



UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA
DIPARTIMENTO DI SCIENZE ECONOMICHE E AZIENDALI
"MARCO FANNO"

CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN ECONOMIA INTERNAZIONALE
LM-56 Classe delle lauree magistrali in SCIENZE DELL'ECONOMIA

Tesi di laurea

**Analisi comparata dei principali sistemi di incentivazione
del mercato fotovoltaico europeo con particolare
riferimento ai meccanismi *feed-in tariff*.**

Comparative economic analysis of supporting policies of
european PV market with a focus on the feed-in tariff
mechanism.

Relatore:
Chiar.mo Prof. FONTINI FULVIO

Laureanda:
GOBBO MARIAGRAZIA

Anno Accademico 2014-2015

Il candidato dichiara che il presente lavoro è originale e non è già stato sottoposto, in tutto o in parte, per il conseguimento di un titolo accademico in altre Università italiane o straniere. Il candidato dichiara altresì che tutti i materiali utilizzati durante la preparazione dell'elaborato sono stati indicati nel testo e nella sezione "Riferimenti bibliografici" e che le eventuali citazioni testuali sono individuabili attraverso l'esplicito richiamo alla pubblicazione originale.

Firma dello studente

INDICE

INTROUZIONE.....	p. 7
CAPITOLO 1: L'ENERGIA FOTOVOLTAICA. CARATTERISTICHE E DIFFUSIONE.....	p. 9
1.1 Introduzione sulle energie rinnovabili.....	p. 9
1.2 Definizione e tipologia delle fonti rinnovabili.....	p. 10
1.3 Lo sviluppo del fonti di energia rinnovabile.....	p. 13
1.4 La tecnologia fotovoltaica e le sue applicazioni.....	p. 17
1.4.1 Il settore fotovoltaico mondiale.....	p. 19
1.4.2 Il settore fotovoltaico europeo.	p. 21
1.4.3 Il settore fotovoltaico italiano.	p. 23
1.4.3.1 Le imprese nel settore fotovoltaico italiano.....	p. 24
CAPITOLO 2: GLI INCENTIVI AL FOTOVOLTAICO NEI PAESI DELL'UNIONE EUROPEA.....	p. 25
2.1 Incentivi sulla tassazione nel settore delle energie rinnovabili.....	p. 25
2.1.1 Misure sulla tassazione: tasse dirette e indirette.....	p. 27
2.1.2 Mix di politiche di incentivazione nell'Europa 28.....	p. 29
2.2 Il sistema di incentivi nel settore fotovoltaico nei Paesi europei.....	p. 30
2.2.1 Il sistema di incentivi nel settore fotovoltaico nei principali Paesi dell'Europa occidentale.....	p. 32
2.2.2 Il sistema di incentivi nel settore fotovoltaico nei principali Paesi dell'Europa orientale.....	p. 65
2.3 Confronto tra le politiche di incentivazione.....	p. 74
CAPITOLO 3: ANALISI DEI MODELLI FIT.....	p. 79
3.1 I due approcci di implementazione delle politiche FIT: <i>market-dependent</i> e <i>market-independent</i>	p. 81
3.2 Confronto tra le politiche <i>market-dependent</i> e <i>market-independent</i>	p. 94
CONCLUSIONI	p. 99
BIBLIOGRAFIA/SITOGRAFIA.....	p. 103

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1. Cambiamento nel mix delle fonti energetiche tra il 2011 e il 2040. (Fonte: EIA, 2013).....	p. 14
Figura 2. Andamento investimenti in impianti di generazione di energia elettrica dal 2006 al 2030. (Fonte: IEA, 2009).....	p. 14
Figura 3. Componenti impianto fotovoltaico. (Fonte: GSE)	p. 18
Figura 4. Evoluzione installazioni annuali globali 2000-2013. (Fonte: www.epia.org).....	p. 20
Figura 5. Potenza fotovoltaica cumulativa installata a livello europeo tra il 2000 e il 2012. (Fonte: www.epia.org)	p. 22
Figura 6. Potenza fotovoltaica cumulativa installata a livello nazionale tra il 2007 e il 2013. (Fonte: www.gse.it)	p. 23
Figura 7. Confronto tra i sistemi di incentivazione delle RES nell'Europa-28. (Fonte: GSE, Evoluzione dei sistemi incentivanti per le energie rinnovabili nell'Unione Europea, 2013)p.	30
Figura 8. Potenza installata in Inghilterra tra il 2010 e il 2014. (Fonte: DECC).....	p. 61
Figura 9. Installazioni fotovoltaiche previste per il 2020 ed effettive (Fonte: UNEF).....	p. 64
Figura 10. Modello Fixed price. (Fonte: Couture T., Gagnon Y., 2010)	p. 82
Figura 11. Modello Fixed price con parziale o totale aggiustamento per l'inflazione. (Fonte: Couture T., Gagnon Y., 2010)	p. 83
Figura 12. Modello <i>Front-end loaded</i> . (Fonte: Couture T., Gagnon Y., 2010).....	p. 84
Figura 13. Modello <i>spot market</i> . (Fonte: Couture T., Gagnon Y., 2010)	p. 86
Figura 14. Modello <i>premium price</i> . (Fonte: Couture T., Gagnon Y., 2010)	p. 89
Figura 15. Modello <i>variable premium price</i> . (Fonte: Couture T., Gagnon Y., 2010)	p. 91
Figura 16. Modello <i>percentage of retail price</i> . (Fonte: Couture T., Gagnon Y., 2010).....	p. 92

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 Quota di RES sul consumo elettrico nazionale, obiettivo nazionale, e crescita dell'energia elettrica prodotta negli Stati dell'Europa 27. (Fonte: Euroserv'ER, 2008 and Eurostat, 2010).....	p. 16
Tabella 2 Incentivi sulla tassazione diretta. (Fonte: Cansino J. M. et al., 2010).....	p. 28
Tabella 3 Incentivi alle RES nell'Europa-28. (Fonte: GSE, 2013).....	p. 29
Tabella 4 Potenza cumulativa installata nel 2008 nei Paesi dell'Europa dell'est. (Fonte: Dusonchet L., Telaretti E., 2013).....	p. 31
Tabella 5 Attuali strategie finanziarie per i sistemi fotovoltaici nei Paesi dell'Europa occidentale. (Fonte: Dusonchet, Telaretti, 2009).....	p. 32
Tabella 6 Valori delle tariffe FIT per gli impianti fotovoltaici dal 2009 al 2011. (Fonte: Photovoltaic Austria Federal Association, www.pvautria.at).....	p. 33
Tabella 7 Tariffe in base all'ammontare della detrazione per gli anni 2011-2015. (Fonte: Photovoltaic Austria Federal Association).....	p. 34
Tabella 8 Valori TGC delle tre Regioni belghe. (Fonte: Verbruggen, 2009).....	p. 35
Tabella 9 Tariffe FIT previste per gli anni 2011-2013. (Fonte: www.creg.info).....	p. 36
Tabella 10 Detrazioni investimento nelle tre Regioni belghe. (Fonte: Verbruggen, 2009)..	p. 37

Tabella 11 Schemi incentivanti agli investimenti fotovoltaici concessi dal Governo cipriota. (Fonte: Poullikkas, 2009).....	p. 38
Tabella 12 Tariffe FIT nel mercato fotovoltaico francese nel 2009. (Fonte: Dusonchet L., Telaretti E., 2010).....	p. 40
Tabella 13 Tariffe FIT e meccanismo aste in vigore in Francia (Fonte: www.developpement-durable.gouv.fr).....	p. 42
Tabella 14 FIT e tasso di riduzione delle stesse (Fonte: www.jm-projektinvest.com/de/photovoltaik/feed-in-tariffs).....	p. 43
Tabella 15 Valore delle FIT e tasso di riduzione delle stesse per i sistemi fotovoltaici. (Fonte: Dusonchet L., Telaretti E., 2010).....	p. 44
Tabella 16 Limiti superiore e inferiore del range di crescita del mercato fotovoltaico dal 2009 al 2011. (Fonte: Dusonchet L., Telaretti E., 2010).....	p. 44
Tabella 17 Prezzi pagati per l'elettricità fotovoltaica prodotta. (Fonte: Dusonchet L., Telaretti E., 2010).....	p. 47
Tabella 18 Valori delle tariffe FIT per l'energia fotovoltaica prodotta in Italia dal 2009 al 2010. (Fonte: Ministero dello sviluppo economico).....	p. 50
Tabella 19 Tariffe impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative. (Fonte: www.eiconenergia.it).....	p. 51
Tabella 20 Tariffe impianti fotovoltaici su edificio e altri impianti. (Fonte: www.eiconenergia.it).....	p. 51
Tabella 21 Tariffe impianti a concentrazione. (Fonte: www.eiconenergia.it).....	p. 51
Tabella 22 Limiti di costo degli incentivi sui grandi impianti 2011-2012. (Fonte: D.M. 5 maggio 2011, Titolo 1, art.4).....	p. 51
Tabella 23 Limiti di costo degli incentivi sui grandi impianti 2013-2014. (Fonte: D.M. 5 maggio 2011, Titolo 1, art.4).....	p. 52
Tabella 24 Tariffe piccoli e grandi impianti. (Fonte: www.quartocontoenergia.it).....	p. 53
Tabella 25 Tariffe impianti a concentrazione. (Fonte: www.quartocontoenergia.it).....	p. 53
Tabella 26 Tariffe FIT sull'energia fotovoltaica prodotta nel 2009. (Fonte: Dusonchet L., Telaretti E., 2010).....	p. 54
Tabella 27 Strategie di supporto nel mercato fotovoltaico maltese nel 2009. (Fonte: McDonald, 2005).....	p. 56
Tabella 28 Tariffe FIT sull'energia fotovoltaica prodotta nel 2009. (Fonte: Dusonchet L., Telaretti E., 2010).....	p. 57
Tabella 29 Tariffe FIT sull'energia fotovoltaica prodotta nel 2009. (Fonte: Dusonchet L., Telaretti E., 2010).....	p. 58
Tabella 30 Tariffe FIT sull'energia fotovoltaica prodotta secondo il Regio decreto 43672004. (Fonte: Dusonchet L., Telaretti E., 2010).....	p. 62
Tabella 31 Tariffe FIT sull'energia fotovoltaica prodotta nel 2009. (Fonte: Dusonchet L., Telaretti E., 2010).....	p. 63
Tabella 32 Attuali strategie finanziarie per i sistemi fotovoltaico nei Paesi dell'Europa orientale. (Fonte: Dusonchet, Telaretti, 2013).....	p. 66
Tabella 33 Prezzi d'acquisto obbligatori per l'energia elettrica generata da fotovoltaico nel	

2009. (Fonte: Dusonchet L., Telaretti E., 2013).....	p. 66
Tabella 34 Valori della FIT per l'energia prodotta da RES nel 2009. (Fonte: Dusonchet L., Telaretti E., 2013).....	p. 67
Tabella 35 Percentuale obbligatoria di acquisto di energia da RES. (Fonte: Dusonchet L., Telaretti E., 2013).....	p. 69
Tabella 36 Valori delle FIT e dei premi per l'energia elettrica generata da fotovoltaico nel 2009. (Fonte: Dusonchet L., Telaretti E., 2013).....	p. 70
Tabella 37 Livello di riduzione della FIT collegato alla percentuale di sussidi. (Fonte: Dusonchet L., Telaretti E., 2013).....	p. 71
Tabella 38 Nuovi valori delle FIT per l'energia elettrica prodotta da fotovoltaico alla fine del 2009. (Fonte: Dusonchet L., Telaretti E., 2013).....	p. 73

INTRODUZIONE

Negli ultimi decenni il settore energetico ha assunto una rilevanza progressivamente crescente, in ragione della sua essenzialità per l'esistenza e lo sviluppo del contesto in cui le varie istituzioni (famiglie, imprese, Stati) si trovano ad operare. La disponibilità di energia elettrica è stata per molto tempo influenzata dalle scelte strategiche dei pochi Paesi che possedevano le fonti fossili (gas, petrolio, carbone), arrivando quest'ultime a ricoprire un ruolo determinante nella configurazione della nuova geopolitica del potere¹.

La sempre più forte istanza di tutela dalle diverse esternalità derivanti dall'utilizzo delle fonti fossili (limitata disponibilità delle fonti, insicurezza nell'approvvigionamento, impatto sull'ambiente), ha portato ad un mutamento radicale del portafoglio energetico dei diversi Paesi, operato attraverso il ricorso a fonti di tipo rinnovabile (quali eolico, solare, geotermico, idrico e biomasse)².

Negli ultimi dieci anni si è assistito ad una forte crescita dello sfruttamento di tali fonti, sia in termini di sviluppo tecnologico sia di velocità di diffusione. L'EIA (*Energy Information Administration*) ha infatti previsto entro il 2040 un aumento costante della produzione di energia da fonti rinnovabili, ed in particolare dalle fonti solare, eolico e geotermico (tra il 2013 e il 2040 è previsto un aumento del 72% dell'energia prodotta da fonti rinnovabili, che corrisponde ad un terzo dell'energia totale prodotta³).

Da queste premesse nasce l'idea di approfondire l'avvento delle fonti rinnovabili concentrando l'attenzione, nello specifico, sulla dinamica di sviluppo del segmento fotovoltaico.

In particolare, nel primo capitolo viene inquadrata l'attuale situazione mondiale e europea del fabbisogno energetico e quindi l'auspicabile sostituzione (totale solo nel lungo periodo⁴) delle fonti fossili con quelle rinnovabili, in ragione dell'esauribilità e del negativo impatto ambientale che caratterizza le prime. Successivamente viene approfondito il settore fotovoltaico data l'egemonia di tale fonte energetica in termini di successo e di velocità di espansione.

¹ Cfr. ARCELLI M. *et al.*, Il settore energetico in Europa, Rubbettino Editore, Catanzaro, 2006, p. 9.

² Cfr. LO BIANCO N. *et al.*, La guida del sole 24 ore al management dell'energia: mercato e catena del valore, modelli di business, sistemi di gestione e normative, Il sole 24 ORE, Milano, 2011, p. 9.

³ Cfr. EIA (Energy Information Administration), Annual Energy Outlook 2015 with projections to 2040, 2015, www.eia.gov, p. 6.

⁴ Cfr. DALL'O G., ARECCO F., Energia sostenibile e fonti rinnovabili, IPSOA, Milano, 2012.

Nel secondo capitolo viene presentata un'analisi comparativa su scala europea dei sistemi di incentivazione nell'installazione di impianti fotovoltaici, che hanno rappresentato uno dei maggiori *driver* di successo di tale mercato. In particolare vengono presi in esame e confrontati i sistemi di incentivazione adottati dai Paesi europei, conducendo un'analisi differenziata per i Paesi dell'area occidentale e orientale, in ragione dei diversi contesti e sviluppo del mercato fotovoltaico.

Al terzo capitolo viene presentata un'analisi puntuale della politica incentivante “feed-in tariff”, in quanto si è rivelato lo strumento più efficace ed utilizzato al fine di incentivare il settore.

CAPITOLO 1

L'ENERGIA FOTOVOLTAICA: CARATTERISTICHE E DIFFUSIONE

1.1 Introduzione sulle energie rinnovabili.

L'attuale sviluppo globale è legato alla disponibilità dell'energia e all'innovazione nel campo energetico.

Il costo e le condizioni di accesso alle materie prime e all'energia rappresentano gli elementi strategici e determinanti per lo sviluppo economico dei Paesi⁵. Spesso i due livelli, materie ed energia, si confondono in quanto la scarsità di materie prime, quali per esempio il petrolio, diviene un fattore cruciale nella sicurezza dell'approvvigionamento energetico, rendendo auspicabile una diversificazione nelle fonti energetiche stesse.

I consumi energetici sono infatti assunti dalla Comunità scientifica come uno degli indici del benessere sociale e dello sviluppo manifatturiero. Quest'ultimo è infatti riconosciuto come l'ambito maggiormente "energivoro" nelle moderne economie industrializzate⁶.

Ogni Paese deve assicurarsi un adeguato accesso alle fonti energetiche, condizioni di trasporto agevoli e modalità di commercializzazione vantaggiose. Tali istanze peculiari del settore energetico hanno determinato per secoli una configurazione di mercato caratterizzata, a monte, da un monopolio naturale in capo ai soli Paesi forniti di fonti fossili (petrolio, gas, carbone) e, a valle, da un mercato fortemente asimmetrico tra soggetti erogatori dell'energia e utilizzatori finali⁷.

Negli ultimi dieci anni, anche conseguentemente alla riduzione dei consumi energetici globali dovuti alla crisi economica, la competizione si è notevolmente trasformata aprendosi al nuovo fronte dalle fonti di energia rinnovabile (RES, Renewable Energy Sources). Il settore energetico sta vivendo un momento di vera rivoluzione caratterizzato dal rinnovamento del *mix* delle fonti energetiche e dal conseguente mutamento del sistema di fornitura dell'energia, che sta infatti passando da un sistema di gestione centralizzata, in cui sono impegnate poche imprese lungo tutta la filiera, all'innovativa frontiera della generazione distribuita (c.d. *Smart Grid*⁸).

⁵ Cfr. ARCELLI M. *et al.*, Il settore energetico in Europa, *op. cit.*, p. 9.

⁶ Cfr. LO BIANCO N. *et al.*, La guida del sole 24 ore al management dell'energia: *op. cit.*, p. 9.

⁷ Cfr. ARCELLI M. *et al.*, Il settore energetico in Europa, *ibidem*, p. 16.

⁸ La traduzione letterale di "Smart Grid" è "Rete intelligente" ma non esiste una definizione unica in quanto il significato cambia a seconda delle priorità date ai vari aspetti nei diversi contesti. Fox Penner (2010) la definisce come un "nuovo modo di produrre, trasportare, distribuire e consumare elettricità, così come l'unione tra tecnologie informatiche e il suo sistema elettrico". Miller (2009) sostiene che "con le Smart Grid il flusso di elettricità dal distributore all'utente si trasforma in una conversazione bidirezionale, capace di fornire più

L'introduzione della questione ambientale e del ricorso all'energia verde nelle valutazioni gestionali delle imprese, ha determinato fundamentalmente due approcci: l'assunzione del costo energetico nel novero dei fattori critici di successo delle aziende (nel periodo 2003-2011 l'incidenza dei costi energetici è aumentata dal 2,3% al 2,6% in rapporto al fatturato e dal 27,1% al 30,8% rispetto al costo del lavoro⁹); la nascita di imprese altamente innovative, il cui *core business* è rappresentato dalla stessa produzione e rivendita dell'energia ricavata da fonti verdi, in conseguenza della rottura del paradigma monopolistico delle *utilities*.

1.2 Definizione e tipologia delle fonti rinnovabili.

L'energia proveniente dallo sfruttamento di fonti diverse dai combustibili fossili (anche note come "fonte di energia tradizionale") viene generalmente definita "rinnovabile"¹⁰. Per fonte rinnovabile si intende quella fonte di energia che, per sua natura, è capace di rigenerarsi ad una velocità pari o maggiore rispetto a quella del suo sfruttamento, non pregiudicando la sua disponibilità per le generazioni future¹¹.

Le fonti di energia che attualmente vengono sfruttate per generare energia verde sono: idroelettrica, eolica, biomasse, geotermica, marina e solare.

Energia idroelettrica

L'energia idroelettrica è una fonte di energia alternativa e rinnovabile, che sfrutta la trasformazione dell'energia potenziale gravitazionale, posseduta da una certa massa d'acqua ad una determinata quota altimetrica, in energia cinetica.

L'energia idroelettrica viene ricavata dal corso di fiumi e di laghi grazie alla creazione di dighe e di condotte forzate. La produzione di energia idroelettrica può avvenire anche attraverso lo sfruttamento del moto ondoso, delle maree, delle correnti marine e del gradiente salino. In questo caso si parla di energia mareomotrice, la quale presenta il grande limite che può essere utilizzata solo in contesti marginali ed a bassa scala produttiva non rappresentando quindi una risposta globale al problema dell'energia.

trasparenza agli utilizzatori finali, facendoli risparmiare, ed in grado allo stesso tempo di ridurre le emissioni di carbonio in atmosfera". De Nigris e Martini (2012) affermato che "le Smart Grid trasformano la rete elettrica attraverso avanzate tecnologie digitali, al fine di monitorare e gestire i flussi di corrente elettrica prodotta da ogni tipo di sorgente, con l'obiettivo di soddisfare le più svariate richieste degli utenti finali". (Giudo G., Massari S., Lo sviluppo sostenibile. Ambiente, risorse, innovazione, qualità, Francoangeli, Milano, 2013, pp. 335-336).

⁹ Cfr. FAIELLA I., MISTRETTA A., Spesa energetica e competitività delle imprese italiane. Questioni di Economia e Finanza (Occasional Papers), Banca d'Italia, 2014, www.bancaditalia.it, p. 6.

¹⁰ Cfr. MUSU I., Introduzione all'economia dell'ambiente, Il Mulino, Bologna, 2003, pp. 15 e 145.146.

¹¹ Cfr. INZOLI F., BIANCHI A., Fonti energetiche rinnovabili, Hoepli, Milano, 2014.

L'idroelettrico costituisce la più importante e tradizionale fonte di energia rinnovabile nel Mondo e ad oggi copre il 20% della produzione complessiva di energia elettrica. Tuttavia, le diverse politiche di sfruttamento e la disomogenea disponibilità della risorsa si riflettono sui dati di potenza installate e di produzione nei diversi Stati. Oggi l'energia idroelettrica copre poco più del 2% della domanda mondiale di energia (energia utilizzata direttamente, energia trasformata in altri prodotti energetici, energia elettrica prodotta in centrali elettriche) e il 14% dell'energia elettrica utilizzata nel mondo si ricava attraverso il funzionamento di circa 800.000 dighe, di cui 45.000 alte più di 15 metri. I bacini di raccolta dell'acqua occupano globalmente circa 300.000 km², un'area grande quanto l'Italia. Per molti Paesi, l'idroelettrico rappresenta una importantissima fonte per la produzione di energia elettrica: in Norvegia copre il 96,7% della produzione di energia elettrica, in Brasile il 75,2%, in Venezuela il 64,8% e in Canada il 60%. L'utilizzo dell'energia idroelettrica è tuttora secondo solo all'utilizzo dei combustibili fossili ed in alcune nazioni (Canada, Austria, Svizzera, Norvegia, ...) rimane ancora la fonte principale per la produzione di energia¹².

In Italia l'idroelettrico costituisce la più importante risorsa energetica interna, rappresentando quasi il 25% della potenza efficiente lorda installata e fornendo il 13,2% della produzione elettrica lorda complessiva. La produzione idroelettrica, che si concentra nelle regioni settentrionali e in particolare in Lombardia, Piemonte e Trentino, costituisce inoltre il maggior contributo nazionale (75%) della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Energia eolica

Dopo l'energia idroelettrica è sicuramente la fonte d'energia rinnovabile che ha conquistato la più ampia quota di mercato. Nell'energia eolica, mediante l'utilizzo di turbine, la velocità assiale del vento viene trasformata in velocità di rotazione delle pale della turbina. Maggiori saranno quindi l'altezza da terra e la grandezza delle pale, maggiore sarà la velocità del vento e la quantità di vento (portata d'aria) che si può sfruttare.

Inoltre fondamentale è il posizionamento di tali impianti: al fine di ottenere una produzione di energia maggiormente stabile è importante infatti individuare le posizioni geografiche con vento più o meno costante, evitando le raffiche che possono danneggiare le turbine o le "interferenze" dovute a colline, montagne, foreste o città nelle vicinanze che limitano la produzione. A tal fine vengono spesso sfruttate le coste o la cima delle colline (eolico *on-shore*) anche se, ultimamente, si stanno sviluppando sempre di più le centrali in

¹² Cfr. IEA (International Energy Agency), Key World Energy Statistics, 2014.

mare aperto (*off-shore*), che hanno l'indubbio vantaggio di poter sfruttare un vento più costante e più forte rispetto alla terraferma.

Negli ultimi anni si è assistito ad una crescita esponenziale della potenza eolica installata e della produzione di energia elettrica dal vento. Nel 2013 nel mondo è stata installata una potenza di 35 GW, con un incremento del 12% circa rispetto al 2012, raggiungendo una potenza totale di 318 GW. Le maggiori potenze installate nel 2013 sono in Cina (circa 91,4 GW), in USA (61,1 GW), in Germania (34,7 GW), in Spagna (23 GW) e in India (20,2 GW), con l'Europa 28 che globalmente totalizza il 36,8% della potenza eolica mondiale. Negli ultimi cinque anni è emerso un importantissimo "outsider", la Cina, che dal 2010 è era al primo posto in classifica, diventando così il principale Paese emergente nel settore eolico¹³.

Nel 2013 in Europa l'eolico ha coperto il 2,9% dei consumi mondiali di elettricità, tuttavia in alcuni Paesi la produzione di energia eolica è una parte fondamentale nel mix energetico (per esempio, nel 2013 in Spagna ben il 20,9% dell'energia consumata proveniva da fonte eolica). Nel 2013 in Europa sono stati prodotti 257 TWh di energia elettrica da eolico coprendo l'8 % del consumo totale di energia elettrica, in netto aumento rispetto al 2% del 2002. Vi sono moltissime differenze tra i vari Paesi nel ricorso all'eolico: Germania (28,7% sul totale europeo), Spagna (19,5%), Gran Bretagna (9%) e Italia (7,3%), Francia (7%) sostengono da sole il 71,5% della capacità eolica europea¹⁴.

La posizione dell'Italia è sempre stata all'avanguardia, e nel 2013 l'Italia occupava il settimo posto nella classifica della potenza installata, dopo Cina, USA, Germania, Spagna, India e Gran Bretagna¹⁵.

Energia da biomasse

Il "materiale organico" utilizzato per la generazione di energia elettrica mediante sfruttamento di biomasse deriva principalmente da scarti di produzione industriale e dai rifiuti solidi urbani.

Per utilizzare le biomasse come combustibile è necessario che queste abbiano un potere calorifico apprezzabile per produrre energia termica da sfruttare nelle caldaie.

Nel 2012 le biomasse hanno coperto il 10% circa del fabbisogno di energia nel mondo¹⁶.

¹³ Cfr. EWEA (European Wind Energy Association), Renewables 2014. Global Status Report.

¹⁴ Cfr. EWEA (European Wind Energy Association), Wind in power: 2013 European Statistics.

¹⁵ Cfr. ANEV (Associazione Nazionale Energia del Vento), www.anev.org.

¹⁶ Cfr. IEA (International Energy Agency), Key World Energy Statistics 2014.

Energia geotermica

I vapori caldi scaturenti dal sottosuolo costituiscono una fonte di energia che può essere sfruttata per la produzione di energia elettrica.

Nonostante la gratuità di questa fonte di energia, i costi per ottenere una buona configurazione impiantistica risultano comunque non adeguati a mantenere entro limiti competitivi il valore dell'energia prodotta mediante questa tecnologia. Ad oggi solo in Giappone e in Islanda, grazie alla natura vulcanica di tali isole, l'impiego di questa fonte di energia è stato valutato sufficientemente conveniente da permettere la creazione di diverse centrali.

Energia solare

Nel novero delle fonti rinnovabili il primato va sicuramente riconosciuto alla fonte solare dal momento che, ormai da parecchi anni, rappresenta il settore che registra un sempre maggiore e continuo incremento della sua importanza nell'offerta energetica globale nei confronti della globalità delle fonti, sia tradizionali che rinnovabili¹⁷. Il successo di tale settore deriva essenzialmente dal progressivo abbattimento dei costi relativi alla sua tecnologia, accompagnato dalla previsione di importanti e generosi incentivi, che sinora hanno rappresentato il *driver* di sviluppo stesso del settore¹⁸.

1.3 Lo sviluppo del fonti di energia rinnovabile.

Nel 2009 l'IEA (International Energy Agency)¹⁹ afferma che la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile sta aumentando più velocemente rispetto a quella prodotta dal gas e costituirà dopo il 2010 la seconda fonte energetica dopo il carbone.

Come si vede in Figura 1 le fonti rinnovabili (idrica, biomassa, eolica, solare, geotermica e marina) stanno crescendo più velocemente rispetto alle altre a livello mondiale²⁰.

¹⁷ Cfr. EPIA (European Photovoltaics Industry Association), Report "Global Market Outlook for Photovoltaics 2014- 2018", www.epia.org.

¹⁸ Cfr. EPIA (European Photovoltaics Industry Association), Report "Global Market Outlook for Photovoltaics 2014- 2018", www.epia.org, *Ibid*.

¹⁹ Cfr. IEA (International Energy Agency), World Energy Outlook 2008, Parigi, 2009.

²⁰ Cfr. Energy Information Administration (EIA), Annual Energy Outlook, 2013.

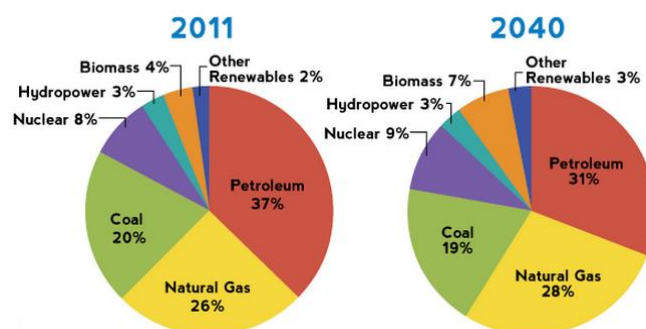


Figura 1 Cambiamento nel mix delle fonti energetiche tra il 2011 e il 2040. (Fonte: EIA, 2013)

In termini di potenza generata tra il 2006 e il 2030 ci si attende che le rinnovabili supereranno le fonti fossile e nucleare nei Paesi OCSE²¹ (con un aumento del 2,4% e 1,9% rispettivamente)²², come si può vedere dal grafico sottostante.

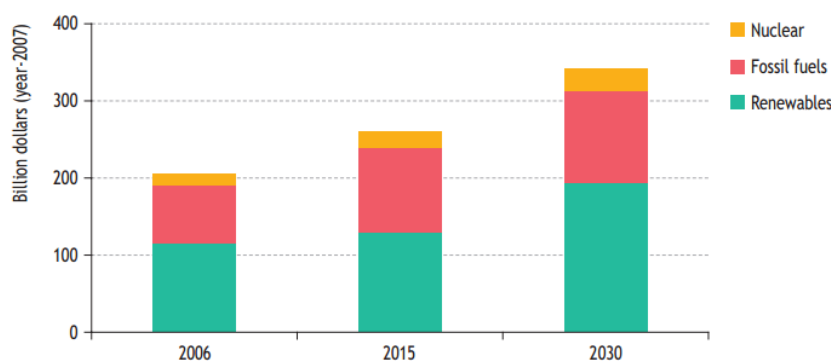


Figura 2 Andamento investimenti in impianti di generazione di energia elettrica dal 2006 al 2030. (Fonte: IEA, 2009)

La capacità di sfruttamento di queste fonti di energia in molti casi non è ancora sufficientemente sviluppata sì da renderle comparabili alle fonti tradizionali, seppure si siano raggiunti obiettivi importanti per quanto riguarda la riduzione dei costi di produzione, al punto di renderle più economicamente competitive.

A tal fine si è dimostrato fondamentale l'approccio normativo al settore attraverso una serie di disposizioni il cui scopo era quello di stimolare l'ascesa delle energie verdi. Grazie alle limitazioni imposte all'emissione di gas serra decretate in seguito al protocollo di Kyoto, il mercato delle fonti energetiche alternative è in continua espansione. Il protocollo di Kyoto,

²¹ Cfr. OCSE (Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico) o OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development), nata nel 1960 dall'iniziativa di 18 Paesi europei al fine di creare un'associazione dedicata allo sviluppo economico. Attualmente conta 34 membri in tutto il mondo appartenenti sia a Paesi avanzati che emergenti. www.oecd.org.

²² Cfr. IEA (International Energy Agency), Key World Energy Statistics 2008, Parigi, 2009.

infatti, impone ai Paesi firmatari vincoli stringenti sull'emissione di "gas serra" nell'atmosfera e tali limiti normativi hanno spianato la strada allo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili (RES) per la produzione di energia elettrica²³.

A livello europeo sono state emesse una serie di Direttive per regolamentare la generazione di energia da RES: la prima Direttiva europea è la 96/92/CE (recepita in Italia dal Decreto Bersani, art. 11 D. Lgs. 79/99), costituisce il primo tentativo di stabilire una comune sulle energie rinnovabili, stabilendo l'obiettivo di raddoppiare il contributo delle fonti rinnovabili nel consumo nazionale di energia di ogni Stato Membro in 15 anni²⁴.

Prima del più recente e fondamentale provvedimento europeo, conosciuto come "Pacchetto clima ed energia" (Direttiva 2009/29/CE), sono state emanate una serie di norme²⁵ con gli obiettivi di accrescere l'utilizzo delle energie verdi e di promuovere atteggiamenti maggiormente compatibili con la definizione di Sviluppo Sostenibile²⁶. In particolare la Direttiva del Parlamento Europeo del 2001 stabiliva che, entro il 2010, il 21% dei consumi totali di energia dovessero essere forniti da fonti rinnovabili. Come si vede in Tabella 1 al fine di perseguire tale obiettivo è stato assegnato ad ogni Paese Membro un target specifico a seconda della capacità produttiva e ai livelli produttivi realizzabili avendo come termine di confronto i livelli di produzione del 1997.

²³ Cfr. MUSU I., Introduzione all'economia dell'ambiente, *op.cit.*, p. 266.

²⁴ Cfr. CANSINO J. M. *et al.*, Tax incentives to promote green electricity: An overview of EU-27 countries, Elsevier, Energy Policy 38, 2010, p. 6001, www.elsevier.com.

²⁵ Cfr. *European Parliament and the Council (EP&C), 2001*. Directive 2001/77/EC of the European Parliament and of the Council of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market, Brussels, Belgium; *European Commission (EC), 2006*. Communication from the Commission to the Council and the European Parliament about the Renewable Energy Road Map: renewable energies in the 21st century. Building a more sustainable future COM(2006) 848 final, Brussels, Belgium. *European Commission, 2003*. Directive 2003/96/EC of the European Council on restructuring the Community framework for the taxation of energy products and electricity of 27 October 2003. *European Commission, 2007*. Communication from the Commission to the European Council and the European Parliament of 10 January 2007, "An energy policy for Europe".

²⁶ Così come definito nel Rapporto Brundtland dalla Commissione Mondiale sull'ambiente e lo sviluppo "sviluppo sostenibile è uno sviluppo che soddisfi i bisogni del presente senza compromettere la possibilità delle generazioni future di soddisfare i propri" (1987).

	Quota effettiva 1997 (%)	Quota effettiva 2007 (%) ES	Target nazionale 2010 (%) NT	2007-2010 rapporto ES/NT (%)	Crescita della produzione di energia verde 1997-2007 (%)
Austria	67.50	54.80	78.1	70.16	30.00
Svezia	49.13	52.09	60.0	86.81	10.08
Lettonia	46.71	35.98	49.3	72.98	32.84
Portogallo	38.30	29.14	39.0	74.71	23.46
Danimarca	8.95	26.76	29.0	92.27	76.01
Romania	30.50	26.33	33.0	79.78	1.65
Finlandia	25.33	24.34	31.5	77.26	18.35
Slovenia	26.97	21.94	33.6	65.29	37.50
Spagna	19.70	18.88	29.4	64.21	49.64
Slovacchia	14.50	16.26	31.0	52.45	121.39
Germania	4.32	13.96	12.5	111.68	237.30
Italia	16.00	16.29	25.0	53.16	35.04
Francia	15.20	13.16	21.0	62.66	4.20
Irlanda	3.80	8.56	13.2	64.84	93.50
Bulgaria	7.00	8.38	11.0	76.18	46.75
Grecia	8.62	7.53	20.1	37.46	26.18
Olanda	3.54	6.18	9.0	68.66	51.64
Regno Unito	1.90	4.86	10.0	48.6	90.24
Rep. Ceca	3.50	4.65	8.0	58.12	269.84
Lituania	2.63	4.5	7.0	64.28	32.84
Belgio	1.00	3.65	6.0	60.83	87.75
Ungheria	0.86	3.59	3.6	99.72	190.68
Polonia	1.80	3.48	7.5	46.4	29.22
Lussemburgo	2.00	3.10	5.7	54.38	64.00
Estonia	0.12	1.5	5.1	29.41	45.50
Cipro	0.00	0.04	6.0	0.66	51.16
Malta	0.00	0.0	5.0	0.00	na
Totale EU-27	13.1	14.93	21.0	71.09	45.50

Tabella 1 Quota di RES sul consumo elettrico nazionale, obiettivo nazionale, e crescita dell'energia elettrica prodotta negli Stati dell'Europa 27. (Fonte: Euroserv'ER, 2008 and Eurostat, 2010)

In Tabella 1 si evince che l'Europa 27 tra il 1997 e il 2007 aveva raggiunto una crescita del 45,5% dell'energia prodotta da RES, nella quale gli otto Paesi con migliore performance sono stati: Repubblica Ceca, Germania, Ungheria, Slovacchia, Irlanda, Regno Unito, Belgio e Danimarca²⁷.

Nel 2007 l'Europa 27 aveva raggiunto il 14,93% dei consumi di energie rinnovabili sul totale dei consumi²⁸, comparati con i 13,1% nel 1997²⁹. La Direttiva della Commissione Europea del 2003 è fondamentale in quanto introduce la necessità di un unico schema di incentivazione delle RES a livello europeo³⁰. Nel 2007 la Direttiva del Parlamento e del Consiglio Europeo³¹ stabilisce il primo obiettivo di politica energetica comune obbligatorio, in quanto precedentemente gli obiettivi stabiliti erano meramente indicativi. Tale obiettivo comune prevedeva che entro il 2020 il 20% dell'energia consumata provenisse da fonti rinnovabili. Inoltre, sempre nelle stesse Direttiva, veniva compiuto l'ultimo passo per la

²⁷ Cfr. CANSINO J. M. *et al.*, Tax incentives to promote green electricity: An overview of EU-27 countries, Elsevier, Energy Policy 38, 2010, p. 6002, www.elsevier.com.

²⁸ Cfr. Euroserv'ER, The state of renewable energies in Europe, 8th EurObserv'ER report, 2008.

²⁹ Cfr. CANSINO J. M. *et al.*, Tax incentives to promote green electricity: An overview of EU-27 countries, Elsevier, Energy Policy 38, 2010, p. 6002, www.elsevier.com.

³⁰ Cfr. European Commission, 2003. Directive 2003/96/EC of the European Council on restructuring the Community framework for the taxation of energy products and electricity of 27 October 2003. 24th statement of the preamble, based on articles 15 and 16 of this Directive.

³¹ European Parliament and the Council (EP&C), 2007. Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources, Brussels, Belgium.

definizione di un comune schema di incentivazione a tutti i Paesi Membri. La necessaria sistematizzazione delle diverse disposizioni all'interno di un unico documento avviene nel 2009 attraverso il programma "20-20-20" (Direttiva 2009/29/CE c.d. "Pacchetto clima ed energia") con il quale si mira, entro il 2020, al raggiungimento del 20% di produzione energetica da fonti rinnovabili, il 20% di riduzione di emissione di CO₂ e l'aumento dell'efficienza energetica del 20%³².

Infine, a livello nazionale, i riferimenti normativi che vanno richiamati sono: il Decreto Legislativo 192/2005, il decreto legislativo 311/2006 e i decreti legislativi denominati "Conto Energia" che prevedono lo stanziamento di incentivi all'installazione di impianti da RES. Il primo, emanato in attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico ed al fabbisogno energetico nell'edilizia, stabilisce le modalità per migliorare le prestazioni energetiche degli edifici al fine di favorire lo sviluppo e l'integrazione delle fonti rinnovabili e contribuire a conseguire gli obiettivi nazionali di limitazione delle emissioni di gas a effetto serra posti dal protocollo di Kyoto. Mentre il decreto legislativo 311/2006 modifica ed integra il precedente decreto ed, in particolare, rende obbligatorio l'utilizzo di pannelli fotovoltaici, pannelli solari per la produzione di acqua calda e schermature solari esterne, per tutti gli edifici nuovi o ristrutturati con superficie superiore a 1000 m². Obbliga inoltre gli uffici pubblici all'esposizione della targa energetica e, a decorrere dal 1° luglio 2009, si applica alle singole unità immobiliari nel caso di trasferimento a titolo oneroso (mentre era già in precedenza applicato ai trasferimenti a titolo oneroso di interi fabbricati). Dati gli elevati costi di installazione degli impianti da RES spesso è stato necessario un intervento statale attraverso diverse tipologie di incentivi, di cui i decreti legislativi "Conto energia" rappresentano l'esempio in campo fotovoltaico³³.

1.4 La tecnologia fotovoltaica e le sue applicazioni.

L'energia solare può essere sfruttata attraverso due modalità a cui corrispondono diverse tecnologie: può essere convertita in calore che, a sua volta, verrà utilizzato come tale o trasformato in altre forme di energia (elettricità, energia chimica, ecc.); oppure può essere convertita direttamente in elettricità impiegando i sistemi fotovoltaici³⁴.

³² Cfr. CANSINO J. *et al.*, Tax incentives to promote green electricity: An overview of EU-27 countries, Energy Policy, Elsevier, 2010.

³³ Cfr. www.camera.it; www.anima.it (assoclima).

³⁴ Cfr. Enciclopedia Treccani, www.treccani.it, s.v. "effetto fotovoltaico".

Ad oggi la tecnologia fotovoltaica, il cui nome deriva dall'omonimo “effetto fotovoltaico” proprio delle radiazioni luminose³⁵, rappresenta il settore di maggiore successo in termini di capacità cumulativa installata.

Come illustrato in figura, la componente base degli impianti fotovoltaici è la “cella fotovoltaica”, un dispositivo composto da materiali semiconduttori (es. silicio) in grado di generare elettricità se colpiti da radiazioni luminose. L'organizzazione di più celle fotovoltaiche genera i “pannelli (o moduli) fotovoltaici” i quali, una volta messi in rete, originano gli impianti fotovoltaici.

Gli impianti possono essere strutturati attraverso la predisposizione di moduli fissi o pannelli in grado di orientarsi verso la fonte solare, incrementando quindi la captazione delle radiazioni³⁶.

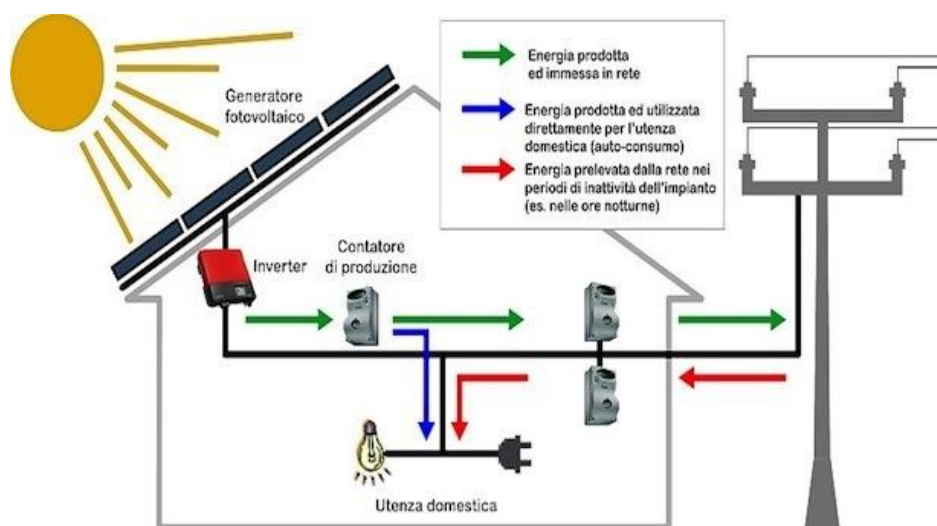


Figura 3 Componenti impianto fotovoltaico. (Fonte: GSE)

Le peculiarità di un impianto fotovoltaico consistono nella necessità di un elevato impegno iniziale in termini di capitale d'investimento e nell'opportunità di basse spese di manutenzione³⁷. Il margine di profitto ottenibile da tale attività è potenzialmente incrementabile grazie ad un possibile abbattimento dei costi di produzione derivante da ulteriori innovazioni tecnologiche³⁸.

³⁵ Cfr. PIETROGRANDE P., MASULLO A., Energia verde per un Paese “rinnovabile”, Franco Muzzio Editore, Roma, 2003, p. 112.

³⁶ Cfr. Enciclopedia Treccani, www.treccani.it, s.v. “cella fotovoltaica”.

³⁷ Cfr. SANGUIGNI V., Lo sviluppo internazionale delle imprese operanti nel settore fotovoltaico, Giappichelli Editore, Torino, 2013, p. 23.

³⁸ Cfr. SANGUIGNI V., Lo sviluppo internazionale delle imprese operanti nel settore fotovoltaico, *op cit.*, p.43.

Considerando la recente applicazione della tecnologia fotovoltaica a dispositivi terrestri, dal momento che essa prima degli anni '80 veniva impiegata solo nell'industria aerea, il crescente interesse verso il settore può essere spiegato solo alla luce degli evidenti vantaggi di natura strategica e ambientale che lo caratterizzano:

- rinnovabilità, la fonte solare è per sua natura inesauribile e quindi positivamente percepita dal pubblico;
- sostenibilità, a differenza delle fonti fossili le fonti rinnovabili sono considerate a bassa emissione di inquinanti (aspetto cruciale per promuovere uno sviluppo sostenibile del pianeta);
- economicità, assicura nel lungo periodo un ritorno sull'investimento e non richiede elevati costi di esercizio e manutenzione;
- modularità, semplicità d'uso, versatilità e alta affidabilità degli impianti;
- vita operativa di oltre 25 anni;
- autonomia rispetto al gestore della rete.

Tali caratteristiche rendono la tecnologia fotovoltaica come la più interessante al fine di produrre energia nel medio-lungo termine. Il fotovoltaico, infatti, risulta ideale per la realizzazione dell'innovativo modello di gestione della filiera produttiva energetica, ossia la "generazione distribuita" o "*smart grid*": mentre fino agli anni '90 le fasi di produzione e gestione dell'energia elettrica erano accentrate a livello statale, in ragione degli elevati costi che caratterizzavano il settore. Oggi, invece, si assiste ad uno sviluppo in direzione opposta: gli impianti di produzione di energia elettrica vengono pensati in prossimità e secondo le esigenze dell'utente finale, a cui corrispondono indubbi vantaggi di costo dovuti all'assorbimento dei picchi di domanda e riduzione delle perdite legate al trasporto³⁹.

1.4.1 Il settore fotovoltaico mondiale

Il Report EPIA (European Photovoltaic Industry Association) "*Global Market Outlook for Photovoltaics 2014- 2018*" conferma il ruolo preminente, in termini di energia installata, del settore fotovoltaico nell'offerta di energia globale: dopo la tecnologia idroelettrica ed eolica, infatti, esso rappresenta la terza fonte di energia rinnovabile a livello mondiale.

Negli ultimi dieci anni, come si vede in figura, il settore fotovoltaico sta registrando incrementi medi annui del 35%, determinando rapidi progressi della tecnologia fotovoltaica

³⁹ Cfr. SANGUIGNI V., Lo sviluppo internazionale delle imprese operanti nel settore fotovoltaico, *op cit.*, pagg. 23-24.

verso la competitività nel settore elettrico. Nel 2009, infatti, la capacità cumulativa installata era di soli 24 GW e, nel 2012, con l'installazione di 31 GW, la potenza complessiva mondiale è salita a 100 GW, ottenuti per la maggior parte nel contesto europeo (70 GW).

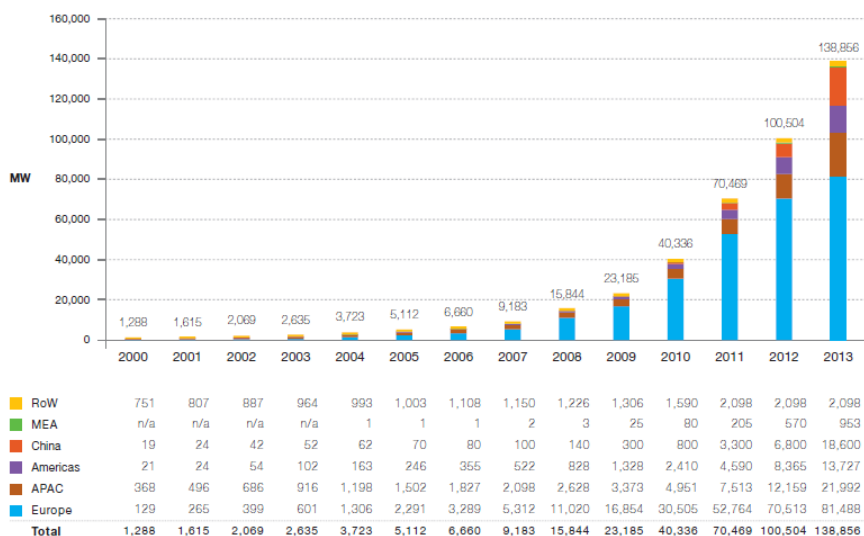


Figura 4 Evoluzione delle installazioni annuali globali 2000-2013. (Fonte: www.epia.org)

Nel 2013 si sono raggiunti i 138,9 GW installati con una capacità tale da poter produrre 160 TW ogni anno, quantitativo pari all'energia necessaria per coprire la domanda di elettricità di 45.000 cittadini europei ed equivalente a quanto prodotto da 32 grandi impianti di carbone.

Sempre nel 2013 l'Europa si conferma la leader mondiale in termini di capacità cumulativa installata con 81,5 GW, che corrisponde al 59% della capacità cumulativa installata con il PV in calo rispetto al 70% del 2012 e del 75% del 2011, anche se i paesi dell'APAC (ASIAN PACIFIC) stanno crescendo velocemente con 40,6 GW installati, seguiti dall'America con 13,7 GW.

Il *trend* di crescita positiva del settore si è mantenuto sorprendentemente inalterato negli anni, anche in costanza di una situazione di pesante congiuntura economica mondiale. Le stime dell'EIA⁴⁰ calcolavano anche per il 2014 un ulteriore aumento in termini di potenza installata del 18% (circa 43 GW) e una nuova redistribuzione delle quote di mercato: ci si attende, infatti, che la percentuale di potenza istallata riconducibile ai Paesi emergenti (in particolare i c.d. BRIC e in Africa del Sud) aumenti dal 29% al 48%; mentre la quota europea scenda dal 55% al 29%. L'Europa, quindi, sta perdendo il ruolo di *leader* del settore a causa

⁴⁰ Cfr. EIA (Energy Information Administration), Annual Energy Outlook 2013, *op. cit.*

del venir meno delle condizioni alla base dei continui incrementi registrati negli ultimi dieci anni: una politica di incentivi applicata in molti Paesi degli stati membri dell'Unione Europea ed un'iniziale scarsa presenza di *players* stranieri sul mercato.

Dal punto di vista produttivo, l'industria mondiale del fotovoltaico è più incentrata sulla produzione di componenti piuttosto che nella produzione e vendita diretta dell'energia. Tale esito è riconducibile essenzialmente alla limitata previsione di incentivi statali ai soli paesi europei e in parte agli Stati nordamericani e a diversi livelli di sensibilizzazione verso il tema della sostenibilità.

1.4.2 Il settore fotovoltaico europeo

A livello comunitario il settore fotovoltaico possiede, ormai da diversi anni, il primato tra le fonti rinnovabili di energia elettrica, in termini di capacità installata.

L'iniziale sviluppo del mercato fotovoltaico europeo è riconducibile all'azione di poche nazioni: alla solida *leadership* tedesca e italiana, dovuta ad un impegno programmato dei *policymakers* finalizzato a supportare lo sviluppo delle energie rinnovabili (previsione di meccanismi di incentivazione adottati dalla pubblica amministrazione degli stati membri: quota obbligatoria, *feed-in tariff*, *feed-in premium*, contributi diretti o incentivi fiscali⁴¹), seguono Spagna, Francia, Belgio e Repubblica Ceca.

L'EPIA, *European Photovoltaic Industry Association*, al fine di analizzare correttamente il settore del fotovoltaico europeo, lo ha suddiviso a seconda delle applicazioni della tecnologia in tre segmenti: industriale, composto dalle grandi installazioni su terra (tra cui i c.d. parchi fotovoltaici); commerciale, composto dalle installazioni sui tetti di fabbricati aziendali; residenziale, composto dalle installazioni su immobili ad uso abitativo. Nel 2012 la conformazione del mercato europeo è rimasta sostanzialmente stabile: una grande quota di mercato si concentra nel segmento commerciale, mentre le grandi installazioni su terra hanno subito una consistente diminuzione, conseguentemente a recenti modifiche del quadro normativo (che in Italia ha portato alla promulgazione del d. lgs. 1/2012).

In Europa nel 2012 l'energia fotovoltaica ha soddisfatto circa il 2% della domanda. Nello stesso anno sono stati collegati alla rete 17,2 GW di capacità fotovoltaica, rispetto ai 22,4 GW del 2011, registrando, quindi, una leggera flessione. Quest'ultima non ha inficiato l'andamento del settore a livello globale grazie all'effetto compensativo delle economie emergenti.

⁴¹ Cfr. LO BIANCO *et al.*, *Management dell'energia*, *op. cit.*, pag. 243.

Nel 2013⁴² la Germania e l'Italia hanno perso la loro storica posizione di leadership a livello europeo. Tale andamento peggiorativo, aggravato dalle performance negative del Belgio e della Francia, è stato compensato dal boom di installazioni in Grecia e Romania anche se, a causa delle dinamiche politiche, si prevede che anche questi mercati subiranno un declino nei prossimi anni. Lo sviluppo del mercato europeo è legato all'Inghilterra, che nel 2013 ha duplicato le installazioni, Svizzera, Olanda, Austria e Belgio.

La Spagna, infine, non rappresenta attualmente un mercato significativo.

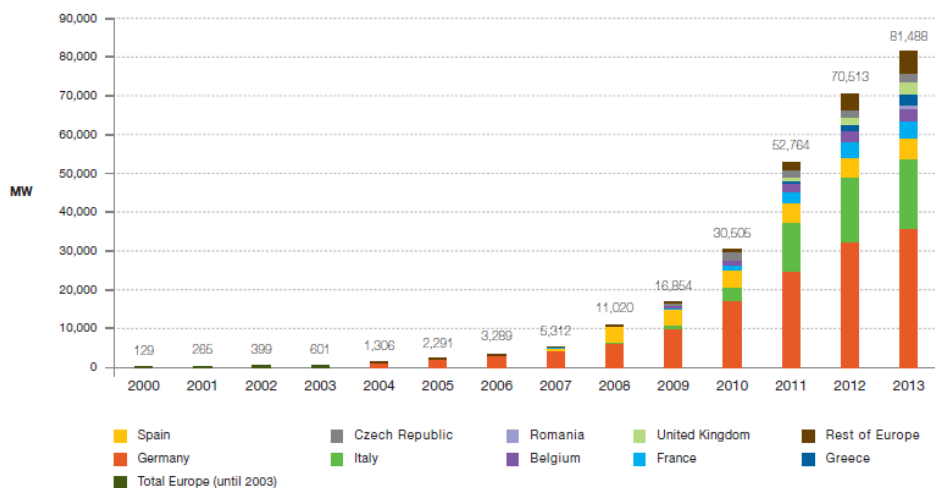


Figura 5 Potenza fotovoltaica cumulativa installata a livello europeo tra il 2000 e il 2012. (Fonte: www.epia.org)

Il Report EPIA⁴³ si conclude preconizzando tre scenari di sviluppo del settore a livello comunitario: il primo “prudente”, in cui l’energia fotovoltaica arriverà a coprire il 4% della domanda elettrica nel 2020 e il 10% nel 2030; il secondo “mediano”, in cui si arriverà all'8% nel 2020 e al 15% nel 2030; l’ultimo “ottimista”, in cui si prevede un 12% nel 2020 e un 25% nel 2030. Si ritiene che il più realistico dei tre scenari sia quello mediano anche se, alla luce dell'evoluzione del mercato e della tecnologia, non è improbabile che si arrivi allo scenario più ottimistico, dato che molto spesso l’effettivo andamento del settore ha superato le stime previste.

Infine, l’industria fotovoltaica europea si è specializzata in entrambe le attività produttive proprie del settore fotovoltaico: la produzione di componenti, che ha fortemente risentito della concorrenza delle imprese cinesi e la produzione e vendita di energia, sollecitata da generosi incentivi.

⁴² Cfr. EPIA (European Photovoltaics Industry Association), Report “Global Market Outlook for Photovoltaics 2014- 2018”, www.epia.org.

⁴³ Cfr. EPIA (European Photovoltaics Industry Association), Report “Global Market Outlook for Photovoltaics 2014- 2018”, www.epia.org.

1.4.3 Il settore fotovoltaico italiano

L'Italia ricopre un ruolo fondamentale nello sviluppo del settore fotovoltaico europeo e mondiale. Come si vede in figura 6, nel 2010 la potenza fotovoltaica cumulativa installata è stata di 3,4 MW per 155.977 impianti⁴⁴. Nel 2011 la potenza cumulativa aumenta di circa il 300% arrivando a 12.773 MW con il doppio degli impianti⁴⁵ (va specificato che tale risultato è giustificato dal fatto che molti sistemi collegati alla rete nel 2011 erano di grandi dimensioni ed, inoltre, erano stati effettivamente installati alla fine del 2010). Nel 2012 e 2013 sia la potenza cumulativa che il numero di impianti sono aumentati anche se ad un tasso meno sostenuto probabilmente dovuto anche al termine del programma di incentivi nazionali, c.d. Quinto Conto Energia (d.m. 159/2012).

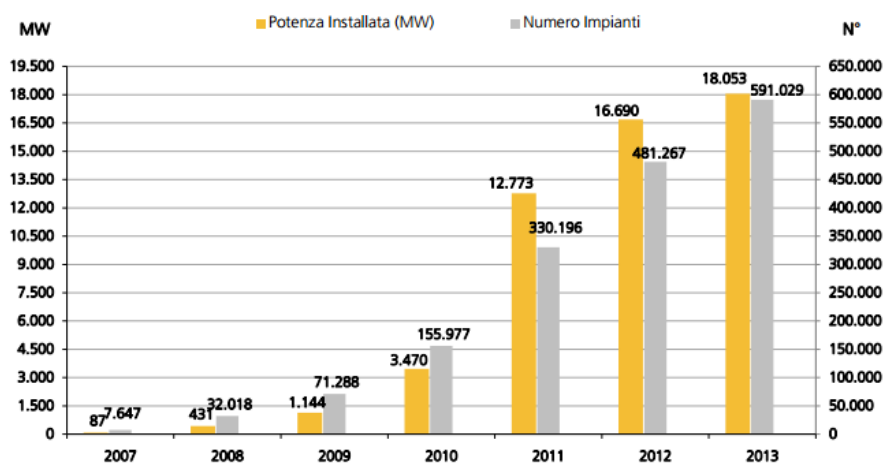


Figura 6 Potenza fotovoltaica cumulativa installata a livello nazionale tra il 2007 e il 2013. (Fonte: www.gse.it)

La distribuzione della potenza e della numerosità degli impianti per Regione è disomogenea a causa del diverso grado di irraggiamento e condizioni climatiche: il primato in termini di potenza installata è detenuto dalla Puglia; la Valle d'Aosta, invece, è la Regione con il livello minore di potenza installata.

Il successo del settore fotovoltaico in Italia è dovuto in gran parte agli effetti di una normativa *ad hoc*: gli incentivi previsti dal c.d. “Conto Energia” e le norme di erogazione delle tariffe incentivanti previste in alcune delibere dell’AEEG (Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas).

⁴⁴ Cfr. GSE (Gestore dei Servizi Energetici), Rapporto statistico 2012. Il solare fotovoltaico, www.gse.it, pag. 2.

⁴⁵ Cfr. MENEGHELLO G., Rinnovabili e fossili, fotografie dello scontro, QualEnergia, www.qualenergia.it, 11 aprile 2012.

1.4.3.1 Le imprese nel settore fotovoltaico italiano

L'evoluzione e le caratteristiche delle imprese italiane operanti nel settore fotovoltaico hanno seguito la stessa dinamica delle imprese a livello globale, ed in particolare quelle dei Paesi europei che, come l'Italia, hanno fortemente incentivato la tecnologia fotovoltaica. Da un parte si è assistito ad una forte contrazione dell'industria delle componenti fotovoltaiche, che ha portato nel 2012 alla perdita di 6000⁴⁶ posti di lavoro e a una necessaria internazionalizzazione come unica possibilità di salvezza; e dall'altra si rileva il recente interesse all'attività di cessione di energia prodotta da fonte solare⁴⁷.

Investire nel fotovoltaico risulta ancora oggi vantaggioso per le imprese italiane per almeno tre motivi:

1. posizione geografica del Paese: le ore di irraggiamento sono superiori alla media europea e ciò determina una maggiore produzione di energia;
2. l'abbattimento attuale dei costi della materia prima e di realizzazione di un impianto fotovoltaico;
3. l'autoproduzione: la produzione di energia elettrica per l'autoconsumo, dato che in Italia il costo annuo per energia elettrica può pesare fino all'8% del fatturato.

⁴⁶ Cfr. GIF I (Gruppo Imprese fotovoltaiche Italiane), www.gifi-fv.it.

⁴⁷ Cfr. www.legambiente.it/temi/energia/fonti-rinnovabili

CAPITOLO 2

GLI INCENTIVI AL FOTOVOLTAICO NEI PAESI DELL'UNIONE EUROPEA.

2.1 Incentivi sulla tassazione nel settore delle energie rinnovabili.

La necessità di promuovere l'utilizzo delle Fonti di energia rinnovabile (RES) come strategia prioritaria al fine di una maggiore tutela ambientale, uno sviluppo economico sostenibile e nel perseguimento degli obiettivi previsti nel Protocollo di Kyoto, è inserita nell'atto normativo 7224/1707 del Consiglio Europeo poi confermato dalla Direttiva europea 2009/28/EC, conosciuta anche come "pacchetto clima e energia". In tale direttiva è prevista una proposta concreta per l'attuazione del protocollo di Kyoto a livello europeo. In particolare ci si pone un triplice obiettivo entro il 2020: la riduzione di almeno il 20% dei gas serra rispetto al 1990, una percentuale di almeno il 20% della produzione di energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili e, infine, un utilizzo nei trasporti di bio-carburanti per almeno il 10% dei consumi.

Questi ambiziosi obiettivi possono essere perseguiti solo attraverso politiche di incentivazione, già raccomandate dal Libro Verde dalla Commissione Europea nel 1996 nel quale veniva specificato che ogni Paese avrebbe dovuto attivare politiche fiscali, agricole, ambientali, energetiche e di innovazione. Tali politiche incentivanti sono perseguibili attraverso sistemi di produzione che utilizzino le rinnovabili e un concreto sforzo verso l'aumento dell'efficienza di tali fonti. Tali iniziative costituiscono infatti una parte fondamentale allo sviluppo delle energie rinnovabili stesse⁴⁸.

Di Domenico (2006)⁴⁹ sostiene che la motivazione per cui il segmento delle RES all'interno del settore energetico necessita di politiche di incentivazione e di internalizzare i costi esterni di produzione è data dallo svantaggio competitivo che soffre rispetto alle fonti fossili e il nucleare. Infatti quest'ultimi settori godono di minori costi marginali rispetto alle tecnologie rinnovabili e riescono, quindi, a far fronte meglio ad eventuali riduzioni dei prezzi. Inoltre il prezzo dell'elettricità nel mercato europeo riflette i costi marginali produttivi dalla capacità esistente, ma non include i costi del capitale sostenuti per produrla e i costi aggiuntivi dovuti al deprezzamento. Tale volatilità dei prezzi e le considerazioni in riferimento ai costi

⁴⁸ Cfr. CANSINO J. M. *et al.*, Tax incentives to promote green electricity: An overview of EU-27 countries, Elsevier, Energy Policy 38, 2010, pp. 6000-6001, www.elsevier.com.

⁴⁹ Cfr. CANSINO J. M. *et al.*, Tax incentives to promote green electricity, *ibidem*, p. 6002.

marginali hanno creato una barriera agli investimenti privati nel settore energetico e, in particolare, nel segmento delle RES. A causa di questi fattori le politiche e le misure sulla tassazione sono fondamentali per ridurre i costi nel settore delle RES e fare in modo che non si riflettano sui prezzi marginali dell'elettrico, come è avvenuto attraverso elevati investimenti in R&D per il segmento del nucleare⁵⁰.

Al fine di incoraggiare gli investimenti nelle RES sono ad oggi previsti meccanismi specifici di incentivazione oltre alle consuete leve di riduzione sulle tasse, sovvenzionamento dei capitali e condizioni di credito vantaggiose⁵¹:

- 1) FIT (*Feed-in Tariff*): politica in cui viene previsto un premio (*feed-in premium*) o una tariffa (*feed-in tariff*) per supportare una nuova tecnologia nel campo dell'energie rinnovabili, in quanto essa è relativamente costosa o non competitiva con le tecnologie tradizionali. La tariffa è composta dal costo dell'elettricità prodotta e da un ragionevole profitto per il produttore. Tale tariffa è garantita per un dato periodo di tempo e decresce annualmente⁵². Lo scopo di tali politiche è quello di incentivare i potenziali investitori a intraprendere progetti di lungo termine al fine di promuovere nuove tecnologie innovative e abbassare i costi delle stesse⁵³;
- 2) TGC (*Tradable Green Certificates*): titoli negoziabili rilasciati dal gestore nazionale delle rate in misura proporzionale all'energia prodotta da un impianto qualificato, in numero variabile a seconda del tipo di fonte rinnovabile e di intervento impiantistico realizzato (nuova costruzione, riattivazione, potenziamento e rifacimento). Il meccanismo di incentivazione con i Certificati Verdi si basa sull'obbligo posto a carico dei produttori e degli importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili di immettere annualmente nel sistema elettrico nazionale una quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili. L'obbligo può essere rispettato in due modi: immettendo in rete energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili oppure acquistando i Certificati Verdi dai produttori di energia "verde". Tali certificati

⁵⁰ Cfr. CANSINO J. M. *et al.*, Tax incentives to promote green electricity. *Op. Cit.*, p. 6002.

⁵¹ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries, Elsevier, Energy Policy 38, 2010, p. 3298, www.elsevier.com.

⁵² Cfr. KARTERIS M., PAPADOPOULOS M., Legislative framework for photovoltaics in Greece. A review of the sector's development, Elsevier, Energy policy 55, 2013, p. 296, www.elsevier.com.

⁵³ Cfr. TIMILSINA G. R. *et al.*, Solar energy: Markets, Economics and policies, Elsevier, Renewable and Sustainable energy reviews, 16, 2012, pp.457-458, www.elsevier.com.

hanno una durata limitata e attestano la produzione di una determinata quantità di energia da RES⁵⁴;

- 3) sussidi al capitale: somme assegnate in termini di contributi all'investimento, pagamenti sulla produzione effettiva o prestiti agevolati⁵⁵;
- 4) incentivi fiscali: sono previste diverse misure incentivanti che si basano su un vantaggio in termini fiscali. Tra queste la più importante è la possibilità di godere di un credito d'imposta sulle spese sostenute per l'impianto; o ancora, il recupero dei costi di ammortamento permesso dalla possibilità di accedere ad un regime di ammortamento accelerato⁵⁶;
- 5) scambio sul posto (*net metering*): sistema che permette ai proprietari degli impianti fotovoltaici collegati alla rete, sia privati che imprese, di vendere l'energia in eccesso da loro prodotta. L'ammontare di energia vendibile è limitato e per l'eventuale energia in eccesso essi ricevono solo il prezzo al dettaglio (per kWh) previsto dal mercato elettrico⁵⁷.

I primi due rappresentano gli strumenti principali e possono essere utilizzati autonomamente, mentre, i successivi tre strumenti vengono solitamente impiegati in maniera complementare ai primi due.

2.1.1 Misure sulla tassazione: tasse dirette e indirette.

Le misure sulla tassazione (quali per esempio esenzioni, riduzioni e ammortamenti accelerati) devono essere previste in accordo con le più ampie regole sulla competizione nel mercato e sulla politica ambientale stabilite a livello europeo per il settore energetico. Inoltre tali misure, come strumento di promozione delle RES, devono presentare due caratteristiche contemporaneamente: il prezzo delle energie inquinanti deve riflettere i costi totali basandosi sul principio "chi inquina paga"⁵⁸ ed, inoltre, gli incentivi devono essere stabiliti come strumento di riduzione del costo dell'energia, sia per i consumatori che per i produttori⁵⁹.

All'interno dei Paesi Membri vengono previsti gli incentivi alla tassazione sia sulle tasse dirette che indirette. Va precisato che tali strumenti possono essere oggetto di un'analisi qualitativa (tipologia strumento, soggetto passivo interessato, ...) ma non anche quantitativa. Infatti, anche in ragione della più generale caratteristica della materia fiscale-tributaria che

⁵⁴ Cfr. TIMILSINA G. R. *et al.*, Solar energy: Markets, Economics and policies, *ibidem*, p. 459.

⁵⁵ Cfr. TIMILSINA G. R. *et al.*, Solar energy: Markets, Economics and policies, *ibidem*, pp. 458-459.

⁵⁶ Cfr. TIMILSINA G. R. *et al.*, Solar energy: Markets, Economics and policies, *op. cit.*, p. 458.

⁵⁷ Cfr. TIMILSINA G. R. *et al.*, Solar energy: Markets, Economics and policies, *ibidem*, pp. 460.

⁵⁸ Cfr. MUSU I., Introduzione all'economia dell'ambiente, *Op. Cit.*, pp. 175.176.

⁵⁹ Cfr. CANSINO J. M. *et al.*, Tax incentives to promote green electricity, *ivi*.

impone continue novellazioni alla legislazione, un'analisi di tipo quantitativo (quote d'esenzione, percentuali ammortamenti, ...) risulterebbe di scarsa utilità ed efficacia.

Per quanto concerne la tassazione diretta sono previste deduzioni e esenzioni dai costi dell'investimento in misura diversa a seconda delle fonti rinnovabili, sostenuti sia da persone fisiche che imprese. Solo pochi Paesi europei hanno però adottato tali misure.

La Repubblica Ceca ha previsto incentivi sulla tassazione del reddito personale per promuovere la produzione dei energie rinnovabili, attraverso l'esenzione totale dei ricavi derivanti dalla vendita di questo tipo di energia sulla rete nazionale⁶⁰. I costi dell'esenzione sono sopportati dal Governo Ceco⁶¹.

Altri Paesi, quali per esempio Belgio, Francia e Lussemburgo, adottano esenzioni sui costi di investimento con aliquote (40% per il Belgio, 50% per la Francia) a seconda della considerazione della totalità o meno delle tecnologie RES o della dimensione dell'impianto.

Per quanto concerne la tassazione sul reddito societario la maggior parte dei Paesi Europei permette la deduzione dalla base imponibile di una percentuale dell'investimento in energie verdi.

Infine solo due Paesi europei, Italia e Spagna, hanno utilizzato una tassa patrimoniale per promuovere il settore RES.

Una sintesi delle tasse dirette utilizzate in Europa è fornita dalla Tabella 2.

Paesi	Tassa sul reddito personale	Tassa sul reddito d'impresa	Tassa patrimoniale
Belgio	✓	✓	
Rep. Ceca	✓	✓	
Francia	✓		
Grecia		✓	
Italia			✓
Lussemburgo	✓		
Spagna		✓	✓

Tabella 2 Incentivi sulla tassazione diretta. (Fonte: Cansino J. M. et al., 2010)

All'interno delle imposte indirette sono stati adottati provvedimenti in merito alla VAT (*Value Added Tax*) e delle esenzioni sulle accise. Anche se la VAT, in quanto unica imposta armonizzata a livello europeo, si dimostrava lo strumento idoneo al fine di promuovere l'utilizzo delle RES, pochi Governi se ne sono avvalsi nella pratica: solo Francia, Italia e

⁶⁰ Cfr. CANSINO J. M. *et al.*, Tax incentives to promote green electricity. *Op. Cit.*, 6003.

⁶¹ Cfr. CANSINO J. M. *et al.*, Tax incentives to promote green electricity, *ivi*.

Portogallo hanno, ad oggi, previsto nel loro ordinamento una minore aliquota VAT per operazioni concernenti le energie verdi⁶².

Infine le esenzioni dalle accise sono utilizzate solo da sei Paesi europei (Germania, Danimarca, Romania, Slovacchia, Svezia, Polonia), i quali giustificano il ricorso a tale misura ribadendo la natura ambientale della stessa e sulla sostenibilità ambientale delle energie⁶³.

2.1.2 Mix di politiche di incentivazione nell'Europa 28.

Solitamente le misure incentivanti e sulla tassazione appena analizzate vengono applicate contemporaneamente ma, a seconda del contesto nazionale in cui vengono utilizzate, lo schema generico assume caratteristiche diverse. In tabella 3 vengono indicati i mix degli strumenti di incentivazione delle RES utilizzati dai Paesi dell'Europa 28.

Paesi	FIT	FIP	Certificati verdi	Sussidi al capitale	Incentivi Fiscali	Prestiti agevolati	Scambio sul posto
Austria	✓			✓			
Belgio			✓	✓	✓		✓
Bulgaria	✓			✓		✓	
Cipro		✓		✓			
Croazia	✓					✓	
Danimarca		✓		✓	✓	✓	✓
Estonia		✓		✓			
Finlandia		✓		✓			
Francia	✓				✓	✓	
Germania	✓	✓		✓	✓	✓	✓
Grecia	✓			✓	✓		
Irlanda	✓				✓		
Italia	✓	✓		✓	✓		✓
Lettonia							
Lituania	✓			✓	✓	✓	
Lussemburgo	✓			✓	✓		
Malta	✓						
Olanda		✓		✓	✓	✓	✓
Polonia			✓		✓		
Portogallo	✓			✓	✓		✓
Regno Unito	✓		✓	✓	✓		
Rep. Ceca	✓	✓		✓		✓	
Romania			✓				
Slovacchia	✓			✓	✓	✓	
Slovenia	✓	✓				✓	
Spagna							
Svezia			✓	✓	✓		
Ungheria	✓			✓		✓	
TOTALE	17	9	5	15	10	11	3

Tabella 3 Incentivi alle RES nell'Europa-28. (Fonte: GSE, 2013)

⁶² Cfr. CANSINO J. M. *et al.*, Tax incentives to promote green electricity. *Op. Cit.*, p. 6004.

⁶³ Cfr. CANSINO J. M. *et al.*, Tax incentives to promote green electricity. *Ivi.*

Come si vede in tabella lo strumento maggiormente utilizzato è la *feed-in tariff* (preferita alla *feed-in premium*), utilizzata da 17 Paesi su 28, a cui vengono affiancate misure complementari quali i sussidi al capitale (previsti da 15 Paesi), incentivi fiscali (10 Paesi) e prestiti agevolati (11 Paesi). Ad oggi il ricorso ai più specifici strumenti dei certificati verdi e dello scambio sul posto sono ancora poco sfruttati a livello europeo. In Spagna attualmente, dopo previsioni di incentivi troppo generosi, le politiche di incentivazione sono sospese.

I dati in tabella possono essere rappresentati attraverso una cartina tematica (Figura 7) nella quale, a seconda del colore utilizzato, viene indicato lo strumento di incentivazione prediletto dai singoli Paesi dell'Europa-28. Ancora una volta si nota come lo politiche FIT siano quelle di maggior successo.



Figura 7 Confronto tra i sistemi di incentivazione delle RES nell'Europa-28. (Fonte: GSE, Evoluzione dei sistemi incentivanti per le energie rinnovabili nell'Unione Europea, 2013).

2.2 Il sistema di incentivazione del fotovoltaico nei Paesi europei.

Attualmente il fotovoltaico attrae considerevolmente l'attenzione grazie all'elevato potenziale ancora da sfruttare; infatti, la risorsa solare è abbondantemente disponibile e non può essere monopolizzata da pochi Paesi. Inoltre, l'elettricità generata permetterebbe di ridurre la dipendenza dei Paesi europei dalle importazioni energetiche e diminuire il costo energetico nei picchi orari dato che questi coincidono con i momenti della giornata in cui vi è maggiore risorsa solare⁶⁴.

⁶⁴ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries, Elsevier, Energy Policy 38,

Lo sviluppo del mercato fotovoltaico dipende dalle politiche di supporto dei singoli Paesi stabilite a livello nazionale; la cui modificazione o cessazione potrebbe influenzare notevolmente lo sviluppo del mercato fotovoltaico stesso⁶⁵.

Diversi studi (Klein *et al.*, 2008; Harmelinka *et al.*, 2006)⁶⁶ sono stati finalizzati a descrivere e analizzare le differenti misure di supporto a tutte le fonti rinnovabili applicate dai Paesi europei.

Di seguito verranno analizzati i sistemi di incentivazione del settore fotovoltaico distinguendo l'analisi dei Paesi dell'Europa occidentale⁶⁷ da quelli dell'Europa orientale in ragione della diversa evoluzione del mercato che li ha caratterizzati, non in termini delle misure di incentivazione utilizzate ma della tempistica dell'evoluzione del mercato stesso. Infatti i Paesi dell'Europa orientale si sono sviluppati, anche se rapidamente, solo negli ultimi due anni, mentre il mercato europeo fotovoltaico ha avuto inizio già dagli anni '90⁶⁸. Fino al 2006 il mercato fotovoltaico dell'est Europa era prevalentemente caratterizzato da impianti di piccola scala non connessi (*off grid*) alla rete, solo dal 2008 (come si vede in tabella 4) impianti di grande scala connessi (*on grid*) alla rete hanno iniziato ad essere installati, tanto che oggi costituiscono più del 95% della capacità totale installata⁶⁹.

Paesi	Off grid (kW)	On grid (kW)	Totale (kW)
Bulgaria	32	1375	1407
Rep. Ceca	380	54294	51674
Estonia	12	0	12
Ungheria	180	270	450
Lettonia	4	0	5
Lituania	55	0	55
Polonia	832	179	1011
Romania	205	245	450
Rep. Slovacca	20	46	66
Slovenia	100	2046	2146
Totale	1820	58455	57275

Tabella 4 Potenza cumulativa installata nel 2008 Paesi dell'Est Europa. (Fonte: Dusonchet L., Telaretti E., 2013)

2010, p. 3297, www.elsevier.com.

⁶⁵ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of financial supports for large-scale photovoltaic PV plants in eastern European Union countries, Scientific Bulletin of the Electrical Engineering Faculty 2, 2013, p. 69.

⁶⁶ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries, *op. cit.*, p. 3298.

⁶⁷ Per la quale viene utilizzata la definizione dell'UNESCO nella quale vengono ricomprese: Austria, Belgio, Cipro, Danimarca, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Malta, Olanda, Portogallo, Regno Unito, Spagna e Svezia.

⁶⁸ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of financial supports for large-scale photovoltaic PV plants in eastern European Union countries, *op. cit.*, p. 69.

⁶⁹ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of financial supports for large-scale photovoltaic PV plants in eastern European Union countries, *ivi*.

2.2.1 Il sistema di incentivi nel settore fotovoltaico nei principali Paesi dell'Europa occidentale.

Gli strumenti di supporto al fotovoltaico maggiormente utilizzati sono le FIT e i TGC, ai quali vengono spesso associati altri strumenti quali: sussidi al capitale, crediti d'imposta e scambio sul posto. La tabella seguente indica le strategie di finanziamento attuali nei Paesi dell'Europa occidentale:

Paesi	FIT	TGC	Sussidi al capitale	Incentivi fiscali	Scambio sul posto
Austria	✓		✓		
Belgio		✓	✓	✓	✓
Cipro	✓		✓		
Danimarca			✓	✓	✓
Finlandia					
Francia	✓			✓	
Germania	✓		✓	✓	✓
Grecia	✓		✓	✓	
Irlanda					
Italia	✓		✓	✓	✓
Lussemburgo	✓		✓	✓	
Malta			✓	✓	✓
Olanda	✓			✓	
Portogallo	✓		✓	✓	✓
Regno Unito		✓	✓	✓	
Spagna	✓			✓	
Svezia			✓		

Tabella 5 Attuali strategie finanziarie per i sistemi fotovoltaici nei Paesi dell'Europa occidentale. (Fonte: Dusonchet, Telaretti, 2009)

Come si può notare dalla Tabella 5 la maggior parte dei Paesi dell'Europa occidentale utilizza come strumento principale il FIT, spesso associato ad uno o più degli strumenti supplementari; data tale frequenza nell'utilizzo verrà successivamente approfondito (al capitolo 3) tale strumento e svolta una disamina dei diversi modelli di implementazione.

Austria

Lo strumento principale utilizzato al fine di promuovere le RES sono le tariffe FIT, associate alla previsione di sussidi al capitale. Il sistema delle FIT è regolato da una previsione normativa nazionale annuale nella quale viene stabilito un budget a disposizione dell'autorità responsabile, la quale ha l'obbligo di pagare la tariffa corrispondente all'energia prodotta da RES. L'atto normativo del novembre 2007 prevedeva che, fino al 2011, il budget annuale assegnato fosse di 21 milioni di euro per l'installazione di nuovi impianti RES. Le tariffe erano garantite per 12 anni con importi decrescenti sia negli anni, che con l'aumento

della potenza dell'impianto; nel periodo successivo, fino ad un massimo di 24 anni, vi era l'obbligo per l'autorità di acquistare l'elettricità al prezzo di mercato⁷⁰.

Nella tabella 6 seguente vengono riportati i valori delle tariffe FIT dal 2009 al 2011:

Potenza impianto	FIT Per i primi 10 anni	FIT Per l'undicesimo anno	FIT Per il dodicesimo anno
<5 kWp	0.4598 €/kWh	0.3449 €/kWh	0.23 €/kWh
5-10 kWp	0.3998 €/kWh	0.2999 €/kWh	0.20 €/kWh
410 kWp	0.2249 €/kWh	0.2249 €/kWh	0.15 €/kWh

Tabella 6 Valori delle tariffe FIT per gli impianti fotovoltaici dal 2009 al 2011.
(Fonte: Photovoltaic Austria Federal Association, www.pvautria.at)

Dal 7 luglio 2012 è entrata in vigore l'ultima versione della legge che regola l'energia prodotta da fonti verdi, *Ökostromgesetz* 2012. In tale anno l'Austria conferma la sua inclinazione ad investire nel fotovoltaico, registrando infatti 230 MW in più di potenza installata rispetto all'anno precedente. Dal 2012 è quindi in atto una riforma che ha l'obiettivo di far sì che i fondi stanziati al fine di incentivare le RES non vadano a pochi grandi operatori bensì vengano distribuiti tra il maggior numero possibile di utenti/produttori. Infatti tale riforma prevede che non vengano più erogati incentivi per i grandi impianti sopra di 500 kW di proprietà delle società di *utilities*, ma siano maggiormente supportati i piccoli impianti con la previsione di un bonus del 30% sull'acquisto, fino a un massimo di 200 euro a kWp, affiancato alla tariffa *feed-in* in vigore ridotta da 21,96 €/kWh a 19,7 €/kWh nel 2011 e a 18,12 €/kWh nel 2013⁷¹.

La riforma garantisce il pagamento di tariffe fisse per un periodo di 13 anni, il cui importo varia a seconda della grandezza dell'impianto e del tipo di installazione. Gli impianti vengono infatti distinti in due gruppi: impianti sugli edifici e impianti a terra. I proprietari di impianti con potenza tra 5 kWp a 500 kWp possono vendere a tariffe fisse per chilowattora energia elettrica all'autorità regolatrice austriaca (*OeMAG, Ökostromabwicklungsstelle*) la quale la rivende ad un prezzo che, per legge, deve essere maggiore al prezzo di mercato dell'elettricità tradizionale.

Inoltre la riforma prevede un aumento del budget massimo: esso passa dai 2,1 milioni di euro nel 2007 a di 8 milioni di euro per gli anni dal 2011 al 2015. Al fine di ricevere tali incentivi è necessario effettuare una registrazione su una lista d'attesa presso l'autorità energetica austriaca, OeMAG. La tabella seguente mostra l'ammontare delle tariffe negli anni

⁷⁰ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries, *op. cit.*, p. 3298.

⁷¹ Cfr. IEA (International Energy Agency), Snapshot of Global PV in 1992-2012, 2012.

2011-2015 distinguendo impianti su tetto e a terra, e specificando le tariffe in base alla potenza dell'impianto:

SU TETTO				
Posizione sulla lista d'attesa	Impianti PV <20 kWp (38 €/kWh)		Impianti PV >20 kWp (33 €/kWh)	
	Detrazione (%)	Tariffa in €c	Detrazione	Tariffa in €c
2011	0	38	0	33
2012	7.5	35.15	5	31.35
2013	12.5	33.25	10.00	29.70
2014	17.5	31.35	15.00	28.05
2015 e successivamente	22.5	29.45	20.00	26.40
A TERRA				
Posizione sulla lista d'attesa	Impianti PV <20 kWp (35 €/kWh)		Impianti PV >20 kWp (25 €/kWh)	
	Detrazione (%)	Tariffa in €c	Detrazione	Tariffa in €c
2011	0	35	0	25
2012	6	32.90	2.5	24.38
2013	11	31.15	7.5	23.13
2014	16	29.40	12.5	21.88
2015 e successivamente	21	27.40	17.5	20.63

Tabella 7 Tariffe in base all'ammontare della detrazione per gli anni 2011-2015.
Fonte: Photovoltaic Austria Federal Association)

Nel 2013-2014 l'Austria ha proseguito il programma di incentivazione previsto dalla riforma del 2012 con l'innalzamento dei bonus per l'acquisto pari a 400 euro/kWp per gli impianti integrati negli edifici e di 300 euro/kWp per gli impianti a terra⁷².

Il 2015, come per altri Paesi europei tra i quali l'Italia, il Governo austriaco ha previsto la rimodulazione degli incentivi determinando una situazione svantaggiosa per gli utenti. Il Ministero dell'Economia ha infatti annunciato un taglio dell'8% delle tariffe incentivanti per impianti fotovoltaici a partire dal gennaio del 2015. Tale misura, lasciando invariato il budget annuo di 8 milioni di euro, è finalizzata ad aumentare la potenza fotovoltaica installata nel 2015. Vengono garantiti incentivi per il fotovoltaico solo ad impianti di potenza fino a 200 kWp, in particolare per nuovi impianti installati su tetto è prevista una tariffa incentivante di 11,50 €/kWh, o meglio di 13,70 €/ kWh se si considera la sovvenzione statale all'investimento⁷³.

Belgio

⁷² Cfr. IEA (International Energy Agency), Snapshot of Global PV in 1992-2012, 2012.

⁷³ Cfr. Bundesnetzagentur, Monitoring Report 2014, www.bundesnetzagentur.de.

Le politiche di supporto alle RES sono state per la prima volta regolamentate nel 2002 con il *Arreté royal* 16/07/2002. Tali politiche sono implementate a livello regionale (tre regioni: Flanders, Brussels, Wallonia) ma sono previste a livello nazionale. La principale strategia incentivante è la TGC (*Tradable Green Certificates*)⁷⁴, la quale prevede obblighi per i fornitori di energia e un prezzo minimo garantito per la vendita dell'energia stessa.

Al fine di ottenere i TGC il produttore d'energia deve essere in possesso di un certificato sugli impianti che attesti l'effettiva produzione da fonti rinnovabili di una quota dell'elettricità e che tale quota sia in costante aumento negli anni. I certificati verdi vengono poi assegnati da un'Autorità regolatrice del mercato elettrico (CREG, *Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas/Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz*), mentre la loro organizzazione è demandata alle Regioni; quest'ultime devono inoltre decidere l'ammontare di energia da fonte rinnovabile che ogni fornitore deve produrre. Lo Stato assegna solo una parte dei TGC al fine di assicurare un corretto funzionamento e controllo sul mercato⁷⁵.

PV 2009	Brussels (durata incentivo 10 anni)	Wallonia (durata incentivo 15 anni)	Flanders (durata incentivo 20 anni)
TGC	Fino a 20 m ² : 0.15–0.65 h/kWh Tra 20 m ² e 40m ² : 0.15–0.32 h/kWh Oltre 40m ² : 0.15–0.50 h/kWh	Fino a 5 kWp: 0.45–0.63 h/kWh Oltre 5 kWp: 0.32–0.45 h/kWh Da 10 a 250 kWp: 0.15–0.36 h/kWh Tutti i altri kWp: 0.15 h/kWh	No limiti dimensionali: 0.45 h/kWh (diminuita a 0.35 h/kWh dal 2010)
Scambio sul posto	Possibile solo per impianti ≤10 kWp		

Tabella 8 Valori TGC delle tre Regioni belghe. (Fonte: Verbruggen, 2009)

Dalla tabella 8 si vede come l'ammontare delle tariffe TGC sia differenziata a seconda della durata dell'incentivo (10 anni per Brussels, 15 anni per la Wallonia e 20 anni per le Flanders) e della quantità o potenza di energia elettrica prodotta da RES. Solo nel caso di piccolo impianti, ossia strutture che producano meno di 10 kWp, è previsto la misura di incentivazione dello scambio sul posto.

Il 2009 ha rappresentato un anno cruciale per il settore fotovoltaico con l'installazione di 345 MW, di cui il 90% nelle sole Fiandre, la quali rappresentano quindi il mercato belga.

Il sistema di incentivi a sostegno del mercato fotovoltaico nelle Fiandre ha subito una drastica riduzione a gennaio 2010, pari ad un 20%, e il trend dei tagli è proseguito anche nel 2011 con una diminuzione delle tariffe pari al 5,71%, portando l'incentivo a 33 €/kWh⁷⁶.

⁷⁴ *Certificats verts / Groenestroomcertificaten.*

⁷⁵ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries, *ibidem*, p. 3299.

⁷⁶ Cfr. CREG (*Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas*), La CREG chiffre les bénéfices importants générés par les centrales nucléaires et les mesures de soutien aux énergies renouvelables, 2010,

I benefici di un sistema TGC constano nel fatto che i produttori possono auto-consumare l'energia che producono o venderla a un altro fornitore al prezzo corrente. Lo schema di incentivazione basato sui certificati non risulta, infatti, molto vantaggioso per gli investitori su larga scala ma per le piccole installazioni fotovoltaiche, come si può vedere dalla tabella riassuntiva qui di seguito:

Nuovo impianto in funzione dal	Potenza <250 kWp	Potenza >250 kWp
01/01/2011	330€ a certificato	330€ a certificato
01/07/2011	300€ a certificato	240€ a certificato
01/10/2011	270€ a certificato	150€ a certificato
01/01/2012	250€ a certificato	90€ a certificato
01/04/2012	230€ a certificato	90€ a certificato
01/07/2012	210€ a certificato	90€ a certificato
01/10/2012	210€ a certificato	90€ a certificato
01/01/2013	190€ a certificato	90€ a certificato

Tabella 9 Tariffe FIT previste per gli anni 2011-2013. (Fonte: www.creg.info)

Un altro tipo di incentivo erogato dallo Stato prevede la detrazione sull'investimento in impianti fotovoltaici. La riduzione delle tasse ammonta al 40% dei costi effettivi di costruzione del progetto.

Dalla lettura della tabella 10 si vede come in tutte e tre le Regioni siano previste delle detrazioni sull'investimento fino al 50% dello stesso se questo è effettuato da parte delle imprese, detrazioni del 30% per le imprese pubbliche e non commerciali solo per la Wallonia e, infine, sugli investimenti privati detrazioni del 20% e 50% rispettivamente in Wallonia e Brussels. Sulle residenze private è prevista, inoltre, una riduzione della tassazione del 40% dell'ammontare investito fino ad un massimo di 2.770 € per impianto, mentre per le imprese è prevista una riduzione del 13,5% sui costi di installazione, deducibile dal reddito imponibile (art. 145/24 § 1,3 e 4 di CIR 92)⁷⁷.

Tipologia impianti	Brussels	Wallonia	Flanders
Edifici privati	50% dell'investimento (max 3 €/Wp)	20% dell'investimento (max € 3500)	
Imprese	Max 50% dell'investimento (max € 200,000)	Max 50% dell'investimento per le piccole e medie imprese, 20% per grandi imprese	20%/10% dei costi aggiuntivi per piccole, medie e grandi imprese, max € 1,5 mln
Edifici pubblici e		30% dell'investimento	

<http://www.creg.info>.

⁷⁷ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries, *ibidem*, p. 3299.

imprese non commerciali			
-------------------------	--	--	--

Tabella 10 Detrazioni sull'investimento nelle tre Regioni belghe. (Fonte: Verbruggen, 2009)

Cipro

Cipro è caratterizzata da un sistema energetico isolato, privo di collegamenti alle reti internazionali di trasporto di elettricità, gas e petrolio. Per il soddisfacimento dei propri consumi l'isola dipende dall'importazione del petrolio, sostanzialmente unico combustibile utilizzato nelle centrali elettriche con alti costi. La capacità di generazione da fonti convenzionali ammonta a circa 1.438 MW, prodotti in larga parte dall'operatore pubblico *Electricity Authority of Cyprus* (EAC). Le energie rinnovabili costituiscono le uniche fonti disponibili in grado di attenuare la dipendenza dalle importazioni, diversificare la produzione energetica e ridurre l'inquinamento ambientale⁷⁸.

In particolare l'uso dell'energia solare risale agli anni '60 del secolo scorso, quando si iniziò a diffondere l'uso dei pannelli solari per il riscaldamento dell'acqua, che oggi interessa il 92% delle abitazioni ed il 53% degli hotels. Per quanto riguarda l'energia solare potenziale, Cipro può essere suddivisa in tre zone: costiera, pianura centrali e montagne. Nel 2009 il settore solare garantiva il 61,3 % della produzione totale di elettricità da RES, rispetto al 19,7% delle biomasse ed al 15,9% dei biocarburanti⁷⁹.

In generale, al fine di promuovere la produzione di energia da RES, il Governo cipriota ha stanziato un fondo a supporto dell'investimento necessario per l'implementazione degli impianti. L'utilizzo del fondo si basa sulla concessione di una tariffa fissa applicata ad ogni consumatore (nel 2009 0,22 €/kWh consumato, addizionata automaticamente alla bolletta elettrica)⁸⁰. In particolare, lo sviluppo del settore energetico da RES è avvenuto grazie ad un sistema di incentivazione creato *ad hoc* e in conseguenza all'ultima crisi economico-finanziaria. Tale crisi nel comparto finanziario ha causato molte incertezze negli investitori: essi hanno dovuto quindi spostare l'attenzione su impieghi alternativi e gli impianti da fonti rinnovabili si sono dimostrati una valida possibilità grazie al loro basso profilo di rischio e ai sicuri rendimenti. La componente di energia solare sul totale della produzione RES è destinata a crescere nei prossimi anni, anche sulla base degli obiettivi del "pacchetto 2020"⁸¹.

⁷⁸ Cfr. AMBASCIATA D'ITALIA NICOSIA Ufficio Economico e Commerciale, Scheda pratica energia solare ed eolica, <http://www.ambnicosia.esteri.it/Ambasciata>.

⁷⁹ Cfr. AMBASCIATA D'ITALIA NICOSIA Ufficio Economico e Commerciale, Scheda pratica energia solare ed eolica, *ivi*.

⁸⁰ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries, *ivi*.

⁸¹ Cfr. AMBASCIATA D'ITALIA A NICOSIA, Ufficio Economico e Commerciale, Scheda pratica: energia solare ed eolica, 2011, http://www.ambnicosia.esteri.it/Ambasciata_Nicosia

A causa della lentezza che caratterizza le procedure di approvazione delle installazioni fotovoltaiche (nel 2011 erano state concesse licenze per 10 MW), l'attuale legislazione nazionale supporta adeguatamente solo le installazioni di dimensioni piccole (fino a 20 kW). Diversi studi finalizzati a indagare se, in assenza di adeguati schemi incentivanti formati da FIT o altre misure, lo sviluppo di parchi fotovoltaici di larga scala avrebbe ugualmente avuto luogo, hanno dimostrato che l'elevato investimento iniziale scoraggia l'implementazione di parchi fotovoltaici. L'attuale schema incentivante prevede una politica FIT e sussidi al capitale. Inoltre, il *quantum* del supporto differisce a seconda che si tratti di persone fisiche o imprese⁸².

FIT Persone fisiche	FIT Imprese
Opzione 1	Opzione 1
55% sull'investimento fino a 20kW (max sussidio € 64,927). In più l'energia elettrica generata è acquistata al prezzo di 20.5 €/kWh. Il contratto di acquisto ha un termine di 15 anni.	40% sull'investimento fino a 20kW (max sussidio € 47,840). In più l'energia elettrica generata è acquistata al prezzo di 20.5 €/kWh. Il contratto di acquisto ha un termine di 15 anni.
Opzione 2	Opzione 2
0% sull'investimento. L'energia elettrica generata è acquistata al prezzo 38.3 €/kWh. Il contratto di acquisto con l'EAC ha un termine di 15 anni.	0% sull'investimento. L'energia elettrica generata è acquistata al prezzo 33,5 €/kWh. Il contratto di acquisto con l'EAC ha un termine di 15 anni.

Tabella 11 Schemi incentivanti agli investimenti fotovoltaici concessi dal Governo cipriota.
Fonte: Poullikkas, 2009)

Come si vede dalla tabella 11 lo schema delle FIT propone due opzioni: nella prima è concessa sia una detrazione sull'investimento in impianti di piccola dimensione (fino a 20 kW) sia un contratto bilaterale quindicennale di acquisto con l'autorità elettrica cipriota (EAC, Electricity Authority of Cyprus) dell'energia prodotta ad un prezzo fissato. Nella seconda opzione è previsto solo un contratto bilaterale quindicennale di acquisto con EAC ad un prezzo fisso. Sia che si tratti di persone fisiche che di imprese il prezzo fisso della prima opzione è minore del prezzo garantito nella seconda. Inoltre la detrazione sull'investimento concessa alle persone fisiche è maggiore di quella permessa alle imprese, rispettivamente del 55% e del 40%.

Danimarca

⁸² Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries, *ibidem*, p. 3299.

La produzione di energia da RES è promossa attraverso schemi FIT, ad eccezione dell'energia fotovoltaica che è incentivata attraverso i meccanismi di sussidi al capitale, crediti d'imposta e scambio sul posto. In Danimarca non vi è un programma unico di incentivazione al fotovoltaico ma sono proposti progetti diversi dal Governo e dall'operatore danese del sistema di trasmissione dell'energia. Tali soggetti hanno introdotto diversi strumenti per promuovere il fotovoltaico. Lo strumento principale utilizzato dal 2005 è lo scambio sul posto che prevede un pagamento ai proprietari degli impianti tra 0,25-0,30 €/kWh a seconda dell'area geografica e della dimensione dell'impianto. Inoltre, sempre discriminando in base alla dimensione dell'impianto, vi è un trattamento economico diverso dell'energia prodotta in eccesso: nel caso di impianti che producono meno di 6 kW viene riconosciuto forfettariamente un bonus sul costo dell'energia elettrica ma l'eccedenza prodotta non viene remunerata a kWh. Al contrario, per gli impianti che producono più di 6 kW, il surplus prodotto viene remunerato interamente ad un valore dato dal prezzo di mercato maggiorato di 8 €/kWh per i primi 10 anni e di 5,4 €/kWh per i successivi 10 anni (i valori indicati assumono il tasso di cambio al 03/10/2009 1€=7,4449 DKK)⁸³.

Nel 2012 il fotovoltaico ha registrato un aumento delle installazioni fino a 316 MW che, tuttavia, è stato bloccato dal cambiamento della politica incentivante. Il Governo danese, infatti, ha deciso di ridurre gli incentivi al fotovoltaico a causa degli elevati costi per le sovvenzioni statali e il progressivo incremento del numero di installazioni. La proposta del Ministero dell'Economia danese risultava vantaggiosa per l'energia scambiata sul posto mentre, per l'energia prodotta in eccesso e ceduta alla rete, era prevista una drastica riduzione dell'incentivo (pari a 17,40 €/kWh). Tale nuovo sistema proposto dal Governo prevedeva una durata decennale delle sovvenzioni statali, con un ulteriore taglio della tariffa nel 2015 (13,4 c€/euro/kwh)⁸⁴.

Finlandia

Attualmente i principali strumenti di incentivazione alla produzione di energia da fonte rinnovabile sono sussidi al capitale (fino al 30% del costo totale) e incentivi sulla tassazione.

⁸³ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries, *ibidem*, p. 3300

⁸⁴ Cfr. Cfr. EPIA (European Photovoltaics Industry Association), Report "Global Market Outlook for Photovoltaics 2014- 2018", www.epia.org.

Non sono però previsti misure specifiche di incentivazione alla tecnologia fotovoltaica (Lund, 2006)⁸⁵.

Francia

Lo strumento principale adottato per l'incentivazione al fotovoltaico in Francia è il meccanismo FIT, al quale è affiancato la previsione di crediti d'imposta. Il modello legale di supporto al fotovoltaico in Francia è stabilito nel decreto del Ministero dell'economia, delle finanze e dell'industria del 26 luglio del 2006⁸⁶. Il meccanismo FIT ivi descritto è composto da una tariffa base per i sistemi non integrati (*Non-integrated PV systems*, NIPV) e un bonus in caso di sistemi integrati (*Building integrated PV systems*, BIPV)⁸⁷. Il fotovoltaico è molto utilizzato in Francia tanto che la capacità cumulativa installata fotovoltaica è aumentata fino a 1100 MW nel 2012 e si prevede arriverà a 5400 MW nel 2020⁸⁸.

Tipologia di installazione	Francia continentale	Regioni oltremare e la Corsica
Su tetto e terra	0.32823 €/kWh	0.43764 €/kWh
BIPV	0.60176 h/kWh	
Edifici industriali/commerciali	0.45 h/kWh	

Tabella 12 Tariffe FIT nel mercato fotovoltaico francese nel 2009. (Fonte: Dusonchet L., Telaretti E., 2010)

La tabella 12 riassume i valori delle tariffe FIT per le installazioni in Francia nel 2009, in particolare per un periodo di concessione ventennale sono previsti diversi valori delle tariffe a seconda sia della localizzazione geografica dell'impianto (Francia continentale o regioni oltremare e la Corsica), sia della tipologia di installazione considerata: per le applicazioni su tetto e a terra è prevista una maggiore tariffa (pari circa a 0,44 €/kWh) per le regioni oltremare e la Corsica rispetto ai 0,33 €/kWh della Francia continentale. Una tariffa unica per le due aree è prevista nel caso di impianti BIPV e applicazioni su edifici industriali/commerciali rispettivamente di 0,60 €/kWh e di 0,45 €/kWh.

⁸⁵ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries, *ivi*.

⁸⁶ Cfr. Ministère de l'Économie des Finances et de l'Industrie, 2006.

⁸⁷ Cfr. SOLANGI K. H. *et al.*, A review on global solar energy policy, Elsevier, Renewable and Sustainable Energy Reviews 15, 2011, p. 2156, www.elsevier.com.

⁸⁸ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries, *ivi*.

Inoltre, i valori delle FIT sono annualmente aggiustati per l'inflazione (il cui tasso è in media del 2% annuo) sia per i nuovi che per gli esistenti contratti FIT, facendo riferimento agli indici pubblicati dal *Institut National de la Statistique et des Études Économiques* (INSEE)⁸⁹.

Oltre agli schemi FIT il fotovoltaico è supportato da condizioni di credito vantaggiose (*green loans*) e incentivi sulla tassazione. Per i sistemi con una potenza minore a 3 kWp installati sulla prima casa il Governo concede un credito d'imposta del 50% sui costi dei materiali. Per i sistemi con potenza maggiore a 3 kWp il credito d'imposta non è cumulativo con il meccanismo FIT. Sono previsti ulteriori incentivi finanziari: una riduzione del 5,5% sulla VAT (*Value Added Tax*) e l'ammortamento accelerato dell'impianto per le imprese⁹⁰.

Nel 2010 la Francia ha previsto una riduzione delle tariffe incentivanti, anche del 24%, valide fino al 2012 a causa della speculazione degli investitori nel settore i quali, spesso, prima di procedere all'effettivo allacciamento alla rete elettrica, richiedevano l'incentivo per approfittare delle tariffe in vigore fino al 31 dicembre 2009. Le nuove tariffe, a cui EDF (*Électricité de France*)⁹¹ doveva acquistare l'elettricità fotovoltaica erano: 0,58 €/kWh per gli impianti integrati nel caso di abitazioni, scuole e ospedali e 0,50 €/kWh per tutti gli altri edifici; 0,42 €/kWh per impianti su tetto (a *intégration simplifiée*, ossia impianti che non sostituiscono la copertura ma sono appoggiati alla stessa); mentre per gli impianti a terra da 0,314 a 0,377 €/kWh a seconda della regione⁹².

Nel 2014 è stata effettuata una nuova riduzione delle tariffe incentivanti mentre, nel 2015, si è registrato un aumento degli incentivi per il fotovoltaico residenziale pari al 10% della tariffa incentivante per impianti fotovoltaici fino a 36 kWp (BIPV) e ulteriori incentivi per investimenti nel fotovoltaico sono stati previsti a livello regionale⁹³.

Per raggiungere il traguardo previsto dal “pacchetto 2020” sono state annunciate diverse misure per favorire sia la crescita delle rinnovabili, sia una maggiore efficienza energetica; tra le misure più importanti si registrano la pubblicazione di bandi d'asta per la realizzazione di impianti fotovoltaici, una legge che impone i c.d. “tetti verdi o fotovoltaici” sui nuovi edifici e

⁸⁹ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries, *ibidem*, p. 3300.

⁹⁰ Cfr. SOLANGI K. H. *et al.*, A review on global solar energy policy, *op. cit.*, p. 2156.

⁹¹ Maggiore azienda produttrice e distributrice di energia in Francia.

⁹² Cfr. Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement Durable et de la Mer, en charge des technologies vertes et des négociations sur le climat. Arrêté du 12 janvier 2010 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil telles que visées au 3° de l'article 2 du décret n° 2000-1196 du 6 décembre 2000

⁹³ Cfr. Conseil des Ministres, Mesures nécessaires mettant fin au danger ou à l'entrave prolongée d'un navire abandonné, 22 aprile 2015, <http://www.elysee.fr>.

il sopracitato aumento delle tariffe incentivanti per favorire i sistemi residenziali integrati su tetto⁹⁴.

In particolare attraverso i bandi d'asta per l'assegnazione di progetti fotovoltaici con potenza compresa tra 100 e 250 kWp (mercato non residenziale) il Governo francese persegue un duplice obiettivo: sostenere il settore fotovoltaico, incoraggiando lo sviluppo di nuove installazioni, e controllare il numero dei progetti e il volume di energia prodotta da fonti rinnovabili. Il funzionamento delle aste si basa su tariffe offerte da parte dei candidati, a differenza delle tariffe residenziali definite e rivalutate ogni trimestre da parte dello Stato. Le applicazioni fotovoltaiche che si assegnano l'asta vengono selezionate in base all'efficienza dei progetti, il costo di realizzazione e l'impatto dell'emissione di anidride carbonica. Per la realizzazione di impianti oltre i 250 kWp sono mantenuti gli stessi criteri di costo realizzazione, impatto ambientale, fattibilità, tempi di costruzione ma anche la presenza di innovazioni tecniche. Nella tabella seguente sono illustrati sia il sistema FIT con le nuove tariffe, che il meccanismo delle aste:

Tariffe incentivanti				Aste	
Impianti PV integrati	Impianti PV integrati semplici		Altri (non integrati; e.g. su terrazze, parcheggi)		
0 – 9 kWp	0 – 36	36 - 100	0 – 12 MW	100 - 250 kWp	>250 kWp
25,38 €c	13,95 €c	13,25 €c	6,63 €c	1. Entro 21/09/2015 2. 22/09/2015-21/01/2016 3. 22/01/2016-20/05/2016	Entro 01/06/2015

Tabella 13 Tariffe FIT e meccanismo aste in vigore in Francia (Fonte: www.developpement-durable.gouv.fr)

Dal 2015 è infine obbligatorio rivestire le coperture edilizie, c.d. “tetti verdi”, dei nuovi edifici commerciali con vegetazione o impianti fotovoltaici. La misura mira a favorire una maggiore efficienza energetica ed eco-sostenibilità degli edifici⁹⁵.

⁹⁴ Cfr. Ministère de l'Écologie, du Développement Durable et de l'Énergie, Le projet de loi biodiversité, <http://www.developpement-durable.gouv.fr>.

⁹⁵ Cfr. Ministère de l'Écologie, du Développement Durable et de l'Énergie, Le projet de loi biodiversité, <http://www.developpement-durable.gouv.fr>.

Germania

Nel 2004 la Germania era il primo Paese nel mondo nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. In particolare, il segmento solare attualmente è già sufficientemente maturo, stimolato da procedure amministrative/autorizzative snelle, adeguati supporti finanziari e un settore industriale florido⁹⁶.

La Germania quindi vanta già un'esperienza pluriennale nel settore, basata su un sistema regolamentato di pagamenti minimi fissi (FIT) per l'elettricità prodotta da fonti di energia rinnovabile, associati ad altre misure di incentivazione, quali crediti d'imposta, sussidi al capitale e scambio sul posto. La legge (StrEG, Stromeinspeisungsgesetz)⁹⁷ che prevede lo schema FIT è entrata in vigore nella gennaio 1991 ed è stata rivista per tre volte negli anni '90; successivamente è stata sostituita dalla nuova legislazione sulle energie rinnovabili del primo aprile 2000 (legge EEG), emendata il primo agosto 2004 e, più recentemente, il primo gennaio 2009 (Bundesregierung, 2008)⁹⁸.

Il documento stabilisce che il meccanismo di FIT tedesco si basa su un contratto di durata ventennale che prevede una remunerazione costante per la produzione di energia da RES. Vi sono diversi valori delle tariffe FIT a seconda dei diversi tipi di tecnologia e la diversa potenza nominale dell'impianto. Le FIT vengono aggiornate mensilmente e possono subire variazioni all'interno di un range di un'1% in positivo e negativo, come si può vedere in tabella 14 dal valore assunto dalle stesse da agosto 2014 a marzo 2015.

Periodo di tempo	Decrescenza	10 kWp	40 kWp	1 MWp
01/08/2014		13,15	12,74	11,49
01/09/2014	0.50%	13,08	12,74	11,43
01/10/2014	0.25%	13,06	12,70	11,40
01/11/2014	0.25%	13,02	12,67	11,38
01/12/2014	0.25%	12,99	12,64	11,35
01/01/2015	0.25%	12,95	12,61	11,32
01/02/2015	0.25%	12,92	12,58	11,29
01/03/2015	0.25%	12,89	12,55	11,26

Tabella 14 FIT e tasso di riduzione delle stesse

(Fonte: www.jm-projektinvest.com/de/photovoltaik/feed-in-tariffs)

⁹⁶ Cfr. EPIA (European Photovoltaics Industry Association), Report "Global Market Outlook for Photovoltaics 2014- 2018", www.epia.org.

⁹⁷ Cfr. MABEE W. E. *et al.*, Comparing the feed-in tariff incentives for renewable electricity in Ontario and Germany, Elsevier, Energy policy 40, 2012, p. 482, www.elsevier.com.

⁹⁸ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries, *ibidem*, p. 3301.

Al fine di determinare una forte riduzione del prezzo dell'energia vi è stato, a fine 2008, un emendamento della legge sulle energie rinnovabili: è stata stabilita una riduzione del valore delle FIT per i nuovi sistemi fotovoltaici⁹⁹. La tabella 15 riassume i valori delle FIT e la loro riduzione per il 2009, 2010 e 2011.

Anni	Applicazione su tetto								Applicazione a terra	
	≤ 30kW		>30kW		>100kW		>1000kW		Tutte le dimensioni	
	Tasso di riduzione (%)	€/kWh	Tasso di riduzione (%)	€/kWh	Tasso di riduzione (%)	€/kWh	Tasso di riduzione (%)	€/kWh	Tasso di riduzione (%)	€/kWh
2008	8	0.4301	8	0.4091	10	0.3958	25	0.33	10	0.3194
2009	8	0.3957	8	0.3764	10	0.3562	10	0.2970	10	0.2875
2010	9	0.3601	9	0.3425	9	0.3242	9	0.2703	9	0.2616

Tabella 15 Valore delle FIT e tasso di riduzione delle stesse per i sistemi fotovoltaici.
(Fonte: Dusonchet L., Telaretti E., 2010)

In particolare il valore delle tariffe e la riduzione delle stesse dipende dalla tipologia di applicazione, su tetto o a terra, e, solo per la prima, tali valori differiscono a seconda della dimensione dell'impianto. Per gli impianti a tetto con potenza minore a 30 kW la tariffa segue un trend negativo nel triennio mentre il tasso di riduzione rimane dapprima costante e poi aumenta. Lo stesso andamento di tali valori vale per gli impianti con potenza superiore ai 30 kW. Per gli impianti con potenza superiore a 100 kW e a 1000 kW il trend sia della tariffa che del tasso di riduzione della stessa sono negativi. Lo stesso andamento dei valori della tariffa e del tasso di riduzione della stessa tipico delle ultime due tipologie di impianti caratterizza anche le installazioni a terra.

Tuttavia, la riduzione delle FIT è adottata per la crescita del mercato quindi, nel caso vi sia una crescita del mercato fotovoltaico (nuove installazioni) meno sostenuta rispetto al tasso di crescita definito, il valore delle FIT può essere aumentato o diminuito di un'1% annuo¹⁰⁰. Come si vede in tabella 16 il range di crescita stabilito per il 2009 era tra 1000 MW e 1500 MW, il range di crescita stabilito per il 2010 era tra 1100 MW e 1700 MW e il range di crescita stabilito per il 2011 era tra 1200 MW e 1900 MW.

"Corridoio" di crescita	Tasso variazione	2009	2010	2011
Limite superiore in MWp	+1%	1500	1700	1900
Limite inferiore in MWp	-1%	1000	1100	1200

Tabella 16 Limiti superiore e inferiore del range di crescita del mercato fotovoltaico dal 2009 al 2011.
(Fonte: Dusonchet L., Telaretti E., 2010)

⁹⁹ Cfr. MABEE W. E. *et al.*, Comparing the feed-in tariff incentives for renewable electricity in Ontario and Germany, Elsevier, Energy policy 40, 2012, *ivi*.

¹⁰⁰ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries, *ibidem*, p. 3301.

Per i sistemi fotovoltaici di piccola dimensione (minori di 30 kW), installati nel 2009, i produttori hanno la possibilità di auto-consumare l'elettricità prodotta. In questo caso riceveranno una tariffa fissa premio di 0,2501 €/kWh per il 2009 (invece di 0,4301 €/kWh) per l'energia auto-consumata, oltre ai risparmi sui costi di trasporto dell'energia consegnata.

Il 2009 ha rappresentato un anno di grande successo per il fotovoltaico (oltre 2,4-2,5 GW la potenza installata), anche grazie all'imposizione di un *cap* agli impianti incentivati previsto in Germania che ha scoraggiato gli investimenti nel Paese. Il Governo tedesco aveva previsto un ridimensionamento delle tariffe, caldeggiato anche dalla BSW (Bundesverband Solarwirtschaft), l'associazione tedesca del solare, confidando in una tenuta della domanda grazie al calo del prezzo degli impianti¹⁰¹.

Nel 2012 è stato introdotto dal Governo tedesco un nuovo meccanismo di incentivazione per il fotovoltaico nel quale erano previste riduzioni delle tariffe. Tale accordo, che ha emendato il *Renewable Energy Sources Act (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG)* del 2009, prevedeva che lo schema incentivante venisse sospeso quando la potenza cumulativa fotovoltaica raggiungeva i 52 GW (*cap*), con il rischio di far aumentare i prezzi dell'energia in conseguenza ad un massiccio aumento degli impianti. I principali provvedimenti stabiliti nella nuova legge, e retroattivi con validità dal 1° aprile 2012, sono stati: la modifica degli incentivi degli impianti su tetto tra 10 e 40 kWp; impianti a terra situati a due chilometri di distanza dovevano essere considerati come un singolo impianto e, infine, i nuovi impianti con potenze superiori a 10 MW non potevano più usufruire della tariffa incentivante. Per gli impianti su edificio le tariffe sono strutturate in quattro scaglioni di consumo da 0-10 kWp, da 10 a 40 kWp, da 40 kWp a 1 MWp e da 1 MWp a 10 MWp. Mentre per gli impianti a terra non sono previsti scaglioni.

Nell'agosto 2014 il Governo tedesco ha nuovamente riformato il sistema incentivante per le fonti rinnovabili, EEG 2014, che stabilisce l'obbligo di commercializzazione diretta dell'energia elettrica prodotta da impianti oltre una certa potenza (oltre i 500 kW fino al 2015, oltre i 100 kW dal 2016), gli impianti non godranno quindi più di una tariffa fissa di *feed-in* ma di un incentivo, pesato per tecnologia, che va ad aggiungersi ai ricavi ottenuti dalla vendita sul mercato dell'energia elettrica prodotta.

È previsto anche, entro il 2017, il passaggio ad aste competitive per l'aggiudicazione delle tariffe incentivanti per i nuovi impianti, aste che sono state avviate nel 2015. Lo scopo delle aste è assegnare tariffe incentivanti legate al mercato ed agli effettivi costi di generazione,

¹⁰¹ Cfr. www.bundesnetzagentur.de.

cosa che potrebbe non succedere con tariffe incentivanti basate su previsioni di costo effettuate dal Governo. Tramite questa manovra, il Governo tedesco ha l'obiettivo di favorire l'installazione di circa 1,2 GW di potenza fotovoltaica entro il 2018¹⁰².

Nonostante le tariffe incentivanti per l'energia fotovoltaica siano diminuite drasticamente negli ultimi anni l'investimento in impianti fotovoltaici in Germania continua ad essere considerata una valida opportunità rispetto ad altri Paesi europei nei quali si sono verificati interventi retroattivi e rimodulazione della politica incentivante, come in Spagna, Grecia, Italia, Francia e Regno Unito.

Grecia

Date le condizioni ottimali di irraggiamento (circa il 30% in più rispetto ai Paesi del nord Europa), il settore fotovoltaico potrebbe garantire profitti elevati anche senza prevedere tariffe incentivanti troppo generose¹⁰³. Lo schema iniziale di incentivi greco presentava uno dei meccanismi di FIT (legge 3468/2006) più favorevoli in Europa, tale da poter giocare un ruolo fondamentale nello sviluppo del fotovoltaico a livello europeo. Tuttavia tale politica non discriminava tra le varie tipologie di installazioni e non prevedeva alcuna regola sulla pianificazione e costruzione di impianti fotovoltaici. Tale situazione ha generato, in ultima battuta, una forte incertezza legale associata e termini sulle tariffe poco chiari¹⁰⁴.

Si è reso quindi necessario implementare un nuovo regime FIT. Nel gennaio 2009 è stato introdotto, con la legge 3734/2009, il nuovo sistema FIT nel quale per la prima volta vengono stabilite regole sulle tariffe discriminando tra le tipologie di impianti su tetto o a terra. In tale schema incentivante l'operatore del sistema di trasmissione (TSO) è obbligato ad acquistare l'energia elettrica prodotta da fotovoltaico ad un prezzo fissato per un periodo garantito di 20 anni. Tale sistema FIT prevede che le tariffe siano aggiustate annualmente per l'inflazione e poi rimangono invariate per i successivi due anni. Inoltre è stato introdotto un nuovo programma di supporto per le piccole installazioni a tetto (sistemi a tetto fino a 10 kW, sia che si tratti di installazioni residenziali sia di piccole imprese). Un valore delle FIT pari a 0,55 €/kWh è garantito per 25 anni ed è annualmente aggiustato per l'inflazione (25% dell'indice del prezzo al consumo dell'ultimo anno)¹⁰⁵.

¹⁰² Cfr. www.assoelettrica.it.

¹⁰³ Cfr. KARTERIS M., PAPADOPOULOS M., Legislative framework for photovoltaics in Greece, *op. cit.*, p. 296.

¹⁰⁴ Cfr. KARTERIS M., PAPADOPOULOS M., Legislative framework for photovoltaics in Greece, *ibidem*, p. 297.

¹⁰⁵ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries, *ibidem*, pp. 3301-3302.

Nel 2010 (legge 3851/2010) è entrato in vigore il terzo programma FIT con il quale si punta a facilitare i processi di autorizzazione e dare priorità alle istanze più vecchie di connessione alla rete. Il successo di tale politica incentivante è stato ancora una volta rallentato da forti barriere regolative e amministrative; infatti nel 2010 il mercato fotovoltaico ha registrato il maggior incremento con 150 MW installati e connessi alla rete, alla fine del 2011 si prevedevano oltre 300 MW installati difficilmente realizzabili con soli 145 MW installati al termine del primo semestre dello stesso anno¹⁰⁶.

La tabella 17 riassume i valori semestrali delle FIT dal 2009 al 2014. I dati sono presentati distinguendo sia le connessioni sulla rete continentale o sulla rete insulare autonoma, sia la potenza dell'impianto (minore o maggiore di 100 kWp). Dalla lettura della tabella si vede come il valore rilevato delle tariffe negli anni considerati è stato decrescente.

Anno	Mese	Tariffa rete continentale (€/kWh)		Tariffa rete insulare autonoma (€/kWh)	
		>100 kWp	≤100kWp	>100 kWp	≤100kWp
2009	Febbraio	0.40	0.45	0.45	0.50
2009	Agosto	0.40	0.45	0.45	0.50
2010	Febbraio	0.40	0.45	0.45	0.50
2010	Agosto	0.392	0.441	0.441	0.490
2011	Febbraio	0.372	0.419	0.419	0.466
2011	Agosto	0.351	0.394	0.394	0.438
2012	Febbraio	0.333	0.375	0.375	0.417
2012	Agosto	0.314	0.353	0.353	0.392
2013	Febbraio	0.298	0.336	0.336	0.373
2013	Agosto	0.281	0.316	0.316	0.351
2014	Febbraio	0.268	0.302	0.302	0.336
2014	Agosto	0.260	0.293	0.293	0.326

Tabella 17 Prezzi pagati per l'elettricità fotovoltaica prodotta. (Fonte: Dusonchet L., Telaretti E., 2010).

La politica incentivante prevista nel 2010 è stata ritoccata, con riguardo all'ammontare delle tariffe, già dal 2012, in conseguenza del più ampio contesto di crisi economica vissuta dal Paese. Il successo del mercato fotovoltaico greco, con 1 GW di nuove installazioni nel 2012, è stato frenato dalla riduzione delle tariffe incentivanti. Nel giugno 2013, infatti, sono state previste ulteriori riduzioni retroattive (impianti allacciati alla rete da febbraio 2013) agli incentivi in media del 44% per tutte le tipologie e dimensioni di impianti. Tale revisione della politica incentivante è avvenuta per due motivi principali: ridurre il deficit del Fondo nazionale per le rinnovabili del LAIGE, l'operatore del mercato elettrico greco, che aveva già

¹⁰⁶ Cfr. KARTERIS M., PAPADOPOULOS M., Legislative framework for photovoltaics in Greece, *ibidem*, p. 297.

determinato forti ritardi nel pagamento degli incentivi e per il fatto che la Grecia, già nel 2012, con 2,2 GW di potenza aveva raggiunto il suo obiettivo di installazioni per il 2020¹⁰⁷.

Oltre ai sistemi FIT un supporto aggiuntivo agli impianti fotovoltaici sono le deduzioni fiscali e le concessioni sugli investimenti. Già con la legge 3522, introdotta nel dicembre 2006, era previsto un sussidio fino al 55% a seconda della locazione dell'impianto. La legge è stata modificata in agosto del 2007, introducendo per le piccole imprese uno sussidio del 40% senza riferimento alla locazione geografica. I sussidi per le medie e grandi imprese sono del 20%. Tuttavia, gli investitori devono coprire almeno il 25% dei costi totali dell'investimento attraverso capitale proprio (Papadopoulos and Karteris, 2009). I sistemi domestici piccoli beneficiano di una deduzione delle tasse del 20% fino a € 700 a sistema¹⁰⁸.

Irlanda

L'Irlanda è stato l'ultimo Paese europeo ad avvelarsi di un debole schema incentivante come principale strumento di supporto alle energie rinnovabili. La necessità di produrre energie alternative era una sfida per gli investitori nella quale i minori offerenti hanno proposto un contratto bilaterale per almeno 15 anni. Nell'aprile 2005, è stato annunciato che lo schema di supporto per le energie rinnovabili poteva essere modificato verso un nuovo sistema del tipo FIT, tuttavia il fotovoltaico non era incluso in tale programma¹⁰⁹.

Italia

L'Italia offre una tariffa fissa solo per il fotovoltaico mentre per le altre tecnologie rinnovabili vi è un supporto del tipo TGC. Dal 2008 le nuove installazioni di energie rinnovabili, terminate dopo il primo gennaio 2008, e con una potenza al di sotto di 1 MW possono alternativamente ricevere FIT fisse o TGC. Nel caso di impianti con potenza maggiore a 1 MW i proprietari dei sistemi di produzione di energia rinnovabile possono solo optare per i TGC. Sebbene tali tariffe siano relativamente alte, le nuove installazioni di molte tecnologie eccedono tipicamente 1 MW e quindi non sarebbero idonee per le tariffe fisse FIT¹¹⁰.

La normativa finalizzata a incentivare l'utilizzo dell'energia fotovoltaica è stata caratterizzata da una serie di provvedimenti legislativi iniziati nel 2001 e poi seguiti da cinque

¹⁰⁷ Cfr. www.ypeka.gr (Ministero Energia e Ambiente).

¹⁰⁸ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries, *ibidem*, p. 3301.

¹⁰⁹ Cfr. EPIA (European Photovoltaics Industry Association), Report "Global Market Outlook for Photovoltaics 2014- 2018", www.epia.org.

¹¹⁰ Cfr. GSE, Il solare. Dati statistici al 31 dicembre 2008, www.gse.it.

decreti, c.d. Conto Energia, tra il 2005 e il 2012. In Italia gli importi destinati all'incentivo del fotovoltaico vengono garantiti da un prelievo tariffario obbligatorio (cod. A3) nelle bollette dell'energia elettrica presente dal 1991, istituito proprio per sostenere la diffusione delle fonti di energia rinnovabile nel nostro Paese¹¹¹.

Nel 2001, con il piano nazionale di incentivazione chiamato "Tetti fotovoltaici", era previsto un finanziamento in conto capitale, che poteva arrivare a coprire fino al 75% del capitale investito. Tale strumento contribuì all'installazione di circa 27 MW di potenza su edifici residenziali ma era caratterizzato da un difetto: dal momento che la produzione effettiva di elettricità non veniva premiata nella maggior parte dei casi gli impianti non venivano completati, oppure risultavano essere poco produttivi o addirittura privi di manutenzione e controllo.

Con il Conto Energia è stato segnato il passaggio dal finanziamento in conto capitale a quello in conto esercizio. Il Conto Energia è uno strumento di incentivazione alla generazione di elettricità attraverso l'installazione di pannelli solari fotovoltaici. L'elettricità prodotta dagli impianti, che dovevano presentare precisi requisiti¹¹², veniva acquistata dalla società di gestione della rete elettrica (GSE, Gestore Servizi Energetici) sulla base di contratti della durata di 20 anni, ad una tariffa che è tre o quattro volte superiore a quella di consumo. Quindi i proprietari degli impianti, dopo aver ammortizzato il costo iniziale dell'impianto nei primi sette/dieci anni, perseguono un guadagno netto¹¹³.

Il decreto ministeriale del 28 luglio 2005, c.d. Primo Conto Energia,¹¹⁴ ha definito un sistema incentivante che permetteva ai produttori di ricorrere contemporaneamente a un sistema FIT e di scambio sul posto per le installazioni fotovoltaiche che non avessero una potenza al di sopra di 20 kWp (esteso fino a 200 kWp nel gennaio 2009). Per le installazioni con potenza maggiore a 200 kWp, i consumatori possono scegliere se vendere l'intera energia elettrica prodotta dal sistema fotovoltaico alla locale società di *utilities* o usare parte di queste energia per l'autoconsumo.

Il successo della manovra del 2005 ha obbligato il Governo a incrementare l'entità del sostegno: con il Decreto Ministeriale del 6 febbraio 2006 la potenza cumulativa incentivabile, precedentemente fissata a 100 MW, viene portata a 500 MW fino al 2015.

¹¹¹ Cfr. Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, Le fonti rinnovabili in Italia, www.minambiente.it/.

¹¹² L'impianto deve: essere connesso alla rete (grid connected); avere una dimensione nominale non deve essere inferiore a 1 kWp; i moduli fotovoltaici devono rispettare la normativa IEC 61215; il sistema di conversione (inverter) deve essere conforme alla norma italiana CEI 11-20112.

¹¹³ Cfr. www.isesitalia.it/pdf/Primo%20Conto%20Energia.pdf.

¹¹⁴ Cfr. Ministero delle attività Produttive, 2005. Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare. GU n.181, 5 August 2005.

Un nuovo decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 19 febbraio 2007, c.d. Secondo Conto Energia¹¹⁵, ha semplificato le procedure per ottenere gli incentivi e ha modificato i valori delle FIT distinguendo tra impianti installati a terra (FIPV), impianti parzialmente integrati agli edifici (PIPV) e impianti integrati totalmente agli edifici (BIPV)¹¹⁶.

I valori delle FIT nel 2009 e 2010, contenuti nel decreto appena menzionato, sono indicati in tabella 18.

Potenza impianto (kWp)	FIT (€/kWh) Sistemi FIPV		FIT (€/kWh) Sistemi PIPV		FIT (€/kWh) Sistemi BIPV	
	2009	2010	2009	2010	2009	2010
1-3	0.392	0.384	0.431	0.422	0.480	0.470
3-20	0.372	0.364	0.412	0.404	0.451	0.442
>20	0.353	0.346	0.392	0.384	0.431	0.422

Tabella 18 Valori delle tariffe FIT per l'energia fotovoltaica prodotta in Italia dal 2009 al 2010.
(Fonte: Ministero dello sviluppo economico)

A seconda della potenza dell'impianto (da 1 a 3 kWp, da 3 a 20 kWp e superiore a 20 kWp) la tariffa riconosciuta presenta un trend negativo per i tre tipi di applicazione nei singoli anni (2009-2010).

Lo stesso decreto stabilisce che i valori delle FIT siano ridotti ogni anno dal 2008 del 2% e siano aumentati nel caso di certificazioni energetiche dell'edificio.

Nel 2010 è stato emanato il Terzo Conto Energia (Decreto Ministeriale del 24 agosto 2010), il cui obiettivo era il raggiungimento di un livello di installazioni di 8.000 MW per il 2020. Nel provvedimento era proposta una nuova classificazione degli impianti fotovoltaici¹¹⁷ e era stato assegnato per ogni singola tipologia un limite alla potenza cumulativa incentivabile¹¹⁸. Di seguito, nelle tabelle 19, 20, 21, sono riportate vengono riportate le tariffe applicate con il Terzo Conto Energia:

¹¹⁵ Cfr. Ministero dello Sviluppo Economico, 2007. Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387. GU n. 45, 23 Febbraio 2007.

¹¹⁶ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries, *ibidem*, p. 3302.

¹¹⁷ La nuova classificazione degli impianti era così strutturata: impianti fotovoltaici su edificio; impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative; impianti fotovoltaici a concentrazione; impianti fotovoltaici con innovazione tecnologica; altri impianti fotovoltaici.

¹¹⁸ I livelli massimi incentivabili furono fissati come segue: 3000 MW per gli impianti su edificio, 300 MW per gli impianti integrati con caratteristiche innovative e 200 MW per gli impianti a concentrazione¹¹⁸.

Intervallo di potenza (kWh)	Tariffa corrispondente (€/kWh)
$1 \leq P \leq 20$	0,44
$20 < P \leq 200$	0,40
$P > 200$	0,37

Tabella 19 Tariffe impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative. (Fonte: www.eiconenergia.it)

Intervallo di potenza (kWh)	31/12/2010 – 30/4/2011		30/4/2011 – 31/8/2011		31/8/2011 – 31/12/2011	
	Edifici (€/kWh)	altri impianti (€/kWh)	Edifici (€/kWh)	altri impianti (€/kWh)	Edifici (€/kWh)	altri impianti (€/kWh)
$1 < P \leq 3$	0,402	0,362	0,391	0,347	0,38	0,333
$3 < P \leq 20$	0,377	0,339	0,36	0,322	0,342	0,304
$20 < P \leq 200$	0,358	0,321	0,341	0,309	0,323	0,285
$200 < P \leq 1000$	0,355	0,314	0,335	0,303	0,314	0,266
$1000 < P \leq 5000$	0,351	0,313	0,327	0,289	0,302	0,264
$P > 5000$	0,333	0,297	0,311	0,275	0,287	0,251

Tabella 20 Tariffe impianti fotovoltaici su edificio e altri impianti. (Fonte: www.eiconenergia.it)

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

Tabella 21 Tariffe impianti a concentrazione. (Fonte: www.eiconenergia.it)

Il Decreto Ministeriale del 5 maggio 2011, c.d. Quarto Conto Energia, fissa le regole per l'accesso agli incentivi nel periodo tra il 1 giugno 2011 fino al 2016, anno nel quale è previsto il raggiungimento della cosiddetta *grid parity*. Il decreto prevedeva un costo cumulato annuo degli incentivi stimato attorno ai 6-7 miliardi di euro¹¹⁹.

Per quanto concerne il periodo dal 1 giugno 2011 al 31 dicembre 2011 e per tutto il 2012, le incentivazioni ai piccoli impianti non prevedevano alcun limite di costo, mentre per i grandi impianti rispondono alle limitazioni di costo annuo/obiettivi di potenza indicati in tabella 22:

	Livelli di costo	Potenza
Dal 1/6/2011 al 31/12/2011	300 ML€	1200 MW
1° semestre 2012	150 ML€	770 MW
2° semestre 2012	130 ML€	720 MW
Totale	580 ML€	2690 MW

Tabella 22 Limiti di costo degli incentivi sui grandi impianti 2011-2012. (Fonte: D.M. 5 maggio 2011, Titolo1, art.4)

¹¹⁹ Cfr. Decreto 5 maggio 2011, Titolo I –Disposizioni comuni, Art.1 – Finalità e campo di applicazione, www.sviluppoeconomico.gov.it/images/stories/normativa/DM_PV_firmato.pdf.

Nel successivo periodo di riferimento, 2013-2016, sia per i piccoli che per i grandi impianti, vengono fissate le limitazioni di costo annuo indicate in tabella 23:

	Livelli di costo	Potenza
1° semestre 2013	240 ML€	1115 MW
2° semestre 2013	240 ML€	1225 MW
1° semestre 2014	200 ML€	200 ML€
2° semestre 2014	1130 MW	1300 MW
1° semestre 2015	155 ML€	1140 MW
2° semestre 2015	155 ML€	1340 MW
1° semestre 2016	86 ML€	1040 MW
2° semestre 2016	86 ML€	1480 MW
Totale	1361 ML€	9760 MW

Tabella 23 Limiti di costo degli incentivi sui grandi impianti 2013-2014.
(Fonte: D.M. 5 maggio 2011, Titolo1, art.4)

Il raggiungimento dei livelli di costo fissati, tuttavia, non determinava l'esclusione dalle tariffe incentivanti, ma una loro riduzione sulla base delle tariffe previste dal periodo successivo.

Per quanto riguarda, invece, gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative e gli impianti a concentrazione, per lo stesso periodo di tempo, 2013-2016, viene stabilita una potenza massima incentivabile di 320 MW per ognuna delle due categorie. Il raggiungimento del limite, ancora una volta, non determinerà l'esclusione dalle tariffe incentivanti ma l'applicazione delle tariffe del periodo successivo.

Rispetto alla precedente versione normativa, il Quarto Conto Energia introduce un incremento del 10% degli incentivi base se almeno il 60% del costo di investimento dell'impianto è riconducibile ad una produzione conseguita nell'Unione Europea¹²⁰.

Un'altra novità del Quarto Conto Energia consiste nell'introduzione, a partire dal 2013, di uno strumento incentivante già utilizzato per altre tecnologie rinnovabili: la tariffa omnicomprensiva. A differenza della classica tariffa incentivante del Conto Energia, che premia ogni kWh prodotto dall'impianto, la tariffa omnicomprensiva (destinata ai piccoli impianti qualificati IAFR, Impianti Alimentati a Fonti Rinnovabili) viene applicata solamente per la porzione di elettricità immessa nella rete, al netto dunque degli autoconsumi. Il proprietario dell'impianto, beneficiando della tariffa rinuncia dunque ad ulteriori rendite legate alla vendita dell'elettricità¹²¹. La tabella 24 evidenzia le tariffe incentivanti destinate ai

¹²⁰ Cfr. www.visurnet.com/conto_energia.htm.

¹²¹ Cfr. Decreto interministeriale 5 maggio 2011-Quarto Conto Energia, www.minambiente.it.

piccoli e grandi impianti, dal 2012 al 2016, introducendo la tariffa omnicomprensiva a partire dal 2013:

Potenza (kWh)	Primo semestre 2012		Secondo semestre 2012		Primo semestre 2013			
	Edifici (€/kWh)	altri impianti (€/kWh)	Edifici (€/kWh)	altri impianti (€/kWh)	Impianti su edifici		Altri impianti	
					Omniconp.	Autocons.	Omniconp.	Autocons.
1 - 3	0,274	0,24	0,252	0,221	0,375	0,23	0,346	0,201
3 - 20	0,247	0,219	0,227	0,202	0,352	0,207	0,329	0,184
20 - 200	0,233	0,206	0,214	0,189	0,299	0,195	0,276	0,172
200 -1000	0,224	0,172	0,202	0,155	0,281	0,183	0,239	0,141
1000 -5000	0,182	0,156	0,164	0,14	0,227	0,149	0,205	0,127
P > 5000	0,171	0,148	0,154	0,133	0,218	0,14	0,199	0,121

Tabella 24 Tariffe piccoli e grandi impianti. (Fonte: www.quartocontoenergia.it)

In seguito al primo semestre del 2013, viene prevista una riduzione progressiva delle tariffe. In particolare per il secondo semestre del 2013 la riduzione sarà del 9%, per il 2014 del 13%, per il 2015 del 15% e per il 2016 del 30%¹²².

I grandi impianti, a differenza dei piccoli, per beneficiare degli incentivi devono essere iscritti ad un apposito registro tenuto dal GSE ed essere collocati nella conseguente graduatoria per rientrare nelle limitazioni di costo previste.

Per quanto concerne gli impianti a concentrazione (tabella 25), la cui incentivazione era stata prevista già dal Terzo Conto Energia, la nuova normativa prevede livelli tariffari suddivisi, come per le altre categorie, in impianti su edifici e altri impianti.

Intervallo di potenza (kWh)	Primo semestre 2012 (€/kWh)	Secondo semestre 2012 (€/kWh)	Primo semestre 2013	
			Omniconprensiva	Autoconsumo
1 - 200	0,352	0,345	0,437	0,334
200 - 1000	0,304	0,298	0,387	0,289
P > 1000	0,266	0,261	0,331	0,253

Tabella 25 Tariffe impianti a concentrazione. (Fonte: www.quartocontoenergia.it)

¹²² Cfr. www.quartocontoenergia.it/normative/piccoli-impianti.

In questo caso per il secondo semestre del 2013 viene prevista una riduzione delle tariffe del 3% e per il 2014 del 4%¹²³.

Nel 2012 è stato emanato l'ultimo decreto di incentivazione (d.m. 159 del 5 luglio 2012), il Quinto Conto Energia. Attraverso tale provvedimento sono state ridefinite le modalità di incentivazione per la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica.

Le modalità di incentivazione previste dal Quinto Conto Energia avevano efficacia a partire dal 27 agosto 2012 fino alla data di raggiungimento del budget di 6,7 miliardi di euro l'anno. Le tariffe incentivanti del Quinto Conto Energia sono riconosciute alle seguenti tipologie tecnologiche: impianti suddivisi per tipologie installative (art.7 DM 5 luglio 2012); impianti integrati con caratteristiche innovative (art.8); impianti a concentrazione (art.9).

Il Quinto Conto Energia, come per il Quarto Conto, definisce i valori dei coefficienti che permettono di calcolare gli incentivi statali del fotovoltaico. I fattori che determinano il valore di tali coefficienti sono essenzialmente due: il periodo di entrata in vigore dell'impianto fotovoltaico e il tipo di installazione che si effettua. I periodi che determinano il cambiamento degli incentivi sono semestrali, quindi ogni sei mesi vi è un aggiornamento delle tariffe.

Il 6 luglio 2013 ha cessato di applicarsi il Decreto Ministeriale 5 luglio 2012 e le previsioni di cui ai precedenti decreti di incentivazione della fonte fotovoltaica.

Lussemburgo

Il più importante strumento di supporto finanziario alle RES è basato sulle FIT. La legislazione in merito è stata modificata nel febbraio 2008. Come si vede in tabella 26 le FIT sono concesse per 15 anni con procedure amministrative più semplici e differenziate a seconda della potenza fotovoltaica installata (minore di 30 kWp o compresa tra 30 kWp e 1 MWp)¹²⁴.

	<30kWp	30kWp – 1 MWp
Durata FIT	15 anni	15 anni
FIT	0.39 €/kWh	0.36 €/kWh

Tabella 26 Tariffe FIT sull'energia fotovoltaica prodotta nel 2009. (Fonte: Dusonchet L., Telaretti E., 2010).

I valori delle FIT vengono ridotti annualmente del 3% per impianti fino ad un massimo di 5 MW.

¹²³ Cfr. www.quartocontoenergia.it/normative/impianti-a-concentrazione.

¹²⁴ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries, *ibidem*, p. 3303.

Inoltre, sono previsti dei sussidi agli investimenti per le imprese private, comuni, aziende agricole e investimenti privati in tecnologie rinnovabili. Nel gennaio 2008 è stato introdotto un nuovo programma di concessioni per le installazioni residenziali al fine di promuovere sistemi fotovoltaici: sono previsti sussidi agli investimenti fino al 30% del costo totale dei sistemi fotovoltaici su tetto o facciata fino a 30 kWp (per un massimo di € 1650/kW), validi fino alla fine del 2012.

Infine è concessa un'esenzione dalla tassazione sul reddito per un ammontare pari agli introiti dovuti alle vendite di energia elettrica di 1-4 kWp¹²⁵.

Malta

L'arcipelago maltese, data la sua totale dipendenza nell'approvvigionamento energetico dalle importazioni di prodotti petroliferi, dovrebbe a maggior ragione investire in fonti di energia alternativa¹²⁶.

Grazie all'alto livello di irraggiamento Malta presenta, infatti, un elevato potenziale fotovoltaico, come dimostrano alcuni studi volti a verificare la disponibilità e il potenziale dell'energie rinnovabili a Malta (McDonald, 2005)¹²⁷.

Nel 2006 il Governo maltese ha introdotto differenti misure incentivanti al fine di sviluppare impianti di energie rinnovabili di piccola scala, incluso il fotovoltaico. In particolare, i sistemi fotovoltaici hanno accesso a regimi concessori sugli investimenti che variano a seconda che l'impianto sia installato da investitori privati (uso domestico) o da investitori commerciali (imprese). Inoltre è previsto un sistema di scambio sul posto per l'energia prodotta in eccesso, la quale può essere immessa nella rete riconoscendo un prezzo di 6,98 €/kWh¹²⁸.

Le strategie di supporto ai sistemi fotovoltaici sono indicate in tabella 27.

¹²⁵ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries, *ivi*.

¹²⁶ Cfr. Ambasciata italiana a La Valletta, Rapporti bilaterali, www.amblavalletta.esteri.it/Ambasciata_LaValletta/Menu/I_rapporti_bilaterali/Cooperazione_economica/Scheda_Paese/Energetico/

¹²⁷ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries, *ivi*.

¹²⁸ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries, *ivi*.

	Persone fisiche (Uso domestico)	Imprese
Sussidi investimento	Sussidio del 20% dell'investimento con una quantità minima installata di 1kWp \pm 5%, (fino ad un massimo di € 2,329).	Previsto un valore minimo di almeno € 25.000 e un valore massimo di €20.0000. Le imprese possono ricevere un rimborso del 50% del progetto approvato. Validità fino a esaurimento fondo.

Tabella 27 Strategie di supporto nel mercato fotovoltaico maltese nel 2009. (Fonte: McDonald, 2005)

Nel 2013 il Governo maltese ha rivisto il programma di incentivi stabilito nel 2005 e ha deciso di stanziare un fondo di 21.000.000 di euro per il finanziamento di un importante programma di sviluppo finalizzato all'incentivazione dello sfruttamento energetico da fonte rinnovabile applicabile nello specifico all'adozione di impiantistica fotovoltaica residenziale. Il programma, finanziato esclusivamente attraverso fondi concessi dall'Unione Europea previa ufficializzazione e approvazione definitiva del piano finanziamenti, è focalizzato prevalentemente sull'installazione di impianti fotovoltaici ad uso residenziale. Ciascun impianto fotovoltaico permetterà l'accesso ad una tariffa incentivante con una validità periodica stimata in un numero di sei anni per una cifra pari a 0,22 €/kWh e ciascuna proposta progettuale si vedrà beneficiaria della concessione una tantum di un contributo massimo pari alla somma di 2.500,00 €. Le tariffe incentivanti, garantite per il periodo totale di un ventennio, sono state sostenute dalla pubblicazione di una serie di emendamenti dalla Malta Authority Resources nel febbraio 2013. Con riguardo all'impiantistica fotovoltaica regolarmente progettata, sviluppata ed installata entro i primi sei mesi dell'anno 2013 erano previste tariffe incentivanti comprese tra i 0,18 €/kWh relativamente ad impianti su tetto con potenza fino a 1 Megawatt e a 0,16 €/kWh in relazione ad installazioni a terra con potenza di oltre 1 MW¹²⁹.

Nel 2015 vi è stata una ulteriore modifica del programma di incentivazione con la previsione di uno schema di tariffe incentivanti per installazioni fotovoltaiche per impianti di potenza fino a 1 MW ai quali sarà erogato un importo pari a 0,15 €/kWh¹³⁰.

¹²⁹ Cfr. Malta Authority Act, Feed-in Tariffs (Electricity Generated from Solar Photovoltaic Installations) (Amendment) Regulations, 2013, justiceservices.gov.mt.

¹³⁰ Cfr. Malta Environment & Planning Authority, <http://www.mepa.org.mt>.

Olanda

Nell'ottobre 2007 il Parlamento olandese ha emanato una nuova legislazione per le tariffe FIT nella produzione di energia da fonti rinnovabili. Il nuovo meccanismo di supporto ricalca quello precedente: l'energia prodotta da RES è scambiata con gli operatori della rete o i distributori di elettricità al prezzo negoziato di 5 €/kWh maggiorato di un premio fisso. Il sistema di sussidi per l'energia fotovoltaica ha avuto inizio con gli impianti di piccola scala attraverso il riconoscimento di un sussidio di 0,33 €/kWh (al di sopra del prezzo dell'elettricità da fonte fossile), premio fisso che deve essere aggiustato ogni anno secondo il cambiamento dei prezzi del mercato energetico. Le installazioni su tetto da 0,6 kWp a 15 kWp beneficiano di tale schema di supporto. Le FIT sono assegnate per un periodo di 15 anni. Dopo tale periodo i produttori di energia fotovoltaica vendono l'energia sul mercato spot e ricevono il prezzo di mercato, fino a che l'impianto è operativo¹³¹.

I valori delle FIT per il 2009 sono indicati in tabella 28:

Intervallo di potenza	Tariffe	Limite massimo potenza
0,6-15 kWp	0,291 €/kWh	2008: 10 MWp
		2009: 15 MWp
		2010: 20 MWp
		2011: 25 MWp
15-100 kWp	Valore non noto	5 MW

Tabella 28 Tariffe FIT sull'energia fotovoltaica prodotta nel 2009. (Fonte: DUSONCHET L., TELARETTI E., 2010).

Dal 2009 è concessa una tariffa di 0,291 €/kWh per impianti di potenza tra 0,6 kWp e 15 kWp con un limite di energia producibile che varia negli anni (10 MWp per il 2008, 15 MWp per il 2009, 20 MWp per il 2010, 25 MWp per il 2011). È inoltre previsto che per impianti con potenza superiore, tra 15 kWp e 100 kWp, sia riconosciuta un'altra tariffa fino ad un massimo di 5 MW di energia prodotta il cui valore non è noto.

Sono previsti ulteriori strumenti di supporto applicati ai sistemi fotovoltaici quali crediti d'imposta e condizioni vantaggiose di credito. I sistemi fotovoltaici sono infatti esenti dalla tassazione (normalmente dell'1,2%) per installazioni fino ad un massimo di € 54.223 all'anno. È prevista inoltre una riduzione sull'imposizione sul reddito di 1,3% dell'ammontare investito. Le imprese godono di una riduzione sulle tasse del 44% dei costi investimento.

¹³¹ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries, *ibidem*, p. 3303.

Infine, con riferimento ai benefici in termini di credito, sono previsti dei prestiti verdi nei quali vi è una riduzione sui tassi d'interesse dell'1-2%¹³².

Portogallo

Nonostante l'ottimo irraggiamento del territorio il settore fotovoltaico è cresciuto lentamente negli ultimi anni, con una diffusione maggiore degli impianti di larga scala¹³³.

Il principale strumento di supporto al fine di promuovere le RES sono le FIT e il modello principale è lo schema di micro-generazione lanciato nel 2007 e noto anche come "Renewables on Demand". Tale schema di micro-generazione è idoneo specialmente per l'auto-consumo e consta di due differenti misure: un regime generale caratterizzato dal sistema dello scambio sul posto (potenza minore o uguale a 5,75 kW) e un regime speciale dato da uno schema FIT (potenza minore o uguale a 3,68 kW)¹³⁴.

I valori delle FIT e del sistema dello scambio sul posto sono indicati in tabella 29.

Scambio sul posto (Regime generale)	FIT (Regime Speciale)
previsto per le fonti: fotovoltaica (impianti con potenza inferiore a 5,75), eolica, idroelettrica, biomasse e fonti fossili;	<ul style="list-style-type: none"> - ogni tipo di microgenerazione da RES; - impianti fotovoltaici con potenza inferiore a 3.68 kW; - valore della FIT era stabilito inizialmente a 0,65 €/kWh; il pagamento viene fissato per l'anno di connessione alla rete e per i successivi 5; - tutta l'energia prodotta può essere venduta al gestore dell'energia.

Tabella 29 Tariffe FIT sull'energia fotovoltaica prodotta nel 2009. (Fonte: Dusonchet L., Telaretti E., 2010).

Nel 2011, con il d.l. 34/2011, sono state stabilite regole precise riguardo alla produzione di elettricità da parte di piccoli impianti, i quali non devono avere una produzione di energia superiore a 250 kW¹³⁵.

Per integrare il fotovoltaico nella rete tradizionale, il Governo ha adottato anche una politica di incentivazione delle aste pubbliche. A novembre 2010 è stata indetta un'asta per finanziare fino a 75 impianti per una potenza di 2 MWp ciascuno e 5 impianti solari a concentrazione di 1 MWp capaci di produrre una capacità di 155 MWp. L'azienda che faceva

¹³² Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries, *ibidem*, p. 3303.

¹³³ Cfr. EPIA (European Photovoltaics Industry Association), Report "Global Market Outlook for Photovoltaics 2014- 2018", www.epia.org, *Ibid*

¹³⁴ Cfr. Decreto-Lei n. 225/2007 del 31 marzo.

¹³⁵ Cfr. res-legal.de

l'offerta migliore si accordava poi con il Governo o con un ente pubblico sul prezzo per installare l'impianto.

Sono inoltre previsti altri strumenti agevolativi: crediti d'imposta, sussidi agli investimenti e prestiti agevolati. La produzione di energie rinnovabili gode inoltre di un'aliquota della VAT minore (12% al posto del 21%) e una riduzione dell'imposizione sul reddito (fino a circa € 800). I sussidi all'investimento sono concessi per il 35% del costo totale dell'investimento per le piccole imprese per un massimo di € 250.000 a progetto. Le piccole imprese godono inoltre di benefici in termini di credito fino ad un massimo di € 75.000 a progetto¹³⁶.

Regno Unito

In Gran Bretagna lo sviluppo delle fonti rinnovabili è passato inizialmente attraverso il programma *Non Fossil Fuel Obligation* (NFFO), introdotto all'inizio degli anni '90, dopo la privatizzazione del settore elettrico. Successivamente, nel Febbraio 2000 il Ministro per l'energia e la competitività in Europa con il supporto del DTI (*Department of Trade and Industry*) pubblica una relazione (*Energy Report 2000*) con l'illustrazione della politica, delle riforme e dell'innovazione dei mercati nel settore energetico nazionale. L'intervento è focalizzato sull'introduzione della "Renewable Obligation" (RO) e sul supporto alla ricerca e al mercato nel settore delle nuove tecnologie energetiche e per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili. In particolare il "Renewable Obligation" (RO) rappresenta l'obbligo per i produttori di energia a fornire, a partire dal 2002 e fino al 2027, una percentuale incrementale di elettricità generata da RES (9,1% per il 2008-2009, 15,4% per il 2015-2016). I fornitori di energia possono assolvere a tale obbligo attraverso tre modalità: la consegna di certificati di obbligazioni rinnovabili (ROC) all'autorità del mercato che attesti l'avvenuta produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile; alternativamente possono acquistare tali certificati sul mercato o, infine, possono optare per una misura ibrida rispetto alle prime due. Un certificato (ROC) è rilasciato per ogni MGWh di energia elettrica generata da RES. In Scozia e nell'Irlanda del Nord sono rilasciati specifici certificati ROC, ma tutti i tipi di certificati sono scambiabili. Il prezzo a cui sono acquistati i certificati è aggiustato annualmente secondo l'indice dei prezzi al dettaglio (RPI). Inoltre il valore dei certificati ROC varia con il mercato,

¹³⁶ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries, *ibidem*, p. 3304.

e dipende dalle performance rispetto ai target della rinnovabile. Il valore medio di un ROC è di £ 45 (considerando un tasso di cambio euro- sterlina: 1€=0,9172 £)¹³⁷.

L'interesse verso i cambiamenti climatici e la necessaria riduzione delle emissioni di CO₂ sono, quindi, da sempre al centro dell'agenda politica del Governo inglese. La principale politica di sviluppo delle RES è la strategia di micro-generazione; tale politica è stata lanciata nel marzo 2006 con lo scopo di creare la condizioni per un migliore sviluppo degli impianti di micro-generazione come un'alternativa realistica nella generazione energetica rispetto alle fonti fossili¹³⁸.

Da aprile 2009 sono stati introdotti diversi livelli di supporto alle differenti tecnologie RES, al fine di incoraggiare una maggiore impiego delle stesse, e il sistema di incentivazione è stato prorogato dal 2027 al 2037. Le installazioni fotovoltaiche ricevono due certificati ROC per ogni MWh generato. Gli impianti di tecnologie rinnovabili di piccola scala, tra i quali rientrano quelli fotovoltaici, dovevano essere supportati meglio attraverso un meccanismo FIT, nel quale fossero previsti pagamenti diretti ai piccoli produttori. A tal fine dal 2011 anche nel Regno Unito si sono susseguite una serie di modifiche allo schema incentivante alle RES¹³⁹. In quest'anno è avvenuta la prima revisione al regime di incentivi al fotovoltaico. Come in Germania, Francia e Spagna, il Regno Unito, infatti, mirava a rimodulare il regime di modo che esso non fosse vantaggioso solo per i grandi operatori (oltre 100kWp). Lo Stato inglese aveva stabilito infatti un prezzo per le energie rinnovabili fisso superiore a quello di mercato garantito per un certo numero di anni, in modo da sfruttare i vantaggi derivanti dal rapido calo dei costi della tecnologia solare.

Nel 2012 il Regno Unito ha proseguito la sua politica di incentivazione stabilendo le nuove tariffe incentivanti per impianti di piccole dimensioni; tariffe che sono state rimodulate nel 2013 all'interno dell'*Electricity Market Reform*. Con quest'ultimo provvedimento il sistema di incentivazione scelto dal Governo inglese aveva come obiettivi la creazione di duecentocinquantamila nuovi posti di lavoro e l'incremento degli investimenti nelle energie rinnovabili al fine di raggiungere, entro il 2020, la percentuale del 15% di energia prodotta da fonti rinnovabili¹⁴⁰. Il provvedimento consisteva in un importo fisso sull'energia effettivamente generata da ciascuna fonte rinnovabili, c.d. "contratti di differenza" (CfD),

¹³⁷ Cfr. www.ambientediritto.it

¹³⁸ Cfr. Parlamento del Regno Unito, legge Climate Change and Sustainable Energy Act, 2006.

¹³⁹ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries, *ibidem*, p. 3305.

¹⁴⁰ Cfr. Obiettivi stimati dal DECC, Department of Energy & Climate Change. www.gov.uk.

dove per ciascuna tipologia di fonte rinnovabile il Governo aveva stabilito precisi prezzi di esercizio che dovevano permanere tra il 2014 e il 2019.

Il sistema di incentivazione così formulato ha permesso al Regno Unito di sperimentare una crescita del mercato delle RES e, in particolare del fotovoltaico, determinando una potenza complessiva installata di quest'ultimo di circa 2,16 GW nel 2014, segnando un aumento del 100% rispetto ai 1,08 GW registrati nel 2013 (vedi figura 8).

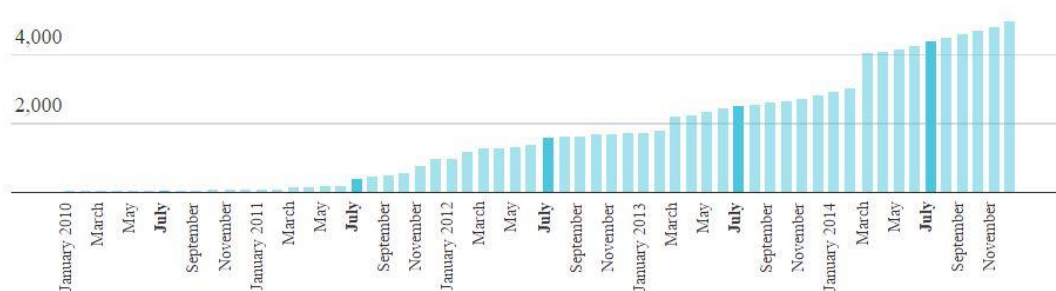


Figura 8 Potenza installata in Inghilterra tra il 2010 e il 2014. (Fonte: DECC)

Il mercato fotovoltaico inglese rappresenta tutt'oggi una valida opportunità di investimento nel panorama europeo grazie al permanere dei sussidi nazionali che consistono di diversi strumenti: tariffa incentivante garantita per 20 anni nel caso di installazioni domestiche; sistema ROC (Renewable Obligation Certificate) per gli impianti fotovoltaici di medie e grandi dimensioni che è in fase di sostituzione (entro aprile 2017) con i CfD (*Contract for Difference*) da Aprile 2015.

Spagna

Nel 2008 il mercato spagnolo era il maggiore a livello mondiale e la capacità installata superava i 3500 MW, di cui 2700 MW installati nello stesso anno. Per tali motivazioni il 2008 è stato un anno cruciale per il mercato fotovoltaico spagnolo in quanto sono state stabilite nuove regole da parte del Governo in seguito alla straordinaria crescita del mercato ottenuta grazie ad uno schema FIT molto favorevole¹⁴¹.

Fino al 30 settembre 2008 lo schema di incentivi di riferimento è stato il regio decreto 436/2004 nel quale era prevista la possibilità per i produttori di decidere se vendere l'energia prodotta ad una tariffa fissa (espressa attraverso una percentuale della tariffa media di riferimento, RAT) o se vendere l'energia sul mercato libero avvantaggiandosi del prezzo di

¹⁴¹ Cfr. DINÇER F., The analysis on photovoltaic electricity generation status, potential and policies of the leading countries in solar energy, Elsevier, Renewable and Sustainable Energy Reviews 15, 2011, p. 716, www.elsevier.com.

vendita. Il sistema FIT era offerto per un numero indefinito di anni con una riduzione delle tariffe dopo 25 anni¹⁴².

I valori delle FIT per l'energia generata da fotovoltaico sono rappresentati in tabella 30.

Anni incentivo	Potenza installata	FIT (€/kWh)
Primi 25 anni	≤100 kWp	575% of RAT
	>4100 kWp	460% of RAT
Oltre i 25 anni	≤100 kWp	300% of RAT
	> 100kWp	240% of RAT

Tabella 30 Tariffe FIT sull'energia fotovoltaica prodotta secondo il Regio decreto 43672004.
(Fonte: Dusonchet L., Telaretti E., 2010).

A seconda della dimensione dell'installazione (potenza maggiore o minore di 100 kWp) e al fatto che ci si riferisca ai primi 25 anni o oltre, le tariffe FIT rappresentano una percentuale progressivamente decrescente rispetto alla tariffa media di riferimento (RAT).

Nel 2007 è stato superato l'obiettivo di installazioni che il piano nazionale per le energie rinnovabili aveva stabilito per il 2010: tale obiettivo era di 400 MW mentre, alla fine del 2007, la capacità installata era già di 680 MW.

Si è reso necessario modificare il sistema FIT al fine di razionalizzare lo straordinario incremento nel mercato fotovoltaico creato dal precedente schema¹⁴³. Il nuovo sistema di FIT, meno favorevole rispetto al precedente, ha riguardato i progetti connessi alla rete dopo il 30 settembre. Tale modello regolativo è stato stabilito con il regio decreto 1578/2008 e ha implicato due principali cambiamenti. Da un lato, vi è stata una riduzione dei valori delle FIT nell'ordine del 30% con valori più favorevoli per le installazioni su tetto e su facciata. D'altro lato, al fine di controllare l'impatto delle FIT sulla situazione economica nazionale, è stata stabilita una quota di 500 MW nel 2009 e per i successivi tre anni. Questo ha implicato una forte riduzione del mercato spagnolo se comparata con la straordinaria crescita del 2008¹⁴⁴.

I nuovi valori FIT per i sistemi fotovoltaici, sempre garantiti per 25 anni, sono indicati in tabella 31.

¹⁴² Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries, *ivi*.

¹⁴³ Cfr. SOLANGI K. H. *et al.*, A review on global solar energy policy, *op. cit.*, p. 2155.

¹⁴⁴ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries, *ibidem*, p. 3304.

Tipologia impianto	Potenza	Tariffe 2009	CAP 2009	CAP 2010	CAP 2011
Su tetto	< 20 kW	0,34 €/kWh	27 MW	30 MW	33 MW
	> 20 kW	0,32 €/kWh	240 MW	265 MW	292 MW
	Valore massimo potenza impianti su tetto		267MW	295MW	325MW
A terra	10 MW	0,32 €/kWh	233 MW (133+100)	207 MW (133+60)	162 MW
	Valore massimo potenza impianti a terra		500 MW	502 MW	488 MW

Tabella 31 Tariffe FIT sull'energia fotovoltaica prodotta nel 2009. (Fonte: Dusonchet L., Telaretti E., 2010)

In caso di applicazioni su tetto la tariffa fissata è di 0,34 €/kWh e 0,32 €/kWh rispettivamente per impianti con potenza minore o maggiore di 20 kW con una limitazione della potenza cumulativa installata di 27 MW (2009), 30 MW(2010) e 33 MW (2011). In caso di applicazioni a terra è fissata una tariffa di 0,32 €/kWh con una limitazione della potenza cumulativa installata di 233 MW (2009), 207 MW(2010) e 162 MW (2011). Le tariffe e i limiti massimi in termini di potenza vengono aggiustati trimestralmente a seconda della domanda nel precedente trimestre.

Dopo la politica del 2009 il Governo spagnolo, al fine ridurre il debito pubblico, ha ritoccato più volte il sistema di incentivazione. Sono state adottate misure quali: la rimodulazione dell'arco temporale in cui veniva garantito il pagamento delle tariffe, non più incentivi erogati per l'intera vita utile dell'impianto ma per un massimo di 25 anni; abolizione con effetto retroattivo del sistema di tariffe incentivanti per uno schema di remunerazione basato sull'efficienza degli impianti¹⁴⁵.

Tali circostanze hanno portato gli operatori del settore fotovoltaico a cercare soluzioni per far crescere il mercato fotovoltaico che non prevedessero l'utilizzo di incentivi dato l'atteggiamento ostruzionista del Governo verso lo sviluppo del fotovoltaico, e in generale delle rinnovabili.

Nel 2015 si registra un'inversione di tendenza del Governo spagnolo, il quale ha annunciato di voler favorire l'installazione di circa 8,5 GW di energia rinnovabile tra il 2015 e il 2020, di cui 3,9 GW da fonte solare. Tale scelta potrebbe essere stata dettata dalle previsioni dell'UNEF, associazione di settore spagnola, la quale sostiene che la normativa corrente e le riforme non permetteranno di raggiungere entro il 2020 una produzione di energia da fonti rinnovabili pari al 20% del fabbisogno nazionale (come previsto dalla direttiva europea 2009/28). L'UNEF infatti prevede che per aggiungere 1,3 GW di nuova capacità fotovoltaica entro il 2020, la Spagna dovrebbe aumentare i propri investimenti

¹⁴⁵ Cfr. Real Decreto-Ley 9/2013 che ha portato alla nuova norma, RD413/2014.

fotovoltaici oltre al 400% l'anno, se sono considerati gli ultimi due anni come riferimento. La seguente figura dimostra come le installazioni fotovoltaiche effettive si siano discostate da quelle necessarie per raggiungere gli obiettivi per il 2020¹⁴⁶.

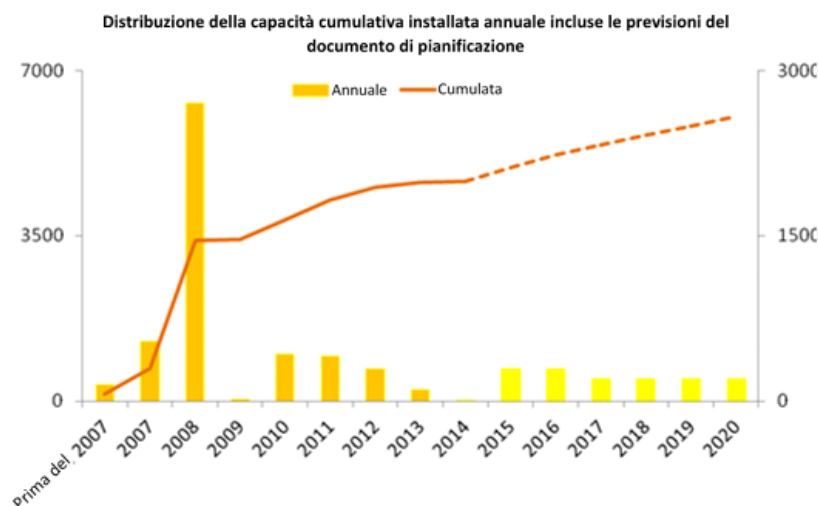


Figura 9 Installazioni fotovoltaiche previste per il 2020 ed effettive (Fonte: UNEF)

Sono inoltre previsti altri strumenti di supporto quali gli incentivi sulla tassazione. La legge 35 del 2006 stabilisce una riduzione delle tasse del 6% (2008), 4% (2009) e il 2% (2010) dai benefici annuali dei sistemi fotovoltaici¹⁴⁷.

Svezia

Lo sviluppo del mercato fotovoltaico svedese è stato molto modesto fino al 2009. Tale mercato era composto per la maggior parte da sistemi autonomi, mentre i sistemi fotovoltaici connessi alla rete erano meno sviluppati e fortemente dipendenti dai programmi nazionali di supporto.

Il principale strumento di supporto per introdurre le RES in Svezia erano i sistemi di certificazione nazionale sull'energia rinnovabile e una tassa sulle emissioni di CO₂. Tuttavia nessuna di tali misure ha avuto un forte impatto sullo sviluppo dei sistemi fotovoltaici in quanto, per essere inclusa nei programmi di certificazione elettrica, la produzione fotovoltaica doveva prevedere meccanismi di rilevazione oraria dell'energia prodotta. Meccanismi di questo tipo nel caso di piccoli impianti si rivelavano troppo costosi rispetto ai ricavi garantiti

¹⁴⁶ Cfr. Forbes/Energy, Spain Strengthens Support For Renewable Energy, Febbraio 2015.

¹⁴⁷ Cfr. SOLANGI K. H. *et al.*, A review on global solar energy policy, *ibidem*, p. 2155.

dai certificati energetici; tale circostanza ha fatto sì che pochi impianti fotovoltaici siano stati registrati nel sistema delle certificazioni (Swedish Energy Agency, 2008).

Solo nel 2008-2009 il mercato dei sistemi fotovoltaici connessi alla rete ha sperimentato una crescita sufficiente, dovuta ai sussidi agli investimenti su edifici pubblici che è stata lanciata nel maggio 2005 (Andersson *et al.*, 2005)¹⁴⁸. Il programma di supporto era attivo fino alla fine del 2008, con una capacità cumulativa installata di 7 MW. I sussidi agli investimenti coprono il 70% dei costi d'investimento di un impianto fotovoltaico con un budget limitato di 15 milioni di euro.

Come risultato di questo programma di supporto, il mercato fotovoltaico svedese ha subito un significativo impulso e sono stati sviluppati sistemi integrati sugli edifici. La capacità totale installata è duplicata negli ultimi tre anni (fino al 2011) e le applicazioni connesse alla rete sono aumentate di 10 volte¹⁴⁹.

La Svezia si sta distinguendo all'interno del panorama europeo per gli elevati investimenti in innovazione spesso in collaborazione con l'Università svedesi, in particolar modo nel fotovoltaico (per esempio il fotovoltaico trasparente all'interno della c.d. architettura bioclimatica).

Nel 2014 la Svezia ha raggiunto una potenza fotovoltaica installata cumulata di 79,4 MW¹⁵⁰ e, nell'ultimo anno, il Governo svedese ha deciso di incentivare le installazioni fotovoltaiche stanziando 16 milioni di euro (150 milioni di corone svedesi) per gli anni 2015-2017. Il nuovo programma di incentivi è indirizzato a privati o piccole aziende per l'installazione di impianti su tetto. Il programma copre parte dei costi di installazione iniziali con un contributo *una tantum*.

2.2.2 Il sistema di incentivi nel settore fotovoltaico nei principali Paesi dell'Europa orientale.

Gli strumenti di supporto alle RES maggiormente utilizzati sono le FIT e i TGC, ai quali vengono spesso associati altri strumenti quali: sussidi al capitale, crediti d'imposta e scambio sul posto. La tabella seguente indica le strategie di finanziamento attuali nei Paesi dell'Europa orientale:

¹⁴⁸ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries, *ibidem*, p. 3305.

¹⁴⁹ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries, *ivi*.

¹⁵⁰ Cfr. Statistiche diffuse dall'agenzia per l'energia Energimyndigheten, www.energimyndigheten.se.

Paesi	FIT	TGC	Sussidi al capitale	Incentivi fiscali	Scambio sul posto
Bulgaria	✓				
Rep. Ceca	✓		✓	✓	
Estonia	✓		✓	✓	
Ungheria	✓		✓		✓
Lettonia	✓				
Lituania			✓		
Polonia		✓		✓	
Romania		✓	✓	✓	✓
Rep. Slovacca	✓		✓	✓	
Slovenia	✓		✓		

Tabella 32 Attuali strategie finanziarie per i sistemi fotovoltaico nei Paesi dell'Europa orientale.
(Fonte: Dusonchet, Telaretti, 2013)

Bulgaria

La prime legge che regolava gli incentivi alle fonti di energia rinnovabile (*Zakon za vazobnovjaemite i alternativnite energijni iztochnici i biogorivata*), è entrata in vigore nel giugno 2007 ed è stata rivista all'inizio del 2011 al fine di limitare la proliferazione degli impianti da fonti rinnovabili (in primis fotovoltaici ed eolici) che rischiavano di mettere in crisi l'obsoleta rete del Paese e far aumentare i prezzi dell'elettricità (in un Paese in cui i costi energetici, spese nei mesi invernali, incidono molto sul reddito della popolazione).

L'emendamento del 2011 stabiliva sovvenzioni a tutte le tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili; l'elettricità prodotta da fotovoltaico riceveva incentivi a tariffa fissa per un periodo di 20 anni. Le tariffe venivano annualmente ridotte in base ad una percentuale stabilita per legge ad opera dell'autorità energetica preposta.

In particolare il mercato fotovoltaico si è sviluppato negli ultimi anni infatti, solo nell'aprile 2009¹⁵¹, è stato introdotto un sistema di incentivazione al fotovoltaico basato sulle tariffe FIT. Le tariffe sono garantite per 25 anni e sono aggiustate annualmente a seconda dei prezzi del mercato elettrico¹⁵². In tabella 33 sono indicate le tariffe valide fino alla fine del 2015:

Tecnologia RES	Prezzo acquisto obbligatorio (FIT)	Prezzo di vendita dell'energia stabilito dal TSO
Tutte le tecnologie RES	0.074 (€/kWh)	0.054 (€/kWh)

Tabella 33 Prezzi d'acquisto obbligatori per l'energia elettrica generata da fotovoltaico nel 2009.
(Fonte: Dusonchet L., Telaretti E., 2013)

¹⁵¹ Cfr. State Energy and Water Regulatory Commission, 2009. Decision on the price of electric energy produced by hydroelectric power plants, wind generators, photovoltaic modules and by direct burning of biomass. Decision n. II-04, 30 March 2009.

¹⁵² Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of financial supports for large-scale photovoltaic PV plants in eastern European Union countries, *op. cit.*, p. 70.

In particolare sono previste delle tariffe differenziate per gli impianti con potenza maggiore o minore di 5 kW, rispettivamente di 0,421 €/kWh e 0,386 €/kWh (vedi tabella 34). Quindi i prezzi per gli impianti medio-grandi sono più bassi di circa il 10% rispetto a quelli di piccola scala.

Potenza impianto	Prezzi d'acquisto obbligatori
≤5 kW (€/kWh)	0.421 €/kWh
>5 kW (€/kWh)	0.386 €/kWh

Tabella 34 Valori della FIT per l'energia prodotta da RES nel 2009. (Fonte: Dusonchet L., Telaretti E., 2013)

I vantaggiosi programmi di incentivazione al fotovoltaico hanno determinato un forte interesse da parte di investitori, anche stranieri, che ha portato la Bulgaria molto vicina al raggiungimento del suo obiettivo del 16% di energia prodotta da RES entro il 2020. La Bulgaria ha quindi deciso di rallentare la crescita del settore ed evitare un eccessivo rialzo nei prezzi dell'energia elettrica attraverso, dapprima l'incentivazione dei soli progetti di piccola scala e poi un cambiamento di politica energetica.

Nel 2015 il Governo bulgaro ha cancellato definitivamente gli incentivi per il fotovoltaico ed eolico al fine di far fronte al forte deficit del settore energetico bulgaro.

Estonia

Il settore fotovoltaico in Estonia non ha avuto molto successo a causa della previsione di tariffe troppo basse. Il sistema di incentivazione del fotovoltaico è regolato dalla legge *Electricity Market Act* (artt. 57-59)¹⁵³, la quale ha introdotto un'unica FIT per tutte le tecnologie RES (incluso il fotovoltaico) di 0,074 €/kWh. Alternativamente i produttori di energia da RES possono venderla al prezzo stabilito dal TSO (*Transmission System Operator*) di 0,054 €/kWh dal primo gennaio 2010. La durata dell'incentivo è stata estesa a 12 anni dall'inizio della produzione¹⁵⁴.

Oltre al sistema FIT l'Estonia ha previsto ulteriori strumenti di incentivazione: sussidi al capitale e crediti d'imposta.

¹⁵³ Cfr. Parliament of the Estonian Republic, 2003. Elektrituruseadus. RTI 2003, 25, 153, 1 July 2003.

¹⁵⁴ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of financial supports for large-scale photovoltaic PV plants in eastern European Union countries, *ibidem*, p. 72.

Lettonia

Fino ad ora lo sviluppo del mercato fotovoltaico è stato molto lento a causa delle condizioni di irraggiamento poco favorevoli e del basso valore delle FIT. I produttori di energia da RES possono vendere la potenza generata dai loro impianti ad un prezzo garantito che varia a seconda del tipo di tecnologia. Il valore delle FIT per il fotovoltaico nel 2009¹⁵⁵ era di 0,423 €/kWh applicato per tutta la vita dell'impianto¹⁵⁶.

Lituania

Anche in Lituania la crescita molto lenta del fotovoltaico è dovuta alla sfavorevole localizzazione geografica caratterizzata da basso irraggiamento e da meccanismi di incentivazione poco applicati. L'unico sistema di incentivazione del fotovoltaico sono i sussidi agli investimenti, il cui ammontare massimo è di 200.000 euro, concessi per un periodo di tre anni e solo nel caso in cui non superi il 70% dell'investimento¹⁵⁷.

Polonia

Il fotovoltaico in Polonia si è sviluppato molto lentamente a causa sia della mancanza di un efficace schema di supporto, sia di un approccio negativo del Governo alla promozione delle RES. Le attuali tariffe sono troppo basse per gli investitori e ciò ha determinato uno sviluppo molto lento del settore. Al fine di promuovere la produzione di energia da RES è previsto l'utilizzo di certificati verdi (TGC) e l'obbligo per le imprese di trasmissione e distribuzione di acquistare un percentuale minima di energia prodotta da RES. Tale obbligo può essere adempiuto in diversi modi: acquistando certificati che testino la natura rinnovabile dell'energia prodotta oppure pagando una tassa sostitutiva. In tabella 35 sono indicati i valori delle percentuali di energia rinnovabile che devono essere prodotti/acquistati negli anni dal 2008 al 2016¹⁵⁸.

¹⁵⁵ Cfr. Cabinet of Ministers, Noteikumi par elektroenerģijas rāzosanu, izmantojot atjaunojamos energoresursus, un cenu noteikšanas kartību. Regulation n. 198, LV, 41 (4027), 13 March 2009.

¹⁵⁶ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of financial supports for large-scale photovoltaic PV plants in eastern European Union countries, *ivi*.

¹⁵⁷ Cfr. Minister of the Environment, Isakymas Del Lietuvos Respublikos Aplinkos Ministro 2003 M. Rugpjucio 29 D. Isakymo n. 437 Del Viesosios Istalgos Lietuvos Aplinkos Apsaugos Investiciju Fondo Investiciniu Projektu Finansavimo Ir Prieziuros Tvarkos Patvirtinimo. Official Gazette, n. 143-5237, 2004; Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of financial supports for large-scale photovoltaic PV plants in eastern European Union countries, *ivi*.

¹⁵⁸ Cfr. Polish Minister of Economy, 2008. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii. Ministerial Decree, 14 August 2008.

Percentuale di energia rinnovabile da acquistare annualmente (%)						
2008	2009	2010-2012	2013	2014	2015	2016
7	8.7	10.4	10.9	11.4	11.9	12.4

Tabella 35 Percentuale obbligatoria di acquisto di energia da RES. (Fonte: Dusonchet L., Telaretti E., 2013)

Il Sistema dei TGC non agevola il settore fotovoltaico in quanto è indipendente dal tipo e della dimensione dei diversi impianti di produzione da RES¹⁵⁹.

In Polonia sono inoltre concessi crediti d'imposta e minori tassi di interesse sui prestiti verdi.

Alla fine del 2012 la Polonia ha previsto una nuova programmazione nazionale (c.d. Progetto di Varsavia) di supporto per lo sfruttamento delle energie alternative al fine di attrarre anche investitori esteri nel perseguimento dell'obiettivo di produrre una quota di energia verde pari al 15,5%. Il Paese punta ad incentivare la produzione di energia da RES attraverso l'erogazione di incentivi e procedure burocratiche poco dispendiose e veloci.

In particolare nel settore fotovoltaico, il cui investimento risulta vantaggioso data l'elevata presenza di porzioni di territorio che non si prestano all'attività agricola, il programma prevedeva una triplicazione dei contributi al settore fotovoltaico, un programma di certificazione verde per i grandi impianti e un *feed-in tariff* dedicato per impianti di dimensioni minori.

Le agevolazioni previste riguardavano un aumento di incentivi e allaccio alla rete nazionale gratuito per micro impianti fino a 40 kW e *feed-in tariffs* ovvero una tariffa unica e agevolata, per piccoli impianti con potenza compresa tra 40 kW e 200 kW, per i quali non sarà obbligatorio ottenere la concessione da parte dell'autorità regolatrice (URE, *Urzdq Regulacji Energetyki*). Una persona fisica poteva produrre energia e vendere il surplus al gestore di rete.

Erano inoltre previsti incentivi per i parchi fotovoltaici provvisti di certificati verdi e sgravi e tariffe fisse per 15 anni per tutte le strutture che producevano fino a 100 kW.

Nel 2015 il Parlamento polacco continua la politica di incentivazione ai piccoli impianti: è stato approvato un nuovo schema di tariffe incentivanti per installazioni fotovoltaiche di potenza fino a 10 kW. I proprietari di impianti di potenza fino a 3 kW hanno accesso a una tariffa di 0,18 €/kWh, mentre i proprietari di impianti di potenza compresa tra 3 e 10 kW hanno diritto a una tariffa compresa tra 0,09 e 0,17 €/kWh.

¹⁵⁹ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of financial supports for large-scale photovoltaic PV plants in eastern European Union countries, *ibidem*, p.72.

Repubblica Ceca

Il mercato fotovoltaico ceco è cresciuto rapidamente negli ultimi anni grazie all'implementazione di un efficace sistema di FIT, la cui convenienza economica ha portato molti operatori a investire in impianti a terra di grandi dimensioni. L'atto normativo¹⁶⁰ che promuove l'utilizzo delle energie rinnovabili permette ai produttori di RES di scegliere fra essere remunerati attraverso una tariffa (*feed-in tariff*) o attraverso un premio (*feed-in premium*). Le FIT sono garantite per un periodo di 20 anni, mentre nel *feed-in premium* il valore varia in quanto il premio viene sommato al prezzo di mercato. I valori delle FIT e del premio, validi dopo gennaio 2009, sono indicati in tabella 36; tali valori sono aggiornati annualmente¹⁶¹.

Incentivo	Potenza impianto	FIT fisse (€/kWh)	Green Bonus (€/kWh)
<i>Feed-in tariff</i>	< 30 kW	0,4987	0,461
<i>Feed-in premium</i>	> 30kW	0,4950	0,457

Tabella 36 Valori delle FIT e dei premi per l'energia elettrica generata da fotovoltaico nel 2009.
(Fonte: DUSONCHET L., TELARETTI E., 2013)

Per impianti di potenza inferiore a 30 kW sono previste una tariffa FIT fissa di 0,4987 €/kWh e un bonus sull'energia eccedente di 0,461 €/kWh; per impianti di potenza maggiore a 30 kW sono previsti un premio di 0,4950 €/kWh e un bonus sull'energia eccedente di 0,457 €/kWh.

Oltre al sistema FIT sono previsti ulteriori strumenti di incentivazione: sussidi al capitale, crediti d'imposta e condizioni vantaggiose sui prestiti attraverso bassi tassi di interesse.

Come per la Bulgaria un sistema incentivante siffatto ha determinato elevati investimenti nel settore fotovoltaico, in particolar modo da operatori stranieri. La Repubblica Ceca ha deciso quindi di rallentare la crescita del settore attraverso una serie di provvedimenti penalizzanti e, spesso, retroattivi. Il Governo nel 2013 ha introdotto infatti un'imposta sul reddito (anche se era prevista una esenzione quinquennale dalla stessa) generato dalla vendita dell'energia su impianti che usufruivano di incentivi. L'imposta, nella forma della ritenuta alla fonte, aveva effetto retroattivo per tutti gli impianti messi in esercizio nel biennio 2009-2010. Sono state inoltre ridotte le tariffe incentivanti.

All'inizio del 2014, visto che la potenza fotovoltaica installata nel 2013 aveva superato la soglia prevista dal Governo e l'aumento dei costi per l'energia elettrica ai consumatori,

¹⁶⁰ Cfr. Ministry of Industry and Trade, 2005. O podpore výroby elektriny z obnovitelných zdrojů energie a o změně některých zákonů. Act n. 180, 1 June 2005.

¹⁶¹ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of financial supports for large-scale photovoltaic PV plants in eastern European Union countries, *ivi*.

l'autorità per l'energia della Repubblica Ceca ERU ha cancellato gli incentivi per impianti fotovoltaici, e alle RES in generale.

Repubblica Slovacca

La crescita del mercato fotovoltaico è stata limitata dai bassi valori previsti per le FIT. Le principali misure di supporto al settore sono: FIT, sussidi al capitale e incentivi sulla tassazione.

A settembre 2009¹⁶² è stato introdotto un nuovo schema FIT idoneo per tutte le RES e per gli impianti di cogenerazione ad alta efficienza¹⁶³ fino a 10 MW. Tale nuovo sistema è basato sul pagamento di un *feed-in premium*, aggiunta al prezzo base del mercato elettrico. Il nuovo valore della FIT nel 2009 è di 0,438 €/kWh, garantito per un periodo di 12 anni. Tale valore viene ridotto di una determinata percentuale nel caso in cui i proprietari degli impianti ricevano sussidi finanziari agli investimenti¹⁶⁴. Tali valori sono indicati in tabella 37.

Sussidio sul costo totale dell'investimento (%)	Percentuale di riduzione delle FIT (%)
Fino al 30%	4
Fino al 40%	8
Fino al 50%	12
Oltre il 50%	16

Tabella 37 Livello di riduzione della FIT collegato alla percentuale di sussidi.
(Fonte: Dusonchet L., Telaretti E., 2013)

Come si vede in tabella nel caso in cui il proprietario dell'impianto beneficia di un sussidio sui costi dell'investimento le tariffe FIT sono ridotte: maggiore è il sussidio, maggiore sarà la percentuale di riduzione della tariffa. Per un sussidio pari al 30%, la tariffa viene ridotta del 4%, per un sussidio del 40% la tariffa è ridotta dell'8%, se il sussidio è del 50%, la riduzione della tariffa è del 12%, mentre per percentuali di sussidi maggiori al 50% la riduzione della tariffa è del 16%.

¹⁶² Cfr. National Council of Slovak Republic, 2009. O podpore obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnej kombinovanej výroby a o zmene a doplnení niektorých zákonov. Decree n. 309, 19 June 2009.

¹⁶³ Produzione combinata di energia termica ed energia elettrica che consente di valorizzare al meglio le proprietà energetiche di un combustibile (gas metano e GPL). La produzione combinata può incrementare l'efficienza di utilizzo del combustibile fino ad oltre l'80% rispetto alla produzione separata di elettricità e di calore; per tale caratteristica rientra nella politica energetica sostenibile, in sintonia con gli obiettivi dell'Unione Europea del "20-20-20" e con le altre disposizioni comunitarie per la salvaguardia ambientale. www.gse.it

¹⁶⁴ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of financial supports for large-scale photovoltaic PV plants in eastern European Union countries, *ibidem*, p.73.

L'interesse per le RES ed in particolare per l'energia solare fotovoltaica non aveva alcun ruolo significativo nell'economia della Repubblica Slovacca fino al 2009. Solo nel 2010, infatti, il mercato fotovoltaico ha registrato una crescita notevole, con una potenza installata da 200 a 300 MWp, divenendo uno dei Paesi europei più importanti per il settore¹⁶⁵.

L'enorme crescita del mercato è stata certamente legata all'introduzione nel 2009 di incentivi statali per energia elettrica prodotta da fonti di energia rinnovabile. La legge 309/2009 garantiva per l'energia da fonte solare una retribuzione a tariffa fissa per kWh prodotto per un periodo di 15 anni.

Nel 2011 tale legge è stata emendata ed è stato stabilito che l'incentivo non era più garantito per gli impianti con una potenza superiore a 100 MWp installati dopo il 1 febbraio 2011.

Anche le tariffe incentivanti hanno subito diverse modifiche negli ultimi anni e il loro ammontare viene aggiornato annualmente dall'Ufficio per la Regolamentazione delle Industrie di Rete slovacco (URSO).

Romania

L'interesse per la produzione di energia rinnovabile in Romania è nato all'inizio del 2007, subito dopo l'entrata del paese nella Comunità Europea. Oggi il paese è tra i primi 10 produttori di energia rinnovabile di tutta la Comunità Europea.

Al fine di promuovere l'energia prodotta da RES è attivo un sistema TGC, idoneo per impianti fotovoltaici con capacità inferiore a 10 MW¹⁶⁶. Si prevede che la percentuale obbligatoria per i TGC passerà da 5,26% nel 2008 a 16,8% nel 2020. Tra il 2008 e il 2014 il prezzo dei TGC varia da un minimo di € 27 ad un massimo di € 55. Il numero dei certificati TGC richiesti varia a seconda della tecnologia utilizzata. L'elettricità prodotta da impianti fotovoltaici è remunerata con 4 TGC per ogni MWh prodotto per un periodo di 15 anni; quindi, assumendo un valore medio per ogni TGC di 45€, la remunerazione totale per l'energia prodotta da RES è pari a 0,180 €/kWh.

Inoltre l'energia fotovoltaica in Romania è incentivata attraverso il sistema dello scambio sul posto, sussidi agli investimenti e crediti d'imposta¹⁶⁷.

¹⁶⁵ Cfr. EPIA (European Photovoltaics Industry Association), Report "Global Market Outlook for Photovoltaics 2014- 2018", www.epia.org, *Ibid*.

¹⁶⁶ Cfr. Parliament of Rumanian Republic, 2008. Lege nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie. Official Gazette, Part I, n. 743, 3 November 2008.

¹⁶⁷ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of financial supports for large-scale photovoltaic PV plants in eastern European Union countries, *ivi*.

Già dal 2011, come per gli altri Paesi orientali europei che hanno sperimentato un forte successo in termini di capacità installata, la Romania si è trovata a dover affrontare il problema dell'aumento dei prezzi dell'energia elettrica.

Nel 2013 il Governo del Paese ha modificato (legge 57/2013 valida fino al 2017) il meccanismo dei certificati verdi (legge 220/2008) riducendo le sovvenzioni ai progetti di energia rinnovabili. In concreto, il Governo rumeno ha deciso di posticipare la cessione di una parte dei certificati verdi.

Nel 2014 la Romania era rimasta l'unico Paese a livello europeo a mantenere un incentivo per i grandi impianti fotovoltaici e a proporre nuove *feed-in tariff*. Nello stesso anno è stata approvata la legge che regola l'incentivazione di impianti superiori a 1 MW, mostrando che l'obiettivo della politica nazionale era quello di sostenere i piccoli produttori.

Nell'ultimo anno il Governo ha proposto ulteriori modifiche al sistema incentivante: da un lato l'introduzione di una tariffa onnicomprensiva, per i piccoli impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile fino a 500 KW di potenza, al fine di sviluppare il mercato residenziale e delle installazioni sui capannoni industriali. Dall'altro la possibilità di stipulare contratti di compravendita dell'energia elettrica (PPA) per tutti gli impianti aventi una potenza installata da 1 MW a 3 MW.

Slovenia

Il mercato fotovoltaico sloveno è cresciuto di oltre 1 MW nel 2008 grazie ad un efficace sistema FIT e buone condizioni di irraggiamento.

Nell'ottobre 2009¹⁶⁸, infatti, è stato implementato un nuovo sistema FIT, nel quale sono previste tariffe diverse a seconda della potenza dell'impianto (fino a 50 kW, fino a 1 MW e fino a 5 MW) e del grado di integrazione dello stesso con l'edificio in cui è installato (sistemi a terra, sistemi integrati agli edifici e sistemi aggiunti agli edifici). Tali tariffe sono pagate per un massimo di 15 anni e i valori delle stesse sono indicati in tabella 38¹⁶⁹.

Potenza impianto	Sistemi a terra (€/kWh)	Sistemi integrati agli edifici (€/MWh)	Sistemi aggiunti agli edifici (€/MWh)
< 50 kW	390,42	477,78	415,46
< 1 MW	359,71	437,03	380,02
< 5 MW	289,98	362,67	315,36

Tabella 38 Nuovi valori delle FIT per l'energia elettrica prodotta da fotovoltaico alla fine del 2009. (Fonte: DUSONCHET L., TELARETTI E., 2013)

¹⁶⁸ Cfr. Government of the Republic of Slovenia, 2009. Uredba o podporah električni energiji, proizvedeni iz obnovljivih virov energije. Official Gazette of the Republic n. 37 of 18 May 2009.

¹⁶⁹ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of financial supports for large-scale photovoltaic PV plants in eastern European Union countries, *ibidem*, p. 73

Inoltre l'energia fotovoltaica in Slovenia è incentivata attraverso sussidi all'investimento e condizioni vantaggiose sul credito.

Nell'ultimo anno il Governo ha proposto una riforma relativa al settore delle energie rinnovabili, finalizzata a sostituire i combustibili fossili con fonti energetiche verdi e a ridurre la sua dipendenza dall'import di petrolio entro il 2035. I pilastri di tale riforma sono: sostenibilità ambientale, abbassamento delle emissioni di anidride carbonica e maggiori forniture e concorrenza.

Ungheria

Il mercato fotovoltaico ungherese è cresciuto lentamente negli ultimi anni a causa di valori delle FIT molto bassi. Gli attuali valori delle FIT sono stati introdotti con la legge *Electricity Act*, secondo la quale sono garantite delle tariffe FIT per impianti con potenza minore a 20 MW per tutto la durata del progetto. I valori delle tariffe FIT per il fotovoltaico e l'eolico, validi dal 1 gennaio 2009, sono pari a 0,105 €/kWh. Inoltre, l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici è supportato da altri strumenti: sistema di scambio sul posto, sussidi al capitale e prestiti agevolati¹⁷⁰.

2.3 Confronto tra le politiche di incentivazione.

Al termine della disamina delle politiche incentivanti nei Singoli Paesi europei si possono trarre alcune conclusioni in merito all'efficacia delle politiche adottate e al grado di realizzazione di un unico Framework europeo di incentivazione al fotovoltaico.

Nell'Europa occidentale il supporto al fotovoltaico ha raggiunto oggi un livello elevato con 24 Paesi su 28 che si sono già avvalsi di uno dei due strumenti principali di incentivazione, FIT e TGC, a cui spesso vengono associate altre misure.

La durata media della misura incentivante è di 15 anni, con un valore di 25 anni per la Bulgaria e la Spagna, come detto quest'ultima ha dovuto però rimodulare il suo sistema incentivante in quanto rivelatosi troppo generoso.

Nell'erogare ogni incentivo i Paesi discriminano a seconda della potenza dell'impianto, tipologia di applicazione, della natura pubblica o privata dell'iniziativa dell'investimento e, in alcuni casi, anche della localizzazione geografica dello stesso.

I Paesi che hanno sviluppato sistemi di incentivazione più completi, in termini di eterogeneità degli strumenti adottati e di copertura delle varie tipologie di impianti, sono i

¹⁷⁰ Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of financial supports for large-scale photovoltaic PV plants in eastern European Union countries, *ibidem*, p. 72.

Paesi dell'Europa meridionale¹⁷¹. La ragione principale di tali performance è legata alle condizioni ottimali di irraggiamento di tali territori.

Non meno di successo è la politica incentivante tedesca; la Germania infatti si contende da sempre la leadership a livello europeo con l'Italia e la Spagna. In alcuni Paesi invece le politiche non sono sufficientemente efficienti per diverse ragioni: il limite massimo della potenza degli impianti beneficianti degli incentivi è troppo basso (per esempio l'Austria); le tariffe FIT sono garantite per un numero di anni troppo limitato (per esempio Austria, Cipro, Olanda e Grecia); procedure amministrative troppo complicate o ostruttive (per esempio Cipro, Grecia e Francia)¹⁷².

I Paesi del nord Europa, come indicato dell'analisi precedente, non sono ancora all'avanguardia in merito alle politiche di incentivazione delle RES, in particolare del fotovoltaico per lo scarso irraggiamento di cui godono. In tali Paesi l'impatto delle politiche incentivante è limitato in quanto le tariffe non coprono le spese di investimento.

Nei Paesi dell'Europa orientale, infine, lo sviluppo del mercato fotovoltaico si sta verificando solo negli ultimi anni, con politiche di incentivazione avviate solo dal 2009. Siamo quindi ancora in una fase di test dei primi schemi incentivanti, con risultati soddisfacenti solo per la Romania e la Slovenia.

La comparazione delle diverse misure a supporto del fotovoltaico implementate a livello europeo permette di trarre alcune conclusioni¹⁷³; quest'ultime saranno differenziate a seconda dell'ambito occidentale e orientale in quanto il successo di una politica incentivante è determinato rapportandolo al diverso contesto di mercato che li caratterizza.

La valutazione delle politiche di incentivazione nell'Europa dell'Ovest permette di suddividere i Paesi in 4 gruppi:

- 1) Italia, Grecia e Francia, presentano un sistema maggiormente profittevole per gli impianti di piccola e media dimensione.

¹⁷¹ Cfr. Solar Energy Report, Il sistema industriale italiano nel business dell'energia solare, Politecnico di Milano, Aprile 2014, www.energystretegy.it.

¹⁷² Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries, *ibidem*, pp. 3306-3307.

¹⁷³ Confermate anche da uno studio di Dusonchet e Telaretti (Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries, Elsevier, Energy policy 38, 2010; Cfr. DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of financial supports for large-scale photovoltaic PV plants in eastern European Union countries, Scientific Bulletin of the Electrical Engineering Faculty 2,2013) nel quale viene valutata l'efficienza dei sistemi incentivanti al fotovoltaico dei Paesi europei attraverso un'analisi economico-aziendalistica che, partendo dalla struttura dei flussi di cassa dei progetti d'investimento in impianti fotovoltaici, valuta e compara il valore di tre indici (*Pay-back period*, *Net Present Value* e *Internal Rate of Return*) degli stessi investimenti.

Il successo di tali sistemi è dovuto però a fattori diversi. Nel caso italiano esso è dovuto ad almeno tre fattori: un sistema FIT efficace, condizioni ottimali di irraggiamento e i costi dell'elettricità molto alti. Inoltre in Italia, a differenza degli altri Paesi, i proprietari degli impianti fotovoltaici ricevono una tariffa per l'intera produzione e un rimborso per l'energia immessa nella rete (scambio sul posto). Il caso greco deve il suo successo alle ottimali condizioni di irraggiamento e ad un efficace sistema delle FIT; mentre i risultati positivi della Francia sono dovuti solo ad un buono schema FIT;

- 2) Cipro, Germania, Belgio e Spagna hanno implementato buone strategie di supporto in cui le FIT sono garantite per un periodo operativo di 15 anni e viene inoltre concessa una detrazione del 55% dei costi dell'investimento. La Germania e la Spagna presentano strategie incentivanti simili per gli impianti di piccola e media dimensione. Si deve notare che la politica favorevole dei TGC belga riflette solo la situazione della regione delle Flanders, in quanto la Wallonia e Brussels hanno valori dei TGC meno convenienti;
- 3) Lussemburgo, Portogallo, Malta, Regno Unito e Danimarca, hanno implementato strategie incentivanti meno convenienti. Si deve sottolineare che in Portogallo il Regime Generale di supporto all'investimento (scambio sul posto) è meno conveniente del Regime Speciale (FIT);
- 4) Olanda, Austria, Finlandia, Irlanda e Svezia presentano le strategie di supporto al fotovoltaico meno efficienti in assoluto.

I Paesi dell'Europa orientale, invece, si suddividono in tre gruppi a seconda della performance della loro politica incentivante:

- 1) Bulgaria, Repubblica Ceca e Lettonia, presentano il sistema più profittevole per gli impianti di larga scala dovuto essenzialmente ad elevati valori delle FIT;
- 2) Repubblica Slovacca e Slovenia, presentano schemi convincenti ma che si differenziano per la durata garantita dell'incentivo (rispettivamente di 12 anni e 15 anni);
- 3) Romania, Estonia, Ungheria e Polonia hanno implementato sistemi di incentivazione per impianti di larga scala meno convincenti.

Concludendo i sistemi di incentivazione in Europa, in particolare le FIT, si sono rivelati forse eccessivamente protettivi nei confronti degli investitori nel settore fotovoltaico in quanto da un lato misure di incentivazione, quali per esempio sussidi al capitale o condizioni

vantaggiose sul credito, permettono di percepire un rischio relativamente basso per gli investimenti con buoni livelli di remunerazione ma, d'altro canto, rischiano di generare un basso livello di responsabilizzazione degli investitori nei confronti del sistema elettrico e basso livello di interazione con i segnali del mercato elettrico. Tali sistemi, in alcuni casi, hanno creato delle distorsioni e degli effetti speculativi, oltre che un basso orientamento al mercato ed un difficile raggiungimento dell'efficienza economica. Al fine di superare tale distorsione delle politiche attuali sarebbe opportuno adottare misure incentivanti più dipendenti dall'andamento del mercato elettrico stesso (*Feed-in premium sliding* e non *feed.in premium fixed*) con una maggiore responsabilizzazione dei produttori.

CAPITOLO 3

I MODELLI DI REMUNERAZIONE FIT

La recente esperienza nelle politiche di incentivazione a livello europeo e globale dimostra che il meccanismo FIT (*Feed-in Tariff*) rappresenta, tra le misure di incentivazione¹⁷⁴ sopra menzionate, lo strumento più efficiente per permettere un rapido e sostenibile sviluppo delle energie rinnovabili. Infatti i sistemi FIT determinano un'offerta di RES più efficiente e a basso costo rispetto a meccanismi alternativi¹⁷⁵.

I sistemi FIT¹⁷⁶ sono attualmente implementati in 63 Paesi del Mondo¹⁷⁷ attraverso diversi schemi, caratterizzati da punti di forza e di debolezza¹⁷⁸.

Il principio cardine della logica delle politiche FIT è che deve essere garantito un prezzo fisso per l'energia prodotta da fonte rinnovabile per un dato periodo di tempo. Generalmente tali prezzi non sono differenziati tramite politiche discriminatorie di prezzo per ogni kWh di elettricità prodotta, ma possono essere diversi a seconda della tipologia di tecnologia, dimensione dell'impianto, qualità della risorsa, localizzazione dell'impianto e rispetto ad altre variabili specifiche di ogni singolo progetto¹⁷⁹. Questo ha permesso ad un crescente numero di investitori di partecipare al mercato delle RES e, al contempo, ha determinato un rapido sviluppo delle energie rinnovabili afferenti a varie tecnologie¹⁸⁰.

¹⁷⁴ Cfr. Le misure specifiche di incentivazione pp. 23-26.

¹⁷⁵ Cfr. MENANTEAU P. *et al.*, Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy, Elsevier, Energy Policy 31, 2003, pp. 806–807; RAGWITZ M. *et al.*, Assessment and optimization of renewable energy support schemes in the European electricity market, 2007, pp.14-16 ec.europa.eu/energy/renewables/studies; LIPP J., Lessons for effective renewable electricity policy from Denmark, Germany and the United Kingdom, Elsevier, Energy Policy 35, 2007, pp. 5482–5483; BUTLER L., NEUHOFF K., Comparison of feed-in tariff, quota and auction mechanisms to support wind power development, Elsevier, Renewable Energy 33, 2008, p. 1853.; DE JAGER D., RATHMANN M., Policy instrument design to reduce financing costs in renewable energy technology projects, 2008, pp. 4-5; FORQUET D., JOHANSSON T.B., European renewable energy policy at crossroads: focus on electricity support mechanisms, Elsevier, Energy Policy 36, 2008, p. 4082; Cfr. International Energy Agency (IEA), Deploying Renewables: Principles for Effective Policies, Paris, 2008; European Commission, Commission Staff Working Document, Brussels, 23 January 2008.

¹⁷⁶ Anche conosciuti come *Standard Offer Contract*, *Feed Laws*, *Minimum Price Payments*, *Renewable Energy Payments* e *Advanced Renewable Tariffs*.

¹⁷⁷ Cfr. Solar Energy Report. Il sistema industriale italiano nel business dell'energia solare, Politecnico di Milano, Aprile 2014, www.energystreategy.it; CORY K. *et al.*, Feed-in Tariff Policy: Design, Implementation, and RPS Policy Interactions, National Renewable Energy Laboratory, marzo 2009, p. 6.

¹⁷⁸ Cfr. REN21, 2009. Renewables Global Status Report: 2009 Update. REN21 Secretariat, Paris.

¹⁷⁹ Cfr. FORQUET D., JOHANSSON T.B., European renewable energy policy at crossroads, *op. cit.*, p. 4080; LANGNISS O., Advanced mechanisms for the promotion of renewable energy: models for the future evolution of the German Renewable Energy Act, Elsevier, Energy Policy 37, 2009, p. 1290.

¹⁸⁰ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration models, Elsevier, Energy Policy 38, 2010, pp. 955 e 963.

I Paesi in cui vi è stato un maggiore successo delle politiche FIT (determinato da una maggiore quota di energia da fonte rinnovabile rispetto al portafoglio energetico esistente) sono quelli in cui i livelli delle tariffe FIT sono stati determinati il più vicino possibile ai costi di produzione specifici¹⁸¹. Basando i livelli delle tariffe sui costi richiesti dallo sviluppo di progetti sulle rinnovabili e garantendo tali livelli per tutto il ciclo di vita della tecnologia, le tariffe FIT possono significativamente ridurre i rischi di investimento in tecnologie rinnovabili e così creare le condizioni per un rapido sviluppo del mercato¹⁸². Questa struttura permette un elevato grado di sicurezza sui futuri flussi di cassa, che consente agli investitori di essere remunerati a seconda dei costi attuali dello sviluppo dei progetti. Tale grado di sicurezza è particolarmente apprezzabile per i progetti ad elevato utilizzo di capitale e alti costi iniziali¹⁸³.

Una delle principali sfide per il successo delle politiche FIT è assicurare che i pagamenti delle tariffe siano adeguati a coprire i costi dell'investimento degli impianti lungo tutta la vita del progetto, permettendo al contempo ragionevoli ritorni¹⁸⁴.

Inoltre l'esperienza ha dimostrato che, al fine di implementare una politica funzionante ed efficiente che mantenga la fiducia da parte degli investitori, è essenziale avere un disegno del meccanismo FIT ben ponderato e uno schema di remunerazione stabile¹⁸⁵. Tuttavia, alcuni autori sostengono che non vi sia un unico modo di strutturare la politica FIT ma diverse modalità a cui corrispondono diversi gradi di successo¹⁸⁶. Couture e Gagnon esistono almeno sette modelli di implementazione di politiche FIT che hanno un impatto diverso sul generale rischio di investimento in energie rinnovabili. Tali diverse opzioni di disegno delle politiche FIT non sono mutualmente escludibili; potrebbero infatti essere usate congiuntamente tra di loro in base allo specifico contesto¹⁸⁷.

¹⁸¹ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration models, *ibidem*, p. 955.

¹⁸² Cfr. International Energy Agency (IEA), *Deploying Renewables: Principles for Effective Policies*, *op.cit.*; LIPP J., *Lessons for effective renewable electricity policy from Denmark, Germany and the United Kingdom*, *op. cit.*, p. 5482.

¹⁸³ Cfr. HARPER J.P. *et al.*, *Wind Project Financing Structures: a Review & Comparative Analysis.*, 2009, eetd.lbl.gov/ea/emp/reports/63434.pdf, p. 29.

¹⁸⁴ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *op. cit.*, p. 955.

¹⁸⁵ Cfr. RAGWITZ M. *et al.*, *Assessment and optimization of renewable energy support schemes in the European electricity market*, *op. cit.*, p. 24; HELD A., *et al.*, *Feed-in Systems in Germany, Spain, Slovenia: A Comparison*, Fraunhofer Institute & Energy Economics Group, APE, Germany, 2007, pp. 9-10.

¹⁸⁶ Cfr. LANGNISS O., *Advanced mechanisms for the promotion of renewable energy*, *op. cit.*, pp. 1292-1294.

¹⁸⁷ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *op. cit.*, p. 956.

3.1 I due approcci di implementazione delle politiche FIT: *market-dependent* e *market-independent*.

A seconda dell'approccio utilizzato la remunerazione offerta dalle politiche FIT dipende o meno dal prezzo di mercato¹⁸⁸. Nel caso di modelli *market-dependent*, le cui politiche sono generalmente conosciute come “politiche con un prezzo premio”, o “*Feed-in premium*”, viene garantito un pagamento di un premio addizionato al prezzo di mercato¹⁸⁹. L'ammontare del premio rispecchia sia la valenza ambientale e sociale attribuita alle energie rinnovabili, sia l'entità dei costi di generazione dalle differenti tecnologia¹⁹⁰. Invece, le politiche con un approccio indipendente rispetto al prezzo di mercato sono generalmente conosciute come “politiche di prezzo fisso”, in quanto garantiscono un prezzo fisso o minimo per l'elettricità prodotta dalle RES e immessa nella rete¹⁹¹. Tali sistemi di remunerazione rappresentano la politica più comunemente implementata in quanto offrono un livello di pagamento minimo garantito sullo specifico costo di sviluppo delle tecnologie per ogni kWh di energia immessa nella rete e, generalmente, tali politiche sono accompagnate da una garanzia d'acquisto dell'energia stessa¹⁹².

Al contrario le politiche FIT dipendenti dal mercato richiedono che il produttori di energia rinnovabile forniscano la loro elettricità, competendo effettivamente con gli altri fornitori in risposta alla domanda di mercato. Essi infatti ricevono un premio oltre al prezzo spot di mercato per l'elettricità venduta¹⁹³: i livelli delle tariffe tendono quindi ad aumentare al crescere dei prezzi di vendita, e viceversa.

Al fine di fornire maggiori possibilità di scelta agli investitori, alcuni Governi hanno offerto un mix delle due politiche: sia prezzi fissi che premi sul prezzo, lasciando ai produttori la scelta in base allo loro avversione al rischio e al modello di investimento¹⁹⁴.

All'interno dei due approcci Couture e Gagnon¹⁹⁵, sulla base dell'esperienza di diversi Paesi europei e Nordamericani, individuano sette diversi schemi di FIT: quattro rientranti nell'approccio *market-independent* (Modello *Fixed price*, Modello *Fixed price* con parziale o totale aggiustamento per l'inflazione, Modello *front-end loaded*, Modello *Spot market gap*) e

¹⁸⁸ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration models, *ivi*.

¹⁸⁹ Cfr. International Energy Agency (IEA), *Deploying Renewables: Principles for Effective Policies*, Paris, 2008.

¹⁹⁰ Cfr. RAGWITZ M. *et al.*, *Assessment and optimization of renewable energy support schemes in the European electricity market*, *op. cit.*, pp. 16-17.

¹⁹¹ Cfr. International Energy Agency (IEA), *Deploying Renewables: Principles for Effective Policies*, Paris, 2008.

¹⁹² Cfr. FORQUET D., JOHANSSON T.B., *European renewable energy policy at crossroads*, *op. cit.*, p. 10.

¹⁹³ Cfr. LANGNISS O., *Advanced mechanisms for the promotion of renewable energy*, *op. cit.*, p. 1294.

¹⁹⁴ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., *An analysis of feed-in tariff remuneration model*, *op. cit.* p. 956.

¹⁹⁵ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., *An analysis of feed-in tariff remuneration model*, *ivi*.

tre rientranti nell'altra categoria (Modello *Premium price*, Modello *Variable premium price*, Modello *percentage of the retail price*).

Modello *Fixed price*.

Tale modello prevede la determinazione di un prezzo fisso indipendente da variabili quali l'inflazione, il prezzo delle fonti fossili ma, al contempo, riflette l'entità e le caratteristiche dei costi di sviluppo di ogni specifico progetto¹⁹⁶. Come si vede in Figura 10 la tariffa fissa è indipendente dall'andamento del prezzo sul mercato.

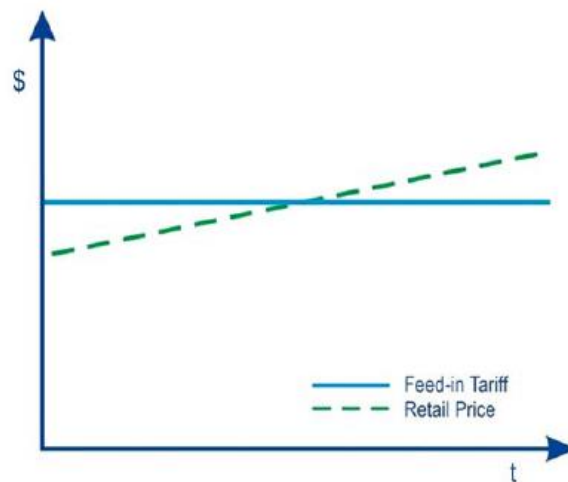


Figura 10 Modello *Fixed price*. (Fonte: Couture T., Gagnon Y., 2010)

Questo modello offre un prezzo di acquisto dell'energia la cui entità dapprima ha lo scopo di incoraggiare l'investimento, poi, garantire un'entrata pari alla tariffa fissa per l'intera durata del contratto. Al fine di assicurare che questi pagamenti coprano adeguatamente i progetti vengono offerti per il fotovoltaico livelli di tariffe più alti rispetto all'eolico *on-shore*¹⁹⁷.

La Germania utilizza il modello *Fixed price* dal 2000. Il prezzo proposto incorpora anche l'inflazione in quanto il Governo tedesco non ha optato per una politica in cui periodicamente l'ammontare della tariffa venga aggiustato per l'inflazione (RES Act, 2000, 2004, 2008). Un sistema così disegnato garantisce livelli di FIT che incoraggiano lo sviluppo offrendo ritorni più alti nei primi anni, mentre diminuisce l'ammontare delle tariffe negli ultimi anni.

Una delle criticità del modello *Fixed price* è che il prezzo è stabilito a un tasso fisso, il quale non considera l'inflazione e le variazioni nell'indice dei prezzi al consumo, che

¹⁹⁶ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *ivi*.

¹⁹⁷ Cfr. LANGNISS O., Advanced mechanisms for the promotion of renewable energy, *op. cit.*, p. 1292; FORQUET D., JOHANSSON T.B., European renewable energy policy at crossroads, *op. cit.*, p. 3.

determinerebbe una graduale riduzione del valore reale dei ritorni delle energie rinnovabili. L'inflazione, al contrario della tariffe, non è nota in anticipo con certezza quindi il modello fornisce una formula affidabile per calcolare le rendite dei progetti futuri¹⁹⁸.

Oltre al modello base possono essere implementate varianti dello stesso che considerino caratteristiche peculiari del progetto o specifiche politiche nei vari Paesi. Tale considerazione implica che possa essere assegnato un premio sul prezzo base pattuito. Oltre alla garanzia di pagamenti fissi per un periodo sufficientemente lungo di tempo, di solito coincidente con la vita operativa delle tecnologie, tali politiche cercano di fornire un adeguato livello di sicurezza sull'investimento al fine di attrarre l'interesse degli investitori¹⁹⁹.

Modello *Fixed price* con parziale o totale aggiustamento per l'inflazione.

Il secondo modello di politica FIT prevede l'aggiustamento, totale o parziale, per l'inflazione al fine di contrastare la sopramenzionata riduzione sui ricavi effettivi. Man mano che il prezzo del mercato aumenta si determina una nuova e maggiore quota della tariffa fissa (vedi Figura 11).

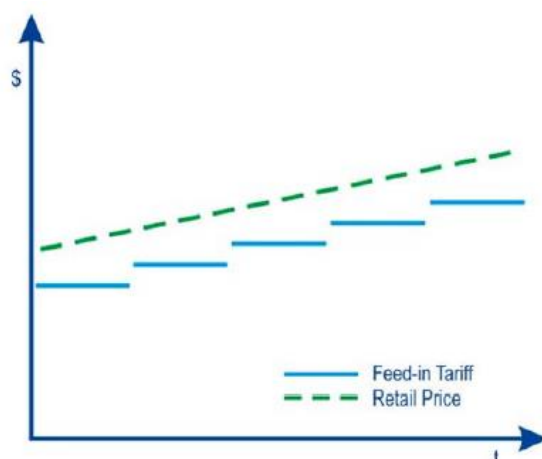


Figura 11 Modello *Fixed price* con parziale o totale aggiustamento per l'inflazione.
(Fonte: Couture T., Gagnon Y., 2010)

L'aggiustamento per l'inflazione può avvenire in diversi modi e con cadenza annuale o trimestrale: alcuni Governi si avvalgono di una formula prestabilita rivedendo annualmente l'ammontare della tariffa rispetto all'inflazione; altri effettuano tale aggiustamento aggiungendo una percentuale alla tariffa base offerta. L'impatto dell'inflazione può essere considerato attraverso la sottrazione di un certo numero di punti base alla tariffa²⁰⁰.

¹⁹⁸ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *op. cit.*, p. 957.

¹⁹⁹ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *op. cit.*, p. 957.

²⁰⁰ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *ivi*.

I vari Governi offrono inoltre diversi gradi di aggiustamenti per l'inflazione a seconda della fonte rinnovabile. La Francia offre un aggiustamento dell'inflazione secondo una percentuale che varia tra il 40% e il 100% del prezzo base dell'elettricità prodotta che dipende dal tipo di tecnologia. L'Irlanda offre una riduzione totale sulla tariffa per l'aggiustamento dell'inflazione per tutte le energie rinnovabili²⁰¹.

La Spagna con il Spanish Royal Decree 661/2007 ha stabilito un aggiustamento totale dell'inflazione attraverso la sottrazione di qualche punto base a seconda del tipo di tecnologia. In generale quindi l'aggiustamento per l'inflazione è fondamentale perché può determinare più alti livelli di remunerazione alla fine di un progetto, nel momento in cui vi è il recupero totale dei costi d'investimento e i profitti divengono effettivi²⁰².

Modello *front-end loaded*.

In tale modello vengono prevista una tariffa più alta per i primi anni ("*front-end loaded*"= caricamento) ed un una nuovo e minore livello di pagamento negli anni successivi.

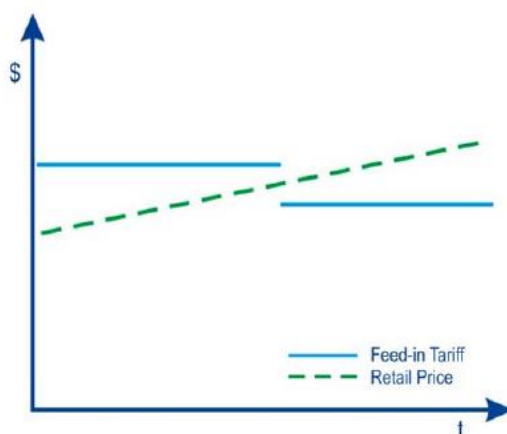


Figura 12 Modello *Front-end loaded*. (Fonte: Couture T., Gagnon Y., 2010)

Un esempio di questo modello si trova in Slovenia dove la politica FIT prevede che le tariffe diminuiscano del 5% dopo i primi cinque anni di vita del progetto e di un'ulteriore 10% dopo 10 anni²⁰³.

Altri Paesi quali Germania, Francia, Cipro e Svizzera²⁰⁴ utilizzano una variante di questa politica a seconda della tipologia di risorsa rinnovabile; il modello *Front-end loaded* è stato

²⁰¹ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *ivi*.

²⁰² Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *op. cit.* p. 958.

²⁰³ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *ivi*.

²⁰⁴ Cfr. Swiss Federal Energy Office, 2008.

inizialmente impiegato per l'energia eolica, offrendo un pagamento più alto nel periodo iniziale, solitamente di cinque o dieci anni, e successivamente una tariffa minore.

Il Modello *front-end loaded* può essere sviluppato in due modi: nel primo i progetti meno produttivi dal punto di vista energetico ricevono una remunerazione iniziale maggiore e per un periodo di tempo più lungo. Tale metodo di implementazione è stato utilizzato in Germania (RES Act, 2008) e in Svizzera. Il secondo metodo, utilizzato in Grecia e a Cipro, richiede che per il periodo rimanente del contratto, dopo l'iniziale maggiore pagamento, vi sia una remunerazione per kWh basata su una stima del costo di produzione nell'ipotesi che l'impianto lavori a regime pieno. In tal modo i progetti con più alta capacità produttiva riceveranno un pagamento minore dopo i primi anni basati su una funzione lineare della capacità produttiva annuale²⁰⁵.

La principale ragione che ha portato a introdurre questa variante al modello è stata l'eccessiva remunerazione dei progetti eolici situati nelle aree più ventose, che ha determinato un necessario svincolamento della remunerazione dalla produzione effettiva. Altre ragioni includono la riduzione dei costi di remunerazione attraverso una maggiore dispersione geografica del progetto, l'aumento delle opportunità per regioni diverse di partecipare allo sviluppo delle RES e promuovere una maggiore flessibilità nella localizzazione degli impianti. Spostando i ricavi dell'investimento nei primi anni di vita del progetto si rischia di determinare un aumento dei costi a breve termine della politica di incentivazione, dato che i pagamenti più alti devono essere sostenuti nella fase iniziale della produzione. Inoltre, quando vengono effettuati degli aggiustamenti a seconda dell'intensità della risorsa, tale modello finisce per offrire maggiori tariffe FIT medie ai progetti situati nelle aree più carenti di risorse rinnovabili. Tale circostanza può determinare una pressione al rialzo dei costi di sviluppo delle rinnovabili, suggerendo di sfruttare prima i siti più produttivi²⁰⁶.

D'altro canto, il *front-end loaded model* presenta numerosi vantaggi: garantisce agli operatori di beneficiare di maggiori ritorni durante il periodo del progetto in cui hanno maggior bisogno (per esempio, durante il periodo in cui i prestiti o il capitale proprio devono essere rimborsati), lasciando minori ritorni negli anni finali del progetto, e quindi diminuendo l'impatto dei prezzi di vendita dell'elettricità. Questo approccio sostanzialmente permette agli operatori di avere lo stesso ammontare di ritorni che riceverebbero se implementassero un politica con prezzo fisso, consentendo profitti netti attraverso flussi di cassa più alti quando gli interessi sul pagamento sono più elevati. Ciò permette agli operatori di finanziare il

²⁰⁵ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *op. cit.*, p. 958.

²⁰⁶ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *ivi*.

prestito e/o il capitale proprio (*equity*) più velocemente, mantenendo un reale flusso di rendite dopo che i debiti sono totalmente o parzialmente pagati²⁰⁷.

Se utilizzato in tal modo il modello *front-end loaded* permette di avere il vantaggio di prevedere i ritorni sul progetto così da determinare una maggiore sicurezza sugli investimenti e un quadro delle remunerazioni più chiaro agli investitori. Alternativamente, quando il modello viene utilizzato per consentire pagamenti FIT differenziati secondo l'intensità della risorsa, tale strategia può ridurre il rischi di sovra-remunerazione nei siti più produttivi, fornendo maggiori benefici per gli operatori della rete e sviluppatori dei progetti²⁰⁸.

Modello *Spot market gap*.

In tale modello le tariffe FIT sono definite all'interno di un *gap* tra il prezzo di mercato *spot* e il prezzo richiesto per la FIT, nel quale viene chiaramente considerata la specifica tipologia di tecnologia RES. Come risultato la remunerazione totale consiste in un prezzo fisso dato dalla somma del prezzo e il premio FIT variabile²⁰⁹.

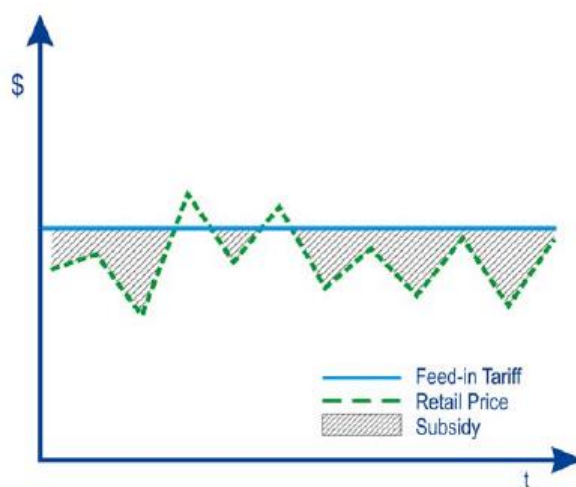


Figura 2 Modello *spot market*. (Fonte: Couture T., Gagnon Y., 2010)

Come si vede in Figura 13 se il prezzo di mercato aumenta il premio FIT è minore, e viceversa. In corrispondenza di prezzi di mercato minori del premio fisso il *gap* viene coperto da sussidi (area ombreggiata). Per questa caratteristica tale modello potrebbe essere classificato nella categoria *market-dependent models*, ma, ponendosi in nella prospettiva dei

²⁰⁷ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *ivi*.

²⁰⁸ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *ivi*.

²⁰⁹ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *ibidem*, p. 959.

produttori di energia, questo schema rimane nei modelli *market-independent* in quanto la remunerazione è fissa.

Una variante a questa categoria è utilizzata in Olanda dove il costo marginale non viene pagato dai consumatori di energia ma è coperto da sussidi statali.

Il sopra menzionato principio cardine delle politiche FIT di successo, ossia la garanzia di un prezzo fisso per l'energia prodotta da fonte rinnovabile per un dato periodo di tempo, caratterizza anche tale modello. La copertura dei costi marginali addizionali di promozione dello sviluppo dell'energie rinnovabili passa dal contribuente-utente a tutti i contribuenti, attraverso il sovvenzionamento tramite sussidio da parte dello Stato, che colma quindi il *gap* tra il prezzo di mercato e la tariffa fissa. L'ammontare del budget stanziato per il sovvenzionamento differisce a seconda delle priorità di sviluppo delle tecnologie RES decisa dal Governo²¹⁰.

Vi sono diversi vantaggi e svantaggi nell'implementare un modello *spot market gap*. Il primo svantaggio è che lo sviluppo delle risorse rinnovabili è legato ad una specifica allocazione del budget dei sussidi stanziati dallo Stato; si corre quindi il rischio che il budget venga esaurito, o non possa essere rinnovato, nel momento in cui il progetto entra nella fase di immissione di energia nella rete. Inoltre, dato che il pagamento delle tariffe dipende dal costante sovvenzionamento a carico dei sussidi, i progetti in una tale politica sono più rischiosi rispetto ad altre politiche nelle quali il prezzo delle nuove energie rinnovabili è integrato nel prezzo base. Quindi tale mancanza di un sostegno ai contribuenti-utenti aumenta il rischio della controparte, la quale potrebbe richiedere una maggiore garanzia sui rendimenti²¹¹.

Un'ulteriore criticità di tale politica FIT è che deve risultare sostenibile e realizzabile anche nelle fasi avanzate dell'investimento, ossia nel momento in cui vi è già stata la costruzione dell'impianto, attraverso la possibilità di rivedere sia il budget disponibile che la durata della politica²¹².

Infine, nel caso in cui i produttori di elettricità debbano commercializzare la loro posizione sul mercato spot il modello *spot market gap* non risulta idoneo per i piccoli sviluppatori (proprietari di case o agricoltori) a causa della presenza di costi addizionali dovuti alle transazioni di vendita dell'elettricità sul mercato spot. Nonostante il fatto che essi potrebbero ricevere lo stesso ammontare di tariffe, la richiesta aggiuntiva di prezzi transazionali potrebbe

²¹⁰ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *ivi*.

²¹¹ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *ivi*.

²¹² Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *ivi*.

aumentare la probabilità che i progetti più piccoli siano più svantaggiosi rispetto a quelli più grandi. Il ruolo di tali incertezze nell'implementazione della politica potrebbe avere un impatto fortemente negativo sulla fiducia degli investitori, giocando un ruolo decisivo sull'ammontare effettivo degli investimenti in rinnovabili²¹³.

D'altro canto il vantaggio principale di implementare una politica *spot market gap* è che tale *gap* viene coperto da sussidi statali, così che il prezzo e la competitività nel mercato elettrico non risentono del *gap* stesso. Inoltre, nel caso in cui il prezzo delle fonti fossili (che tipicamente determina i costi marginali della produzione di energia elettrica) aumenti, il sussidio medio marginale per ogni nuovo kWh immesso nel sistema potrebbe diminuire fino al punto in cui non siano richiesti sussidi. In tale modello, quindi, gli oneri sul rischio finanziario sono sopportati dal Governo, il quale deve garantire un'adeguata allocazione del budget, al fine di adempiere ai suoi obblighi contrattuali verso gli investitori in energie rinnovabili. A differenza delle opzioni a prezzo premio vere e proprie (presentate sotto), la sicurezza degli investitori viene ulteriormente aumentata grazie alla previsione di un obbligo d'acquisto. A tal proposito si deve però specificare che, al pari delle altre opzioni esaminate finora, si potrebbe fare in modo di far sopportare i costi marginali addizionali ai contribuenti²¹⁴.

Un altro punto di forza di tale modello è che beneficia della trasparenza dei pagamenti che caratterizza il mercato *spot*. Tale aspetto consente di calcolare facilmente i costi complessivi della politica al passare del tempo, come la somma di tariffe premio. Tale trasparenza potrebbe anche contribuire a facilitare la condivisione dei costi fra le *utilities* operanti in diverse aree di un Paese²¹⁵.

In ultima battuta il modello *spot market gap* potrebbe aumentare l'integrazione del mercato elettrico includendo le RES nel portafoglio energetico esistente: tale partecipazione potrebbe migliorare la compatibilità delle energie rinnovabili con il mercato elettrico esistente e, al contempo, ridurre i costi di transazione²¹⁶.

²¹³ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *ivi*.

²¹⁴ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *ivi*.

²¹⁵ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *ibidem*, p. 960.

²¹⁶ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *ibidem*, p. 959.

Modello *premium price*.

Modello in cui viene previsto un costante premio (o bonus) oltre al prezzo medio al dettaglio.

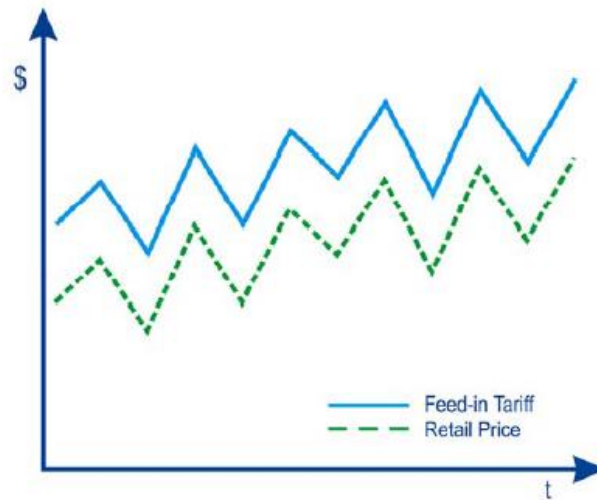


Figura 3 Modello *premium price*. (Fonte: Couture T., Gagnon Y., 2010)

L'ammontare del premio può riflettere diversi aspetti: le caratteristiche sociali e ambientali attribuite alle energie rinnovabili e l'ammontare dei costi dei progetti in tecnologie RES²¹⁷.

Ad oggi le politiche *Premium price* generalmente sono implementate nel mercato elettrico libero, dove il prezzo al dettaglio subisce continue fluttuazioni a seconda sia dell'andamento dei costi delle fonti fossili, sia della dinamica data dalla domanda e dall'offerta²¹⁸. In questo modo i produttori di energie rinnovabili sono remunerati maggiormente se il prezzo di mercato aumenta, e viceversa.

Similarmente al modello *Fixed price*, l'ammontare del premio può essere differenziato a seconda del tipo di tecnologia e della grandezza dell'impianto²¹⁹.

Lo svantaggio principale di tale modello è che, partendo dal fatto che l'ammontare del premio dipende dal prezzo variabile del mercato, vi è un rischio maggiore che i livelli delle tariffe siano troppo alti o troppo bassi e ciò potrebbe avere conseguenze negative sulla crescita del mercato, sulla sicurezza degli investitori e sulla società nel complesso²²⁰.

In particolare numerose analisi hanno dimostrato che le politiche di *Premium price* sono più costose a €/kWh rispetto alle politiche *Fixed price*, con un costo per il maggiore rischio

²¹⁷ Cfr. supra nota 17.

²¹⁸ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *op. cit.*, p. 960.

²¹⁹ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *ivi*.

²²⁰ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *ivi*.

del modello che varia in Europa tra 1 e 3 €/kWh²²¹. La previsione di tale maggior costo per kWh è dovuto in parte ad un compenso per il maggiore rischio sopportato e in parte ad una più ampia divergenza fra remunerazione totale e i costi effettivi del progetto²²².

Un ulteriore svantaggio è dato dal fatto che tipicamente le politiche *Premium price* non prevedono una garanzia sull'acquisto, ciò potrebbe determinare un aumento dei rischi per gli sviluppatori dei progetti, creando ancor più pressione sui ritorni richiesti²²³.

D'altro canto le politiche *Premium price* si sono dimostrate più adatte ad un mercato competitivo (o deregolamentato) rispetto alle politiche *Fixed price*: l'elettricità infatti viene venduta sul mercato *spot*, piuttosto che attraverso contratti garantiti a lungo termine; inoltre, consentendo la remunerazione totale nel caso in cui il prezzo dell'elettricità aumenti, tali politiche possono rappresentare un incentivo alla produzione di energia elettrica²²⁴.

Da ultimo, anche il modello *Premium price* può favorire l'integrazione delle RES nel mercato dell'energia elettrica migliorando l'allineamento tra la domanda e l'offerta e fornendo benefici aggiuntivi agli operatori di rete e alla società nel complesso²²⁵.

Il *Premium price model* rappresenta l'attuale opzione di politica FIT in alcuni Paesi, quali la Repubblica Ceca, la Slovenia, l'Estonia, la Danimarca e la Spagna. Recentemente la Spagna ha introdotto una variante nella politica *Premium price* determinando un diverso modello di riferimento: *Variable premium price policy*²²⁶.

Modello *variable premium price*.

La struttura della politica FIT non prevede la determinazione di un unico valore costante delle tariffe FIT ma un range di valori possibili della FIT compresi tra un minimo e un massimo (*caps and floors*) del premio, permettendo al premio di variare secondo la funzione che descrive l'andamento del prezzo di mercato²²⁷. Come si vede in Figura 15, in tale modello l'ammontare del premio diminuisce in maniera graduale fino a quando raggiunge il livello del prezzo di mercato, in cui il premio viene azzerato e il produttore di energia elettrica riceve il prezzo di mercato *spot*.

²²¹ Cfr. RAGWITZ M. *et al.*, Assessment and optimization of renewable energy support schemes in the European electricity market, *op. cit.*, pp. 16-18.

²²² Cfr. LANGNISS O., Advanced mechanisms for the promotion of renewable energy, *op. cit.*, p. 1295.

²²³ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *op. cit.*, p. 960.

²²⁴ Cfr. LANGNISS O., Advanced mechanisms for the promotion of renewable energy, *op. cit.*, p. 1295; Cfr. RAGWITZ M. *et al.*, Assessment and optimization of renewable energy support schemes in the European electricity market, *op. cit.*, p. 13.

²²⁵ Cfr. LANGNISS O., Advanced mechanisms for the promotion of renewable energy, *ivi*.

²²⁶ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *ibidem*, p. 960.

²²⁷ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *ivi*.

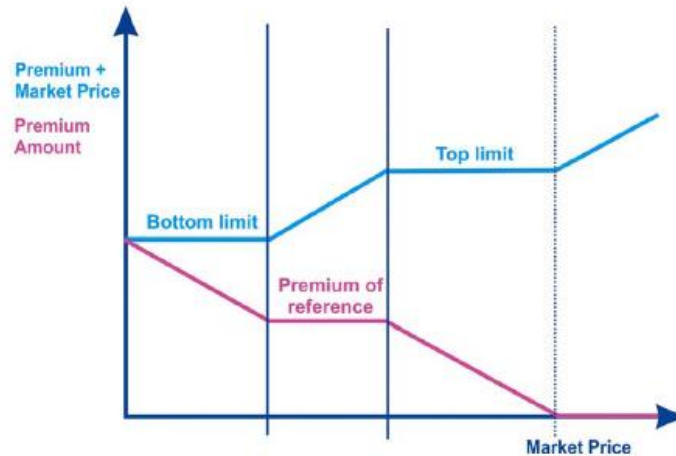


Figura 15 Modello *variable premium price*. (Fonte: Couture T., Gagnon Y., 2010)

Nel grafico la linea più alta rappresenta lo sviluppo della remunerazione totale (premio + prezzo di mercato) che un produttore di energia potrebbe ricevere (asse delle ordinate), che dipende dal prezzo corrente del mercato (asse ascisse). Un aumento dei prezzi dell'elettricità (sull'asse delle ascisse), determina una diminuzione dell'ammontare del premio. La linea più bassa rappresenta lo sviluppo dell'ammontare del premio in quanto la sua entità è stabilita al fine di mantenere la remunerazione tra il limite massimo (*top limit*) e minimo (*bottom limit*) indicati. Come mostrato in figura, se il prezzo del mercato tende a zero, il premio aumenta gradualmente fino a rappresentare l'intera remunerazione offerta. Tale valore del premio è effettivamente il limite minimo che il modello garantisce ai produttori di energie rinnovabili. Invece, per quanto riguarda il limite massimo, questo rappresenta il valore più alto che può essere sopportato dal premio fino alla situazione in cui il produttore riceve semplicemente il prezzo di mercato *spot*.

Il modello *Variable premium price* da un lato permette di minimizzare i profitti eccezionali nel caso in cui i prezzi di mercato aumentino inaspettatamente, e dall'altro consente di avere un maggior grado di sicurezza sugli investimenti nel caso in cui i prezzi di mercato cadano. Tali finalità sono perseguite introducendo un "corridoio" all'interno del quale l'ammontare del premio può fluttuare, permettendo un maggiore allineamento tra la remunerazione e i reali costi dell'investimento²²⁸.

Sebbene l'opzione di tale politica sia più complessa nella progettazione rispetto al modello *Premium price*, e nonostante il fatto che tale schema non offra una garanzia d'acquisto come il modello *Fixed price*, vi sono comunque dei vantaggi nell'implementare tale modello rispetto

²²⁸ Cfr. LANGNISS O., *Advanced mechanisms for the promotion of renewable energy*, *op. cit.*, p. 1295.

a questi. Rispetto al *premium price*, il prezzo del premio variabile permette livelli di tariffe che riflettono più accuratamente i costi delle energie rinnovabili nel tempo. I livelli delle tariffe dipendono dai prezzi di mercato ma non linearmente nel tempo determinando, quindi, l'incentivo a produrre elettricità nei picchi di domanda e, al contempo, mitigare la volatilità dei ritorni del progetto. Invece, rispetto al modello *Fixed price* il modello *Variable premium price* ha il vantaggio di ridurre i rischi per gli investitori prevedendo un limite minimo della tariffa (*floor*), che permette una protezione contro un'inaspettata caduta dei prezzi dell'elettrico, e riducendo i rischi per la società nel complesso introducendo un limite massimo sul premio (*cap*), che diminuisce le opportunità di eccessiva remunerazione quando il prezzo di mercato aumenta²²⁹.

Il modello *Variable premium price* rappresenta quindi la politica più compatibile con l'attuale mercato in quanto fornisce simultaneamente la protezione necessaria contro variazioni positive o negative del prezzo di mercato, riducendo i rischi sia per gli investitori che per la società nel complesso²³⁰.

Modello *Percentage of the retail price*

Il settimo e ultimo modello stabilisce che l'elettricità prodotta dalle RES deve essere acquistata ad una percentuale fissa del prezzo al dettaglio; il prezzo della tariffa FIT così ottenuto può essere più alto, uguale o più basso del prezzo medio di mercato²³¹.

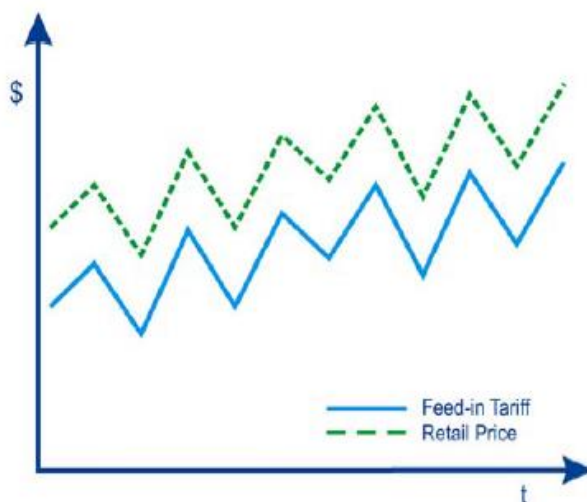


Figura 16 Modello *percentage of retail price*. (Fonte: Couture T., Gagnon Y., 2010)

²²⁹ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *op. cit.*, p. 961.

²³⁰ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *ivi*.

²³¹ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *op. cit.*, p. 961.

In questo modello la remunerazione totale pagata ai produttori di energia rinnovabile dipende interamente dall'andamento del prezzo di mercato. Ciò significa che se quest'ultimo aumenta inaspettatamente i produttori traggono profitti eccezionali, mentre se diminuisce velocemente perdono l'ammontare di entrate necessarie per assicurare la profittabilità del progetto.

Quest'esposizione alla volatilità dei prezzi del mercato non ha immediati risvolti sui costi di generazione delle energie rinnovabili e rende tale opzione significativamente più rischiosa dal punto di vista del produttore, in quanto i flussi di cassa non sono più prevalentemente subordinati ad un efficiente funzionamento del progetto ma ad un numero incontrollabile di fattori caratterizzanti un mercato energetico comune²³².

Una politica di questo tipo è stata utilizzata in Germania fino al 2000 e prevedeva che il prezzo pagato per energie rinnovabili potesse arrivare fino ad un massimo del 90% del prezzo al dettaglio (RES Act 2000; Germany, StrEG 1990). In Danimarca negli anni '90 fino al 2001 il modello *Percentage of the retail price* è stato utilizzato per sviluppare il mercato eolico: era prevista infatti l'applicazione di una percentuale del prezzo al dettaglio dell'85%²³³. Infine in Spagna tra il 2004 e il 2006 era prevista una percentuale che variava fra l'80% e il 575% a seconda del tipo di tecnologia utilizzata e alla dimensione dell'impianto (Spanish Royal Decree 436/2004)²³⁴.

Tale modello incentivante ha incontrato nella pratica molto successo. In particolare, in Germania alcune caratteristiche del modello degli anni '90 richiedevano di essere modificate, ad esempio la necessità di un meccanismo che permettesse una redistribuzione dei costi nelle differenti aree geografiche. Si è così passati ad un modello *Fixed price* basato sui costi dei progetti per aumentare la sicurezza degli investimenti attraverso prezzi più stabili, accelerare lo sviluppo delle RES e aumentare la diversità tecnologica (RES Act, 2000)²³⁵.

In Danimarca il cambiamento della politica è stato guidato sia dalla scelta del nuovo Governo di adottare uno schema di incentivi più orientato al mercato basato sull'utilizzo di certificati verdi, sia in conseguenza ad un calo dell'interesse politico alla promozione delle energie rinnovabili²³⁶. Infine, in Spagna questo meccanismo è stato abbandonato a causa dei

²³² Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *op. cit.*, p. 961.

²³³ Cfr. LIPP J., Lessons for effective renewable electricity policy from Denmark, Germany and the United Kingdom, Elsevier, *op. cit.*, p. 5486.

²³⁴ Cfr. GONZALEZ P., Ten years of renewable electricity policies in Spain: an analysis of successive feed-in tariff reforms, ELSEVIER, Energy Policy 36, 2008, p. 2925.

²³⁵ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *op. cit.*, p. 961.

²³⁶ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *ivi*.

suoi elevati costi e della volatilità delle tariffe nel momento in cui la domanda di elettricità aveva subito un picco tra il 2005 e il 2006²³⁷.

Per quest'ultimo e per altri motivi è improbabile che le politiche *Percentage of the retail price* verranno nuovamente utilizzate per incoraggiare lo sviluppo delle energie rinnovabili; esse però rappresentano una parte importante dei processi di apprendimento della politica che hanno portato ad un sistema FIT più moderno, più efficace e più sofisticato.

3.2 Confronto tra le politiche *market-dependent* e *market-independent*.

L'evidenza empirica nell'implementazione delle diverse politiche FIT permette di trarre alcune conclusioni in merito ai vantaggi e svantaggi dei due diversi approcci, alcuni dei quali hanno un significativo impatto sullo sviluppo del mercato e sul costo per kWh dell'energia generata dalle RES. Al fine di condurre tale confronto si prende come riferimento il modello *Fixed price* per l'approccio *market-independent* e il modello *Premium price* per l'approccio *market-dependent*²³⁸.

Lo svantaggio principale dei modelli *Fixed price*, nei quali la remunerazione FIT rimane indipendente dal prezzo del mercato, è che questa altera i prezzi competitivi stessi. Ciò significa che, anche se i prezzi di mercato scendono drasticamente, i produttori continueranno a ricevere un ammontare garantito determinando un prezzo maggiore per i consumatori di energia elettrica ed un'alterazione del reale prezzo di mercato che si avrebbe altrimenti²³⁹.

Un ulteriore punto di debolezza di tali politiche è che non considerano la domanda reale di energia elettrica offrendo lo stesso prezzo nel tempo; tale indifferenza al mutare del prezzo nel tempo può determinare un aumento dei costi per le *utilities* e quindi per i contribuenti-utenti, poiché in un momento di calo della domanda l'energia elettrica dovrebbe essere offerta con costi marginali minori²⁴⁰.

D'altro canto il vantaggio principale dei modelli nell'approccio *market-independent* è che tali politiche, dato che garantiscono livelli di tariffe fissi, tendono ad offrire maggiore sicurezza agli investimenti permettendo flussi di ricavi più realizzabili e prevedibili per gli sviluppatori. Questa maggiore stabilità dovrebbe portare a più alti tassi di crescita nel mercato RES con politiche di prezzo fisso, grazie a minori rischi complessivi. Tale evidenza è stata verificata nei Paesi in cui sono state implementate politiche di questo genere, come ad esempio in Germania, che rappresenta il caso di maggiore successo riconosciuto. Dopo la RES Act del

²³⁷ Cfr. GONZALEZ P., Ten years of renewable electricity policies in Spain, *op. cit.*, p. 2926.

²³⁸ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *op. cit.*, p. 961.

²³⁹ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *op. cit.*, p. 962.

²⁴⁰ Cfr. LANGNISS O., Advanced mechanisms for the promotion of renewable energy, *op. cit.*, p. 1291.

2000 si è verificato infatti un aumento della quota di energia prodotta da RES all'interno del mix energetico tedesco passando dal 6,3% dell'energia finale consumata ad un 14,8% nel 2008, portando ad un incremento delle risorse rinnovabili (esclusa quella idrica) che sono passate da 9,2 TWh alla fine del 1999, a 70,5 TWh alla fine del 2008²⁴¹.

Al fine di stimolare una crescita del mercato più controllata il più elevato grado di sicurezza negli investimenti determina una maggiore capacità per gli investitori di ottenere minori costi del capitale e costi di sviluppo delle energie rinnovabili. Inoltre tale maggiore sicurezza attrae un insieme di investitori più eterogeneo (privati, imprese, istituzioni, cooperative, ...), grazie a termini contrattuali più sicuri e ad una maggiore trasparenza degli schemi di remunerazione²⁴². Una maggiore stabilità nei flussi dei ricavi è, infatti, auspicabile nel caso di nuove tecnologie, le quali possono non essere in grado di assorbire le fluttuazioni nelle rendite dei progetti, come invece avviene per le tecnologie consolidate. Infine il fatto che le politiche *market-independent* siano sganciate dalla volatilità del mercato può conferire un significativo vantaggio alla copertura del rischio sulla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili²⁴³.

In riferimento alle politiche *market-dependent*, recenti studi hanno dimostrato che queste politiche, la quali utilizzano una tariffa premio oltre al prezzo di mercato, sono caratterizzate da maggiori costi di sviluppo delle RES e quindi da maggiori costi unitari per kWh (come già menzionato il fatto che tali politiche siano più rischiose e quindi meno costo-efficienti è dimostrato dall'evidenza che tale rischio deve essere remunerato con 1-3 €/kWh addizionati al premio)²⁴⁴. Infatti, dato che il prezzo al dettaglio dell'elettricità non può essere previsto con adeguata sicurezza, in particolare oltre un periodo di dieci o vent'anni, le politiche *Premium price* creano maggiore incertezza per gli investitori e per gli sviluppatori delle energie rinnovabili in quanto le future tariffe non sono note in anticipo. Questa incertezza rappresenta un fattore centrale per i progetti nei quali la maggior parte dei costi sono sostenuti per pagare le tecnologie e rappresenta un maggiore problema per i piccoli investitori i quali, al fine di ottenere un finanziamento, devono fornire previsioni sui ricavi ancor più stabili e prevedibili. Ciò potrebbe rendere le politiche *Premium price* meno interessanti per un Governo il quale, al

²⁴¹ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *op. cit.*, p. 962.

²⁴² Cfr. LIPP J., Lessons for effective renewable electricity policy from Denmark, Germany and the United Kingdom, Elsevier, *op. cit.*, p. 5493.

²⁴³ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *op. cit.*, p. 962.

²⁴⁴ Cfr. RAGWITZ M. *et al.*, Assessment and optimization of renewable energy support schemes in the European electricity market, *op. cit.*, pp. 17-18.

fine di minimizzare i costi per i contribuenti-utenti, voglia ottenere una politica maggiormente costo-efficiente²⁴⁵.

A tal proposito Mendonça²⁴⁶ sostiene:

“The risk for the [renewable energy] producers is larger in the case of the premium [market-based] option, because the total level of remuneration is not determined in advance and there is no purchase obligation as is typically the case with the fixed option. Therefore the remuneration of the premium option has to be higher than the one of the fixed tariff option in order to compensate the higher risk for [renewable energy] producers if the same investments in new installations are to be achieved” (MENDONÇA M., *Feed-in Tariffs: Accelerating the Deployment of Renewable Energy*. Earth Scan, London, 2007, p.98).

Un’ulteriore conseguenza negativa di ancorare i prezzi delle energie rinnovabili al prezzo di mercato è che viene perduta ogni potenziale riduzione di quest’ultimo creata da forti aumenti delle RES. In questo caso la remunerazione totale offerta agli sviluppatori ricalca l'aumento dei prezzi di mercato dell'energia elettrica e rischia di portarli all'eccesso. Il problema della sovra o sotto remunerazione dei progetti in RES permane nell'opzione *Premium price* fino a che il premio offerto rimane fisso. Questo è uno dei motivi per cui alcuni Paesi, come la Spagna, si sono allontanati dal modello *Fixed premium price* verso il *Variable premium price*²⁴⁷.

Le politiche *market-dependent* hanno però anche dei punti di forza. I modelli di tale approccio presentano alcune caratteristiche che li rendono maggiormente compatibili con un mercato elettrico libero, anche se non sono accompagnati da un obbligo di acquisto. Lasciando che la remunerazione vari con la domanda di mercato viene creato un incentivo ad immettere energia nella rete nei picchi di domanda, quando i prezzi sono maggiori²⁴⁸. Klein²⁴⁹ nel 2008 scriveva infatti:

“The premium option shows a higher compatibility with the liberalized electricity markets than fixed feed-in tariffs. This involves a better and more efficient assignment of grid costs, particularly as regards the management of the alternative routings and supplementary services” (KLEIN A., *Feed-in Tariff Designs: Options to Support*

²⁴⁵ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., *An analysis of feed-in tariff remuneration model*, *op. cit.*, p. 962.

²⁴⁶ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., *An analysis of feed-in tariff remuneration model*, *ivi*.

²⁴⁷ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., *An analysis of feed-in tariff remuneration model*, *ivi*.

²⁴⁸ Cfr. LANGNISS O., *Advanced mechanisms for the promotion of renewable energy*, *op. cit.*, p. 1294.

²⁴⁹ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., *An analysis of feed-in tariff remuneration model*, *op. cit.*, pp. 962-963.

Electricity from Renewable Energy Sources, Lightning Source Inc., Tennessee, USA, 2008, pp. 53–54).

L'implementazione di modelli *market-dependent* sarebbe quindi auspicabile in Paesi caratterizzati da un'elevata volatilità giornaliera dei prezzi dell'energia elettrica e dove il differenziale tra i prezzi nei picchi di domanda e non è significativo²⁵⁰.

Un altro vantaggio di tale approccio è che richiede un minor livello di interventi amministrativi, in quanto il Governo, a differenza di una politica *Fixed price*, deve fissare solo l'ammontare del prezzo e non dell'intera tariffa²⁵¹.

Infine vi è un punto di forza peculiare del modello *Variable premium price*. In ragione del fatto che, stabilendo un valore fisso del premio si determinavano sovra remunerazioni e inefficienze del mercato in caso di inaspettati aumenti del prezzo, alcuni Governi hanno iniziato ad implementare modelli che tenessero conto di eventuali cambiamenti nel mercato. Un premio che non vari in relazione al prezzo di mercato determina la possibilità che il *gap* tra i costi di produzione dell'energia e le tariffe aumenti significativamente determinando un incremento dei costi come previsto dal modello²⁵².

Le politiche *market-dependent* potrebbero quindi aiutare a creare un mercato elettrico maggiormente armonizzato in quanto gli investitori in energie rinnovabili aumenterebbero il loro potere in un mercato competitivo, rimuovendo effettivamente le differenze tra energie rinnovabili e tradizionali. Nel lungo periodo dovrebbero essere quindi auspicabili l'integrazione del mercato, l'aumento della quota di fonti rinnovabili nel mix energetico e la parità dei costi di produzione (*grid parity*) di tutte le tipologie di fonti, fossili e rinnovabili²⁵³.

²⁵⁰ Cfr. LANGNISS O., Advanced mechanisms for the promotion of renewable energy, *op. cit.*, p. 1289.

²⁵¹ Cfr. GONZALEZ P., Ten years of renewable electricity policies in Spain, *op. cit.*, p. 2925.

²⁵² Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *op. cit.*, p. 963.

²⁵³ Cfr. COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration model, *op. cit.*, p. 963.

CONCLUSIONI

Il mercato energetico globale sta vivendo un periodo di profonda trasformazione, introducendo, accanto all'energia prodotta da fonti fossili, quella prodotta da fonti rinnovabili, cioè quelle fonti che per loro natura sono in grado di rigenerarsi a una velocità uguale o superiore a quella del loro sfruttamento, portando i singoli Stati a rivedere il proprio mix energetico.

Nel 2009 l'IEA (International Energy Agency)²⁵⁴ affermava che la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile stava aumentando più velocemente rispetto a quella prodotta dal gas e avrebbe costituito, dal 2010, la seconda fonte energetica dopo il carbone. Tuttavia la capacità di sfruttamento di queste fonti di energia in molti casi non è ancora sufficientemente sviluppata, sì da renderle comparabili alle fonti tradizionali, seppure si siano raggiunti obiettivi importanti per quanto riguarda la riduzione dei costi di produzione, al punto di renderle più economicamente competitive.

La fonte rinnovabile più utilizzata a livello globale è quella idroelettrica seguita dall'eolica, solare, geotermica e biomasse.

Negli ultimi dieci anni, anche conseguentemente alla riduzione dei consumi energetici globali dovuti alla crisi economica, la competizione si è notevolmente trasformata aprendosi, da un lato a nuove fonti di energia rinnovabile (RES, *Renewable Energy Sources*), dall'altro nel mutamento del sistema di fornitura dell'energia, che sta infatti passando da un sistema di gestione centralizzata, in cui sono impegnate poche imprese lungo tutta la filiera, all'innovativa frontiera della generazione distribuita (c.d. *Smart Grid*).

Come evidenzia l'EPIA²⁵⁵ (*European Photovoltaic Industry Association*), dopo l'energia idroelettrica e quella eolica, il settore fotovoltaico è il terzo per importanza fra le energie rinnovabili; infatti, negli ultimi dieci anni, il segmento fotovoltaico sta registrando incrementi medi annui del 35%, determinando anche rapidi progressi della tecnologia fotovoltaica; questo settore, contro ogni aspettativa, ha mantenuto un trend di crescita positivo anche nel periodo di crisi economica.

La riduzione dell'impatto ambientale dei sistemi produttivi energetici, la previsione in diversi Paesi di generosi incentivi a sostegno delle nuove installazioni di impianti, l'aumento dell'indipendenza nella produzione energetica dei diversi sistemi istituzionali (Stati, imprese,

²⁵⁴ Cfr. International Energy Agency (IEA), *World Energy Outlook 2008*, Parigi, 2009.

²⁵⁵ Cfr. EPIA (European Photovoltaic Industry Association), Report "Global Market Outlook for Photovoltaics 2014- 2018", www.epia.org.

famiglie) e la possibilità di attuare concretamente l'innovativa struttura del mercato energetico (la c.d. *smart grid*), sono i principali motivi che stimolano ad investire nel fotovoltaico.

Al fine di promuovere la produzione di energia fotovoltaica è previsto che i Paesi possano ricorrere a numerosi incentivi, fra i quali il più efficace, all'interno dell'esperienza maturata nei Paesi dell'Europa 28, si è dimostrato il *feed-in tariff* (FIT), spesso affiancato da altri strumenti (TGC, certificati verdi, sussidi al capitale, prestiti agevolati e scambio sul posto). Il meccanismo FIT è stato sperimentato da 24 dei 28 Paesi dell'Unione Europea. La durata media della misura incentivante è di 15 anni, con un valore di 25 anni per la Bulgaria e la Spagna la quale ha dovuto però rimodulare le sue politiche incentivanti in quanto rivelatesi troppo generose.

Nell'erogare ogni incentivo i Paesi discriminano secondo diverse direttrici: potenza dell'impianto, tipologia di applicazione, natura pubblica o privata dell'iniziativa dell'investimento e, in alcuni casi, anche della localizzazione geografica dello stesso.

A tal proposito per comprendere lo sviluppo del mercato fotovoltaico europeo, sul quale si è concentrata la mia tesi, si è rivelato opportuno suddividere l'Europa in tre macro-aree: l'Europa Settentrionale, l'Europa Meridionale e l'Europa Orientale, in ragione delle diverse modalità di sviluppo del mercato e delle differenti condizioni di irraggiamento:

- Europa settentrionale: ad eccezione della Germania, che si contende la leadership del settore con la Spagna e l'Italia e del Regno Unito, che è uno dei pochi Paesi a non aver cancellato il complesso sistema di incentivi al settore, si è registrato un interesse per il fotovoltaico più recente rispetto ai Paesi dell'Europa Meridionale. La peculiarità del sistema di incentivazione nei Paesi del Nord Europa è stato l'approccio con cui tali Paesi hanno cercato di far crescere il mercato fotovoltaico: non solo sistemi di incentivi di tipo finanziario ma importanti progetti di ricerca e innovazione per rendere più efficiente e redditiva la tecnologia fotovoltaica;
- Paesi dell'Europa Meridionale: grazie alle ottimali condizioni di irraggiamento i Paesi afferenti a tale area hanno sviluppato sistemi di incentivazione più completi, in termini di eterogeneità degli strumenti adottati e di copertura delle varie tipologie di impianti. L'elevato potenziale fotovoltaico ha inoltre negli anni richiamato ad investire all'interno dei Paesi numerosi operatori stranieri;
- Paesi dell'Europa orientale: lo sviluppo del mercato fotovoltaico si sta verificando solo negli ultimi anni, con politiche di incentivazione avviate dal 2009. Da un'analisi dei primi schemi incentivanti si ricava che essi hanno adottato principalmente sistemi di incentivazione di tipo FIT i quali, essendo spesso troppo generosi, hanno attirato

l'interesse di operatori stranieri. La diretta conseguenza di tale circostanza è stato l'aumento dei costi dell'elettricità per i consumatori e le famiglie che ha determinato, per quasi tutti i Paesi dell'Est, la necessità di cancellare le politiche di incentivazione al fotovoltaico e, al fine di raggiungere gli obiettivi per il 2020, investire in altre fonti RES.

Concludendo, lo sviluppo delle energie rinnovabili nei singoli Paesi Europei è legato da una parte alla concreta possibilità per ogni Stato membro di stabilire incentivi efficaci e, dall'altra, dalla possibilità di stanziare fondi idonei a svilupparle anche in assenza di politiche incentivanti. In riferimento a quest'ultimo aspetto, e in un'era sempre più post-incentivi, si stanno rivalendo fondamentali le politiche Comuni di sostegno allo sviluppo di energie verdi: tra queste rientrano i programmi comunitari, come Horizon 2020²⁵⁶ e i Fondi Europei di Sviluppo Regionale (FESR)²⁵⁷ i quali prevedono il finanziamento di investimenti in specifiche aree quali: innovazione e ricerca, agenda digitale, sostegno alle piccole e medie imprese (PMI) e economia a basse emissioni di carbonio.

²⁵⁶ Cfr. ec.europa.eu/programmes/horizon2020.

²⁵⁷ Cfr. ec.europa.eu/regional_policy/index.cfm/it/funding/erdf.

BIBLIOGRAFIA

ARCELLI M. *et al.*, *Il settore energetico in Europa*, Rubbettino Editore, Catanzaro, 2006.

BIANCHI D., *L'Italia oltre la crisi, il rapporto Legambiente 2013*, Edizioni Ambiente, Milano, 2013.

BRUNO A., *Fonti rinnovabili: autorizzazioni, connessioni, incentivi e fiscalità della produzione elettrica*, Edizioni Ambiente, Milano, 2012.

CALZA F., *Le imprese energetiche: struttura e strategia*, Giappichelli, Torino, 2013.

DALL'O G., ARECCO F., *Energia sostenibile e fonti rinnovabili*, IPSOA, Milano, 2012.

INZOLI F., BIANCHI A., *Fonti energetiche rinnovabili*, Hoepli, Milano, 2014.

LO BIANCO *et al.*, *La guida del sole 24 ore al management dell'energia: mercato e catena del valore, modelli di business, sistemi di gestione e normative*, Il Sole 24 ore, Milano, 2011.

MUSU I., *Introduzione all'economia dell'ambiente*, Il Mulino, Bologna, 2003

PIETROGRANDE P., MASULLO A., *Energia verde per un Paese "rinnovabile"*, Franco Muzzio Editore, Roma, 2003.

SANGUIGNI V., *Lo sviluppo internazionale delle imprese operanti nel settore fotovoltaico*, Giappichelli, Torino, 2013.

SITOGRAFIA

ANEV (Associazione Nazionale Energia del Vento), www.anev.org.

AssoRinnovabili: www.assorinnovabili.it

BUTLER L., NEUHOFF K., Comparison of feed-in tariff, quota and auction mechanisms to support wind power development, Elsevier, Renewable Energy 33, 2008, www.elsevier.com.

CANSINO J. M. *et al.*, Tax incentives to promote green electricity: An overview of EU-27 countries, Elsevier, Energy Policy 38, 2010, www.elsevier.com.

COUTURE T., GAGNON Y., An analysis of feed-in tariff remuneration models, Elsevier, Energy Policy 38, 2010, www.elsevier.com.

DE JAGER D., RATHMANN M., Policy instrument design to reduce financing costs in renewable energy technology projects, 2008, www.elsevier.com.

DINÇER F., The analysis on photovoltaic electricity generation status, potential and policies of the leading countries in solar energy, Elsevier, Renewable and Sustainable Energy Reviews 15, 2011, www.elsevier.com.

DUSONCHET L., TELARETTI E., Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries, Elsevier, Energy Policy 38, 2010, www.elsevier.com.

EIA (Energy Information Administration), Annual Energy Outlook, 2013, www.eia.gov.

EIA (Energy Information Administration), Annual Energy Outlook 2015 with projections to 2040, 2015, www.eia.gov.

ENEA (Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile): www.enea.it

EPIA (European Photovoltaics Industry Association), Report "Global Market Outlook for Photovoltaics 2014- 2018", www.epia.org.

EWEA (European Wind Energy Association), Renewables 2014. Global Status Report.

EWEA (European Wind Energy Association), Wind in power: 2013 European Statistics.

FAIELLA I., MISTRETTA A., Spesa energetica e competitività delle imprese italiane. Questioni di Economia e Finanza (Occasional Papers), Banca d'Italia, 2014, www.bancaditalia.it.

FORQUET D., JOHANSSON T.B., European renewable energy policy at crossroads: focus on electricity support mechanisms, Elsevier, Energy Policy 36, 2008, www.elsevier.com.

Gruppo imprese fotovoltaiche italiane: www.gifi-fv.it.

GSE (Gestore dei Servizi Energetici): www.gse.it

Horizon 2020: ec.europa.eu/programmes/horizon2020.

IEA (International Energy Agency), Key World Energy Statistics, 2014.

IEA (International Energy Agency), Snapshot of Global PV in 1992-2012, 2012.

IEA (International Energy Agency), World Energy Outlook 2008, Parigi, 2009.

Istituto per le Energie Rinnovabili:

www.eurac.edu/it/research/institutes/renewableenergy/default.html

KARTERIS M., PAPADOPOULOS M., Legislative framework for photovoltaics in Greece. A review of the sector's development, Elsevier, Energy policy 55, www.elsevier.com.

LANGNISS O., Advanced mechanisms for the promotion of renewable energy: models for the future evolution of the German Renewable Energy Act, Elsevier, Energy Policy 37, 2009, www.elsevier.com.

Legambiente per le energie rinnovabili: www.fonti-rinnovabili.it

LIPP J., Lessons for effective renewable electricity policy from Denmark, Germany and the United Kingdom, Elsevier, Energy Policy 35, 2007, www.elsevier.com.

MABEE W. E. *et al.*, Comparing the feed-in tariff incentives for renewable electricity in Ontario and Germany, Elsevier, Energy policy 40, 2012, www.elsevier.com.

MENANTEAU P. *et al.*, Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy, Elsevier, Energy Policy 31, 2003, www.elsevier.com.

Photovoltaic magazine: www.pv-magazine.com/

RAGWITZ M. *et al.*, Assessment and optimization of renewable energy support schemes in the European electricity market, 2007, www.elsevier.com.

Rinnovabili.it Il quotidiano sulla sostenibilità ambientale: www.rinnovabili.it

SOLANGI K. H. *et al.*, A review on global solar energy policy, Elsevier, Renewable and Sustainable Energy Reviews 15, 2011, www.elsevier.com.

Solar Energy Report, Il sistema industriale italiano nel business dell'energia solare, Politecnico di Milano, Aprile 2014, www.energystreategy.it.

TIMILSINA G. R. *et al.*, Solar energy: Markets, Economics and policies, Elsevier, Renewable and Sustainable energy reviews, 16, 2012, www.elsevier.com.

Vari siti delle autorità regolatrici del mercato elettrico dei singoli Paesi europei.

RINGRAZIAMENTI

Desidero ringraziare il Prof. Fontini Fulvio, relatore di questa tesi, per la disponibilità e per l'aiuto fornitomi durante la stesura della mia tesi.