

INDICE

PREFAZIONE	3
1 POLITICHE ENERGETICHE	9
1.1 L'EPOCA DELLE RINNOVABILI	9
1.2 STRATEGIA ENERGETICA EUROPEA	10
1.2.1 Obiettivi nazionali generali per la quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia nel 2020	12
1.2.2 La Roadmap per un settore energetico a basso contenuto di carbonio nel 2050	13
1.2.3 Stato di attuazione delle politiche energetiche degli stati membri	15
1.3 RECEPIMENTO DELLA STRATEGIA EUROPEA IN ITALIA	15
1.3.1 Cosa prevede la strategia energetica europea per l'Italia	15
1.3.2 Il PAN	15
1.3.3 D. lgs. 28/11	18
1.3.4 Il burden sharing	18
1.3.5 Stato di attuazione delle politiche energetiche in Italia	23
1.3.6 Linee evolutive per il triennio 2012-2014	23
1.3.7 Nuova strategia energetica nazionale	32
2 MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA	34
2.1 STRUTTURA E REGOLAMENTAZIONE DEL MERCATO DELL'ENERGIA	34
2.2 REGOLAZIONE TARIFFARIA	39
2.2.1 Componenti della bolletta e mix energetico	41
2.3 CESSIONE ALLA RETE DELL'ENERGIA PRODOTTA	45
2.3.1 Vendita energia	45
2.3.1.1 Ritiro Dedicato	46
2.3.1.2 Cessione al Libero Mercato	48
2.3.1.2.1 Contratti Bilaterali	48
2.3.1.2.2 Borsa Elettrica	49
2.3.2 Scambio sul posto	50
2.3.2.1 Quantificazione del contributo di scambio sul posto	51
2.4 DISPACCIAMENTO, TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE	53
2.4.1 Servizi ancillari per la garanzia di sicurezza del sistema	54

2.5 REMUNERAZIONE CAPACITÀ PRODUTTIVA _____	57
2.5.1 I meccanismi di remunerazione della capacità produttiva _____	58
2.5.2 Capacity mechanism in Italia _____	60
2.5.3 Modelli europei _____	61
2.6 DOMANDA E OFFERTA DI ENERGIA IN ITALIA _____	62
3 SVILUPPO DELLA RETE ELETTRICA _____	66
3.1 CARATTERISTICHE DELLA RETE _____	66
3.1.1 Struttura _____	67
3.1.2 Dotazione _____	67
3.1.3 Capacità _____	68
3.2 L'IMPATTO DELLA GENERAZIONE DISTRIBUITA SULLA RETE _____	70
3.2.1 I provvedimenti regolatori _____	73
3.3 RETI ATTIVE _____	76
3.3.1 Smart grid _____	78
3.3.2 Stoccaggio dell'energia _____	80
3.3.2.1 Tecnologie di accumulo _____	83
3.3.2.2 Valutazione economica delle opzioni _____	88
3.3.3 Mini grids _____	90
3.3.4 Super Grid _____	94
4 INCENTIVI PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE RINNOVABILE _____	99
4.1 ANALISI DELLA TENDENZA IN EUROPEA _____	99
4.1.1 Misure di sostegno _____	100
4.2 INCENTIVI PER LE FER IN ITALIA _____	101
4.2.1 Tappe dell'incentivazione nazionale _____	101
4.2.2 Criteri di incentivazione scelti _____	104
4.2.3 Analisi propedeutiche alla determinazione del livello degli incentivi _____	104
4.3 FOTOVOLTAICO _____	109
4.3.1 Modello incentivante, tariffe e premi _____	110
4.3.2 Spesa prevista _____	115
4.3.3 Modalità e requisiti di accesso agli incentivi _____	115
4.3.4 Requisiti tecnici _____	122

4.3.5 Servizi ausiliari di generazione	123
4.3.6 Cumulabilità degli incentivi	123
4.4 LE ALTRE RINNOVABILI ELETTRICHE	124
4.4.1 Modello incentivante, tariffe e premi	124
4.4.2 Spesa prevista	131
4.4.3 Modalità e requisiti di accesso agli incentivi	132
4.4.4 Requisiti tecnici	145
4.4.5 Servizi ausiliari di generazione	145
4.4.6 Cumulabilità degli incentivi	145
4.4.7 Periodo transitorio	145
4.5 UN DIVERSO MODELLO DI INCENTIVAZIONE PER L'ITALIA DELLE RINNOVABILI	147
5 VALUTAZIONE DEGLI INVESTIMENTI IN IMPIANTI A FONTI RINNOVABILI	150
5.1 STRUMENTI DI FINANZIAMENTO	150
5.2 ANALISI ECONOMICA DEGLI INVESTIMENTI	158
5.2.1 Analisi del Cash-Flow	159
5.2.2 I principali indici per la valutazione economica degli investimenti	162
5.3 LA DUE DILIGENCE	169
5.4 LA GESTIONE DEL RISCHIO	175
5.4.1 Tipologie di rischio negli investimenti rinnovabili	176
5.4.2 Risk Analysis nelle fonti rinnovabili	181
5.4.3 Risk Management: coperture e garanzie	183
5.4.4 La Matrice dei Rischi	184
5.5 BASILEA 3	185
6 GRID PARITY	188
6.1 DYNAMIC GRID PARITY	188
6.2 SISTEMI EFFICIENTI DI UTENZA (SEU)	189
6.3 METODOLOGIA PER LA VALUTAZIONE ECONOMICA DEGLI IMPIANTI	194
6.3.1 Costo di generazione elettrica	194
RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI	203
SITOGRAFIA	208

3 Sviluppo della rete elettrica

3.1 Caratteristiche della rete

L'energia elettrica prodotta nelle centrali arriva ai consumatori per mezzo di reti (linee elettriche) di trasmissione e distribuzione.

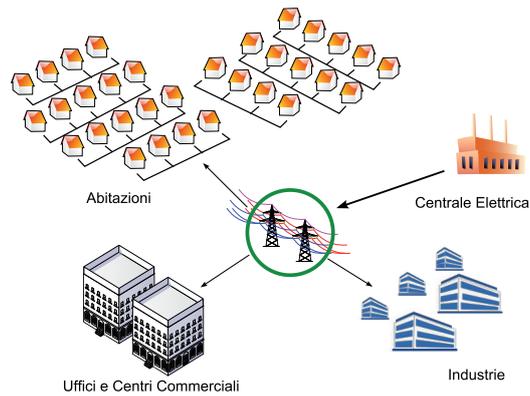


Fig. 16 - Generazione centralizzata

Nel prossimo futuro, il Sistema Elettrico avrà una configurazione schematica come riportato in figura:

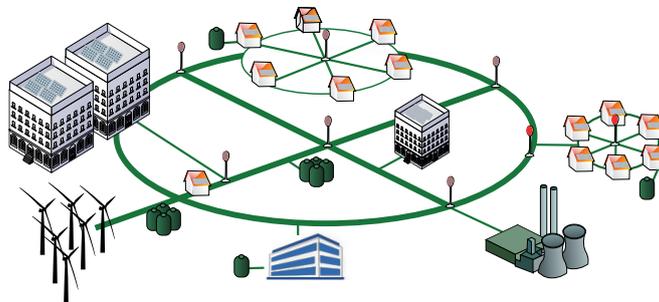


Fig. 17 - Generazione distribuita

In maniera molto sintetica si osserva che in tale sistema fanno ormai parte di diritto tutte le nuove tecnologie afferenti al campo delle "correnti forti"

e delle “correnti deboli”. Sono infatti presenti tecnologie elettroniche, di telecomunicazioni, di controllo, di informatica tutte raggruppate in sottosistemi tematici confluenti in un unico dominio applicativo quale quello dell'energia elettrica.

3.1.1 Struttura

La gran parte delle reti di distribuzione nel mondo è stata progettata considerando un flusso di potenza unidirezionale e gestita con un esercizio radiale.

Una rete radiale è caratterizzata principalmente da una grande economicità, e da una ridotta capacità di far fronte a consistenti variazioni nel numero degli utenti serviti e nella loro domanda di energia. A causa della sua stessa struttura, essa è normalmente carente dal punto di vista della qualità del servizio, in quanto un guasto in un suo lato può determinare la mancata fornitura dell'energia ad un elevato numero di utenti, per tempi che variano da qualche minuto ad alcune ore. Per ovviare a questi problemi le società di distribuzione hanno nel tempo modificato gli schemi puramente radiali realizzando un numero di collegamenti ridondanti che possono essere utilizzati come percorsi alternativi in caso di guasto e, infine, impiegando protezioni selettive in grado di ridurre il tempo di individuazione del guasto e la sua area di influenza. La logica di funzionamento delle protezioni, il controllo e la regolazione della rete di distribuzione sono evidentemente stati scelti in funzione degli schemi di distribuzione adottati.

Il futuro vedrà le reti capaci di essere attraversate da flussi di energia bidirezionali.

3.1.2 Dotazione

La trasmissione dell'energia elettrica è assicurata da un complesso sistema costituito da linee elettriche ad alta (AAT,AT), media (MT) e bassa tensione (BT), e da stazioni primarie e secondarie AAT e AT a 380 e 220 kV , rispettivamente. Le linee ad alta tensione della rete di trasmissione nazionale, a 150-220 kV, concorrono a trasportare l'energia dalle centrali elettriche alle stazioni e cabine primarie. Le stazioni primarie provvedono alla trasformazione da alta a media tensione, alla regolazione della tensione e allo smistamento dell'energia alla rete a media tensione. In Italia la rete di distribuzione secondaria è costituita da linee in media tensione (15-20 kV) che trasportano l'energia vicino ai centri

abitati. Le cabine secondarie provvedono a trasformare l'energia da media a bassa tensione (400-230 V), per la fornitura, mediante linee a bassa tensione, ai clienti domestici e agli altri clienti aventi consumi relativamente contenuti, come ad esempio negozi, uffici, laboratori e molti altri.

Per quanto riguarda la dotazione infrastrutturale, i dati sulle reti permettono di capire che al Nord, dove si concentra oltre il 50% della dotazione infrastrutturale, la rete di trasporto di energia è più estesa e capillare.

Tabella 13 - Estensione delle reti energetiche in Italia, anno 2009
(fonte: elaborazione Uniontrasporti 2011 su dati ANCE)

Territorio	Rete elettrica	
	Km	%
Nord	11.239	51
Centro	3.729	17
Sud	7.063	32
Totale	22.031	100

Questo assetto è stato sovvertito negli ultimi anni proprio grazie alla crescente distribuzione di impianti a fonti rinnovabili (GD). È facile intuire che è stata ridefinita la consistenza e la geografia della dotazione infrastrutturale per la distribuzione in capo ai gestori di rete Terna SpA e Enel Distribuzione SpA.

3.1.3 Capacità

Specie nel sud del paese, l'elevata richiesta di connessione di tali impianti ha reso necessari nuovi investimenti in infrastrutture, in parte ricoperti dai produttori, mediante realizzazione in proprio di un cospicuo numero di cabine di consegna e nuove linee di connessione (impianto di rete per la connessione), in parte dai gestori di rete, mediante piani di investimento e ammodernamento. La domanda di capacità di rete per lo sviluppo in generazione distribuita è avvenuta ad un ritmo talmente accelerato che gli investimenti da parte dei gestori si sono rivelati impossibili, tant'è che è stato inevitabile l'intervento regolatorio.

Al 30 aprile 2011, in Italia, a fronte di quasi 250.000 preventivi di connessione alle reti di distribuzione e trasmissione accettati, per 196 GW di potenza, solo 42 GW sono relativi ad impianti già connessi. Dei restanti 154 GW, ben 140 GW (attribuiti a 22.000 preventivi) sono relativi ad impianti che non hanno ancora ottenuto l'autorizzazione alla realizzazione ed esercizio, ma che comunque continuano ad impegnare capacità sulle reti, generando il problema della

saturazione virtuale. In più, si nota che sono ancora validi più di 1.000 preventivi, per più di 50 GW, accettati prima del 2009, relativi ad impianti che non hanno ancora ottenuto l'autorizzazione alla realizzazione ed esercizio. Appare pertanto impossibile che vengano effettivamente realizzati impianti per potenze complessive così elevate. Tale situazione, soprattutto nelle zone dove la rete è più scarsa, porta alla saturazione virtuale della capacità di rete che, pur essendo "sulla carta", rende impossibile lo sviluppo di nuove iniziative.

Oggi i gestori di rete pubblicano periodicamente la classificazione delle aree territoriali per livelli di criticità con riferimento alla capacità di rete. La pubblicazione è di fondamentale importanza per l'indicazione in esse contenute sulle cd. "aree critiche" ai sensi dell' articolo 4 del TICA (Testo integrato delle connessioni attive - Delibera ARG/elt 99/08), come modificato dalla Delibera ARG/elt 187/11. Un'area critica è una zona in cui la capacità di rete risulta saturata (anche se virtualmente per effetto delle prenotazioni di capacità effettuate con le domande di connessione e le successive accettazioni dei preventivi di connessione) o per la quale è necessario il coordinamento con altri gestori di rete ai fini della connessione di nuovi impianti, ed ivi il Gestore non può assicurare la connessione nei tempi definiti dalle normali procedure. Inoltre risulta complesso programmare nuovi investimenti infrastrutturali (oltre che autorizzarli e finanziarli) sulla base di una saturazione virtuale e non reale della rete (è incerta infatti la quota parte della capacità prenotata che sarà realmente occupata da progetti di generazione ancora da autorizzare). Per contrastare questo fenomeno, l'Autorità ha cercato di intervenire fissando con la Delibera ARG/elt 187/11 del TICA un corrispettivo di connessione "antisaturazione", il cui costo sarebbe stato variabile in base alla tensione di consegna e ai MW da installare, più volte però ripreso in sede giurisprudenziale e di fatto mai applicato.

Ad ogni modo, per le connessioni previste in bassa e media tensione nelle aree critiche sono attivate le cd. Open Season, con durata trimestrale (per tutti i produttori con esclusione dei clienti domestici e delle richieste per le quali la potenza ai fini della connessione sia uguale a zero). Le open season si configurano come vere e proprie moratorie, cioè come sospensioni temporanee delle connessioni, che i gestori di rete possono attivare nelle aree critiche per consentire loro una migliore pianificazione delle connessioni e dello sviluppo della rete. Le open season, di durata trimestrale, hanno importanti ripercussioni sui richiedenti: infatti il tempo previsto per la messa a disposizione del preventivo decorre dal giorno lavorativo successivo a quello di chiusura dell'open season. A conclusione della Open Season, Enel consolida le

soluzioni di connessione che tengono conto di tutte le richieste pervenute nel trimestre e procede conseguentemente alla predisposizione di: comunicazioni ad altri gestori con relative richieste di avvio di coordinamento ai sensi dell'art. 34.1, contenenti pertanto proposte di soluzioni di connessione sulle reti di tali altri gestori; comunicazioni ad altri gestori con relative richieste di avvio di coordinamento ai sensi dell'art. 35.1, ad esempio: richieste di connessione a Terna per nuove cabine primarie AT/MT da connettere alla Rete di Trasmissione Nazionale per la raccolta di impianti di produzione da connettere generalmente in MT e/o BT; preventivi di connessione ai richiedenti, nei casi in cui siano state individuate soluzioni su rete Enel che non interessano altri gestori.

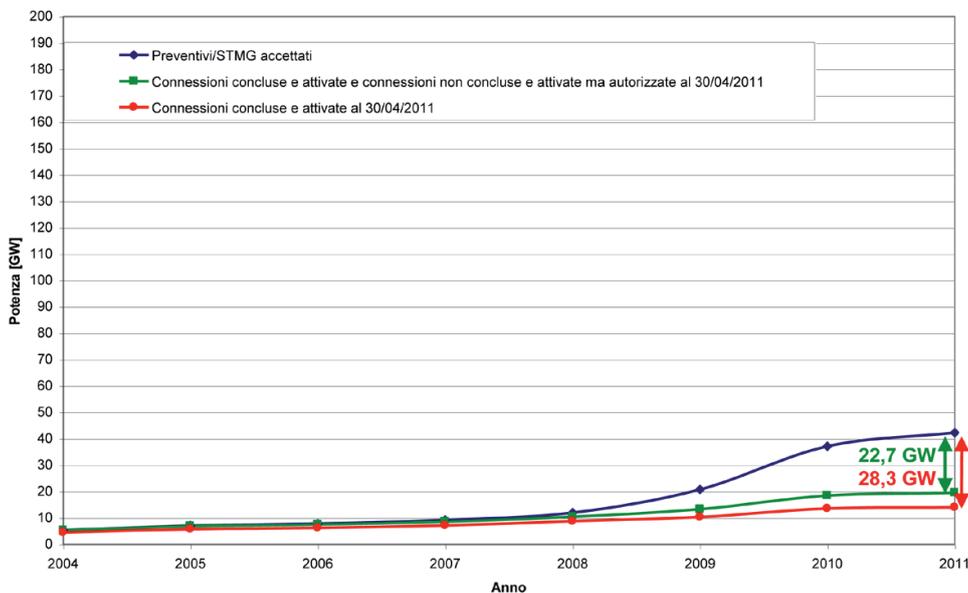


Fig. 18 - Dati cumulati totali delle richieste di connessione sulle reti di distribuzione e ancora valide al 30 aprile 2011 (fonte: AEEG)

Allo stato attuale, nelle aree critiche è difficile avere un preventivo di connessione, al di fuori delle aree critiche ai sensi della Deliberazione 226/2012/R/EEL del 28 maggio 2012 il preventivo di connessione ha una validità a tempo variabile a seconda della tensione di consegna, dopo di che il gestore è libero di ridefinire il preventivo in base alla capacità di rete disponibile nell'area.

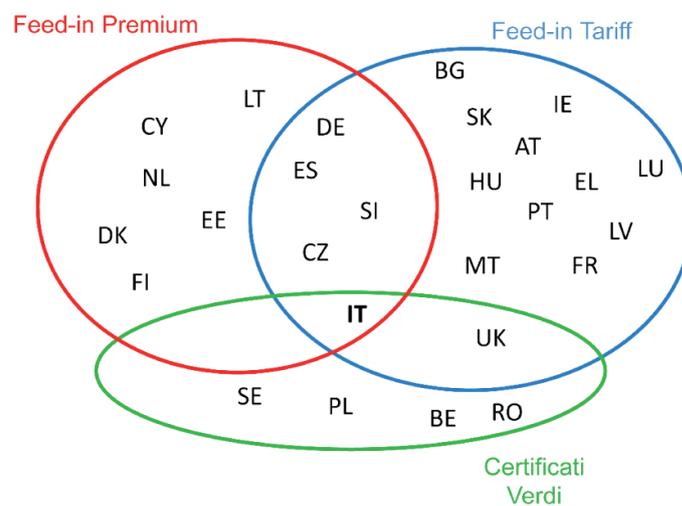
3.2 L'impatto della generazione distribuita sulla rete

Dall'analisi delle diverse definizioni di Generazione Distribuita in ambito

4 Incentivi per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile

4.1 Analisi della tendenza in Europa

Fino ad oggi la maggior parte dei paesi europei ha scelto di incentivare le fonti rinnovabili attraverso tariffe premianti l'immissione dell'energia elettrica in rete. Le forme più diffuse sono la Feed-in Tariff (FIT), intesa come ritiro dedicato dell'energia a prezzi maggiori rispetto al prezzo dell'energia, e la Feed-in Premium (FiP), intesa come premio riconosciuto per la vendita in rete dell'energia elettrica, aggiuntivo rispetto al prezzo di mercato dell'energia.



Esistono poi altre forme di incentivazione: contributi in conto capitale, incentivi fiscali, etc.

Fig. 26 – Principali meccanismi incentivanti per la generazione elettrica da fonti rinnovabili (fonte: GSE)

Osservando le normative e le scelte degli altri paesi UE, si nota come siano ampiamente utilizzate le Feed-in Tariff (diffuse a seguito del successo della legge sulle energie rinnovabili tedesca EEG) rispetto alle Feed-in Premium (sistema utilizzato dal I al IV conto energia): tra gli esempi più importanti Germania, Spagna (prima della sospensione degli incentivi), Francia e Portogallo.

Le motivazioni di queste scelte vanno ricercate nella sempre maggiore maturità delle tecnologie a fonti rinnovabili: i produttori devono quindi essere spinti a comportarsi in maniera "market-oriented", valorizzando la propria energia sul mercato elettrico.

4.1.1 Misure di sostegno

L'assetto dell'attività di generazione è caratterizzato dalla presenza simultanea di uno stock di capacità di generazione realizzata in assenza di sostegno, il cui rischio resta in capo agli investitori e di uno stock di capacità realizzata nell'ambito delle politiche di sostegno alle fonti rinnovabili, il cui rischio è trasferito dagli investitori ai consumatori.

I meccanismi d'incentivazione nascono appunto allo scopo di rendere competitive (a livello di investimenti) le fonti rinnovabili rispetto a quelle tradizionali.

I paesi dell'Unione Europea promuovono la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in vario modo.

FIT (Feed-In Tariff): Tariffa Onnicomprensiva riconosciuta all'energia immessa in rete.

La FIT consiste nel ritiro dell'energia elettrica, da parte di un ente pubblico o di un gestore di rete, a prezzo fisso. Il prezzo può variare da tecnologia a tecnologia ed è fissato in maniera tale da coprire i maggior costi di produzione di energia da fonti rinnovabili. Con questo sistema lo Stato stabilisce per un certo numero di anni un prezzo fisso superiore a quello di mercato, e l'energia viene poi vettoriata da un operatore che garantirà il dispacciamento. La maggiorazione vale per i produttori come incentivo a investire nello sviluppo di tecnologie innovative e verdi.

Questo sistema riduce i rischi per gli investitori assicurando dei rendimenti certi.

FIP (Feed-in Premium): Incentivo aggiuntivo al prezzo di vendita dell'energia. Tale incentivo si somma al prezzo di vendita dell'energia elettrica immessa in rete. Il prezzo dell'energia rinnovabile è composto da due fattori: il valore di mercato dell'energia elettrica, esposto alle oscillazioni della domanda e dell'offerta, e un premio fissato dall'autorità pubblica. Questo schema di incentivi è stato usato in Italia per il fotovoltaico (Conto energia).

In questo caso il prezzo dell'energia sarà fluttuante e seguirà il mercato, anche se in Italia con lo scambio sul posto e il ritiro dedicato si garantisce anche per la componente energia elettrica dei prezzi minimi garantiti per l'energia immessa in rete.

Tender: asta

Con il sistema delle aste, in sostanza, individuata un'area idonea a produrre energia attraverso le rinnovabili (eolico, fotovoltaico, biomasse...), l'azienda

in grado di presentare l'offerta migliore si accorda con il governo o con un ente pubblico sul prezzo per realizzare l'impianto. In Brasile, Portogallo, Gran Bretagna e Marocco sono state definite fruttuosamente intese di questo genere.

GC (Green Certificates): CV Certificati Verdi riconosciuti all'energia prodotta.

Il sistema dei Certificati Verdi CV è un sistema di mercato che comporta la remunerazione dell'energia prodotta attraverso due componenti distinte: una componente è costituita dalla valorizzazione economica sul mercato dell'energia immessa in rete; l'altra componente è costituita dalla vendita di titoli, chiamati Certificati Verdi, attestanti la produzione di un determinato quantitativo di energia da fonte rinnovabile. La presenza di un certo livello di domanda è garantito dalla legge.

Possono essere considerati incentivi altre misure quali le esenzioni fiscali o la priorità di dispacciamento. In passato l'Italia ha erogato incentivi in conto capitale per tali impianti.

4.2 Incentivi per le FER in Italia

4.2.1 Tappe dell'incentivazione nazionale

In Italia i sistemi di incentivazioni adottati da sempre hanno delineato una differenza tra quelli dedicati alla tecnologia fotovoltaica e quelli per le restanti fonti.

Il principale meccanismo di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è stato costituito dal sistema dei certificati verdi - titoli emessi dal GSE attestanti la produzione di energia da fonti rinnovabili - introdotti nell'ordinamento nazionale dal decreto legislativo 79/1999 per superare il vecchio criterio di incentivazione noto come CIP 6.

I certificati verdi infatti concorrono all'assolvimento dell'obbligo, posto a carico dei produttori ed importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili, di immettere nella rete elettrica, a decorrere dal 2002, una quota minima - crescente negli anni - di elettricità prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili.

La legge 244/2007 (finanziaria 2008), e il D.M. 18 dicembre 2008 hanno delineato la disciplina di incentivazione per gli impianti entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007 prevedendo il rilascio di certificati verdi per gli impianti di potenza superiore a 1MW, e attribuendo, per gli impianti di potenza elettrica non superiore a 1MW, il diritto, in alternativa ai certificati verdi, ad una tariffa

fissa onnicomprensiva variabile a seconda delle fonte utilizzata.
 Con l'art. 45 del decreto-legge 78/2010, convertito dalla legge 122/2010, si è però stabilito che a partire dal 2011 venga assicurata, rispetto al 2010, la riduzione del 30% dell'importo complessivo derivante dal ritiro, da parte del GSE, dei certificati verdi ulteriori rispetto a quelli necessari per assolvere all'obbligo della suddetta quota minima da fonti rinnovabili (certificati verdi in eccesso di offerta).

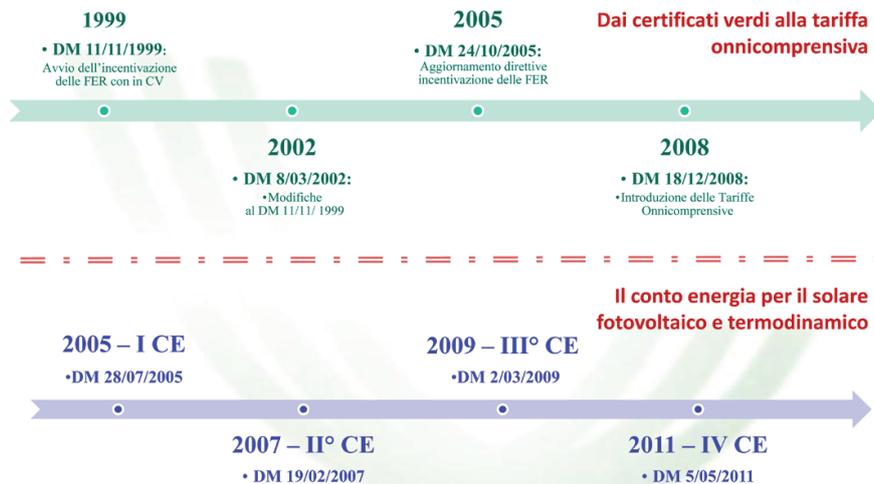


Fig. 27 – Principali tappe dell'incentivazione per la generazione elettrica da fonti rinnovabili (fonte: GSE)

Per quanto concerne la produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici, il principale meccanismo di incentivazione utilizzato è stato ed è il Conto Energia (diventato operativo con l'entrata in vigore dei Decreti Direttiva 2001/77/CE) del 28 luglio 2005 e del 6 febbraio 2006 (Primo Conto Energia) che hanno introdotto il sistema di finanziamento in conto esercizio della produzione elettrica da impianti fotovoltaici, sostituendo i precedenti contributi statali a fondo perduto. Con il D.M. del 19 febbraio 2007, cosiddetto Secondo Conto Energia, il Ministero dello Sviluppo Economico ha fissato nuovi criteri per incentivare la produzione elettrica degli impianti fotovoltaici entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2010. Tra le principali novità introdotte dal Secondo Conto Energia c'era l'applicazione della tariffa incentivante su tutta l'energia prodotta e non solamente su quella prodotta e consumata in loco, lo snellimento delle pratiche burocratiche per l'ottenimento delle tariffe incentivanti e la differenziazione delle tariffe sulla

base del tipo di integrazione architettonica, oltre che della taglia dell'impianto. Veniva, inoltre, introdotto un premio per impianti fotovoltaici abbinati all'uso efficiente dell'energia. Nel 2010 è stato emanato il Terzo Conto Energia (D.M. 6 agosto 2010), applicabile agli impianti entrati in esercizio a partire dal primo gennaio 2011 e fino al 31 maggio 2011. La legge 13 agosto 2010, n.129 (legge cosiddetta "salva Alcoa") poi ha prorogato fino al 30 giugno 2011 il periodo di operatività del secondo Conto Energia, inizialmente destinato ad esaurirsi alla fine del 2010 per effetto dell'entrata in vigore del Terzo Conto Energia.

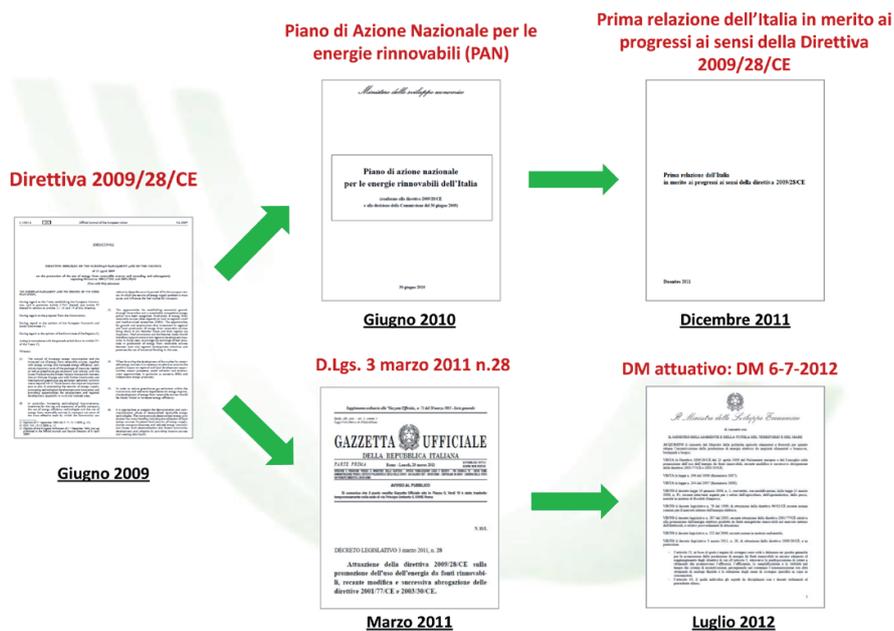


Fig. 28 – Flusso normativo attuale (fonte: GSE)

Il 12 maggio 2011 è stato pubblicato il D.M. 05/05/2011, che ha definito il nuovo meccanismo di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici riguardante gli impianti che entrano in esercizio dopo il 31 maggio 2011 e fino al 31 dicembre 2016 (Quarto Conto Energia). Il meccanismo di incentivazione prevede la remunerazione della totalità dell'energia elettrica prodotta per un periodo di 20 anni e la possibilità di valorizzare l'energia elettrica immessa nella rete elettrica attraverso lo Scambio sul Posto, il Ritiro Dedicato o la vendita attraverso il Mercato elettrico.

Il decreto legislativo 28/11, che recepisce in Italia la direttiva rinnovabili, riforma il regime di sostegno delle fonti rinnovabili, ed è stato successivamente definito

5 Valutazione degli investimenti in impianti a fonti rinnovabili

5 Valutazione degli investimenti in impianti a fonti rinnovabili

In linea del tutto generica, dal punto di vista reddituale, in un impianto alimentato da fonti rinnovabili (FER), si può affermare che la remunerazione del capitale investito e la conseguente possibilità di generare utile possono avvenire mediante tre diverse forme: Vendita dell'Energia Elettrica; Risparmio di Energia Elettrica; Incentivi statali.

Il processo che porta a valutare se queste entrate coprono e superano (generando utili) il capitale messo a disposizione per l'iniziativa è lungo e complesso.

5.1 Strumenti di finanziamento

Il settore delle FER si caratterizza per elevati costi di investimento, e di conseguenza elevati periodi di ritorno, che costituiscono una pesante barriera all'entrata. A questo, poi, si è aggiunta negli ultimi anni la crisi economica, che ha rallentato l'erogazione del credito, causando quello che viene detto "Credit Crunch" (restrizione del credito).

Individuare i fondi necessari a finanziare un impianto alimentato da fonti rinnovabili è funzione di vari aspetti, sia economici, quali l'importo da finanziare o la disponibilità di capitale, sia tecnici, quali la tipologia di fonte o la dimensione dell'impianto.

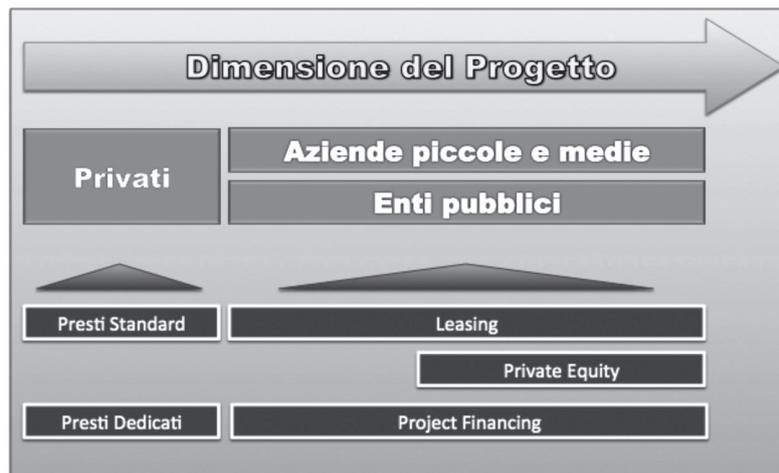


Fig. 39 - Strumenti Finanziari in funzione dei soggetti da finanziare e dalla dimensione del progetto

La realizzazione di un progetto con fondi propri è uno strumento utilizzato per un numero limitato d'impianti, caratterizzati da un basso costo d'investimento. Per i privati, i cui investimenti sono principalmente rivolti all'abbattimento della bolletta elettrica, è possibile accedere a meccanismi di finanziamento quali i classici prestiti bancari oppure a dei prestiti appositamente indirizzati a piccoli impianti FER.

Le tipologie di finanziamento più complesse ed articolate sono indirizzate a grandi progetti sviluppati da aziende o enti pubblici. Nella categoria degli investimenti finanziati con capitali di terzi è possibile distinguere 4 principali strumenti finanziari utilizzati in questo settore: Finanziamento a medio/lungo termine (assistito da garanzie chirografarie o reali); Leasing (strumentale o immobiliare); Project Financing; Private Equity e Venture Capital.

Fonte Energia	Dimensione Impianto	Finanziamento
Solare	Impianti di Piccola Taglia	Prestiti dedicati Leasing finanziari
	Impianti di Grande Taglia	Project Financing
Biomasse	Impianti di Media Taglia	Project Financing
	Grandi Impianti	Private Equity
Idroelettrico	Impianti di Piccola, Media e Grande Taglia	Project Financing Leasing Finanziario Investimenti privati
	Impianti di Piccola Taglia	Leasing finanziari
Eolico	Impianti di Grande Taglia	Project Financing

Fig. 40 - Finanziamento per tipologia di fonte di energia e dimensione impianto

Prestiti Bancari dedicati alle Fonti Rinnovabili

Molti istituti di credito (sia banche che finanziarie) a livello locale e regionale, ma anche nazionale, stanno offrendo nuove formule di finanziamento per i loro clienti che investono in impianti rinnovabili. Le caratteristiche tecniche del finanziamento dipendono dall'istituto di credito che lo eroga, ma in linea generale, è possibile distinguere delle linee comuni a tutti: Durata del Finanziamento (dai 19 mesi ai 15 anni, fino a 20 per determinati impianti), Importo Finanziabile (possibilità di finanziare l'investimento al 100%, IVA esclusa), Tasso di Finanziamento (tassi d'interesse agevolati, sia fisso che variabile).

Alcune banche, inoltre, prevedono ulteriori agevolazioni, quali la possibilità dell'apertura di un conto corrente con spese di gestione ridotte sul quale accreditare i contributi del GSE e scalarli dalla rata del prestito o del mutuo, oppure agevolazioni di tipo fiscale sulla gestione del finanziamento.

Leasing

Il leasing è uno strumento di finanziamento utilizzato da diversi decenni nel settore privato, e che ha avuto importanti riconoscimenti anche nel settore pubblico. È un contratto atipico che presenta sia gli elementi del contratto di locazione, sia gli elementi del contratto di mutuo. Ha ad oggetto prestazioni diverse (servizi finanziari, lavori, forniture) e si svolge secondo uno schema trilaterale nel quale intervengono: il soggetto interessato al godimento di un bene (utilizzatore); la società di leasing che acquista un bene mobile ovvero costruisce un bene immobile secondo le indicazioni del richiedente e ne mantiene la proprietà fino al momento del riscatto; il soggetto che fornisce il bene ovvero costruisce il bene immobile. Il soggetto utilizzatore stipula un contratto di leasing con l'intermediario finanziario (società di leasing), impegnandosi al pagamento di un canone periodico a fronte del godimento del bene del quale potrà acquisire la proprietà, tramite riscatto, al termine del periodo contrattuale, e previo pagamento di un prezzo. L'intermediario finanziario stipula un contratto di acquisto con il soggetto venditore o costruttore.

L'iter di stipula di un contratto di leasing è così articolato:

- Valutazione tecnico /economica preliminare;
- Definizione del piano dei pagamenti per la fase di costruzione;
- Individuazione delle adeguate garanzie per la copertura dei rischi di costruzione;
- Analisi contratto di EPC (engineering, procurement, construction) e di O&M (operation & maintenance);
- Valutazione del merito creditizio del cliente, dello sponsor (se presente) e dell'EPC contractor;
- Formulazione di una delibera con gli elementi contrattuali fondamentali (durata leasing, tasso cliente, anticipo, riscatto, garanzie, ecc.);
- Due Diligence tecnica e legale;
- Stipula del contratto di leasing.

I risultati di un'indagine promossa dall'Associazione Italiana Leasing e realizzata dall'Energy & Strategy Group della School of Management del Politecnico di Milano (2011), mostrano che nel 2010 lo stipulato complessivo del comparto rinnovabile per le società di leasing ha rappresentato oltre il 13% del totale (nel 2009 era di poco superiore al 3%) e che vi sono ottime prospettive di crescita anche nell'eolico off-shore e negli impianti di mini-eolico.

Le principali motivazioni per cui i contratti di locazione finanziaria abbiano

avuto un maggior successo rispetto agli altri meccanismi di finanziamento possono essere ricondotte a diversi fattori: Durata del contratto di leasing flessibile (fino a 18 anni) e strutturata in base ai flussi di cassa del progetto (in genere primo canone dopo 6 mesi dalla data di entrata in esercizio); Canone fisso o variabile con scadenza mensile, bimestrale o trimestrale; Valore di riacquisto generalmente pari all'1% finale; Possibilità di finanziamento del 100% dell'importo necessario, IVA compresa; Deduzione dei canoni di leasing dal reddito imponibile (nel caso di operazione strutturata come immobiliare la durata fiscale è più congrua alla durata degli incentivi dell'impianto fotovoltaico rispetto ad un acquisto con mutuo); Supporto del cliente con una verifica continua della "bontà del progetto" con consulenza tecnica, fiscale, legale e finanziaria inclusa nel costo del leasing; Approccio più snello rispetto al Project Financing (per grandi impianti). Tuttavia, oltre ai vantaggi, tale forma presenta anche alcune criticità, come i costi elevati in caso di estinzione anticipata e, avendo un piano di ammortamento ex ante a rate prefissate su un Debt Service Cover Ratio (DSCR) target, minor flessibilità nella gestione di eventuali sotto performance, anche temporanee, dei progetti.

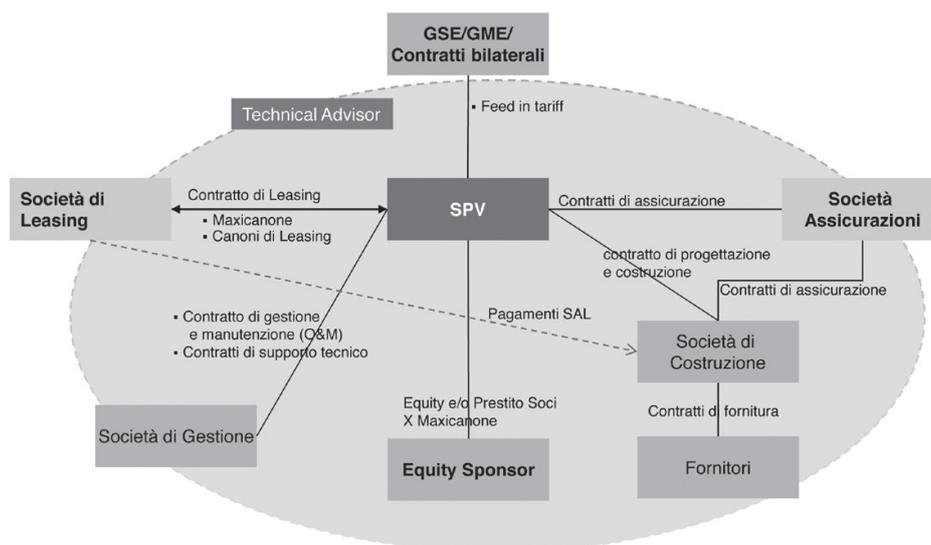


Fig. 41 - Attori coinvolti in un'operazione di leasing (fonte: www.consorzioamerale.eu)

Project Financing

Il Project Financing è il finanziamento di una specifica unità economica mediante un'operazione in cui il finanziatore considera il flusso di cassa e gli utili di progetto come garanzia per il rimborso del debito e le attività dell'unità economica come garanzia collaterale. Il progetto, quindi, viene valutato dai finanziatori principalmente (ma non esclusivamente) per la sua capacità di generare flussi di cassa, che costituiscono la fonte primaria per il rimborso del debito e per la remunerazione del capitale di rischio.

Allo stesso tempo, la fase di gestione dell'opera costituisce elemento di primaria importanza (al pari della sua costruzione), in quanto soltanto una gestione efficace e qualitativamente elevata consente di generare i flussi di cassa necessari a soddisfare banche ed azionisti. Le principali garanzie connesse all'operazione sono di natura contrattuale piuttosto che di natura reale.

Il "montaggio" dell'operazione è caratterizzato da un importante processo di negoziazione tra i diversi soggetti coinvolti (azionisti, banche, controparti commerciali), avente una durata variabile e volto alla ripartizione dei rischi dell'iniziativa tra i diversi partecipanti.

Il soggetto centrale di un'operazione di Project Financing è una società costituita appositamente dai promotori per la realizzazione del progetto, detta Società di Progetto o Special Purpose Vehicle (SPV), cui fanno capo le principali prerogative nell'ambito dell'operazione di seguito elencate: conferimento di capitale di rischio da parte degli investitori (la SPV è dunque quella che più direttamente assume la responsabilità imprenditoriale del progetto); acquisizione del capitale di prestito proveniente dai terzi finanziatori o dai contributi pubblici e attuazione del servizio di debito contratto; svolgimento delle funzioni organizzative e manageriali dell'attività economica oggetto del progetto, solitamente in qualità di concessionaria dell'opera.

La chiave del successo di una soluzione di finanza di progetto risiede nella credibilità delle premesse e delle elaborazioni economiche e progettuali che, definite in un piano economico - finanziario (business plan), presentano a investitore e finanziatore attraenti parametri di ritorno finanziario; questo richiede un'attenta analisi dell'investimento proposto, sia dal punto di vista tecnico-economico, sia per quanto riguarda la gestione del rischio.

Un'operazione di Project Financing si sviluppa principalmente su tre macro-fasi:

- Identificazione di un'iniziativa, che consiste nell'analisi dell'idea progettuale e nella successiva determinazione della struttura dell'operazione e delle

condizioni contrattuali, attraverso l'attività di negoziazione.

- Implementazione dell'iniziativa, che si concretizza nella sottoscrizione dei contratti e nell'attuazione del progetto.

- Gestione economica delle opere realizzate, che ha inizio con l'accettazione delle opere realizzate ed è la fase di produzione dei beni e/o erogazione dei servizi. In questa fase hanno luogo i primi rientri economici e il rimborso dei finanziamenti.

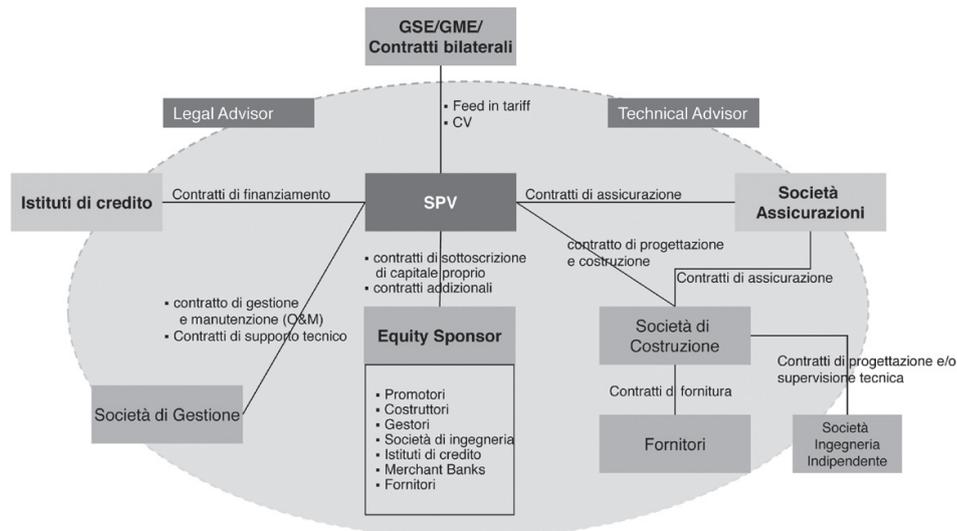


Fig. 42 - Attori coinvolti in un'operazione di Project Financing (fonte: www.consorziocamerale.eu)

All'applicazione dello strumento del Project Financing in ambito energetico possono essere ricondotti diversi punti di forza e di debolezza.

Il settore energetico si presta bene ad operazioni di questo tipo: i flussi di cassa sono piuttosto stabili e facilmente prevedibili; si è in presenza di un contesto sufficientemente regolato; gli incentivi statali italiani in questo settore sono ancora piuttosto vantaggiosi; la possibilità di finanziare il progetto e non l'azienda favorisce lo sviluppo delle fonti di energia rinnovabili in generale; il coinvolgimento di diversi attori all'interno del progetto permette una maggiore ripartizione dei rischi; l'utilizzo di una leva finanziaria elevata permette di intraprendere questi investimenti con un minore apporto di capitale proprio.

L'operazione risulta però piuttosto complessa e richiede un'analisi accurata dei rapporti tra le persone coinvolte e della documentazione. I costi di strutturazione dell'operazione sono elevati e non risultano convenienti per l'applicazione a