

Commissioni riunite Industria e Ambiente

SENATO DELLA REPUBBLICA

**AS 1541**

**Decreto Legge 91/2014 recante “Disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l’efficientamento energetico dell’edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea”**

ASSILEA  
Associazione Italiana Leasing

*Roma, 4 luglio 2014*

Il ruolo del leasing nel finanziamento del settore fotovoltaico .....3

Gli impatti delle disposizioni contenute nell'art.26 del dl 91/2014 .....6

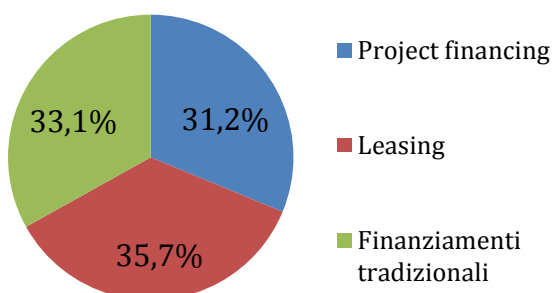
## Il ruolo del leasing nel finanziamento del settore fotovoltaico

Il leasing si è affermato negli ultimi anni come principale strumento di finanziamento delle fonti energetiche rinnovabili nel nostro Paese.

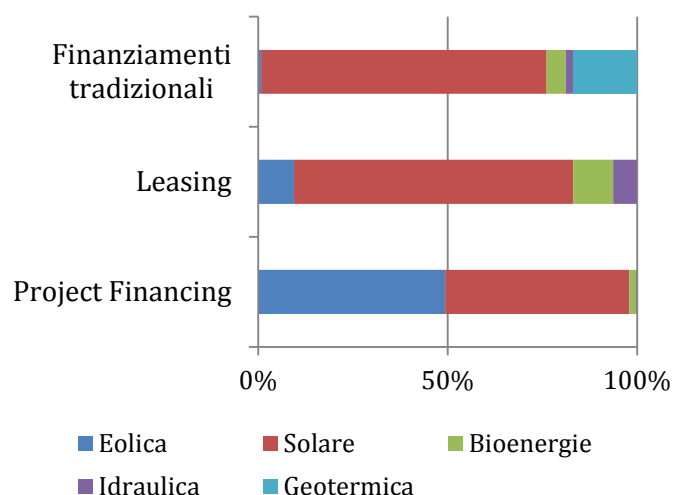
I dati presentati nel corso del recente Forum Green Economy 2014 dall'ABI, testimoniano come dei circa 27 miliardi finanziati negli ultimi sette anni al settore delle energie rinnovabili, la "fetta" più consistente, pari a **9,6 miliardi sia stata erogata attraverso la forma tecnica del leasing, con un'incidenza sul totale finanziato superiore al 35%** (fig. 1).

Guardando alla ripartizione per fonte di energia rinnovabile, si può inoltre osservare come, oltre il 73% dei finanziamenti leasing su impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili siano stati destinati proprio al comparto fotovoltaico (rispetto ad un 48,5% dei finanziamenti project financing, per la metà destinati al comparto eolico) (fig. 2).

**Fig. 1 – Ripartizione dei finanziamenti al settore delle energie rinnovabili (anni 2007-2013)**



**Fig. 2 – Distribuzione dei finanziamenti per tipologia di fonte rinnovabile**



**Fonte: elaborazioni Assilea su dati ABI**

Nel 2012, con la fine degli incentivi al settore delle energie rinnovabili, lo stipulato leasing energy ha subito un ridimensionamento; non si è tuttavia riscontrata la paventata uscita dal mercato degli operatori che storicamente finanziano tale prodotto.

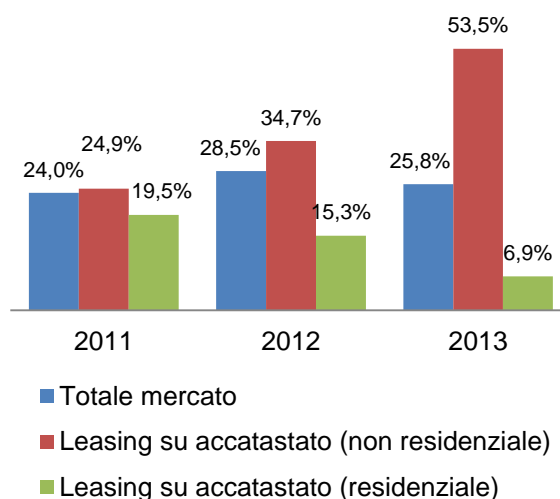
Al contrario, la penetrazione del prodotto leasing sul volume complessivo di affari si è mantenuta anche nel 2013 ai livelli del 2011 (fig. 3 e fig. 4). In particolare, i contratti leasing stipulati nel 2013 hanno finanziato oltre un quarto del volume di affari del settore fotovoltaico stimato nel Solar Energy Report 2014.

Il volume d'affari del settore fotovoltaico si è particolarmente compresso nel sotto-comparto "non residenziale", comparto in cui il leasing – pur vedendo una riduzione dell'attività – ha visto addirittura crescere la propria penetrazione, andando a finanziare oltre la metà del mercato.

**Fig. 3 – Volume d'affari del settore fotovoltaico e finanziamenti leasing**

| (valori in mld. €)                           | 2011        | 2012       | 2013       |
|--|-------------|------------|------------|
| <b>Volume d'affari fotovoltaico italiano</b> | <b>14,8</b> | <b>6,2</b> | <b>2,5</b> |
| <i>Residenziale</i>                          | 2,4         | 2,0        | 1,4        |
| <i>Industriale</i>                           | 2,8         | 1,8        | 0,5        |
| <i>Grandi impianti</i>                       | 5,7         | 2,1        | 0,4        |
| <i>Centrali</i>                              | 3,9         | 0,3        | 0,2        |
| <b>Stipulato leasing</b>                     | <b>3,6</b>  | <b>1,8</b> | <b>0,7</b> |
| <i>Di cui: fotovoltaico accatastato</i>      | 3,1         | 1,5        | 0,6        |
| <i>Di cui: fotovoltaico non accatastato</i>  | 0,5         | 0,3        | 0,1        |

**Fig. 4 – Penetrazione del leasing sul volume d'affari del settore fotovoltaico**



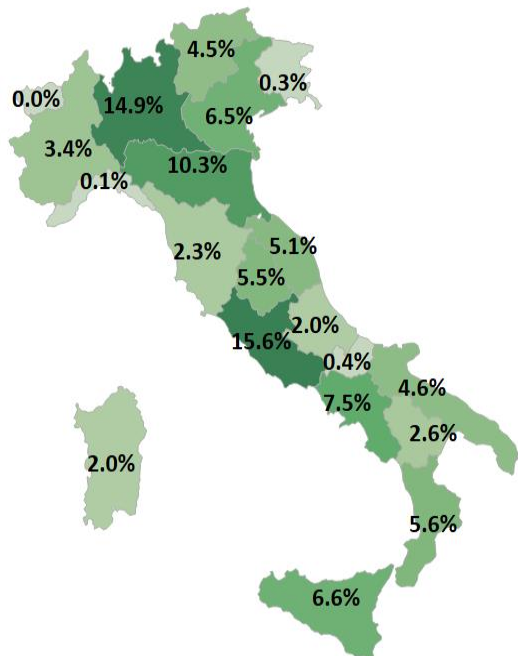
**Fonte: Assilea e Energy Strategy Group**

Guardando alla ripartizione territoriale, in termini assoluti lo stipulato leasing fotovoltaico si concentra prevalentemente in Lombardia, Emilia-Romagna e Lazio (fig. 5).

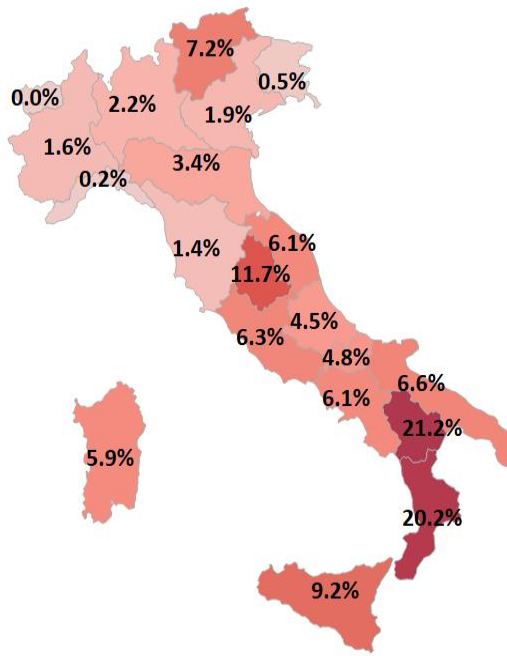
In termini relativi, invece, storicamente l'incidenza maggiore si registra nelle regioni del Sud. In particolare, un quinto dello stipulato leasing 2013 in Basilicata e Calabria è stato rivolto al finanziamento del fotovoltaico (fig. 6).

Tale ripartizione territoriale si riscontra anche sul totale dei contratti in portafoglio delle società di leasing. Una rimodulazione degli incentivi sul pregresso andrebbe pertanto a compromettere le operazioni in essere, con effetti più evidenti sul portafoglio contratti leasing nel Sud Italia, quello già più debole in termini di redditività e rischiosità.

**Fig. 5 – Volumi di stipulato leasing fotovoltaico 2013 (in % sul totale nazionale)**



**Fig. 6 – Incidenza dello stipulato leasing fotovoltaico 2013 (in % sul totale regionale)**



Fonte: Assilea dati BDCR

## **Gli impatti delle disposizioni contenute nell'art.26 del dl 91/2014**

Il disegno di legge di conversione del Decreto-legge n.91/2014 (cd. Dl Competitività) reca all'articolo 26 disposizioni in materia di energie rinnovabili che rimodulano modalità e tempistiche di erogazione degli incentivi per gli impianti fotovoltaici.

In particolare, per gli impianti fotovoltaici sopra i 200 kW di potenza, dal primo gennaio 2015, le tariffe saranno rimodulate su 24 anni anziché su 20, con le riduzioni stabilite nella tabella all'allegato 2 del decreto.

Ad esempio, un impianto che ha davanti ancora 12 anni di incentivi (per arrivare ai 20), si vedrà erogare per i prossimi 16 anni un importo annuale pari al 75% di quello previsto originariamente, per l'incentivazione su 20 anni.

Per gli impianti interessati dalla rimodulazione, è prevista la possibilità di accedere a finanziamenti bancari, per un importo massimo pari alla differenza tra l'incentivo già spettante al 31 dicembre 2014 e l'incentivo rimodulato, sulla base di apposite convenzioni con il sistema bancario di provvista dedicata e di garanzia concessa, cumulativamente o alternativamente, dalla CDP. E' previsto, inoltre, che le Regioni e gli enti locali adeguino i permessi rilasciati, comunque denominati, per la costruzione e l'esercizio degli impianti fotovoltaici, alla nuova durata dell'incentivo.

Chi non aderisce alla rimodulazione subirà una riduzione dell'8% dell'incentivo per la durata residua del periodo di incentivazione. C'è tempo fino al 30 novembre 2014 per scegliere e la riduzione partirebbe dal 1° gennaio 2015.

L'articolo co.2 ridefinisce le modalità con cui il GSE a partire dal secondo semestre 2014 provvede all'erogazione degli incentivi, per tutte le taglie di impianti FV incentivati, prevedendo la corresponsione di un acconto, con rate mensili costanti, su base annua, pari al 90% della producibilità media annua stimata di ciascun impianto e un conguaglio riconosciuto entro il 30 giugno dell'anno successivo, a fronte delle misure sulla produzione effettiva.

Tenuto conto che entro 15 gg dalla pubblicazione in GU del decreto n.91 il GSE deve definire le modalità operative e fermo restando il vincolo imposto dal decreto (ossia la definizione di una rata mensile costante e non parametrata al profilo di produzione tipico di un impianto fotovoltaico), sarà importante che dal punto di vista tecnico il GSE definisca una griglia di calcolo della producibilità media annua stimata sulla base dei seguenti parametri:

- Esatta localizzazione dell'impianto
- Tipologia di modulo (policristallino, monocristallino, film sottile, etc.)
- Degradazione del modulo
- Inclinazione e orientamento delle strutture di supporto, legate alla tipologia di impianto (fisso a terra, serra, parcheggio, etc.)

Sarà poi molto rilevante capire quale database verrà utilizzato dal GSE per stimare il dato puntuale di irraggiamento. Ci sono diverse fonti disponibili sia gratuitamente che a pagamento che fanno

riferimento a periodi storici più o meno lontani nel tempo. In alternativa è da verificare se il GSE ha intenzione di utilizzare i dati rilevati dai sistemi che lo stesso ha provveduto ad installare su un numero rilevante di impianti fotovoltaici, attraverso opportune formule di interpolazione per calcolare il dato di irraggiamento per quegli impianti dove non è presente il sistema di monitoraggio.

È ragionevole attendersi che un simile meccanismo di pagamento della tariffa finirà per penalizzare quegli impianti che hanno adottato le migliori tecnologie e i migliori accorgimenti installativi e manutentivi, che magari erano stati tenuti in considerazione anche dalle banche in sede di concessione del finanziamento attraverso il riconoscimento di condizioni più vantaggiose, come ad esempio una leva più alta. Questo stesso meccanismo porterà invece un beneficio finanziario agli impianti che presentano maggiori problematiche installative e manutentive, che emergeranno solamente al momento del conguaglio (anche per le banche sarà difficile anticipare possibili default analizzando solamente i flussi di incasso da tariffa incentivante che ricevono sui loro conti per effetto della cessione del credito).

In definitiva, si tratta di un aspetto critico che rischia di creare delle situazioni di potenziale default di progetti fotovoltaici senza alcun reale e significativo beneficio per i consumatori (tolto il primo anno, a partire dal secondo il GSE si troverà a pagare i conguagli per l'anno prima, pari al 10% di quanto non riconosciuto, e il 90% della produzione stimata per l'anno in corso, con un beneficio netto che quindi si riduce solo alla fisiologica degradation della tecnologia da un anno all'altro, stimabile in meno dell'1%).

Al 30 aprile 2014 il portafoglio leasing (nb. debito residuo) in essere su impianti fotovoltaici è pari a circa 5,8 miliardi di Euro così ripartiti.

**Tab. 1. Distribuzione, per durata residua dell'incentivo\*, dei valori dei contratti fotovoltaici al 30.04.2014**

|                                 |   | Ripartizione percentuale del portafoglio energy<br>ad aprile 2014 |                         |                                     |                                 |
|---------------------------------|---|---|-------------------------|-------------------------------------|---------------------------------|
| Periodo Residuo<br>(Anni)       | Percentuale di<br>Riduzione<br>dell'incentivo | Numero<br>(valori assoluti)                                       | Numero<br>(percentuale) | Debito residuo<br>(valori assoluti) | Debito residuo<br>(percentuale) |
| 12                              | 25%   | 2.689   | 50,8%                   | 682.861.956                         | 11,7%                           |
| 13                              | 24%   | 172   | 3,2%                    | 124.852.349                         | 2,1%                            |
| 14                              | 22%   | 287   | 5,4%                    | 205.951.411                         | 3,5%                            |
| 15                              | 21%   | 152   | 2,9%                    | 202.812.330                         | 3,5%                            |
| 16                              | 20%   | 419   | 7,9%                    | 941.762.497                         | 16,1%                           |
| 17                              | 19%   | 835   | 15,8%                   | 2.218.385.500                       | 38,0%                           |
| 18                              | 18%   | 566   | 10,7%                   | 1.149.731.047                       | 19,7%                           |
| oltre 19                        | 17%   | 178   | 3,4%                    | 316.859.242                         | 5,4%                            |
| <b>Totale in decorrenza</b>     |   | <b>5.298</b>  | <b>100,0%</b>           | <b>5.843.216.331</b>                | <b>100,0%</b>                   |
| <i>non ancora in decorrenza</i> |   | 46  |                         | 27.782.439                          |                                 |
| <b>Totale</b>                   |   | <b>5.344</b>  |                         | <b>5.870.998.770</b>                |                                 |

Fonte: stime Assilea su dati BDCR

Nota: si stima che oltre il 90% degli impianti fotovoltaici in essere al 30 aprile 2014 siano di potenza superiore ai 200 kW;

(\*) Si è ipotizzato che ad ogni contratto corrisponda un incentivo e che la durata di questo sia maggiore di 2 anni rispetto al contratto incentivato.

La riduzione della tariffa in via obbligatoria creerà presumibilmente una serie di effetti perversi che andranno a ledere l'affidamento degli operatori nella certezza del diritto e nella non retroattività delle norme: default finanziario di un numero considerevole di progetti, fuga degli investitori esteri, avvio di numerosi ricorsi di incostituzionalità anche in sede europea, etc.. Tra l'altro è di tutta evidenza come questi effetti non sarebbero limitati al solo settore fotovoltaico, ma andrebbero a toccare altri settori ritenuti di importanza fondamentale per la auspicata ripresa economica del Paese.

Il taglio dei contributi a fronte di una spalmatura superiore ai venti anni, che andrebbe ad aggiungersi agli ulteriori impatti negativi degli ultimi anni avrà un impatto importante sulla vita dei progetti: in molti casi, gran parte dei finanziamenti andrebbe nel cosiddetto "default tecnico" perché non rispetterebbero più molti parametri obiettivo, fra tutti il Debt Service Cover Ratio (DSCR), il rapporto tra il flusso di cassa (al netto dei costi operativi e delle imposte) riveniente dall'energia prodotta in un dato anno e il servizio del debito totale dell'anno (quota capitale e quota interessi).

A questo proposito, si rimanda ad alcune simulazioni di impatto sul DSCR riguardante un'operazione standard su un impianto a terra di kW 1000 localizzato al nord, al centro ed al sud.

| <b>Simulazione</b>                   |            |        |       |
|--------------------------------------|------------|--------|-------|
| Conto Energia                        | 2°         |        |       |
| Tariffa                              | 0,346      |        |       |
| Tipo Impianto                        | a terra    |        |       |
| Potenza (kW)                         | 1000       |        |       |
| Durata iniziale leasing              | 18         |        |       |
| Piano finanziario leasing            | Standard   |        |       |
| * durata (anni)                      | 18         |        |       |
| * maxi-canone (%)                    | 20         |        |       |
| * riscatto (%)                       | 1          |        |       |
| Capex (€/kWp)                        | 3500       |        |       |
| Entrata in esercizio                 | 2011       |        |       |
| Durata residua leasing               | 14         |        |       |
| Costi operativi gestione impianto    | Di mercato |        |       |
| IMU                                  | stimata    |        |       |
| IRES / IRAP                          | 31.4       |        |       |
| Ritiro dedicato                      | 100%       |        |       |
| <b>DSCR</b>                          |            |        |       |
| <b>DSCR MEDIO</b>                    | Nord       | Centro | Sud   |
| Ante modifica                        | 1.172      | 1.332  | 1.438 |
| Post modifica con riduzione secca 8% | 1.093      | 1.243  | 1.342 |
| Post modifica con "spalmatura"       | 0.975      | 1.109  | 1.198 |
| DSCR media minima accettabile        | 1.300      | 1.300  | 1.300 |
| <b>DSCR 2° SEMESTRE 2014</b>         |            |        |       |
| Ante modifica                        | 1.238      | 1.407  | 1.520 |
| Post modifica con riduzione secca 8% | 1.062      | 1.206  | 1.303 |
| Post modifica con "spalmatura"       | 0.951      | 1.080  | 1.167 |
| DSCR minimo accettabile              | 1.200      | 1.200  | 1.200 |



Introdurre la "spalmatura" obbligatoria delle tariffe incentivanti significherebbe attivare laddove anche ciò fosse possibile, un processo di revisione dei contratti di costituzione del diritto di superficie, con controparti (proprietari delle aree) con una notevole forza contrattuale e con un aggravio di costi probabilmente insostenibile rispetto alla iniziale economicità del business plan.

Dal punto di vista finanziario, non esiste un automatismo per cui all'eventuale allungamento del periodo incentivante debba corrispondere un allungamento del finanziamento: troppi gli effetti negativi sul costo del capitale, sugli oneri di provvista e le complessità di natura tecnica e legale per pensare che la "spalmatura" su un periodo più lungo rappresenti il giusto bilanciamento ad una riduzione retroattiva.

Anche un'eventuale previsione di consentire alle imprese di accedere ai finanziamenti per un importo massimo pari alla differenza tra l'incentivo originario e l'incentivo rimodulato con ricorso a provvista dedicata o a garanzia concessa dalla Cassa depositi e prestiti SpA (Cdp) non darà presumibilmente i risultati attesi.

Infatti,

1) l'eventuale finanziamento dovrebbe essere concesso da Cassa Depositi e Prestiti o dalla stessa garantito; come avvenuto già con la Sabatini bis, CDP opera esclusivamente tramite convenzioni dirette con le banche italiane e non con gli intermediari finanziari vigilati; dalle succursali di banche estere e dagli intermediari finanziari di emanazione di banche estere o non bancari pretenderebbe invece delle garanzie che aumenterebbe il costo finale in capo al cliente;

2) si dovrebbe introdurre un principio di riequilibrio finanziario dei BP (come avviene nelle concessioni sulle infrastrutture);

3) a livello bilancistico, si sostituisce una voce di conto economico (minor ricavo) con voci di Stato patrimoniale (+ debito e + cassa)

4) a livello di cash flow e di rispetto dei covenants, l'eventuale utilizzo della maggiore cassa (ammesso che si ottenga) per prepagare il debito esistente non renderebbe l'operazione neutrale, perchè di fatto si avrebbero minori ricavi e maggiori oneri finanziari (nb. la quota di nuovo debito che sostituisce quello originario, costa di più in quanto + lungo e necessariamente subordinato nei tempi, nei pagamenti e nelle garanzie a quello esistente) .

Tutto ciò creerebbe una reazione "a catena" costringendo, tra l'altro, inevitabilmente gli istituti di credito e finanziari a ridurre il credito nei confronti degli altri settori per poter rispettare le regole di vigilanza regolamentare che prevedono un'adeguata allocazione di capitale proprio per ogni ammontare di crediti di bassa qualità.

Sono solo alcuni aspetti, ma importanti, che vanno a toccare l'equilibrio economico / finanziario sottostante le diverse operazioni di leasing in essere .

**Nell'intento del condivisibile perseguimento della riduzione della bolletta delle PMI, auspichiamo possano essere adottate altre soluzioni normative (taglio volontario dell'8% della tariffa ridotto al 6%, oppure riduzione dell'incentivo per 5 anni e aumento dopo 10 anni etc.).**

**A questo proposito, riteniamo che tali soluzioni possano ragionevolmente incontrare le esigenze di gettito statale con l'esigenza degli operatori di veder assicurata la piena sostenibilità finanziaria delle operazioni di finanziamento in essere degli impianti fotovoltaici.**