazionali la possibilità di investire nel tempo.

²⁴ Da Photon International, Marzo 2006.

2. EOLICO

L'eolico è la fonte che in Europa, come nel resto del mondo, ha assicurato il maggiore successo al settore delle rinnovabili. In Spagna e nel Nord Europa il boom è stato garantito da condizioni molto favorevoli, come è accaduto anche in alcune regioni italiane. In Germania e Danimarca, le potenzialità sono state in gran parte sfruttate e ora la riduzione dei costi di generazione viene compensata dal fatto che le nuove installazioni su terra si trovano in aree dove la ventosità è tale da garantire un utilizzo della capacità non superiore a 1.500 ore, mentre nelle aree migliori si sono raggiunte anche le 3.000 ore. I nuovi orientamenti sono quelli di sfruttare le grandi potenzialità dell'eolico in mare aperto (*off-shore*) e di sostituire gli impianti esistenti con pale di più grande dimensione.

Fig. 2.1 – Potenza eolica installata nel mondo



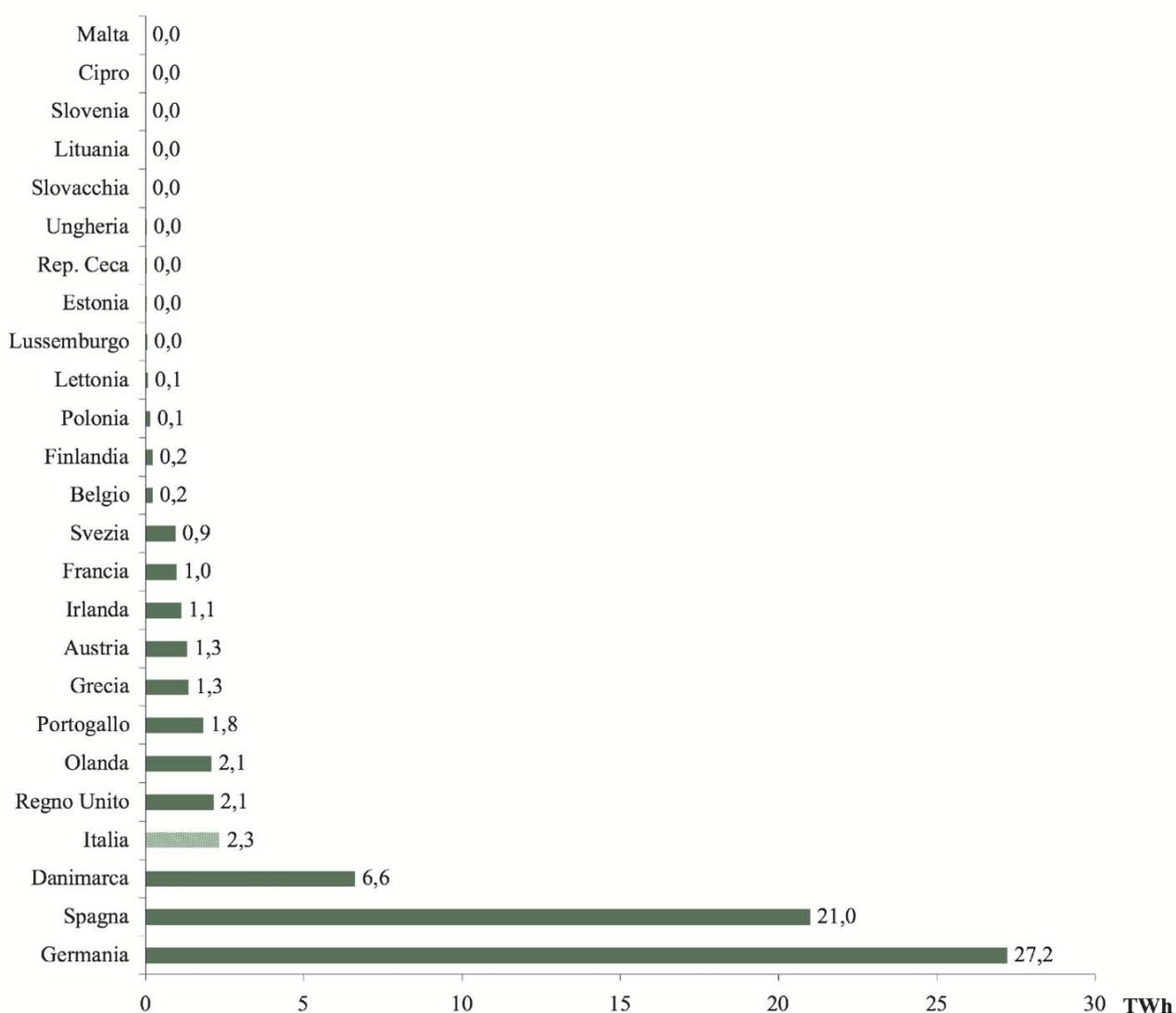
Fonte: Ren 21, 2006

La produzione di elettricità da fonte eolica è ammontata nei Paesi dell'UE-25 a 69 TWh nel 2005. Oltre il 50% di tale valore è imputabile alla Germania (27,2 TWh), primo Paese produttore, e alla Spagna (21 TWh); la Danimarca occupa il terzo posto (6,6 TWh), seguita da Italia, Olanda e Regno Unito con produzione prossima ai 2 TWh.

La potenza installata cumulata a fine 2005 ammontava a 18,4 GW in Germania, 10,0 GW in Spagna, 3,1 GW in Danimarca; l'Italia si situa al quarto posto con 1,6 GW. La potenza totale cumulata europea era nel 2005 pari a 40,5 GW.

In prospettiva, a fine decennio, la Spagna potrebbe conoscere quasi un raddoppio della potenza eolica cumulata (incremento di circa 8 GW), mentre la Germania dovrebbe segnare un incremento di circa 6 GW a 24,6 GW. Francia e Regno Unito dovrebbero superare la soglia dei 5 GW. Per l'Italia, in maniera simile, è possibile un raddoppio da 1,6 GW (2,1 nel 2006) a poco meno di 4 GW.

Fig. 2.2 – UE-25 Produzione eolica nel 2005



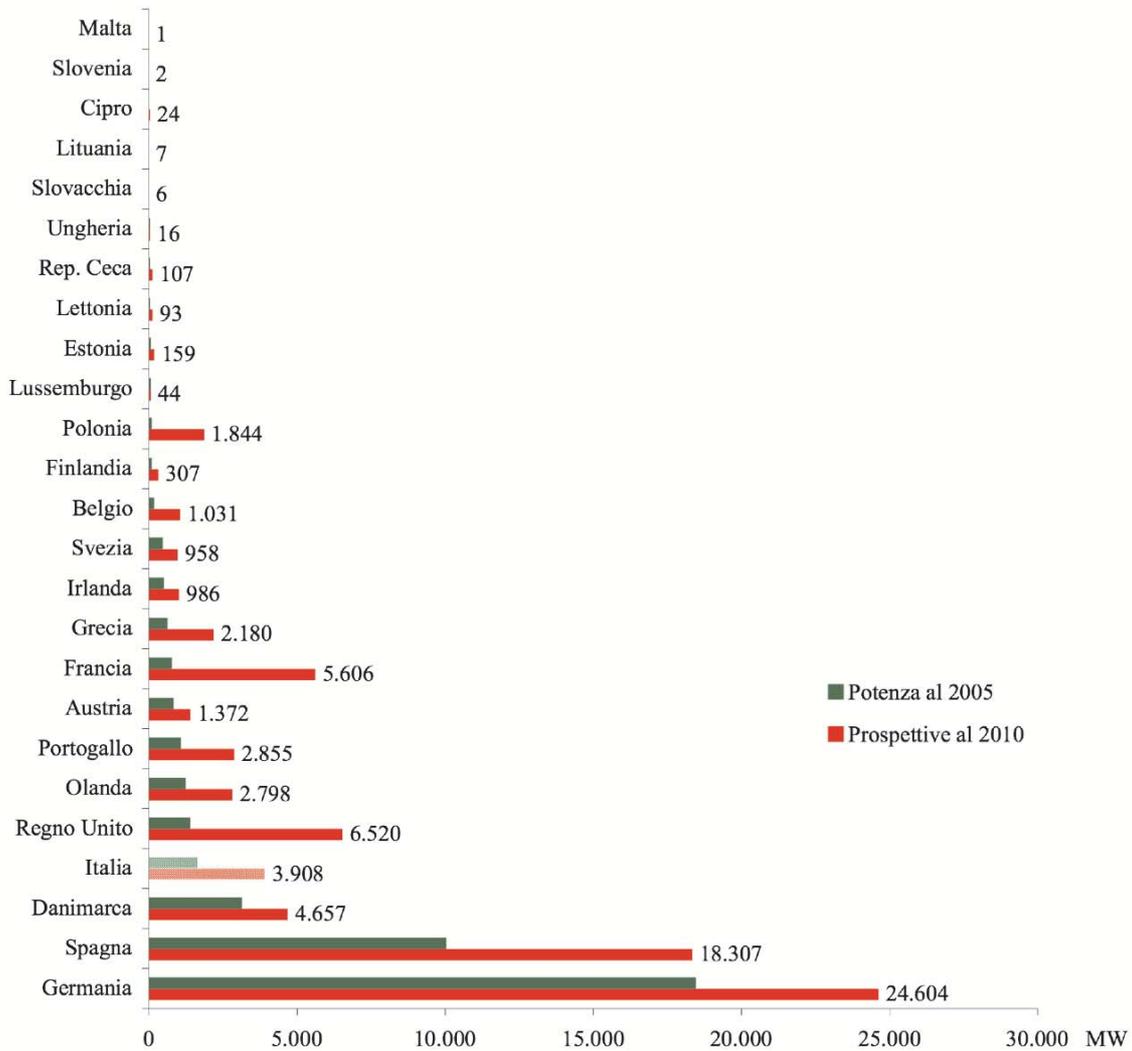
Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat, IEA e GSE

Tab. 2.1 – UE-25 Potenza eolica installata e prospettive al 2010

	al 2000	nel 2005	al 2005	al 2010	Incremento atteso al 2010	
	MW	MW	MW	MW	MW	%
Austria	77	218	819	1.372	553	68
Belgio	13	71	167	1.031	864	516
Cipro	0	0	0	24	24	---
Danimarca	2.300	4	3.128	4.657	1.529	49
Estonia	0	26	32	159	127	397
Finlandia	38	0	82	307	225	274
Francia	66	374	756	5.606	4.850	642
Germania	6.113	1.808	18.428	24.604	6.176	34
Grecia	189	121	605	2.180	1.575	260
Irlanda	118	233	493	986	493	100
Italia	363	507	1.639	3.908	2.269	138
Lettonia	2	0	24	93	69	288
Lituania	0	0	1	7	6	678
Lussemburgo	10	0	35	44	9	25
Malta	0	0	0	1	1	---
Olanda	446	140	1.213	2.798	1.585	131
Polonia	5	4	72	1.844	1.772	2468
Portogallo	100	529	1.060	2.855	1.795	169
Regno Unito	406	447	1.380	6.520	5.140	372
Rep. Ceca	7	4	20	107	87	427
Slovacchia	1	0	5	6	1	18
Slovenia	0	0	0	2	2	---
Spagna	2.235	1.630	10.028	18.307	8.279	83
Svezia	231	48	452	958	506	112
Ungheria	1	14	18	16	-2	-9
UE-25	12.721	6.178	40.457	78.392	37.935	94

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat, IEA e GSE

Fig. 2.3 – UE-25 Potenza eolica installata al 2005 e prospettive al 2010



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat, IEA e GSE

In Europa, come anche nei singoli Paesi, esiste una forte variabilità delle condizioni di ventosità, il che è evidente nel livello di utilizzo della capacità installata in ore anno, misurato in ore di utilizzazione equivalenti.

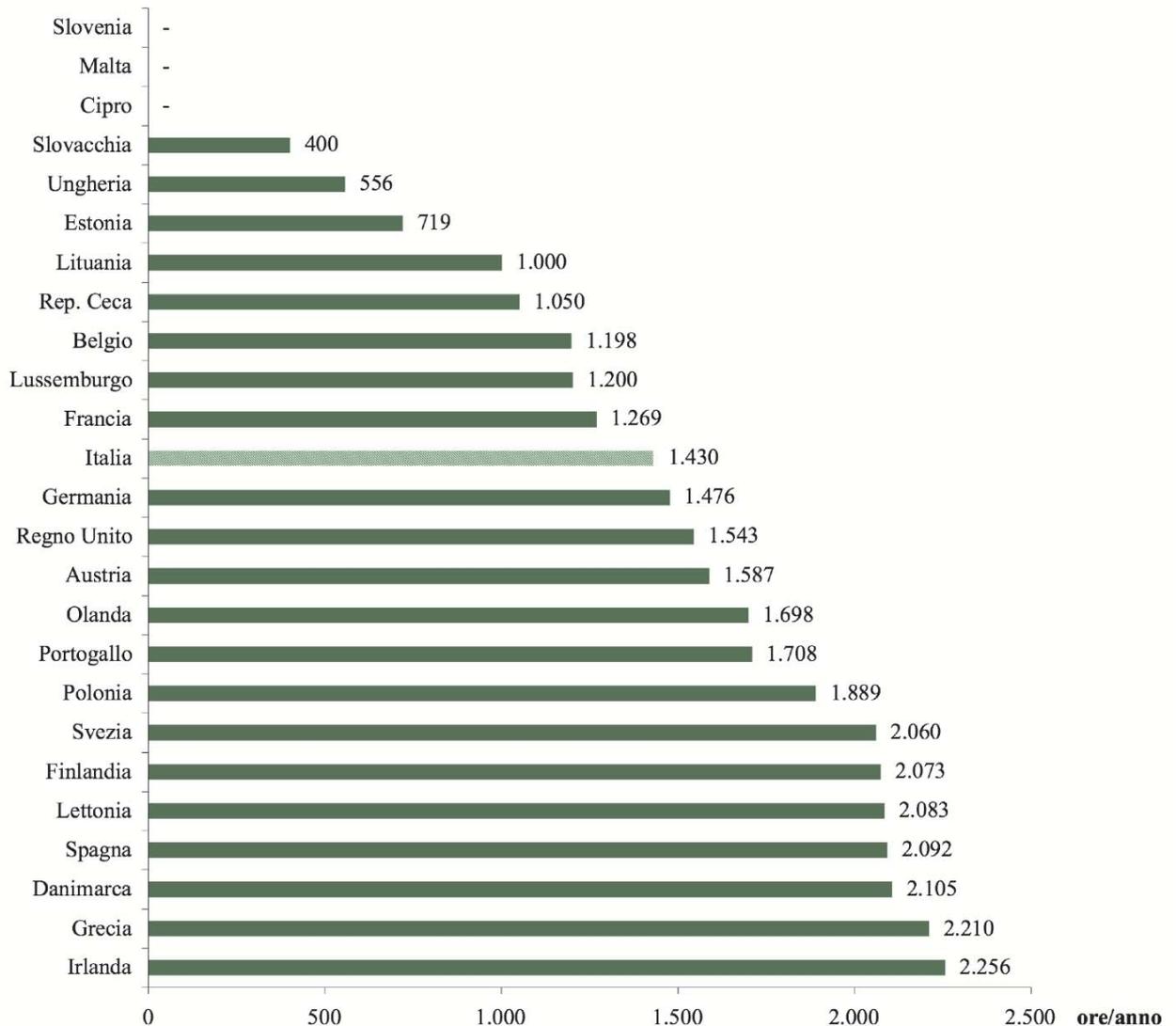
Tab. 2.2 – UE-25 Potenza, produzione e ore di utilizzazione da impianti eolici

	Potenza al 2005	Produzione nel 2005	Ore di utilizzazione equivalenti nel 2005
	MW	GWh	ore/anno
Austria	819	1.300	1.587
Belgio	167	200	1.198
Cipro	0	0	-
Danimarca	3.128	6.583	2.105
Estonia	32	23	719
Finlandia	82	170	2.073
Francia	756	959	1.269
Germania	18.428	27.200	1.476
Grecia	605	1.337	2.210
Irlanda	493	1.112	2.256
Italia	1.639	2.343	1.430
Lettonia	24	50	2.083
Lituania	1	1	1.000
Lussemburgo	35	42	1.200
Malta	0	0	-
Olanda	1.213	2.060	1.698
Polonia	72	136	1.889
Portogallo	1.060	1.810	1.708
Regno Unito	1.380	2.129	1.543
Rep. Ceca	20	21	1.050
Slovacchia	5	2	400
Slovenia	0	0	-
Spagna	10.028	20.975	2.092
Svezia	452	931	2.060
Ungheria	18	10	556
UE-25	40.457	69.424	1.716

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat, IEA e GSE

Questa nel 2005 vede valori sopra le 2.000 ore in Spagna, Grecia, Danimarca, Finlandia, Svezia, Irlanda, Lettonia; nella classe 1.500-2.000 ore, troviamo Portogallo, Polonia, Regno Unito, Austria, Olanda. Ad un livello di poco inferiore si trova l'Italia con 1.430 ore.

Fig. 2.4 – UE-25 Ore di utilizzazione equivalenti da impianti eolici nel 2005



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat, IEA e GSE

Le politiche di incentivazione prevedono tariffe *feed-in* per quasi tutti i Paesi; le eccezioni sono Regno Unito, Svezia, Belgio, Polonia e Italia, Paesi in cui vige il sistema dei certificati verdi. Contributi in conto capitale, a volte in integrazione alle tariffe o ai prezzi, sono possibili per la maggior parte dei Paesi tra cui Francia, Austria, Grecia, Portogallo e Regno Unito. I valori difficilmente paragonabili per l'eterogeneità dei meccanismi di incentivazione e per la loro durata. Tuttavia, nei Paesi più importanti, come Germania, Spagna e Danimarca la tariffa *feed-in* oscilla fra i 5 e i 9 centesimi di euro per una durata fra i 10 e i 15 anni.

Tab. 2.3 – UE-25 Incentivazione alla produzione eolica (primo semestre 2006)

	Potenza al 2005 MW	TARIFFE FEED-IN (€cents/kWh)				Durata anni	Certificati Verdi (2) €cents/kWh
		Incentivo	Prezzo elettricità	Diminuzione Tariffa			
				€cents/kWh	per impianti esistenti		
Austria	819	7,8	No	Sì	No	13	No
Belgio	167	No	---	---	---	---	7 – 11,004
Cipro	0	9,5	No	Nd	Nd	15	No
Danimarca	3.128	7,2	No	No	No	20	No
Estonia	32	5,2	No	Nd	Nd	12	No
Finlandia	82	No	---	---	---	---	No
Francia	756	8,38	No	Sì	No	15	No
Germania	18.428	8,36; 9,1	No	Sì	Sì, 2% l'anno	20	No
Grecia	605	7,3 – 8,46; 9	No	No	No	12	No
Irlanda	493	5,7 – 5,9	No	No	No	15	No
Italia	1.639	No	---	---	---	---	12,528
Lettonia	24	No	---	---	---	---	No
Lituania	1	6,4	No	Nd	Nd	10	No
Lussemburgo	35	5,41 – 7,76	No	No	No	10	No
Malta	0	No	---	---	---	---	No
Olanda	1.213	7,7; 9,7	5	No	No	10	No
Polonia	72	No	---	---	---	---	4,878 – 5,925
Portogallo	1.060	7,4	No	No	No	15	No
Regno Unito	1.380	No	---	---	---	---	5,56 – 6,44
Rep. Ceca	20	6,9	5,56	Nd	Nd	15	No
Slovacchia	5	7,4	No	Nd	Nd	1	No
Slovenia	0	2,5 – 2,7	5,56	Nd	Nd	10	No
Spagna	10.028	3,83	5,56	No	variabile	No limite	No
Svezia	452	No	---	---	---	---	2,07
Ungheria	18	9,4	No	Nd	Nd	No limite	No

(1) La riduzione riguarda lo schema incentivante da applicarsi a nuovi impianti realizzati successivamente al 2006; quindi, una volta realizzato l'impianto, lo schema incentivante (che potrebbe essere anche decrescente) resta invariato.

(2) Non esistono limiti alla durata dei certificati verdi per nuovi impianti ad eccezione dell'Italia, dove la durata è di 12 anni, e della Svezia, dove la durata è di 15 anni. In Italia, l'iniziale limite di 8 anni è stato aumentato a 12 per le biomasse a fine 2005, durata poi estesa a tutte le fonti rinnovabili nell'aprile 2006.

Nota: i valori in *italico* si riferiscono all'eolico *off-shore*, quando presenti e diversi da quelli per l'*on-shore*.

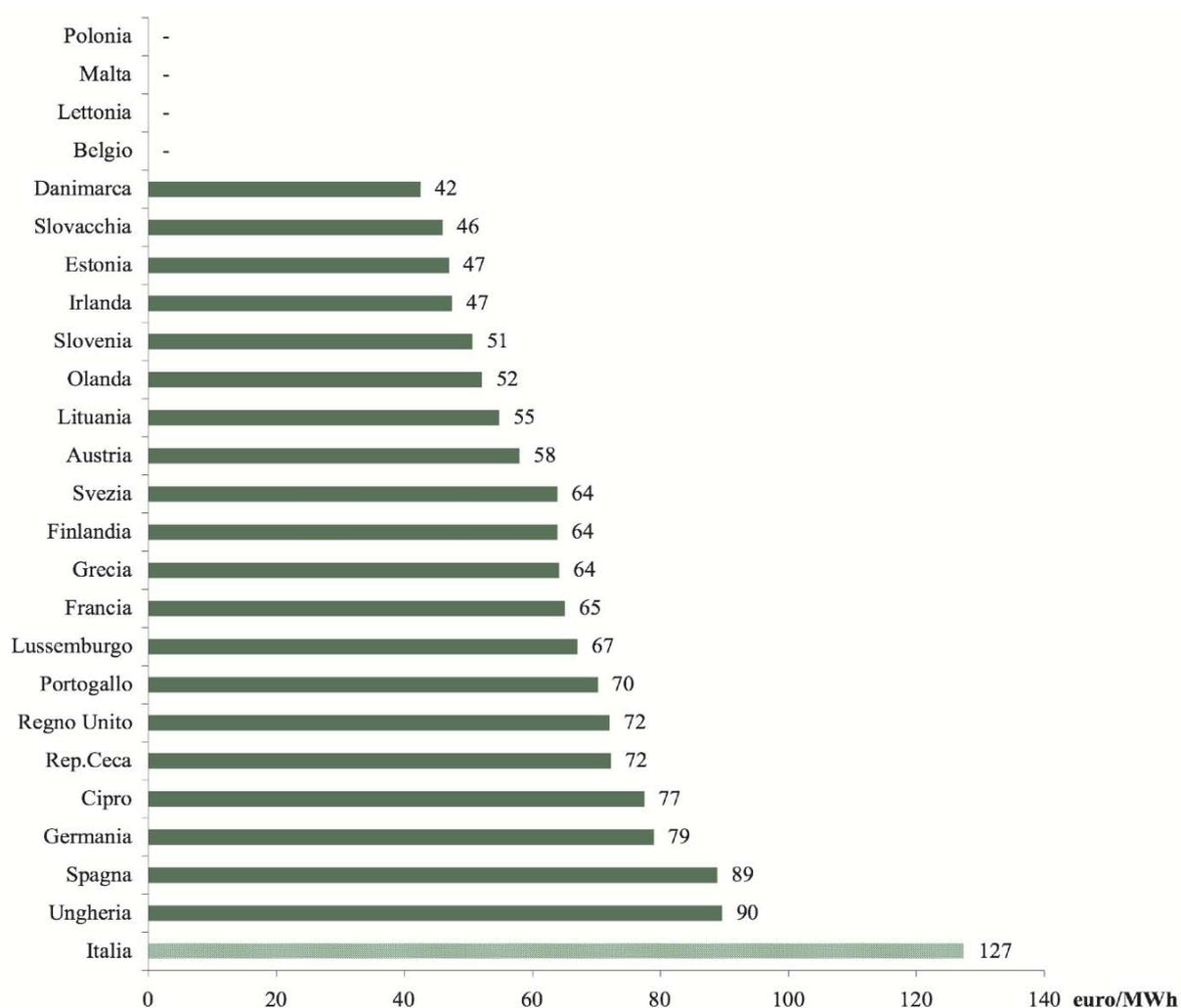
Per Repubblica Ceca, Slovenia e Spagna dove sono in vigore sia opzioni a tariffa fissa che come premio sul prezzo di mercato è stata considerata la seconda opzione quando presente.

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

Più significativo per un confronto delle politiche di incentivazione è il ricavo medio unitario per 20 anni riconosciuto dai diversi sistemi. Questo ricavo è calcolato per un impianto collegato alla rete nel primo semestre 2006 con una potenza unitaria di 1 MW, ipotizzando prezzi dell'elettricità e prezzi dei certificati verdi stabili sul livello del 2006. Il livello più alto osservato è quello

dell'Italia²⁵ (circa 127 euro/MWh), seguito da Ungheria e Spagna (rispettivamente 90 e 89 euro/MWh) e Germania (79 euro/MWh); nella classe 70-80 euro/MWh troviamo Cipro, Repubblica Ceca, Regno Unito, e Portogallo. Riguardo al basso valore della Danimarca, occorre sottolineare che gli incentivi sono stati sensibilmente ridotti a partire dal 2000, quando di fatto la forte espansione dell'industria era stata già avviata e non necessitava di ulteriore sostegno.

Fig. 2.5 – UE-25 Ricavo unitario medio di 1 MWh eolico



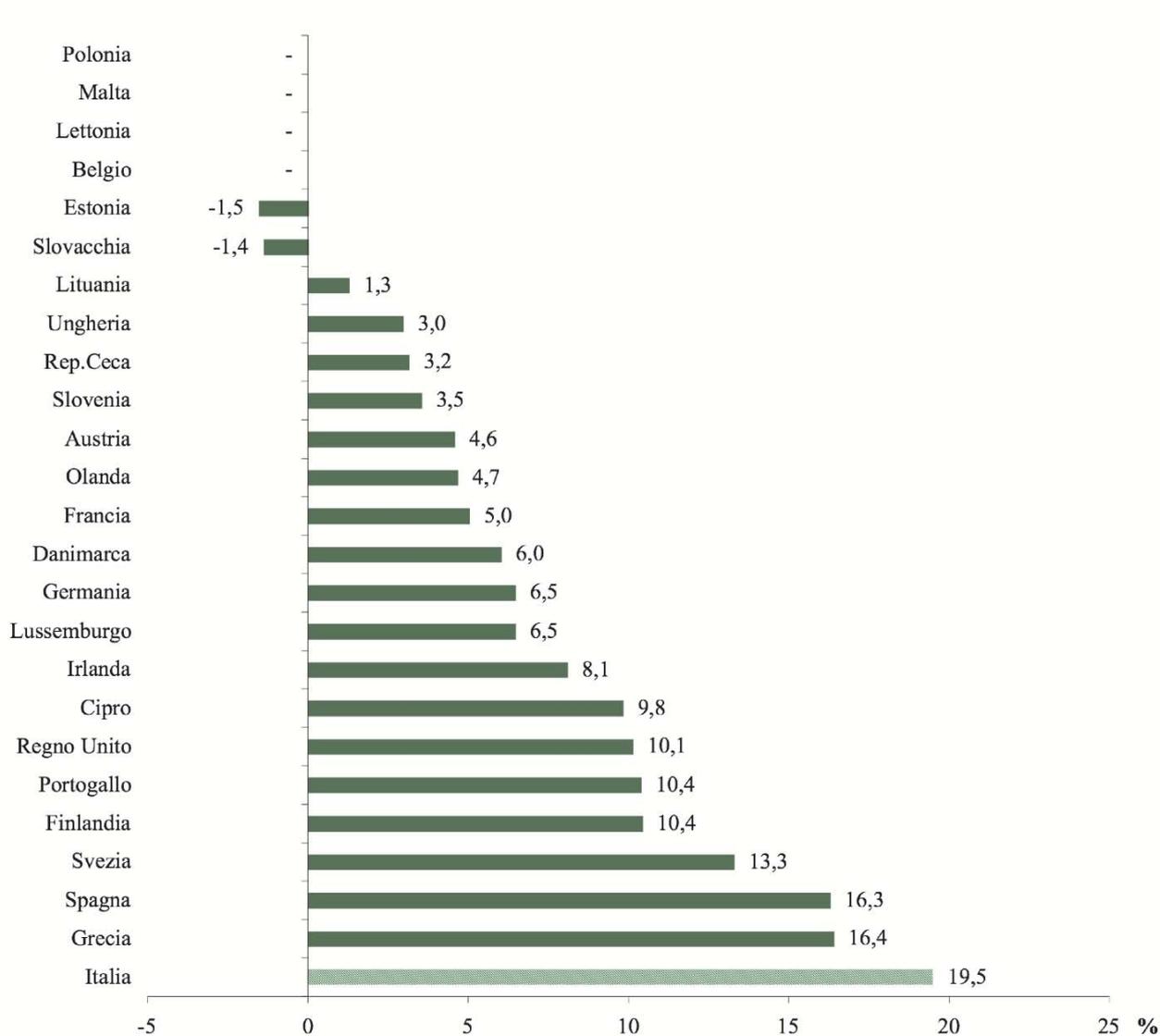
Nota metodologica: ricavo unitario medio (20 anni) per 1 MWh eolico installato nel primo semestre 2006, stante le corrispondenti politiche di incentivazione in vigore.

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

²⁵ Per l'Italia, i prezzi del certificato verde del primo semestre 2006 era di 108,92 €/MWh al quale è stato sommato un prezzo dell'elettricità di 72 €/MWh. Il ricavo complessivo è di 181 €/MWh, valore ipotizzato costante per i 12 anni durante i quali l'impianto gode dei certificati verdi. Per gli anni successivi si ipotizza un prezzo dell'elettricità di 72 €. Non si è quindi tenuto conto della possibilità prevista dal Decreto Ministeriale 24.10.2005 di effettuare il "rifacimento totale" dell'impianto sostituendo dopo 10 anni solo alcuni componenti dell'impianto, facendo ripartire l'incentivazione per ulteriori 12 anni.

In Spagna, Germania e Olanda, si concedono inoltre prestiti agevolati, mentre sono previste incentivazioni fiscali in Olanda, Francia, Belgio e Finlandia.

Fig. 2.6 – UE-25 Redditività media (TIR) di 1 MW eolico *on-shore*



Nota metodologica: redditività media (TIR) pre-tax di 1 MW eolico *on-shore* installato *on-grid* nel primo semestre 2006, stante le corrispondenti politiche di incentivazione in vigore.

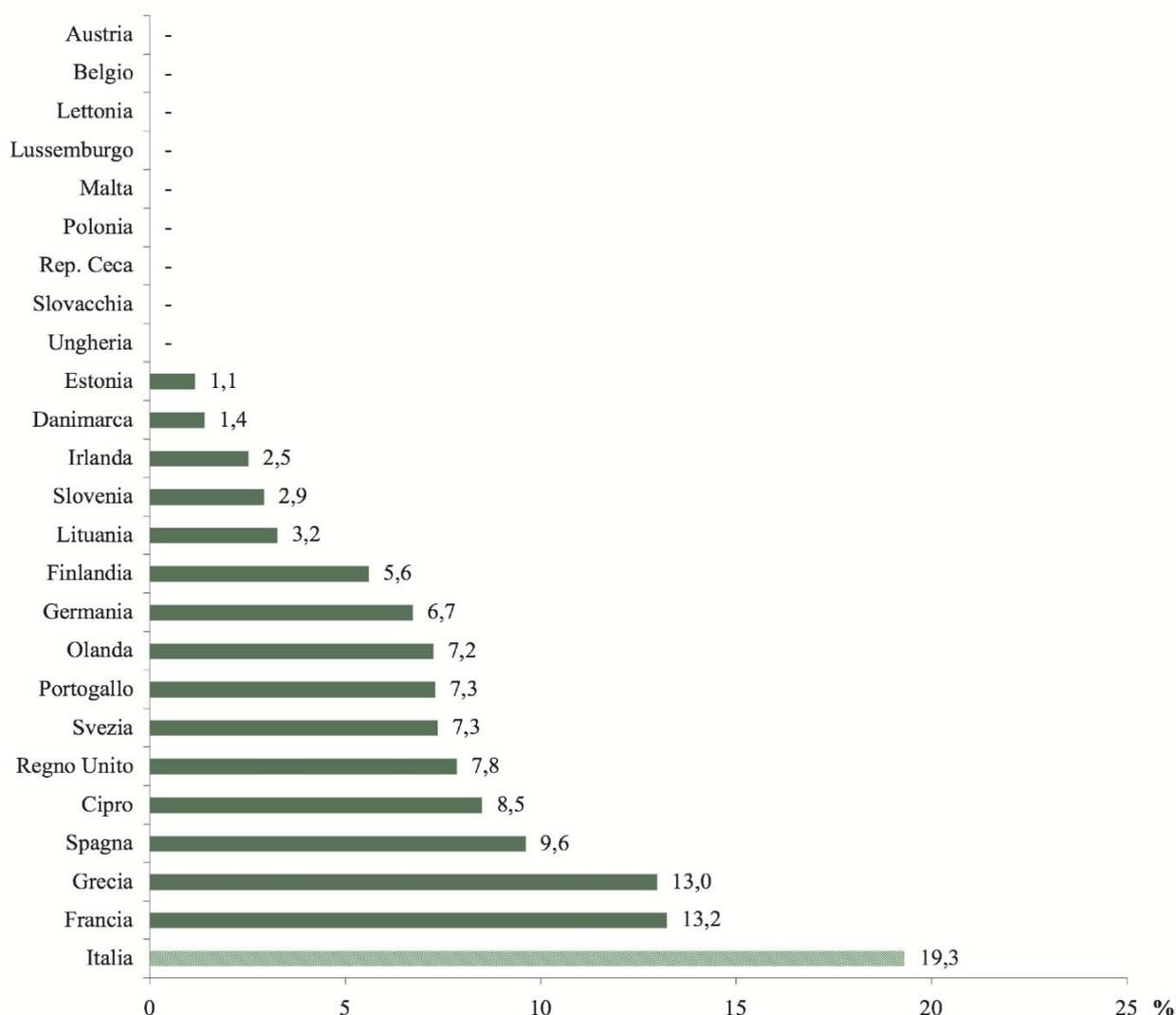
Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

Nel tentativo di valutare complessivamente l'efficacia delle politiche di sostegno, si è proceduto ad una valutazione del TIR (tasso interno di rendimento) pre tasse di un ipotetico investimento in un impianto da 1 MW. Si è tenuto conto dei diversi costi di investimento, delle tipiche ore di utilizzazione, delle diverse modalità e livelli di incentivazione.

La redditività è massima per l'Italia con un TIR superiore al 19%, seguita da Grecia, Spagna e Svezia (sopra il 13%); intorno al 10% troviamo Finlandia, Portogallo, Regno Unito e Cipro; tra il 6% e il 10% Danimarca, Germania, Lussemburgo ed Irlanda. L'alto valore dell'Italia deriva dal sistema dei certificati verdi e dall'alto prezzo dell'elettricità rispetto al resto d'Europa.

Simile analisi è possibile per l'eolico *off-shore*, che dovrebbe beneficiare di specifiche incentivazioni in Germania, Olanda, Grecia, Francia e Danimarca. L'analisi di redditività è stata effettuata assumendo uno standard di 2.500 ore di utilizzazione equivalente per anno ed un investimento medio di 2,2 mil.euro/MW.

Fig. 2.7 – UE-25 Redditività media di 1 MW eolico *off-shore*



Nota metodologica: redditività media (TIR) pre-tax di 1 MW eolico *off-shore* installato nel primo semestre 2006, stante le corrispondenti politiche di incentivazione in vigore, con ipotesi di 3.000 ore/anno di ore di utilizzazione equivalenti e con investimenti di 2,2 mln €/MW.

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

Il livello di ricavo unitario per l'Italia, rende il nostro Paese in testa alla classifica di redditività (19%), seguito dalla Francia e dalla Grecia (13%); la maggior parte degli altri Paesi mostrano livelli di TIR tra il 5 e il 10%.

2.1. L'INDUSTRIA DELL'EOLICO IN EUROPA

L'industria dei generatori eolici in Europa è caratterizzata da una forte concentrazione. Le prime 4 aziende hanno coperto il 70% circa della potenza totale cumulata al 2005 in Europa: la danese Vestas con il 35%, la tedesca Enercon con il 14,4%, la spagnola Gamesa con il 13,4%, e la statunitense GEWind con il 12,4%.

Tab. 2.5 – Industria dell'eolico in Europa al 2005

	Potenza Installata nel 2005 MW	Quota di Mercato su installazioni 2005 %	Potenza Cumulata al 2005 MW	Quota di Mercato su Cumulato %
Vestas (Danimarca)	3.186	28,4	20.766	33,5
GEWind (Stati Uniti)	2.025	18,1	7.370	11,9
Enercon (Germania)	1.505	13,4	8.550	13,8
Gamesa (Spagna)	1.474	13,2	7.912	12,8
Suzlon (India)	700	6,2	1.485	2,4
Siemens (Danimarca)	629	5,6	4.502	7,3
Repower (Germania)	353	3,1	1.522	2,5
Nordex (Germania)	298	2,7	2.704	4,4
Ecotecnia (Spagna)	239	2,1	983	1,6
Mitsubishi (Giappone)	233	2,1	1.252	2,0
Altri	567	5,1	4.926	7,9
Totale	11.207	100,0	61.973	100,0

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati IEA, 2006

Il boom dell'eolico in Europa ha permesso ad alcune aziende nazionali una crescita sostenuta, trainata dal mercato interno e da una politica industriale lungimirante. La quota di mercato delle imprese danesi era pari nel 2005 al 43% della potenza cumulata, con un indice di esportazione (rapporto tra potenza installata dalle aziende e potenza cumulata nel Paese) pari a 8. Gli impianti eolici sono la prima voce delle esportazioni della Danimarca. La quota di mercato delle aziende tedesche ammontava al 22% con indice di esportazione del 70%, mentre le imprese spagnole avevano una quota del 15% con indice di esportazione pari al 90% circa. Rispetto alla potenza installata nel solo 2005, l'indice di esportazione era prossimo al 100% per le imprese danesi, al 119% per le aziende tedesche e al 105% per le spagnole. In sostanza la Danimarca, con Vestas e Siemens, nel 2005 ha lavorato solo per le esportazioni.

Tab. 2.6 – L’industria eolica in alcuni Paesi selezionati

		Germania	Spagna	Danimarca
Quota di Mercato Mondiale sul Cumulato delle Aziende del Paese (%)		22	15	43
Potenza Cumulata Installata dalle Aziende del Paese (MW)	A	12.776	8.895	25.268
Potenza Cumulata nel Paese al 2005 (MW)	B	18.428	10.028	3.128
Indice Esportazione sul Cumulato (%)	A/B	69	89	808
Potenza Installata nel 2005 da Aziende del Paese nel Mondo (MW)	C	2.156	1.713	3.815
Potenza Installata nel Paese nel 2005 (MW)	D	1.808	1.630	4
Indice Esportazione sul 2005 (%)	C/D	119	105	95.375

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati IEA, 2006

Sono interessanti alcuni dati sulle aziende di maggiore successo:

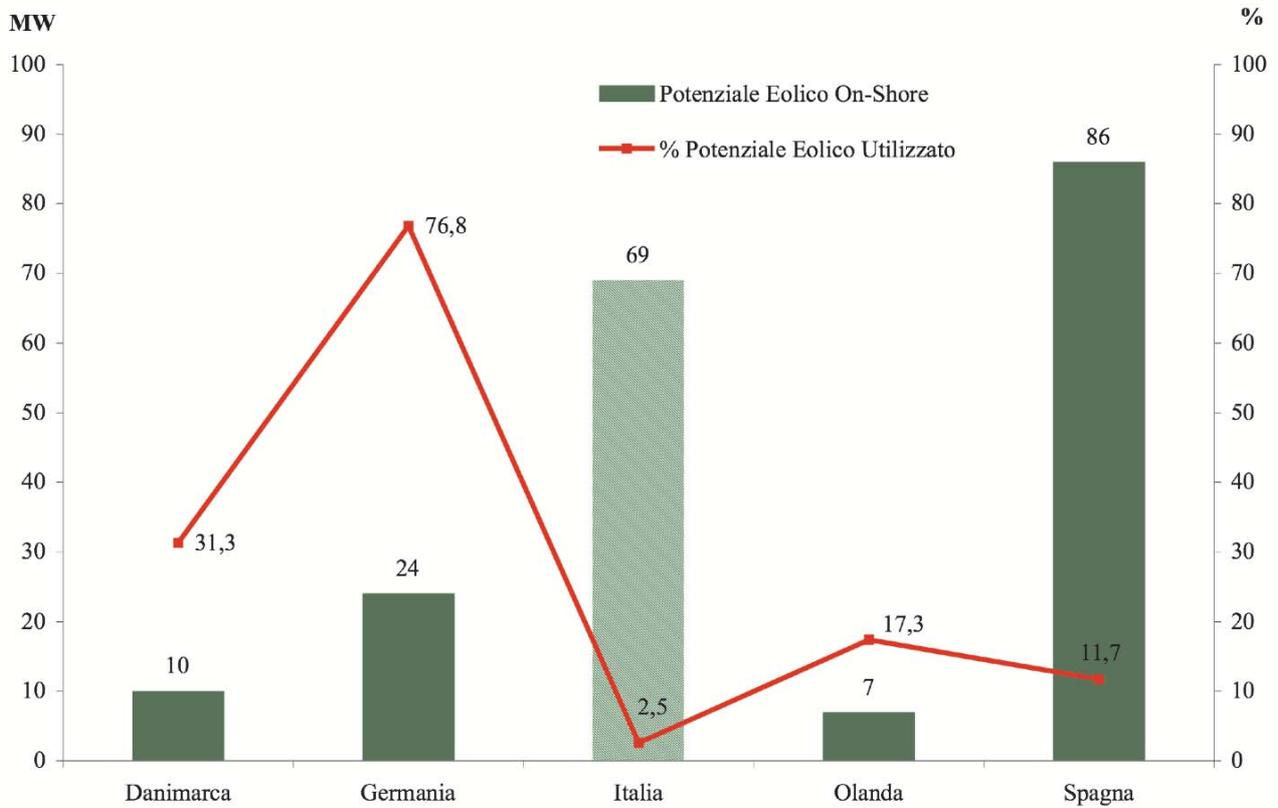
- Vestas (Danimarca) ha accresciuto il fatturato del gruppo da 1,3 miliardi di euro del 2001 ai 3,6 miliardi di euro del 2005, con un numero di dipendenti triplicato a 12 mila. La società ha uno stabilimento in Italia a Taranto con 500 dipendenti con una capacità produttiva di 400 MW relativa alla turbina da 0,85 MW destinata ai mercati di tutto il mondo;
- il fatturato del gruppo Gamesa (Spagna) è passato dai 700 mil.euro del 2001 a 1,7 mld.euro (che nel 2006 dovrebbero passare a 2,4 mld.euro), con un numero di occupati nell’eolico di 3.600 unità;
- Enercon (Germania) ha fatturato nel 2005 circa 1,5 mld.euro e impiega 8.000 persone a livello mondiale.

Complessivamente, l’occupazione diretta e indiretta legata all’industria eolica in Europa è stimabile in 150 mila unità, pari a circa la metà del numero totale di occupati stimato nel settore delle FER in Europa. La ricaduta in termini di valore aggiunto e occupazione è massima nei Paesi dove si trovano stabilimenti industriali di costruzione o assemblaggio degli aerogeneratori: si stima che l’eolico in Danimarca dia lavoro a 20 mila addetti, e in Germania a 70-80 mila. Una stima per l’Italia pone le unità totali a 1.500.

2.2. FATTORI DI SUCCESSO

La forte crescita dell’eolico in alcuni Paesi rispetto ad altri evidenzia alcuni fattori di successo. Concentrando l’analisi sui 5 principali Paesi europei, l’Italia mostra la minore potenza installata, pari a un valore irrisorio rispetto al potenziale teorico eolico *on-shore*: 2,5% contro l’80% circa della Germania e il 30% circa del Portogallo.

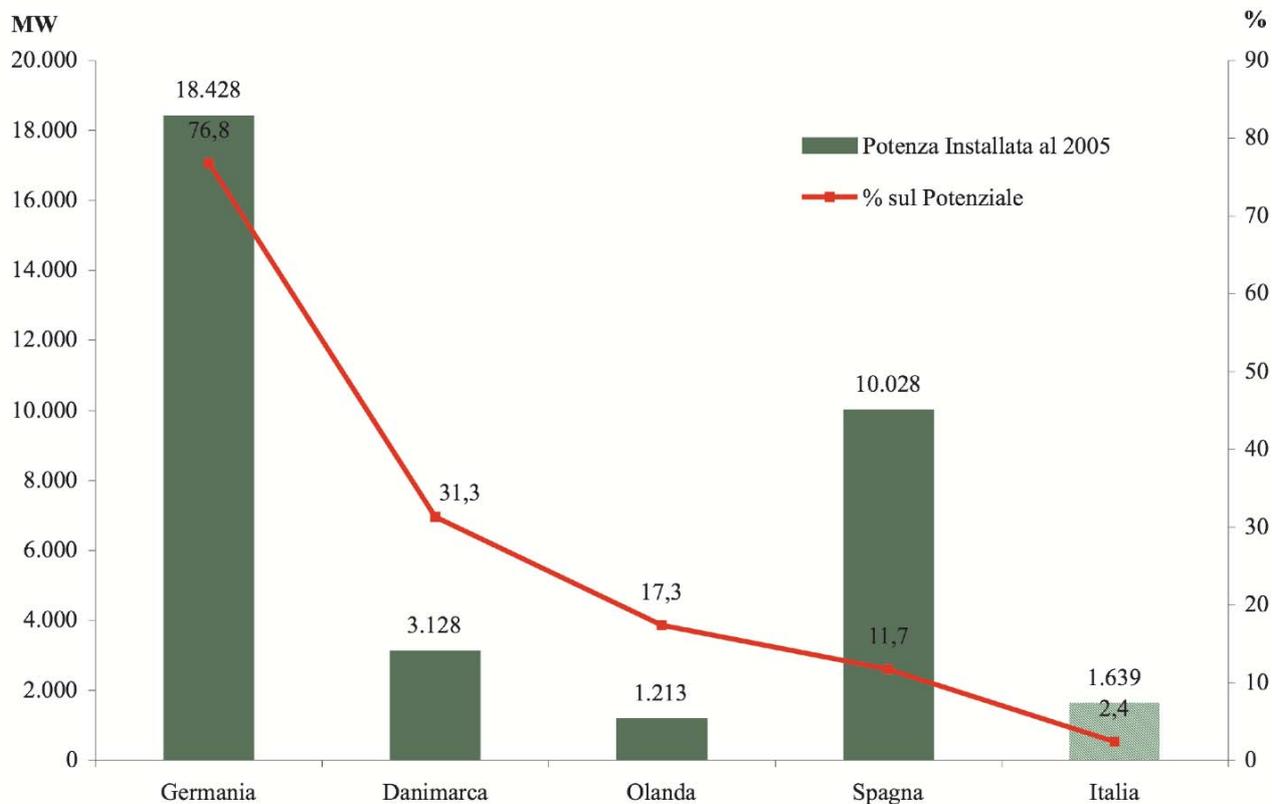
Fig. 2.8 – Potenziale eolico installabile e percentuale di utilizzata



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat, IEA e GSE

Esaminando la crescita al 2005, si osserva che la potenza installata in Italia è stata circa un decimo rispetto alla Germania e un settimo di quella spagnola, nonostante l'ampio potenziale: infatti per potenziale l'Italia è il secondo dei 5 cinque Paesi dopo la Spagna: 86 GW per la Spagna, contro 69 GW per l'Italia, 24 per la Germania e 10 per la Danimarca.

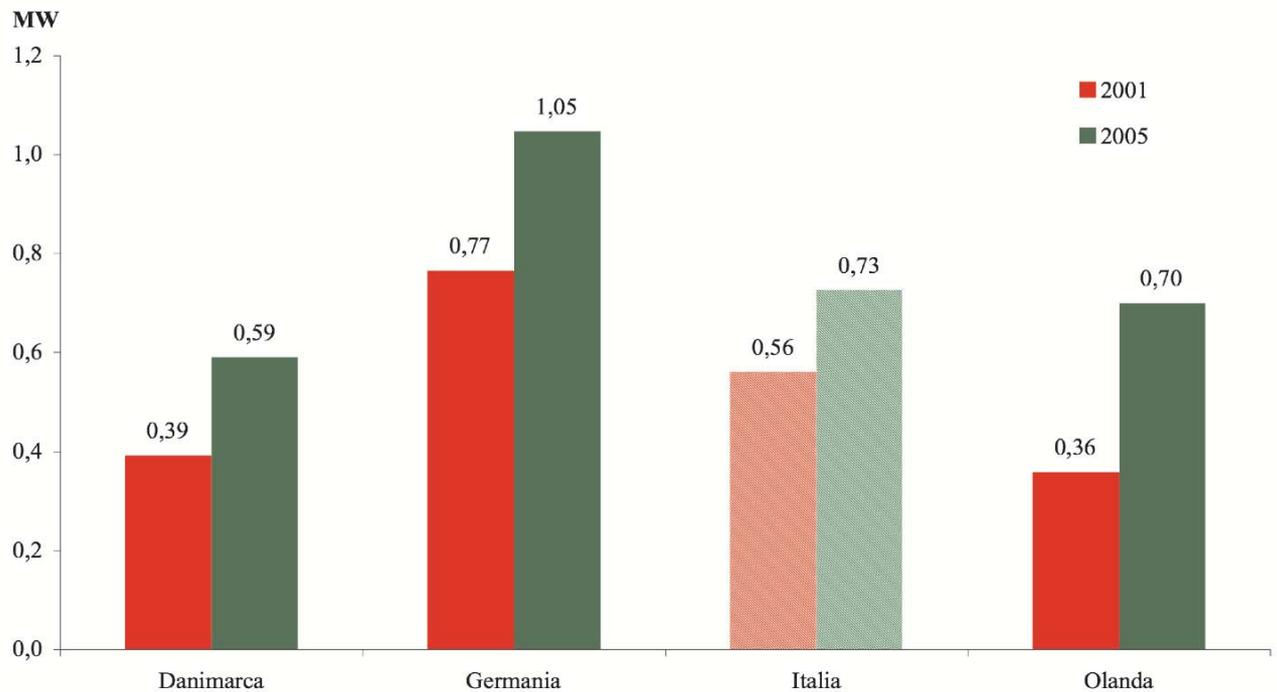
Fig. 2.9 – Potenza eolica *on-shore* installata e percentuale sul potenziale al 2005



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat, IEA e GSE

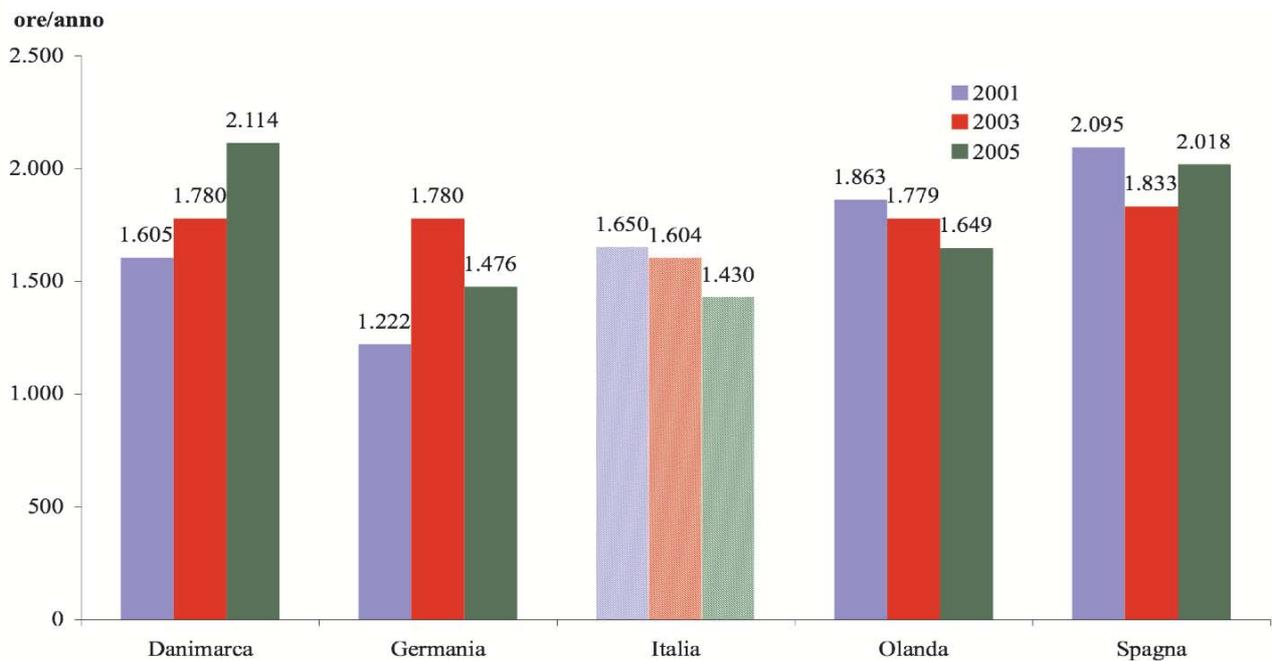
La potenza media per turbina in Italia risulta leggermente superiore ai Paesi che possono vantare un precoce inizio dell'industria eolica, ma di gran lunga inferiore rispetto alla Germania; ciò è dovuto anche alle caratteristiche geografiche e orografiche del nostro Paese (altezza e impervietà dei territori ventosi). Se ne deduce la priorità in prospettiva per il *repowering* (sostituzione di turbine a bassa potenza unitaria con turbine a potenza maggiore).

Fig. 2.10 – Potenza media delle turbine eoliche (su potenza cumulata a fine anno)



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat, IEA e GSE

Fig. 2.11 – Ore di utilizzazione equivalenti degli impianti eolici



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat, IEA e GSE

2.3. EOLICO E IMPATTI SUI SISTEMI ELETTRICI EUROPEI

La crescita della potenza elettrica da fonte eolica nei prossimi anni avrà un forte impatto in relazione all'integrazione con le reti di trasmissione e la restante parte del parco di generazione.

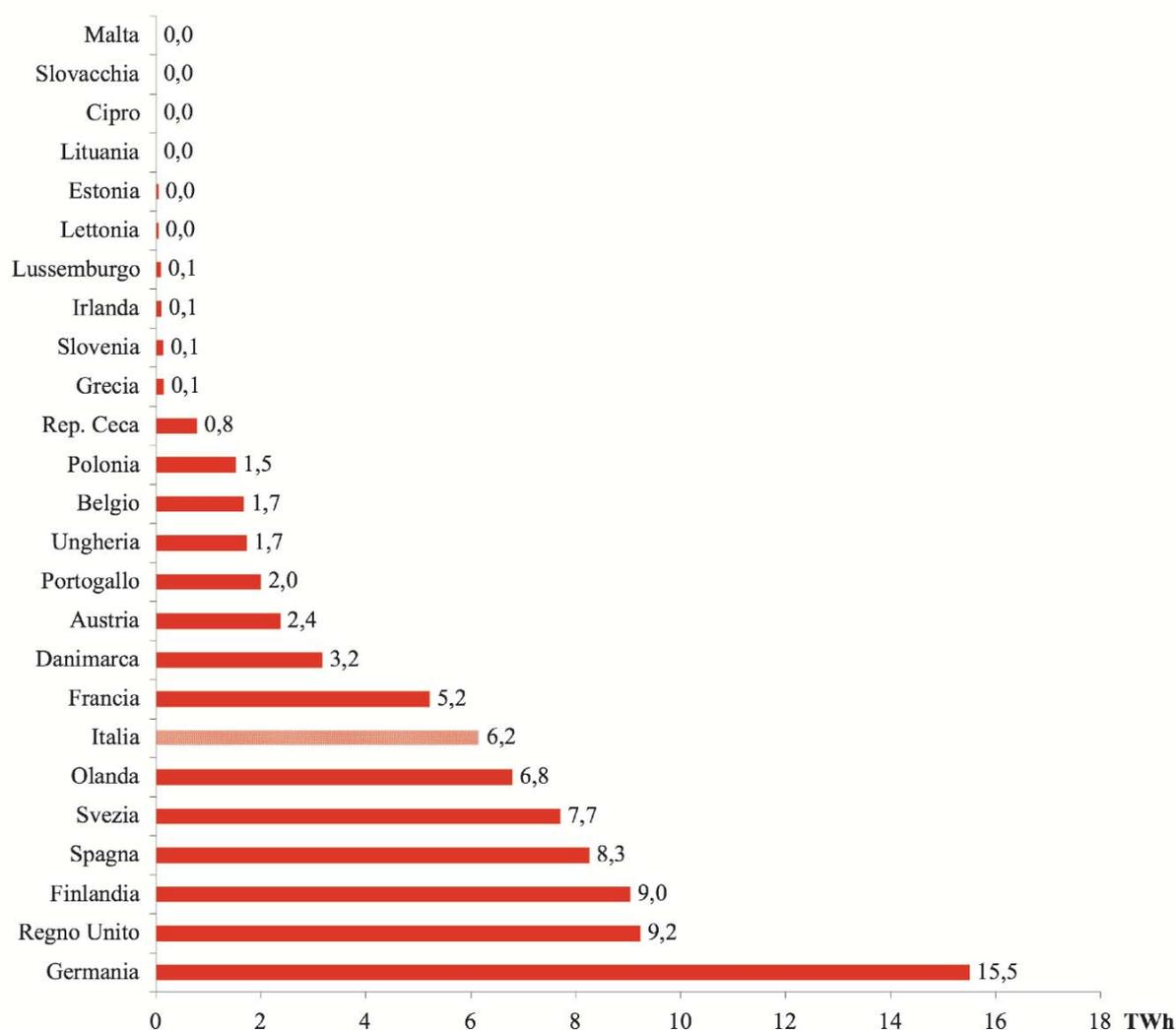
Le conclusioni a cui perviene il recente rapporto del gennaio 2007 predisposto a riguardo da ETSO (*European Transmission System Operators, "European Wind Integration Study: Towards a Successful Integration of Wind Power into European Electricity Grids"*), prevede una capacità eolica installata al 2008 di 67 GW contro i 41 del 2005, con le seguenti criticità:

- riduzione delle capacità di trasmissione transfrontaliere a motivo di ampi carichi non programmati associati all'eolico, il che a sua volta ridurrà la stabilità dei sistemi dei Paesi confinanti e interconnessi alla rete del Paese che origina tali sovraccarichi da eolico;
- congestioni non programmate delle reti di trasmissione esistenti all'interno del Paese e quindi necessità di potenziamento di tali reti e conseguenti investimenti straordinari: i Paesi a maggior rischio di congestione e ampiezza di impatto sono Belgio, Germania, Olanda e Polonia;
- esigenza di bilanciare il più possibile i carichi eolici con capacità di riserva, idroelettrica o termica;
- aumento del rischio di black-out, in quanto in caso di eventi di riduzione della tensione del sistema, gli impianti eolici (a eccezione di quelli di recente tecnologia) si disconnettono automaticamente, senza supportare la rete ma anzi amplificando il problema originario;
- esigenza di incremento di capacità per il bilanciamento e di riserva, a motivo dell'impossibilità di programmare la produzione eolica: in particolare per Danimarca, Germania e Spagna; da sottolineare che l'incremento di riserva di capacità determina necessariamente un incremento dei costi medi del sistema elettrico nazionale;
- aumento delle perdite di rete, in quanto generalmente le centrali eoliche si trovano distanti dai centri di consumo, cioè da quelli ad alto carico (in alcune particolari situazioni, anche raddoppio delle perdite): ciò richiede anche un aumento della potenza reattiva a livello dell'alta tensione;
- spiazzamento della capacità termoelettrica esistente, a motivo della priorità di dispacciamento di cui generalmente godono le fonti rinnovabili, il che comporta perdite economiche per i proprietari di tali impianti convenzionali che si connettono in prossimità di impianti eolici.

3. BIOMASSE

Il settore delle biomasse è quello più complesso all'interno delle FER e ciò si riflette sia sulle politiche di supporto che sulle statistiche. Nel presente rapporto, in merito alle statistiche presentate sulla produzione elettrica, con biomasse si intende tutta la produzione da biomasse solide, biogas e rifiuti. La produzione di energia elettrica da biomasse nell'Unione Europea ha raggiunto nel 2005 gli 82 TWh, con oltre il 60% di questa produzione concentrata solo in 5 Paesi: nell'ordine Germania (15,5 TWh), Regno Unito (9,2 TWh), Finlandia (9 TWh), Spagna (8,4 TWh) e Svezia (7,7 TWh).

Fig. 3.1 – UE-25 Produzione da biomasse nel 2005



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat, IEA e GSE

Le statistiche sulla potenza installata riflettono solo in parte tale concentrazione: a Germania (2.557 MW), Finlandia (2.194 MW), Svezia (1.665 MW), Spagna (1.500 MW) e Regno Unito (1.413 MW) – il 55% della potenza installata nell'UE-25 – si aggiungono Francia ed Italia, rispettivamente con 1.500 e 1.200 MW, con il 71% della capacità concentrata in 7 Paesi.

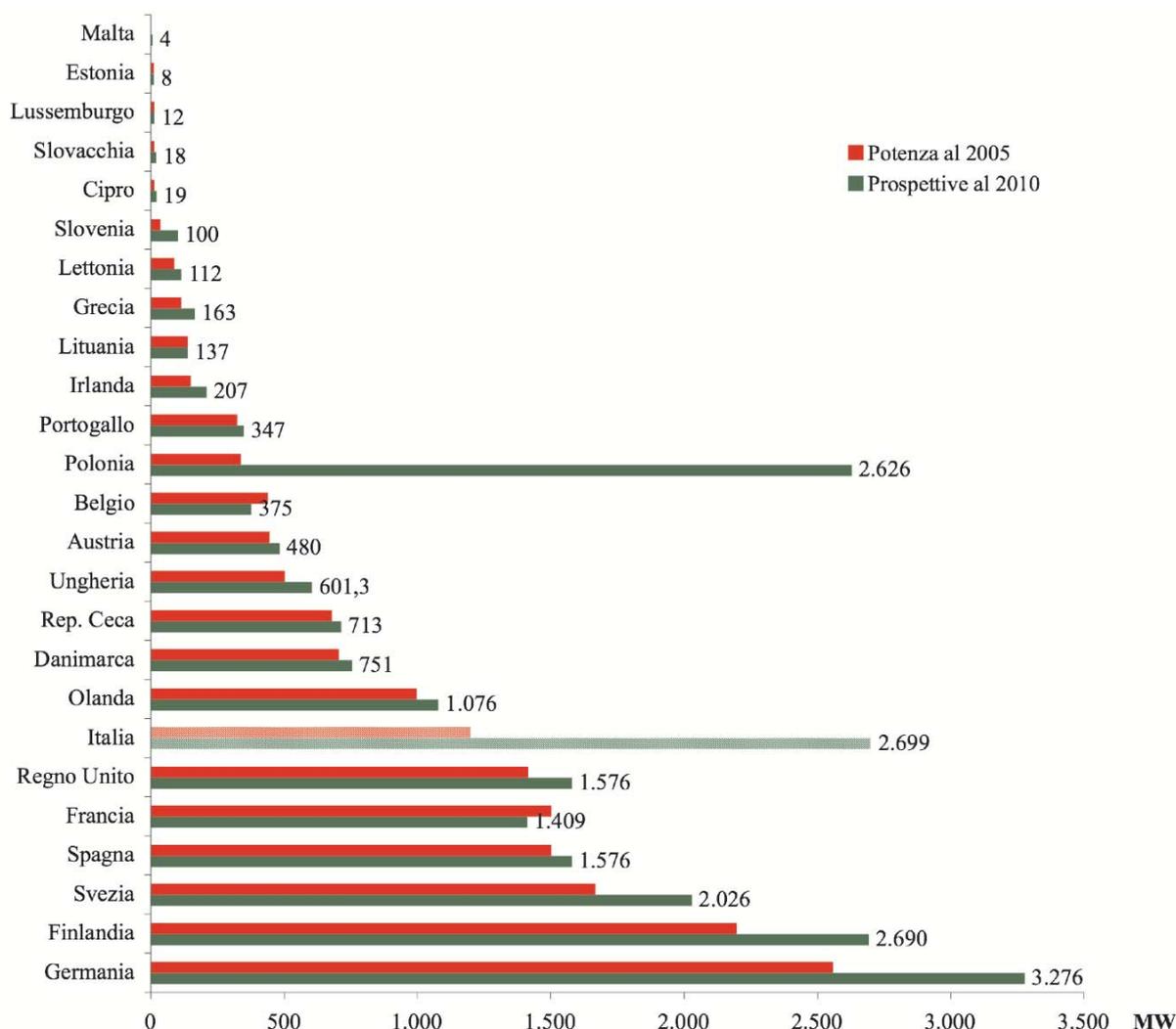
Le prospettive indicano per il 2010 un incremento della capacità nell'UE-25 del 42% rispetto ai livelli del 2005. Di grande rilievo la crescita prevista in Italia, che così andrebbe al primo posto con 2.699 MW (+125% rispetto al 2005), ma anche la crescita della Polonia (oltre il 680%), che diventerebbe il quarto Paese per capacità installata dopo Germania e Finlandia. Di rilievo anche il tasso di crescita della Slovenia (194%), che tuttavia contribuirà con un peso marginale sulla capacità totale.

Tab. 3.1 – UE-25 Potenza installata da biomasse e prospettive al 2010

	al 2000	al 2005	2000-2005	al 2010	Incremento atteso al 2010	
	MW	MW	%	MW	MW	%
Austria	390	443	14	480	37	8
Belgio	432	437	1	375	-62	-14
Cipro	0	12	-	19	7	58
Danimarca	570	703	23	751	48	7
Estonia	8	8	0	8	0	0
Finlandia	1.783	2.194	23	2.690	496	23
Francia	1.561	1.500	-4	1.409	-91	-6
Germania	2.506	2.557	2	3.276	719	28
Grecia	63	113	79	163	50	44
Irlanda	72	148	106	207	59	40
Italia	685	1.200	75	2.699	1.499	125
Lettonia	9	86	856	112	26	30
Lituania	135	137	1	137	0	0
Lussemburgo	10	10	0	12	2	20
Malta	0	0	-	4	4	-
Olanda	977	995	2	1.076	81	8
Polonia	148	336	127	2.626	2.290	682
Portogallo	315	321	2	347	26	8
Regno Unito	1.014	1.413	39	1.576	163	12
Rep. Ceca	678	678	0	713	35	5
Slovacchia	0	12	-	18	6	50
Slovenia	24	34	42	100	66	194
Spagna	1.368	1.500	10	1.576	76	5
Svezia	1.647	1.665	1	2.026	361	22
Ungheria	53	501	845	601	100	20
UE-25	14.448	17.003	18	24.211	7.208	42

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat, IEA e GSE

Fig. 3.2 – UE-25 Potenza installata da biomasse al 2005 e prospettive al 2010



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat, IEA e GSE

I dati sulle ore di utilizzazione equivalenti mostrano come nei Paesi UE-25 ci sia una predominanza della fascia 3.000-5.500 ore, con 11 Paesi su 25. La fascia 800-1.600 a più ridotto numero di ore di utilizzazione equivalenti riguarda solo 5 Paesi, mentre il primato spetta al Lussemburgo (7.600), seguito da Olanda, Regno Unito, Portogallo e Germania con valori compresi fra le 6mila e le 7mila ore/anno.

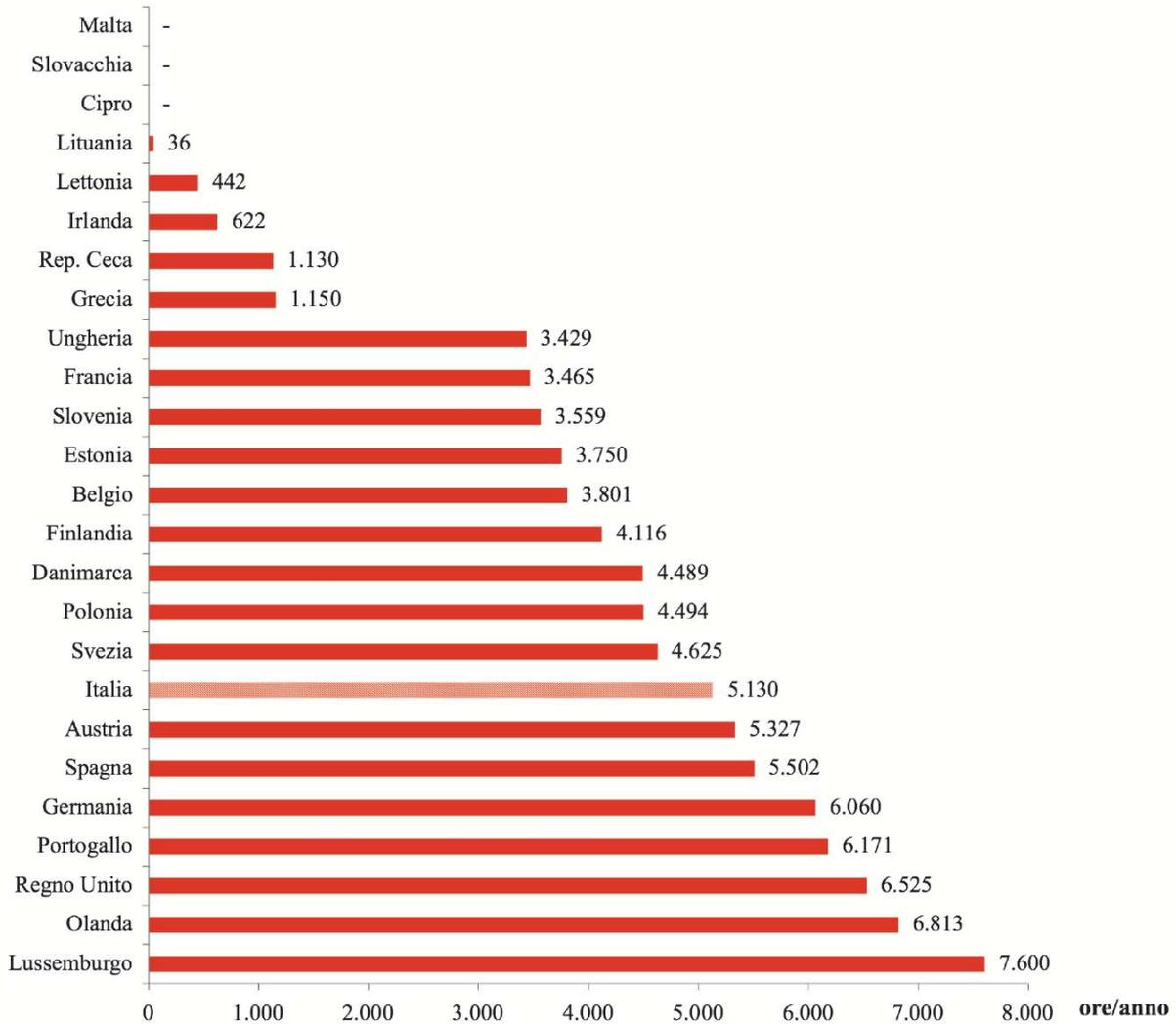
Tab. 3.2 – UE-25 Potenza, produzione e ore di utilizzazione da biomasse

	Potenza al 2005	Produzione nel 2005	Ore di utilizzazione equivalenti nel 2005
	MW	GWh	Ore/anno
Austria	443	2.360	5.327
Belgio	437	1.661	3.801
Cipro	12	-	-
Danimarca	703	3.156	4.489
Estonia	8	30	3.750
Finlandia	2.194	9.030	4.116
Francia	1.500	5.198	3.465
Germania	2.557	15.495	6.060
Grecia	113	130	1.150
Irlanda	148	92	622
Italia	1.200	6.155	5.130
Lettonia	86	38	442
Lituania	137	5	36
Lussemburgo	10	76	7.600
Malta	0	-	-
Olanda	995	6.779	6.813
Polonia	336	1.510	4.494
Portogallo	321	1.981	6.171
Regno Unito	1.413	9.220	6.525
Rep. Ceca	678	766	1.130
Slovacchia	12	-	-
Slovenia	34	121	3.559
Spagna	1.500	8.253	5.502
Svezia	1.665	7.700	4.625
Ungheria	501	1.718	3.429
UE-25	17.003	81.474	4.792

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat, IEA e GSE

Il principale meccanismo di incentivazione delle biomasse sono le tariffe *feed-in*, con l'eccezione di quei Paesi dove è presente un sistema di quote regolato da un mercato dei Certificati Verdi (Italia, Regno Unito, Svezia, Belgio, e Polonia) e della Finlandia dove la grande produzione di energia da biomasse è stata incentivata attraverso sussidi agli investimenti.

Fig. 3.3 – UE-25 Ore di utilizzazione equivalenti da biomasse nel 2005



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati fonte Eurostat e GSE

Tab. 3.3 – UE-25 Incentivazione alla produzione da biomasse (primo semestre 2006)

	Potenza al 2005	TARIFFE FEED-IN (€cents/kWh)				Durata	Certificati Verdi (2)
		Incentivo	Prezzo elettricità	Diminuzione Tariffa			
				per impianti esistenti	per nuovi impianti (1)		
MW	€cents/kWh	€cents/kWh			Anni	€cents/kWh	
Austria	443	10,2 - 16	No	Sì	No	13	No
Belgio	437	No	---	---	---	---	7 - 11,004
Cipro	12	6,5	No	Nd	Nd	No limite	No
Danimarca	703	8	No	Sì	No	20	No
Estonia	8	5,2	No	Nd	Nd	7	No
Finlandia	2.194	No	---	---	---	---	No
Francia	1.500	4,9 - 6,1	No	No	No	15	No
Germania	2.557	8,1 - 21,2	No	No	Sì, 1,5% l'anno	20	No
Grecia	113	7,3 - 8,46	No	No	No	12	No
Irlanda	148	7	No	No	No	15	No
Italia	2.000	No	---	---	---	---	12,528
Lettonia	86	No	---	---	---	---	No
Lituania	137	5,8	No	nd	Nd	10	No
Lussemburgo	10	7,91 - 10,26	No	No	No	10	No
Malta	0	No	---	---	---	---	No
Olanda	995	7 - 9,7	5	No	No	10	No
Polonia	336	No	---	---	---	---	4,878 - 5,925
Portogallo	321	11	No	No	No	15	No
Regno Unito	1.413	No	---	---	---	---	5,56 - 6,44
Rep. Ceca	678	4,4 - 6,4	5,56	nd	Nd	15	No
Slovacchia	12	7,2 - 8	No	nd	Nd	1	No
Slovenia	34	3,4 - 3,6	5,56	nd	Nd	10	No
Spagna	1.500	3,07 - 3,83	5,56	No	Variabile	No limite	No
Svezia	1.665	No	---	---	---	---	2,07
Ungheria	501	9,4	No	nd	Nd	No limite	No

(1) La riduzione riguarda lo schema incentivante da applicarsi a nuovi impianti realizzati successivamente al 2006; quindi, una volta realizzato l'impianto, lo schema incentivante (che potrebbe essere anche decrescente) resta invariato.

(2) Non esistono limiti alla durata dei certificati verdi per nuovi impianti ad eccezione dell'Italia, dove la durata è di 12 anni, e della Svezia, dove la durata è di 15 anni. In Italia, l'iniziale limite di 8 anni è stato aumentato a 12 per le biomasse a fine 2005, durata poi estesa a tutte le fonti rinnovabili nell'aprile 2006.

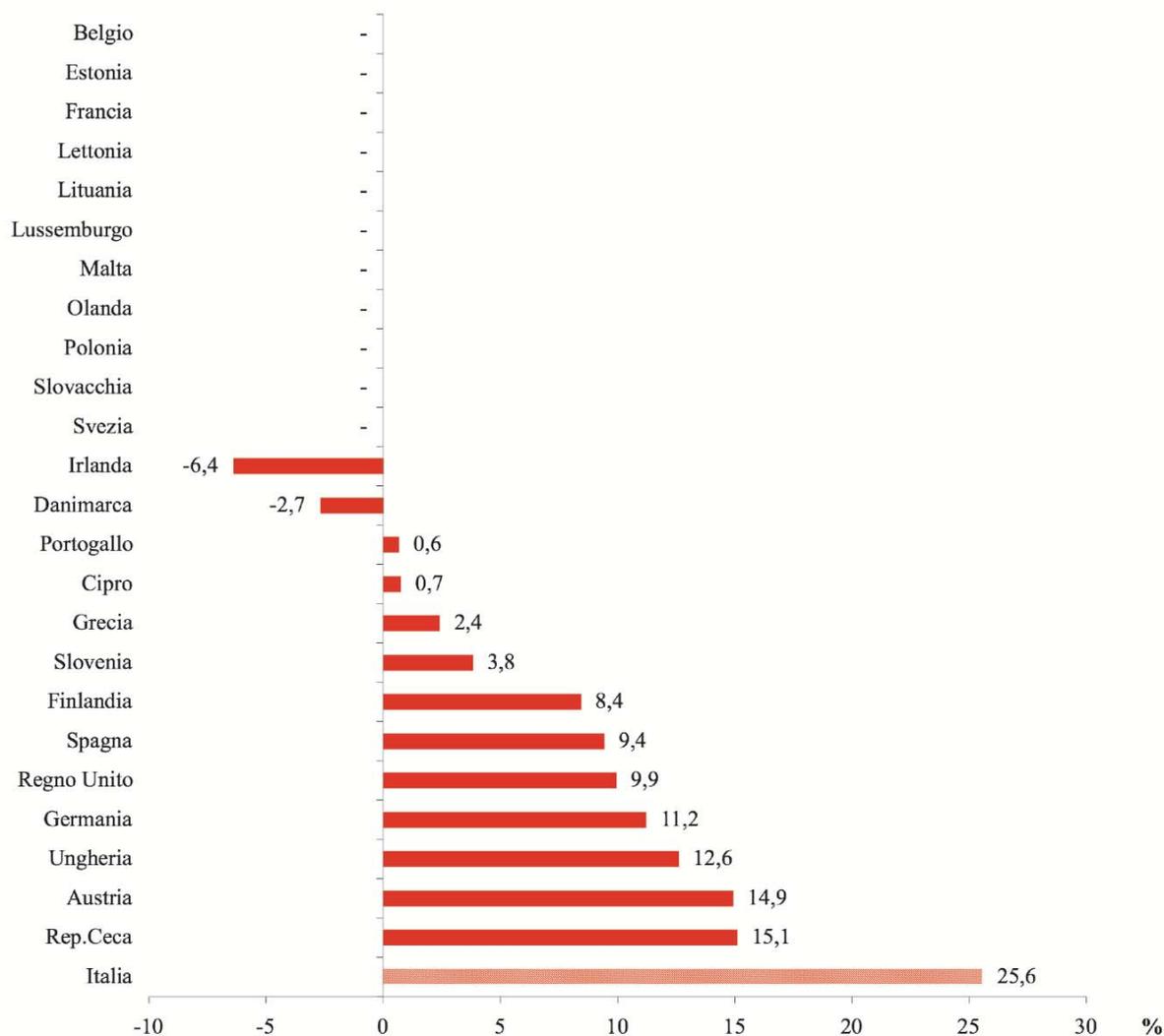
Nota: per Repubblica Ceca, Slovenia e Spagna dove sono in vigore sia opzioni a tariffa fissa che come premio sul prezzo di mercato è stata considerata la seconda opzione quando presente.

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat, IEA e GSE

La seguenti tabelle riportano le stime della redditività calcolata attraverso il TIR per un impianto tipo in Europa di medie dimensioni di circa 10 MW elettrici, con o senza cogenerazione. Le principali ipotesi sono: efficienza totale con cogenerazione dell'85%, sostituzione del gasolio riscaldamento valorizzato per ogni Paese alla media di prezzo, tasse incluse, del primo semestre 2006. Il costo standard della biomassa considerato è di 3 euro/GJ.

L'analisi evidenzia l'alta redditività per gli impianti con cogenerazione in Italia, dovuta sia all'alto prezzo del gasolio riscaldamento sostituito, in assoluto di gran lunga il più alto per effetto della pesante tassazione, sia per i prezzi alti dell'elettricità e dei certificati verdi.

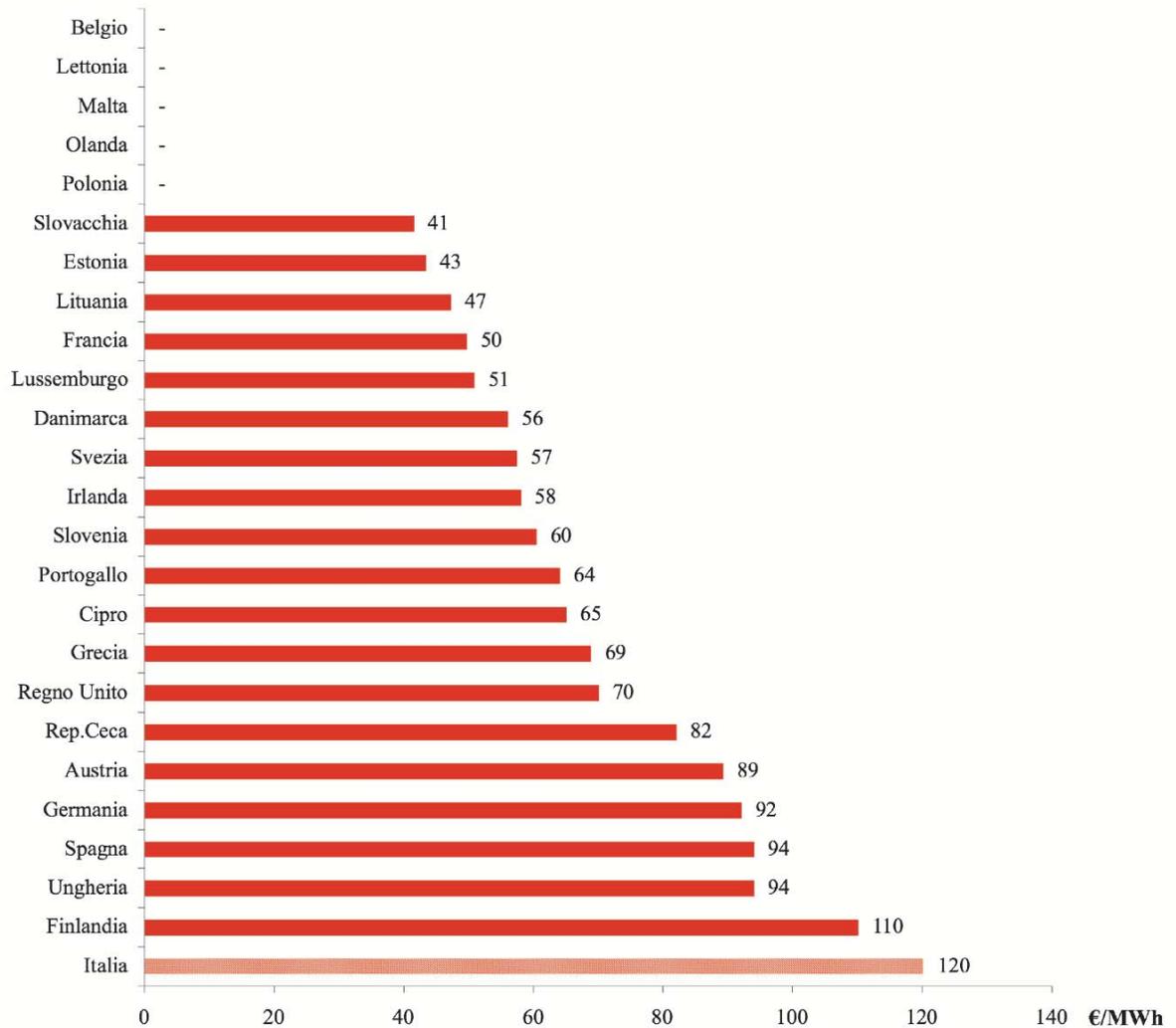
Fig. 3.4 – UE-25 Redditività media (TIR) di 10 MWe da biomasse senza cogenerazione



Nota metodologica: redditività media (TIR) pre-tax di 10 MWe da biomasse in assenza di cogenerazione installato *on-grid* nel primo semestre 2006, stante le corrispondenti politiche di incentivazione in vigore.

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

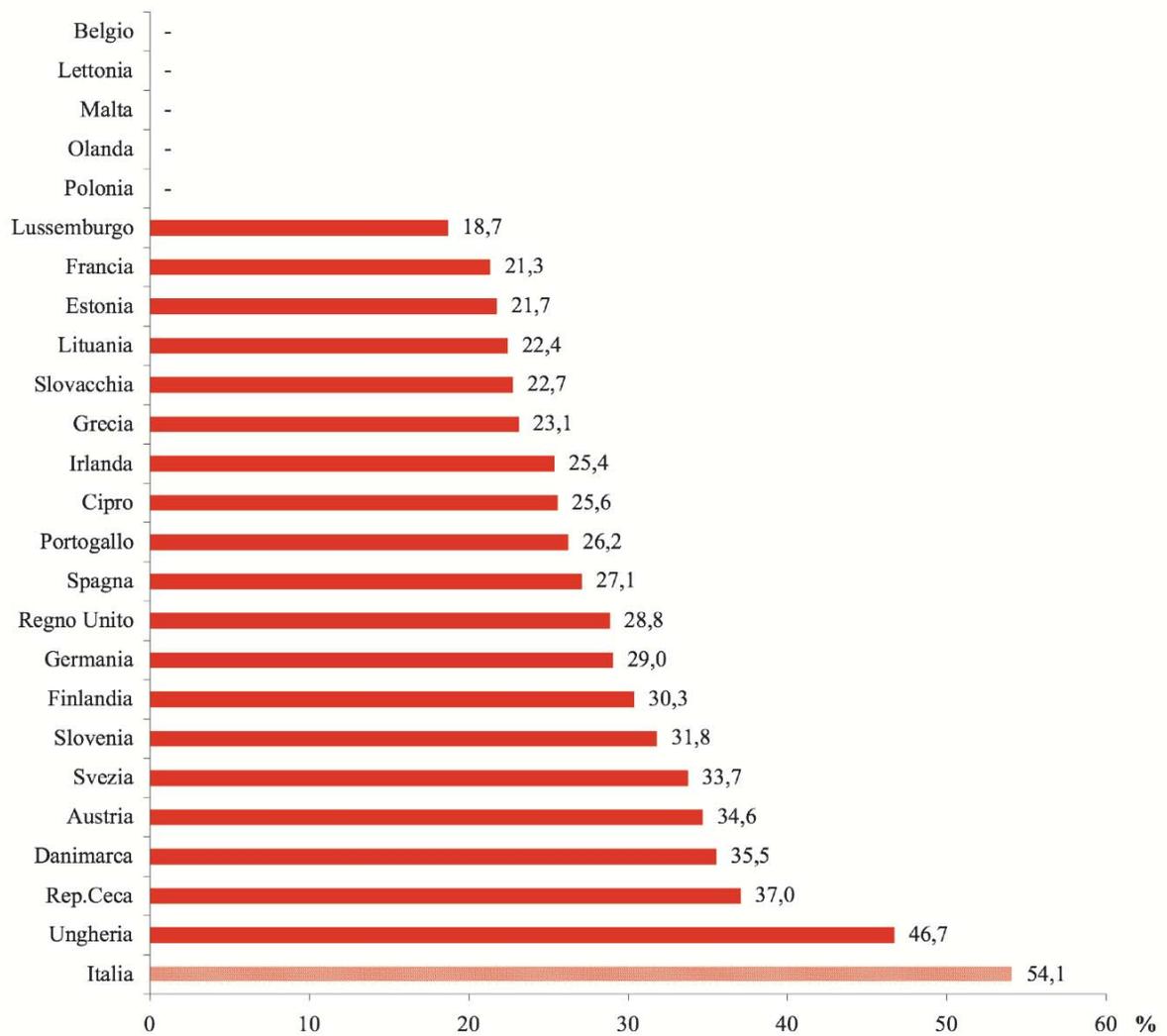
Fig. 3.5 – UE-25 Ricavo unitario medio di 1 MWh da biomasse



Nota metodologica: ricavo unitario medio (25 anni) per 1 MWh da biomasse in impianti di 10 MWe installati nel primo semestre 2006, stante le corrispondenti politiche di incentivazione in vigore.

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

Fig. 3.6 – UE-25 Redditività media (TIR) di 10 MWe da biomasse con CHP



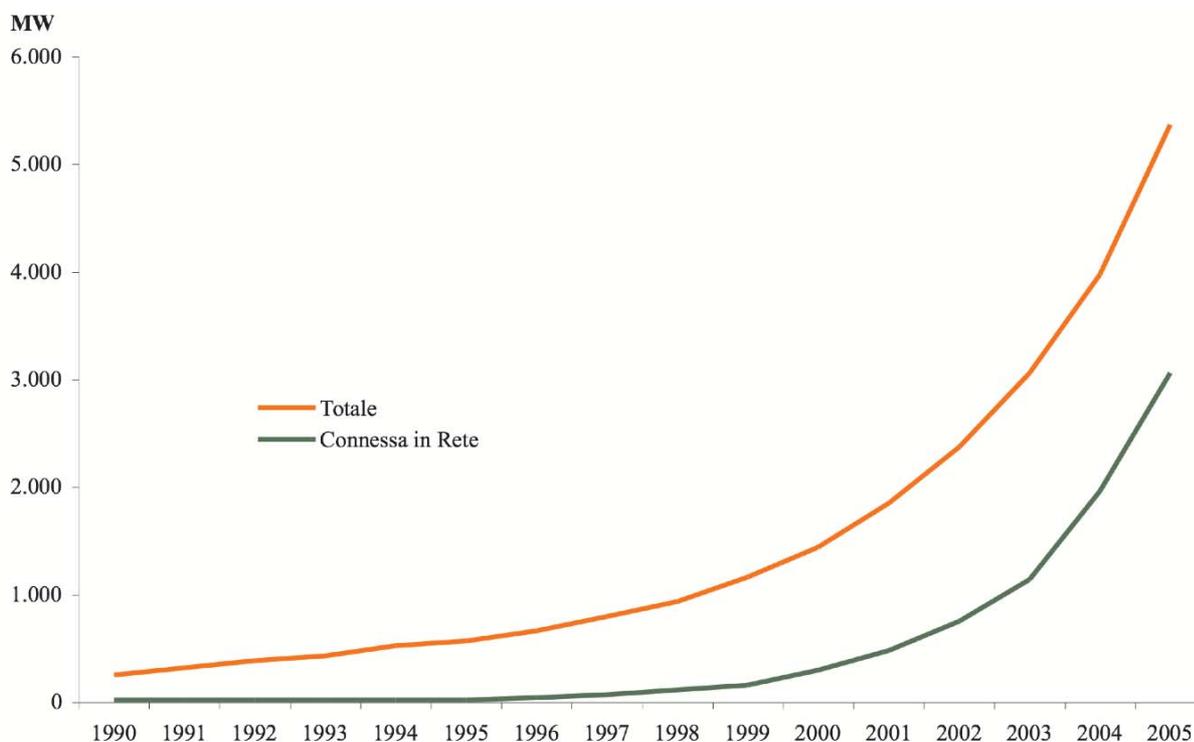
Nota metodologica: redditività media (TIR) pre-tax di 10 MWe da biomasse con cogenerazione installato on-grid nel primo semestre 2006, stante le corrispondenti politiche di incentivazione in vigore.

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

4. SOLARE FOTOVOLTAICO

La tecnologia del fotovoltaico sta conoscendo ritmi di crescita annuali superiori al 30%, con una capacità che nel 2005 ha superato i 5.000 MW installati. Nel solo 2005 sono stati installati oltre 1.400 MW, di cui il 57% nella sola Germania che ha assunto una leadership mondiale, superando, con oltre 1.500 MW installati, anche il Giappone. In Europa, rispetto alla Germania, si collocano ad enorme distanza la Spagna con 58 MW, l'Olanda con 51 MW e, al quarto posto l'Italia con 34 MW. Altri Paesi che occupano posizioni di spicco sono: Francia, Austria, Grecia. La Germania solo nel 2005 ha installato 600 MW, più di un terzo della sua potenza cumulata che ha superato i 1.500 MW. Anche la Spagna nel 2005 ha installato più di un terzo della sua potenza totale.

Fig. 4.1 – Potenza solare installata nel mondo



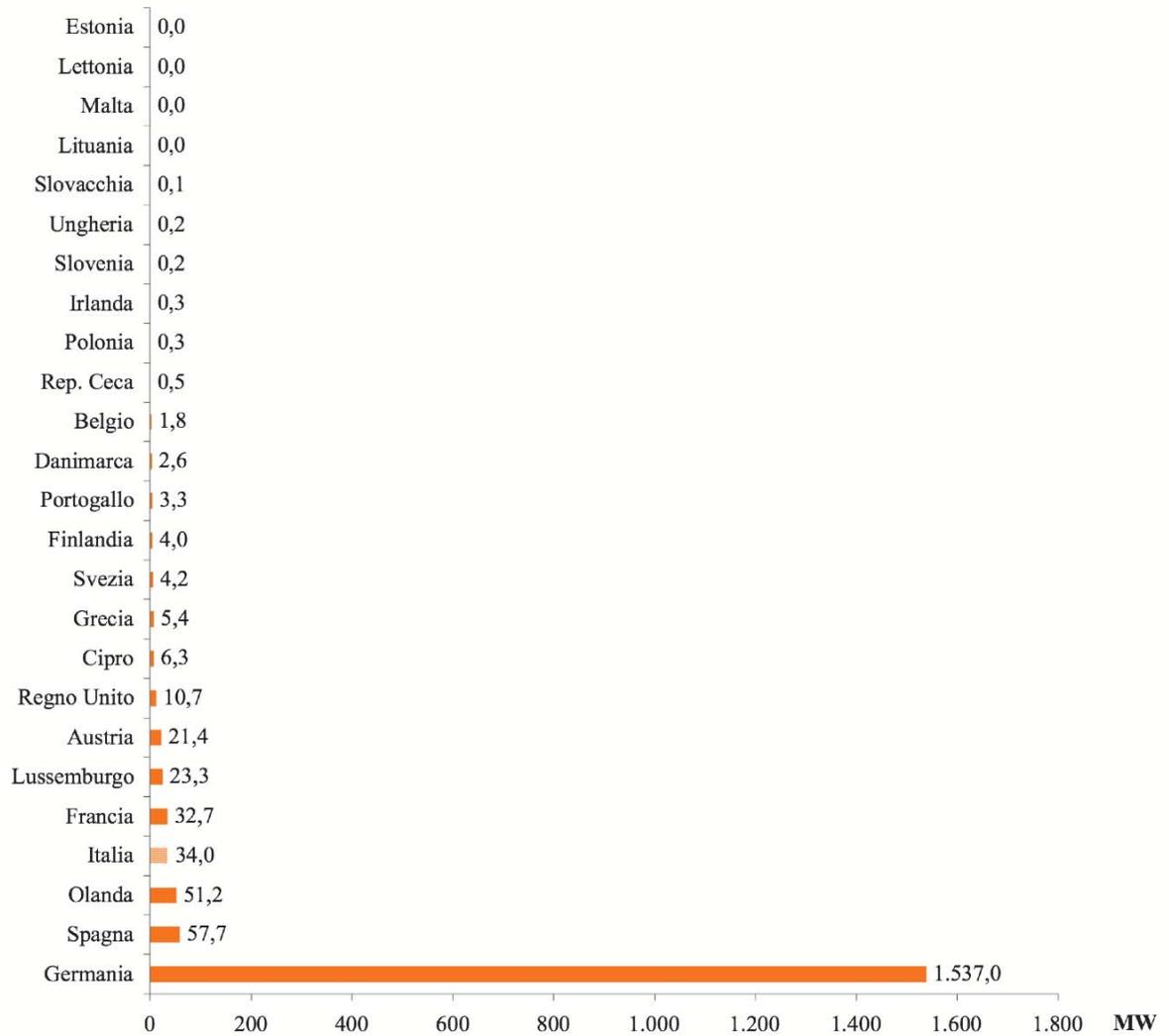
Fonte: Ren 21, 2006

Tab. 4.1 – UE-25 Potenza solare installata

	Nel 2005	Al 2005
	kW	kW
Austria	2.250	21.430
Belgio	502	1.765
Cipro	280	6.250
Danimarca	350	2.640
Estonia	1	3
Finlandia	300	4.002
Francia	6.367	32.667
Germania	603.000	1.537.000
Grecia	900	5.444
Irlanda	20	300
Italia	3.000	34.000
Lettonia	1	5
Lituania	0	17
Lussemburgo	66	23.266
Malta	9	15
Olanda	2.100	51.200
Polonia	83	317
Portogallo	600	3.300
Regno Unito	2.500	10.664
Rep. Ceca	114	530
Slovacchia	0	60
Slovenia	116	216
Spagna	20.200	57.700
Svezia	310	4.176
Ungheria	38	176
UE-25	643.107	1.797.143

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat, IEA e GSE

Fig. 4.2 – UE-25 Potenza solare installata al 2005



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat, IEA e GSE

La Germania è anche in vetta alla classifica di potenza fotovoltaica procapite, con 4,2 kW per 1.000 abitanti, seguita dall'Olanda con 3,0, dall'Austria con 2,4, dalla Spagna con 0,87.

Tab. 4.2 – Penetrazione pro-capite della tecnologia fotovoltaica in Paesi selezionati

	kW/1000 ab
Germania	4,20
Olanda	3,01
Austria	2,40
Spagna	0,87
Italia	0,62
Svezia	0,43
Grecia	0,34
Portogallo	0,30
Francia	0,30
Regno Unito	0,14
Slovenia	0,003

Fonte: elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat, IEA e GSE

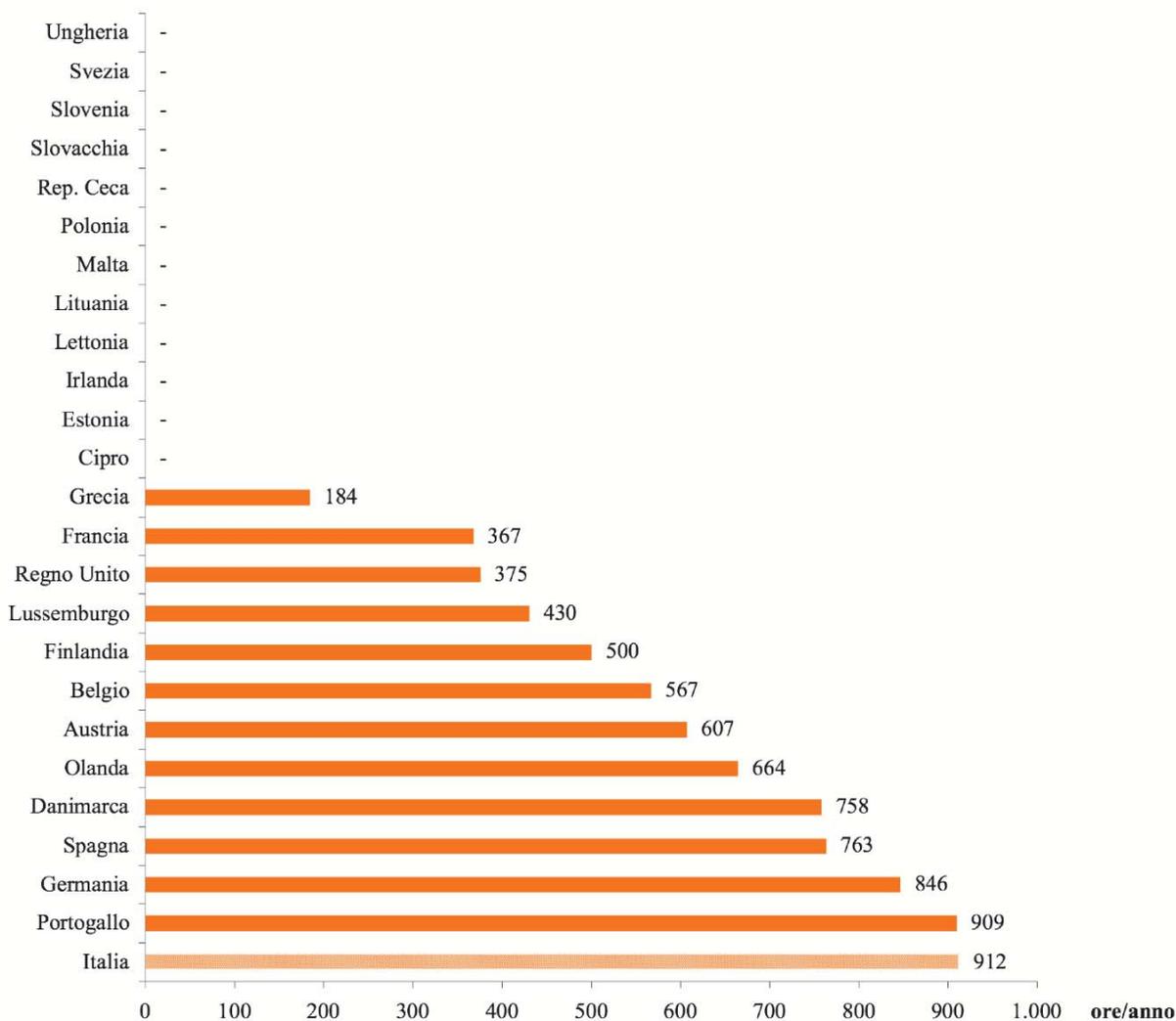
Spetta all'Italia il valore più alto di ore di utilizzazione equivalenti con 912 ore nel 2005, affiancata dal Portogallo con 909 ore. Seguono la Germania con 846, la Spagna e la Danimarca rispettivamente con 763 e 758 ore.

Tab. 4.3 – UE-25 Potenza, produzione e ore di utilizzazione da solare nei maggiori Paesi

	Potenza al 2005 kW	Produzione nel 2005 MWh	Ore di utilizzazione ore/anno
Austria	21.430	13.000	607
Belgio	1.765	1.000	567
Cipro	6.250	-	-
Danimarca	2.640	2.000	758
Estonia	3	-	-
Finlandia	4.002	2.000	500
Francia	32.667	12.000	367
Germania	1.537.000	1.300.000	846
Grecia	5.444	1.000	184
Irlanda	300	-	-
Italia	34.000	31.000	912
Lettonia	5	-	-
Lituania	17	-	-
Lussemburgo	23.266	10.000	430
Malta	15	-	-
Olanda	51.200	34.000	664
Polonia	317	-	-
Portogallo	3.300	3.000	909
Regno Unito	10.664	4.000	375
Rep. Ceca	530	-	-
Slovacchia	60	-	-
Slovenia	216	-	-
Spagna	57.700	44.000	763
Svezia	4.176	-	-
Ungheria	176	-	-
UE-25	1.797.143	1.457.000	811

Fonte: elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat, IEA e GSE

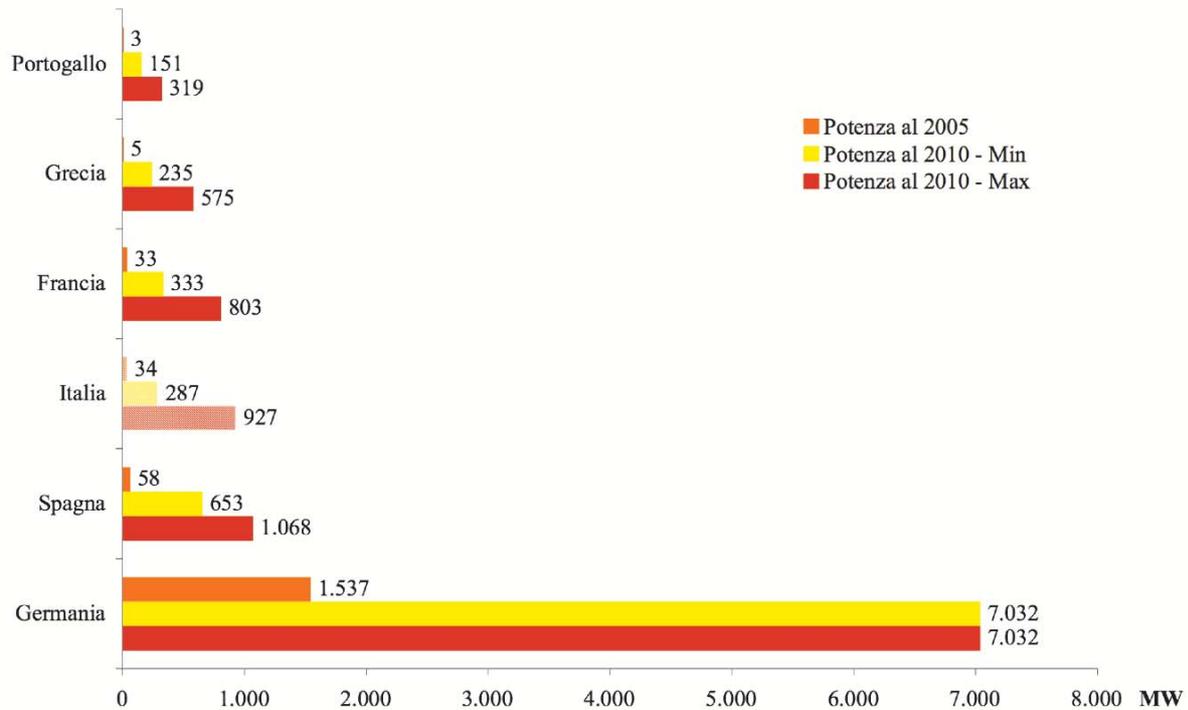
Fig. 4.3 – UE-25 Ore di utilizzazione equivalenti da solare nel 2005



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat, IEA e GSE

Le prospettive di crescita sono massime per la Germania che al 2010 potrebbe raggiungere i 7.000 MW, con un incremento di circa 5.500 MW; anche la Spagna potrebbe conoscere un importante (seppure di minor entità) balzo in avanti con una potenza installata prevista oscillare fra 653 e 1.068 MW circa. L'Italia potrebbe nel medesimo lasso di tempo raggiungere dai 287 MW (oltre 8 volte l'attuale capacità) ai 927 MW (oltre 27 volte).

Fig. 4.4 – Scenari di crescita del fotovoltaico per i principali Paesi UE



Fonte: Epia, 2006

Per quanto riguarda l'Italia, le previsioni elaborate dal GSE indicano al 2010 una forchetta di 400-600 MW di potenza.

Nonostante caratteristiche positive quali la lunga vita di un impianto (25-30 anni) e la manutenzione praticamente inesistente, il problema principale per la massiccia diffusione della tecnologia FV è il costo per la realizzazione di un impianto: in Italia un impianto "familiare" da 3 kWp, oltre ad occupare 25-30 metri quadrati, richiede un investimento di circa 18.000 euro, ammortizzabile in 9-11 anni grazie all'incentivazione, contro i 2-4 anni delle altre FER nelle migliori condizioni. In Germania il costo è minore rispetto alla media, grazie al grado di sviluppo del mercato, non tale però da abbassare l'ordine di grandezza dei tempi di ritorno o del capitale iniziale necessario. Costi di investimento leggermente inferiori alla media si riscontrano in Austria, Danimarca e Olanda, per sistemi connessi in rete. Questi costi minori possono essere giustificati dalla maturità del settore e da collegate economie da apprendimento e, in particolare per la Germania e Spagna, per la presenza di una fiorente industria nazionale, e per la Germania, a motivo di un eccesso di offerta di pannelli verificatasi nel 2006. A seguito di innovazioni tecnologiche, i costi di un sistema fotovoltaico chiavi in mano sono diminuiti negli ultimi 20 anni con una media del 5% annuo; ad inizio 2007, il prezzo corrente di mercato stimato da EPIA è di 6.000 euro/kW, con previsioni di ulteriori cali verso i 4.000 euro nei prossimi due anni. La curva di apprendimento economico stima per questa tecnologia una diminuzione dei costi del 20% ogni volta che si raddoppia la capacità cumulativa installata.

Per i sistemi isolati non connessi alla rete, in Europa pari a 250 MW, il 14% del totale, i costi possono essere il doppio rispetto a quelli connessi alla rete, con minimi nel Regno Unito.

Tab. 4.4 – Costi per la produzione di 1 W fotovoltaico in alcuni Paesi selezionati

	Sistema isolato Euro/W		Sistema connesso in rete Euro/W	
	< 1 kW	> 1 kW	< 10 kW	> 10 kW
Austria	15	10,0-20,0	5,0-6,0	5,0-5,5
Danimarca	9,5-12,2	20,3-27,0	4,5-10,8	6,7-13,5
Francia	15,0-24,0	12,0-21,0	6,5	4,5
Germania	-	-	6	-
Italia	12,0 – 15,0	12,0 – 14,0	6,0 – 8,0	5,5 – 7,5
Norvegia	12,6-18,9	-	10,0-13,9	-
Olanda	-	-	5,5-6,0	4,8
Svezia	10,9	-	6	5,4
UK	8,1-14,0	8,1-14,0	6,9-22,4	5,0-15,5

Fonte: IEA, Trends in Photovoltaic Applications, 2006

In Olanda e Germania la percentuale delle installazioni connesse alla rete è prossima al 90%, mentre è minima per la Svezia e minoritaria per Grecia e Portogallo; in Spagna e Francia le installazioni *on-grid* sono il 62% e il 45%.

Tab. 4.5 – Percentuale di installazioni connesse alla rete elettrica in Paesi selezionati

	Percentuale di installazioni <i>on-grid</i>
Germania	91
Olanda	91
Regno Unito	90
Austria	86
Italia	68
Spagna	62
Francia	45
Grecia	39
Portogallo	25
Svezia	5
Slovenia	5

Fonte: elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat, IEA e GSE

4.1. COSTI E INCENTIVI

Problema primario del fotovoltaico è quello della superficie necessaria, e dunque della concentrazione di energia. Sempre considerando l'esempio dell'impianto da 3 kWp, i 25-30 metri quadrati necessari rappresentano un'area molto ampia, difficilmente disponibile nelle normali abitazioni: questo evidenzia un limite tecnologico, legato cioè ai bassi rendimenti dei pannelli, aspetto che massimamente concorre all'innalzamento dei costi della tecnologia, oltre che alla

superficie necessaria. Indubbiamente una spinta alla diffusione di questa tecnologia viene dal miglioramento dell'efficienza e dalla diminuzione degli spessori dei wafers. Attualmente il rendimento delle celle in silicio mono o poli cristallino è intorno al 15%, livello che offre ampie possibilità visto che un aumento di efficienza della cella di un punto percentuale corrisponde un 7% di riduzione dei costi. Alcune aziende producono celle con un'efficienza media superiore al 20%. Rimane ancora distante la fascia di rendimenti del 30-40% auspicabile. In definitiva alti costi e basse prestazioni (cioè grandi superfici necessarie) sono i limiti che penalizzano i vantaggi di semplicità, affidabilità e lunga vita dei sistemi fotovoltaici. Il costo di produzione di un kWh oscilla ancora fra minimi di 20 €cents a oltre 50 €cents per impianti non connessi, in base alle condizioni di irraggiamento del sito di installazione. I costi da combustibili fossili sono dell'ordine dei 4-7 €cents e quelli dell'eolico sono scesi intorno a 6-9 €cents. Con questa fondamentale premessa diventano centrali le politiche di incentivazione economica, da sempre presenti nello sviluppo di questa tecnologia.

Tab. 4.6 – UE-25 Incentivazione alla produzione da fotovoltaico (primo semestre 2006)

	Potenza al 2005	TARIFFE FEED-IN (€cents/kWh)				Durata	Certificati Verdi (2)
		Incentivo	Prezzo elettricità	Diminuzione Tariffa			
				€cents/kWh	per impianti esistenti		
kW	€cents/kWh	€cents/kWh					
Austria	21.430	47- 60	No	Sì	No	13	No
Belgio	1.765	No	---	---	---	---	7 – 11,004
Cipro	6.250	21,1 - 39,3	No	nd	nd	15	No
Danimarca	2.640	8	No	Sì	No	20	No
Estonia	3	5,2	No	nd	nd	12	No
Finlandia	4.002	No	---	---	---	---	No
Francia	32.667	15,25 – 30,55	No	No	No	20	No
Germania	1.537.000	40,59 - 56,32	No	No	Sì, 5 - 6,5%	20	No
Grecia	5.444	40 - 55	No	No	No	12	No
Irlanda	300	No	---	---	---	---	No
Italia	34.000	44,5 - 49	7,048 – 9,565	No	Sì	20	No
Lettonia	5	-	No		-	8	No
Lituania	17	No	---	---	---	---	No
Lussemburgo	23.266	28 - 56	No	No	No	10	No
Malta	15	No (3)	---	---	---	---	No
Olanda	51.200	9,7	5	No	No	10	No
Polonia	317	No	---	---	---	---	4,878 – 5,925
Portogallo	3.300	31 - 45	No	No	No	15	No
Regno Unito	10.664	No	---	---	---	---	5,56 – 6,44
Rep. Ceca	530	43,4	5,56	nd	nd	15	No
Slovacchia	60	21,2	No	nd	nd	1	No
Slovenia	216	3,1 – 34,1	5,56	nd	nd	10	No
Spagna	57.700	19,15 (4)	5,56 (4)	Sì	Variabile	No limite	No
Svezia	4.176	No	---	---	---	---	2,07
Ungheria	176	9,4	No	nd	nd	No limite	No

(1) La riduzione riguarda lo schema incentivante per i nuovi impianti realizzati successivamente al 2006; quindi, una volta realizzato l'impianto, lo schema incentivante (che potrebbe essere anche decrescente) resta invariato.

(2) Solo la Svezia pone limiti alla durata dei certificati verdi per nuovi impianti, pari a 15 anni.

(3) 6,99 €cents/kWh in caso di netmetering con eccessi.

(4) Per impianti di potenza inferiore a 100 kW l'incentivo è di 44,04 €cents/kWh, cui non va aggiunto il prezzo di vendita dell'elettricità.

Nota: Per Repubblica Ceca, Slovenia e Spagna dove sono in vigore sia opzioni a tariffa fissa che come premio sul prezzo di mercato è stata considerata la seconda opzione quando presente.

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

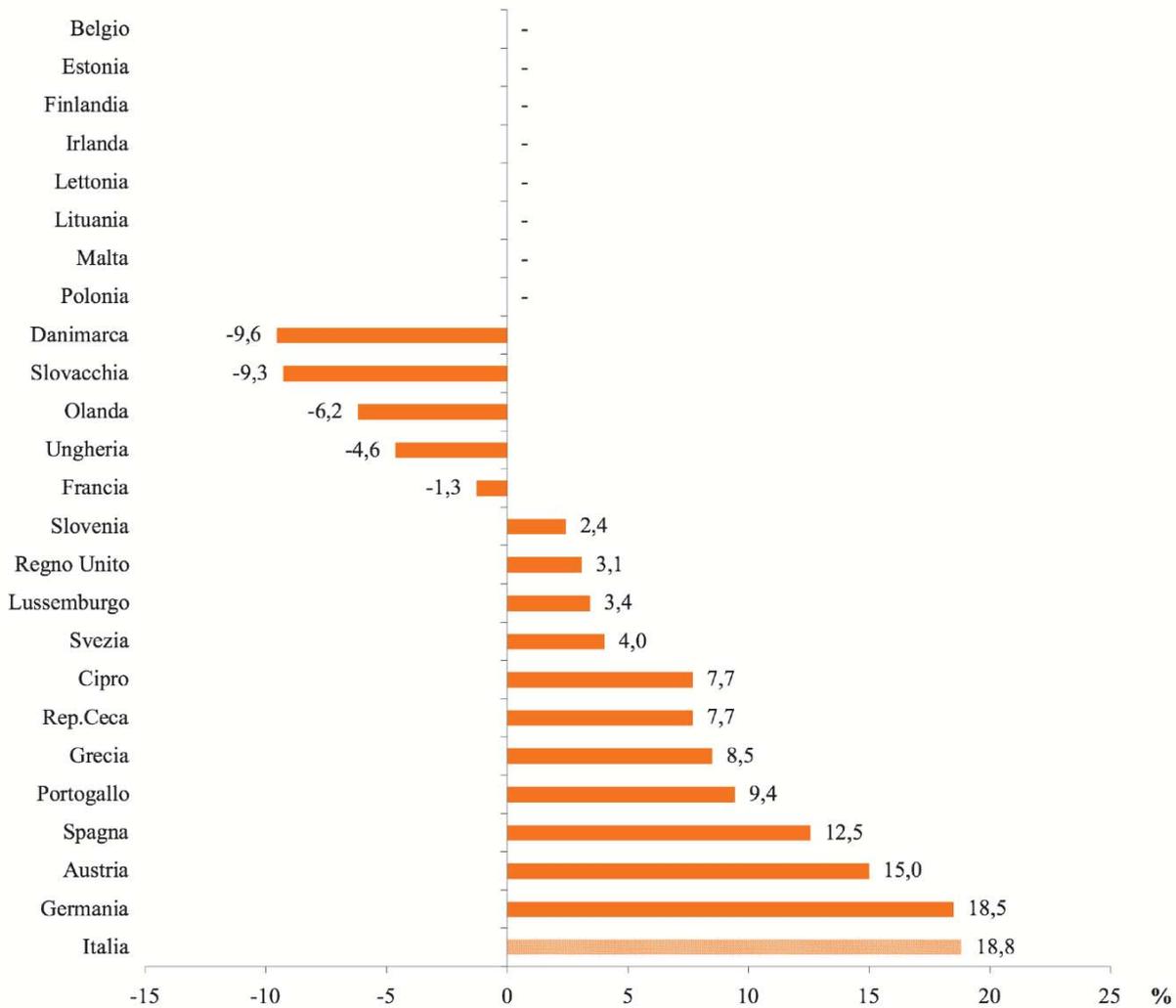
La Tab. 4.6, contiene la sintesi degli schemi di incentivazione al fotovoltaico nell'UE-25, da cui risulta che quasi tutti i Paesi che hanno ambiziosi obiettivi nel fotovoltaico, si affidano agli schemi di tariffa fissa (*feed-in*) con valori di incentivo oscillanti in media fra 0,2 e 0,5 €/kWh. L'esatto ammontare del contributo varia poi in funzione della taglia, della durata e del tasso di

riduzione annuale previsto. Altri contributi in conto capitale possono incidere significativamente sulle entrate di chi realizza l'impianto.

E' possibile stimare la redditività degli impianti fotovoltaici nei vari Paesi tenendo conto di tutti i precedenti aspetti, delle condizioni di irradiazione solare e dei diversi costi di realizzazione. Viene stimata la redditività degli investimenti come tasso interno di rendimento (TIR) pretasse: il TIR è massimo per l'Italia (18,8%) e la Germania (18,5%), seguito dai valori di Austria (15%) e Spagna (12,5%).

Come per le altre fonti rinnovabili, risulta che le condizioni economiche di supporto non sono l'elemento centrale, per altro non troppo dissimili in tutta Europa. Molto più importanti sono altri aspetti quali la stabilità nel tempo delle tariffe, la velocità delle connessioni alle reti, l'esistenza di una burocrazia efficiente a livello locale, la presenza di un sistema bancario che assista i piccoli investitori, spesso utenti domestici, alla realizzazione dell'impianto. Questo è il principale insegnamento che giunge dall'esperienza della Germania, non tanto il livello di incentivazione. Caso virtuoso è diventato anche la Spagna che è stato il primo Paese a dettare degli obblighi di potenza elettrica da generare per mezzo di pannelli fotovoltaici. Tali misure sono state recentemente aggiornato con il "*Codigo tecnico de la edificación*" del Marzo 2006, secondo cui è obbligatoria l'installazione di impianti fotovoltaici in centri commerciali, capannoni industriali, hotel ed ospedali, nel caso in cui superino una certa metratura. Queste disposizioni sono state introdotte nel 2006 anche dall'Italia.

Fig. 4.5 – UE-25 Redditività media (TIR) di 10 kW fotovoltaici



Nota metodologica: redditività media (TIR) pre-tax di 10 kW fotovoltaici installati nel primo semestre 2006, stante le corrispondenti politiche di incentivazione in vigore.

Fonte: Elaborazione NE – Nomisma Energia

4.2. L'INDUSTRIA

In termini di sviluppo del settore industriale dei pannelli fotovoltaici, la Germania concorre alla leadership mondiale confrontandosi con il Giappone: quest'ultimo detiene il primato nella produzione di moduli, grazie alla presenza di colossi quali la Sharp (che detiene il 25% del mercato), la Kyocera, la Sanyo e la Mitsubishi; la Germania tuttavia possiede il secondo produttore mondiale, la Q-cells che tra il 2004 ed il 2005 ha raddoppiato la sua produzione divenendo un caso scolastico di innovazione tecnologica.

La produzione nel 2005 è stata circa la metà della capacità produttiva a causa di carenza di silicio, la materia prima per la produzione delle celle, dovuta a sua volta ad un eccesso di richiesta da parte dell'industria fotovoltaica. L'avvio di nuovi impianti di produzione di silicio e l'espansione di quelli esistenti renderanno possibile entro il 2008-2009 lo scioglimento di questo difficile nodo.

Il fatturato legato al fotovoltaico sul mercato tedesco ammontava nel 2005 a 3.900 mil.euro, con una produzione di moduli per circa 250 MW, contro i 600 MW installati nel medesimo anno. Seguono per capacità produttiva la Spagna (76 MW contro i 20 MW installati nel 2005), il Regno Unito, e la Svezia e Portogallo con 40-50 MW di produzione a fronte di installazioni marginali nel 2005.

Tab. 4.7 – L'industria del fotovoltaico in alcuni Paesi selezionati

	Potenza installata nel 2005 kW	Capacità produttiva nel 2005 kW	Produzione Moduli kW	Fatturato Mil. €
Austria	2.250	10.000	6.000	145
Francia	6.370	66.000	32.000	96,6
Germania	603.000	450.000	250.000	3.900
Grecia	900	1.000	1.000	3,3
Italia	5.000	31.000	20.000	48,3
Olanda	2.100	-	-	59
Portogallo	600	80.000	59.000	22,5
Regno Unito	2.500	43.000	40.000	120
Spagna	20.200	155.000	76.000	800
Svezia	310	56.000	34.000	1,8

Fonte: EPIA, 2006

L'EPIA stima che, fino al 2010, ogni nuovo impianto di produzione porterà alla creazione di 20 posti di lavoro per MW di capacità produttiva, ai quali se ne aggiungono altri 30 per attività di fornitura, vendita, installazione e manutenzione. Nello scenario di EPIA 2006, le previsioni sono per 2 milioni di posti di lavoro nel settore fotovoltaico mondiale al 2020. Sono Germania e Spagna ad annoverare il maggior numero di addetti nel fotovoltaico, con rispettivamente 21.450 e 5.110 unità, mentre per l'Italia vengono stimati 1.150 addetti.

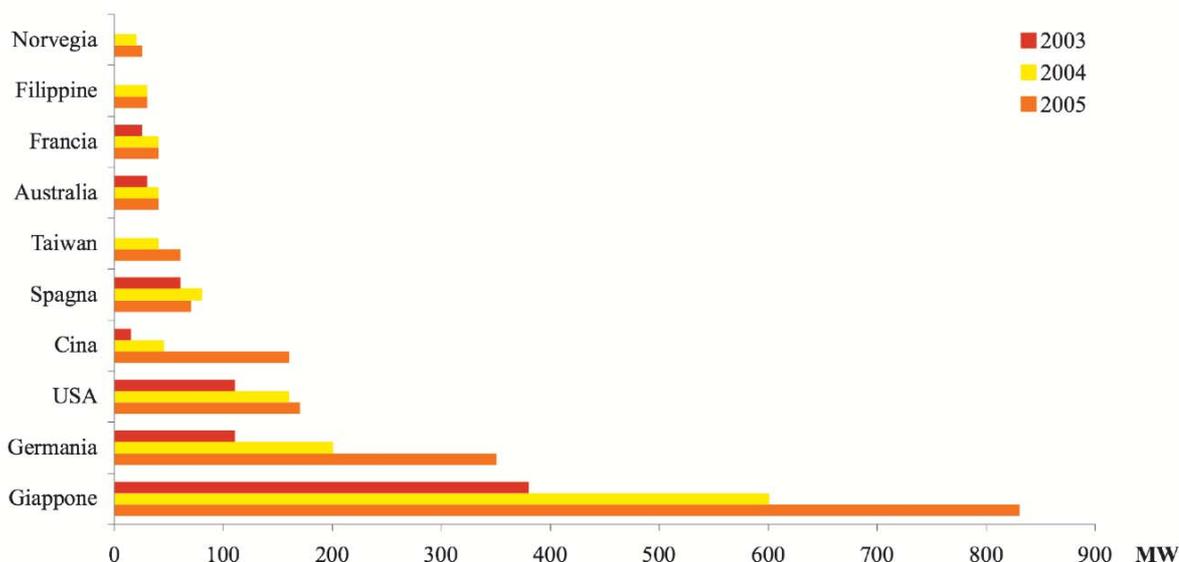
Tab. 4.8 – Numero di addetti diretti nel settore fotovoltaico al 2005

	N° addetti
Francia	2.240
Germania	21.450
Grecia	70
Italia	1.150
Portogallo	2.065
Regno Unito	1.500
Spagna	5.110
Svezia	1.190

Fonte: EPIA, 2006

Tradizionalmente il Giappone è il principale produttore mondiale di celle fotovoltaiche, grazie ad un mercato interno che da decenni si è sviluppato per effetto di efficaci politiche di supporto e per una generalizzata predisposizione della popolazione all'installazione di questa tecnologia nelle abitazioni. Decisiva è stata anche la presenza di una consolidata e ricca industria elettronica che impiega come materia prima il silicio di grado elettronico, anche questo utilizzato nell'industria fotovoltaica. Per la stessa ragione legata all'industria elettronica, anche in Germania e Stati Uniti, le condizioni di partenza si sono rivelate più favorevoli rispetto ad altri paesi. Negli ultimi 5 anni le politiche di incentivazione in Germania hanno favorito la crescita della produzione nazionale. Relativamente arretrata è la posizione degli USA, dove da decenni si attende un decollo del mercato che viene costantemente rinviato. In Cina si registra una forte espansione, in ragione del fatto che gli impianti fotovoltaici bene si adattano alle utenze disperse cinesi, non raggiunte dalle reti elettriche.

Fig. 4.6 – I primi 10 paesi produttori di celle fotovoltaiche nel mondo



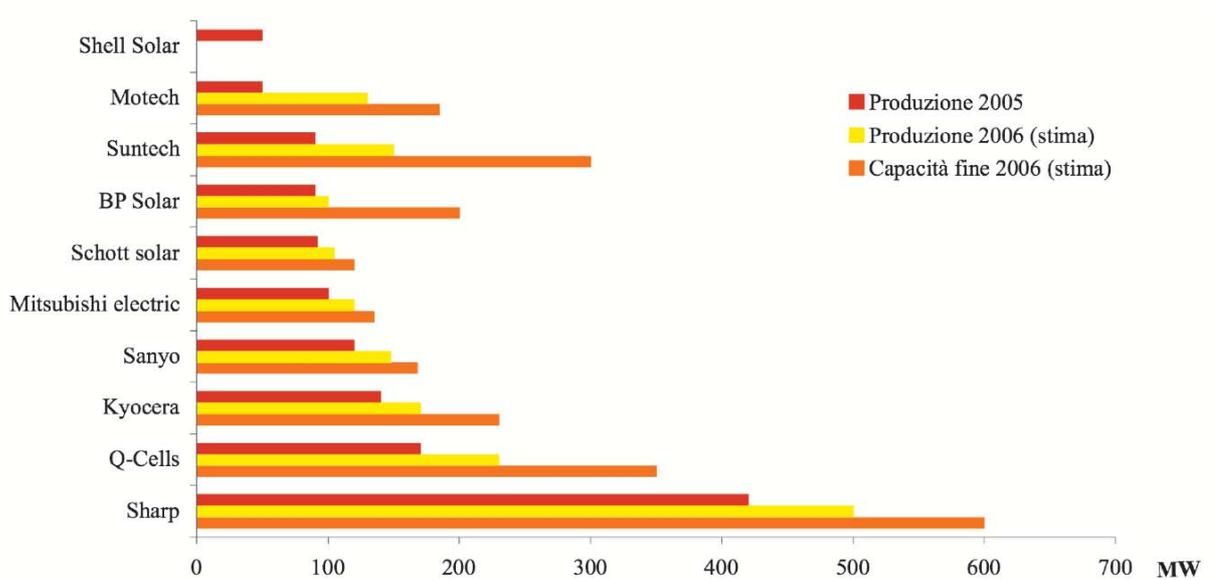
Fonte: Elaborazioni NE su dati IEA-PVPS, Sarasin 2006

Circa i principali produttori, le società giapponesi, in particolare la Sharp, hanno un'indiscussa leadership. Per queste società, tradizionalmente a vocazione mista, l'attività del fotovoltaico è un business strategico, e non marginale, collegato ad altre attività produttive dove si impiega silicio e microelettronica. Il fotovoltaico è invece marginale per le compagnie petrolifere che, non a caso, stanno perdendo quote di mercato. La Shell è uscita dal settore cedendo tutte le attività del cristallino alla SolarWorld tedesca nel febbraio 2006, mantenendo una presenza comunque importante nella ricerca. Per le compagnie petrolifere, il settore fotovoltaico è marginale ed a bassa redditività, e difficilmente si può conciliare con gli altri business strategici dove gli alti prezzi del petrolio consentono redditività superiori almeno di tre volte.

Il boom del settore in Germania ha favorito la nascita di alcune società che velocemente sono diventate leader in Europa e nel mondo, in particolare la Q-cell e la SolarWorld, che ha comprato le attività della Shell. La Suntech cinese ha raggiunto il 5% del mercato mondiale anche grazie alla

forte espansione del mercato interno, ma grazie anche alle vendite in Europa. In forte espansione è anche la Motech di Taiwan che ha oltrepassato il 3,5% del mercato mondiale. Le aziende asiatiche beneficiano certamente di un mercato locale in forte espansione, tuttavia, anche l'innovazione tecnologica ha permesso la riduzione dei costi e un'alta efficienza, consolidando il loro posizionamento competitivo in tutto il mondo.

Fig. 4.7 – I primi 10 produttori di celle fotovoltaiche al mondo: produzione e capacità



Fonte: Photon, aprile 2005 e Sarasin

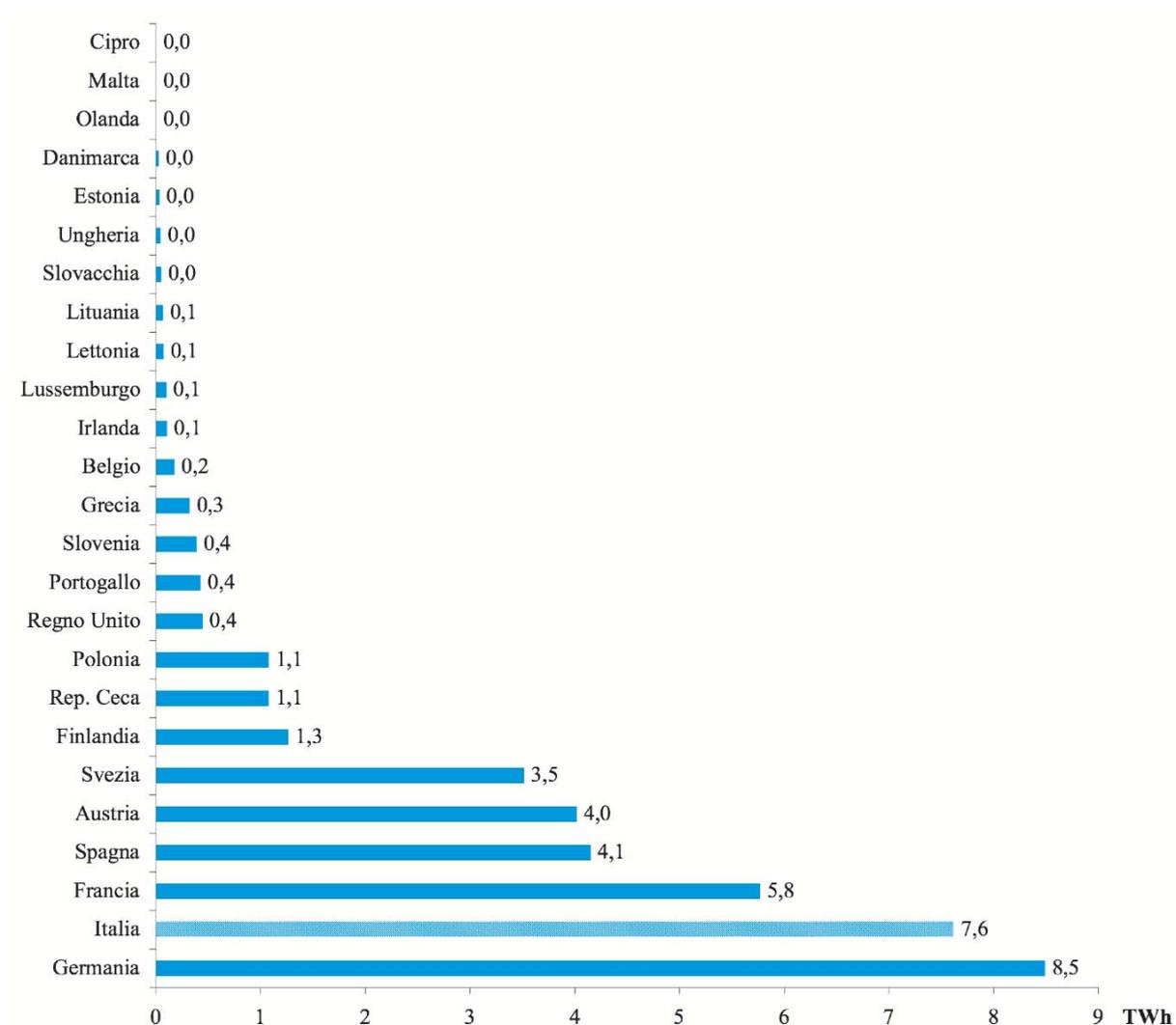
5. MINI-IDRO

Per mini-idro si intendono tutti quegli impianti di generazione idroelettrica di potenza fino a 10 MW.

La produzione di elettricità da mini-idro al 2005 per la UE-25 è stata di 39,1 TWh, e si trova concentrata per il 77% in 5 Paesi.

Nell'ordine il maggior contributo viene dalla Germania (8,5 TWh), seguita dall'Italia (7,6 TWh), Francia (5,8 TWh), Spagna (4,1 TWh) ed Austria (4 TWh).

Fig. 5.1 – UE-25 Produzione da mini-idro nel 2005



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat, IEA e GSE

La potenza installata ammonta a 12.000 MW e vede una concentrazione analoga a quella vista per la produzione. La maggior capacità installata si trova in Italia (2.406 MW) seguita da Francia (2.040 MW), Spagna (1.788 MW), Germania (1.584 MW) ed Austria (994 MW).

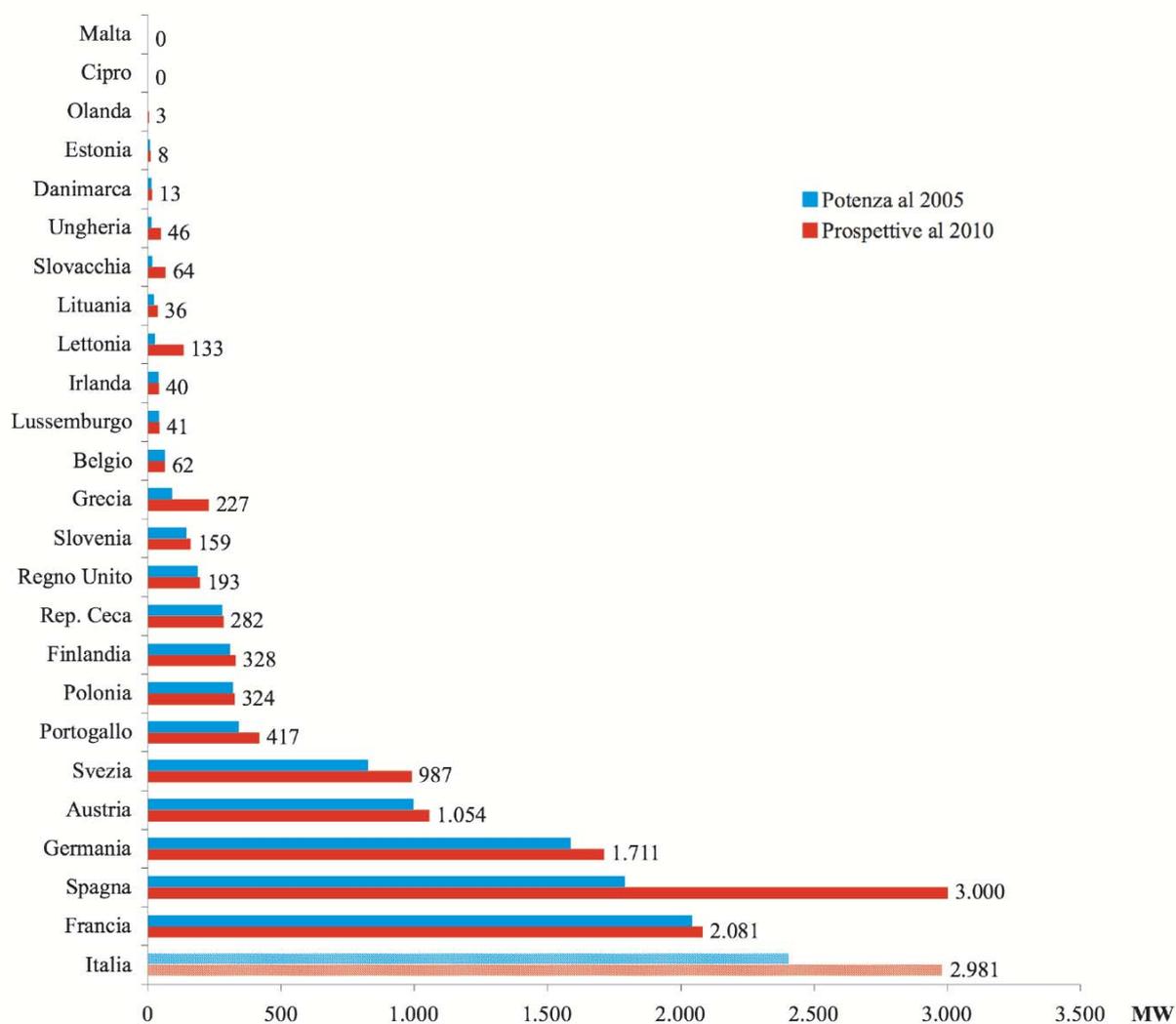
Secondo le prospettive di crescita al 2010, il primato sulla capacità installata passerà alla Spagna, con un incremento 2005-2010 del 68%, mentre un buon aumento è previsto per Svezia (+20%), Portogallo (+23%), e Grecia (+155%). Enormi tassi di crescita si registrano per Olanda, Lettonia, Slovacchia e Ungheria e sono dovuti alla scarsa capacità attualmente installata; tali incrementi contribuiranno quindi solo in maniera marginale all'incremento UE che sarà del 12%.

Tab. 5.1 – UE-25 Potenza Installata da mini-idro e prospettive al 2010

	al 2000	al 2005	2000-2005	al 2010	Incremento atteso al 2010	
	MW	MW	%	MW	MW	%
Austria	843	994	18	1.054	60	6
Belgio	60	62	3	62	0	0
Cipro	-	-	-	0	0	-
Danimarca	10	11	10	13	2	18
Estonia	2	7	250	8	1	14
Finlandia	308	306	-1	328	22	7
Francia	1.956	2.040	4	2.081	41	2
Germania	1.421	1.584	11	1.711	127	8
Grecia	56	89	59	227	138	155
Irlanda	34	38	12	40	2	4
Italia	2.197	2.406	9	2.981	575	24
Lettonia	9	25	178	133	108	432
Lituania	13	20	54	36	16	80
Lussemburgo	38	40	5	41	1	3
Malta	-	-	-	0	0	-
Olanda	2	0	-80	3	3	650
Polonia	155	318	105	324	6	2
Portogallo	307	338	10	417	79	23
Regno Unito	66	184	179	193	9	5
Rep. Ceca	142	277	95	282	5	2
Slovacchia	0	14	-	64	50	357
Slovenia	127	143	13	159	16	11
Spagna	1.567	1.788	14	3.000	1.212	68
Svezia	919	823	-10	987	164	20
Ungheria	9	12	33	46	34	283
UE-25	10.241	11.518	12	14.189	2.671	23

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat, IEA e GSE

Fig. 5.2 – UE-25 Potenza installata da mini-idro al 2005 e prospettive al 2010



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat, IEA e GSE

La media UE delle ore di utilizzazione equivalenti al 2005 è stata di 3.395 ore/anno, con la Germania che ha segnato il valore più alto (5.357 ore/anno) seguita da Svezia (4.264 ore/anno), Finlandia (4.144 ore/anno) ed Austria (4.039 ore/anno).

Diciassette i Paesi compresi nella fascia 2.000-4.000 ore, con solo il Portogallo su valori decisamente inferiori (poco oltre le 1.000 ore/anno).

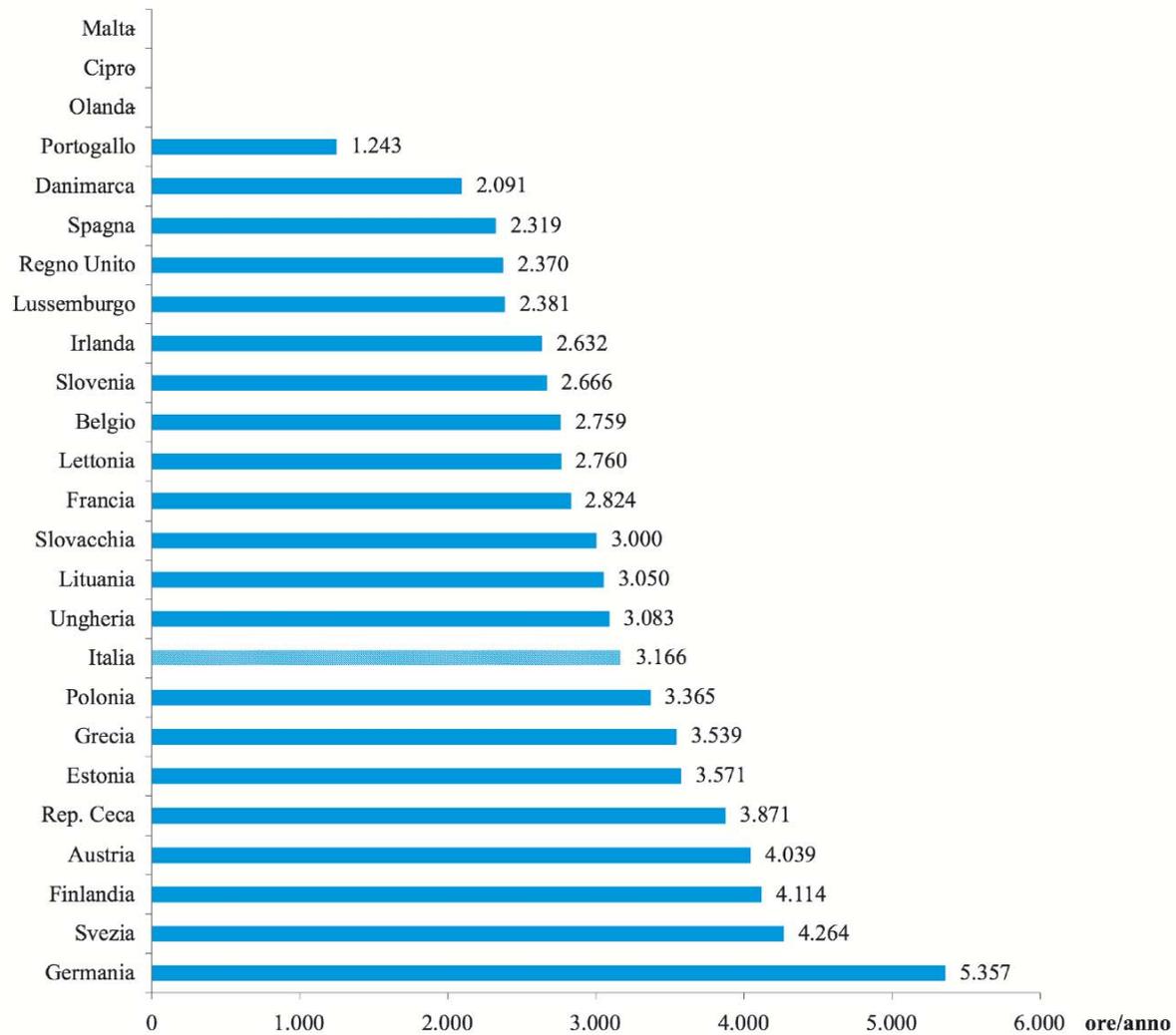
Tab. 5.2 – UE-25 Potenza, produzione e ore di utilizzazione da mini-idro

	Potenza al 2005	Produzione nel 2005	Ore di utilizzazione equivalenti nel 2005
	MW	GWh	ore/anno
Austria	994	4.015	4.039
Belgio	62	170	2.759
Cipro	-	-	-
Danimarca	11	23	2.091
Estonia	7	25	3.571
Finlandia	306	1.259	4.114
Francia	2.040	5.761	2.824
Germania	1.584	8.485	5.357
Grecia	89	315	3.539
Irlanda	38	100	2.632
Italia	2.406	7.616	3.166
Lettonia	25	69	2.760
Lituania	20	61	3.050
Lussemburgo	40	95	2.381
Malta	-	-	-
Olanda	0	0	-
Polonia	318	1.070	3.365
Portogallo	338	420	1.243
Regno Unito	184	436	2.370
Rep. Ceca	277	1.071	3.871
Slovacchia	14	42	3.000
Slovenia	143	382	2.666
Spagna	1.788	4.146	2.319
Svezia	823	3.509	4.264
Ungheria	12	37	3.083
UE-25	11.518	39.107	3.395

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat, IEA e GSE

Per il mini-idro il meccanismo delle tariffe *feed-in* si conferma come il più utilizzato nell'incentivare la produzione elettrica, con l'eccezione di Italia, Regno Unito, Svezia, Belgio e Polonia dove è in vigore un sistema di quote produttive da FER regolato da Certificati Verdi. Finlandia e Malta non ricorrono a nessuno dei due sistemi, incentivando l'installazione di nuova capacità con sussidi in conto capitale (la prima) e riduzioni dell'IVA (la seconda).

Fig. 5.3 – UE-25 Ore di utilizzazione equivalenti da mini-idro nel 2005



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat, IEA e GSE

Tab. 5.3 – UE-25 Incentivazione alla produzione da mini-idro (primo semestre 2006)

	Potenza al 2005	TARIFFE FEED-IN (€cents/kWh)				Durata	Certificati Verdi (2)
		Incentivo	Prezzo elettricità	Diminuzione Tariffa			
				per impianti esistenti	per nuovi impianti (1)		
MW	€cents/kWh	€cents/kWh			Anni	€cents/kWh	
Austria	994	3,78 - 6,25	No	Sì	No	13	No
Belgio	62	No	---	---	---	---	7 - 11,004
Cipro	0	6,5	No	nd	nd	No limite	No
Danimarca	11	No	---	---	---	---	No
Estonia	7	5,2	No	nd	nd	7	No
Finlandia	306	No	---	---	---	---	No
Francia	2.040	5,49 - 7,62	No	No	No	20	No
Germania	1.584	6,52 - 6,97	No	No	No (3)	30 (3)	No
Grecia	89	7,3 - 8,46	No	No	No	12	No
Irlanda	38	7,2	No	No	No	15	No
Italia	2.592	No	---	---	---	---	12,528
Lettonia	25	No	---	---	---	---	No
Lituania	20	5,8	No	nd	nd	10	No
Lussemburgo	40	5,41 - 7,76	No	No	No	10	No
Malta	0	No	---	---	---	---	No
Olanda	0	9,7	5	No	No	10	No
Polonia	318	No	---	---	---	---	4,878 - 5,925
Portogallo	338	7,5	No	No	No	15	No
Regno Unito	184	No	---	---	---	---	5,56 - 6,44
Rep. Ceca	277	4,9	5,56	nd	nd	15	No
Slovacchia	14	6,1	No	nd	nd	1	No
Slovenia	143	2,6 - 2,8	5,56	nd	nd	10	No
Spagna	1.788	3,83	5,56	No	variabile	No limite	No
Svezia	823	No	---	---	---	---	2,07
Ungheria	12	9,4	No	nd	nd	No limite	No

(1) La riduzione riguarda lo schema incentivante da applicarsi a nuovi impianti realizzati successivamente al 2006; quindi, una volta realizzato l'impianto, lo schema incentivante (che potrebbe essere anche decrescente) resta invariato.

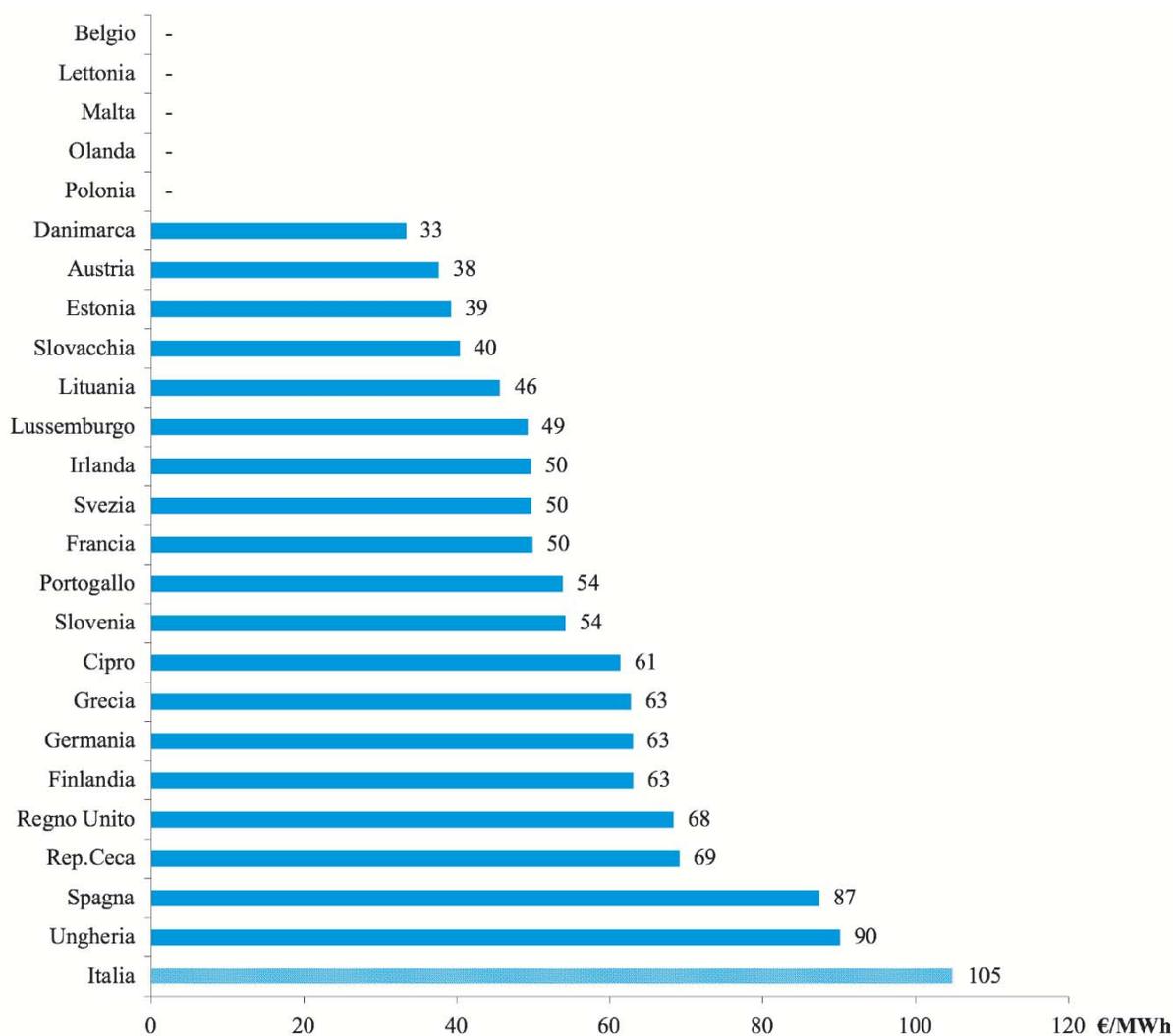
(2) Non esistono limiti alla durata dei certificati verdi per nuovi impianti ad eccezione dell'Italia, dove la durata è di 12 anni, e della Svezia, dove la durata è di 15 anni. In Italia, l'iniziale limite di 8 anni è stato aumentato a 12 per le biomasse a fine 2005, durata poi estesa a tutte le fonti rinnovabili nell'aprile 2006.

(3) Per impianti di potenza superiore a 5 MW le tariffe per i nuovi impianti calano dell'1,5% l'anno, e sono riconosciuto per 15 anni.

Nota: per Repubblica Ceca, Slovenia e Spagna dove sono in vigore sia opzioni a tariffa fissa che come premio sul prezzo di mercato è stata considerata la seconda opzione quando presente.

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat, IEA e GSE

Fig. 5.4 – UE-25 Ricavo unitario medio di 1 MWh da mini-idro



Nota metodologica: ricavo unitario medio (30 anni) di 1 MWh da mini-idro installato nel primo semestre 2006, stante le corrispondenti politiche di incentivazione in vigore.

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

La valutazione dei ricavi medi unitari mette l'Italia al primo posto con un valore di 105 €/MWh, seguita da 2 Paesi nella fascia 85-90 €/MWh (Ungheria e Spagna). Dodici Paesi rientrano nella fascia 49-70 €/MWh, mentre solo cinque (Lituania, Slovacchia, Estonia, Austria e Danimarca) hanno valori uguali o inferiori a 46 €/MWh.

Una valutazione di redditività media mette al primo posto la Repubblica Ceca (28,1%), seguita dall'Italia (23,3%), e da un gruppo di 4 Paesi (Ungheria, Finlandia, Germania, Cipro) nella fascia 16%-21%. Otto i Paesi compresi fra l'8 ed il 14%, mentre sono sei i Paesi che rivelano una redditività inferiore o uguale al 6%.

Fig. 5.5 – UE-25 Redditività media (TIR) di 1 MW mini-idro



Nota metodologica: redditività media (TIR) pre-tax di 1 MW da mini-idro installato on-grid nel primo semestre 2006, stante le corrispondenti politiche di incentivazione in vigore.

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

5.1. INDUSTRIA

L'unione Europea ricopre una posizione di leadership a livello mondiale nella produzione di turbine per il mini-idro, per effetto combinato della forte pressione esercitata dalle potenzialità del mercato e dagli alti standard imposti dalla Comunità Europea.

L'esperienza e le tecnologie sviluppate lungo tutto il processo (dalla progettazione alla costruzione delle turbine e delle centrali, ed alla realizzazione degli impianti) hanno permesso alle imprese europee di assumere una posizione di leadership a livello mondiale, con la possibilità di sfruttare i grandi margini di sviluppo del mini-idro in Asia ed in America Centrale.

Fra i nuovi Paesi membri dell'Unione Europea, si distinguono Repubblica Ceca e Slovenia per la presenza di importanti aziende produttrici di impianti.

Pur trattandosi di una tecnologia considerata matura, margini di ulteriore riduzione dei costi sono possibili per gli impianti di piccola taglia, così come sarà importante la R&D mirata a migliorare gli standard ambientali degli impianti stessi che dovranno essere conformi alle più stringenti direttive UE sulla qualità delle acque.

I futuri sviluppi dell'industria saranno in effetti correlati alle modalità di recepimento delle direttive sulle energie rinnovabili (come stimolo al mercato) e sulla qualità delle acque che, a tutti gli effetti, costituisce una sfida importante per la progettazione di nuove turbine in grado di ridurre al minimo l'impatto ambientale delle centrali mini-idroelettriche.

Tab. 5.4 – Principali imprese europee operanti nel mini-idro

	Taglia delle turbine o degli impianti
VA Tech Hydro/Andritz (Austria)	Turbine da 50 kW a 15 MW
Voith Siemens Hydro (Germania)	Turbine da 100 kW a 10 MW
Alstom Power Idro (Francia-Regno Unito)	Turbine da 5 a 30 MW
Gugler Hydro Energy (Austria)	Turbine da 1 kW a 10 MW
Ossberger (Germania)	Turbine da 1 kW a 2 MW
THEE (Francia)	Centrali da 10 a 400 kW
Hydrolink s.r.o. (Rep.Ceca)	Centrali fino a 10 MW
Mavel a.s. (Rep.Ceca)	Centrali fino a 25 MW

Fonte: Eurobserv'er, 2006

6. SCHEDE PAESE UE-15

6.1. AUSTRIA

La produzione da FER in Austria è in larga parte da biomasse e mini-idro, con contributi marginali ma crescenti di solare, geotermico ed eolico. Di assoluto rilievo il grande-idro, in grado di coprire una quota di circa il 50% dei consumi interni di energia elettrica.

Il solare termico è la fonte che è cresciuta più rapidamente nell'ultimo decennio, ma a partire dal 2003 le nuove *feed-in tariffs* hanno sostenuto un forte sviluppo di eolico e fotovoltaico.

L'obiettivo UE al 2010 è del 78% quasi interamente coperto dall'idroelettrico. Tuttavia il calo produttivo registrato nel 2005 ha allontanato un obiettivo che, comunque, resta alla portata del Paese.

La politica di sostegno alle rinnovabili si basa sulla legge del 20 dicembre 2002 (legge n. 508/2002) che ha introdotto il sistema delle tariffe feed-in a sostegno delle rinnovabili, come prezzo di vendita dell'energia prodotta da FER. Tale regolazione è stata successivamente modificata in data 24 ottobre 2006 dalla legge n. 401/2006, che ha stabilito nuove tariffe di incentivazione, e ridotto il numero di anni di applicazione da 13 a 10, più 2 anni di incentivo a tariffa ridotta con valori pari al 75% della tariffa per l'undicesimo anno ed al 50% per il dodicesimo. Qualora in questi due anni i prezzi di mercato fossero maggiori rispetto alla tariffa gli impianti in questione riceverebbero un prezzo pari a quello di mercato. La legge prevede tariffe incentivanti solo per il 2006 e per il 2007. Nei calcoli di redditività e nelle tabelle comparative facenti riferimento agli impianti entrati in operatività nel primo semestre 2006 sono state considerate le tariffe incentivanti in vigore con la legge del 2002, mentre di seguito vengono illustrati i valori aggiornati nel 2006.

In Austria non esiste un mercato per i **Certificati Verdi** mentre vengono rilasciati, per effetto della legge del 2002, i certificati per la **Garanzia d'Origine**. Vengono riconosciuti anche i certificati di Garanzia d'Origine assegnati da altri Paesi membri.

E' attiva la certificazione RECs.

Eolico on-shore. La tariffa incentivante al 2006 di 7,65 €cents/kWh. Per il 2007 è previsto un incentivo di 7,55 €cents/kWh.

Fotovoltaico. Gli incentivi sono i seguenti:

Taglia impianto	Tariffa feed-in, €cents	
	2006	2007
fino a 5 kWp	49,00	46,00
fino a 10 kWp	42,00	40,00
oltre i 10 kWp	32,00	30,00

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

Biomasse. Le tariffe incentivanti previste sono:

Taglia impianto	Tariffa feed-in, €cents	
	2006	2007
fino a 2 MW	15,70	15,65
fino a 5 MW	15,00	14,95
fino a 10 MW	13,40	13,30
oltre i 10 MW	11,30	11,10

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

Mini-idro. Nel caso del mini-idro la legge applica diverse tariffe incentivanti sulla base dei kWh prodotti e non sulla base della potenza dell'impianto. Sono previsti, inoltre, scaglioni di tariffe per tre categorie: impianti esistenti, impianti con ampliamento di almeno il 15% dell'output, nuovi impianti o impianti con ampliamento di almeno il 50% dell'output.

Produzione di energia elettrica	Tariffa feed-in, €cents		
	A	B	C
Primi 1.000 MWh	5,68	5,96	6,25
Successivi 4.000 MWh	4,36	4,58	5,01
Successivi 10.000 MWh	3,63	3,81	4,17
Successivi 10.000 MWh	3,28	3,44	3,94
Oltre 25.000 MWh	3,15	3,31	3,78

A: Impianti esistenti

B: Impianti esistenti con investimenti per aumentare l'output di almeno il 15%

C: Nuovi impianti o impianti esistenti con investimenti per aumentare l'output di almeno il 50%

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

Geotermica. La tariffa incentivante è di 7,40 €cents/kWh nel 2006, e di 7,30 €cents/kWh nel 2007.

Finanziamenti. Lo Stato eroga sussidi per l'installazione degli impianti proporzionalmente alle dimensioni degli impianti, in misura diverse a seconda delle tecnologie utilizzate per solare PV, biomasse e CHP; presiti a tassi agevolati vengono erogati dalla banca tedesca KfV per i grandi impianti a biomassa e per i mini-idro.

Costi di impianto.

Tecnologia	Range Costi di Impianto (€/kW)
Eolico on-shore	900 – 1.200
Fotovoltaico	6.700
Biomasse	1.500 – 2.500
Mini-idro	2.500

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

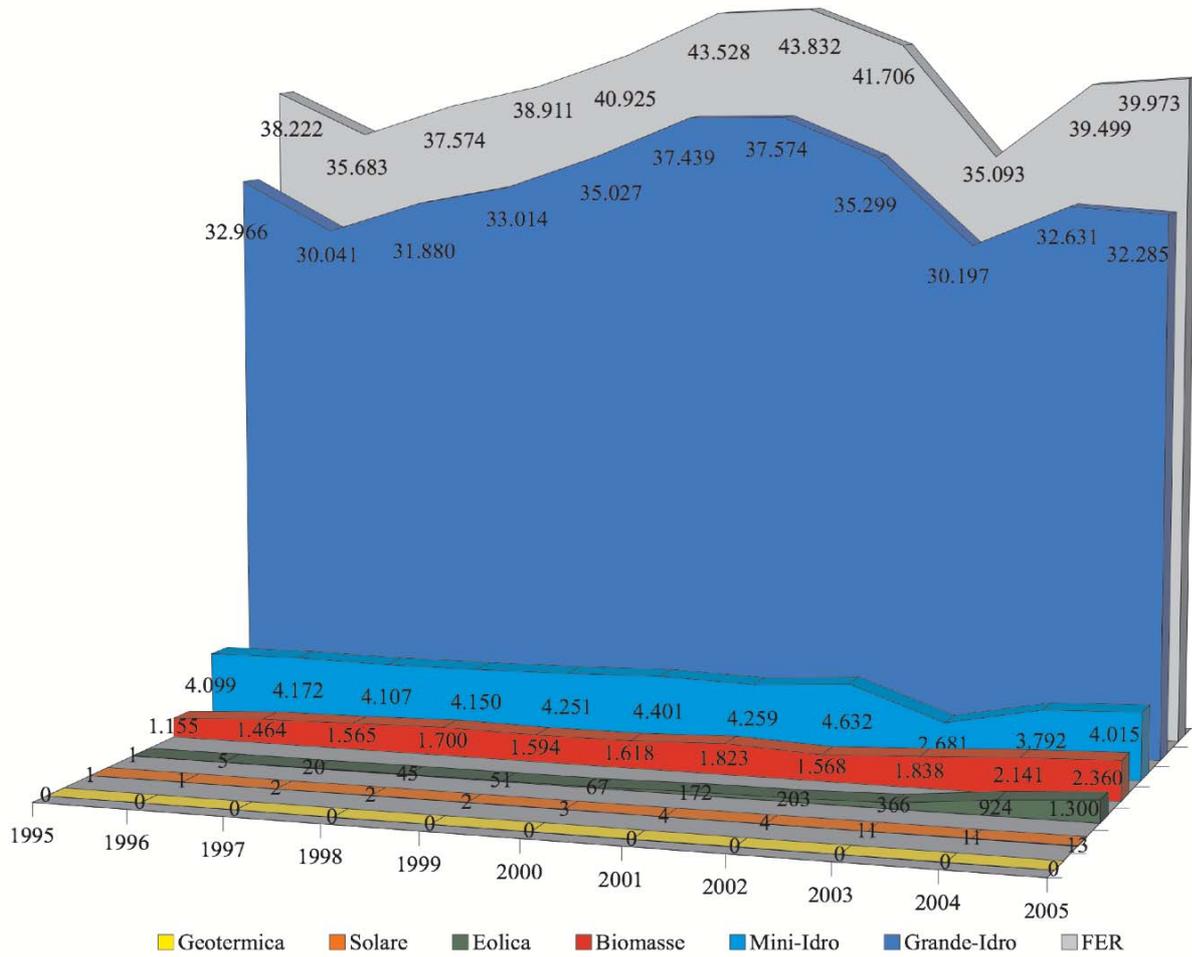
Altro. L'Austria è in largo anticipo nel soddisfare gli obiettivi UE per il consumo di biocarburanti del 5,75% al 2010. Merito di questa rapida penetrazione è da attribuirsi alla forte esenzione fiscale di cui godono i biocarburanti.

Tab. 6.1.1 – Produzione di Energia da FER in Austria

	1990		1997		2000		2005	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Biomasse	1.066	2,14	1.565	2,79	1.618	2,68	2.360	3,59
Geotermica	---	---	---	---	---	---	---	---
Grande-idro	---	---	31.880	56,82	37.439	61,93	32.285	49,06
Mini-idro	---	---	4.107	7,32	4.401	7,28	4.015	6,10
Solare	---	---	2	0,00	3	0,00	13	0,02
Eolica	---	---	20	0,04	67	0,11	1.300	1,98
Totale FER – Elettricità	1.066	2,14	37.574	66,97	43.528	72,00	39.973	60,74
Consumo interno lordo di elettricità	49.834	100	56.105	100	60.453	100	65.810	100
	kTEP	%	kTEP	%	kTEP	%	kTEP	%
Totale FER – Elettricità	---	---	3.231	11,4	3.743	13,2	3.438	11,8
Totale FER – Energia	---	---	5.686	20,0	6.279	22,1	6.766	23,3
Consumo interno lordo di energia	24.953	100	28.381	100	28.450	100	29.046	100

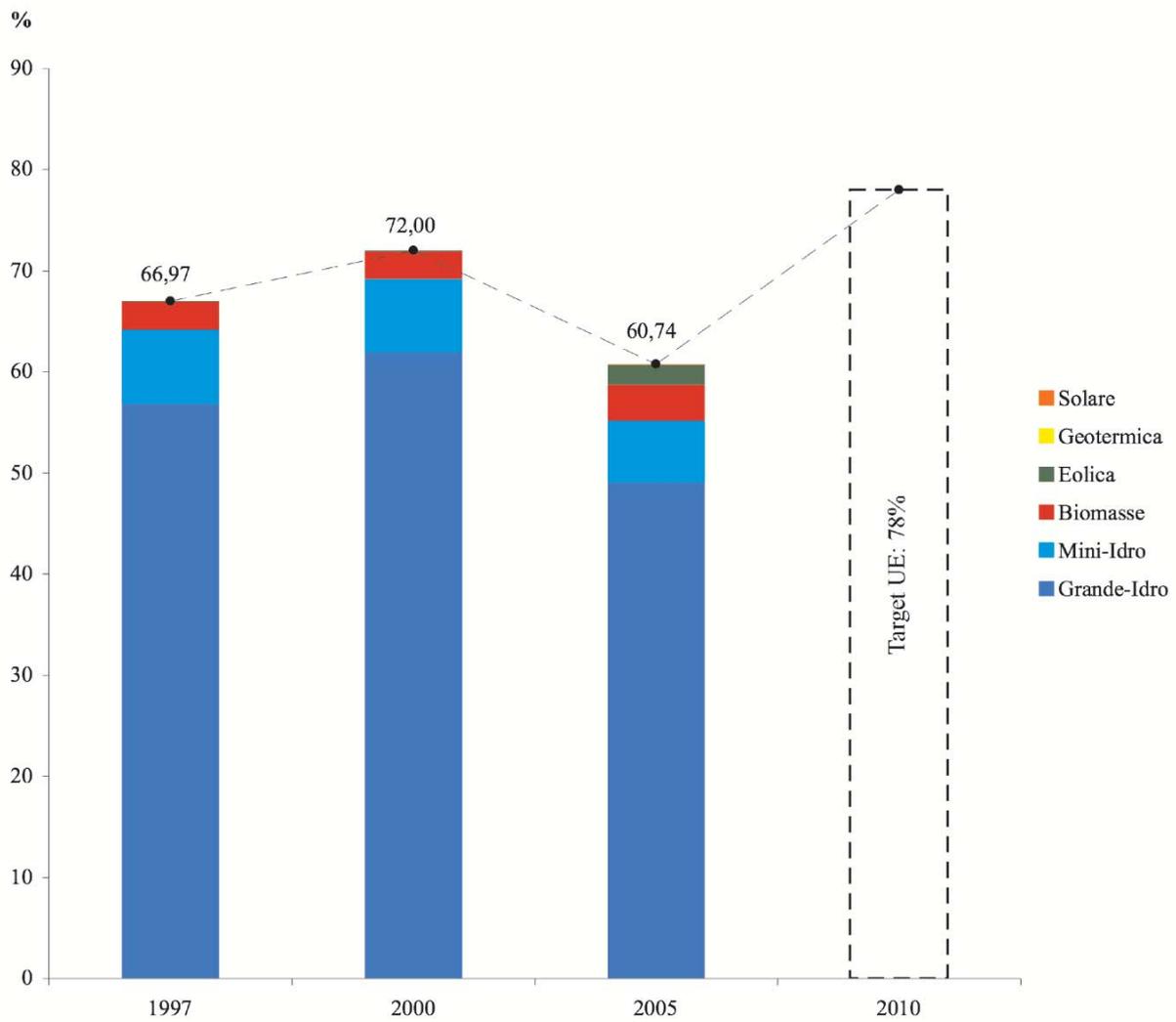
Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

Fig. 6.1.1 – Andamento delle rinnovabili in Austria (GWh)



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

Fig. 6.1.2 – Penetrazione FER in Austria e target al 2010



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

6.2. BELGIO

Nonostante le grandi potenzialità per lo sviluppo di impianti eolici così come anche per il solare, modesta è stata la crescita di queste fonti, mentre le biomasse si confermano la FER principale del Belgio, non disponendo, il Paese, di importante capacità idroelettrica.

L'obiettivo UE al 2010 è del 6%, non proprio alla portata del Paese nonostante il positivo trend di crescita registrato negli ultimi quindici anni.

La politica di sostegno si realizza attraverso il meccanismo dei certificati verdi gestito sia a livello federale che regionale. La peculiarità del sistema belga consiste nell'aver introdotto per ogni fonte tariffe minime per i certificati:

- 5 €cents/kWh per l'eolico on-shore;
- 9 €cents/kWh per l'eolico off-shore;
- 15 €cents/kWh per il solare;
- 2 €cents/kWh per le biomasse;
- 5 €cents/kWh per l'idroelettrico.

Sono anche stabilite le sanzioni per chi non rispetta l'obbligo di quota, pari a 12,5 €/kWh per la regione delle Fiandre e 10,0 €/kWh per la regione della Vallonia.

Le quote minime di produzione da FER sono sempre differenziate per regione, e sono pari (al 2006) al 3% per le Fiandre ed al 6% per la Vallonia. La quota per le Fiandre è prevista crescere progressivamente fino al 6% al 2010, mentre quella per la Vallonia crescerà al 7% nel 2007 e successivamente con target da stabilire.

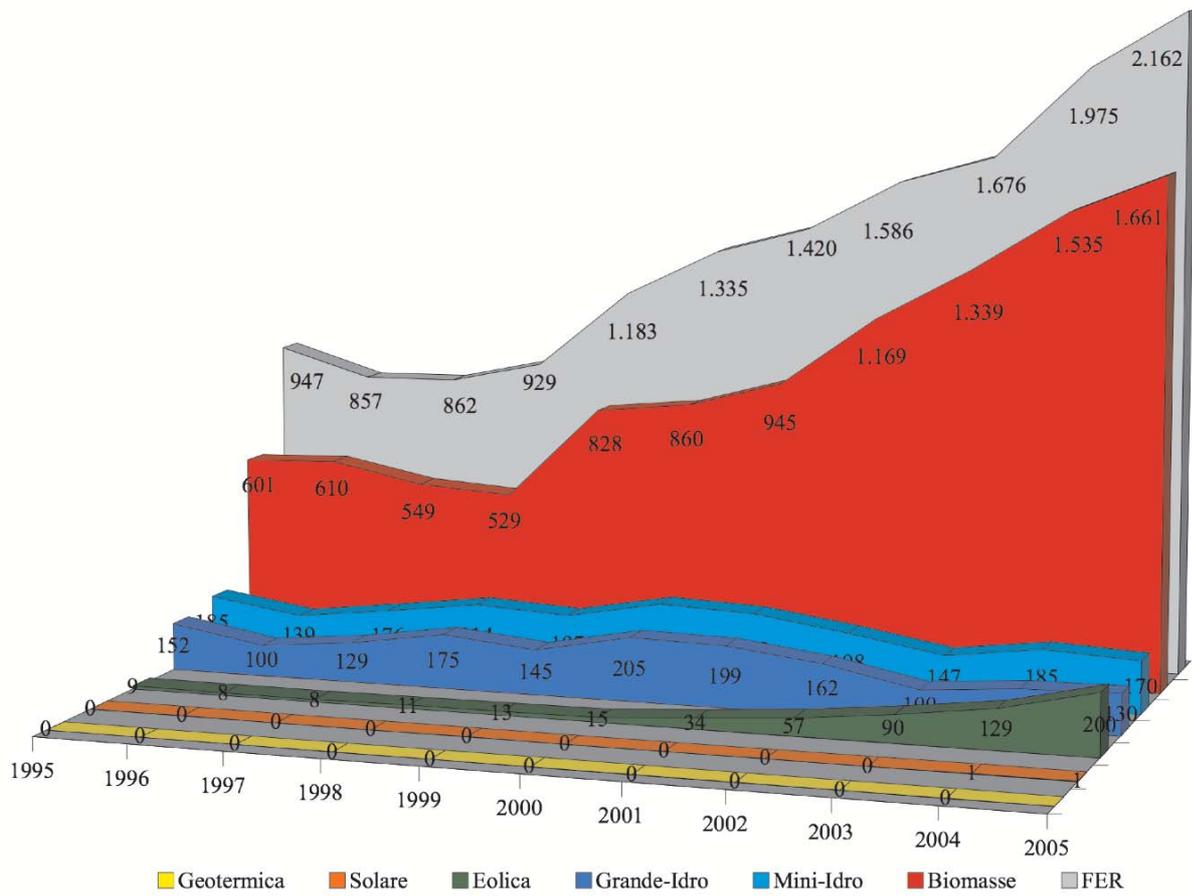
E' attiva la certificazione RECs.

Tab. 6.2.1 – Produzione di Energia da FER in Belgio

	1990		1997		2000		2005	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Biomasse	492	0,73	549	0,67	860	0,97	1.661	1,81
Geotermica	---	---	---	---	---	---	0	0,00
Grande-idro	0	0,00	129	0,16	205	0,23	130	0,14
Mini-idro	7	0,01	176	0,21	255	0,29	170	0,18
Solare	0	0,00	0	0,00	0	0,00	1	0,00
Eolica	7	0,01	8	0,01	15	0,02	200	0,22
Totale FER – Elettricità	506	0,75	862	1,05	1.335	1,51	2.162	2,35
Consumo interno lordo di elettricità	67.121	100	82.162	100	88.220	100	92.001	100
	kTep	%	kTep	%	kTep	%	kTep	%
Totale FER – Elettricità	44	0,1	74	0,1	115	0,2	186	0,4
Totale FER – Energia	377	0,8	292	0,5	356	0,6	489	0,9
Consumo interno lordo di energia	47.258	100	55.120	100	57.168	100	51.688	100

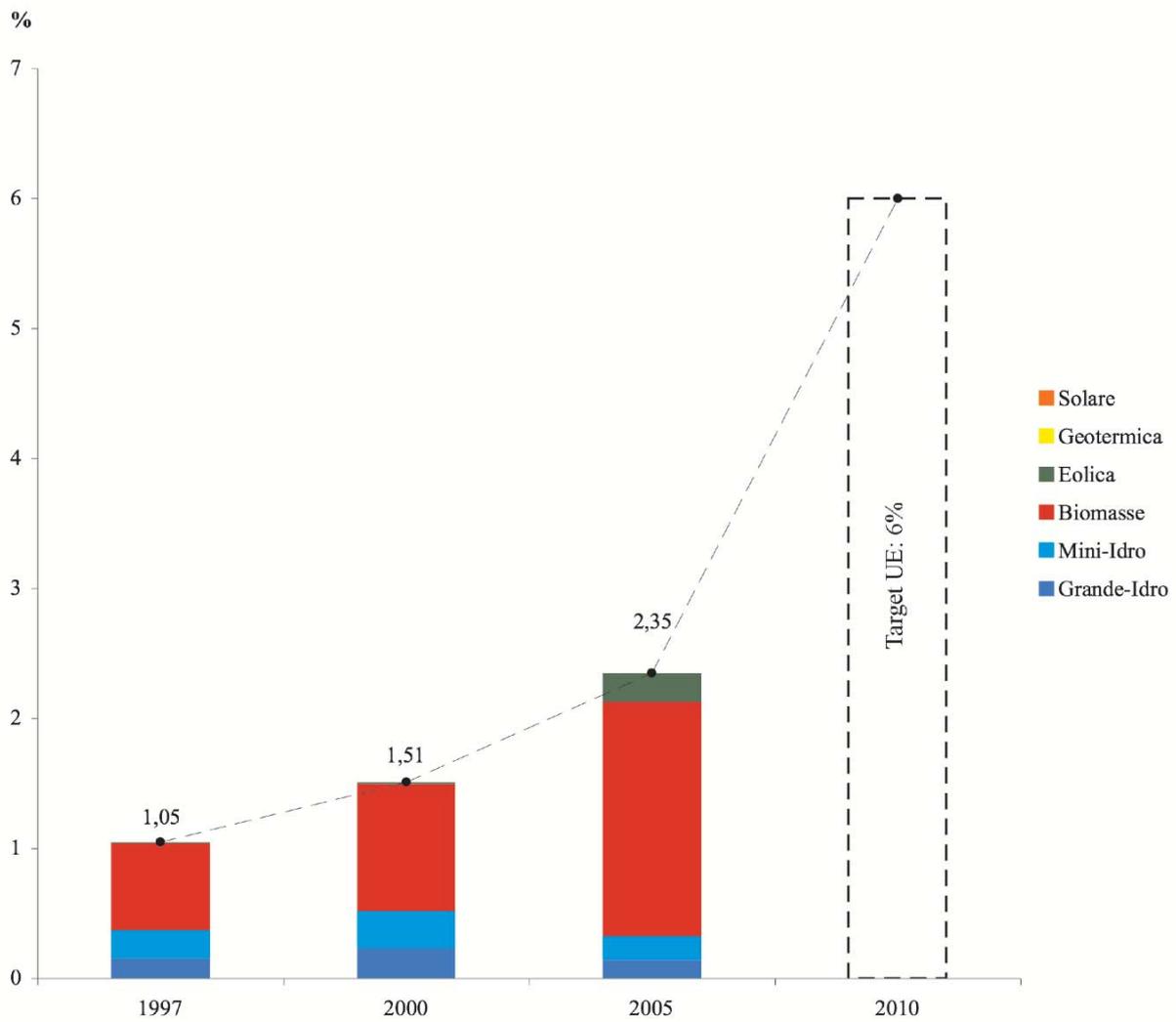
Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

Fig. 6.2.1 – Andamento delle rinnovabili in Belgio (GWh)



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

Fig. 6.2.2 – Penetrazione FER in Belgio e target al 2010



Fonte: NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

6.3. DANIMARCA

La Danimarca si contraddistingue per aver demandato tutta la sua produzione di energia elettrica da FER ad eolico e biomasse, in assenza di una produzione idroelettrica che, di norma, costituisce la maggior parte della produzione da FER.

L'obiettivo UE al 2010 è del 29%, che con gli attuali trend di crescita dovrebbe poter essere alla portata del Paese.

La politica di sostegno si realizza attraverso tariffe feed-in che rappresentano un prezzo fisso di vendita dell'energia diversificato per fonte, per un periodo di 20 anni.

E' attiva la certificazione RECs.

Eolico on-shore. La tariffa al 2006 è di: 7,2 € cents/kWh.

Fotovoltaico. La tariffa al 2006 è di 8 €cents/kWh per i primi 10 anni, e di 5,4 €cents/kWh per i successivi 10.

Biomasse. La tariffa al 2006 è di 8 €cents/kWh per i primi 10 anni, e di 5,4 €cents/kWh per i successivi 10.

Geotermico. La tariffa al 2006 è di 6,9 €cents/kWh.

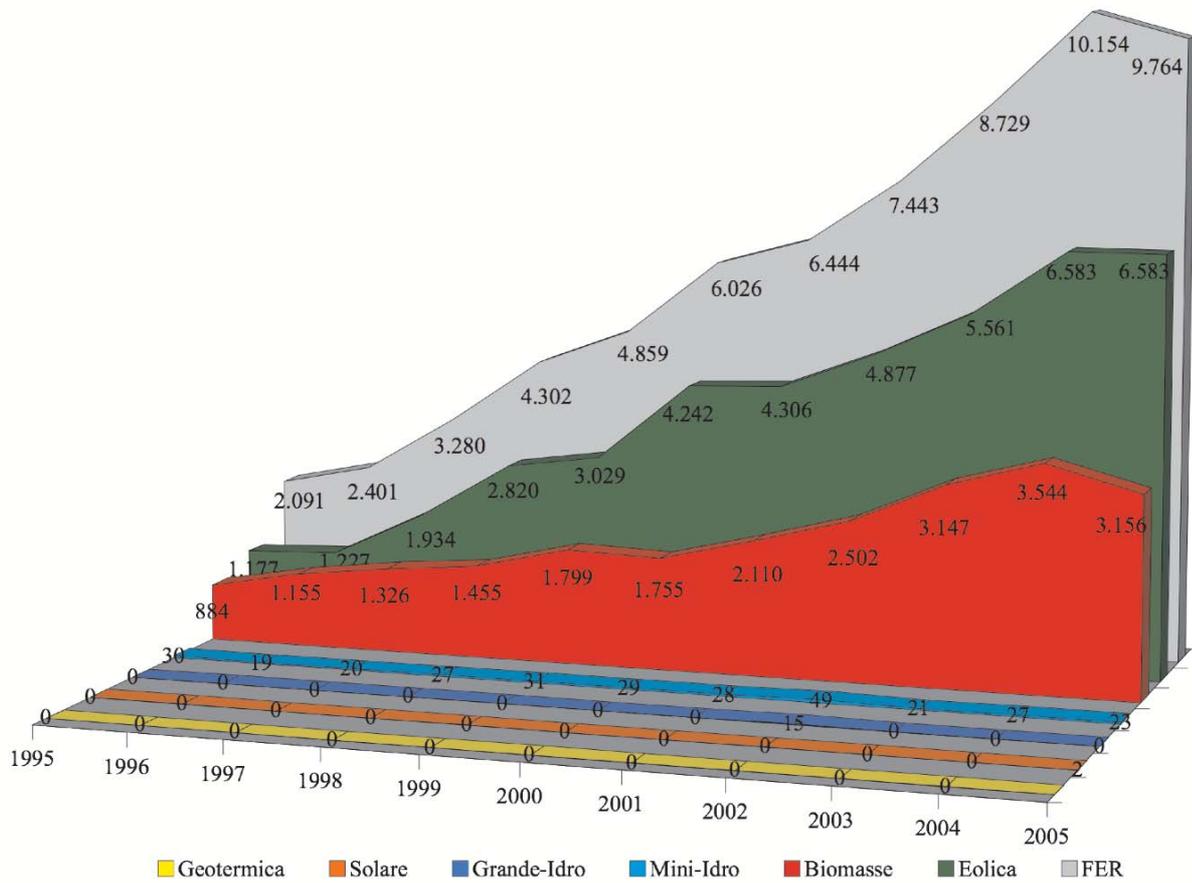
Finanziamenti. Per l'incentivazione di parchi eolici off-shore la Danimarca ricorre a gare d'appalto, come quella che nel 2005 ha portato all'assegnazione di due parchi da 200 MW ciascuno che verranno presumibilmente realizzati al 2008. Garanzie sui prestiti hanno permesso l'ottenimento di condizioni favorevoli di credito, determinando un forte stimolo agli impianti a biomassa.

Tab. 6.3.1 – Produzione di Energia da FER in Danimarca

	1990		1997		2000		2005	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Biomasse	141	0,43	1.326	3,58	1.755	4,78	3.156	8,44
Geotermica	---	---	---	---	---	---	0	0,00
Grande-idro	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Mini-idro	27	0,08	20	0,05	29	0,08	23	0,06
Solare	---	---	---	---	---	---	2	0,01
Eolica	610	1,86	1.934	5,22	4.242	11,56	6.583	17,60
Totale FER – Elettricità	778	2,37	3.280	8,85	6.026	16,42	9.764	26,11
Consumo interno lordo di elettricità	32.869	100	37.057	100	36.700	100	37.401	100
	kTEP	%	kTEP	%	kTEP	%	kTEP	%
Totale FER – Elettricità	67	0,4	282	1,3	518	2,6	840	5,0
Totale FER – Energia	1.144	6,4	1.345	6,3	1.494	7,6	1.861	11,0
Consumo interno lordo di energia	17.856	100	21.309	100	19.643	100	16.917	100

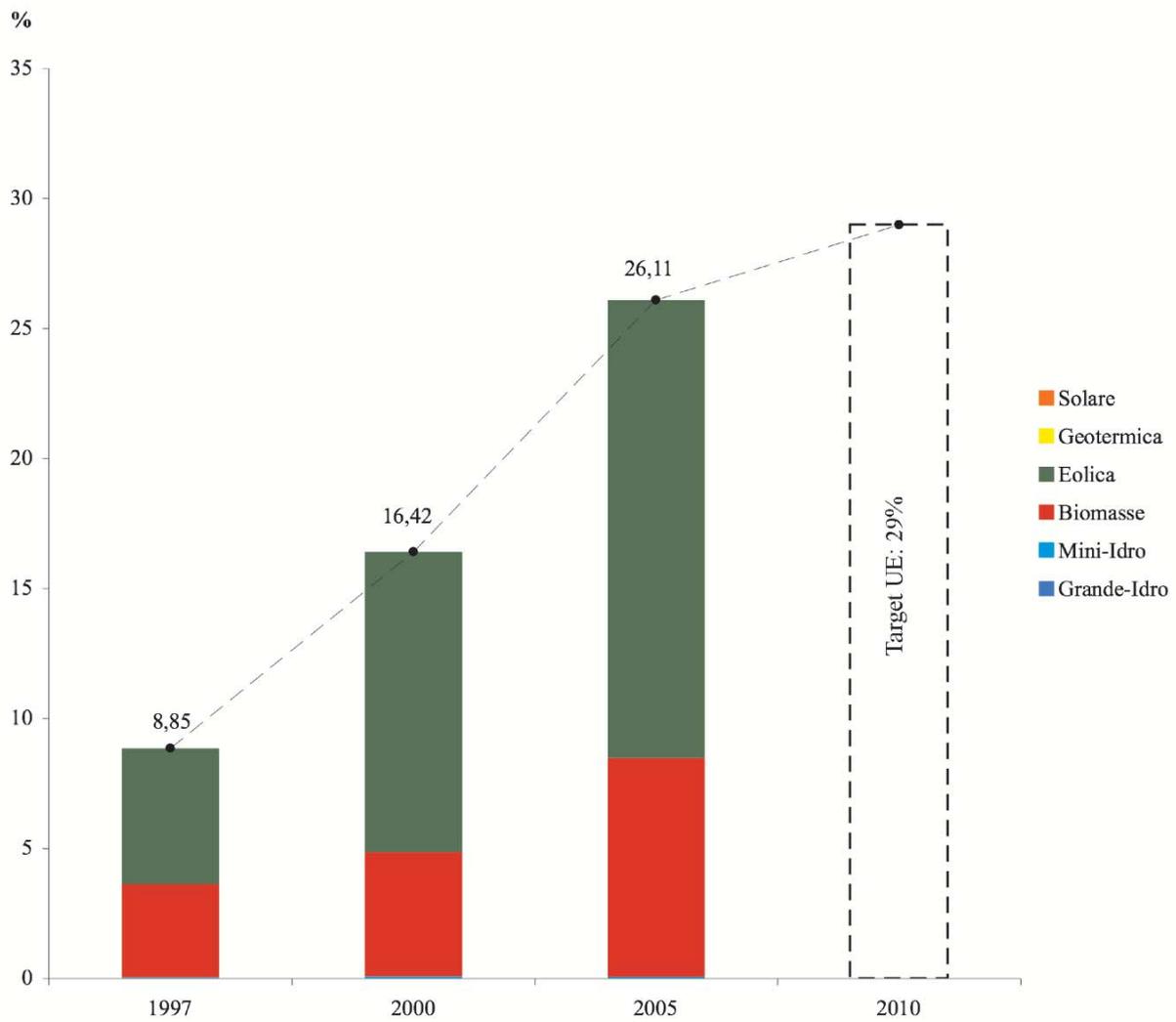
Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

Fig. 6.3.1 – Andamento delle rinnovabili in Danimarca (GWh)



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

Fig. 6.3.2 – Penetrazione FER in Danimarca e target al 2010



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

6.4. FINLANDIA

Le fonti energetiche rinnovabili in Finlandia poggiano sul contributo delle biomasse e dell'idroelettrico, con un ruolo solo marginale delle altre fonti energetiche.

L'obiettivo UE al 2010 è del 31,5%, difficilmente raggiungibile in virtù degli attuali trend di crescita delle nuove rinnovabili e della relativa stabilità dell'idroelettrico comunque soggetta a variabilità annua in funzione della piovosità.

La politica di sostegno si realizza attraverso esenzioni fiscali che prevedono tre livelli:

- 6,9 €cents/kWh per l'energia eolica e prodotta da biomasse legnose forestali;
- 4,2 €cents/kWh per le biomasse ed il mini-idro;
- 2,5 €cents/kWh per l'energia elettrica prodotta da combustibili riciclati.

E' attiva la certificazione RECs.

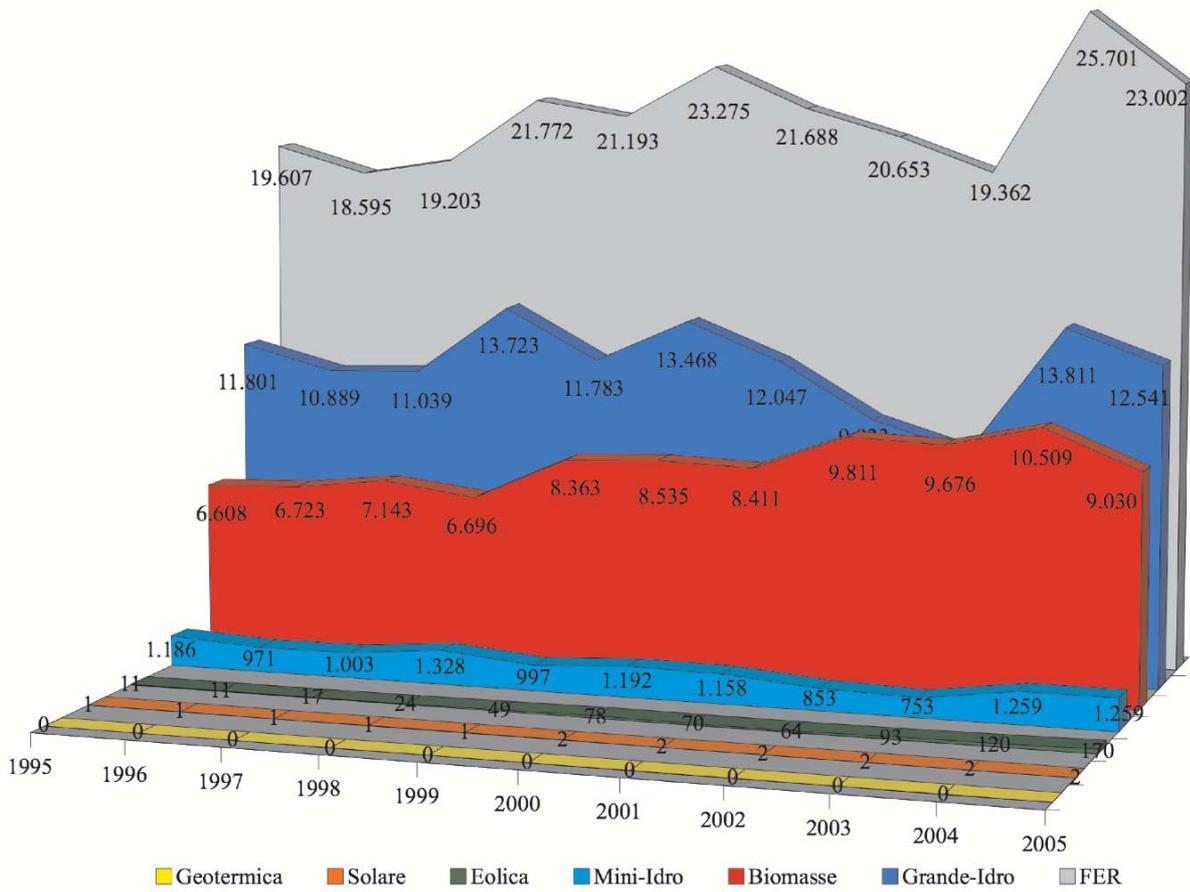
Finanziamenti. Ulteriore strumento per aumentare la penetrazione delle FER sono gli incentivi che possono coprire dal 30% al 40% dei costi di investimento per nuovi impianti.

Tab. 6.4.1 – Produzione di Energia da FER in Finlandia

	1990		1997		2000		2005	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Biomasse	5.029	7,74	7.143	9,30	8.535	10,43	9.030	10,32
Geotermica	---	---	---	---	---	---	0	0,00
Grande-idro	9.867	15,18	11.039	14,37	13.468	16,45	12.541	14,33
Mini-idro	1.048	1,61	1.003	1,31	1.192	1,46	1.259	1,44
Solare	0	0,00	1	0,00	2	0,00	2	0,00
Eolica	0	0,00	17	0,02	78	0,10	170	0,19
Totale FER – Elettricità	15.944	24,53	19.203	24,99	23.275	28,43	23.002	26,28
Consumo interno lordo di elettricità	65.007	100	76.839	100	81.869	100	87.513	100
	kTEP	%	kTEP	%	kTEP	%	kTEP	%
Totale FER – Elettricità	1.371	4,8	1.651	5,0	2.002	6,2	1.978	7,3
Totale FER – Energia	4.783	16,7	6.080	18,6	7.102	21,8	7.578	28,1
Consumo interno lordo di energia	28.701	100	32.760	100	32.508	100	27.008	100

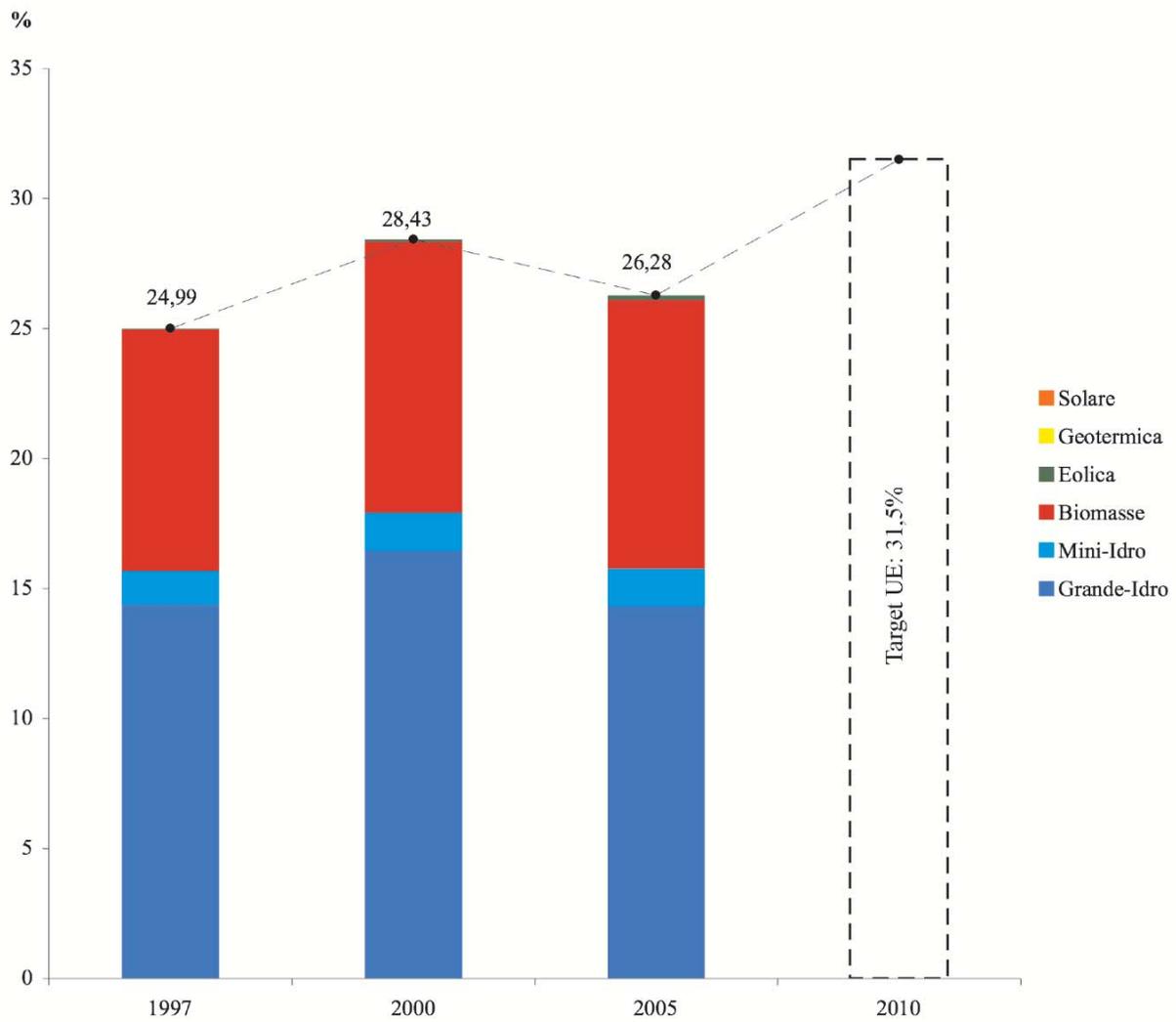
Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

Fig. 6.4.1 – Andamento delle rinnovabili in Finlandia (GWh)



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

Fig. 6.4.2 – Penetrazione FER in Finlandia e target al 2010



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

6.5. FRANCIA

Pur contando in massima parte sul contributo dell'idroelettrico, la Francia ha fatto registrare nell'ultimo quinquennio un grande sforzo per lo sviluppo delle nuove fonti rinnovabili. Su tutte l'eolico (125% dal 2000) ed il solare.

Punto di forza delle politiche francesi è stato il ricorso al tendering con cui si è stimolata l'installazione di nuova capacità produttiva con il supporto di tariffe *feed-in* per ridurre l'incertezza degli investimenti.

L'obiettivo UE al 2010 è del 21%, il cui raggiungimento è ampiamente esposto alla producibilità dei grandi impianti idroelettrici che rappresentano circa l'80% della generazione elettrica da FER.

La politica di sostegno alle rinnovabili avviene attraverso il meccanismo delle tariffe *feed-in* diversificate per tecnologie e riconosciute per periodi di 15 o 20 anni per gli impianti con potenza inferiore a 12 MW.

In Francia non esiste un mercato per i Certificati Verdi e non vengono rilasciati i certificati per la Garanzia d'Origine.

E' attiva la certificazione RECs.

Eolico on-shore. La tariffe *feed-in* prevedono due periodi di incentivazione di durata complessiva di 15 anni, con un primo periodo a tariffa piena ed un secondo a tariffa ridotta in funzione della topologia e localizzazione dell'impianto. L'aggiornamento tariffario avvenuto a metà anno ha modificato il livello delle tariffe e divisione temporale fra primo e secondo periodo.

Entrata in produzione degli impianti	Tariffa Fissa, €cents/kWh		
	Primi 5 anni	Successivi 5	Successivi 5
al 10 luglio 2006	8,38	3,05 – 8,38	
dal 10 luglio 2006	8,2		2,8 – 8,2

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

Eolico off-shore. Come per l'on-shore, anche le tariffe off-shore prevedono due periodi di incentivazione, ma con durata complessiva di 20 anni. Tali tariffe specifiche per l'eolico off-shore sono entrate in vigore a partire dal secondo semestre del 2006. Anche in questo caso la riduzione della tariffa nel secondo periodo avviene in funzione della tipologia e della localizzazione dell'impianto.

Entrata in produzione degli impianti	Tariffa Fissa, €cents/kWh	
	Primi 10 anni	Successivi 10
dal 10 luglio 2006	13	3 – 13

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

Fotovoltaico. Per il fotovoltaico il periodo di incentivazione è di 20 anni, e le tariffe sono diversificate fra Francia continentale e Corsica. Con la revisione tariffaria del 2006 viene riconosciuto un premio per l'integrazione degli impianti.

Entrata in produzione degli impianti	Tariffa Fissa, €cents/kWh			
	Francia Continentale		Corsica, DOM, Mayotte	
	tariffa	bonus integrazione	tariffa	bonus integrazione
al 10 luglio 2006	15,25	---	30,5	---
dal 10 luglio 2006	30	25	40	15

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

Biomasse. Il periodo di incentivazione per le biomasse è di 15 anni, con una tariffa unica ed un bonus variabile per l'efficienza energetica.

Tipologia di Impianto	Tariffa Fissa, €cents/kWh	
	tariffa	bonus efficienza energetica
Biomasse	4,9	0 – 1,2

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

Mini-idro. Il periodo di incentivazione per il mini-idro è di 20 anni, con una tariffa variabile in funzione della potenza dell'impianto ed un bonus variabile in funzione della regolarità della produzione.

Tipologia di Impianto	Tariffa Fissa, €cents/kWh	
	tariffa	bonus regolarità
Mini-idro	5,49 – 6,1	0 – 1,52

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

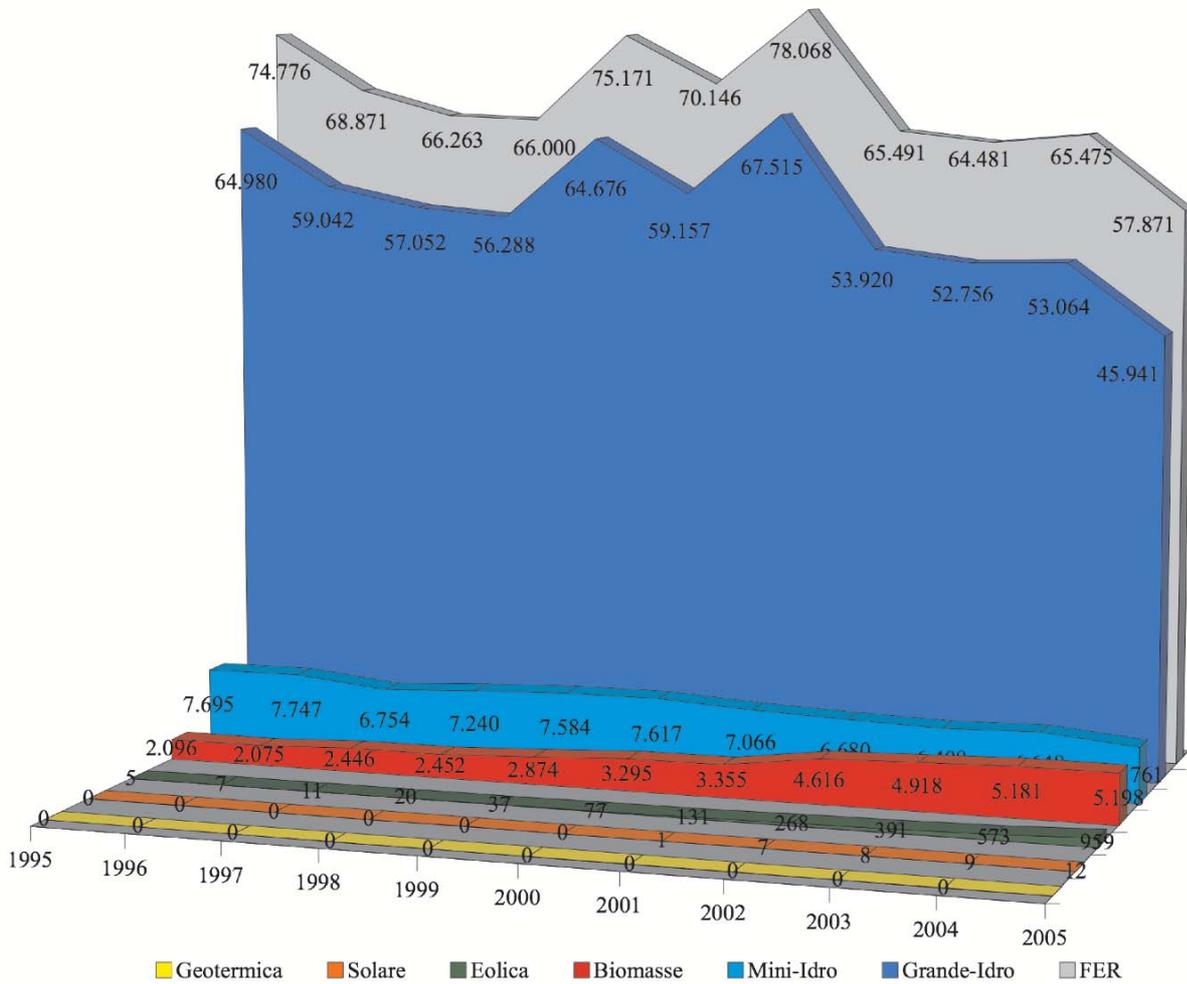
Finanziamenti. L'installazione di nuova capacità per impianti di potenza superiore ai 12 MW è favorita da gare d'appalto che hanno stimolato soprattutto gli impianti eolici (on-shore e off-shore) a biomassa ed a biogas. Mediante credito d'imposta è possibile ottenere incentivi pari al 30% dei costi di impianto.

Tab. 6.5.1 – Produzione di Energia da FER in Francia

	1990		1997		2000		2005	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Biomasse	1.643	0,44	2.446	0,56	3.295	0,70	5.198	1,01
Geotermica	---	---	---	---	---	---	0	0,0
Grande-idro	49.123	13,09	57.052	12,99	59.157	12,55	45.941	8,95
Mini-idro	5.392	1,44	6.754	1,54	7.617	1,62	5.761	1,12
Solare	0	0,00	0	0,00	0	0,00	12	0,00
Eolica	0	0,00	11	0,00	77	0,02	959	0,19
Totale FER – Elettricità	56.158	14,96	66.263	15,09	70.146	14,89	57.871	11,27
Consumo interno lordo di elettricità	375.306	100	439.104	100	471.189	100	513.546	100
	kTEP	%	kTEP	%	kTEP	%	kTEP	%
Totale FER – Elettricità	4.830	2,1	5.699	2,3	6.033	2,3	4.977	1,9
Totale FER – Energia	15.424	6,8	15.875	6,4	16.428	6,4	14.568	5,7
Consumo interno lordo di energia	226.550	100	246.958	100	258.478	100	257.066	100

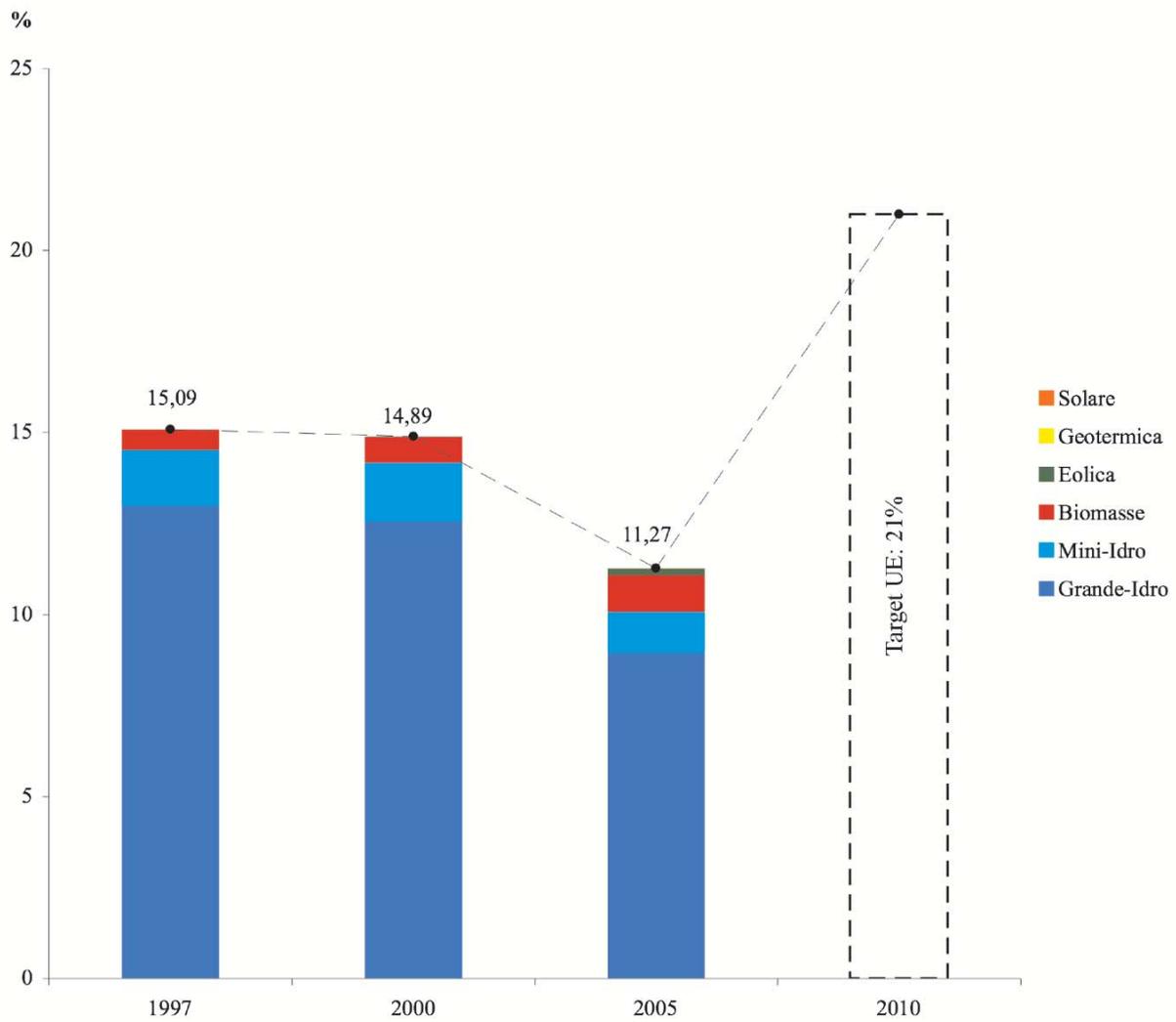
Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

Fig. 6.5.1 – Andamento delle rinnovabili in Francia (GWh)



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

Fig. 6.5.2 – Penetrazione FER in Francia e target al 2010



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

6.6. GERMANIA

La Germania è il primo produttore mondiale di energia da fonti rinnovabili e costituisce un esempio virtuoso sia all'interno della Comunità Europea che per altri Paesi. I tassi di crescita medi annui nel periodo 2000-2005 del fotovoltaico e dell'eolico sono superiori al 20%, valore doppio rispetto alla media dell'UE-15. E' il primo produttore europeo di energia elettrica da eolico e da FV rispettivamente con 27,2 TWh e 1,3 TWh prodotti nel 2005. I siti migliori su terra per quanto riguarda l'eolico sono stati già sfruttati, mentre obiettivi ambiziosi vengono spostati sull'eolico off-shore, anche se difficoltà di carattere legale per lo sfruttamento delle acque internazionali potrebbero originare ostacoli.

L'obiettivo UE al 2010 del 12,5% di produzione elettrica lorda da rinnovabili sui consumi lordi, è facilmente raggiungibile, essendo la quota passata dal 9% del 2000 al 12% del 2004. Anche l'obiettivo della quota di rinnovabili sul totale di consumi energetici, atteso al 10% nel 2020 verrà raggiunto grazie anche all'importante apporto delle biomasse per la produzione di calore.

Il settore delle rinnovabili in Germania è maturo, facilitato da sostegno finanziario, procedure amministrative snelle, scarsa ostilità delle popolazioni locali e una filiera industriale attiva e all'avanguardia. Il **numero di occupati** nell'industria delle rinnovabili in Germania è stimato in 80 mila unità, con tassi di crescita del 10% annuo.

La politica di sostegno alle rinnovabili si basa sulla legge a favore delle fonti rinnovabili (*EEG, Erneuerbaren Energien Gesetz*) del primo aprile 2000, aggiornata il primo agosto 2004, che introduce per tutte le fonti rinnovabili impiegate nella produzione elettrica il meccanismo *feed-in*.

In Germania non esiste un mercato per i Certificati Verdi mentre vengono rilasciati, sempre per effetto della legge del 2004, i certificati per la Garanzia d'Origine.

E' attiva la certificazione RECs.

Eolico on-shore. Il periodo di incentivazione è di 20 anni, con un incentivo al 2006 di 8,36 €cents/kWh che può essere abbassato dal quinto anno a 5,28 €cents/kWh. Il calo viene applicato a partire dal quinto anno per gli impianti di dimensione maggiore, mentre al ridursi della taglia dell'impianto viene posticipato l'anno di introduzione della tariffa ridotta. Gli impianti più piccoli godono dell'incentivo maggiore per tutto il periodo di 20 anni. Tali tariffe decrescono ad un tasso del 2% annuo.

Eolico off-shore. Il periodo di incentivazione è di 20 anni, con un incentivo al 2006 di 9,1 €cents/kWh che può essere abbassato dal dodicesimo anno a 6,19 €cents/kWh. Il calo viene applicato a partire dal dodicesimo anno in funzione della localizzazione dell'impianto, mentre con l'allontanarsi dell'impianto dalla costa e col crescere della profondità viene posticipato l'anno di introduzione della tariffa ridotta. Gli impianti con una localizzazione peggiore godono dell'incentivo maggiore per tutto il periodo di 20 anni. Tali tariffe decrescono ad un tasso del 2% annuo a partire dal 2008.

Fotovoltaico. Nel 2006 gli incentivi sono i seguenti:

Taglia Impianto	Tariffa feed-in 2006, €cents/kWh		
	Installazioni a Terra	Su Tetto	Su Facciata
fino a 30 kWp	40,59	51,80	56,32
fino a 100 kWp		49,28	53,79
oltre i 100 kWp		48,74	53,25

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

Il periodo di incentivazione è di 20 anni, con una riduzione delle tariffe del 5% l'anno, ad eccezione delle installazioni a terra che calano del 6,5%.

Non ci sono limiti di potenza alla capacità installabile.

Biomasse. Il periodo di incentivazione di 20 anni prevede tariffe differenziate per tagli di impianti fino a 20 MW, con possibilità di beneficiare di ulteriori bonus cumulabili. Le tariffe di riferimento vengono ridotte ad un tasso dell'1,5% l'anno.

Taglia Impianto	Tariffa feed-in 2006 €cents/kWh	Bonus Cumulabili, €cents/kWh		
		RR	CHP	TPI
fino a 150 kW	11,2	6,0		
fino a 500 kW	9,6	4,0	2,0	2,0
fino a 5.000 kW	8,6	2,5		
fino a 20.000 kW	8,1	0,0		

RR: se l'energia viene prodotta da materiali auto-rigeneranti

CHP: produzione combinata di energia e calore

TPI: tecnologie e processi innovativi

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

Mini-idro. Per gli impianti al di sotto dei 5 MW il periodo di incentivazione è di 30 anni, senza tasso di riduzione delle tariffe; per gli impianti superiori a 5 MW il periodo di incentivazione è di 15 anni con un tasso di riduzione delle tariffe dell'1% l'anno.

Taglia Impianto	Tariffa feed-in 2006, €cents/kWh
fino a 500 kW	9,67
fino a 5 MW	6,65
fino a 10 MW	6,52

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

Geotermico. La tariffa incentivante è valida per 20 anni, con un calo delle tariffe dell'1% solo a partire dal 2010.

Taglia Impianto	Tariffa feed-in 2006, €cents/kWh
fino a 5 MW	15
fino a 10 MW	14
fino a 20 MW	8,95
fino a 20 MW	7,16

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

Finanziamenti. Lo Stato eroga sussidi per l'installazione degli impianti proporzionalmente alle dimensioni degli impianti, in misura diverse a seconda delle tecnologie utilizzate per solare PV, biomasse e CHP; prestiti a tassi agevolati vengono erogati dalla banca tedesca KfV per i grandi impianti a biomassa e per i mini-idro.

Costi di Impianto.

Tecnologia	Range Costi di Impianto (€/kW)
Eolico on-shore	1.170
Fotovoltaico	5.300
Biomasse	1.500 – 2.500
Mini-idro	1.200 – 3.500

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

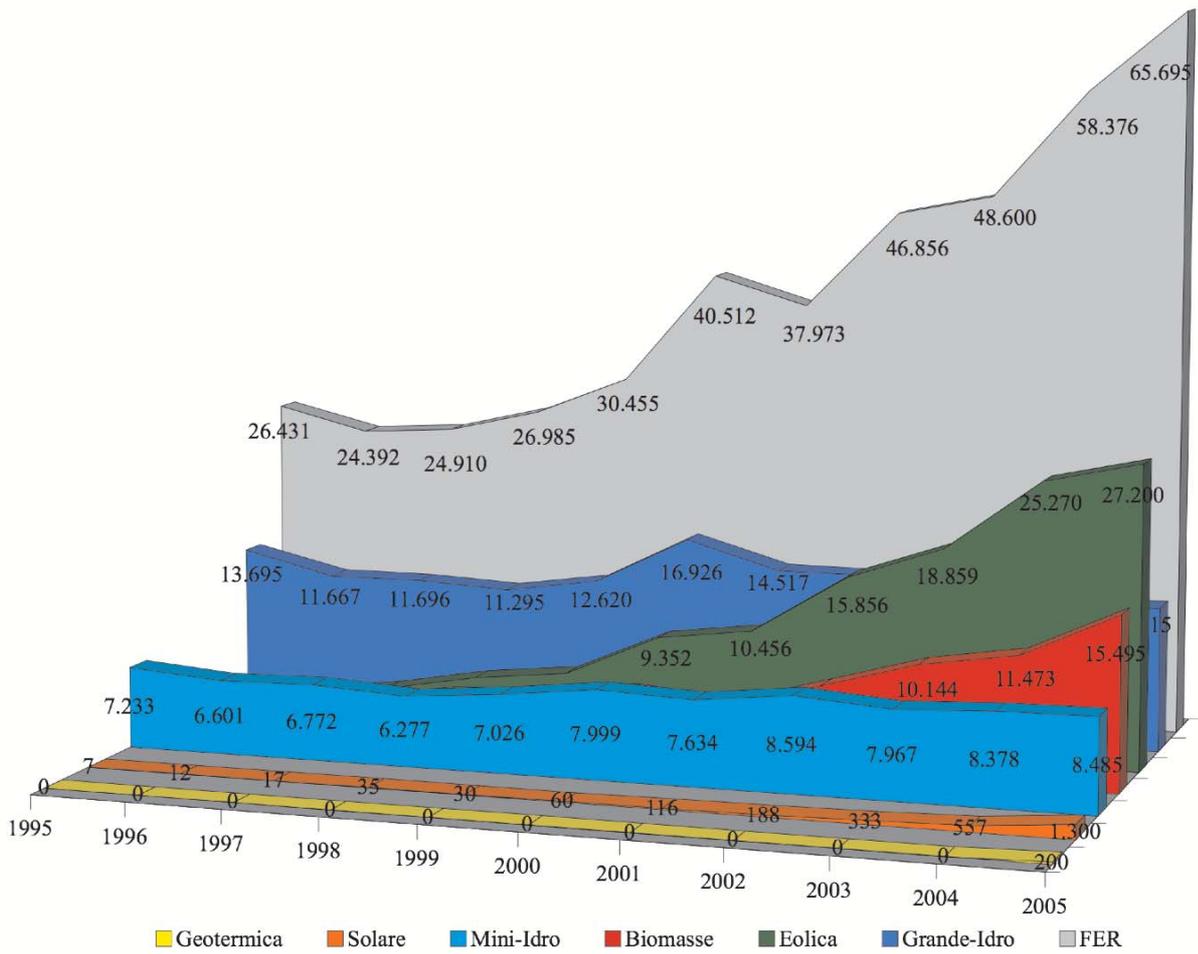
Altro. La Germania si configura come uno dei Paesi più avanzati nella penetrazione dei biocarburanti (in particolare di biodiesel), avendo raggiunto con un anno di anticipo il limite fissato dalla Direttiva 2003/30/CE del 2% sul consumo di combustibili fossili per autotrazione. La Germania si distingue inoltre per la capacità che ha avuto nel supportare con una propria industria la crescita del settore delle rinnovabili nel Paese.

Tab. 6.6.1 – Produzione di Energia da FER in Germania

	1990		1997		2000		2005	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Biomasse	3.264	0,72	3.391	0,62	6.175	1,07	15.495	2,66
Geotermica	---	---	---	---	---	---	200	0,03
Grande-idro	0	0,00	11.696	2,13	16.926	2,95	13.015	2,23
Mini-idro	2.850	0,63	6.772	1,23	7.999	1,39	8.485	1,46
Solare	1	0,00	17	0,00	60	0,01	1.300	0,22
Eolica	71	0,02	3.034	0,55	9.352	1,63	27.200	4,67
Totale FER – Elettricità	6.186	1,36	24.910	4,54	40.512	7,05	65.695	11,28
Consumo interno lordo di elettricità	454.380	100	549.221	100	574.608	100	582.440	100
	kTEP	%	kTEP	%	kTEP	%	kTEP	%
Totale FER – Elettricità	532	0,2	2.142	0,6	3.484	1,0	5.650	1,7
Totale FER – Energia	3.516	1,0	6.364	1,8	8.481	2,5	13.144	4,1
Consumo interno lordo di energia	354.485	100	345.465	100	340.225	100	323.165	100

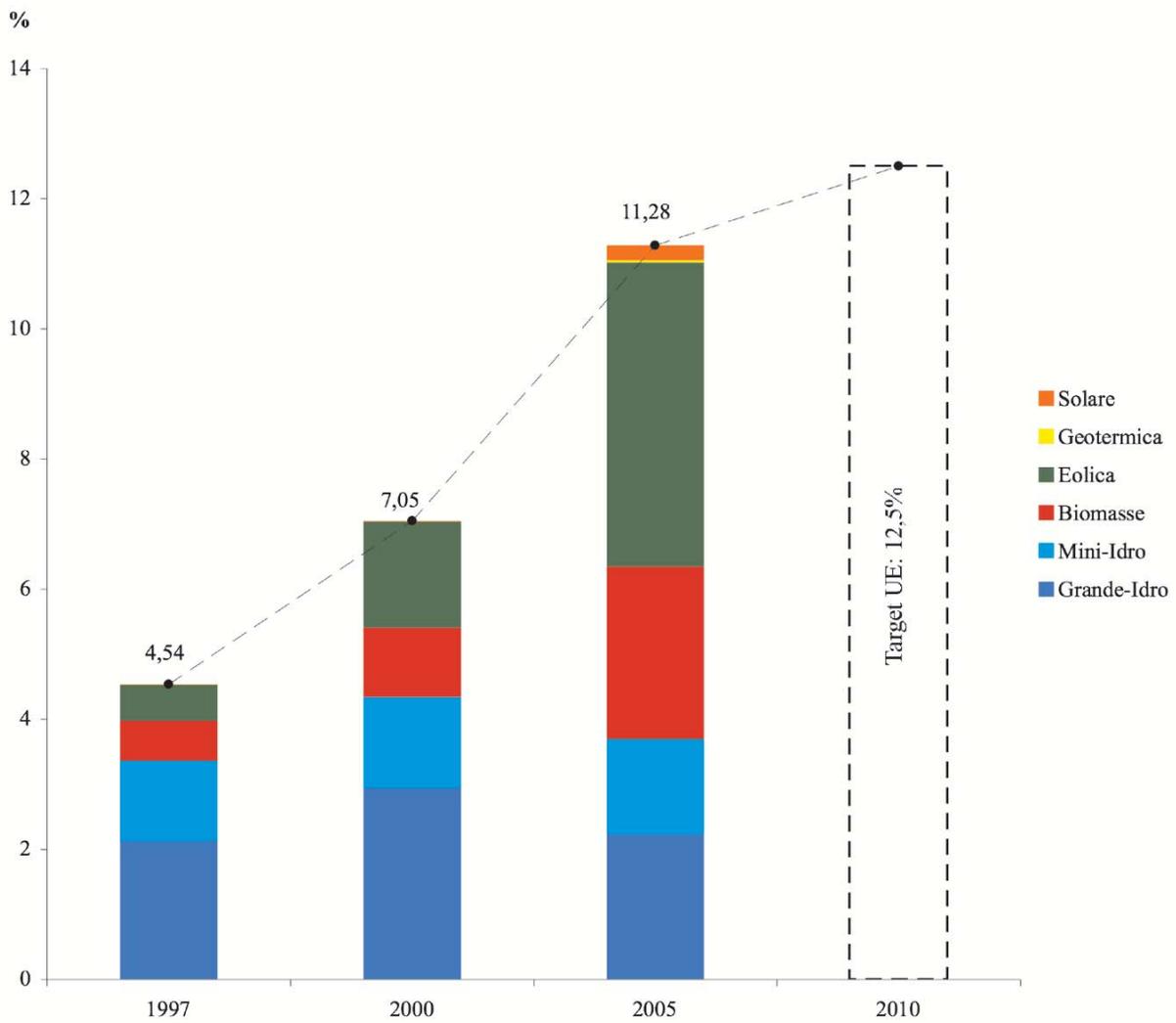
Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

Fig. 6.6.1 – Andamento delle rinnovabili in Germania (GWh)



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati fonte Eurostat

Fig. 6.6.2 – Penetrazione FER in Germania e target al 2010



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

6.7. GRECIA

La principale fonte rinnovabile in Grecia è il grande-idro, seguita dall'eolico e, con contributi decisamente minori, da mini-idro e biomasse.

L'obiettivo UE al 2010 è del 20,1%, difficilmente raggiungibile.

La politica di sostegno si realizza attraverso tariffe feed-in che rappresentano un prezzo fisso di vendita dell'energia diversificato per fonte, per un arco temporale di 12 anni.

In Grecia non esiste un mercato per i **Certificati Verdi** mentre vengono rilasciati i certificati per la **Garanzia d'Origine**.

Eolico on-shore. La tariffa al 2006 è di:

- 7,3 €cents/kWh per i sistemi interconnessi;
- 8,46 €cents/kWh per i sistemi non interconnessi.

Eolico off-shore. La tariffa al 2006 è di 9 €cents/kWh.

Fotovoltaico. La tariffa al 2006 è di:

- 45 €cents/kWh per i sistemi interconnessi di potenza inferiore a 100 kW;
- 50 €cents/kWh per i sistemi non interconnessi di potenza inferiore a 100 kW;
- 40 €cents/kWh per i sistemi interconnessi di potenza superiore a 100 kW;
- 55 €cents/kWh per i sistemi non interconnessi di potenza superiore a 100 kW;

Biomasse. La tariffa al 2006 è di:

- 7,3 €cents/kWh per i sistemi interconnessi;
- 8,46 €cents/kWh per i sistemi non interconnessi.

Mini-idro. La tariffa al 2006, riconosciuta per impianti fino a 15 MW, è di:

- 7,3 €cents/kWh per i sistemi interconnessi;
- 8,46 €cents/kWh per i sistemi non interconnessi.

Geotermico. La tariffa al 2006 è di:

- 7,3 €cents/kWh per i sistemi interconnessi;
- 8,46 €cents/kWh per i sistemi non interconnessi.

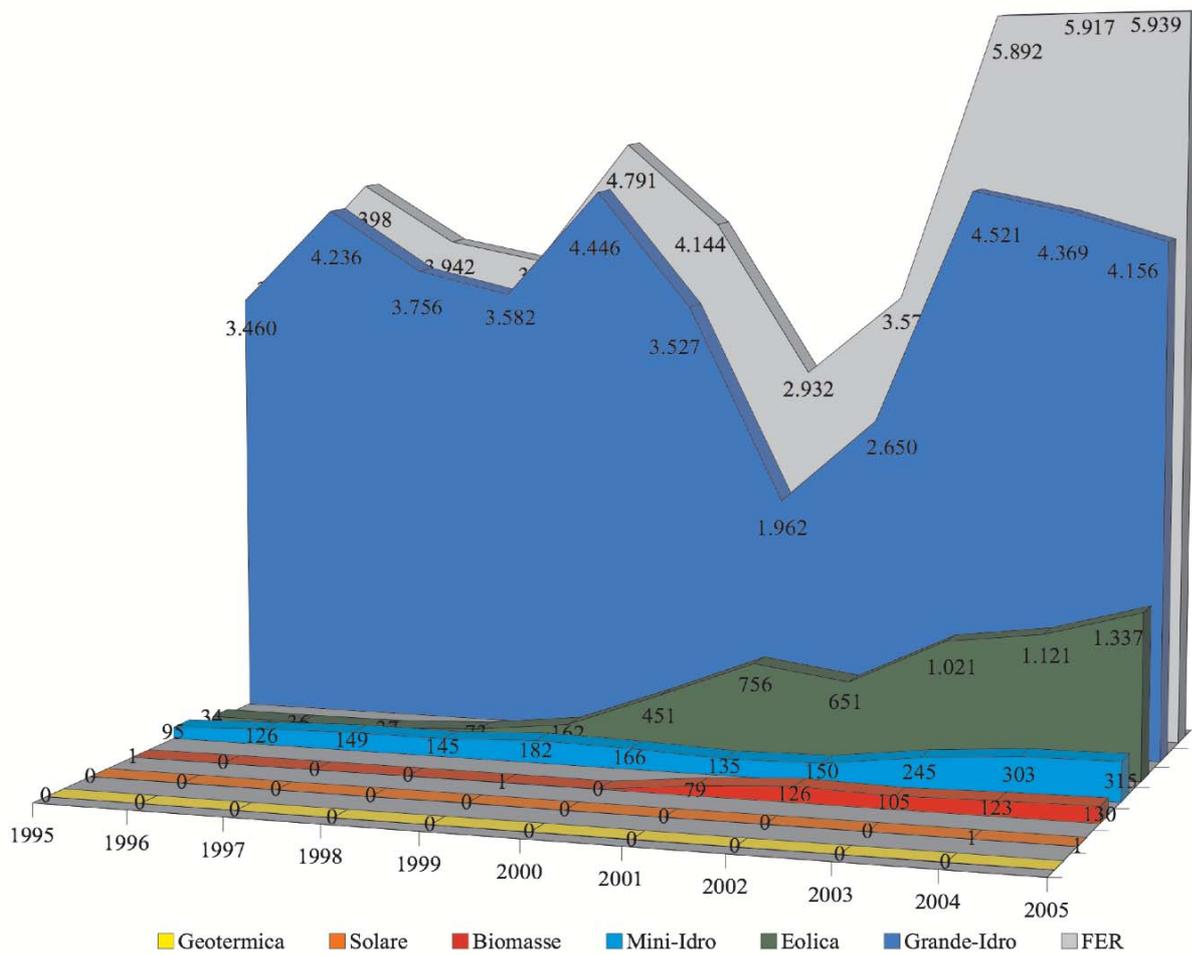
Finanziamenti. Esistono una pluralità di meccanismi a supporto degli investimenti in nuovi impianti da rinnovabili, con sussidi che possono coprire dal 30% al 50% degli investimenti.

Tab. 6.7.1 – Produzione di Energia da FER in Grecia

	1990		1997		2000		2005	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Biomasse	0	0,00	0	0,00	0	0,00	130	0,22
Geotermica	---	---	---	---	---	---	0	0,00
Grande-idro	1.733	4,85	3.756	8,20	3.527	6,55	4.156	6,98
Mini-idro	60	0,17	149	0,33	166	0,31	315	0,53
Solare	0	0,00	0	0,00	0	0,00	1	0,00
Eolica	2	0,01	37	0,08	451	0,84	1.337	2,25
Totale FER – Elettricità	1.795	5,03	3.942	8,61	4.144	7,70	5.939	9,98
Consumo interno lordo di elettricità	35.713	100	45.801	100	53.832	100	59.526	100
	kTEP	%	kTEP	%	kTEP	%	kTEP	%
Totale FER – Elettricità	154	0,7	339	1,3	356	1,3	511	1,7
Totale FER – Energia	1.103	5,0	1.339	5,2	1.401	5,0	1.563	5,2
Consumo interno lordo di energia	22.278	100	25.585	100	28.076	100	30.196	100

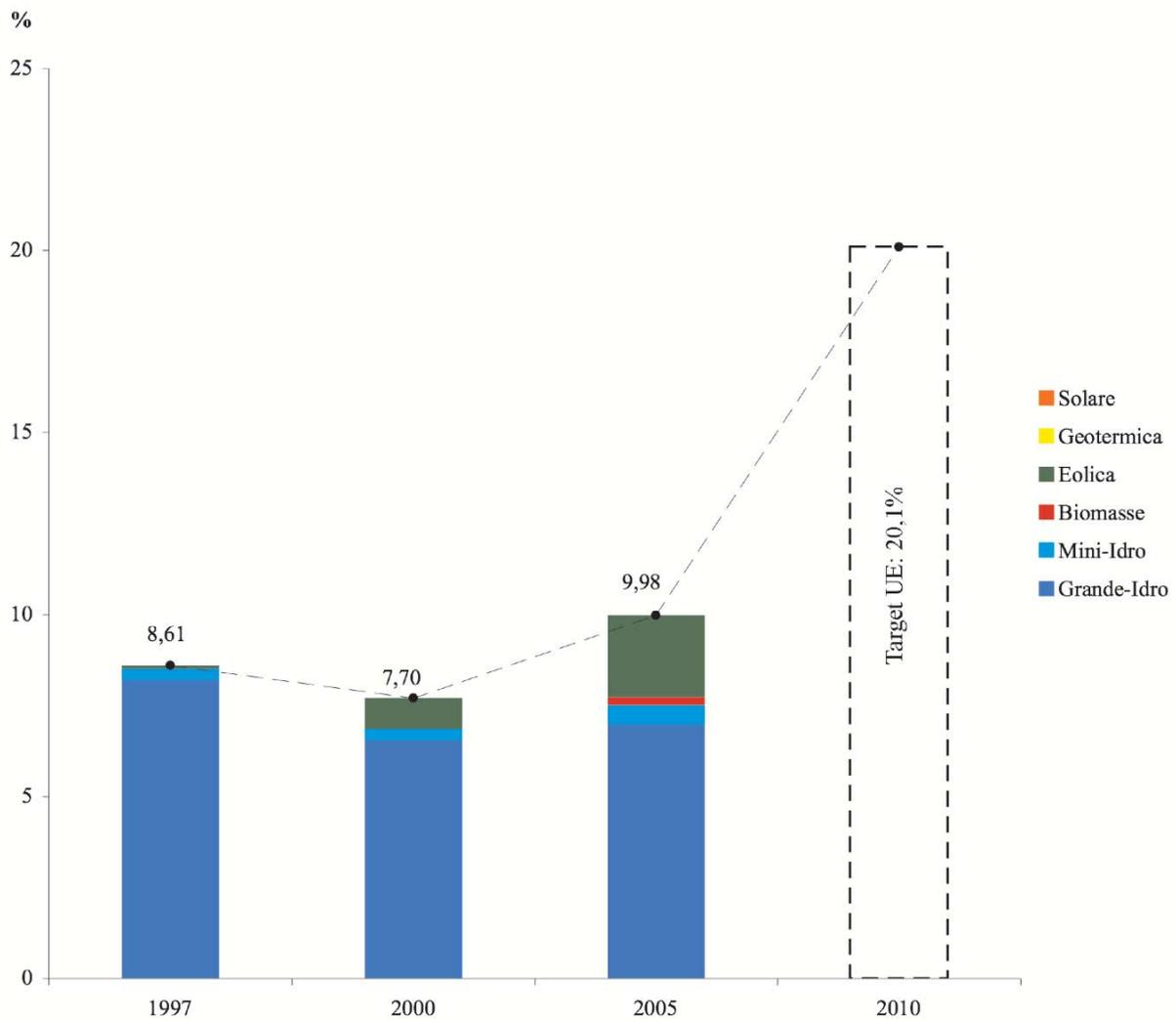
Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

Fig. 6.7.1 – Andamento delle rinnovabili in Grecia (GWh)



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati fonte Eurostat

Fig. 6.7.2 – Penetrazione FER in Grecia e target al 2010



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati fonte Eurostat

6.8. IRLANDA

La principale fonte energetica rinnovabile in Irlanda è rappresentata dall'energia eolica che ha conosciuto un forte sviluppo nella seconda parte del quinquennio 2000-2005, ma che detiene ancora ampi margini per sfruttare in pieno le potenzialità del Paese in termini di ventosità.

L'obiettivo UE al 2010 è del 13,2%, target che pare decisamente lontano nonostante la rincorsa dell'eolico.

La politica di sostegno si realizza attraverso uno schema di tariffe feed-in entrato in vigore a partire dal 2006 con lo scopo di dare un nuovo impulso alla diffusione delle energie rinnovabili. Le tariffe rappresentano un prezzo fisso di vendita, sono differenziate per fonte e taglia degli impianti, e vengono riconosciute per un periodo di 15 anni.

E' attiva la certificazione RECs.

Eolico on-shore. La tariffa al 2006 è di:

- 5,9 € cents/kWh per impianti di potenza inferiore a 5 MW;
- 5,7 € cents/kWh per impianti di potenza superiore a 5 MW.

Eolico off-shore. La tariffa al 2006 è di:

- 5,9 € cents/kWh per impianti di potenza inferiore a 5 MW;
- 5,7 € cents/kWh per impianti di potenza superiore a 5 MW.

Biomasse. La tariffa al 2006 è di 7 €cents/kWh.

Mini-Idro. La tariffa al 2006 è di 7,2 €cents/kWh.

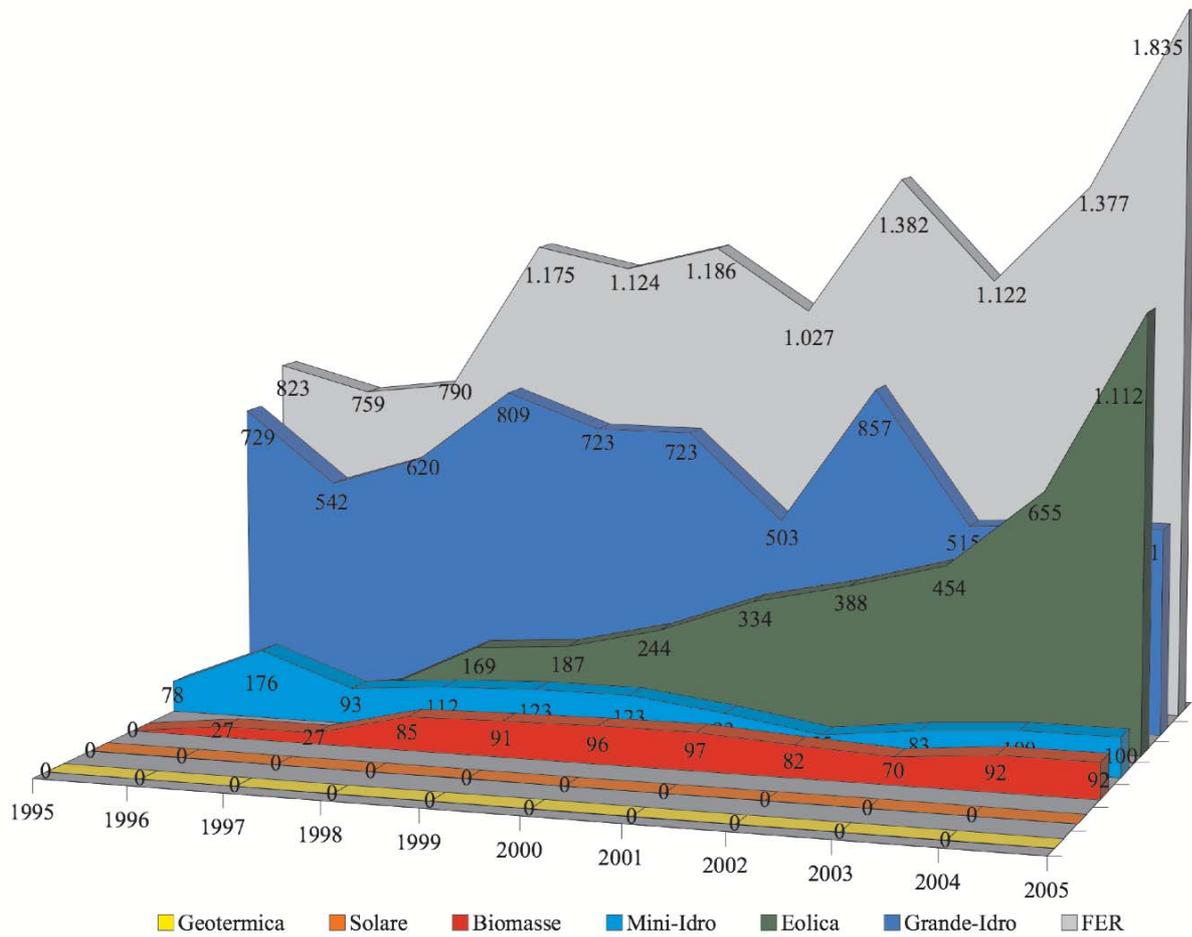
Finanziamenti. Sono previste esenzioni fiscali per gli investimenti in fonti energetiche rinnovabili.

Tab. 6.8.1 – Produzione di Energia da FER in Irlanda

	1990		1997		2000		2005	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Biomasse	0	0,00	27	0,14	96	0,40	92	0,33
Geotermica	---	---	---	---	---	---	0	0,00
Grande-idro	0	0,00	620	3,11	723	3,00	531	1,93
Mini-idro	20	0,14	93	0,47	123	0,51	100	0,36
Solare	---	---	---	---	---	---	0	0,00
Eolica	0	0,00	50	0,25	244	1,01	1.112	4,04
Totale FER – Elettricità	20	0,14	790	3,96	1.186	4,93	1.835	6,67
Consumo interno lordo di elettricità	14.510	100	19.949	100	24.076	100	27.520	100
	kTEP	%	kTEP	%	kTEP	%	kTEP	%
Totale FER – Elettricità	2	0,0	68	0,6	102	0,7	158	1,1
Totale FER – Energia	110	1,1	181	1,5	242	1,7	350	2,4
Consumo interno lordo di energia	10.398	100	12.279	100	14.173	100	14.323	100

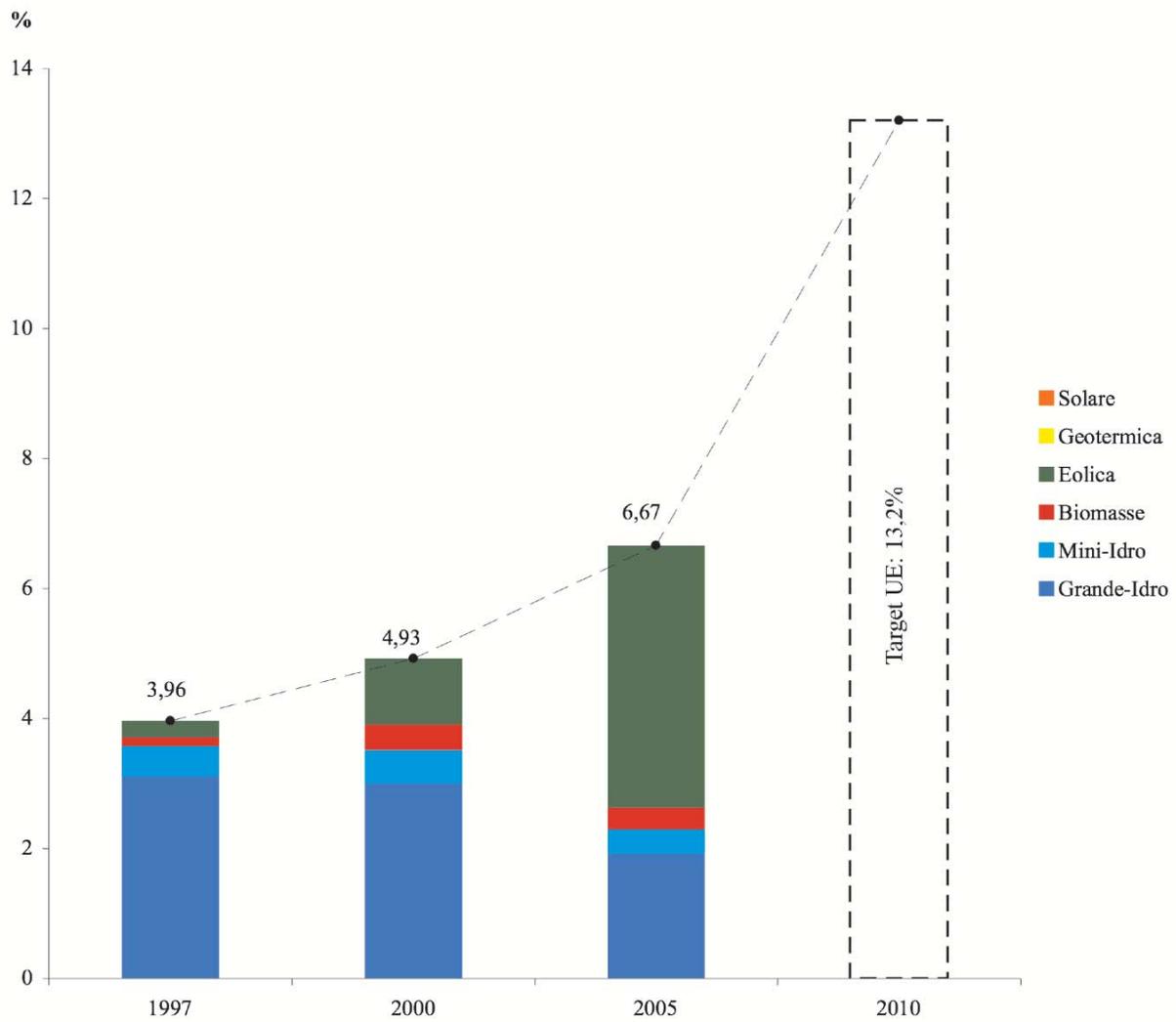
Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

Fig. 6.8.1 – Andamento delle rinnovabili in Irlanda (GWh)



Fonte:Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

Fig. 6.8.2 – Penetrazione FER in Irlanda e target al 2010



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

6.9. ITALIA

L'obiettivo UE al 2010 è del 22%²⁶, difficilmente raggiungibile, nonostante il consenso generalizzato a favore delle FER e gli alti prezzi dei certificati verdi.

Il sistema di incentivazione in vigore nel 2006 si basa sulla definizione di quote obbligatorie di immissione di energia da FER. Tale obbligo, in capo ai produttori e agli importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili, può essere assolto sia mediante produzione diretta che tramite l'acquisto di Certificati Verdi che vengono rilasciati ai produttori da FER in proporzione alla quantità di energia effettivamente prodotta da fonti rinnovabili. Tali certificati vengono scambiati su un mercato apposito svincolato dalla vendita dell'energia elettrica.

Ogni certificato corrisponde a 50 MWh di energia prodotta da FER, e viene riconosciuto per un periodo di 12 anni. Il prezzo di riferimento per il 2006 ha costituito un incentivo sopra il prezzo di vendita dell'energia elettrica di 12,528 €cents/kWh.

L'obbligo di immissione al 2006 era pari al 3,05%.

In Italia vengono rilasciati i certificati per la **Garanzia d'Origine**.

E' attiva la certificazione RECs.

Nel caso del fotovoltaico, i kWh prodotti vengono incentivati con una tariffa feed-in per il 2006, in aggiunta al prezzo di vendita dell'energia elettrica, di:

- 44,5 €cents/kWh per gli scambi sul posto;
- 46 €cents/kWh per la cessione in impianti con potenza inferiore a 50 kW;
- 49 €cents/kWh per la cessione in impianti con potenza compresa fra 50 e 1.000 kW.

Tutte le tariffe vengono riconosciute per 20 anni e sono maggiorate di un 10% nei casi di integrazione architettonica.

Il precedente sistema (in vigore nel primo semestre 2006 e quindi utilizzato nei calcoli di redditività e nelle tabelle comparative) è stato sostituito da una nuova regolazione introdotta con il decreto ministeriale del 19 febbraio 2007²⁷; secondo le nuove disposizioni:

- viene introdotta la differenziazione tra impianti non integrati-a terra, quelli parzialmente integrati e quelli integrati architettonicamente (proporzionalmente all'aumento delle tariffe): la tendenza è quindi premiare un piccolo impianto integrato piuttosto che un grande campo pieno di pannelli. Nel vecchio c'era soltanto un incremento della tariffa per l'integrazione;
- viene abolita la domanda di incentivazione, con il tetto di MW da autorizzare e conseguente stallo del sistema: ora si installa l'impianto e poi si richiede la tariffa incentivante corrispondente alla taglia e al livello di integrazione;
- vengono aboliti i tetti di potenza annuale: il limite è di 1.200 MW incentivabili senza limiti temporali, molto ampio, con incentivazione anche per le domande arrivate nei 14 mesi (24 per soggetti pubblici) successivi alla pubblicazione del raggiungimento di tale quota massima da parte

²⁶ La Direttiva 2001/77/CE indica un target per l'Italia del 25%, specificando in nota che tale obiettivo scenderebbe al 22% nell'ipotesi di consumo interno lordo di energia elettrica al 2010 pari a 340 TWh. Avendo già superato questa soglia al 2005, in questo testo è stato preso a riferimento un target del 22%.

²⁷ Gazzetta Ufficiale n. 45 del 23 febbraio 2007.

del GSE;

- vengono inseriti degli incrementi alle tariffe per scuole e strutture sanitarie pubbliche, sostituzioni di coperture eternit o in amianto nelle strutture agricole, negli enti locali dei Comuni fino a 5.000 abitanti, per chi migliora dal 10 al 30% le prestazioni energetiche di un edificio;
- viene abolita l'asta sul valore della tariffa per le potenze maggiori di 50 kW;
- rimangono invariate le opzioni, per potenze fino a 20 kW, di “scambio sul posto” e di “cessione alla rete”.

Le nuove tariffe incentivanti sono per:

- impianti di potenza compresa fra 1 e 3 kW
40 €cents/kWh, se non integrati (a terra)
44 €cents/kWh se parzialmente integrati
49 €cents/kWh se integrati
- impianti di potenza compresa fra 3 e 20 kW
38 €cents/kWh, se non integrati (a terra)
42 €cents/kWh se parzialmente integrati
46 €cents/kWh se integrati
- impianti di potenza superiore a 20 kW
36 €cents/kWh, se non integrati (a terra)
40 €cents/kWh se parzialmente integrati
44 €cents/kWh se integrati

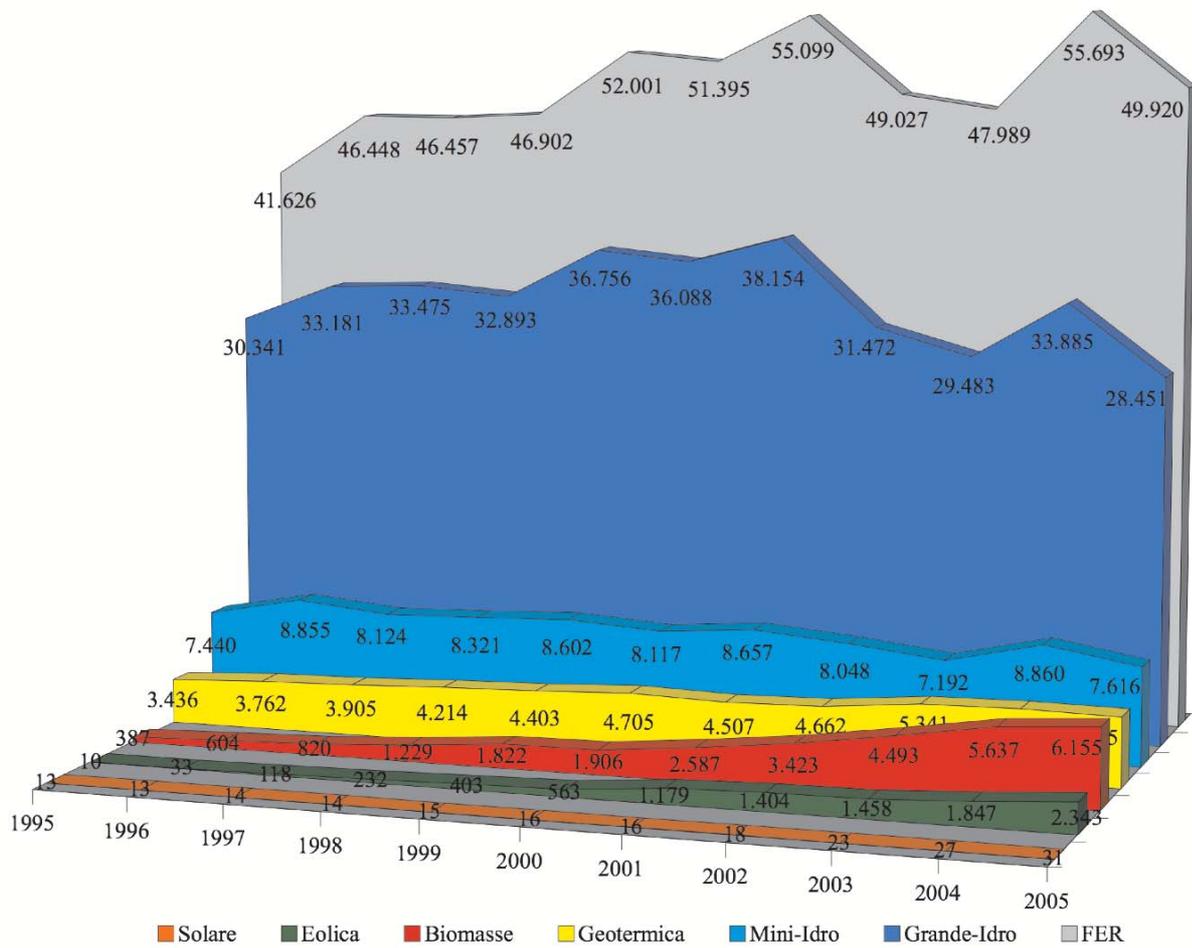
Tab. 6.9.1 – Produzione di Energia da FER in Italia

	1990		1997		2000		2005	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Biomasse	190	0,08	820	0,28	1.906	0,59	6.155	1,72
Geotermica	3.222	1,28	3.905	1,35	4.705	1,47	5.325	1,49
Grande-idro	25.683	10,21	33.475	11,56	36.088	11,24	28.451	7,94
Mini-idro	5.943	2,36	8.124	2,81	8.117	2,53	7.616	2,13
Solare	4	0,00	14	0,00	16	0,00	31	0,01
Eolica	0	0,00	118	0,04	563	0,18	2.343	0,65
Totale FER – Elettricità	35.042	13,93	46.457	16,04	51.395	16,01	49.920	13,93
Consumo interno lordo di elettricità	251.533	100	289.601	100	320.970	100	358.246	100
	kTEP	%	kTEP	%	kTEP	%	kTEP	%
Totale FER – Elettricità	3.014	2,0	3.995	2,4	4.420	2,6	4.293	2,3
Totale FER – Energia	3.891	2,5	11.700	7,2	12.900	7,5	13.982	7,4
Consumo interno lordo di energia (1)	153.098	100	163.575	100	172.537	100	187.780	100

(1) I dati differiscono da quelli del bilancio energetico in quanto la conversione dell'energia elettrica è effettuata a 860 kcal invece che a 2200.

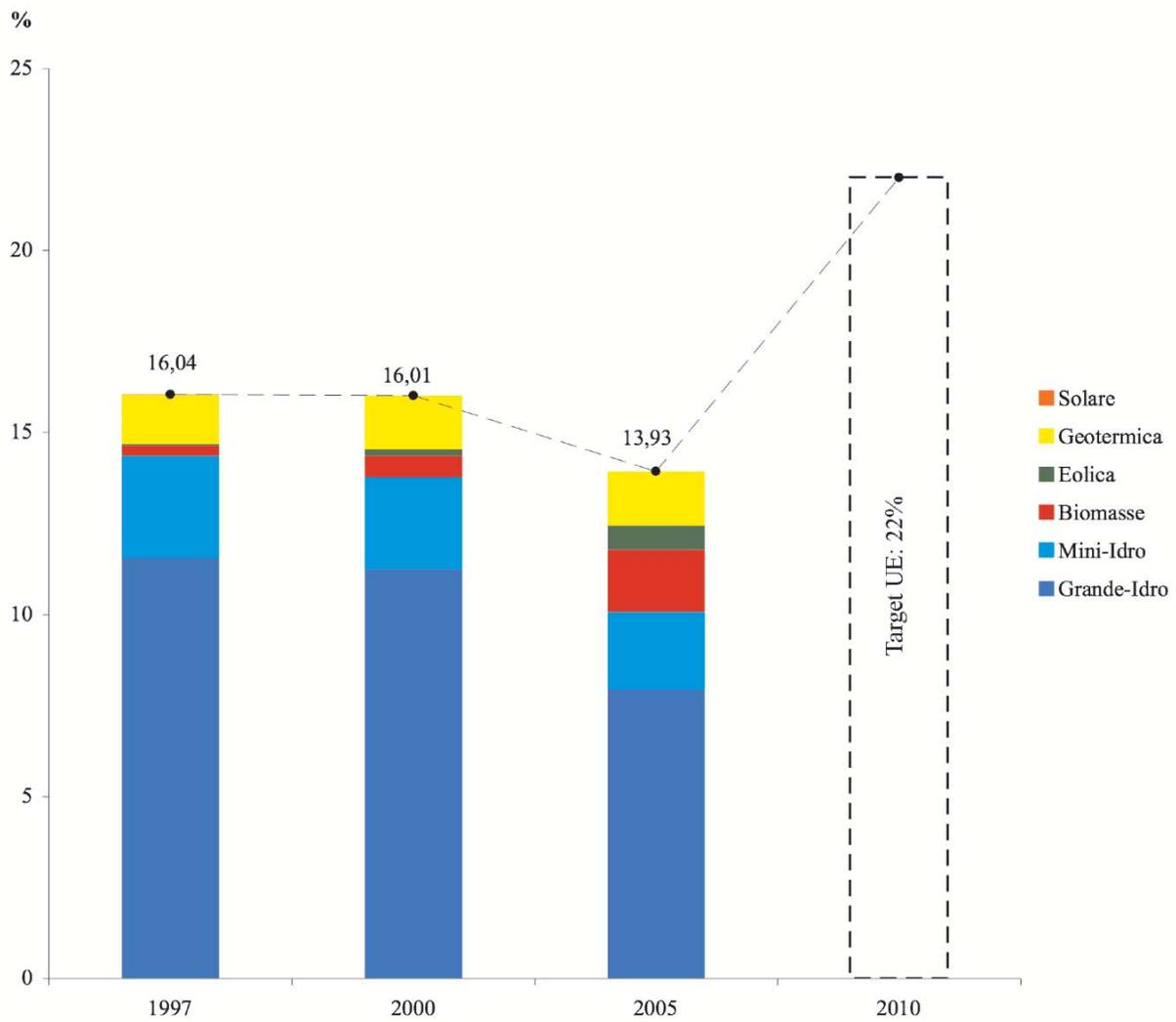
Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati GSE

Fig. 6.9.1 – Andamento delle rinnovabili in Italia (GWh)



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati GSE

Fig. 6.9.2 – Penetrazione FER in Italia e target al 2010



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati GSE

6.10. LUSSEMBURGO

La produzione elettrica da FER in Lussemburgo è principalmente prodotta da mini-idro, biomasse ed eolico. Di queste tre i più importanti trend di crescita sono stati segnati dall'eolico, ed in misura minore dalle biomasse, mentre la produzione idroelettrica ha sofferto le difficili condizioni degli ultimi anni.

L'obiettivo UE al 2010 è del 5,7%, target ancora troppo ambizioso per una produzione da FER che stenta a decollare.

La politica di sostegno si realizza attraverso uno schema di tariffe *feed-in* che rappresentano un prezzo fisso di vendita, riconosciuto per un periodo di 10 anni, e differenziate per fonte energetica.

Ad eccezione del fotovoltaico, le tariffe incentivanti sono di 7,76 €cents/kWh per impianti di potenza compresa fra 1 e 500 kW, mentre per gli impianti di potenza compresa fra 501 kW e 10 MW la tariffa viene calcolata con la seguente formula, espressa in €cents/kWh:

$$\text{tariffa} = [1,95 + (500/X)^{0,75}] * 2,63$$

X: taglia dell'impianto, espressa in kW.

Tale formula è inversamente proporzionale alla taglia dell'impianto, con valori estremi di 7,75 €cents/kWh (501 kW) e 5,41 €cents/kWh (10 MW). Per gli impianti a biomassa e biogas vi è un ulteriore bonus di 2,5 €cents/kWh. Le tariffe vengono assegnate per un periodo di dieci anni.

E' attiva la certificazione RECs.

Eolico on-shore.

Taglia impianto	Tariffa feed-in, €cents/kWh
1 kW < P < 500 kW	7,76
500 kW < P < 10 MW	7,75 – 5,41

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

Fotovoltaico.

Taglia impianto	Tariffa feed-in, €cents/kWh
Privati < 30 kW	56
Comunali	28

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

Biomasse.

Taglia impianto	Tariffa feed-in, €cents/kWh	Bonus, €cents/kWh
1 kW < P < 500 kW	7,76	2,5
500 kW < P < 10 MW	7,75 – 5,41	2,5

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

Mini-Idro.

Taglia impianto	Tariffa feed-in, €cents/kWh
1 kW < P < 500 kW	7,76
500 kW < P < 10 MW	7,75 – 5,41

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

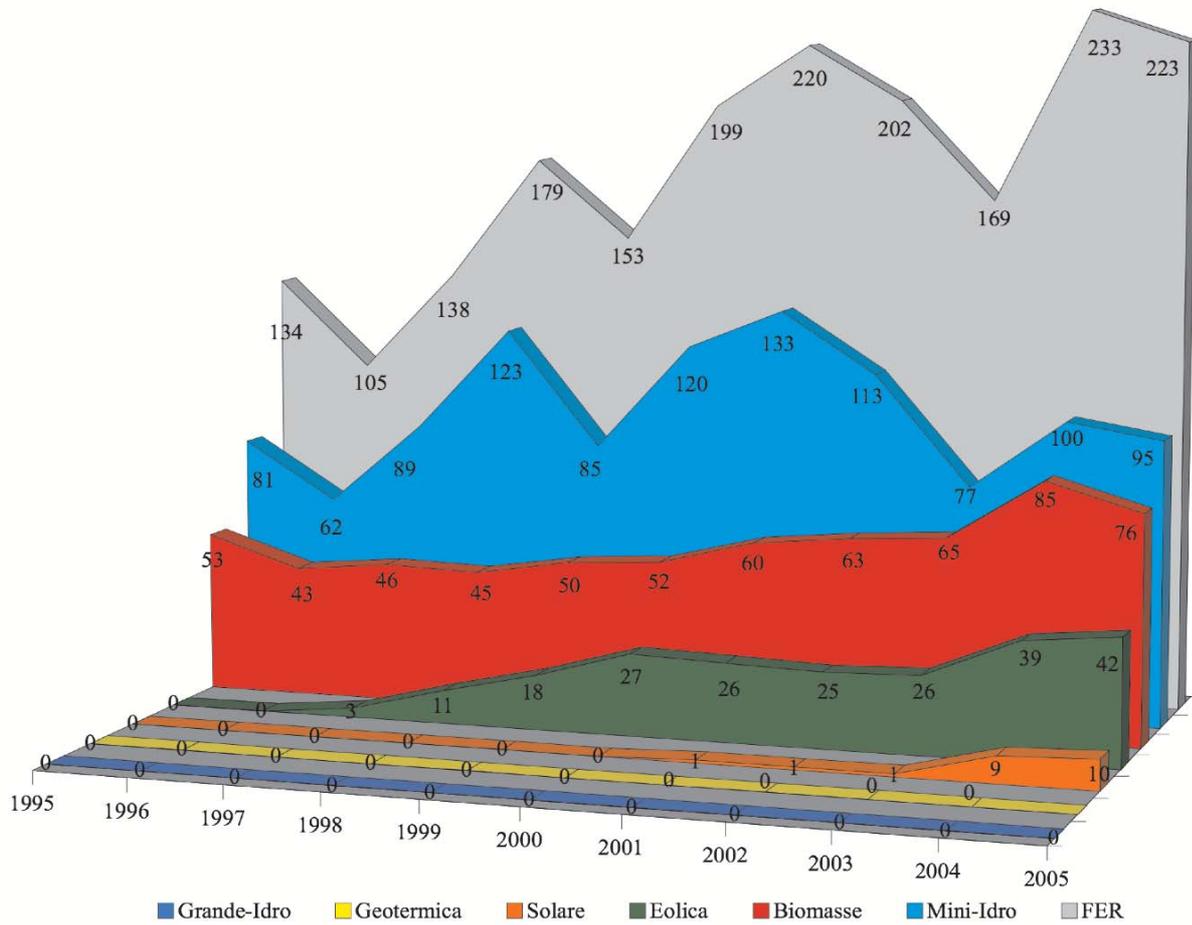
Finanziamenti. Vengono erogati sussidi fino al 50% degli investimenti in FER.

Tab. 6.10.1 – Produzione di Energia da FER in Lussemburgo

	1990		1997		2000		2005	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Biomasse	45	0,85	46	0,71	52	0,75	76	1,04
Geotermica	---	---	---	---	---	---	0	0,00
Grande-idro	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Mini-idro	67	1,27	89	1,38	120	1,74	95	1,30
Solare	0	0,00	0	0,00	0	0,00	10	0,14
Eolica	0	0,00	3	0,05	27	0,39	42	0,57
Totale FER – Elettricità	112	2,12	138	2,14	199	2,89	223	3,05
Consumo interno lordo di elettricità	5.291	100	6.449	100	6.897	100	7.318	100
	kTEP	%	kTEP	%	kTEP	%	kTEP	%
Totale FER – Elettricità	10	0,3	12	0,4	17	0,5	19	0,4
Totale FER – Energia	26	0,7	28	0,8	33	0,9	36	0,8
Consumo interno lordo di energia	3.556	100	3.351	100	3.628	100	4.605	100

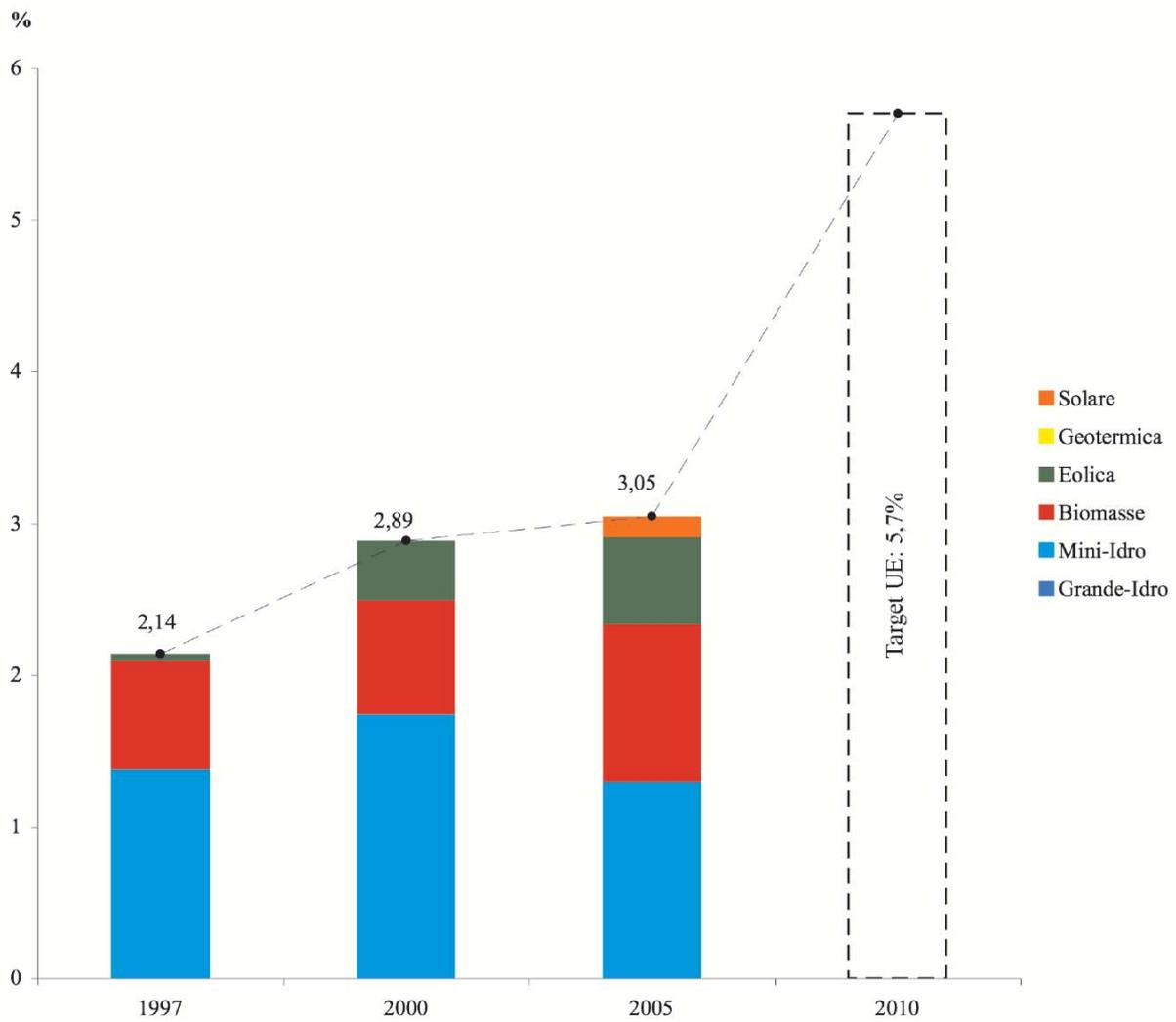
Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

Fig. 6.10.1 – Andamento delle rinnovabili in Lussemburgo (GWh)



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

Fig. 6.10.2 – Penetrazione FER in Lussemburgo e target al 2010



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

6.11. OLANDA

In relazione allo sviluppo delle energie rinnovabili l'Olanda rappresenta un caso a parte non disponendo, se non in minima parte, di energia idroelettrica. La principale fonte sono le biomasse, con ancora ampie potenzialità di sviluppo, seguite dall'energia eolica che ha conosciuto un grande sviluppo nel corso degli ultimi 20 anni e che potrebbe vedere crescere il suo ruolo con l'installazione di capacità off-shore.

L'obiettivo UE al 2010 è del 9% ed i tassi di crescita sembrano essere in linea con tale obiettivo.

La politica di sostegno alle rinnovabili avviene attraverso il meccanismo delle tariffe *feed-in* come bonus che viene riconosciuto oltre al prezzo di vendita dell'energia elettrica. Le tariffe incentivanti valgono per un periodo di 10 anni per tutte le fonti.

In Olanda non esiste un mercato per i **Certificati Verdi** e non vengono rilasciati i certificati per la **Garanzia d'Origine**.

E' attiva la certificazione RECs.

Eolico on-shore. La tariffa *feed-in* per il 2006 è stata di 7,7 €cents/kWh, ridotta a 6,5 €cents/kWh per i nuovi impianti del secondo semestre.

Eolico off-shore. La tariffa *feed-in* per il 2006 è stata di 9,7 €cents/kWh.

Fotovoltaico. La tariffa *feed-in* per il 2006 è stata di 9,7 €cents/kWh.

Biomasse. La tariffa *feed-in* per il 2006 è stata di 9,7 €cents/kWh per gli impianti di potenza inferiore a 10 MW e per quelli di potenza compresa fra 10 e 50 MW; per gli impianti oltre i 50 MW l'incentivo è stato di 7 €cents/kWh, ridotto a 2,5 €cents/kWh per i nuovi impianti dal secondo semestre.

Mini-idro. La tariffa *feed-in* per il 2006 è stata di 9,7 €cents/kWh.

Finanziamenti. Esenzioni fiscali nel caso di investimenti in impianti eolici possono costituire un sussidio di oltre il 10%, mentre vengono concessi prestiti a tassi agevolati con riduzioni dell'ordine dell'1-2%.

Costi di Impianto.

Tecnologia	Range Costi di Impianto (€/kW)
Eolico on-shore	1.100
Fotovoltaico	5.200
Biomasse	1.500 – 2.500
Mini-idro	1.200 – 3.500

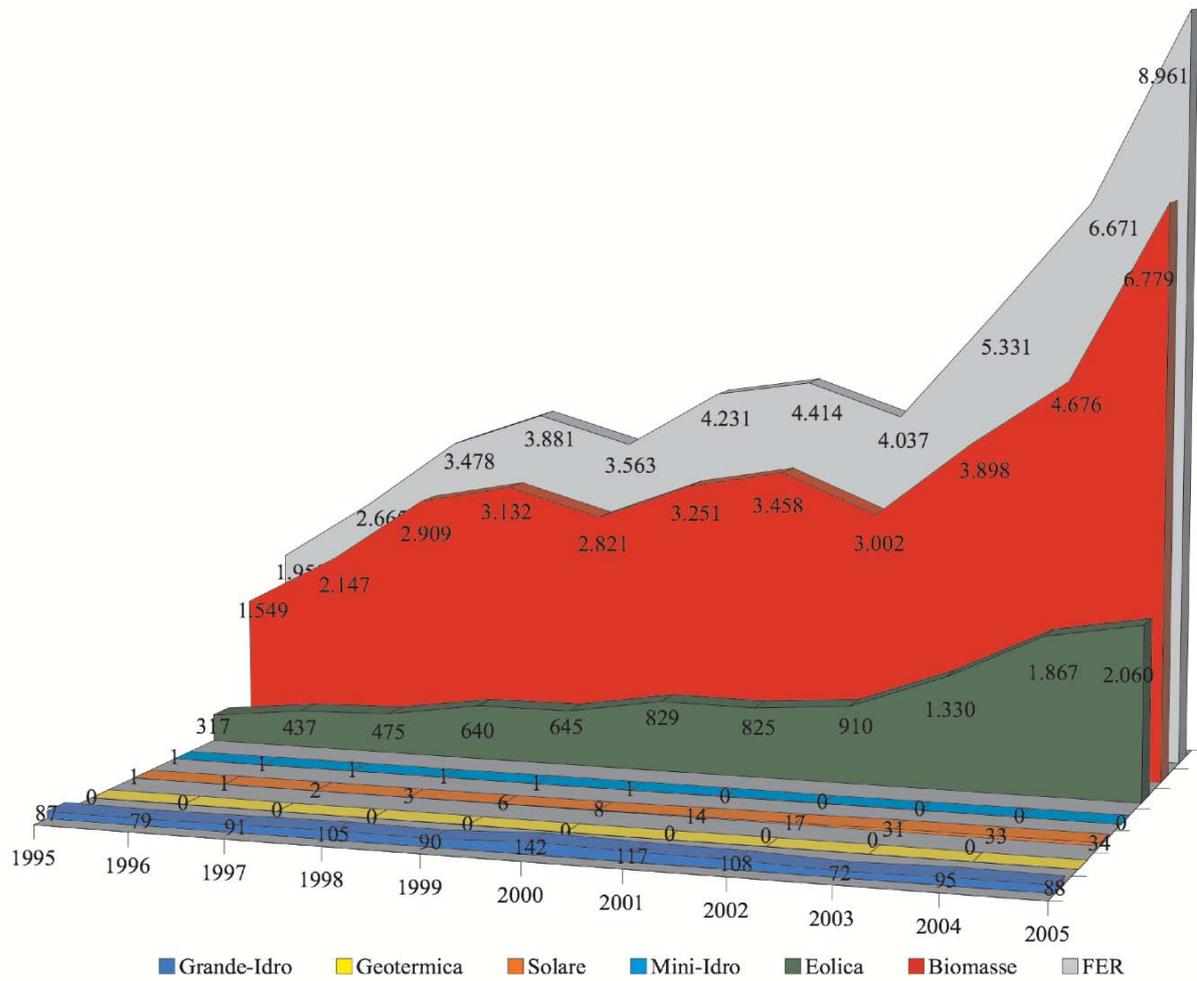
Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

Tab. 6.11.1 – Produzione di Energia da FER in Olanda

	1990		1997		2000		2005	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Biomasse	1.015	1,25	2.909	2,93	3.251	3,00	6.779	5,73
Geotermica	---	---	---	---	---	---	---	---
Grande-idro	94	0,12	91	0,09	142	0,13	88	0,07
Mini-idro	1	0,00	1	0,00	1	0,00	0	0,00
Solare	0	0,00	2	0,00	8	0,01	34	0,03
Eolica	56	0,07	475	0,48	829	0,76	2.060	1,74
Totale FER – Elettricità	1.166	1,44	3.478	3,50	4.231	3,90	8.961	7,58
Consumo interno lordo di elettricità	81.178	100	99.291	100	108.530	100	118.217	100
	kTEP	%	kTEP	%	kTEP	%	kTEP	%
Totale FER – Elettricità	100	0,1	299	0,4	364	0,5	771	1,0
Totale FER – Energia	474	0,7	601	0,8	681	0,9	1.213	1,5
Consumo interno lordo di energia	67.031	100	75.127	100	75.655	100	79.309	100

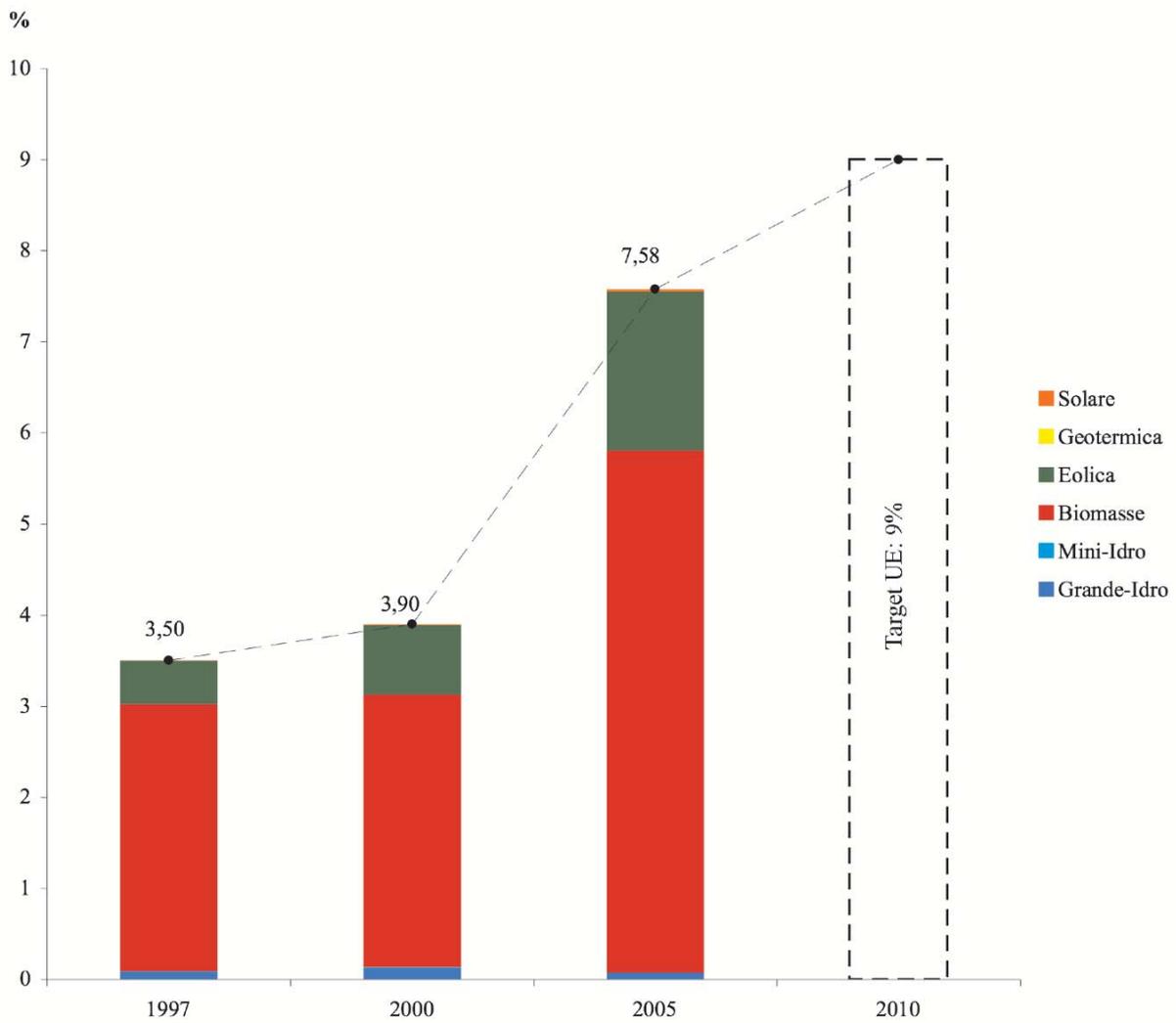
Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

Fig. 6.11.1 – Andamento delle rinnovabili in Olanda (GWh)



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

Fig. 6.11.2 – Penetrazione FER in Olanda e target al 2010



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

6.12. PORTOGALLO

La produzione di energia elettrica da FER in Portogallo è estremamente legata alla variabilità della produzione idroelettrica, nonostante il peso crescente di biomasse ed eolico nel mix energetico.

L'obiettivo UE al 2010 è del 39%, obiettivo facilmente raggiungibile solo nel caso di un'ottimale produzione degli impianti idroelettrici, nonostante i sostenuti trend di crescita delle nuove rinnovabili.

La politica di sostegno si realizza attraverso un complesso sistema tariffario *feed-in* che discrimina non solo per tecnologia e taglia degli impianti, ma anche per ore del giorno e periodo dell'anno.

Le tariffe incentivanti vengono riconosciute per un periodo di 15 anni. Per semplicità, nel calcolo delle tariffe si presume una ripartizione omogenea della produzione nelle diverse fasce orarie.

E' attiva la certificazione RECs.

Eolico on-shore. La tariffa al 2006 è di: 7,4 € cents/kWh.

Eolico off-shore. La tariffa al 2006 è di: 7,4 € cents/kWh.

Fotovoltaico. La tariffa al 2006 è di 31 - 45 €cents/kWh.

Biomasse. La tariffa al 2006 è di 11 €cents/kWh.

Mini-Idro. La tariffa al 2006 è di 7,5 €cents/kWh.

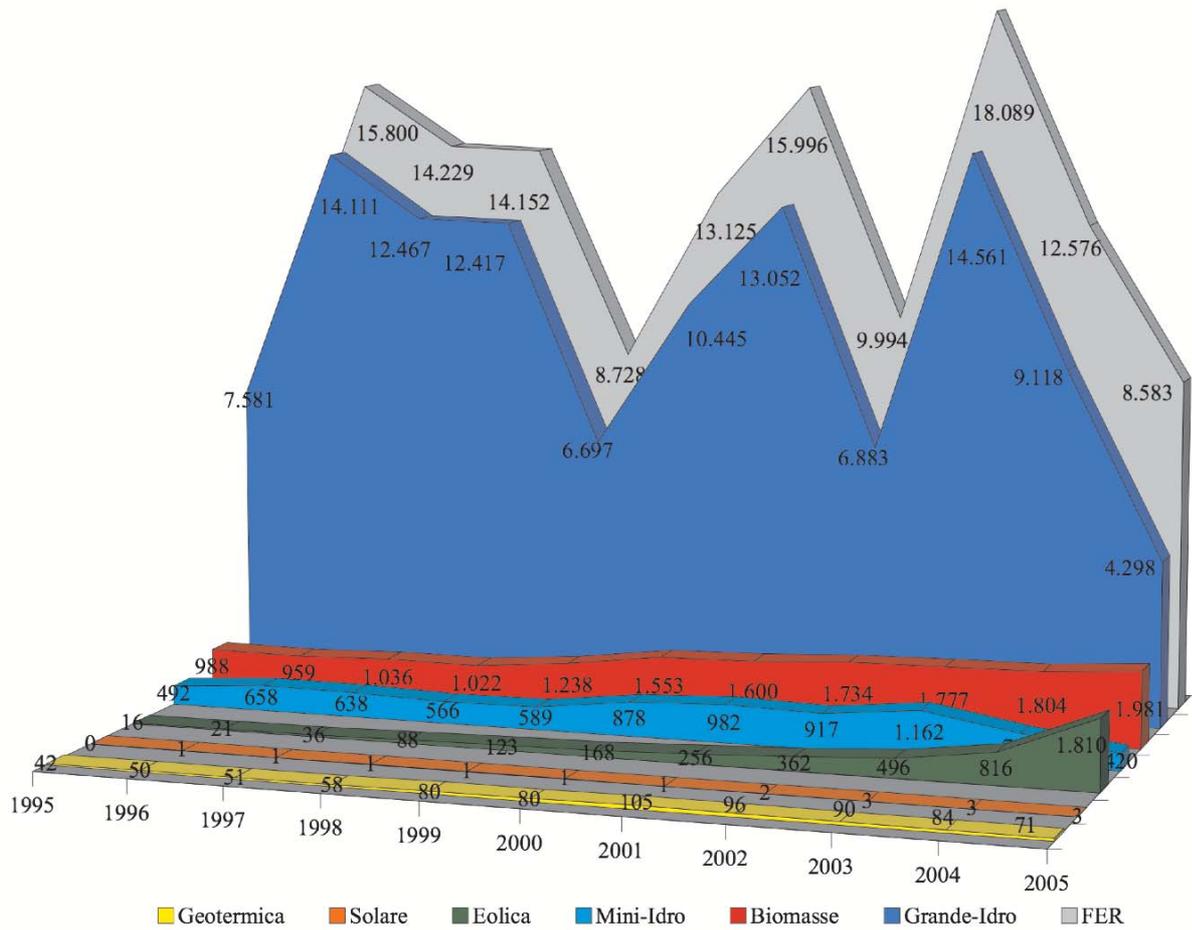
Finanziamenti. Sussidi alle energie rinnovabili possono coprire fino al 40% degli investimenti.

Tab. 6.12.1 – Produzione di Energia da FER in Portogallo

	1990		1997		2000		2005	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Biomasse	689	2,41	1.036	2,79	1.553	3,47	1.981	4,55
Geotermica	4	0,01	51	0,14	80	0,18	71	0,16
Grande-idro	8.895	31,17	12.467	33,60	10.445	23,37	4.298	9,88
Mini-idro	261	0,91	638	1,72	878	1,96	420	0,97
Solare	0	0,00	1	0,00	1	0,00	3	0,01
Eolica	1	0,00	36	0,10	168	0,38	1.810	4,16
Totale FER – Elettricità	9.850	34,52	14.229	38,35	13.125	29,37	8.583	19,73
Consumo interno lordo di elettricità	28.538	100	37.103	100	44.695	100	43.512	100
	kTEP	%	kTEP	%	kTEP	%	kTEP	%
Totale FER – Elettricità	847	5,0	1.224	5,9	1.129	4,7	738	3,1
Totale FER – Energia	2.600	15,4	2.929	14,1	2.844	11,8	761	3,1
Consumo interno lordo di energia	16.890	100	20.744	100	24.108	100	24.200	100

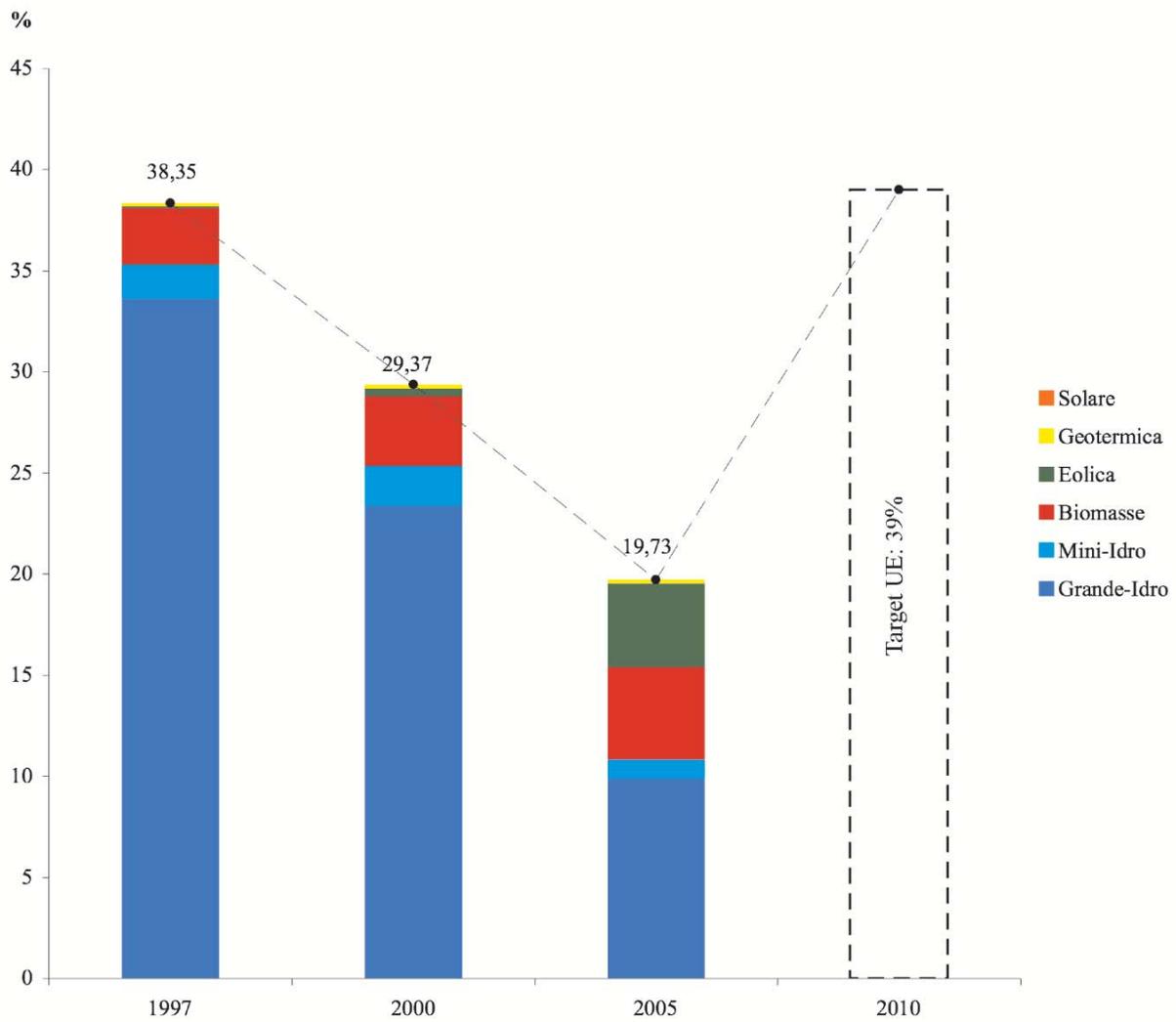
Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

Fig. 6.12.1 – Andamento delle rinnovabili in Portogallo (GWh)



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

Fig. 6.12.2 – Penetrazione FER in Portogallo e target al 2010



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

6.13. REGNO UNITO

La principale fonte energetica rinnovabile sono le biomasse, in particolare i biogas, che hanno conosciuto una grande crescita nel corso dell'ultimo quinquennio proseguendo un trend costante a partire dai primi anni '90. Seconda fonte per importanza sono gli impianti eolici che, per quanto abbiano raddoppiato la produzione dal 2000 al 2005, soddisfano ancora una parte marginale dei consumi di energia elettrica.

L'obiettivo UE al 2010 è del 10%, ambizioso se rapportato agli attuali livelli produttività elettrica delle FER.

La politica di sostegno alle rinnovabili avviene attraverso l'obbligo di immettere un quantitativo minimo di energia prodotta da FER calcolato. Tale obbligo è assolvibile sia mediante la produzione diretta, che tramite l'acquisto di Certificati Verdi che vengono scambiati in un apposito mercato in maniera indipendente dalla vendita dell'energia elettrica. Tali certificati vengono riconosciuti per ogni MWh di produzione da FER (1 MWh = 1 certificato) ed il loro valore per l'anno 2006 è stato di circa 38 – 44£.

Tale valore costituisce quindi un bonus sul prezzo dell'energia venduta pari a 5,56 – 6,44 €cents/kWh.

La quota minima obbligatoria per l'anno 2006 è del 6,7%, ed è prevista una crescita progressiva fino al 15,4% per l'anno 2015.

Nel Regno Unito vengono rilasciati i certificati per la **Garanzia d'Origine**.

E' attiva la certificazione RECs.

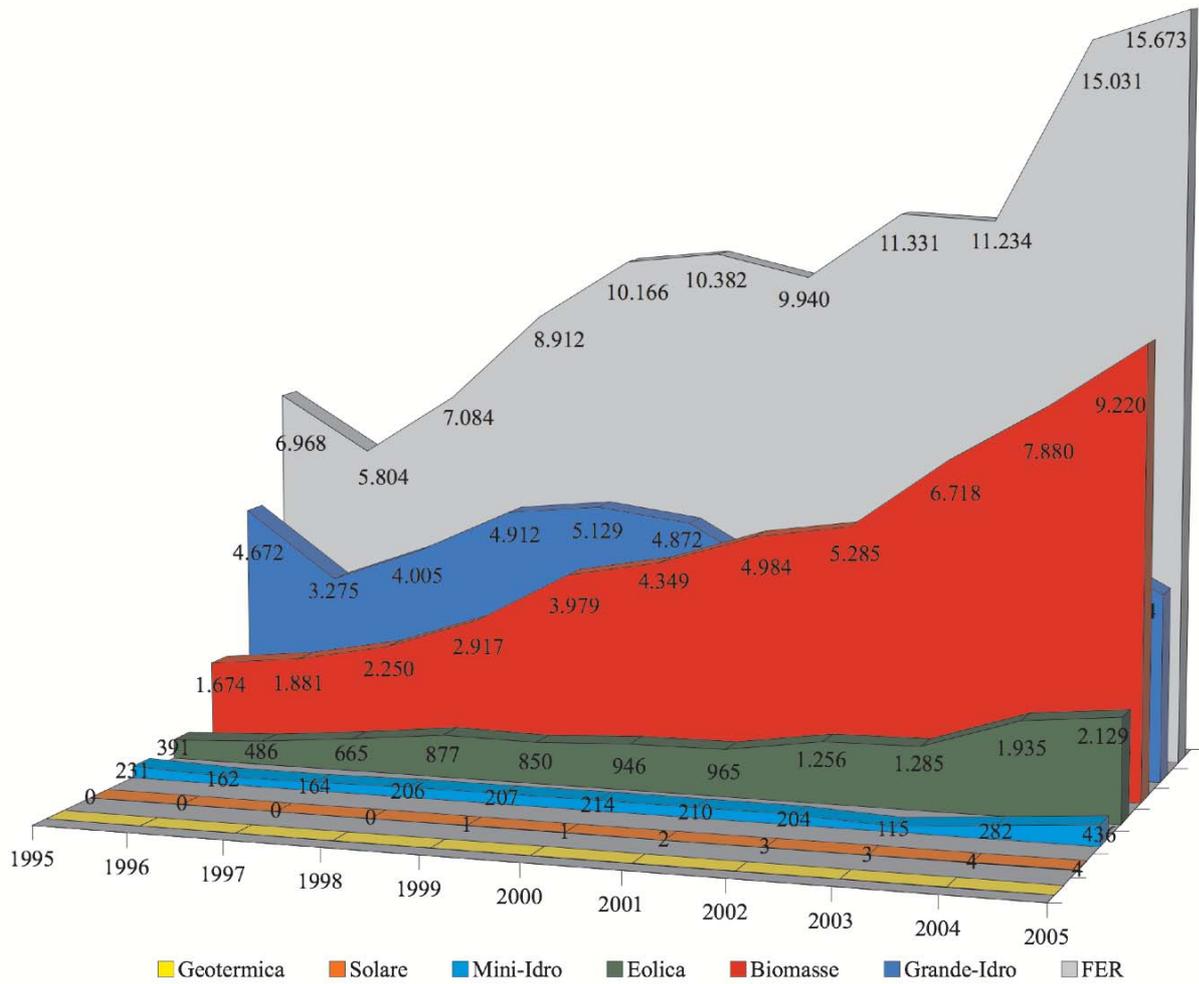
Finanziamenti. Vi sono molteplici programmi di sostegno ai nuovi impianti rinnovabili con contributi in conto capitale del 30% e, nel caso del fotovoltaico, fino al 50%.

Tab. 6.13.1 – Produzione di Energia da FER nel Regno Unito

	1990		1997		2000		2005	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Biomasse	678	0,20	2.250	0,62	4.349	1,11	9.220	2,26
Geotermica	---	---	---	---	---	---	---	---
Grande-idro	5.207	1,57	4.005	1,11	4.872	1,24	3.884	0,95
Mini-idro	0	0,00	164	0,05	214	0,05	436	0,11
Solare	0	0,00	0	0,00	1	0,00	4	0,00
Eolica	9	0,00	665	0,18	946	0,24	2.129	0,52
Totale FER – Elettricità	5.894	1,78	7.084	1,96	10.382	2,65	15.673	3,83
Consumo interno lordo di elettricità	330.906	100	361.952	100	391.483	100	408.847	100
	kTEP	%	kTEP	%	kTEP	%	kTEP	%
Totale FER – Elettricità	507	0,2	609	0,3	893	0,4	1.348	0,6
Totale FER – Energia	911	0,4	1.473	0,7	1.563	0,7	1.968	0,9
Consumo interno lordo di energia	211.082	100	222.734	100	230.316	100	223.681	100

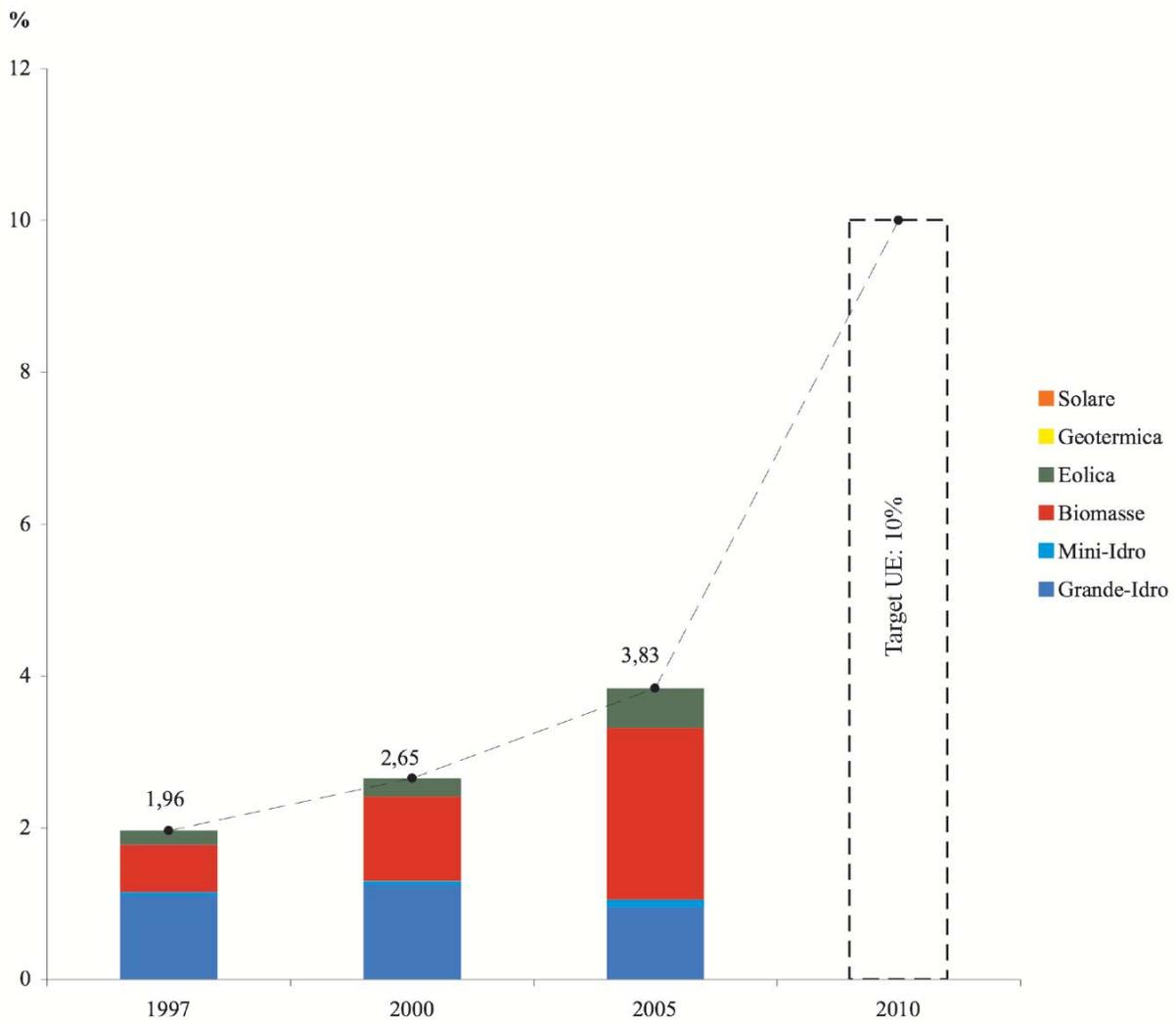
Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

Fig. 6.13.1 – Andamento delle rinnovabili nel Regno Unito (GWh)



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

Fig. 6.13.2 – Penetrazione FER nel Regno Unito e target al 2010



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

6.14.SPAGNA

Insieme alla Germania, la Spagna rappresenta uno dei Paesi più dinamici nell'implementazione delle direttive sulle rinnovabili, soprattutto per quanto riguarda il caso dell'eolico.

I meccanismi messi in atto per stimolare gli investimenti si sono dimostrati fra i più efficaci, diventando quindi un caso di riferimento per gli studi di *best-practice*.

L'obiettivo UE al 2010 è del 29,4% e visti gli attuali tassi di crescita registrati sembra poter essere un obiettivo raggiungibile nei tempi stabiliti. In assoluto l'eolico è la fonte con maggior capacità produttiva, mentre grandi potenziali di crescita si registrano per il fotovoltaico.

La politica di sostegno alle rinnovabili si basa sul Decreto Reale 2818/1998, modificato dal DR 436/2004 e dal DR 7/2006. Il sistema introdotto nel 1998 prevede la coesistenza di un meccanismo incentivante a tariffa fissa in alternativa ad un premio sul prezzo di mercato, lasciando ai produttori da FER la possibilità di scegliere se vendere a tariffa fissa oppure se vendere la propria energia liberamente sul mercato ottenendo un bonus sul prezzo di vendita dell'energia. Per i produttori che optano per il mercato è previsto un ulteriore incentivo del 10% della TMR.

Con la riforma del 2004 e i crescenti prezzi dell'energia elettrica si sono determinate condizioni favorevoli per l'opzione market-premium, solo nel caso dell'eolico la percentuale di energia venduta sul mercato è passata, dal 2004 al 2006, dal 5% al 93%.

Le tariffe incentivanti vengono calcolate sulla base di una tariffa media di riferimento (TMR) stabilita ogni anno in via amministrativa; nel 2006 la tariffa è stata di 7,6588 €cents/kWh, poi modificata in via eccezionale a 7,7644 €cents/kWh nel secondo semestre.

Sia le tariffe fisse che il premio sul prezzo di mercato sono stabiliti come percentuale rispetto alla TMR; gli incentivi non hanno una limite di anni, ma il valore percentuale da applicare alla TMR può subire più variazioni dopo un numero prestabilito di anni per poi restare costante ad oltranza.

Le tariffe indicate di seguito sono calcolate prendendo a riferimento la TMR del primo semestre 2006.

In Spagna non esiste un mercato per i **Certificati Verdi** mentre vengono rilasciati i certificati per la **Garanzia d'Origine**.

E' attiva la certificazione RECs.

Eolico on-shore. Tariffe incentivanti al 2006, €cents/kWh:

Taglia Impianto	Tariffa Fissa			Bonus costante	Incentivo costante
	Primi 5 anni	Successivi 10	Oltre		
fino a 5 MW	6,89		6,13	3,06	0,77
oltre i 5 MW	6,89	6,51	6,13	3,06	0,77

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

Eolico off-shore. Tariffe incentivanti al 2006, €cents/kWh:

Taglia Impianto	Tariffa Fissa			Bonus costante	Incentivo costante
	Primi 5 anni	Successivi 10	Oltre		
fino a 5 MW		6,89	6,13	3,06	0,77
oltre i 5 MW	6,89	6,51	6,13	3,06	0,77

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

Fotovoltaico. Tariffe incentivanti al 2006, €cents/kWh:

Taglia Impianto	Tariffa Fissa		Bonus		Incentivo costante
	Primi 25 anni	Oltre	Primi 25 anni	Oltre	
fino a 100 kW	44,04	35,23	---	---	---
oltre i 100 kW	22,98	18,38	19,15	15,32	0,77

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

Biomasse. Tariffe incentivanti al 2006, €cents/kWh:

Tipologia di combustibile	Tariffa Fissa		Bonus costante	Incentivo costante
	Primi 20 anni	Oltre		
Coltivazioni energetiche	6,89	6,13	3,06	0,77
Biomasse agro-forestali	6,89	6,13	3,06	0,77
Biomasse agro-industriali		6,13	2,30	0,77

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

Mini-idro. Tariffe incentivanti al 2006, €cents/kWh:

Taglia Impianto	Tariffa Fissa		Bonus costante	Incentivo costante
	Primi 25 anni	Oltre		
Inferiori a 10 MW	6,89	6,13	3,06	0,77

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

Geotermico. Tariffe incentivanti al 2006, €cents/kWh:

Taglia Impianto	Tariffa Fissa		Bonus costante	Incentivo costante
	Primi 20 anni	Oltre		
Inferiori a 50 MW	6,89	6,13	3,06	0,77

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

Finanziamenti. Lo sviluppo delle fonti rinnovabili viene incentivato con delle esenzioni fiscali del 10% per il solare e per le biomasse, ed è possibile accedere a prestiti a tassi agevolati.

Costi di Impianto.

Tecnologia	Range Costi di Impianto (€/kW)
Eolico on-shore	970
Fotovoltaico	6.000
Biomasse	1.800
Mini-idro	1.500

Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia

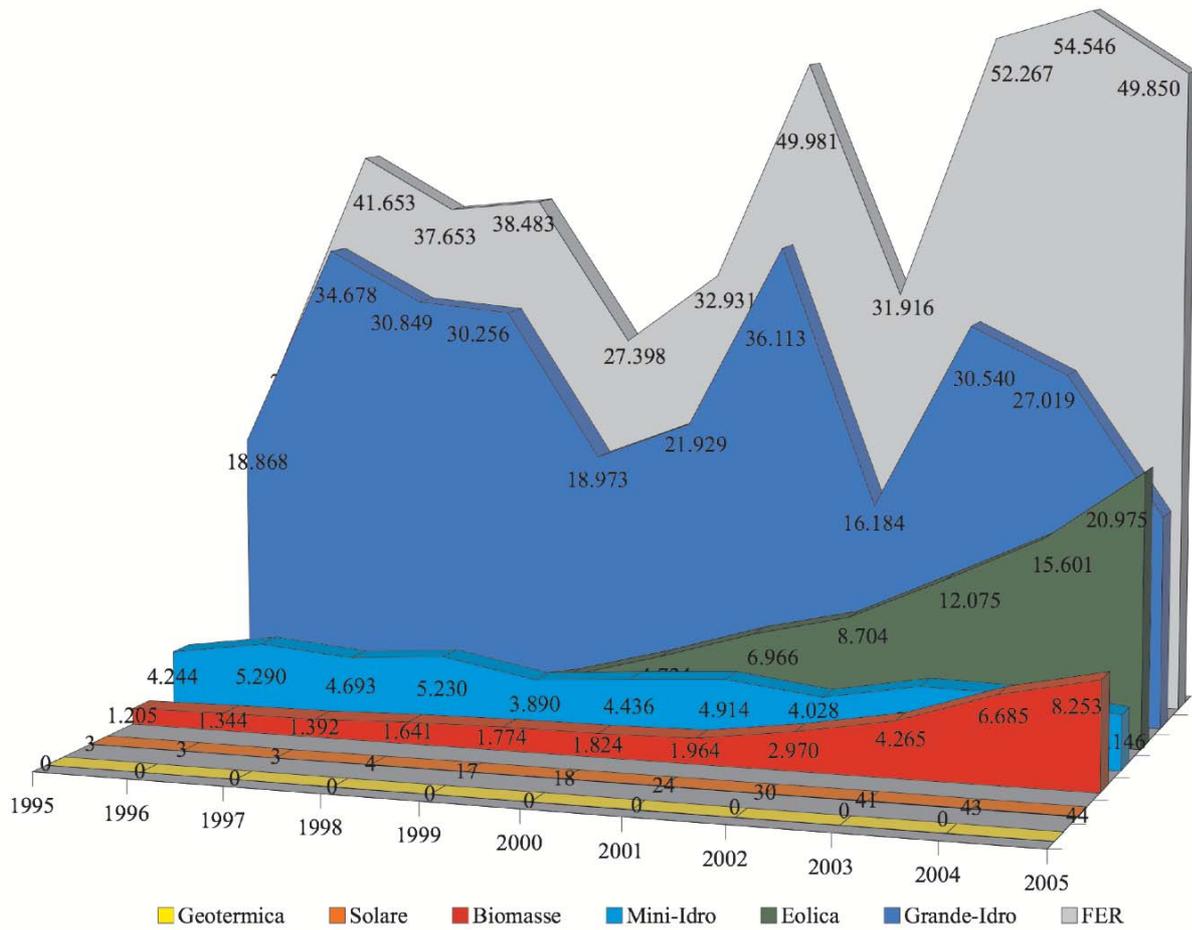
Altro. Grandi progressi sono stati fatti anche per quanto riguarda la penetrazione dei biocarburanti, che godono di esenzione fiscale.

Tab. 6.14.1 – Produzione di Energia da FER in Spagna

	1990		1997		2000		2005	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Biomasse	601	0,40	1.392	0,74	1.824	0,79	8.253	2,81
Geotermica	---	---	---	---	---	---	---	---
Grande-idro	---	---	30.849	16,48	21.929	9,55	16.432	5,60
Mini-idro	685	0,45	4.693	2,51	4.436	1,93	4.146	1,41
Solare	0	0,00	3	0,00	18	0,01	44	0,01
Eolica	14	0,01	716	0,38	4.724	2,06	20.975	7,15
Totale FER – Elettricità	---	---	37.653	20,12	32.931	14,34	49.850	16,99
Consumo interno lordo di elettricità	151.418	100	187.164	100	229.589	100	293.430	100
	kTEP	%	kTEP	%	kTEP	%	kTEP	%
Totale FER – Elettricità	---	---	3.238	3,1	2.832	2,3	4.287	3,1
Totale FER – Energia	---	---	6.523	6,2	6.358	5,2	8.584	6,2
Consumo interno lordo di energia	89.401	100	106.054	100	122.698	100	139.461	100

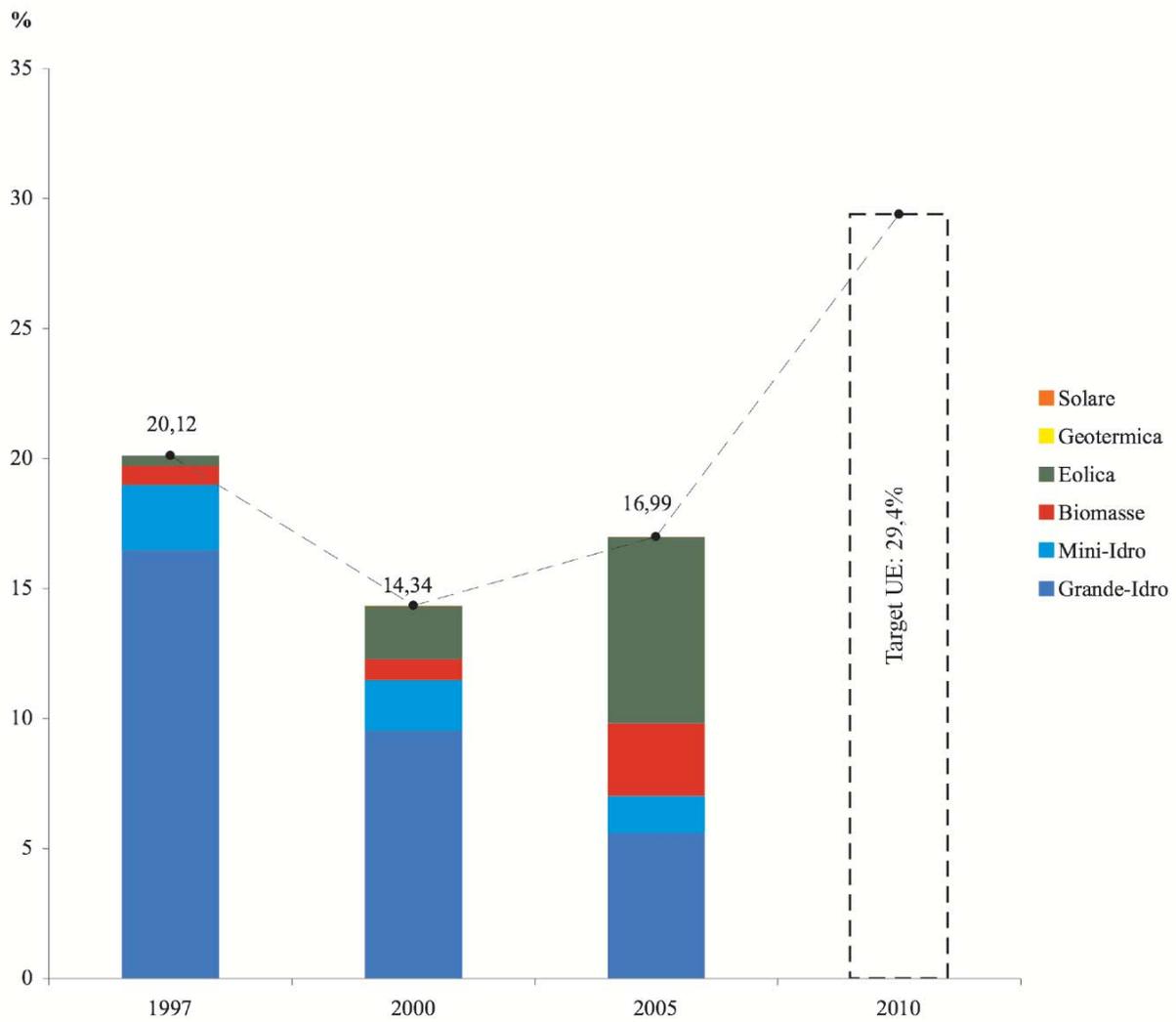
Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

Fig. 6.14.1 – Andamento delle rinnovabili in Spagna (GWh)



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

Fig. 6.14.2 – Penetrazione FER in Spagna e target al 2010



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

6.15.SVEZIA

Il maggior contributo alla produzione di energia elettrica da FER in Svezia proviene dal grande-idro, solo marginalmente integrato dalla produzione da biomasse ed eolica, che pure hanno registrato interessanti tassi di crescita soprattutto nell'ultimo quinquennio.

L'obiettivo UE al 2010 è del 60%, ma nonostante i ritmi di crescita delle nuove rinnovabili ed il grande apporto dell'idroelettrico che pure avrebbe margini di incremento produttivo, non sembra essere così facilmente raggiungibile.

La politica di sostegno si realizza attraverso il meccanismo dei certificati verdi con una quota obbligatoria del 12,6% nel 2006. Il valore medio dei certificati (assegnati per ogni MWh prodotto da FER) nel 2006 è stato di 20,7 €, determinando un incentivo sui kWh prodotti da fonti rinnovabili di 2,07 €cents/kWh. I certificati vengono riconosciuti per un periodo di 15 anni.

E' attiva la certificazione RECs.

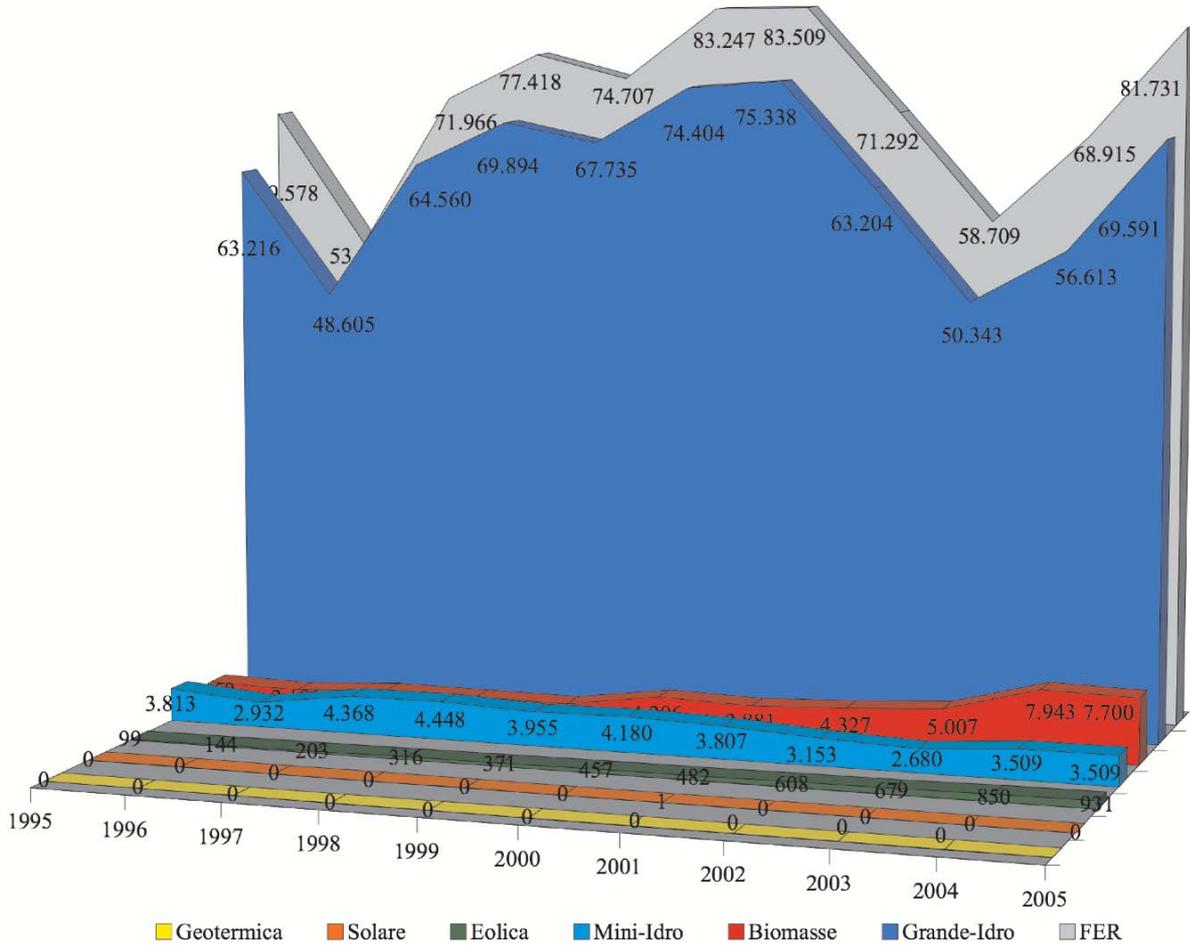
Finanziamenti. Vengono erogati sussidi per gli impianti eolici pari al 15% dell'investimento.

Tab. 6.15.1 – Produzione di Energia da FER in Svezia

	1990		1997		2000		2005	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Biomasse	2.123	1,46	2.835	1,93	4.206	2,80	7.700	5,07
Geotermica	---	---	---	---	---	---	0	0,00
Grande-idro	---	---	64.560	44,00	74.404	49,52	69.591	45,82
Mini-idro	---	---	4.368	2,98	4.180	2,78	3.509	2,31
Solare	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00
Eolica	6	0,00	203	0,14	457	0,30	931	0,61
Totale FER – Elettricità	---	---	71.966	49,05	83.247	55,40	81.731	53,82
Consumo interno lordo di elettricità	145.149	100	146.714	100	150.263	100	151.864	100
	kTEP	%	kTEP	%	kTEP	%	kTEP	%
Totale FER – Elettricità	---	---	6.189	12,3	7.159	14,9	7.029	17,0
Totale FER – Energia	---	---	12.546	24,9	13.498	28,2	13.092	31,7
Consumo interno lordo di energia	47.166	100	50.351	100	47.940	100	41.285	100

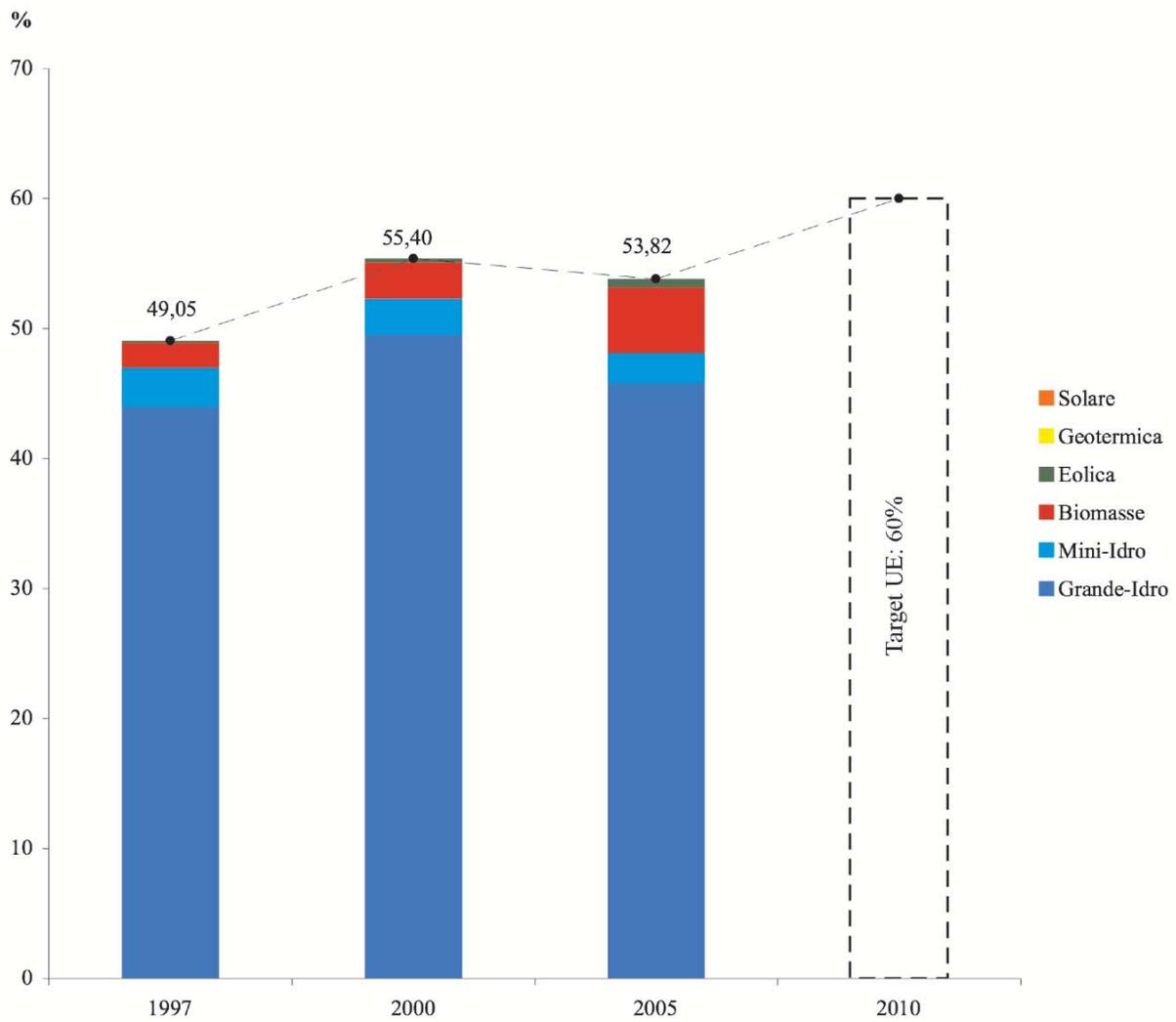
Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

Fig. 6.15.1 – Andamento delle rinnovabili in Svezia (GWh)



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

Fig. 6.15.2 – Penetrazione FER in Svezia e target al 2010



Fonte: Elaborazioni NE – Nomisma Energia su dati Eurostat e IEA

BIBLIOGRAFIA

A. Lorenzoni e L. Zingale, *Le fonti rinnovabili di energia. Un'opportunità di politica industriale per l'Italia*, Franco Angeli, Milano, 2004, pagg. 50-51.

CCE; *The share of renewable energy in the EU Overview of Renewable Energy Sources in the Enlarged European Union*; Brussels 2004.

Commission of European Communities. (2005). *The Support of Electricity for Renewable Energy Sources*.

ENEA e Federambiente; *Rapporto sul recupero energetico da rifiuti urbani in Italia*; 2006.

ENEA; *Le Fonti Rinnovabili 2005 - Lo sviluppo delle rinnovabili in Italia tra necessità e opportunità*; 2005

ENEA; *Rapporto Energia e Ambiente*; 2005

Energy Economics Group and Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research; *Monitoring and evaluation of policy instruments to support renewable electricity in EU Member States*; 2005

Energy Economics Group and Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research; *Evaluation of different feed-in tariff design options - Best practice paper for the International Feed-in Cooperation*; 2005

Energy Economics Group and Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research; *Feed In Systems in Germany and Spain and a comparison*; 2005

EurObserv'ER ; *Geothermal Barometer*. No. 170; Paris: Systemes Solaires 2005.

EurObserv'ER; *Biofuels Barometer* No. 167; Paris: Systemes Solaires 2005.

EurObserv'ER; *Biogas- Biofuel Barometer* No. 173; Paris: Systemes Solaires 2006

EurObserv'ER; *Small Hydro Barometer* No. 174; Paris: Systemes Solaires 2006

EurObserv'ER; *Solar Thermal Barometer* No. 175; Paris: Systemes Solaires 2006

EurObserv'ER; *Solid Biomass Barometer* No. 176; Paris: Systemes Solaires 2006

EurObserv'ER; *Wind Barometer* No. 171; Paris: Systemes Solaires 2006

EurObserv'ER; *2005 Barometer of Renewable Energies*. Paris; Systemes Solaires 2005.

EurObserv'ER; *Solar PV Barometer*. No. 172; Paris: Systemes Solaires 2006.

EurObserv'ER; *Wood Energy Barometer* No. 169; Paris: Systemes Solaires 2005.

EUROPA/European Commission; *EU Energy Fact Sheet*; 2006

European Commissions & Enterprise and Industry; *CARS 21 A Competitive Automotive Regulatory System for the 21st century*; 2006

European Commission – *European research spending for renewable energy sources*; 2006

European Renewable Energy Council – EREC; Renewable energy in Europe - Building capacity and markets; 2004

European Small Hydropower Association; State of the Art of Small Hydropower In EU - 25 2004

European Solar Thermal Industry Federation; Solar Thermal Markets In Europe (Trends And Market Statistics 2005); 2006

Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, Environmental policy- Renewable energy sources in figures - national and international development; 2006

Fraunhofer Institute for Systems and Innovation research; Summary of the report “Feed-in systems in Germany and Spain, and a comparison” 2005

Gazzetta Eolica della Puglia, numeri 1 e 2 2007, Bologna

German Ministry of Environment; Feed-in Cooperation Web site (cooperation between Germany and Spain on feed-in laws); Development of Renewable Energies in Germany in 2005; 2006

German Solar Industry Association. (2006). Statistics on solar PV and solar hot water industries and installations (in Germany).

Global Wind Energy Council (GWEC); Global Wind Power Report 2005; 2006

GRTN - Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia; 2004

GSE Newsletters – Energia approfondimenti; Gennaio 2007

GSE; Incentivazione delle fonti rinnovabili - Bollettino per l’anno 2005; 2006

GSE; Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia 2005; 2005

IEA Statistics; Electricity information; 2006

IEA Statistics; Renewables information; 2006

International Energy Agency (IEA); Electricity Information 2005; Paris 2006

International Energy Agency (IEA); Global Renewable Energy Policies and Measures Database. Paris 2006

International Energy Agency (IEA); Renewables in Global Energy Supply: An IEA Fact Sheet. Paris 2006

International Energy Agency (IEA); Renewables Information 2005. Paris 2006

International Energy Agency (IEA); World Energy Outlook. Paris 2005

ISES (International Solar Energy Society); Transitioning to a Renewable Energy Future; 2005

M. Benedettini, “Q-cell, tecnologia e finanza”, su Quotidiano Energia 5 marzo 2007.

MITRE (Monitoring & modelling Initiative on the targets for Renewables Energy); Meeting the targets & Putting Renewables to work; 2006

Oswald Consultancy Ltd ;UK wind farm performance 2005, based on Ofgem ROC Data; 2006

Oswald Consultancy Ltd; 25GW of distributed wind on the UK electricity system; 2006

P. degli Espinosa Istituto Sviluppo Sostenibile Italia; Italia 2020 Energia e ambiente dopo Kyoto; Ed. Ambiente; 2006

Platts Power in Europe, (2006-2007). Diversi numeri, Platts.

PV Policy Group Improving the European and National Support Systems for Photovoltaics; European Best Practice Report; 2005

Quotidiano Energia, diversi numeri 2006- 2007.

REF (Renewable Energy Foundation Renewable Energy Foundation); Future Proofing UK Energy - A Commentary on the Government's Energy Review Report The Energy Challenge; 2006

REF (Renewable Energy Foundation Renewable Energy Foundation); UK Renewable Energy Data - Biomass & Biomass CO-Firing; 2006

REF (Renewable Energy Foundation Renewable Energy Foundation); UK Renewable Energy Data - Landfill Gas; 2006

REF (Renewable Energy Foundation Renewable Energy Foundation); UK Renewable Energy Data - Wind; 2006

REF (Renewable Energy Foundation Renewable Energy Foundation); UK Renewable Energy Data - Hydro; 2006

REF (Renewable Energy Foundation Renewable Energy Foundation); UK Renewable Energy Data - Sewage Gas; 2006

REN 21 Renewable Energy Policy Network for the 21st Century – Renewables Global Status Report - 2006

REN 21 Renewable Energy Policy Network for the 21st Century – Renewables Global Status Report – 2005

RWE – A Sustainable investment – Company Presentation September 2006

Staffetta – Rivista italiana del petrolio – Energie Alternative; Diversi numeri; 2006

Vestas - Comparative Costs of Energy Coal, CCGT, Wind - Presentation 6 October 2006

WWEA (2005); Wind Energy International 2005/2006

Leggi e Comunicazioni

Communication from the commission to the European Council and the European Parliament; Energy Policy for Europe com(2007) 1 final; Brussels, 10.1.2007

Communication from the Commission to the Council and the European Parliament; *Green Paper follow-up action Report on progress in renewable electricity COM(2006) 849 final*; Brussels, 10.1.2007

Communication from the Commission to the Council and the European Parliament; Biofuels Progress Report Report on the progress made in the use of biofuels and other renewable fuels in the Member States of the European Union COM(2006) 845 final; Brussels, 10.1.2007

Communication from the Commission to the Council and the European Parliament; The European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions Towards a European Strategic Energy Technology Plan COM(2006) 847 final ; Brussels, 10.1.2007

Commission of The European Communities; White Paper; *An Energy Policy for the European Union*; Brussel 1995

Communication from the Commission; Energy For The Future: Renewable Sources of Energy White Paper for a Community Strategy; 1997

Commission of The European Communities; Green Paper; *An Energy Policy for the European Union*; Brussel 1995

Communication from the Commission; Energy For The Future: Renewable Sources of Energy Green Paper for a Community Strategy; 1996

Commissione Europea; Libro Verde - Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico; 2001

Commission of The European Communities; Libro Verde - Una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura - {SEC(2006) 317}; Brussel 2006

Commission of The European Communities ; Libro Verde sull'efficienza energetica: fare di più con meno; 2005

Commission of The European Communities; Relazione finale sul Libro Verde "Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico"; 2002

Commission of The European Communities; La quota di fonti energetiche rinnovabili nell'UE Relazione della Commissione ai sensi dell'articolo 3 della direttiva 2001/77/CE. La legislazione e le politiche comunitarie per aumentare la quota di fonti energetiche rinnovabili nell'UE: valutazione della loro efficacia e proposte di azioni concrete COM(2004 366); Bruxelles, 26.5.2004

Commissione Europea; Libro Verde sull'efficienza energetica- Fare di più con meno; 2005

Commission of The European Communities; Il sostegno a favore dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili COM(2005) 627; Bruxelles,7.12.2005

Commission of The European Communities; Il sostegno a favore dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili- Annex; COM(2005) 627; Bruxelles,7.12.2005

Commission of The European Communities *Piano d'azione per la biomassa COM(2005) 628*; Bruxelles, 7.12.2005

Commission of The European Communities; *Strategia dell'UE per i biocarburanti; COM(2006) 34*; Bruxelles, 8.2.2006

Commission of The European Communities; Libro Verde: Una strategia europea per un'energia sostenibile, competitiva e sicura; Bruxelles, 8.3.2006

19.12.96 Direttiva 1996/92/CE definisce le Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica

22.06.98 Direttiva 1998/30/CE definisce le Norme comuni per il mercato interno del gas

Gazzetta Ufficiale del 27/10/2001; 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; 2001

27.10.2001 IT Gazzetta ufficiale delle Comunità europee L 283/33, Direttiva 2001/77/CE del 27 settembre 2001 sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

Gazzetta Ufficiale del 17/05/2003; Direttiva 2003/30/Ce del Parlamento Europeo e del Consiglio dell' 8 maggio 2003 sulla promozione dell'uso dei biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili nei trasporti; 2003

26.06.03 Direttiva 2003/54/CE sulle Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica

26.06.03 Direttiva 2003/55/CE definisce le Norme comuni per il mercato interno del gas naturale

Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 (Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità), Gazzetta Ufficiale n. 25 del 31 gennaio 2004.

Presentazioni

EREC - European Renewable Energy Council; *Latest trends and developments in European renewable energy markets*; Dubrovnik, November 15-16, 2006

European Commission – Joint Research Centre; *Present and future of Renewable Energies in Europe*; Dubrovnik, November 15-16, 2006

Institute for Energy Technology University of Malta; *Update on RES Policy, Implementation and Planning in Malta*; November 15-16, 2006

Czech RE Energy; Sustainable style of life and development of energy sources; November 15-16, 2006

The Regional Environmental Center for Central and Eastern Europe; *RES update – Hungary*; November 15-16, 2006

Slovak Energy Agency, Bratislava; Latest Developments on RES Policy, its Implementation and Planning; November 15-16, 2006

Institute for Renewable Energy (EC BREC IEO); Latest development on RES policy, implementation and planning in Poland; November 15-16, 2006

SEC - Sofia Energy Centre; Latest Developments on RES policy, implementation and planning in Bulgaria; November 15-16, 2006

New Energy Sources Laboratory (NESL) - Research Institute for Electrical Engineering (ICPE); *Renewable Energy Sources (RES) in Romania*; November 15-16, 2006

Energy Institute; *Renewables in Croatia: Latest Developments 2005-2006*; November 15-16, 2006

Energy Section Department of Mechanical Engineering Marmara University Faculty of Engineering; *Latest Developments on RES Policy, Implementation and Planning in Turkey*; November 15-16, 2006

Tallinn University of Technology; Latest developments on RES policy, implementation and planning in Estonia; November 15-16, 2006

Renewable Energy Unit Lithuanian Energy Institute; Latest developments on res policy, implementation and planning in Lithuania; November 15-16, 2006

Director of Institute of Energy Systems and Environment Riga Technical University; *Latest Developments on RES Policy, Implementation and Planning in Latvia*; November 15-16, 2006

Hydro-Engineering Institute Sarajevo Bosnia and Herzegovina; Latest developments on RES policy, implementation and planning in Bosnia and Herzegovina; November 15-16, 2006

Macedonian Geothermal Association; Macedonia country Update On Res Policy, Implementation And Planning; November 15-16, 2006

Republic of Montenegro Ministry of Economy; *Potentials of Renewable Energy Resources In Montenegro*; November 15-16, 2006

Faculty of Technical Sciences, Novi Sad and Energy Saving Group, Belgrade; *Latest developments on RES policy, implementation and planning in Serbia*; November 15-16, 2006

Austrian Energy Agency, FavoRES project results presentation; *Success stories in the EU RES policy Biomass in Austria*, 29. April 2005, Milano

Ernst and Young; Renewable Energy Country Attractiveness Indices; 2006

Università degli Studi di Padova; Il costo dell'energia elettrica da fonti rinnovabili; Vicenza 2006

IEFE-Università Bocconi; Come intende l'Italia rispettare gli impegni internazionali? Problemi e prospettive delle FER in Italia; 2006

Comunicazione della Commissione al Consiglio europeo e al parlamento europeo; Una politica energetica per l'Europa; Bruxelles 2007

IEA, Projected Costs of Generating Electricity, 2005 Update

IEA, Barriers to technology diffusion: The case of solar thermal technologies, 2006

Renewable Energy Unit; *IEA data collection on RES*; November 2006

Cyprus Institute of Energy; *CYPRUS KYNPOΣ*; November 15-16, 2006

Siti internet

EBIOM, European Biomass Association, www.aebiom.org

ANEV, Associazione Nazionale Energia dal Vento, <http://www.anev.org>

APER, Associazione Produttori Energia da Fonti Rinnovabili, <http://www.aper.it>

Assosolare, Associazione Nazionale dell'Industria Solare Fotovoltaico, <http://www.assosolare.org/>

e-gazette, <http://www.e-gazette.it/index.htm>

EGEC, European Geothermal Energy Council, www.egec.org

ENEA, Ente Nazionale Energie Alternative, <http://www.enea.it/>

ESHA, European Small Hydropower Association, www.esha.be

ESTIF, European Solar Thermal Industry Federation, www.estif.org

EUBIA, European Biomass Industry Association, www.eubia.org

EUREC, European Renewable Energy Centres, www.eurec.be

EPIA - European Photovoltaic Industry Association, <http://epiadev.epia.org/>

EREC, European Renewable Energy Council, <http://www.erec.org>

European PV Policy Group, <http://www.pvpolicy.org/>

EWEA, European Wind Energy Association, www.ewea.org

FAVORES, sito dedicato alla convergenza delle politiche per le rinnovabili in Europa come richiesto dalla Directive 01/77/CE, <http://favores.die.unipd.it/index.htm>

FIPER, Federazione Italiana Produttori Energia Rinnovabili, <http://www.fiper.it/>

GIFI, Gruppo Imprese Fotovoltaiche Italiane, <http://gifi-fv.it>

GSE, Gestore dei Servizi Elettrici, <http://www.gsel.it/ita/index.asp>

GWEC, Global Wind Energy Council, www.gwec.net

IEA, Global Renewable Energy Policies and Measures Database, sito dell'Agenzia Internazionale dell'Energia dedicato al monitoraggio delle politiche e dei dati sulle rinnovabili nell'OCSE, www.iea.org/textbase/pamsdb/grindex.aspx

IEA Wind, International Energy Agency Implementing Agreement for Co-operation in the Research, Development, and Deployment of Wind Energy Systems, <http://www.ieawind.org/>

Ministero dell'ambiente della Germania, German Environmental Minister <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/36356>

La Nuova Ecologia, <http://www.lanuovaecologia.it>

Quale Energia, <http://qualenergia.it/>

Quotidiano Energia, <http://www.quotidianoenergia.it/>

Re-focus, The International Renewable Energy Magazine, <http://www.re-focus.net/>

REN21, network e forum mondiale per le fonti rinnovabili, www.ren21.net

Renewable Energy World, <http://www.renewable-energy-world.com/>

Retscreen, <http://www.retscreen.net/ang/home.php>

Solarbuzz, <http://www.solarbuzz.com/index.asp>

Solarserver, <http://www.solarserver.de/>

Staffetta Quotidiana, <http://www.staffettaonline.com/SQ/Default.asp>

UE - commissione energia, monitoraggio della crescita delle fonti rinnovabili, http://ec.europa.eu/energy/res/publications/barometers_en.htm

UE - commissione energia, sito dedicato al Libro verde, http://ec.europa.eu/energy/green-paper-energy/index_en.htm

UE - commissione energia, Report sul fotovoltaico, <http://ec.europa.eu/research/energy/pdf/vision-report-final.pdf>

GLOSSARIO

Biodiesel: carburante ottenuto da fonti rinnovabili quali olii vegetali e grassi animali, analogo al gasolio derivato dal petrolio per impiego nei motori diesel.

Biomassa: in base alla definizione della Direttiva 77/2001/CE la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani.

Biomasse cogenerazione: produzione di energia e/o calore da biomassa solida, che include produzione di rifiuti da foreste, residui dalle attività agricole e rifiuti e della componente organica dei rifiuti urbani e dei rifiuti industriali. Inoltre comprende l'energia e il calore da biogas.

Certificati Verdi: i Certificati Verdi sono titoli annuali che attestano la produzione da fonti rinnovabili e sono impiegati per comprovare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili per quote richieste dalla legge. In Italia, a partire dal 2002, in base al decreto 79/99, produttori e importatori hanno l'obbligo di immettere in rete energia da fonti rinnovabili, in quantità pari al 2% del totale dell'elettricità prodotta o importata l'anno precedente da fonti convenzionali (al netto di esportazioni, autoconsumi di centrale e cogenerazione). La quota è stata aumentata dello 0,35% all'anno fra il 2004 e il 2006. Il I Certificati Verdi in Italia sono rilasciati dal GSE e sono scambiabili sul mercato gestito dal GME.

Certificati Bianchi: i Certificati Bianchi sono titoli annuali rilasciati ai distributori, che attestano l'attuazione di piani di efficienza energetica. Scambiabili sull'apposito mercato gestito dal GME, i Certificati Bianchi si inseriscono nel quadro normativo di due decreti sull'efficienza energetica dei Ministeri dell'Ambiente e delle Attività Produttive (20 luglio 2004), entrati in vigore il 1° gennaio 2005.

CCGT (Combined Cycle Gas Turbine): in italiano "impianto a ciclo combinato": impianto di generazione elettrica il cui principio di funzionamento è la presenza accoppiata di una turbina a gas e di una a vapore. La tecnologia CCGT è una delle più avanzate oggi disponibili. Garantisce elevati rendimenti (56% contro il 39% delle centrali a olio combustibile e il 37% di quelle a carbone).

Chilowatt (kW): unità di misura di potenza (1kW=1000J/sec).

Chilowattora (kWh): unità di misura che esprime la quantità di energia elettrica pari a 1.000 Watt fornita o richiesta in un'ora.

Cip6: provvedimento adottato dal Comitato Interministeriale Prezzi il 29 aprile 1992 che stabiliva incentivi economici per la cessione di elettricità ottenuta da impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate; tale meccanismo è stato sostituito dal Sistema dei Certificati Verdi, ma è valido per impianti autorizzati prima del primo aprile 1999.

CHP: combined heat and power, generazione congiunta di elettricità e calore, cogenerazione.

Cogenerazione: agli effetti di quanto stabilito dagli articoli 3 e 11 del decreto legislativo n. 79/99 e dell'articolo 22 del decreto legislativo n. 164/00, è la produzione combinata di energia elettrica e calore che garantisce un significativo risparmio di energia rispetto alle produzioni separate, secondo

i criteri e le modalità stabiliti nella Deliberazione dell’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas del 19 marzo 2002 (n. 42/02).

Consumo di elettricità: in base alla definizione della Direttiva 77/2001/CE è la produzione nazionale di elettricità, compresa l'autoproduzione, sommate le importazioni e detratte le esportazioni (consumo interno lordo di elettricità).

Conto energia: il nuovo sistema di incentivi per la diffusione degli impianti fotovoltaici (Dm 28 luglio 2005 e Dm 6 febbraio 2006, decreto 19 febbraio 2007 in attuazione dell’ articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387). Anziché un contributo iniziale, viene pagato per 20 anni una tariffa fissa all'energia pulita prodotta.

Elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili: in base alla definizione della Direttiva 77/2001/CE, è l'elettricità prodotta da impianti alimentati esclusivamente con fonti energetiche rinnovabili, nonché la quota di elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili nelle centrali ibride che usano anche fonti di energia convenzionali, compresa l'elettricità rinnovabile utilizzata per riempire i sistemi di stoccaggio, ma non l'elettricità prodotta come risultato di detti sistemi.

Decreto Bersani: E’ il decreto, emanato il 16 marzo 1999 n. 79, che ha recepito la direttiva comunitaria n. 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e la liberalizzazione del mercato dell'elettricità.

Energia solare: è la fonte primaria di energia per eccellenza. L'energia solare e' una delle fonti di energia rinnovabile per la produzione sia di energia elettrica, attraverso pannelli fotovoltaici, che di calore, attraverso collettori solari.

Eolico: un impianto eolico si basa su dispositivi in grado di convertire in energia elettrica l’energia cinetica del vento. L'aria, entrando in contatto con le pale opportunamente sagomate di tale dispositivo, mette in rotazione il rotore e attraverso un generatore il moto del rotore è trasformato in energia elettrica.

Eolico di piccola dimensione (mini eolico): con mini-eolico si intende un impianto eolico costituito da generatori di piccole dimensioni (da mezzo a 8/10 metri di diametro, 20/25 m d'altezza) costituito da materiali leggeri, con pale e dispositivi di conversione adatti alle basse velocità di rotazione dei venti cittadini, e che raggiungono generalmente poche decine di kW.

ESCo (Energy Service Company): società specializzata in interventi per il miglioramento dell'efficienza energetica di aziende pubbliche e private. Generalmente le ESCo curano l'intero processo di analisi, studio e realizzazione di un programma di efficienza energetica, comprendendo spesso anche il finanziamento dei singoli progetti.

Feed – in tariff: meccanismo di incentivazione delle fonti rinnovabili basato sul riconoscimento al produttore di un premio per unità di energia elettrica prodotta da aggiungere al prezzo di vendita, oppure di una tariffa fissa comprensiva sia dell’incentivo che della remunerazione del kWh prodotto. Ad esempio, in Germania, per ogni kWh di energia prodotta da impianti eolici realizzati nel 2006, la tariffa feed-in è nel 2006 di 8,36 €cents/kWh, comprensiva di incentivo e remunerazione per l’energia ceduta.

FER, Fonti energetiche rinnovabili: in base alla definizione del decreto Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 che ha recepito la Direttiva 77/2001/CE, sono “fonti energetiche rinnovabili o fonti rinnovabili: le fonti energetiche rinnovabili non fossili (eolica, solare, geotermica, del moto

ondoso, maremotrice, idraulica, biomasse, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas). In particolare, per biomasse si intende: la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani”.

Fonti energetiche convenzionali: petrolio e suoi derivati , carbone e gas naturale.

Fotovoltaico: un modulo fotovoltaico è un dispositivo che permette di convertire l'energia solare in energia elettrica utilizzando la proprietà di alcuni materiali, come il silicio, di produrre energia elettrica se irradiati dalla luce solare. Un impianto fotovoltaico, o sistema fotovoltaico, è composto da pannelli fotovoltaici combinabili tra loro in serie o in parallelo in modo da formare un campo fotovoltaico.

Garanzia d'Origine: certificazione attestante che uno specifico impianto di produzione genera elettricità da fonti rinnovabili. Viene rilasciata dal GSE in base al Decreto Legislativo 387 del 29 dicembre 2003, a sua volta attuativo della Direttiva 2001/77/CE per la promozione di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

Geotermia: energia termica emessa dal suolo, di solito sotto forma di acqua calda o vapore, che può essere usata per produrre elettricità o direttamente calore che può essere utilizzato nel settore residenziale, nell'industria e nell'agricoltura.

Gestore dei Servizi Elettrici (GSE): società pubblica che gestisce, all'interno del sistema elettrico italiano, lo sviluppo delle fonti rinnovabili sia attraverso l'erogazione di incentivi agli impianti di generazione sia con campagne di sensibilizzazione per un consumo di energia elettrica responsabile e compatibile con le tematiche dello sviluppo sostenibile. In particolare: ritira dai produttori e colloca sul mercato l'energia prodotta da impianti da fonti rinnovabili e assimilate ("CIP 6"); gestisce, in qualità di Soggetto Attuatore, il sistema di incentivazione dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici; emette i certificati verdi (CV) e verifica i relativi obblighi da parte di produttori ed importatori; qualifica gli Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili (IAFR); rilascia la Garanzia d'Origine (GO) dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili; effettua il riconoscimento degli impianti di generazione in cogenerazione.

GME, Gestore del Mercato Elettrico: società per azioni controllata al 100% dal GSE, ha il compito di gestire operativamente il mercato dell'elettricità garantendo condizioni di trasparenza ed efficienza. Il GME gestisce inoltre i mercati non elettrici, ovvero il mercato dei Certificati Verdi e dei Certificati Bianchi.

Gigawatt (GW): unità di misura pari a un miliardo di Watt (1.000 megawatts).

Kilocaloria: rappresenta la quantità di calore necessaria per riscaldare di un grado centigrado la temperatura di un chilogrammo (un litro) di acqua; si utilizza normalmente per misurare l'energia termica.

IAFR: impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Idroelettrico di grande dimensione e piccola dimensione: gli impianti idroelettrici sfruttano l'energia contenuta in una portata di acqua disponibile ad una certa quota rispetto a dove sono posizionate le turbine, oppure sfruttano la velocità di una corrente d'acqua. Attraverso la turbina idraulica l'energia potenziale e cinetica dell'acqua è trasformata in energia meccanica.

Successivamente, attraverso un generatore, in energia elettrica. La soglia fra idroelettrico di piccola dimensione e di grande dimensione è di 10 MW.

Impianti solari: gli impianti solari sono dispositivi che utilizzano l'energia solare, quelli maggiormente diffusi sono gli impianti fotovoltaici, che convertono l'energia solare direttamente in energia elettrica, e gli impianti solari termici, che forniscono calore per il riscaldamento dell'acqua o il riscaldamento degli ambienti.

Incentivi: vi sono diversi tipi di incentivi per la produzione di energia elettrica, i meccanismi principali sono: tariffe *feed-in*, quote obbligatorie di produzione da FER regolate da un mercato dei certificati verdi. Si rimanda alle rispettive voci in glossario.

Media tensione (MT): tensione nominale di valore superiore a 1 kV e inferiore o uguale a 35 kV.

Megawatt (MW): unità di misura pari a un milione di Watt.

Pannelli solari: i pannelli solari si dividono in due categorie: i pannelli solari per la produzione di energia elettrica chiamati pannelli fotovoltaici e i pannelli per la produzione del calore denominati pannelli solari termici. I sistemi fotovoltaici si basano sul modulo fotovoltaico costituito da diverse celle che trasformano l'energia contenuta nella radiazione solare in energia elettrica; i sistemi solari termici trasformano l'energia contenuta nella radiazione solare in calore.

TEP tonnellata, equivalente petrolio: rappresenta il calore sviluppato bruciando una tonnellata di petrolio ed è un'unità convenzionale utilizzata nei bilanci energetici per esprimere in una unità di misura comune tutte le fonti energetiche (1 Tep = 10 milioni di Kilocalorie).

Titoli di efficienza energetica (TEE): titoli rilasciati a distributori di energia elettrica o di gas con più di 100.000 clienti a certificazione del conseguimento del risparmio di energia primaria imposto dalla normativa.

Volt: Unità di misura della tensione elettrica.

Wafer: Fetta di silicio, struttura principale per la produzione della cella fotovoltaica, con spessore compreso fra 0,2 e 0,3 millimetri.

Watt: Unità di misura della potenza elettrica.

APPENDICE 1

Tabella degli obiettivi di produzione elettrica da rinnovabili contenuta nella direttiva 2001/77/CE

ALLEGATO

Valori di riferimento per gli obiettivi indicativi nazionali degli Stati membri relativi al contributo dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili al consumo lordo di elettricità entro il 2010 (*)

Il presente allegato fornisce valori di riferimento per la fissazione degli obiettivi indicativi nazionali relativi all'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili (elettricità FER), di cui all'articolo 3, paragrafo 2:

	Elettricità FER TWh 1997 (**)	% Elettricità FER 1997 (***)	% Elettricità FER 2010 (***)
Belgio	0,86	1,1	6,0
Danimarca	3,21	8,7	29,0
Germania	24,91	4,5	12,5
Grecia	3,94	8,6	20,1
Spagna	37,15	19,9	29,4
Francia	66,00	15,0	21,0
Irlanda	0,84	3,6	13,2
Italia	46,46	16,0	25,0 (†)
Lussemburgo	0,14	2,1	5,7 (†)
Paesi Bassi	3,45	3,5	9,0
Austria	39,05	70,0	78,1 (†)
Portogallo	14,30	38,5	39,0 (†)
Finlandia	19,03	24,7	31,5 (†)
Svezia	72,03	49,1	60,0 (†)
Regno Unito	7,04	1,7	10,0
Comunità	338,41	13,9 %	22 % (****)

(*) Nel tener conto dei valori di riferimento enunciati nel presente allegato, gli Stati membri possono necessariamente dall'ipotesi che la disciplina degli aiuti di Stato per la tutela dell'ambiente consente regimi nazionali di sostegno alla promozione dell'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili.

(**) I dati si riferiscono alla produzione nazionale di elettricità FER nel 1997.

(***) Le percentuali relative all'elettricità FER nel 1997 e nel 2010 si basano sulla produzione nazionale di elettricità FER divisa per il consumo interno lordo di elettricità. In caso di scambi interni di elettricità FER (con certificazione riconosciuta od origine registrata), il calcolo di tali percentuali inciderebbe sui dati per il 2010 relativi ai singoli Stati membri, ma non sul totale per la Comunità.

(****) Cifra arrotondata risultante dai valori di riferimento sopra indicati.

(†) L'Italia dichiara che il 22 % potrebbe essere una cifra realistica, nell'ipotesi che nel 2010 il consumo interno lordo di elettricità ammonti a 340 TWh.

Nel tener conto dei valori di riferimento enunciati nel presente allegato, l'Italia muove dall'ipotesi che la produzione interna lorda di elettricità a partire da fonti energetiche rinnovabili rappresenterà nel 2010 fino a 76 TWh, cifra che comprende anche l'apporto della parte non biodegradabile dei rifiuti urbani e industriali utilizzati in conformità della normativa comunitaria sulla gestione dei rifiuti. Al riguardo si rileva che la capacità di conseguire l'obiettivo indicativo enunciato nell'allegato dipende, tra l'altro, dal livello effettivo della domanda interna di energia elettrica nel 2010.

(†) Tenuto conto dei valori indicativi di riferimento enunciati nel presente allegato, il Lussemburgo ritiene che l'obiettivo fissato per il 2010 possa essere conseguito soltanto se:

- in tale anno il consumo complessivo di energia elettrica non supererà quello del 1997,
- sarà possibile moltiplicare per 15 l'energia elettrica di origine eolica,

APPENDICE 2

Obiettivi indicativi di produzione di energia da FER contenuti nel Libro Bianco della Commissione Europea adottato nel 1997.

CONSUMO LORDO DI ENERGIA RINNOVABILE ATTUALE E PREVISTO NEL 2010 (Mtep)

TIPO DI ENERGIA	CONSUMO NEL 1995				CONSUMO PREVISTO NEL 2010			
	Convenzione Eurostat	% del totale	Principio di sostituzione	% del totale	Convenzione Eurostat	% del totale	Principio di sostituzione	% del totale
Totale consumo nazionale lordo	1.366		1.409		1.583 (Pre-Kyoto)		1.633	
1. Energia eolica	0,35	0,02	0,9	0,06	6,9	0,44	17,6	1,07
2. Totale energia idroelettrica	26,4	1,9	67,5	4,8	30,55	1,93	76,1	4,78
2.a. Grandi dimensioni (compreso immagazzinamento via pompaggio)	(23,2)		(59,4)		(25,8)		(66)	
2.b. Piccole dimensioni	(3,2)		(8,1)		(4,75)		(12,1)	
3. Energia fotovoltaica	0,002	-	0,006	-	0,26	0,02	0,7	0,05
4. Biomassa	44,8	3,3	44,8	3,12	135	8,53	135	8,27
5. Energia geotermica	2,5	0,2	1,2	0,1	5,2	0,33	2,5	0,15
5.a. Elettricità	(2,1)		(0,8)		(4,2)		(1,5)	
5.b. Calore (comprese pompe di calore)	(0,4)		(0,4)		(1,0)		(1,0)	
6. Collettori solari termici	0,26	0,02	0,26	0,02	4	0,25	4	0,24
Totale energie rinnovabili	74,3	5,44	114,7	8,1	162	11,5	238,1	14,6
7. Energia solare passiva					35	2,2	35	2,1

Il presente lavoro è stato condotto da un gruppo di ricerca composto da Marcello Benetti, Carlo Bevilacqua, Alessandro Bianchi e Rita Cofano, sotto la direzione di Davide Tabarelli. Le opinioni espresse non costituiscono un impegno per GSE.

Le informazioni utilizzate nel rapporto sono ritenute attendibili, tuttavia Nomisma Energia non assume alcuna responsabilità circa l'affidabilità di tali informazioni, né per danni derivanti da un utilizzo di tali informazioni.

Finito di stampare
Marzo 2007
su carta ecologica
Stampa: Arti Grafiche Tilligraf Srl - Roma