



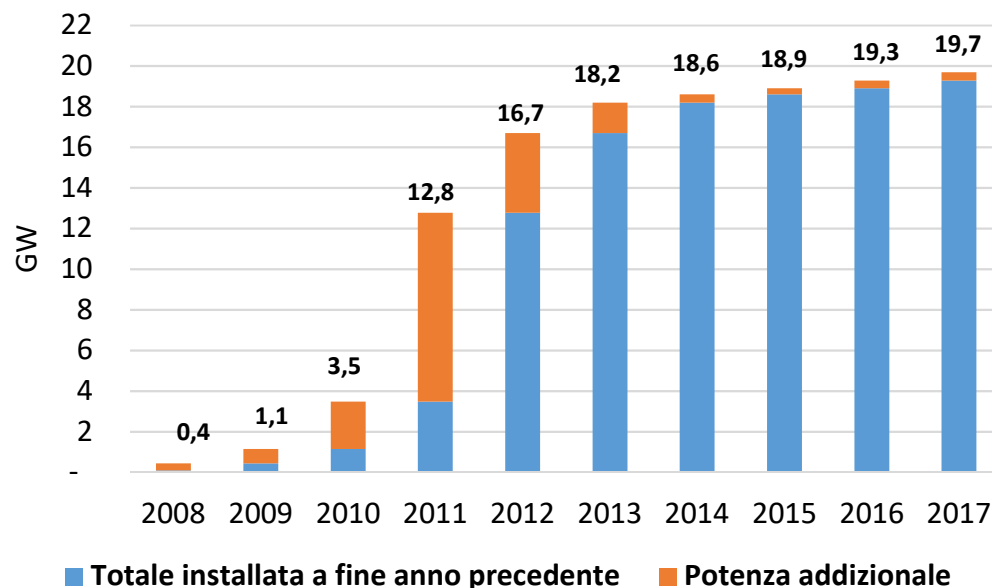
Il rilancio del fotovoltaico italiano

**Scenari e strategie per ammodernare
e sviluppare il parco fotovoltaico**

Alessandro Marangoni

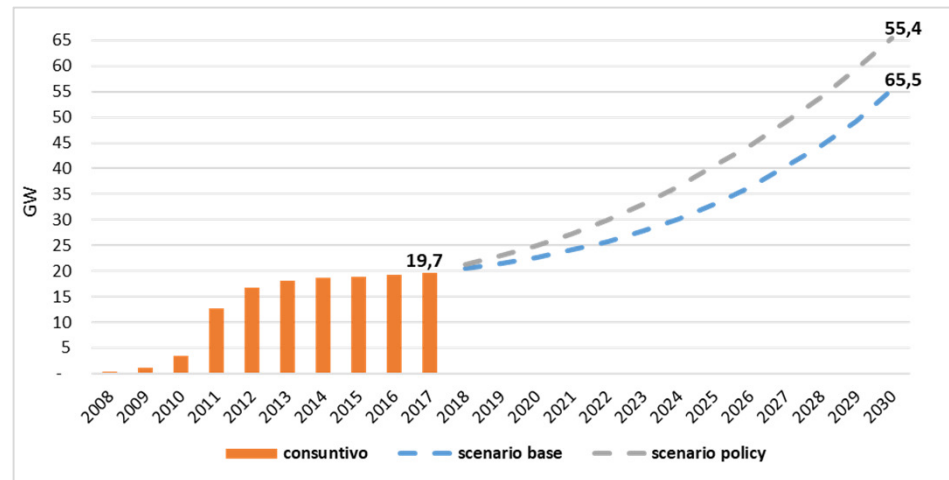
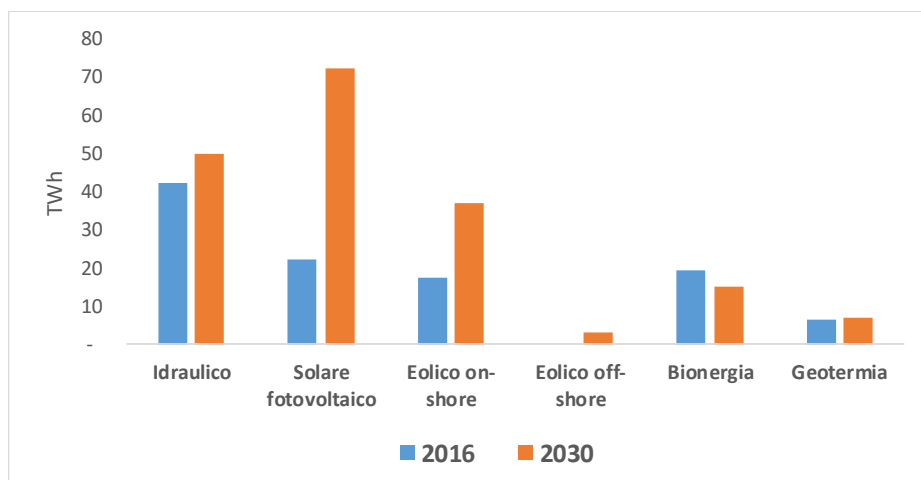
*Auditorium GSE
Roma, 13 giugno 2018*

L'evoluzione del fotovoltaico italiano



- Il parco fotovoltaico è **prossimo ai 20 GW**, coprendo il 7,7% del fabbisogno di elettricità nazionale (776 mila impianti per una produzione di 25 TWh)
- Forte rallentamento dell'installato annuo con la fine dei Conti Energia: 2014-2017 ~ 400 MW annui...

Il fotovoltaico e gli obiettivi al 2030



SEN attribuisce un ruolo chiave al PV la cui produzione dovrebbe crescere fino a 33-72 TWh al 2030 corrispondente a 55,4-65,5 GW (+36-46 sul 2016)

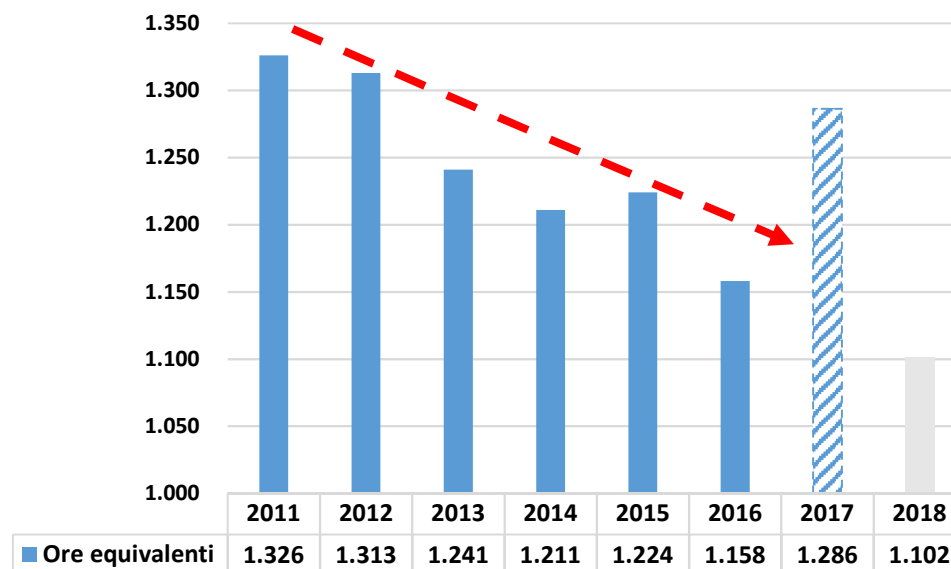
Il quadro del parco fotovoltaico italiano

Frammentato ma in consolidamento, giovane ma ottimizzabile ...

- Età del parco compresa tra gli **8-10 anni**
- Gli impianti **utility scale** ($P \geq 0,8$ MW) costituiscono lo 0,8% in numero, ma il 44% della capacità totale e il **50% della produzione**
- **6 anni**, invece, l'età media degli impianti utility scale
- ~ 100 impianti (1.199 MW) sono collegati alla rete in alta tensione
- Proprietà, performance e costi differenziati
- ~ **19 GW usciranno dall'incentivazione tra 2029 e 2035**, ma potranno continuare a produrre se tenuti efficienti, data utile 25-30 anni

... vista la producibilità decrescente

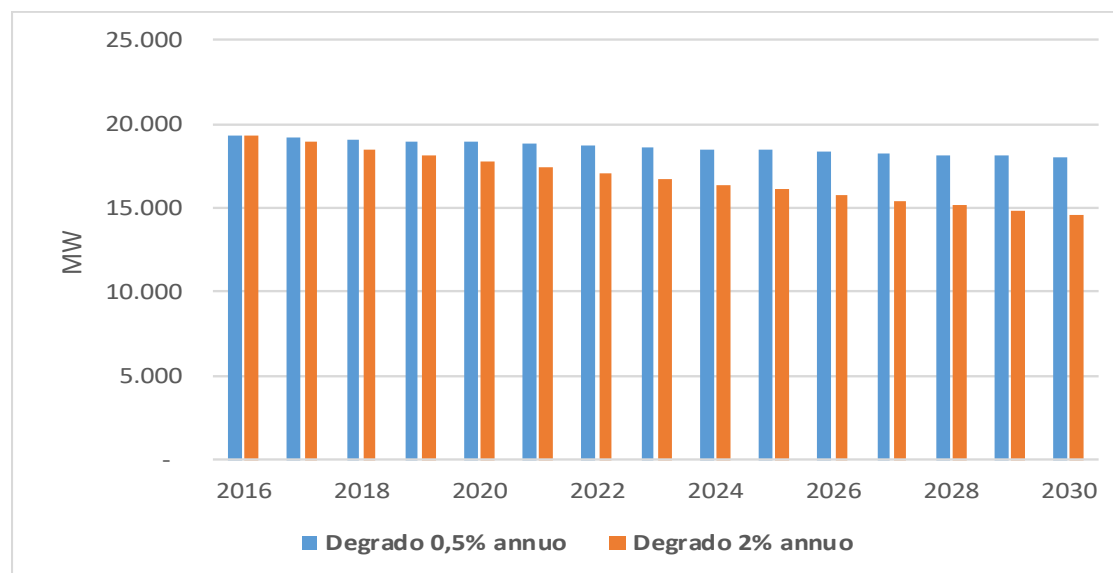
Ore di utilizzo equivalenti del parco PV italiano



- 2017: forte irraggiamento e dati provvisori (Terna, ANIE),
- 2018 ottenuto proiettando primi 4 mesi

- Trend calante delle ore: **-2,5% media annua** per impianti avviati nell'anno n-1
- Tra le molteplici cause la diminuzione delle ore equivalenti è anche dovuta a un **calo delle performance degli impianti**.
- Per impianti entrati in esercizio prima del 2011 la riduzione **media annua è del 2,2%**, ben superiore al dato fisiologico (0,5% per monocristallino)

che potrebbe portare a un calo marcato della produzione fotovoltaica



- Decadimento reale superiore a teorico a causa: difetti, scarsa qualità componenti, errori di progettazione/costruzione, gestione e monitoraggio non adeguati
- **nuova potenza (~ 400 MW/a) solamente sostituisce quella «perduta»**
- **Senza interventi al 2030 la «perdita» totale potrebbe arrivare a 5 GW, pari al 25% della potenza esistente a fine 2017**

Un campione di utility scale

- 13 operatori, 713 impianti, 1.428 MW pari al 12,8% degli utility scale e 40,3% per quelli > 5 MW
- **81%-84% PR** per il campione (77% PR rilevato dal GSE su intero parco >5 MW)
- **30%-40%** degli impianti affetti da problematiche
- **Principali criticità:** inverter, ombreggiamenti, moduli, configurazione impianto/cablaggi, altri componenti elettrotecnici, effetto PID, trasformatori, etc.

MW affetti da criticità per tipo (campione)

Incidenza MW affetti da criticità (%)	%
Moduli	6,3%
Inverter	10,9%
Configurazione elettrica impianto/cablaggi	6,4%
Altri componenti elettrotecnici	10,4%
Ombreggiamenti	10,4%
Potential Induced Degradation (PID)	1,3%
Altro	1,5%

Distribuzione PR sul totale impianti >5 MW

Classe PR	% Grandi impianti
< 50%	12,6%
50%<=PR<75%	20,1%
75%<=PR<100%	58,7%
100%<=PR<125%	8,6%

Dimensione ed economics del revamping

- Per l'intero parco utility scale: **2,5-3,3 GW** affetti da malfunzionamenti
- La decisione di intervenire per risolvere le criticità dipende da:
 - disponibilità di informazioni accurate sul problema
 - recupero di produttività e relativi costi
 - adempimenti normativi/messa in sicurezza dell'impianto
 - “scomparsa” dal mercato del fornitore della tecnologia
- Sostituzione dei **moduli** conviene solo con recuperi di produttività **>25%**
- Sostituzione **inverter** conviene con recuperi di produttività **> 4%**

 ***220-270 ml € costo stimato per revamping parco utility scale***

Cosa si potrebbe ottenere da revamping e repowering?

Contributo Revamping

4.000 MW di potenza incrementale al 2030
(derivante da ripristino del tasso di decadimento annuo su valori fisiologici)

Contributo Repowering

1.550-1.700 MW di potenza incrementale al 2030

⇒ **700 MW aggiuntivi** da sostituzione moduli (I e II CE) da 200-220 W/cad con nuovi da 300-310 W

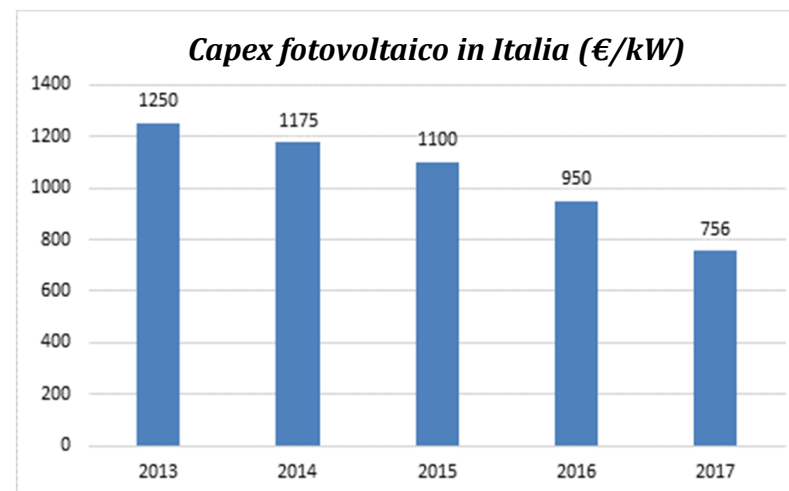
⇒ **350-500 MW aggiuntivi** da sostituzione moduli a film sottile con quelli al cristallino

⇒ **500 MW** da utilizzo **aree asservite** agli impianti

*Repowering in
senso stretto*

Il rilancio dello sviluppo di nuovi impianti

- Incremento \simeq 35-45 GW al 2030 rispetto ad oggi (20GW) secondo SEN
- Il costo della tecnologia è calato ancora ...
- ... e LCOE continuerà a scendere
- Aste 2018
 - Francia: prezzo medio 55,3 €/MWh
 - Germania: prezzo medio 43,3 €/MWh (minimo di 38,6 €/MWh)
- Primi impianti merchant in Italia



I benefici complessivi del rilancio

Da rinnovamento e sviluppo di nuovi impianti al 2030:

11 miliardi € ricadute economiche

+ 19.700 addetti

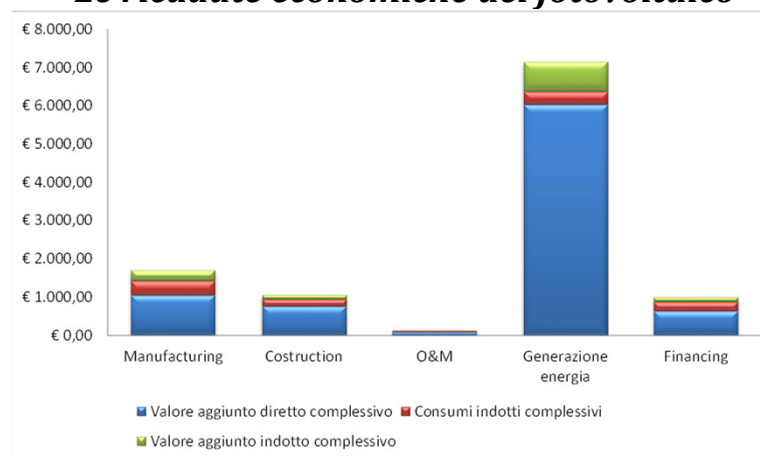
+26,5 TWh generazione aggiuntiva da FER

-12,78 Mton CO₂eq per un risparmio di \approx 400 Ml €/anno

- e-waste sviluppo filiera gestione-riciclo: recupero materiali, < discariche

- tra 2025 e 2030: 340/390 Ml € risparmio di materie prime
- 13-15 mila occupati in più,
- - 2,2-2,5 milioni ton/anno di emissioni di CO₂

Le ricadute economiche del fotovoltaico



Le policy [proposte] per il revamping

- **DTR 2.0** integrativo/esplicativo delle parti critiche e/o con dubbi interpretativi emersi dagli operatori e nuova sezione FAQ sul sito del GSE.
- **Servizio desk** del GSE dedicato a operatori professionali
- **Piattaforma Monitoraggio Impianti Fotovoltaici** del GSE.
- **Rimodulazione sanzioni** a seconda della loro entità e **ravvedimento «operoso»** da parte degli operatori (art. 1, comma 533 bis L.B. 2018)
- Affidamento temporaneo **impianti sequestrati** ad operatori professionali
- Sistema normativo favorevole allo sviluppo del **mercato secondario** e a maggior consolidamento del settore.

Le proposte di policy per Repowering

- **Semplificazione dei procedimenti autorizzativi:**
piena attuazione comma 6, art. 4 del D.lgs 28/2011 che prevede procedure autorizzative, con tempistica accelerata ed adempimenti semplificati, per la realizzazione di impianti rinnovabili su siti esistenti
- **Regole chiare per mantenimento incentivi su potenza originaria**
(p.e. sezionamento dell'impianto, inserimento di un nuovo POD)
- **Modifiche normative regionali** per uso delle **aree asservite** in coordinamento con i regolamenti autorizzativi;
- **Adeguamento della rete** per “ricevere” la potenza incrementale.

Le proposte per lo sviluppo di nuova potenza

Aspetti regolatori ed autorizzativi

- Semplificazioni autorizzative e stabilità regolatoria, nuovi strumenti di classificazione del territorio e strategie per uso aree «preferenziali»
- Individuazione preventiva aree non idonee da parte delle Regioni (in coerenza con Linee Guida art. 12 del D.Lgs. 387/2003)
- Aree «agricole» senza pregiudizi, AU e VIA valutano la corretta integrazione degli impianti nel territorio (abrogazione art. 65 della Legge 27/2012)

Questioni di mercato

- Creare le condizioni per lo sviluppo dei Power Purchase Agreement (PPA), anche nelle forme più evolute (hedging di prezzo, soggetti aggregatori, etc.)
- Accelerare apertura MSD alle rinnovabili
- Aste per il fotovoltaico utility scale



Decreto 2018-2020



Le proposte per lo sviluppo di nuova potenza

Aspetti di sistema

- Continuare a sostenere gli investimenti sulla rete per garantire un'integrazione strutturale del fotovoltaico
- Superamento dell'attuale dispacciamento, riforma gate closure e ruolo attivo della domanda
- Dare vita a tavoli di lavoro permanenti con la partecipazione di: operatori, TSO e DSO sia a livello nazionale, sia europeo

Misure fiscali

- Conferma di: super-ammortamenti, iper-ammortamenti
- Piano Industria 4.0 e Tax Credit
- ...

© Copyright Althesys 2018. Tutti i diritti riservati.

E' vietata la riproduzione, totale o parziale, in qualsiasi forma senza l'autorizzazione scritta dell'Autore.



Via Larga, 31 - 20122 Milano

Tel: +39 02 5831.9401 - Fax: +39 02 5830.1281

www.althesys.com

