

" Economia dell'Energia e dell'Ambiente."

a.a. 2019/20

Lezione 6 - parte II

***L'Energia dal Sole - le Fonti Rinnovabili
cosiddette "nuove":
la Solare-Termica e la Fotovoltaica***

Roberto.Fazioli@unife.it

Dipartimento di Economia e Management,

Università di Ferrara

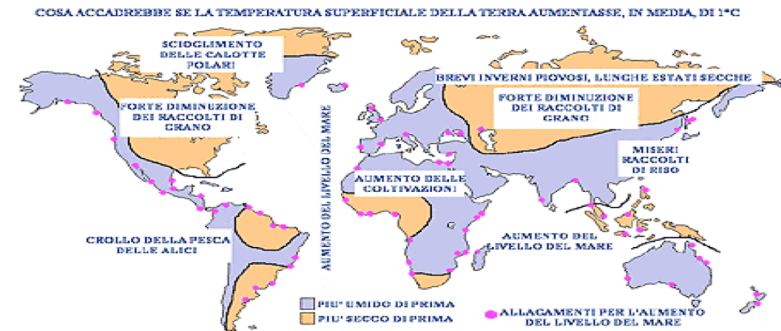
Il sistema Terra-Sole

Ricordando l'enunciato di Clausius relativo alla seconda legge della termodinamica, che afferma che l'entropia dell'universo tende ad aumentare verso un massimo, possiamo ragionevolmente affermare che finché il Sole continuerà a splendere l'entropia dell'universo continuerà ad aumentare, senza però raggiungere il massimo. Partendo da questa considerazione e ragionando sui principi base dell'entropia e dell'energia, possiamo descrivere come funziona il sistema Terra-Sole. Analizzando questo sistema, possiamo capire come le scelte fatte dall'uomo, attraverso le organizzazioni sociali che si è dato per governare la vita collettiva ed individuale, abbiano dato origine alle trasformazioni climatiche che sempre più stanno incidendo sull'ambiente dove si svolge la nostra vita.

All'interno del Sole sono "bruciati" idrogeno ed elio, attraverso reazioni nucleari. L'idrogeno è composto di un protone e di un elettrone; l'elio di due protoni, due neutroni e due elettroni. Alle temperature altissime presenti all'interno del Sole (intorno ai 14 milioni di gradi), nuclei di idrogeno si fondono insieme, formando nuclei di elio: in questo processo si ha una leggera perdita di massa, che si trasforma in energia radiante. Si liberano così quantità immense di energia, capaci di riscaldare la superficie del Sole fino a farle assumere il colore bianco, a circa 5700 °C. Dalla superficie incandescente l'energia si irraggia in tutte le direzioni, sotto forma di radiazione.

La Terra, posta a 149,5 milioni di chilometri dal Sole, intercetta una piccola quantità di quest'energia, per l'esattezza una parte su 200 milioni, corrispondente a 2×10^{17} J/s (due per dieci alla diciassettesima Joule al secondo).

L'energia solare che raggiunge il pianeta ad ogni secondo, misurata nel momento in cui arriva perpendicolarmente su una superficie di un metro quadrato posta là dove finisce l'atmosfera terrestre, è di 1370 J, cui corrisponde la potenza di 1370 watt e un irraggiamento (che è il rapporto tra la potenza termica e la superficie che la riceve), pari a 1370 watt/mq.

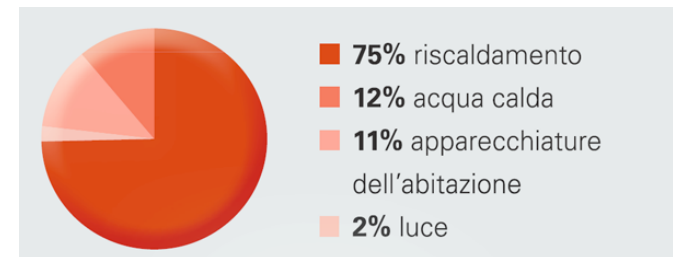


La radiazione solare che giunge sulla Terra si distribuisce su tutta la sua superficie sferica, perché la Terra ruota attorno al proprio asse. Può essere significativo rilevare che, nel corso di un anno, riceviamo un flusso di radiazioni solari medio, sull'intera superficie degli strati alti dell'atmosfera, di circa 350 watt per metro quadrato.

L'Energia Solare

Per energia solare si intende l'energia, termica o elettrica, prodotta sfruttando direttamente l'energia irraggiata dal sole verso la terra, che è una quantità enorme. Per raccogliere questa energia che emana il sole ci vogliono aree molto vaste e con metodi e macchinari molto costosi, ecco perché l'energia solare ha un costo elevato ma lo sviluppo in questo settore è molto attivo. Essa può essere usata per generare elettricità (fotovoltaico) oppure per generare calore (solare termico). Due sono le tecnologie per trasformare in energia sfruttabile l'energia solare: la tecnologia termica e la tecnologia fotovoltaica. Entrambe sfruttano l'energia del sole, con funzioni totalmente diverse. Mentre la Fotovoltaica è destinata alla produzione di energia elettrica, la Solare termica sfrutta l'energia del sole per produrre acqua calda (usata per il riscaldamento dell'edificio o come acqua calda sanitaria).

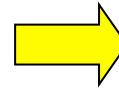
Il **pannello solare termico** utilizza l'energia del sole per produrre energia termica, a sua volta utilizzata per riscaldare l'acqua a una temperatura variabile. Questo pannello viene utilizzato sia per l'integrazione con il riscaldamento dell'edificio, che per quella dell'acqua calda sanitaria. Si trova solitamente installato sovrategola o ad incasso nel tetto, è scuro e può essere sia piano, sia a tubi sottovuoto. Il 75% del consumo energetico domestico di una famiglia è dovuto al riscaldamento della propria abitazione



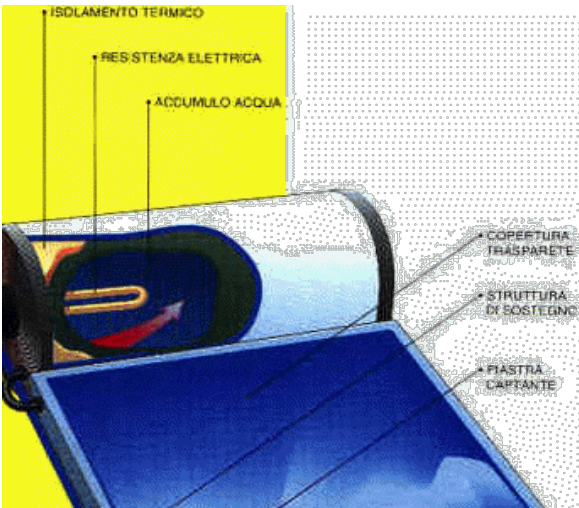
La disponibilità di energia solare è determinata dalla posizione geografica in cui ci si trova e la sua captazione dipende dall'orientamento del pannello rispetto al sole e dalla nuvolosità del cielo. Di norma la posizione migliore per installare il pannello è nel lato sud del tetto, così da captare il sole durante tutto l'arco della giornata.

Il sistema solare termico

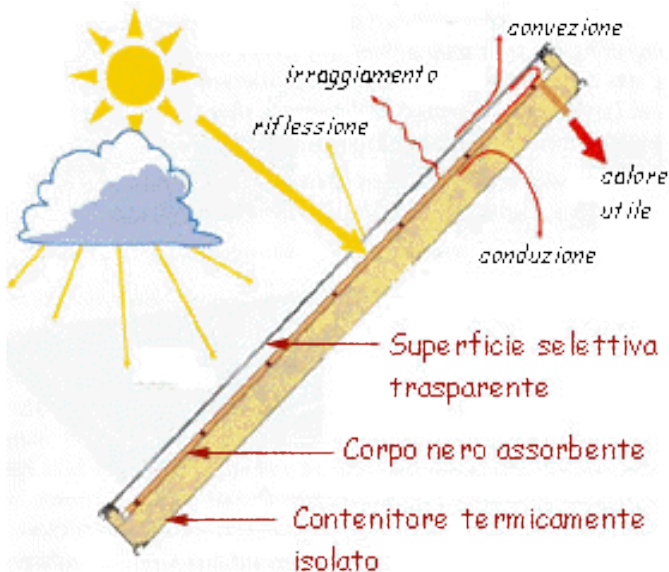
Sfruttamento calore solare



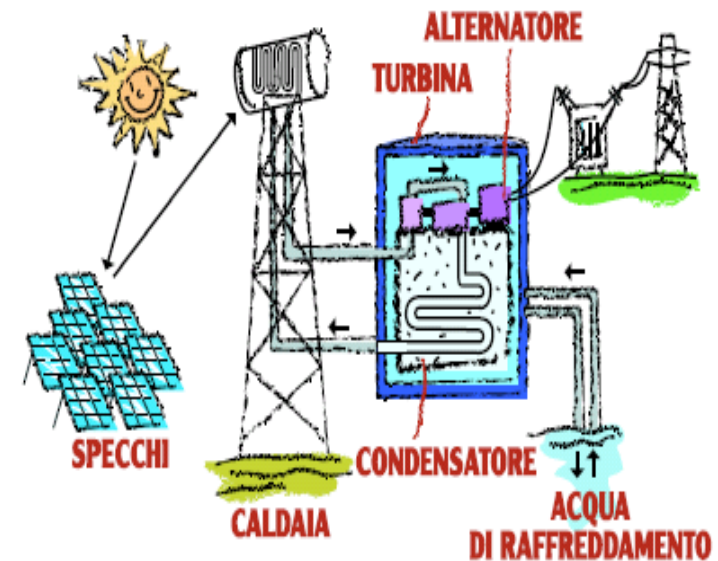
Solare termico per riscaldamento acqua



Il calore viene poi trasferito ed immagazzinato in un accumulatore per essere disponibile all'uso finale.



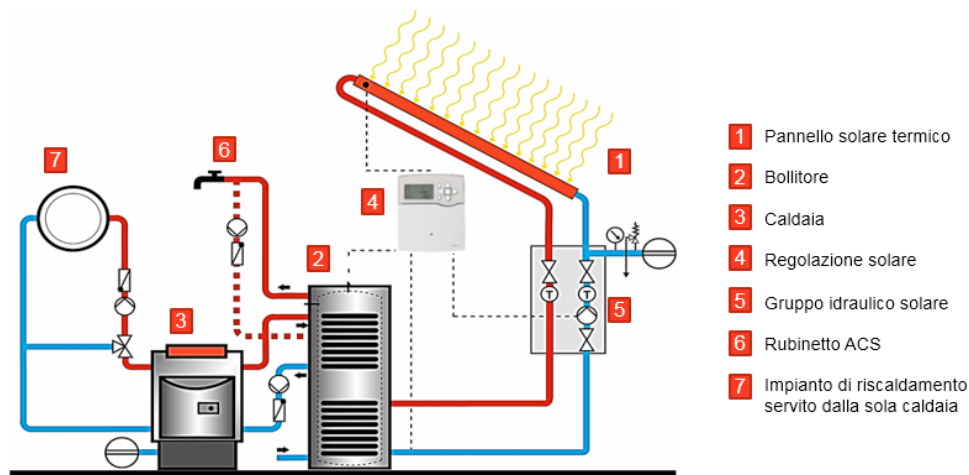
Grandi Impianti per la Generazione di elettricità



Il **pannello solare termico** è costituito da diversi componenti, ognuno con una funzione ben precisa:

- Un assorbitore di luce solare, costituito da una lastra in alluminio o rame su cui viene depositato il materiale che serve ad assorbire l'energia.
- Una lastra di vetro trasparente (posta sopra all'assorbitore).
- Un telaio, in alluminio, che serve per contenere il materiale di cui è costituito il pannello.

L'energia del sole, passando attraverso il vetro, incontra l'assorbitore, il quale, scaldandosi, trasferisce il calore al fluido termovettore che scorre nei tubi sotto lo stesso. Questo calore serve per riscaldare l'acqua contenuta nel bollitore, che verrà usata per il riscaldamento, per l'acqua calda sanitaria (come nell'immagine sottostante) o per entrambe le cose. Il fluido (detto glicole) è solitamente acqua mista ad antigelo, soluzione resistente al freddo invernale senza rischio di congelamento.



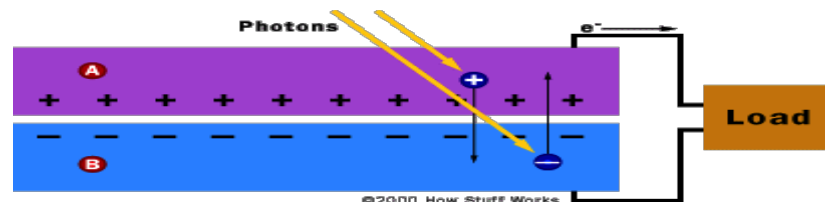
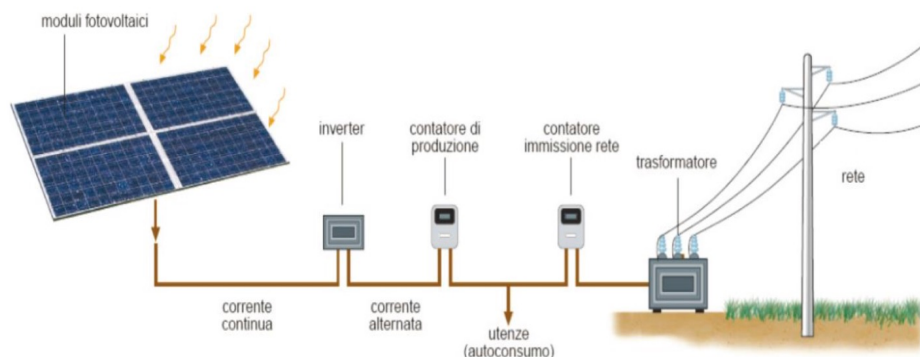
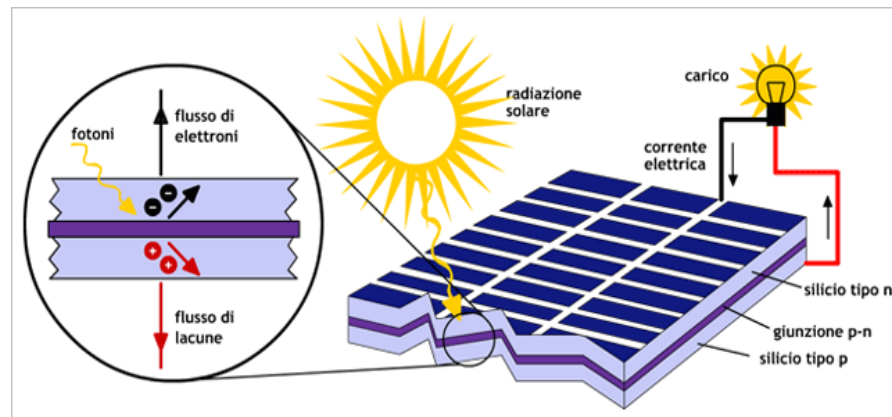
Il **rendimento** è la percentuale di energia solare captata dalla superficie del collettore, che può essere trasformata in energia termica utile (ACS o acqua calda per il riscaldamento). Ovviamente, il Calore non è accumulabile *sine die* ... si chiamano appunto termici perchè sono adibiti al riscaldamento termico dell'acqua, questi pannelli venivano impiegati in larga scala 5/10 anni fa per produrre acqua calda per fare le docce; sono molto pesanti e ingombranti, inoltre i sistemi con acqua glicolata (antigelo) hanno bisogno di costose manutenzioni e soffrono di gravi problemi di surriscaldamento nei 2 mesi estivi quando le case sono poco utilizzate per via delle ferie o del basso consumo d'acqua calda. In generale, forniscono tantissima acqua calda in estate quando ne serve poca e ne producono pochissima in inverno quando invece ce ne sarebbe molto bisogno. (soprattutto i pannelli piani soffrono dell'influenza negativa della temperatura esterna invernale). Se si aggiunge che l'integrazione di calore al riscaldamento è praticamente nulla o richiede costosi *devices*, allora si comprende perché (1) non ha avuto grande successo per gli usi individuali, mentre può forse avere qualche senso nei grandi impianti commerciali e industriali.

La tecnologia fotovoltaica (FVT) consente di trasformare direttamente l'energia solare in energia elettrica, grazie al fatto che le proprietà di alcuni materiali semiconduttori consentono, se opportunamente trattati, di generare elettricità allorquando siano colpiti dalla radiazione solare

Il termine "fotovoltaico" deriva dal greco. "Photo" significa luce e "voltaico" significa elettricità. Lo sviluppo delle celle solari ha origine dal lavoro del fisico francese Alexander Edmond Becquerel nel 1839. Scopri l'effetto fotovoltaico mentre sperimentava un elettrodo solido in soluzione elettrolitica. Osservò che, quando la luce cadde sull'elettrodo, si sviluppò una tensione. La scoperta della fotoconduttività nel selenio portò alla fabbricazione della prima cella solare al selenio da parte di W. G. Adams nel 1877. Nel 1883, la prima vera cella solare che era solo all'1% circa efficiente fu costruita da Charles Fritts che rivestì il selenio di semiconduttori con uno strato d'oro molto sottile e trasparente per formare la giunzione. Nel 1927 era stata dimostrata un'altra cella solare a giunzione di semiconduttore metallico costituita da rame e ossido di rame semiconduttore. Sia la cella di selenio che la cella di ossido di rame venivano impiegate in dispositivi sensibili alla luce, come i fotometri per l'uso in fotografia dal 1930. Queste prime celle solari avevano efficienze di conversione energetica inferiori all'1%. Questo distacco fu infine superato con lo sviluppo della cella solare che fu brevettata da Russell Ohl nel 1941.

L'era moderna della tecnologia dell'energia solare è arrivata nel 1954 quando Bell Laboratories, sperimentando semiconduttori, ha scoperto per caso che il silicio drogato con alcune impurità era molto sensibile alla luce. Nel 1954, altri tre ricercatori americani, vale a dire GL Pearson, D. Chapin e C. Fuller, dimostrarono una cella solare al silicio efficiente al 6% quando usata alla luce diretta del sole. Nel 1972, Bonnet e Rabenhorst hanno riportato una cella solare CdTe / CdS a film sottile con un'efficienza del 6% e nel 1974, S. Wagner et al. Hanno riportato una cella solare a eterogiunzione CuInSe₂/CdS a film sottile con efficienza di conversione del 12%. Tuttavia, gli anni '80 e '90 sono stati un periodo in cui è stato sottolineato il sostegno pubblico e governativo al fotovoltaico, sono proseguite importanti attività di ricerca e sviluppo di celle solari.

Le prime applicazioni delle fotocelle si ebbero nell'ambito della attività spaziale: per la prima volta, nel 1958, il satellite «Vanguard» (S.U.) fu corredato di 108 celle al silicio, per alimentare una radiotrasmittente da pochi milliwatt. Da allora, salvo poche eccezioni, tutti i satelliti artificiali lanciati dagli S.U. sono stati dotati di fotocelle. Negli anni 1975 e seguenti, la NASA impiegava circa un milione di fotocelle ogni anno. Anche la potenza elettrica generata aumentava con il tempo: il satellite meteorologico «Nimbus» portava un impianto fotovoltaico da 500 watt; lo «Orbital Astronomical Observatory», portava un impianto da 1 000 watt; alcuni satelliti militari erano dotati di un impianto da 1,5 kW. Le stazioni orbitali con equipaggio umano, progettate in questi ultimi anni, prevedono impianti fotovoltaici da 100 kW. La produzione di celle per impieghi terrestri è cresciuta rapidamente a partire dal 1960. Varie industrie statunitensi sono entrate nel settore; le vendite complessive negli anni '60 ammontavano a circa 80 kW all'anno, ad un prezzo medio di 100/200 \$/W. I successi conseguiti nello spazio stimolarono gli impieghi terrestri, sempre più incoraggiati, negli anni successivi al 1973, dalla crisi del petrolio e da considerazioni ecologiche.



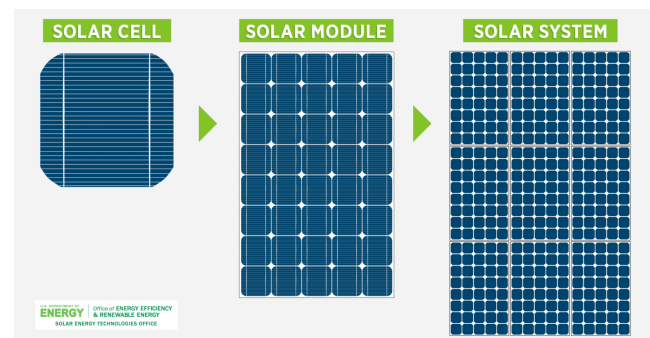
Produzione di Energia Elettrica tramite Pannelli Fotovoltaici

I materiali e i dispositivi fotovoltaici (FV) convertono la luce solare in energia elettrica. Un singolo dispositivo fotovoltaico è noto come cella. Una singola cella fotovoltaica è generalmente piccola, in genere produce circa 1 o 2 watt di potenza. Per aumentare la potenza delle celle fotovoltaiche, sono collegate tra loro in catene per formare unità più grandi note come moduli o pannelli. I moduli possono essere utilizzati singolarmente o diversi possono essere collegati per formare array. Uno o più array vengono quindi collegati alla rete elettrica come parte di un sistema fotovoltaico completo. Grazie a questa struttura modulare, i sistemi fotovoltaici possono essere costruiti per soddisfare quasi ogni esigenza di energia elettrica, piccola o grande. Comunemente note come celle solari, le singole celle fotovoltaiche sono dispositivi per la produzione di elettricità realizzati con diversi materiali semiconduttori. Le celle fotovoltaiche sono disponibili in molte dimensioni e forme, da più piccole di un francobollo a diversi pollici di diametro. Le celle solari sono spesso inferiori allo spessore di quattro peli umani. Per resistere all'aria aperta per molti anni, le celle sono inserite tra materiali protettivi in una combinazione di vetro e / o plastica per creare un modulo fotovoltaico.

I materiali della Tecnologia FV.

Circa il 90% dell'attuale impiantistica solare fotovoltaica si basa su celle solari al silicio cristallino, una tecnologia che è stata commercializzata per decenni e continua a migliorare. Questa tecnologia efficiente e affidabile potrebbe raggiungere l'implementazione su larga scala necessaria senza importanti progressi tecnologici. Ma è difficile renderlo più economico. Nel settore del solare fotovoltaico, i costi sono divisi in due categorie: il costo del modulo solare — il pannello costituito da più celle solari, cablaggio, vetro, materiali di incapsulamento e telaio — e il “bilancio del sistema” (BOS), che include hardware come inverter e cablaggi più manodopera per l'installazione, permessi, interconnessione di rete, ispezioni, finanziamenti e simili. Dal 2008, il costo del modulo è diminuito dell'85%, ma il costo del BOS non è cambiato molto. Oggi, il modulo solare è responsabile di solo un quinto del costo totale di un'installazione residenziale e un terzo del costo di un'installazione su larga scala negli Stati Uniti. Il resto è il costo del BOS. Ridurre i costi di BOS non è facile con il silicio. Il silicio non è molto efficace nell'assorbire la luce solare, quindi è necessario uno strato spesso e fragile per fare il lavoro, e per proteggerlo dalle crepe è necessario montarlo su un pezzo di vetro pesante. Un modulo fotovoltaico in silicio è quindi rigido e pesante, caratteristiche che aumentano il costo del BOS. *“Ciò di cui avremmo bisogno è una cella che funzioni altrettanto bene ma sia più sottile, flessibile, leggera e più facile da trasportare e installare”*. Valutare le numerose tecnologie fotovoltaiche attualmente in uso e in fase di sviluppo è difficile perché sono tutte molto diverse. Al livello più elementare, si potrebbero impiegare **diversi materiali attivi per assorbire la luce e raccogliere la carica elettrica**. In generale, rientrano in tre grandi categorie:

1. Celle a base di wafer con silicio cristallino tradizionale, aventi modalità strutturalmente semplici, ma trasformarlo in wafer e celle solari è complicato e costoso, sia a causa della necessità di purezza rigorosa (> 99,9999%) sia per le alte temperature (> 1400 ° C)];
2. Alternative sperimentali sono il ricorso all'arseniuro di gallio, ovvero celle commerciali a film sottile che includono silicio amorfo (non cristallino), tellururo di cadmio e rame indio gallio (di) selenide (CIGS);
3. Tecnologie emergenti a film sottile includono celle solari perovskite, organiche e quantum dot (QD).



Efficienza tecnica della conversione

Una nota e seria problematica della tecnologia fotovoltaica è l'efficienza della conversione di potenza, definita come la frazione dell'energia solare in entrata che viene prodotta come energia elettrica. Il silicio cristallino è ancora la tecnologia imperante. Le tecnologie emergenti basate sui nanomateriali hanno rendimenti che attualmente si stima possano arrivare al 10% - 20%. Tuttavia, poiché i nanomateriali complessi possono essere progettati per il massimo assorbimento della luce, possono assorbire la stessa quantità di luce del silicio con ordini di grandezza in meno materiale. "Quindi, mentre la tipica cella solare al silicio ha uno spessore di oltre 100 micron, la tipica cella solare nanostrutturata - una che utilizza QD o perovskiti - può avere uno spessore inferiore a 1 micron" e quello strato attivo può essere depositato su substrati flessibili come plastica e carta senza bisogno di supporto meccanico da un pesante pezzo di vetro. Finora, le elevate efficienze promesse da tali nuove tecnologie fotovoltaiche a film sottile sono state raggiunte solo in campioni di laboratorio più piccoli di un'unghia e la stabilità a lungo termine rimane un problema.

Impianto fotovoltaico: impianto di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della radiazione solare tramite l'effetto fotovoltaico; esso è composto principalmente da un insieme di moduli fotovoltaici piani, uno o più gruppi di conversione della corrente continua in corrente alternata e altri componenti elettrici minori.

Potenza nominale o installata di un impianto fotovoltaico: corrisponde alla potenza nominale (o di picco) del suo generatore fotovoltaico, che è determinata dalla somma della potenza elettrica di ciascun modulo costituente il generatore fotovoltaico, misurata in Condizioni di Prova Standard (radiazione pari a 1.000 W/mq e temperatura pari a 25°C).

Energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico: energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata (inverter), prima che essa sia resa disponibile alle utenze elettriche dell'utilizzatore e/o immessa nella rete elettrica.

Irraggiamento solare: potenza solare incidente su una superficie di area unitaria (W/mq).

Radiazione solare: valore integrale dell'irraggiamento su un periodo di tempo specificato (MJ/mq o kWh/mq per ora, giorno, settimana, mese, anno, secondo i casi).

Ore equivalenti di utilizzazione: rapporto tra la produzione e la potenza (kWh/kW).

Autoconsumo: parte della produzione di energia elettrica che non viene immessa nella rete di trasmissione o distribuzione dell'energia elettrica ma destinata dai produttori ai consumi propri.

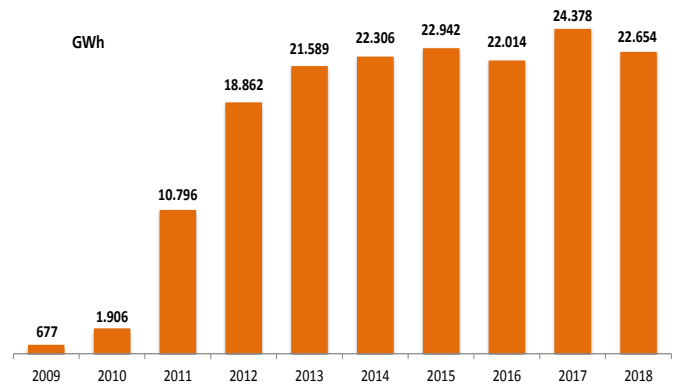
Potenza disponibile in prelievo: è la massima potenza prelevabile in un punto di prelievo senza che l'utente finale sia disalimentato.

La tecnologia fotovoltaica consente di trasformare direttamente l'energia solare in energia elettrica attraverso l'effetto fotovoltaico, ossia la proprietà di alcuni materiali semiconduttori di generare elettricità se colpiti da radiazione luminosa. Il silicio, elemento molto diffuso in natura, è il materiale base per la cella fotovoltaica, dispositivo elementare in grado di produrre circa 1,5 Watt in corrente continua, normalmente insufficiente per gli usi comuni. Più celle sono collegate elettricamente e incapsulate in una struttura a formare il modulo, componente base commercialmente disponibile. Più moduli, collegati in serie e in parallelo, formano le sezioni di un impianto, la cui potenza può arrivare a migliaia di kW. A valle dei moduli fotovoltaici è posto l'inverter, che trasforma la corrente continua generata dalle celle in corrente alternata, direttamente utilizzabile dagli utenti o riversabile in rete. I moduli possono essere orientati verso il sole su strutture fisse o su strutture in grado di seguirne il movimento allo scopo di incrementare la captazione solare (impianto ad inseguimento). Ogni kWp installato richiede uno spazio netto di circa 8–10 mq per moduli a silicio cristallino complanari alle coperture degli edifici; occorre invece uno spazio maggiore per moduli disposti in più file su superfici piane per ridurre gli ombreggiamenti.

In Italia l'esposizione ottimale per moduli fissi è verso sud con un'inclinazione di circa 30-35 gradi: un impianto fotovoltaico, ottimamente orientato ed inclinato, può produrre in media dai 1.000 kWh per kWp installato nell'Italia Settentrionale ai 1.500 kWh per kWp installato nell'Italia Meridionale.

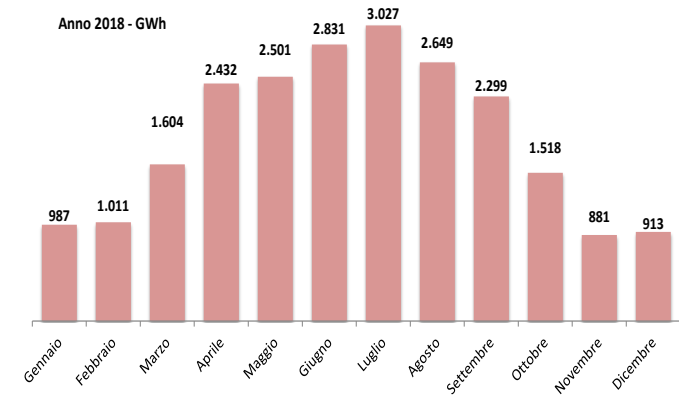
Un impianto fotovoltaico produce elettricità per 20-25 anni, con poche necessità di manutenzione e una buona resistenza agli agenti atmosferici.

Produzione annuale e mensile degli impianti fotovoltaici in Italia



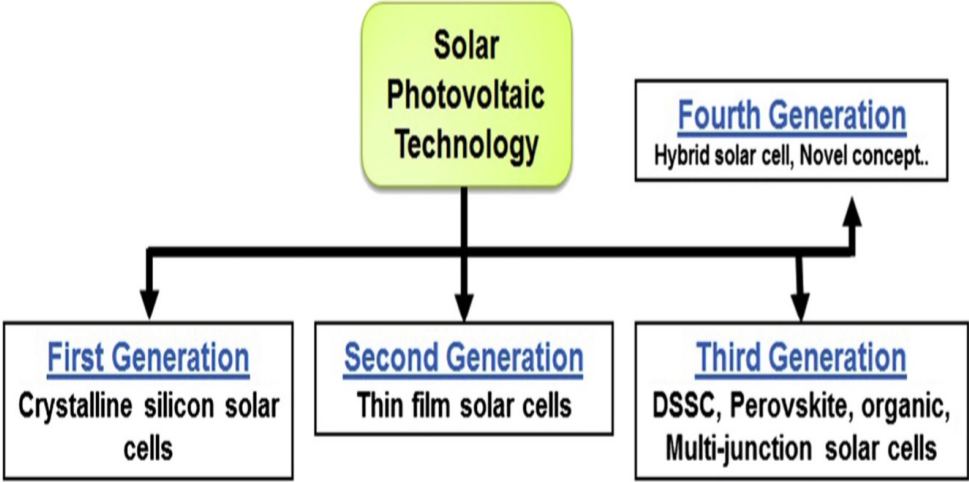
Nel 2018 gli oltre 822.000 impianti fotovoltaici in esercizio in Italia ha prodotto complessivamente 22.654 GWh di energia elettrica; rispetto all'anno precedente si osserva una riduzione del 7%, legata principalmente a peggiori condizioni di irraggiamento.

Osservando l'andamento della produzione degli impianti nel corso del 2018, emerge il primato di produzione dei mesi centrali; luglio, in particolare, è il mese caratterizzato dalla maggiore produzione (3,0 TWh).



Le tre generazioni di FTV

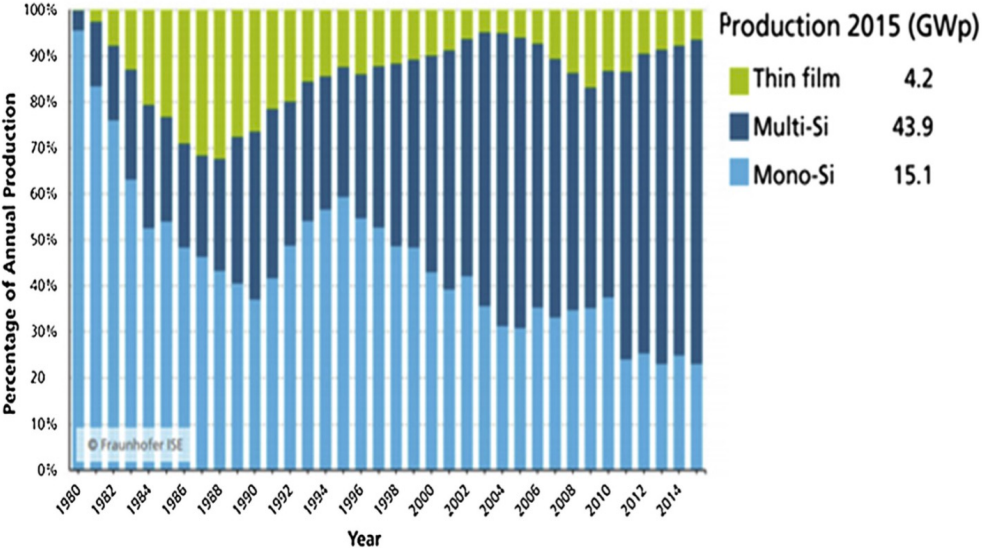
Dall'inizio della tecnologia solare fotovoltaica utilizzabile negli anni '50, ci sono stati molti lavori di ricerca e sviluppo in corso per migliorare principalmente l'aspetto più importante che è l'efficienza di conversione dell'energia o semplicemente chiamata efficienza. I ricercatori hanno lavorato rigorosamente su entrambi i materiali coinvolti nella configurazione delle celle solari o dei dispositivi o nella trasformazione dalla bilancia da laboratorio a dispositivi su scala commerciale di vario genere in linea con l'efficienza in termini di costi. Esistono molti modi per classificare la tecnologia solare fotovoltaica, ad esempio in termini di materiale (inorganico o organico), in termini di configurazione del dispositivo e così via. Tuttavia, per una migliore comprensione delle tecnologie di celle solari terrestri oggi disponibili in commercio dalla cronologia dello sviluppo, qui di seguito verranno sintetizzate le relative tecnologie importanti.



Le celle solari di **prima generazione** sono realizzate con giunzioni p-n semiconduttive costituite da **silicio**. Le celle di silicio hanno un'efficienza piuttosto elevata in media del 20%, ma è necessario silicio molto puro e il prezzo è elevato rispetto alla potenza erogata. Queste celle solari sono prodotte da silicio puro e sono molto efficienti poiché la loro efficienza teorica ha raggiunto un massimo del 30%. Le celle solari di prima generazione hanno rappresentato l'89,6% della produzione commerciale negli ultimi anni, sebbene la quota di mercato di queste celle solari stia diminuendo. I processi produttivi associati alla produzione delle celle solari di prima generazione sono intrinsecamente costosi; quindi queste celle possono richiedere 5-6 anni per rimborsare i costi di acquisto.

Le celle solari di **seconda generazione** si basano sulla riduzione del costo delle celle di prima generazione utilizzando **tecnologie a film sottile**. Pertanto, la cella solare a film sottile (TFSC) è stata considerata la potenziale tecnologia a basso costo, cella solare ad alta efficienza che può sostituire le celle solari Si nel mercato fotovoltaico. Gli ovvi vantaggi del TFSC rispetto alle celle solari Si sono le tecniche di elaborazione a bassa temperatura, il basso utilizzo di materiale, la varietà del processo di deposizione e la sua compatibilità con substrati a basso costo. Combinando tutti i vantaggi citati, sono ottenibili celle fotovoltaiche a basso costo e soddisfano i criteri per applicazioni su larga scala come lo spiegamento terrestre. I tipi di celle solari che rientrano nella categoria TFSC sono: cadmio tellururo (CdTe), celle solari rame-indio-gallio-diselenide (CIGSe), rame-zinco — in-solfuro (CZTS) e silicio amorfo (a-Si). CdTe, CIGS e TFSC al silicio amorfo sono già entrati nella fase di commercializzazione quasi 10 anni fa.

Le celle solari di **terza generazione** sono sviluppate per migliorare le prestazioni elettriche medie della tecnologia di seconda generazione mantenendo costi di produzione molto bassi. Gli obiettivi della ricerca sulle celle solari di terza generazione sono celle a basso costo e ad altissima efficienza. Gli obiettivi sono promuovere celle solari a film sottile che utilizzano nuovi approcci per ottenere efficienze teoriche nell'intervallo dal 30% al 50%. Esistono alcuni approcci per migliorare l'efficienza come la divisione dello spettro (celle solari multi-giunzione), la modifica dello spettro incidente (usando i concentratori), la generazione di coppie multiple di elettrone-buco da un singolo fotone e alcuni altri. Le tecnologie associate alle celle solari di terza generazione includono celle fotovoltaiche multigiunzione (MJ), celle tandem, celle nanostrutturate per raccogliere una migliore luce incidente e convertire l'energia termica in eccesso per migliorare le tensioni o la raccolta del vettore.



La disponibilità dei materiali

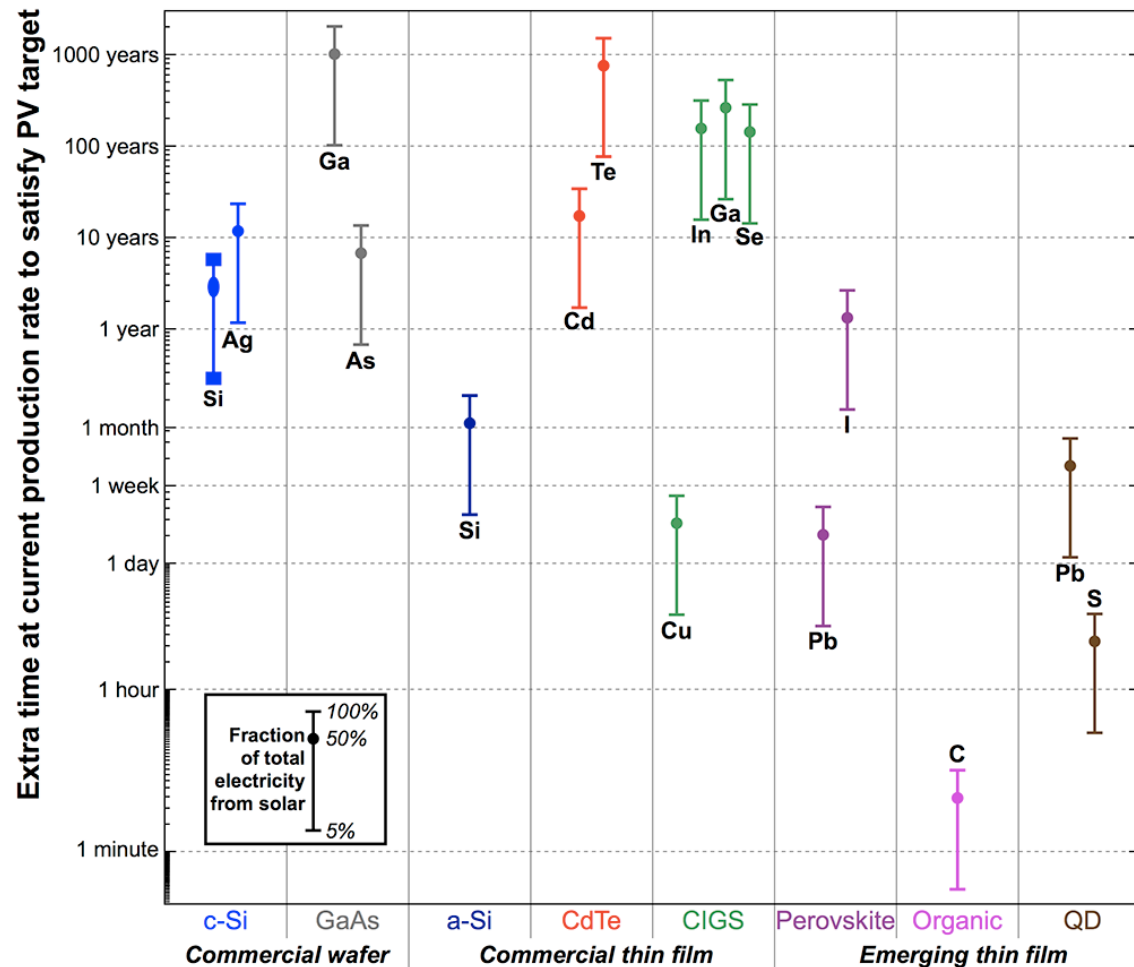
La prospettiva di aumentare la generazione solare di oggi, forse di un fattore 100, solleva un altro problema: **la disponibilità dei materiali**. La diffusione su larga scala dell'energia solare sarà limitata dalla disponibilità di materiali essenziali necessari per la produzione di celle solari. Per scoprirlo, i ricercatori hanno determinato i requisiti dei materiali per ciascuna tecnologia fotovoltaica. Hanno quindi calcolato la quantità di tali materiali che sarebbe necessaria se tale tecnologia fosse utilizzata per soddisfare il 5%, il 50% o il 100% della domanda globale di elettricità nel 2050.

Utilizzando le stime della domanda dell'Agenzia internazionale per l'energia nel 2050, tali frazioni si traducono in capacità fotovoltaiche installate di 1.250, 12.500 e 25.000 gigawatt [GW] di potenza, tutte minuscole capacità fotovoltaiche installate oggi di circa 200 GW.) Infine, hanno verificato l'attuale produzione globale di ciascun materiale e determinato quante ore, giorni, o anni di produzione ai livelli attuali sarebbero necessari per raggiungere gli obiettivi di implementazione selezionati con le varie tecnologie. La figura riassume i loro risultati. Soddisfare il 100% della domanda globale di elettricità del 2050 con celle solari al silicio cristallino richiederebbe l'equivalente di soli sei anni dell'attuale produzione di silicio, ammesso e non concesso che la crescita ulteriore di silicio purissimo non cozzasse contro la “concorrenza” di altre industrie dell’High-Tech.

Lo stesso non si può dire delle odierne tecnologie commerciali a film sottile. Considera il tellururo di cadmio. Il tellurio è circa un quarto più abbondante dell'oro ed è prodotto principalmente come sottoprodotto della raffinazione del rame. Fornire il tellurio per le cellule di tellururo di cadmio per soddisfare tutta la domanda del 2050 richiederebbe l'equivalente di 1.400 anni al tasso attuale di estrazione.

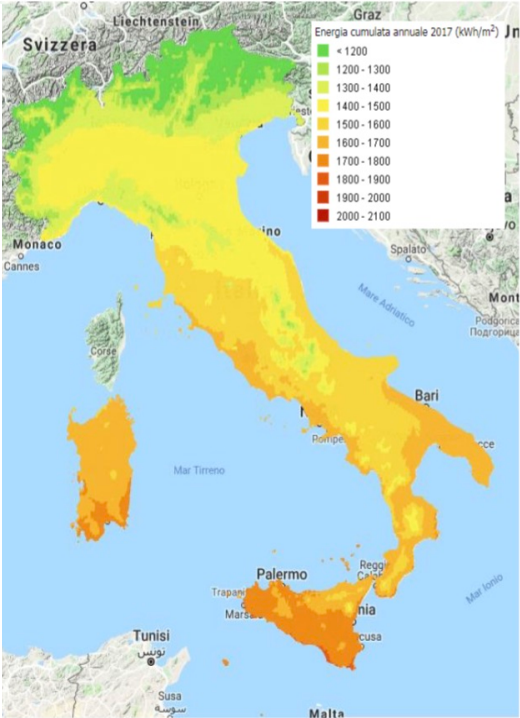
L'indio, il gallio e il selenio sono anch’essi prodotti come sottoprodotti dei principali metalli e l'utilizzo delle celle solari CIGS per soddisfare tutte le esigenze di elettricità nel 2050 richiederebbe oltre 100 anni di produzione attuale per tutti e tre.

Al contrario, le tecnologie emergenti a film sottile utilizzano abbondanti metalli primari che vengono prodotti ad alto volume. Teoricamente, si potrebbe pensare che per soddisfare il 100% della domanda con celle solari basate su QD si potrebbe richiedere l'equivalente di soli 22 giorni di produzione globale di piombo e sei ore di produzione globale di zolfo. Perovskiti richiederebbe al massimo tre anni di produzione attuale dei loro elementi costitutivi.

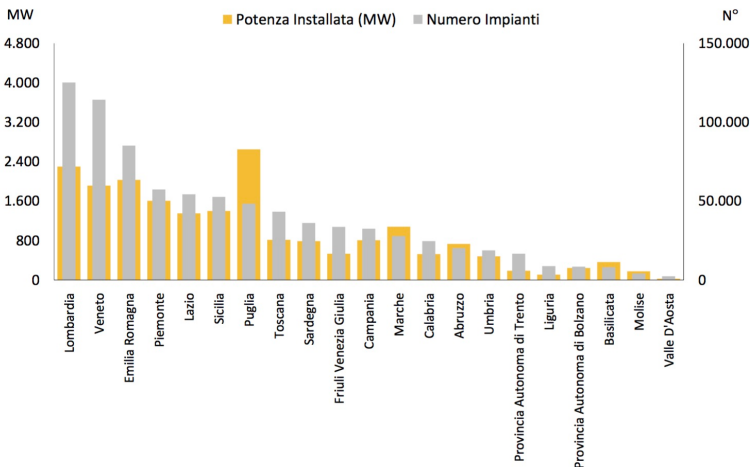
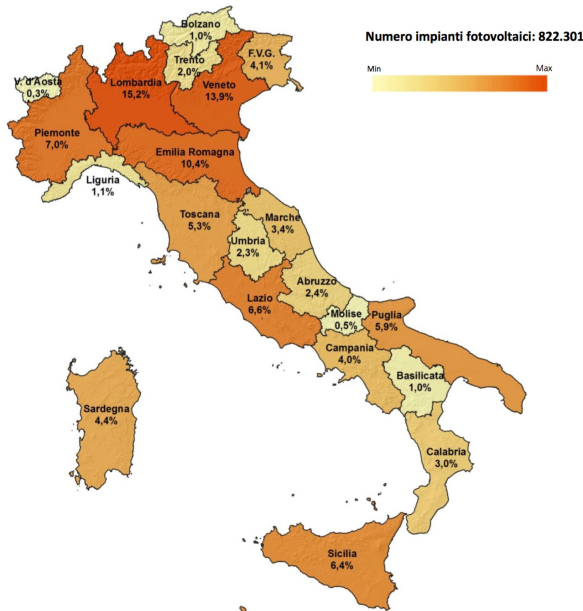


I pannelli a silicio policristallino sono largamente prevalenti in tutte le **regioni italiane**; seguono i pannelli monocristallini, mentre la diffusione dei pannelli a film sottile e delle altre tipologie è ancora limitata. A livello nazionale, più in particolare, il 73% della potenza installata è realizzato in silicio policristallino, il 21% in silicio monocristallino e il 6% in film sottile o in materiali diversi. I pannelli in film sottile, silicio amorfo e altre tipologie sono utilizzate in misura percentualmente più elevata in Sicilia, dove rappresentano l'11% della potenza installata. Valle d'Aosta e Provincia Autonoma di Bolzano sono invece le zone con la più elevata percentuale di pannelli monocristallini (rispettivamente il 35% e il 39% del totale).

Radiazione solare cumulata annua nel 2017

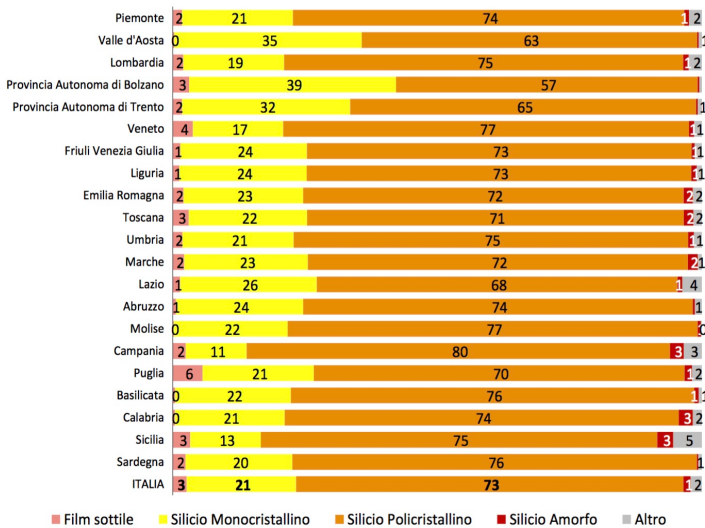


Distribuzione regionale del numero degli impianti a fine 2018



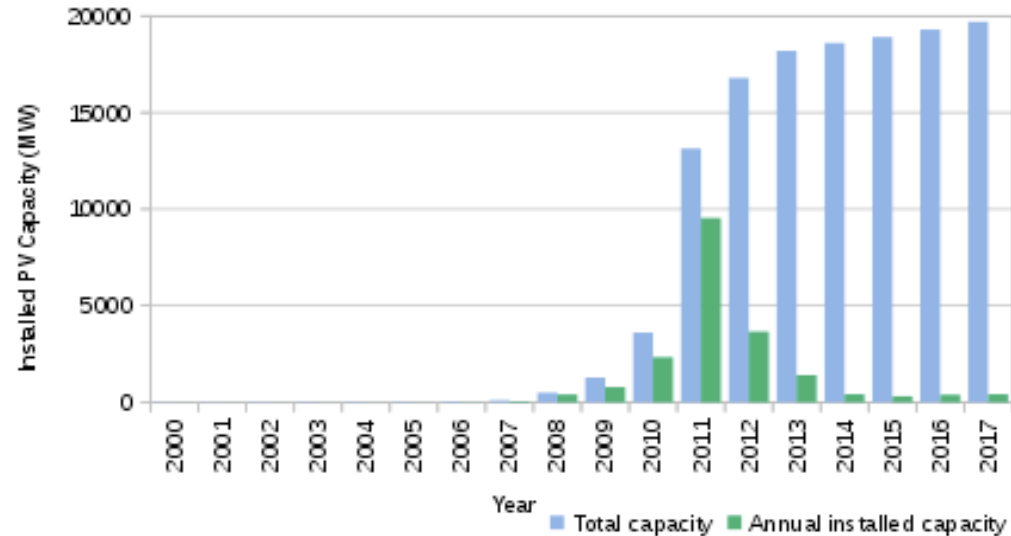
L'installazione incrementale di impianti fotovoltaici nel 2018 non ha provocato significative variazioni nella relativa distribuzione territoriale, che rimane pressoché invariata rispetto all'anno precedente. La maggiore concentrazione di impianti si rileva nelle regioni del Nord (55% circa del totale); nel Centro è installato circa il 17%, nel Sud il restante 28%.

Distribuzione dei pannelli fotovoltaici per tipologia nelle regioni a fine 2018

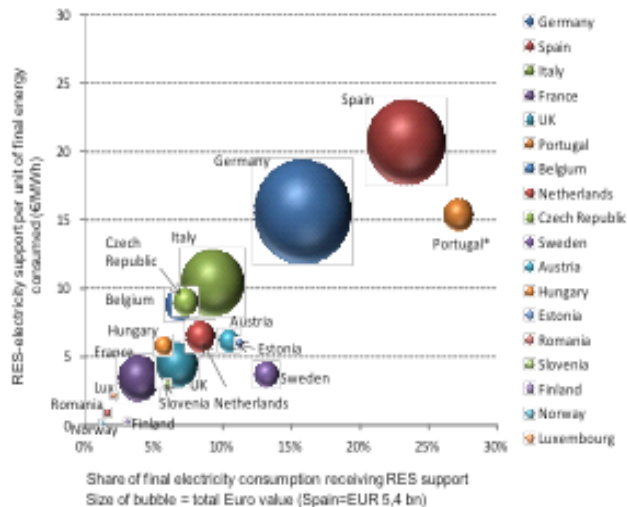


L'installazione di impianti fotovoltaici per la generazione di energia elettrica in Europa è stata **fortemente sussidiata, incentivata, promossa, sia in termini monetari che nei processi di allocazione dell'energia elettrica prodotta nelle fasi di dispacciamento**. Il risultato è stato quello di una forte crescita quantitativa, ma fortemente correlata all'entità degli incentivi di anno in anno posti in essere dai governi nazionali. In Italia, infatti, la crescita che si è registrata fino a tutto il 2011 è prima diminuita, poi sostanzialmente interrotta, pur raggiungendo una importante quota di capacità generativa accumulata.

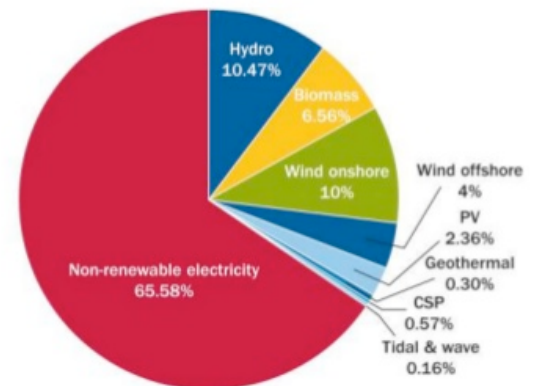
Annual and total installed PV capacity in Italy during the 21st century



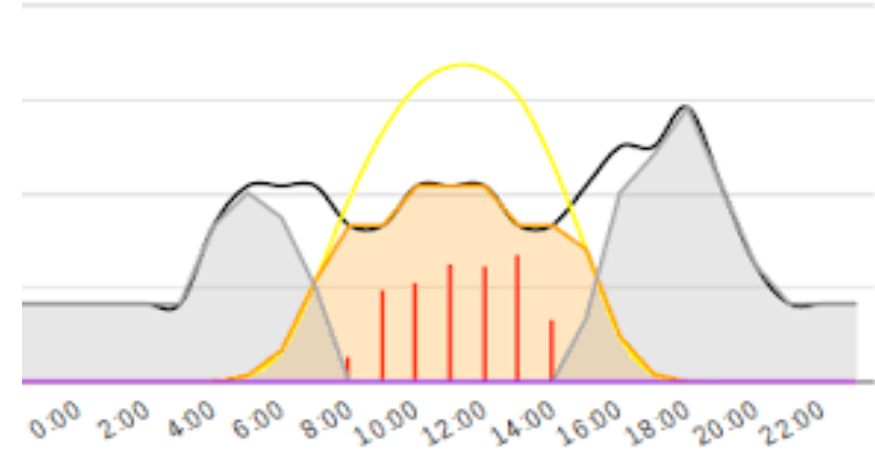
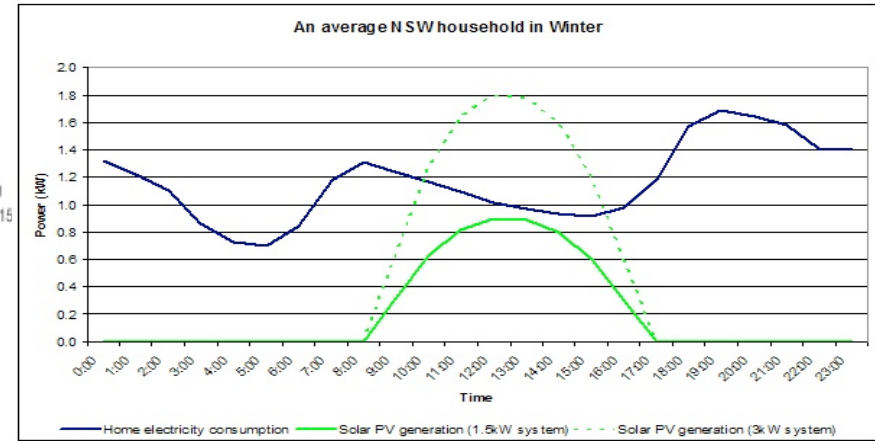
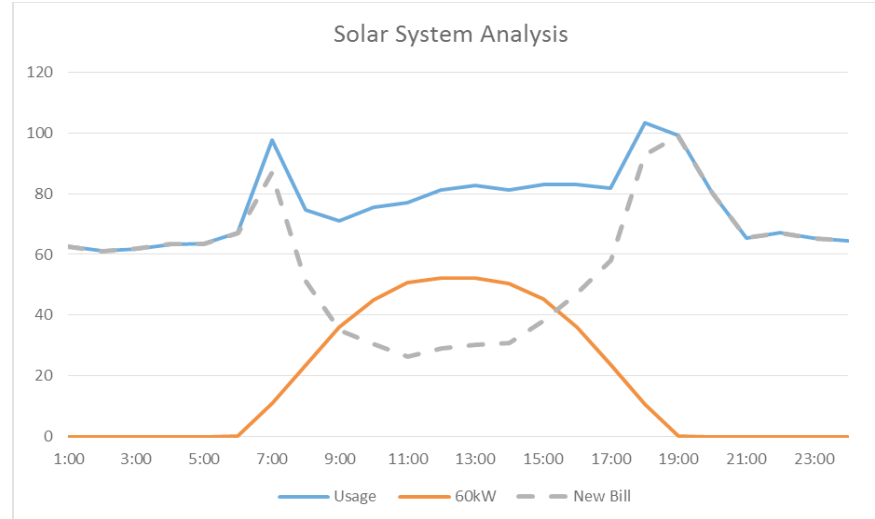
Subsidies for RES-E in Spain



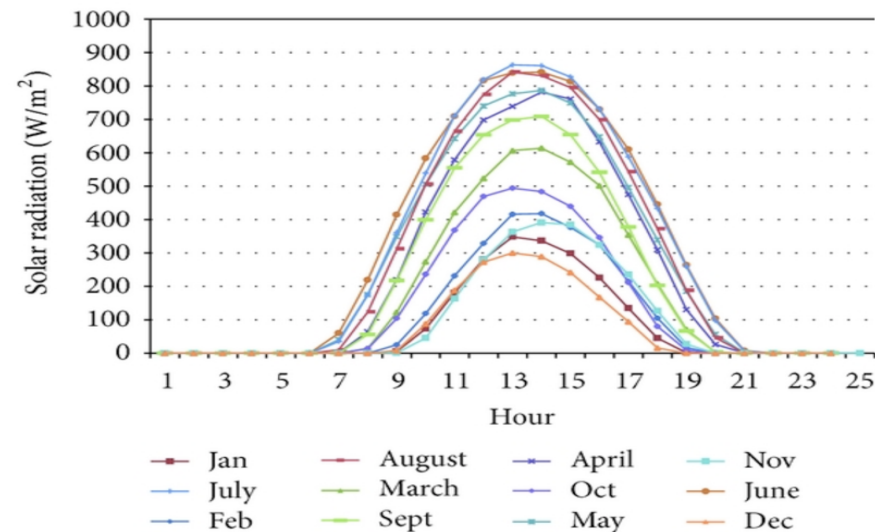
EU electricity mix in 2020 (NREAP) (share of total consumption) – total 3,537.3 TWh



Uno dei principali problemi della diffusione della capacità generativa di energia elettrica con impianti fotovoltaici sta nella sua ciclicità, sia stagionale che infragiornaliera. In particolare, la generazione fotovoltaica risulterebbe pressochè nulla proprio nei momenti di picco della domanda, mentre sarebbe massima nella fase di domanda moderata. La generazione TFTV, quindi, deve sempre essere associata ad altra fonte generativa prontamente attivabile secondo modalità discontinue, generando, così inefficienze di sistema.



Generazione di energia elettrica di un impianto FTV in Turchia



Solar PV Global Production and Cost per Watt

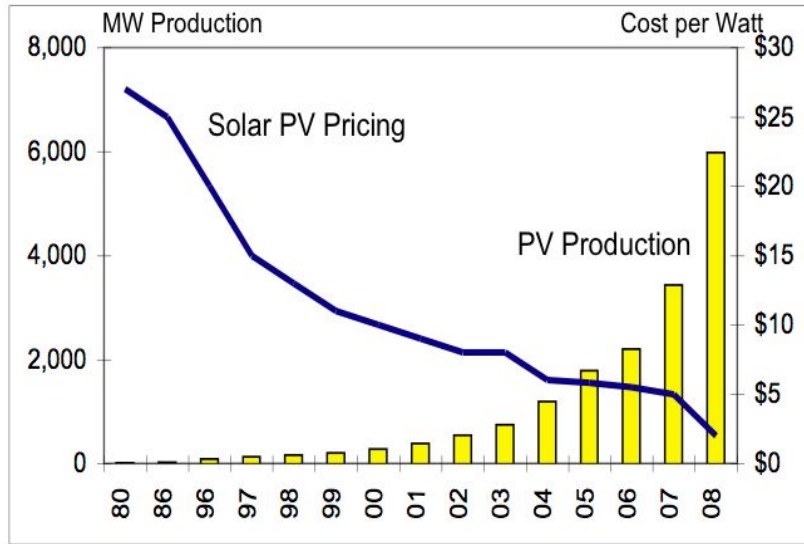
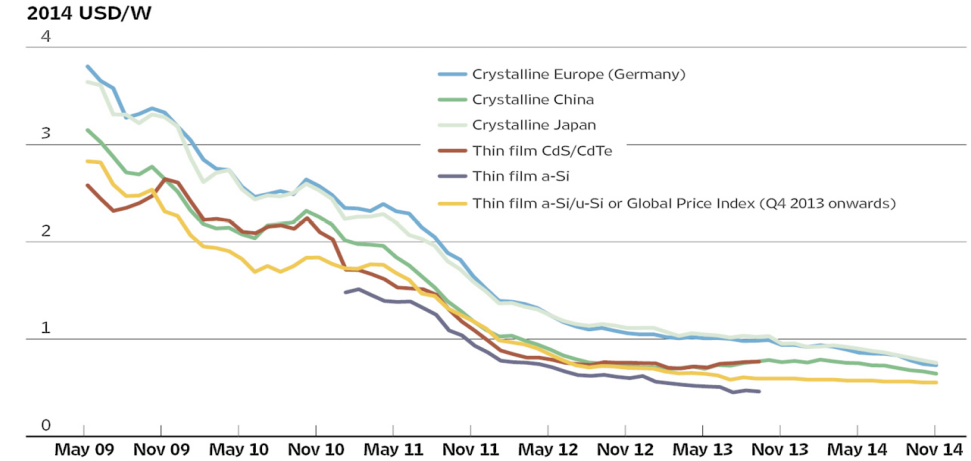


FIGURE 5.2: AVERAGE MONTHLY SOLAR PV MODULE PRICES BY TECHNOLOGY AND MANUFACTURING COUNTRY SOLD IN EUROPE, 2009 TO 2014

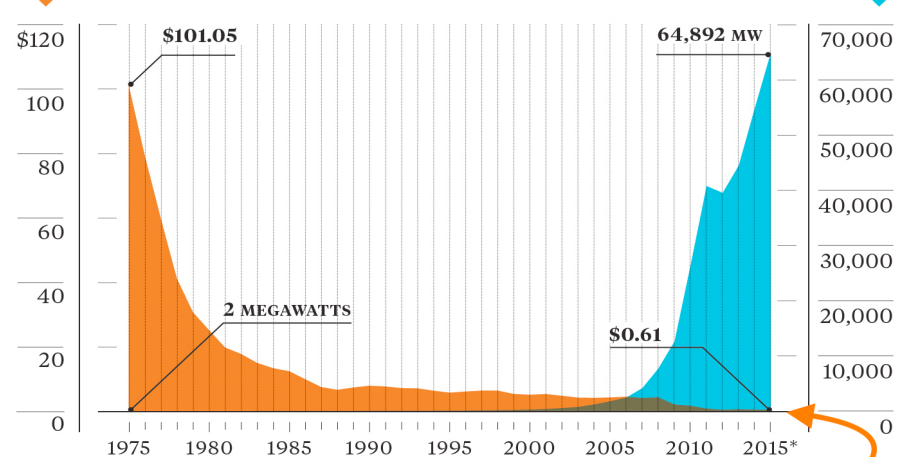


Solar on Fire

As prices have dropped, installations have skyrocketed.

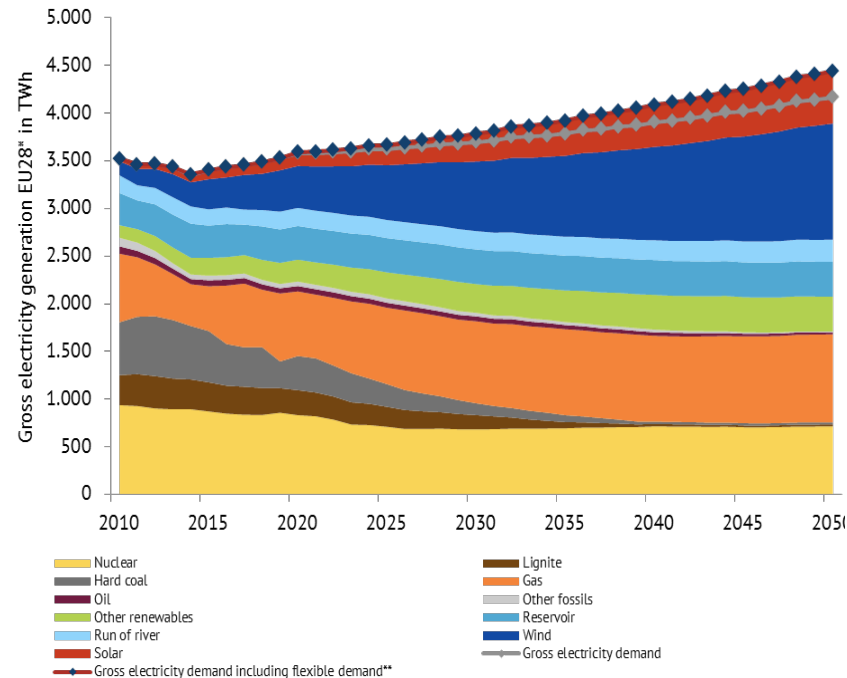
Price of a solar panel per watt

Global solar panel installations

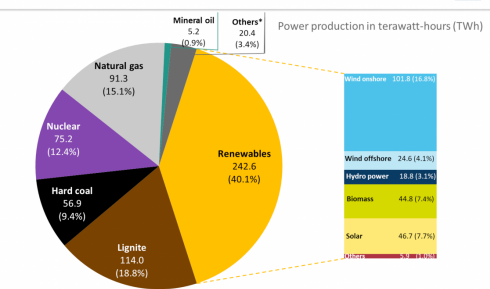


*Estimate. Sources: Bloomberg, Earth Policy Institute, www.earth-policy.org

Down to \$0.447 in August 2016

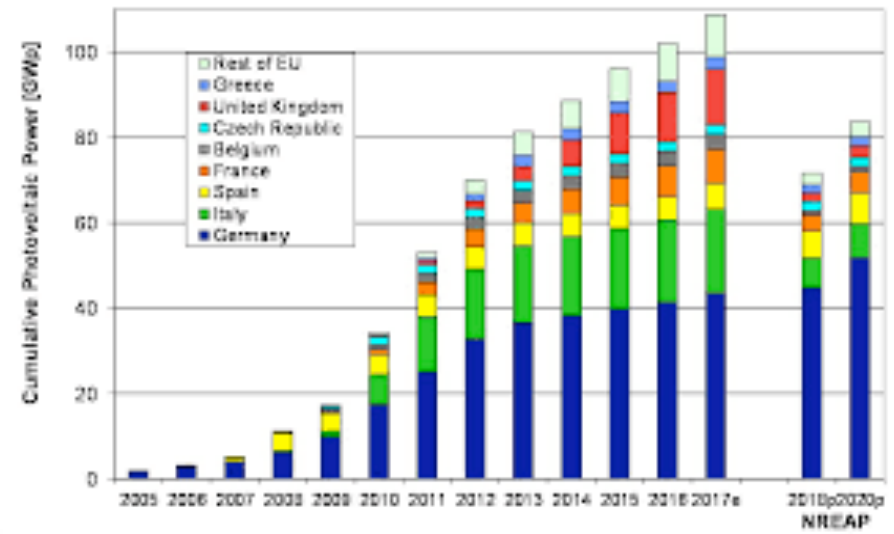


Share of energy sources in gross German power production in 2019.
Data: AG Energiebilanzen 2019, preliminary.

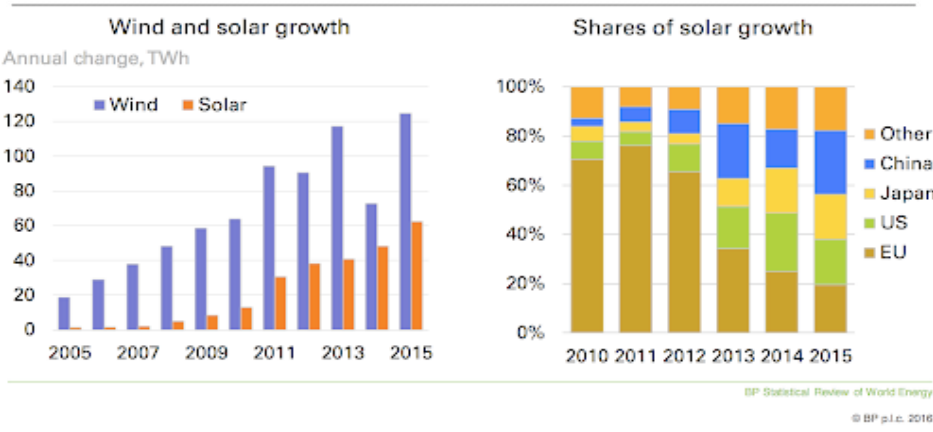
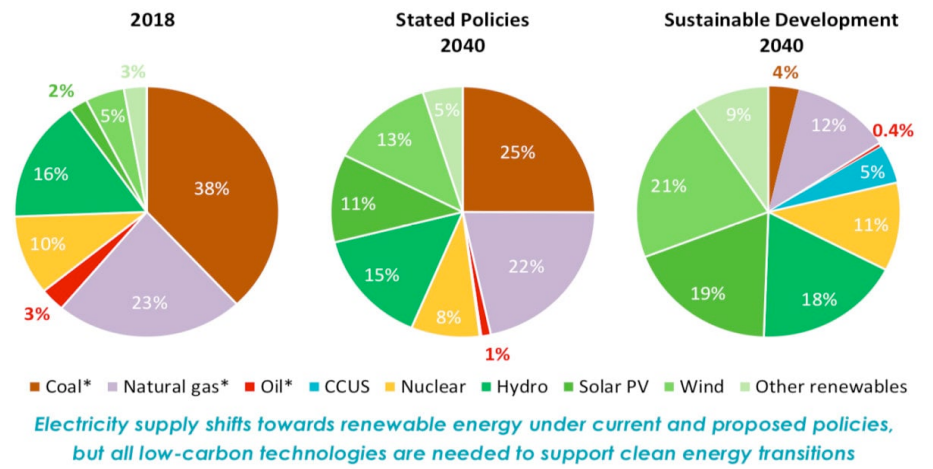
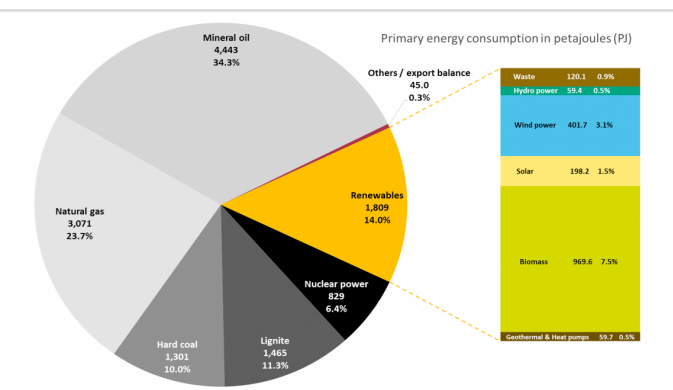


*Without power generation from pumped storage
Note: Government renewables targets are in relation to total power consumption (569 TWh in 2019), not production.
Renewables share in gross German power consumption 2019 (without pumped storage): 42.6%.

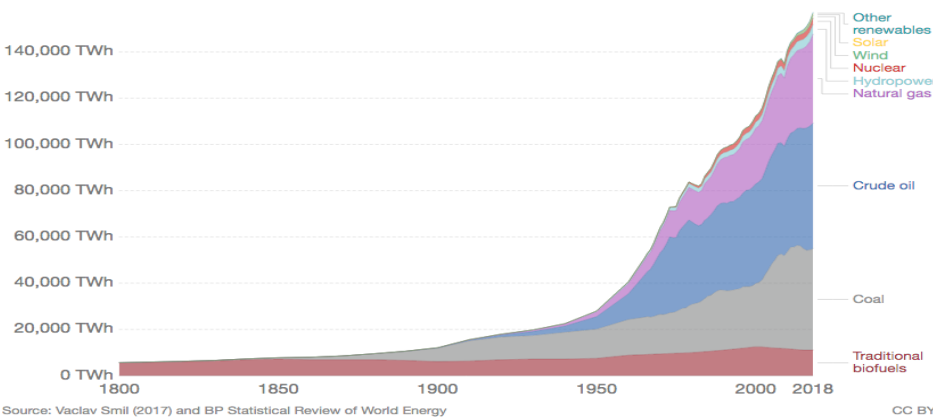
La Germania ha sposato, come l'Italia, la linea della forte incentivazione nell'ambito della generazione di energia elettrica, dando, però, ampio motivo di crescita della quota di Lignite e Carbone nel mix energetico, anche per controbilanciare i costi diretti e indiretti nel mix-energetico nazionale.



German energy mix 2018: Energy sources' share in primary energy consumption.
Data: AG Energiebilanzen 2019, preliminary.

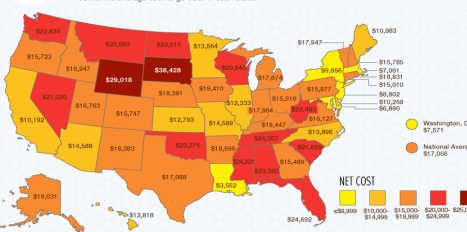


Global primary energy consumption
Global primary energy consumption, measured in terawatt-hours (TWh) per year. Here 'other renewables' are renewable technologies not including solar, wind, hydropower and traditional biofuels.

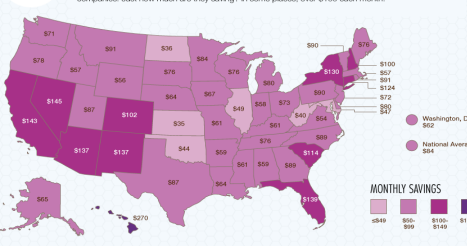


HOW MUCH DOES SOLAR COST?

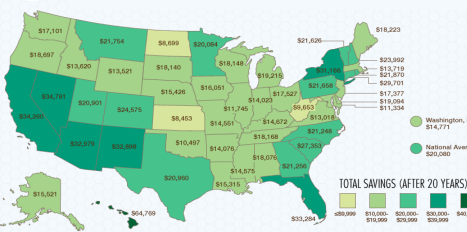
HOW MUCH SOLAR COSTS IN YOUR STATE



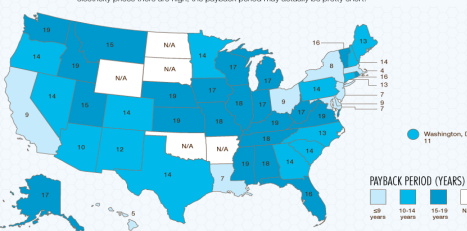
WHAT YOU COULD SAVE EVERY MONTH



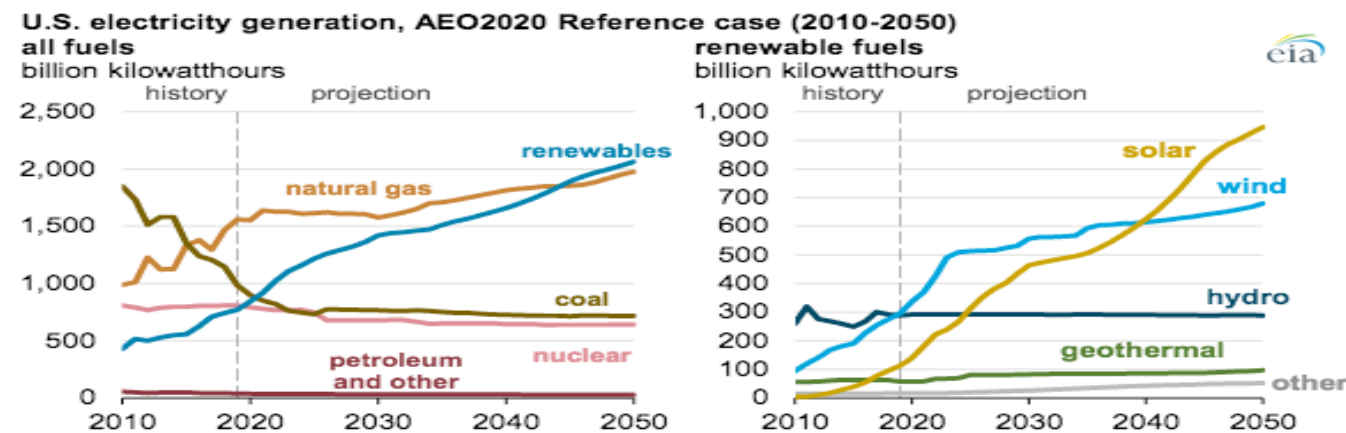
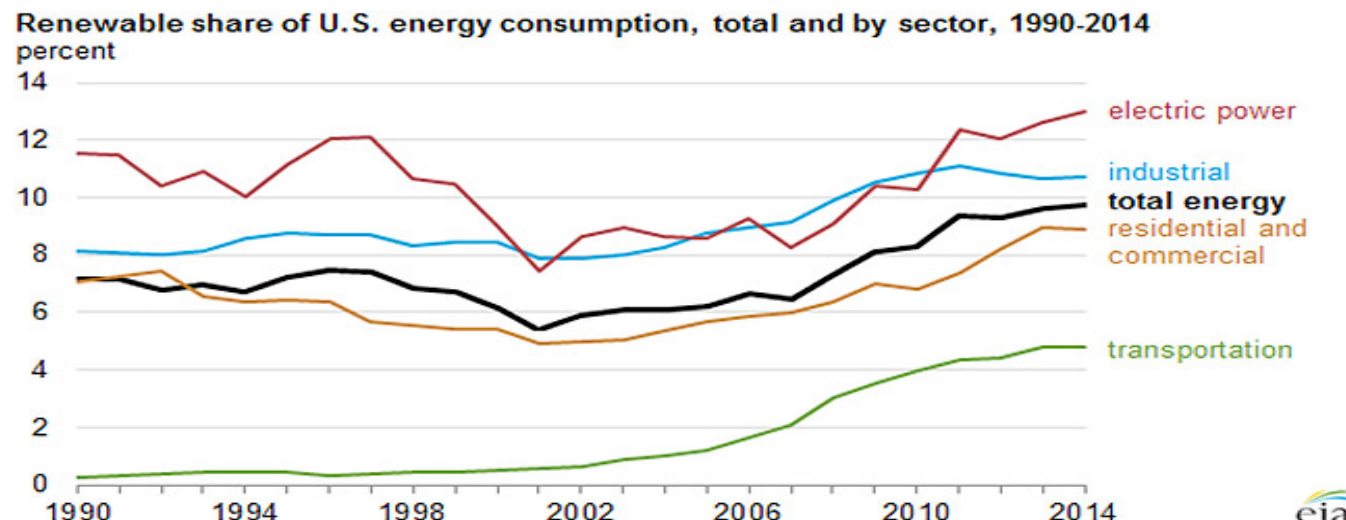
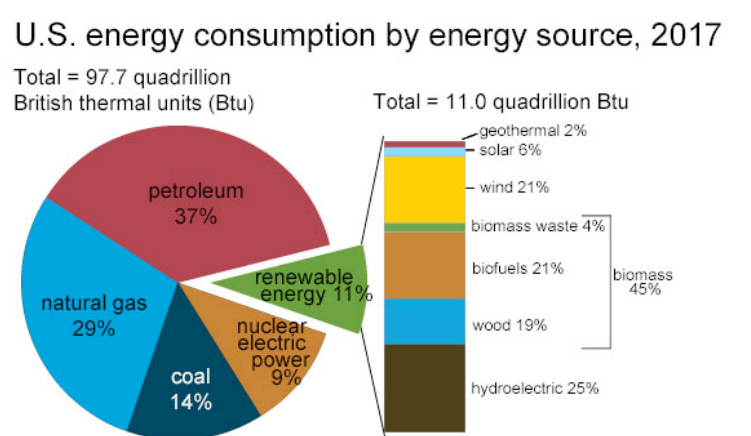
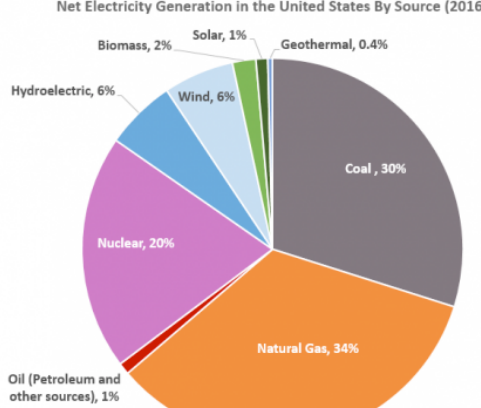
WHAT YOU COULD SAVE OVER TIME



HOW LONG IT'LL TAKE TO PAY FOR ITSELF



SOURCE: U.S. homeowner solar estimates tool results, 2011. Energy analytics powered by Clean Power Research. Results represent state averages and are not a guarantee of performance or savings for any particular system. Use the free solar cost estimate tool at <http://1block.org> to get a free cost estimate for your home.

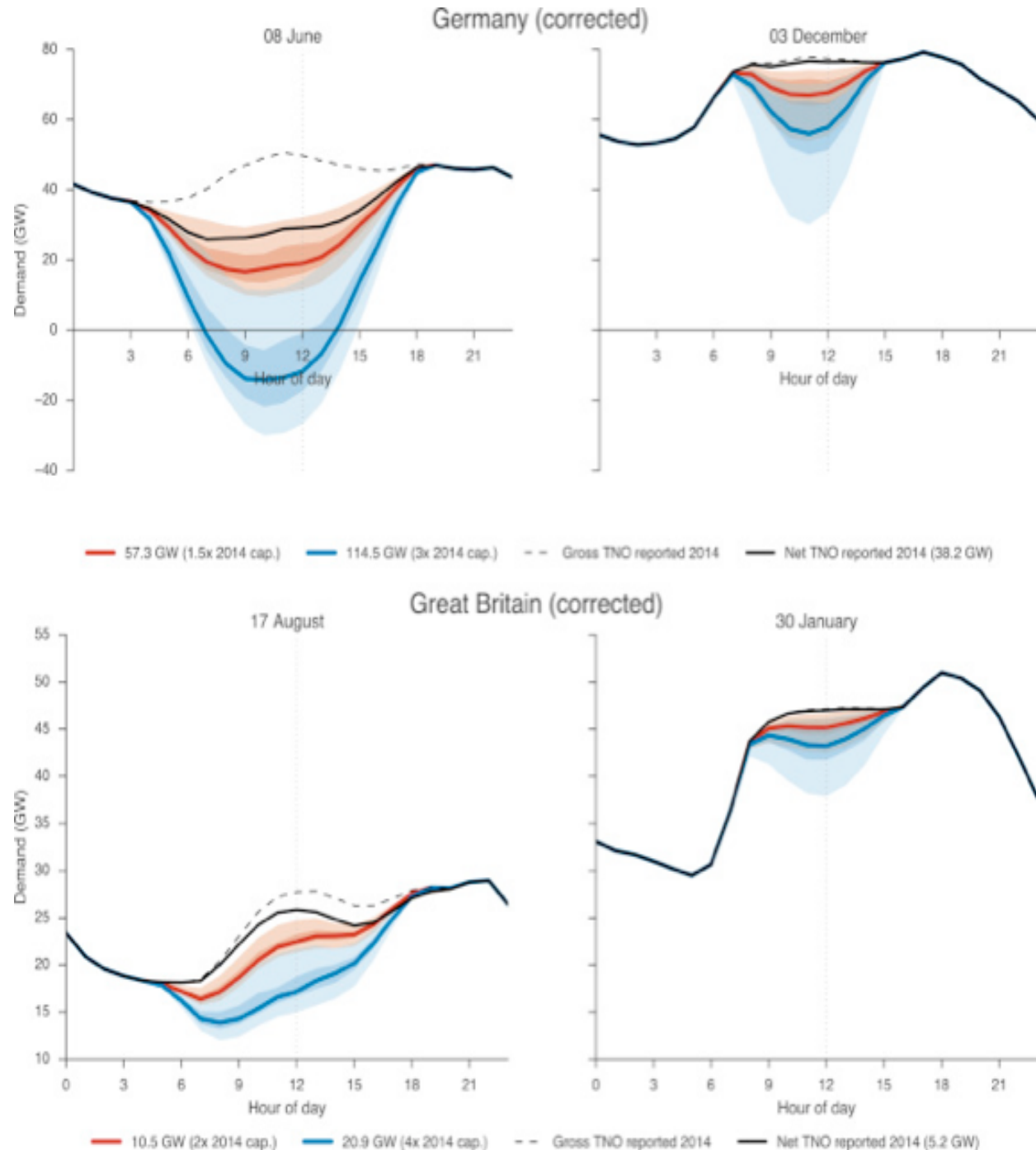


S.W.O.T. Analysis

Forza	Debolezza
- Zero emissioni di CO₂ nel processo di trasformazione dell'energia da radiante solare ad elettrica; - Costi di manutenzione ordinaria bassi; - Occupazione di superfici già cementificate (tetti degli edifici); - Produzione e consumo in loco (impianti stand alone) evita dispersione di energia causata dal trasporto; - Tecnologia adattabile a molteplici circostanze e necessità di potenza diversa.	- Inquinamento relativo alla produzione dell'impianto; - Elevati costi sunk di investimento iniziale; - Sfruttamento di aree verdi per l'installazione di grandi centrali fotovoltaiche; - Basso rendimento energetico; - Perdita di rendimento nel tempo; - Elevato costo dell'energia elettrica prodotta; - Produzione di energia elettrica imprevedibile.
Opportunità	Minacce
- Incentivi statali; - Ricerca e sviluppo stanno dando importanti risultati in termini di miglioramento del rendimento energetico.	- Riuscire a produrre energia elettrica tramite fusione nucleare renderebbe inutili gli impianti fotovoltaici; - Smantellamento degli impianti obsoleti e riciclaggio; - Scarsità delle materie prime con cui è composta una cella fotovoltaica.

Importanti problemi di Valutazione dell'Impatto Ambientale e di Sostenibilità delle filiere industriali necessarie per la trasformazione in Energia Utilizzabile delle rispettive Fonti Primarie sorgono da:

1. analisi dell'impatto energetico-ambientale dell'intera filiera della tecnologia di riferimento e non della sola "applicazione finale" (es. *il pannello fotovoltaico*) -> **vedi "Life Cycle Assessment methodology"**
2. problemi di gestione del Sistema Energetico complessivo a fronte della programmabilità vs. NonProgrammabilità delle fonti di produzione d'energia (es. *eolico*);
3. problemi di sicurezza degli approvvigionamenti (es. - *per "paesi d'origine"*);
4. problemi di valutazione degli *spillover effects* su altri settori d'impiego delle medesime fonti (es. - *molti idrocarburi sono input in molti altri settori produttivi*);
5. valutazione dei "costi-prezzi relativi" e/o Costi-Opportunità, ecc...
6. Problemi di Gestione degli equilibri energetici fra In&Out di rete;
7. Incentivi a strategie di Peak-High-Price;
8. Correlazione fra efficienza (operativa e logistica) ed emissioni inquinanti dirette e indirette, indotte e conseguenti;
9. Problemi di bilanciamento di rete.



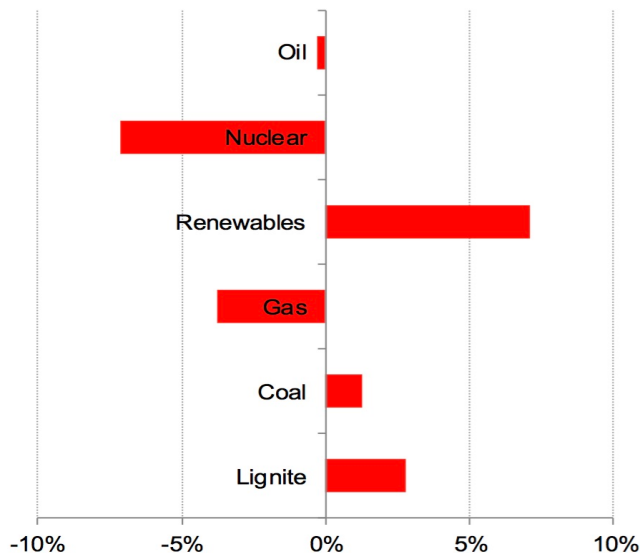
La mappa della curva delle anatre che mostra la differenza nella domanda di elettricità e la quantità di energia solare disponibile durante il giorno.

La curva dell'anatra rappresenta un punto di transizione per l'energia solare.

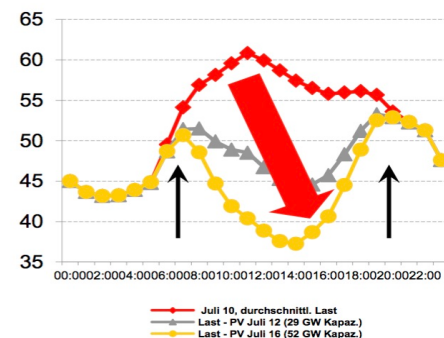
È stato forse il primo grande problema di gestione della rete e dell'equilibrio energetico dall'adozione su larga scala dell'energia solare nei servizi di pubblica utilità che introducono un aumento delle capacità generative di energia solare.

L'elevata adozione solare crea una sfida per le utility per bilanciare domanda e offerta sulla rete. Ciò è dovuto alla crescente necessità che i generatori di elettricità aumentino rapidamente la produzione di energia quando il sole tramonta e il contributo del fotovoltaico cala. Un'altra sfida con un'elevata adozione solare è il potenziale per il fotovoltaico di produrre più energia di quella che può essere utilizzata contemporaneamente, chiamata over-generation. Ciò porta gli operatori di sistema a ridurre la produzione fotovoltaica, riducendo i suoi benefici economici e ambientali. Sebbene la riduzione non abbia un impatto significativo sui benefici del fotovoltaico quando si verifica occasionalmente durante l'anno, potrebbe avere un impatto potenzialmente significativo a livelli di penetrazione del fotovoltaico più elevati.

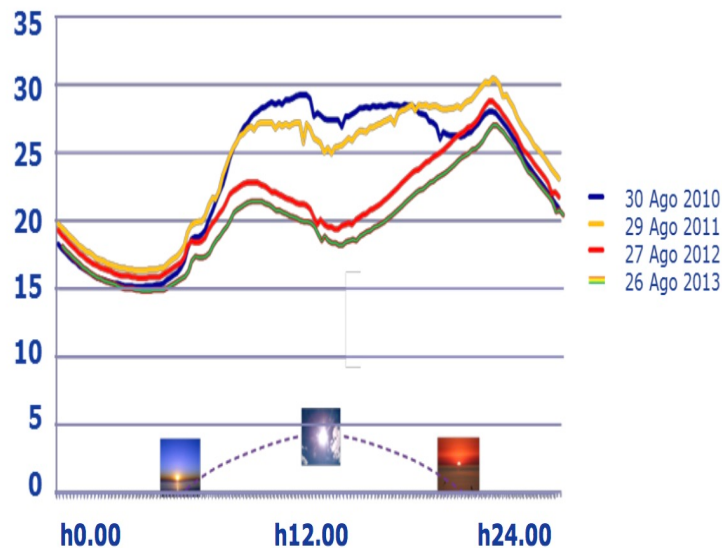
German power production 2010 vs. 2013



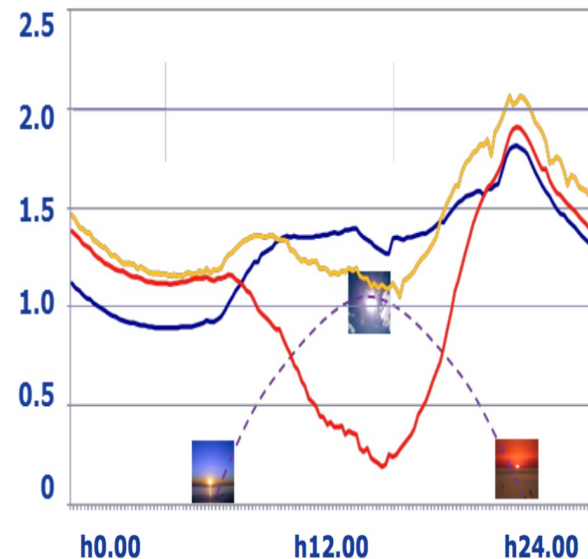
Change in load curve

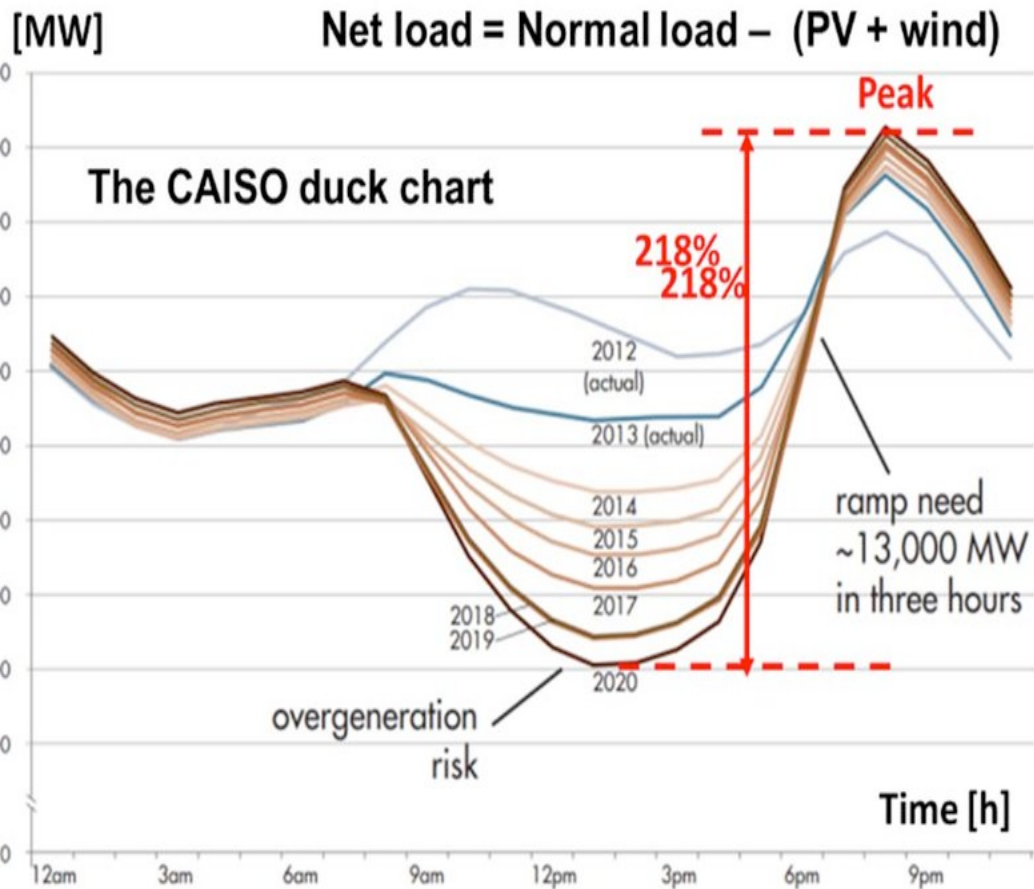


Italy (GW from HV network)



Puglia (GW from HV network)

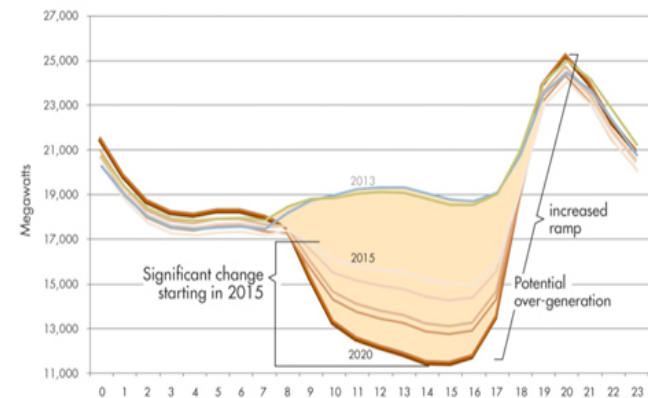




Il Problema della Gestione dell'equilibrio del dispacciamento in rete dell'energia elettrica prodotta da impianti che nel **Merit Order** hanno priorità di dispacciamento (FTV, Wind, Idroelettrico, ecc...., ovvero tutte le fonti incentivate e/o sussidiate discontinue e contingenti) è particolarmente vero per i luoghi che hanno già un'elevata adozione solare, come la California, dove un giorno di marzo il solare ha contribuito per la prima volta in assoluto a quasi il 40% della produzione di elettricità nello stato.

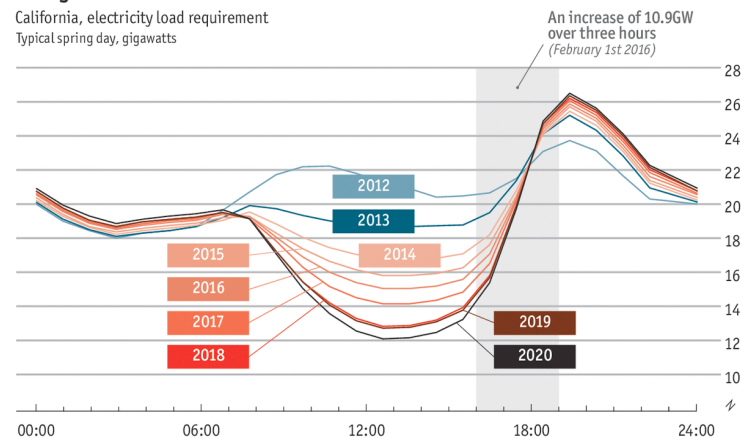
Un ulteriore problema indotto è il riflesso sul disincentivo a produrre impianti di grande efficienza ma bassa possibilità d'impiego "Stop&Go", ovvero efficienti nella produzione massiva e continua. Paradossalmente, in effetti, il fenomeno della Duck Curve indurrebbe forti premi in Borsa Elettrica per le Offerte di Picco, anche con impianti poco efficienti e/o molto inquinanti (ad esempio a gasolio).

The Duck Curve

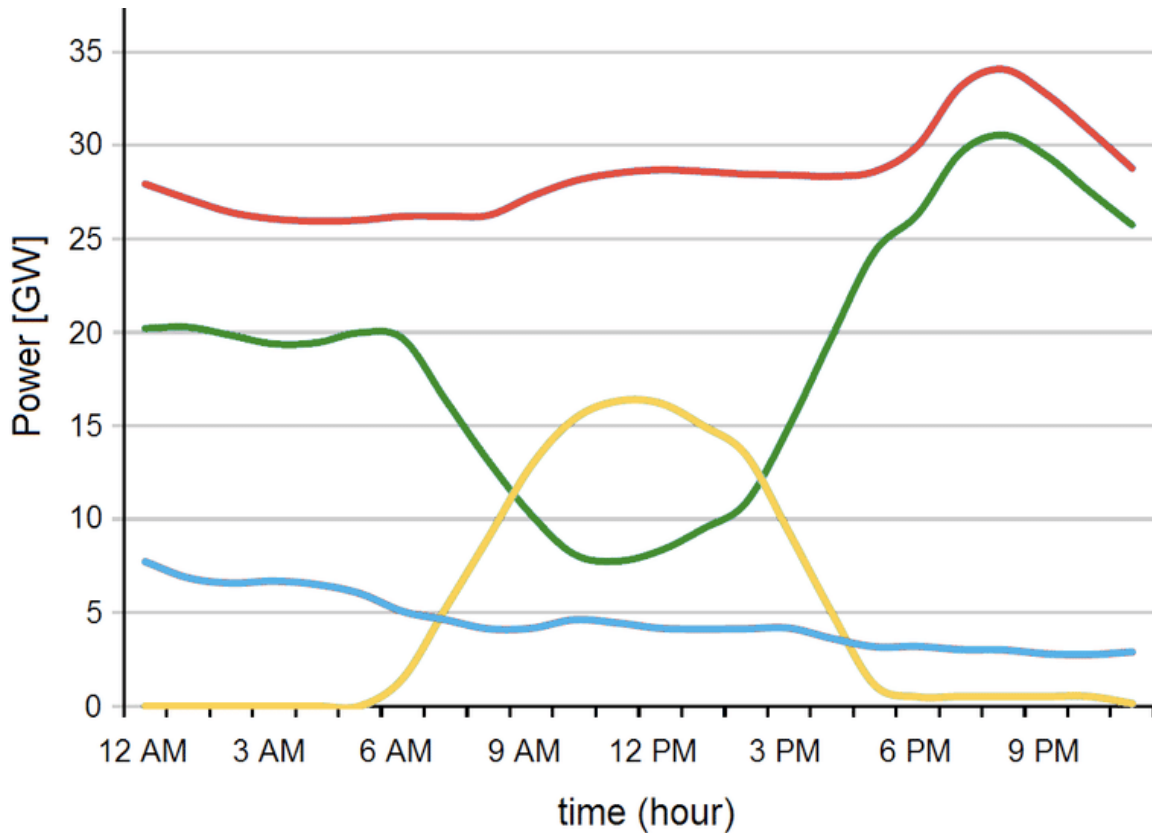


Who gets the bill?

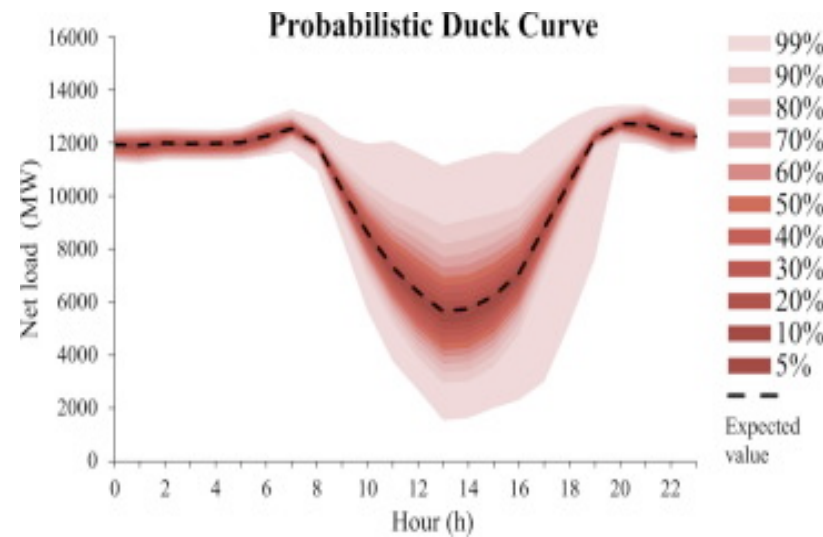
California, electricity load requirement
Typical spring day, gigawatts



Source: California ISO



— Total load — Residual load
— Solar PV feed-in — Wind power feed-in



Il “**debito totale di CO2**” di un impianto solare va da 600 a 3.140 chilogrammi di CO2 in luoghi soleggiati e da 1.200 a 6.280 chilogrammi di CO2 in regioni meno soleggiate. Questi numeri equivalgono a 2 a 20 voli Bruxelles-Lissabon (su e giù, per passeggero) - fonte di emissioni di CO2 Boeing 747. Ciò, peraltro, non include l'impatto ambientale dell'imballaggio, del trasporto e dell'installazione.

Come se ciò non bastasse, l'Unione degli scienziati interessati ci fornisce questo utile elenco di **sostanze chimiche pericolose** che vanno nella **produzione** delle celle fotovoltaiche:

1. acido cloridrico
2. acido solforico
3. acido nitrico
4. fluoruro di idrogeno
5. Tricloroetano
6. Acetone
7. Arseniuro di Gallio,
8. Rame
9. Indio
10. Gallio
11. Selenio
12. Cadmio
13. Tellururo

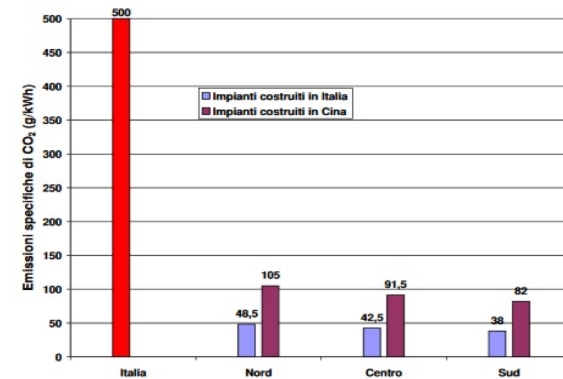
Infine, non si è mai ben approfondito un aspetto comunque da considerare: cosa succede quando si debba **smaltire** un campo fotovoltaico? Oggi non c'è alcuna chiara regolamentazione per garantire che le celle solari vengano effettivamente riciclate. Non possiamo, poi, dimenticare gli aspetti di **sicurezza** per proteggere la **salute** dei lavoratori, non tutti lo fanno. L'inalazione di polvere di silice è un problema serio e continuo per le persone che fabbricano celle fotovoltaiche per vivere. L'esposizione a lungo termine porta alla silicosi, che è caratterizzata da febbre, mancanza di respiro, perdita di peso e insufficienza respiratoria. Rende anche i malati più sensibili alla tubercolosi.

L'efficienza di un impianto non è data solamente dal tipo di silicio impiegato, ma anche dal livello di radiazioni solari che riceve. Ad esempio un impianto fotovoltaico in silicio monocristallino costruito interamente in Italia avrà una produttività energetica differente a seconda della sua ubicazione, al sud produrrà maggiori quantità di energia elettrica che se installato nel nord Italia, pertanto anche la sua quota di emissioni di anidride carbonica associata ai kWh prodotti varierà.

Emissioni di CO2 associate ai kWh fotovoltaici in Italia

Zona	Produttività annuale (kWh/kWp)	Emissioni in fase di costruzione (Kg/kWp)	Quota di emissioni di CO2 impianto italiano (grammi/kWh)	Quota di emissioni di CO2 impianto cinese (grammi/kWh)
Nord	1000-1200	1584	53-44	115-95
Centro	1200-1300	1584	44-41	95-88
Sud e isole	1300-1500	1584	41-35	88-76

Fig.3 – Emissioni specifiche di CO2 equivalente per impianti fotovoltaici a silicio monocristallino installati in Italia, rispettivamente di costruzione nazionale e cinese.



Energia impiegata per le tecnologie dei moduli al Silicio ed emissioni associate in Europa e in Cina

Tecnologia moduli PV	Efficienza moduli (%)	Energia impiegata ⁽¹⁾ (kWh/kWp)	Emissioni CO2 Europa ⁽²⁾ (Kg/kWp)	Emissioni CO2 Cina ⁽³⁾ (Kg/kWp)
Monocristallino	13,7	3301	1584	3433
Policristallino	13,2	2531	1215	2632
Amorfo	11,5	1981	951	2060

⁽¹⁾ Comprende il contributo di 74,96 kWh delle strutture di sostegno e dei cavi e 166,38 kWh dovuti all'inverter

⁽²⁾ Valore ottenuto assumendo per il sistema di generazione elettrica europeo il valore medio delle emissioni specifiche di CO2 equivalente pari a 0,48 kg/kWh

⁽³⁾ Valore ottenuto assumendo per il sistema di generazione elettrica cinese il valore medio delle emissioni specifiche di CO 2 equivalente pari a 1,04 kg/kWh, dati forniti per il 2007 dall'International Energy Agency (IEA, 2009)

L'acido solfidrico - altrimenti noto come idrogeno solforato o solfuro diidrogeno (H_2S) - è una molecola solubile in acqua ed etanolo, che sprigiona un fortissimo odore di "uova marce". Deriva dai processi di putrefazione e dal trattamento dei fanghi, nelle raffinazioni del petrolio. L'acido solfidrico (H_2S) è un veleno che agisce inibendo la respirazione mitocondriale, pertanto la sua azione tossica riguarda tutte le cellule del corpo che sfruttano il metabolismo aerobico

SCHEMA RIASSUNTIVO DELLA TOSSICITÀ DELL'ACIDO SOLFIDRICO - IDROGENO SOLFORATO - SOLFURO DIIDROGENO (H_2S)

Concentrazioni in parti per milione (ppm) Effetto sull'organismo umano

0,0047ppm	Limite inferiore di percezione per il 50% delle persone
<10ppm	Limite di esposizione senza danni alla salute, per 8 ore al giorno
10-20ppm	Limite oltre il quale gli occhi vengono irritati dal gas
50-100ppm	Concentrazione che causa danno cellulare
100-150ppm	Concentrazione che paralizza il nervo olfattivo
320-530ppm	Concentrazione che causa edema polmonare
530-1000ppm	Concentrazione che provoca iperventilazione
800ppm	Limite inferiore per mortalità del 50% delle persone dopo 5' di esposizione
>1000ppm	Concentrazione minima che provoca il collasso per soffocamento dopo 1 singolo atto respiratorio

**Cosa c'è dentro un Pannello FTV?
Non è certo tutto oro quel che luccica e
non è certo sostenibile né la sua
produzione, né il suo smaltimento**

L'Acido cloridrico o acido muriatico è un acido minerale forte (ovvero si ionizza completamente in soluzione acquosa) monoprotico (cioè ogni sua molecola, dissociandosi, libera un solo ione idrogeno), ed è il principale costituente del succo gastrico, oltre a essere un reagente comunemente usato nell'industria. L'acido cloridrico, in soluzione acquosa, è un liquido corrosivo. Deve essere quindi maneggiato con attenzione. L'acido cloridrico è stato classificato come un pericoloso inquinante atmosferico. Esso infatti è potenzialmente dannoso per la salute umana. La sua pericolosità è legata al suo forte potere corrosivo in grado di danneggiare gli organi e in particolare le vie respiratorie. In passato purtroppo sono avvenuti diversi incidenti che hanno comportato la morte di molte persone che si trovavano a contatto diretto con questa sostanza dal forte potere corrosivo.

L'acido nitrico è un acido forte, presente in natura sotto forma di sali (nitrati) e la cui formula chimica è HNO_3 . E' un ossidante forte che attacca quasi tutti i metalli. E' un agente attaccante molto particolare, con una reattività propria, ovvero, una reazione a contatto con la pelle di xantocromia (aspetto giallastro della pelle dopo un certo periodo di contatto, risultato della reazione con la cisteina della nostra pelle). La produzione dell'acido nitrico è estremamente inquinante, libera dei gas che contribuiscono alla manifestazione di piogge acide e aggravano l'effetto serra.

L'acido fluoridrico HF Il fluoruro d'idrogeno, HF , è il composto che sta alla base di tutta l'industria dei composti fluorurati e da esso trae origine tutta la vasta gamma dei composti fluorurati organici e inorganici oggi in commercio. È disponibile in forma anidra sotto forma di gas compresso liquefatto oppure sciolto in soluzione acquosa. Il fluoruro di idrogeno anidro è corrosivo, pericoloso, fumante e provoca gravi ustioni per contatto. genera una doppia azione: (a) corrosiva tramite gli ioni H^+ dell'acido e (b) tossica tramite gli ioni fluoruri F^- , che grazie alla distruzione degli strati superficiali. La distruzione degli strati superficiali permette in seguito all' HF e agli ioni fluoruri liberati progressivamente di infiltrarsi e di avviarsi verso i tessuti più profondi, causandone una necrosi e liquefazione. e miscele chimiche a base di acido fluoridrico hanno una classificazione specifica, con regole più severe giacché il prodotto è altamente tossico. In effetti, il rischio HF esiste anche quando la concentrazione è bassa. Sulla della pelle o nell'occhio dall'acido, penetrano in profondità e chelano il calcio e il magnesio, perturbando così gli equilibri biologici. Questa azione tossica porta gravi necrosi e scompensi dei diversi cicli metabolici. acido produce peci di reazione umide, appiccicose, corrosive e difficili da gestire. A causa delle impurezze inevitabilmente presenti nel materiale di partenza si ha la formazione di sottoprodotti, composti e materiali organici che, in generale, consumano acido solforico e oleum. I composti del fosforo, arsenico e boro necessitano di attrezzature speciali per essere rimossi mentre la presenza di ioni cloruro aumenta la corrosività dell' HF nei confronti delle apparecchiature.

I materiali costituenti i nuovi Moduli Ultra-sottili

Il **tricloroetano o R-140a** è un alogenuro alchilico di formula CH_3CCl_3 . Molto usato nella seconda metà del XX secolo come solvente industriale, prodotto dal 1950 al 1995 e dal 1996 bandito dal Protocollo di Montréal, in quanto come solvente organico clorurato ritenuto responsabile dell'allargamento del buco dell'ozono, è mortale per insetti e specie dell'ambiente acquatico. Sull'uomo agisce colpendo il sistema nervoso centrale dando sintomi classici dell'intossicazione quali vomito, confusione mentale, incoscienza e nei casi più gravi procurando la morte. Sospetto teratogeno che può provocare tali malformazioni qualora la madre venga esposta ad essa durante la gravidanza o, in alcuni casi, anche prima di essa.

Fra i nomi commerciali con cui era maggiormente conosciuto si ricordano Genklene (ICI), metilcloroformio, Solvente 111. A temperatura ambiente si presenta come un liquido incolore dall'odore dolciastro. È un composto nocivo, pericoloso per l'ambiente. È stato impiegato come solvente per composti organici, molto efficiente in quanto la sua bassa polarità permette di sciogliere moltissimi composti senza però miscelarsi con i solventi apolari, permettendo in questo modo di funzionare da solvente selettivo ed estraattore. Nell'industria metalmeccanica ha trovato impiego come pulitore e sgrassante, anche nel rimuovere residui di PVC da metalli quali argento e rame. Nell'industria elettronica come solvente fotoresistente. Nell'industria delle vernici, degli inchiostri, delle colle e degli adesivi come solvente. Nell'industria fotografica e della cinematografia come solvente per pulizia e restauro di pellicole fotografiche.

La seconda generazione, oggi in fase di sviluppo, è quella dei **moduli fatti con film sottili di materiali semiconduttori microcristallini** che si prestano alla deposizione in strati su lamine di supporto (vetro, metallo, plastica, ecc.), come ad esempio il silicio amorfo idrogenato, il diseleniuro di indio e rame, il telluriuro di cadmio, il solfuro di cadmio, ecc. Per questi prodotti è stato possibile mettere a punto un processo industriale in continuo, quasi completamente automatizzato, che può portare a ridurre fortemente i valori di produzione dal momento che il costo del materiale fotovoltaico in film sottile risulta pressoché trascurabile nei confronti degli altri costi tecnologici. Dato il costo più basso per la produzione, la competitività dell'energia prodotta può essere ottenuta con un'efficienza dei moduli un po' più bassa di quella della prima generazione, in ogni caso sempre superiore a circa il 13-15%. Tale valore è stato ottenuto in laboratorio per submoduli di piccola superficie, ma esso non è stato ancora raggiunto nei moduli di produzione industriale, che mostrano oggi efficienze attorno al 10%. Il processo di sviluppo è in corso e la probabilità di ottenere la competitività nel prossimo futuro è alta. Esistono tuttavia molti dubbi di tipo ecologico sulla possibilità di diffondere su larga scala l'uso di impianti a film sottili. Infatti, se si eccettua il silicio amorfo (che ha però altri problemi), tutti gli altri materiali possiedono caratteristiche di **alta tossicità**, che porterebbero a precauzioni di sicurezza nell'uso e, soprattutto, a **problematiche di smaltimento dei rifiuti a fine vita operativa** con conseguente innalzamento dei costi economici.

Rame, indio, selenio e gallio, oltre al Cadmio, sono elementi fondamentali per la creazione dei nuovi Moduli a fili sottili con semiconduttori. Già presenti in commercio ma con la fase di R&S ancora attiva. Hanno efficienze abbastanza alte: attualmente fino al 13%. I costi attuali sono leggermente inferiori ai sistemi al silicio con prospettive però di riduzione, considerando anche la minima quota di mercato attualmente occupata.

Un grosso problema è la scarsa disponibilità di indio – un metallo raro "jolly", indispensabile per produrre gli schermi Lcd, i display sensibili al tatto dei cellulari e alcune celle fotovoltaiche a film sottile. Viene ricavato soprattutto da miniere in Cina e Giappone. Ma nei prossimi anni la richiesta è destinata ad aumentare oltre la disponibilità sul mercato, trainata dalla domanda di tecnologie elettroniche e solari. In realtà smartphone, monitor e altri rifiuti elettrici ed elettronici ("Raee", in sigla) sono miniere ricche di indio da riciclare. Eppure secondo l'Onu meno dell'1% viene recuperato dagli scarti

Un grosso problema è la scarsa disponibilità di selenio - Il selenio si trova sotto forma di seleniuro in molti solfuri minerali e si ottiene come sottoprodotto dell'estrazione di tali elementi o delle raffinerie di rame o dalla fanghiglia delle camere al piombo degli impianti per la produzione di acido solforico. Questi fanghi possono essere lavorati in diversi modi per estrarre selenio libero. Anche se il selenio puro nei dosaggi appropriati non è tossico, molti dei suoi composti invece sono estremamente tossici, con effetti molto simili a quelli dell'arsenico. Uno di questi composti è l'idruro di selenio. Piante cresciute in suoli ricchi di selenio possono causare gravi intossicazioni agli animali che dovessero cibarsene.

Il limite maggiore è nella pericolosità della lavorazione del cadmio.

Il **cadmio** è un elemento piuttosto raro in natura dove non esiste libero, ma si trova nei minerali dello zinco, soprattutto in uno, blenda (come solfuro). Il cadmio è un metallo bianco-argenteo, abbastanza tenero. Da molti minerali si può estrarre il cadmio, anche con un procedimento, in alternativa a quello elettrolitico, basato sulla facile riducibilità dell'ossido e sulla discreta volatilità del metallo. Mescolando, infatti, questi residui con polverino di carbone e riscaldando il tutto a 900 °C in forni rotativi, o meglio ancora in storte di refrattario, muniti di opportuni condensatori, si ricava un concentrato di cadmio più ricco di quello di partenza. Ripetendo più volte l'operazione, si perviene infine a un metallo abbastanza puro, che per semplice rifusione con fondenti basici (per es. soda) adatti a scorificarne le ultime impurezze, raggiunge un titolo sufficiente per la maggior parte degli impieghi. La depurazione del c. grezzo si può eseguire anche elettroliticamente. Tra i più importanti impieghi va ricordato quello riguardante il rivestimento protettivo di altri metalli, e particolarmente di acciai. La cadmiatura, che viene oggi effettuata quasi sempre per elettrodeposizione, possiede rispetto alla zincatura, di cui è però più costosa, il pregio di un aspetto più brillante e duraturo e inoltre di una maggiore resistenza agli agenti atmosferici e agli alcali. In espansione risultano pure i consumi di cadmio per la preparazione delle leghe antifrizione e delle leghe per saldatura a base di zinco, dove sostituisce il più costoso stagno. Viene inoltre usato in aggiunta (0,5 ÷ 1%) al rame destinato ai cavi elettrici e telefonici e ai metalli preziosi per alcune leghe usate in gioielleria. La produzione è andata progressivamente aumentando, fino a raggiungere le attuali 17.000 t/anno all'incirca. I paesi più forti produttori di cadmio risultano essere SUA, Giappone, URSS, Belgio, Germania. La produzione italiana non è molto elevata, circa 500 t/anno, sostanzialmente sufficiente al fabbisogno.

Il cadmio metallico è impiegato nell'industria per la produzione di acciaio e plastiche. I composti sono usati nella produzione di batterie e di componenti elettronici.

Il cadmio viene rilasciato nell'ambiente con i reflui. Permanendo nel terreno il cadmio può avere sostanzialmente due destini:

- Può rimanere all'interno del terreno e quindi può essere assorbito dalle piante. Le piante hanno una capacità di assorbire il cadmio in generale piuttosto alta (dipende dai singoli vegetali). Se la pianta che lo contiene muore, il metallo torna nel terreno pronto per essere assorbito dalle altre piante, che sfruttano il materiale organico lasciato dalle precedenti.
- Può essere spostato dalle piogge e finire nelle falde acquifere. Questo ha tre conseguenze: 1) il metallo viene portato nei fiumi da dove può essere assorbito dalle piante che si trovano sulle rive, perpetuando il processo di permanenza nell'ambiente; 2) può essere estratto direttamente con l'acqua (non potabile) utilizzata per l'irrigazione delle altre piante, immettendolo quindi di fatto nelle coltivazioni; 3) non viene estratto ed arriva al mare, dove viene assorbito dai vegetali acquatici, le alghe. In questo modo entra all'interno della catena alimentare marina, e infatti tra gli alimenti da cui si può prendere il cadmio ci sono proprio i pesci.

L'arseniuro di gallio è un importante semiconduttore usato in molti dispositivi elettronici, soprattutto nei diodi LED e nella tecnologia GaAs dei film sottili. Il comitato europeo per la Valutazione dei Rischi ha suggerito alla Commissione di classificare l'arseniuro di gallio tra le sostanze cancerogene di categoria 1A (H350) e tra le sostanze tossiche per la riproduzione di categoria 1B (H360F). La Francia, invece, ha proposto la classificazione tra le sostanze cancerogene di categoria 2 (H351). La tecnologia GaAs è attualmente la più interessante dal punto di vista dell'efficienza ottenuta, superiore al 25-30%. Tuttavia la produzione di queste celle è limitata da **costi altissimi** e dalla **scarsità del materiale**, utilizzato prevalentemente nell'industria dei "semiconduttori ad alta velocità di commutazione" e dell'optoelettronica (led e fototransistori). Infatti la tecnologia GaAs viene utilizzata principalmente per applicazioni spaziali, dove sono importanti pesi e dimensioni ridotte. I risultati ottenuti con celle GaAs danno un'efficienza di conversione maggiore del 30%. 25 maggio 2010 il comitato per la valutazione dei rischi dell'Agenzia europea per le sostanze chimiche (ECHA) ha adottato una decisione in merito alla proposta francese ai fini di una classificazione armonizzata dell'arseniuro di gallio (GaAs) in virtù del regolamento (CE) n. 1272/2008 (regolamento CLP).

Gli incentivi

Gli incentivi consentono di :

- **Annullare il differenziale iniziale** di costo;
- **Valorizzare le esternalità positive** delle fonti rinnovabili.

Incentivi basati su **regimi di mercato**:

- **certificati verdi**: obbligo di una quota minima di fonti rinnovabili cui far fronte tramite produzione diretta o acquisto di “permessi negoziabili”

Incentivi basati su **regimi amministrati**:

- **CIP6**: tariffe incentivanti per il ritiro di energia prodotta da “fonti rinnovabili e assimilate” da parte del Gestore del sistema elettrico;
- **Feed-in tariff**: tariffa omnicomprensiva per impianti da fonti rinnovabili di potenza inferiore a 1 MW (200kW per l’eolico), ad esclusione del solare;
- **Feed-in premium**: premio aggiuntivo al prezzo di mercato, per impianti fotovoltaici e solare termodinamico;

Tutti gli incentivi lasciano agli operatori hanno un **margin di scelta**. I regimi di mercato presentano due caratteristiche:

- inducendo ad allocare gli sforzi dove è minore il costo della modifica, **minimizzano il costo sostenuto dal sistema** nel suo complesso;
- **il produttore sopporta un rischio più elevato**.

Il “premio” aggiuntivo al prezzo di mercato **combina elementi dei due regimi**.

La Storia del Fotovoltaico in Italia e negli altri Paesi europei è Storia di forte contribuzione pubblica al loro impiego. Senza di essi, quella tecnologia non sarebbe stata implementata con le sole “forze del Mercato”. Da incentivi statali diretti sino ad una serie di detrazioni fiscali, il fotovoltaico negli anni è stato oggetto di diversi interventi tesi alla sua espansione e diffusione nel nostro Paese. Tra il 2005 ed il 2013 questo settore è stato sostenuto, in modo considerevole, da una serie di incentivi statali di durata ventennale che hanno contribuito alla crescita ed alla diffusione di questa particolare soluzione energetica. A sostenere la crescita del fotovoltaico è stato il Conto Energia, un piano europeo di incentivazione mirato a sostenere la diffusione di impianti di produzione di elettricità da fonte solare perennemente collegati alla rete elettrica. Il 1° Conto Energia è iniziato in Italia nel 2005 mentre l’ultimo, il quinto, si è concluso nel 2013, quando gli incentivi veri e propri sono stati sostituiti da un sistema di detrazioni fiscali legato al costo effettivo dell’impianto fotovoltaico.

PAESE	FOTOVOLTAICO	EOLICO	IDROELETTRICO & POMPAGGI	BIOMASSE	GEOTERMICO	PIL		PETROLIO	CARBONE	GAS	NUCLEARE
	9%	6%	14%	6%	2%	37%	6%	12%	45%	0%	
	6%	16%	3%	8%	0%	33%	4%	37%	13%	12%	
	5%	18%	8%	2%	0%	33%	13%	17%	16%	21%	
	4%	11%	9%	6%	0%	30%	2%	23%	20%	25%	
	3%	15%	3%	8%	0%	29%	1%	7%	41%	21%	
	2%	5%	10%	2%	0%	19%	1%	1%	7%	72%	
	0%	8%	1%	6%	0%	15%	3%	77%	5%	0%	

Il **primo conto energia** prevedeva un sistema di **incentivazione della produzione di energia elettrica consumata**. In sostanza, il privato che sceglieva il fotovoltaico riceveva somme di denaro a cadenza generalmente mensile per i primi 20 anni di attività dell'impianto e soltanto sull'energia auto-consumata. Inoltre tutta l'energia prodotta, ma non consumata direttamente, bensì immessa in rete veniva retribuita a prezzi ancora superiori. La condizione necessaria per poter ottenere tali incentivi era rappresentata dal collegamento dell'impianto alla rete elettrica. Gli impianti "stand-alone" non collegati alla rete elettrica non sono stati incentivati dal primo conto energia. Questo sistema ha aperto le porte alla speculazione finanziaria rappresentata dalla possibilità di acquistare all'estero (fuori UE) i **pannelli fotovoltaici** rientrando dell'investimento in pochi anni e approfittando dei significativi guadagni derivanti dalla rivendita di energia.

Con una serie di interventi correttivi ed **ottimizzazioni di tipo burocratico e tecnico**, il secondo conto energia (2007-2010) e il terzo conto energia (2010-2011) hanno seguito le stesse linee guida del primo, discostandosi per alcuni aspetti. In particolare, con il 3° CE sono stati definiti **limiti di potenza incentivabile** in relazione alle varie tipologie di impianto. Si verifica inoltre una sostanziale riduzione del costo dei componenti fotovoltaici, che incide sulla decisione di **ridurre progressivamente la tariffa incentivante**. Inoltre sempre all'interno del 3° CE vengono stabilite normative che rendono lo "**scambio sul posto**" un meccanismo con **convenienza a lungo termine** (prima era valido solo per i primi 20 anni di vita dell'impianto) e di cui si può godere per l'intero arco di tempo in cui l'impianto continuerà a produrre.

- Il costo dell'energia prodotta da impianti fotovoltaici è ancora di gran lunga non competitivo rispetto alle altre fonti di produzione
- Di conseguenza sono indispensabili politiche di incentivazione al fine di favorire la diffusione di questi impianti che presentano indubbi vantaggi ambientali
- In Italia, dopo una prima fase di incentivi "a fondo perduto", è stato scelto il meccanismo degli incentivi "in conto energia" sull'esempio positivo della Germania

Primo conto energia
(DM 28/07/2005 e DM 06/02/2006)

- Impianti entrati in esercizio dal 1° ottobre 2005, ormai esaurito
- Potenza finanziata 500 MW

Secondo conto energia
(DM 19/02/2007)

- Impianti entrati in esercizio dal 13 aprile 2007
- Potenza finanziata 1200 MW con moratoria di ulteriori 14 mesi (24 per gli enti pubblici)

DM 6 LUGLIO 2012: TARIFFA INCENTIVANTE

Potenza ≤ 1 MW

Tariffa incentivante onnicomprensiva

$$T_o = T_b + P_r$$

P_r : premio

T_b : tariffa incentivante base

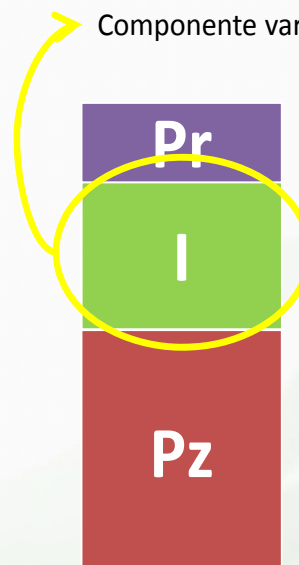


Potenza > 1 MW

Incentivo

$$I_{\text{nuovo}} = T_b + P_r - P_z$$

Componente variabile, da cui *Sliding FIP*



P_r : premio

$$I = T_b - P_z$$

Nel caso di incentivo negativo: $I=0$

P_z : prezzo zonale orario

Nel caso di prezzo zonale orario negativo: $P_z=0$

Es: prezzo zonale 2012

- zona Sud: 70 €/MWh
- zona Nord: 74 €/MWh

A partire dal **quarto Conto Energia (2011-2012)**, e successivamente con il **Quinto Conto Energia (2012-2013)**, viene introdotto un importante principio legato al premio **dell'auto-consumo dell'energia elettrica prodotta tramite impianti fotovoltaici**. Sostenere l'auto-consumo domestico e, quindi, la riduzione dell'energia prodotta tramite fonti non rinnovabili ha permesso di ridurre la speculazione finanziaria sulla realizzazione degli impianti fotovoltaici. In precedenza, infatti, rivendere l'energia prodotta risultava più conveniente che auto-consumarla. Con l'introduzione della distinzione tra piccoli e grandi impianti, sono stati previsti dei limiti alla potenza incentivabile per tutti gli impianti di produzione che rientrano nella categoria "grandi impianti" e, nello stesso tempo, c'è stata l'introduzione di un **bonus extra pari al 10% per chi sceglieva di realizzare impianti costituiti da almeno il 60% dei componenti prodotti in UE** (manodopera esclusa). In questo periodo, inoltre, **il costo effettivo dei pannelli fotovoltaici inizia a scendere** contribuendo a rendere questa tecnologia di produzione energetica sempre più conveniente e alla portata di un numero di utenti maggiore, anche in relazione ad un concreto incremento dell'efficienza energetica.

DM 6 LUGLIO 2012: TARIFFE INCENTIVANTI BASE 1/2

Fonte rinnovabile	Tipologia	Potenza	VITA UTILE degli IMPIANTI	tariffa incentivante base
		kW	anni	€/MWh
Eolica	On-shore	1<P≤20	20	291
		20<P≤200	20	268
		200<P≤1000	20	149
		1000<P≤5000	20	135
		P>5000	20	127
	Off-shore (1)	1<P≤5000	25	176
		P>5000	25	165
Idraulica	ad acqua fluente (compresi gli impianti in acquedotto)	1<P≤20	20	257
		20<P≤500	20	219
		500<P≤1000	20	155
		1000<P≤10000	25	129
		P>10000	30	119
	a bacino o a serbatoio	1<P≤10000	25	101
		P>10000	30	96
Oceanica (comprese maree e moto ondoso)		1<P≤5000	15	300
		P>5000	20	194
Geotermica		1<P≤1000	20	135
		1000<P≤20000	25	99
		P>20000	25	85
Gas di scarica		1<P≤1000	20	99
		1000<P≤5000	20	94
		P>5000	20	90
Gas residuati dai processi di depurazione		1<P≤1000	20	111
		1000<P≤5000	20	88
		P>5000	20	85

Tariffe maggiori:

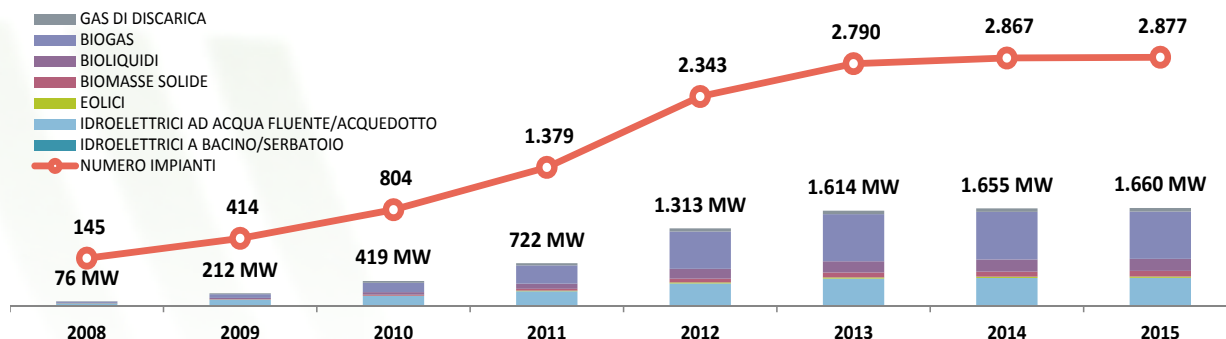
- Fonte oceanica fino a 5 MW;
- Eolica on shore fino a 20 kW;

Idro:

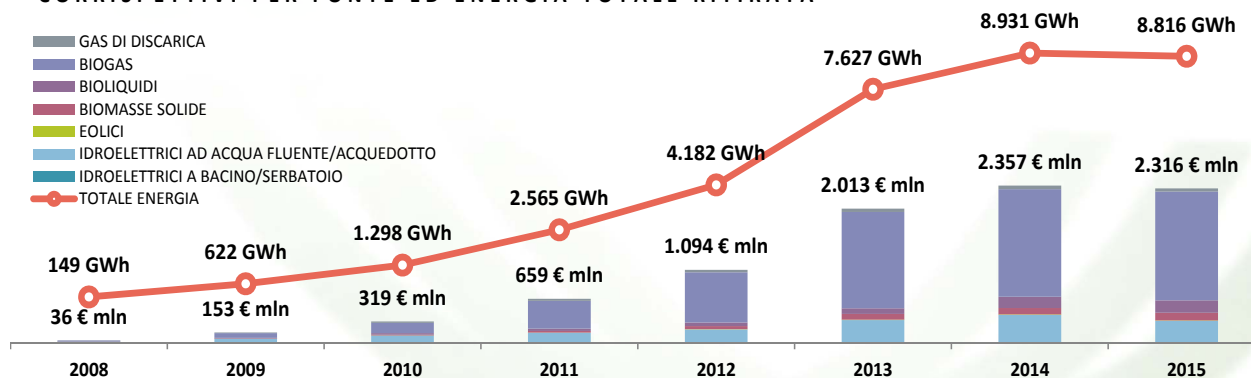
- Tariffe differenziate sulla base della tipologia di idroelettrico (più basse in caso di bacino o serbatoio)

TARIFFA ONNICOMPRESIVA: ALCUNI ASPETTI

POTENZA PER FONTE E NUMERO IMPIANTI IN CONVENZIONE



CORRISPETTIVI PER FONTE ED ENERGIA TOTALE RITIRATA



Sia in termini di potenza che in termini di costo, primeggiano gli impianti a Biogas, seguiti dagli impianti a biomassa solida e a biomassa liquida.

* Fonte GSE Presentazione Rapporto Attività 2015

Dal luglio del 2013, tutte le disposizioni e il sistema di incentivi del conto energia non sono più applicabili, ma la scelta del fotovoltaico continua a rivelarsi una soluzione particolarmente vantaggiosa grazie alla possibilità di sfruttare una detrazione fiscale del 50% del costo d'acquisto dell'impianto fotovoltaico, una soluzione che permette di ridurre al minimo i costi iniziali e sfruttare i vantaggi relativi alla produzione di energia elettrica che sfrutta una tecnologia oramai matura ed affidabile.

Attualmente inoltre lo sviluppo del settore fotovoltaico è uno dei fondamenti della SEN (Strategia Energetica Nazionale) e trainerà il cambiamento del settore energetico italiano dei prossimi anni, grazie a nuove iniziative (alcune delle quali riguardanti la manutenzione degli impianti già esistenti) e all'ulteriore sviluppo dei Sistemi Efficienti di Utenza (SEU) e alla progettazione delle Smart Grid.

Il fotovoltaico continua a vivere una fase di espansione e continua trasformazione. I primi incentivi previsti dalle varie edizioni del “Conto energia” hanno contribuito ad incrementare la produzione nazionale di energia fotovoltaica, mentre il nuovo sistema di detrazione fiscale abbinato ad una tecnologia sempre più matura ed affidabile rappresentato, ad oggi, un concreto sostegno per tutti gli utenti interessati ad investire in questo settore.

La produzione “in proprio” di energia elettrica pulita rappresenta oggi una scelta davvero conveniente. L'incremento dell'efficienza dei pannelli fotovoltaici e l'arrivo sul mercato di batterie utili per accumulare i surplus di energia permettono di ridurre al minimo - e in alcuni casi persino di azzerare - il prelievo di energia dalla rete con evidenti vantaggi economici. Scegliere il fotovoltaico come sistema di approvvigionamento energetico ed anche come vero e proprio investimento economico è uno scenario concreto, particolarmente vantaggioso e, soprattutto, alla portata di numero sempre maggiore di utenti.

Quando l'impianto fotovoltaico produce, l'energia prodotta ha due possibili “vie”:

1. viene direttamente auto-consumata nel momento stesso della produzione,
2. viene immessa in rete e conteggiata dal contatore di scambio.

Se l'impianto fotovoltaico è dotato di un sistema di accumulo, allora l'energia ha una “terza via” che è l'accumulo in batterie.

Quando l'impianto fotovoltaico non produce, l'energia necessaria viene prelevata dalla rete elettrica. Questa energia viene pagata normalmente attraverso le usuali bollette elettriche. Ogni utente avrà quindi le tariffe previste dal proprio operatore elettrico. Se l'impianto fotovoltaico è dotato di un sistema di stoccaggio, l'utente preleva in maniera prioritaria dalle batterie. Quando queste sono scariche, preleverà dalla rete pagando in bolletta l'energia prelevata. Il contributo dello scambio sul posto è un “rimborso” fittizio (un “contributo”, appunto) che ripaga l'utente per l'energia che ha immesso in rete. La forma della remunerazione non è la sola “vendita” dell'energia, ma è la vendita dell'energia più il rimborso di parte dei servizi di rete: distribuzione, dispacciamento, misura, ed alcuni oneri generali di sistema. Ovviamente non vengono rimborsate le imposte. Oltre a questo c'è l'eventuale pagamento delle **eccedenze**. Queste si hanno se, alla fine dell'anno solare, il totale dell'energia immessa è maggiore del totale dell'energia prelevata. Se, a seguito del congruaggio di fine anno, risultano delle eccedenze, queste vengono pagate e trattate ai fini fiscali come se fossero una vendita di energia. Il prezzo di vendita è il prezzo di mercato medio dell'anno precedente. Operativamente parlando il contributo dello scambio sul posto, ed il calcolo della liquidazione delle eventuali eccedenze, si traducono in numeri, formule e conteggi. Le formule si possono trovare nelle regole “tecniche” sul funzionamento dello SSP.

Vediamo la **formula per il calcolo dello scambio sul posto**.

Il **CS** è il **contributo dello scambio sul posto**. La formula di calcolo del Contributo in conto scambio, per impianti sotto i 20 Kw, è:

$$Cs = \min [Oe ; Cei] + CUsf \times Es$$

Dove:

Oe = *Onere energia*, cioè il prezzo dell'energia elettrica prelevata dalla rete e pagato dall'utente. Il prezzo dell'energia è espresso in euro ed è il prodotto tra i Kwh prelevati ed il **prezzo unico nazionale (PUN)** (questo è un elemento di novità delle semplificazioni attuate da inizio 2013). Il prezzo unico nazionale è variabile in base ai prezzi di mercato ed è una media nazionale dei prezzi rilevati ogni mese in ogni regione.
Quindi: **Oe = Kwh x PUN**.

Cei = *Controvalore dell'energia immessa*, cioè il prezzo, o meglio il valore economico, dell'energia immessa in rete. Questo è il prodotto tra Kwh immessi ed il prezzo zonale dell'energia sul "mercato del giorno prima". Ogni giorno infatti, in tempo reale, come una vera e propria borsa, i prezzi di acquisto e vendita dell'energia fluttuano in base alle dinamiche del mercato.
Quindi: **Cei = Kwh x prezzo energia sul mercato del giorno prima**.

CUsf = *Corrispettivo Unitario di Scambio Forfettario*, cioè un valore espresso in centesimi di euro calcolato forfettariamente dal gse in base a vari parametri. Nel dettaglio questo valore contiene le tariffe di: trasmissione, distribuzione, dispacciamento ed alcuni oneri normalmente addebitati in bolletta (componenti A, UC, UC3 e UC6) vigenti nel mese in corso (non viene rimborsata la componente MCT).
Quindi: **CUsf = c€/kwh**

Es = *Energia Scambiata*, cioè i Kwh che ho prima immesso e poi ri-prelevato per i miei consumi. Tecnicamente è pari al minimo tra kwh immessi e kwh prelevati in totale durante l'anno.

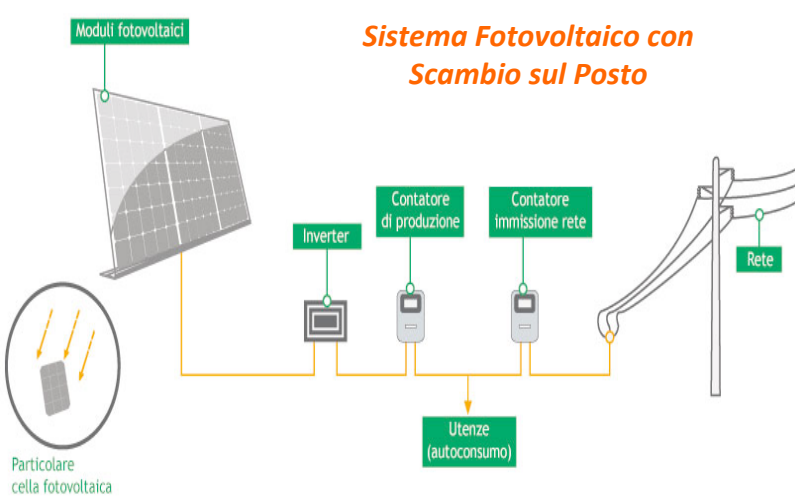
Quindi: **Es = Kwh** scambiati con la rete.

Questo è il contributo per compensare l'energia scambiata. Oltre a questo: se a fine anno il totale dell'energia immessa è superiore al totale dell'energia prelevata, allora si hanno delle **eccedenze**, cioè: surplus di energia immessa nella rete enel rispetto a quella prelevata per i propri consumi.

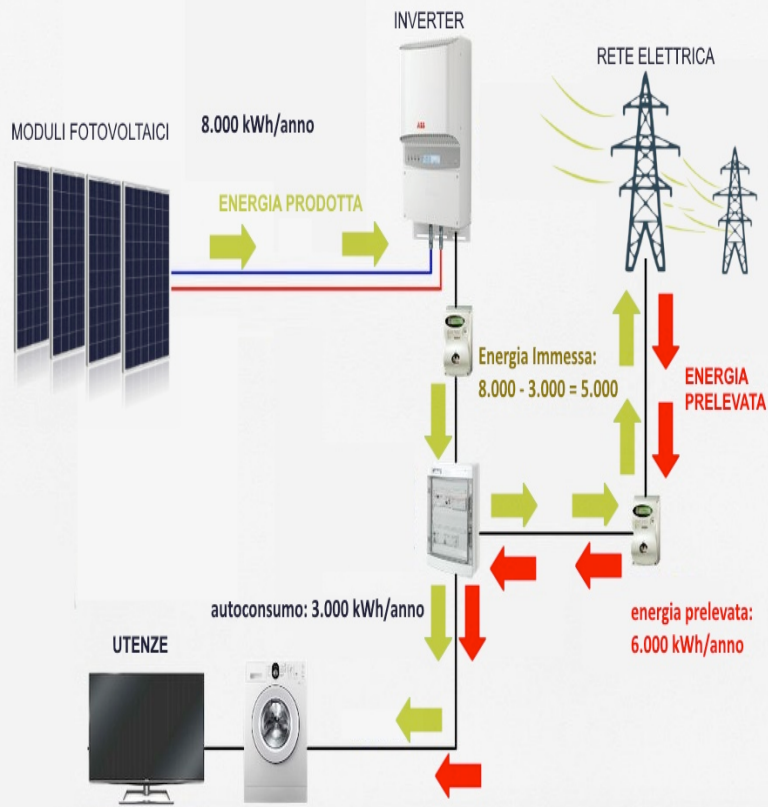
Il corrispettivo per le eccedenze immesse è **aggiuntivo** rispetto al Cs (Contributo in conto scambio) di cui sopra.

Questi kwh di eccedenza vengono remunerati al prezzo di mercato dell'energia e sono sottoposti a tassazione perchè fiscalmente sono equiparabili ad una vendita. Nonostante venga considerata come una "vendita" di energia dell'utente al Gse, la liquidazione dell'eccedenza non richiede partita iva, ma la sola dichiarazione fiscale come "reddito occasionale" che si somma agli altri redditi della persona fisica.

Tornando alla formula: se *Cei* è maggiore di *Oe*, la differenza tra i due è l'eccedenza. L'eccedenza, se la si vuole riscuotere, è equiparabile a una "vendita", ma in alternativa è possibile metterla "a credito" per il contributo dell'anno successivo.



LO SCAMBIO SUL POSTO : COME FUNZIONA



Il servizio di Scambio sul Posto è una particolare forma di autoconsumo in sito che consente di compensare l'energia elettrica prodotta e immessa in rete in un certo momento con quella prelevata e consumata in un momento differente da quello in cui avviene la produzione. Nello Scambio sul Posto si utilizza quindi il sistema elettrico quale strumento per l'immagazzinamento virtuale dell'energia elettrica prodotta ma non contestualmente autoconsumata. Condizione necessaria per l'erogazione del servizio è la presenza di impianti per il consumo e per la produzione di energia elettrica sottesi a un unico punto di connessione con la rete pubblica. Alla luce degli ultimi risvolti normativi il contratto di scambio sul posto fotovoltaico **dal 2015** è attuabile non più per gli impianti fino ai 200 kw, ma **per tutti gli impianti fotovoltaici fino a 500 kw che entrano in funzione dal primo gennaio 2015**. Non solo: le **detrazioni fiscali** del 50% per chi installa il fotovoltaico domestico (sotto ai 20 kw) sono **prorogate a tutto il 2015**. Chiariamo subito tre cose:

1) lo scambio sul posto, anche se è stato "semplificato" rispetto alle origini, prevede un contributo ("contributo in conto scambio") che viene calcolato in maniera abbastanza complessa sulla base di diversi parametri, che **variano nel tempo come variano i prezzi dell'energia sul mercato elettrico** e dipende, oltre che dai prezzi correnti di mercato, dalle quantità effettive di energia immessa e prelevata nella rete.

2) **lo scambio sul posto è un "incentivo malcelato"**: gli incentivi diretti sono terminati a luglio 2013. Lo scambio sul posto è cumulabile con le detrazioni fiscali, sicchè, per gli impianti domestici, è possibile usufruire contemporaneamente dello scambio sul posto e delle detrazioni fiscali. Le due forme di "agevolazione", con i prezzi di oggi delle installazioni, sono tranquillamente equiparabili agli incentivi. Di fatto agli incentivi si sono sostituiti i benefici delle detrazioni fiscali (per gli impianti al servizio delle abitazioni), prorogate al 50% a tutto il 2015.

3) Le bollette, emesse dal proprio operatore vengono pagate normalmente per tutta l'energia prelevata dalla rete (e, ovviamente, **solo per questa**). Il contributo del Gse interviene "a posteriori" rimborsando parte delle bollette pagate al proprio operatore di vendita. Per chi ha un impianto fotovoltaico in scambio sul posto, dunque, i referenti sono due: (1) il proprio operatore elettrico (es. Enel Energia, Acea, A2a, ecc...) per le bollette e per i contatori, (2) il Gse (il Gestore dei Servizi Energetici) per il contratto di scambio. Periodicamente il proprio operatore di vendita comunica le letture (kwh di energia immessa e prelevata) al Gse che effettua i calcoli per l'emissione dei contributi che vengono erogati con acconti semestrali e conguagli annuali.

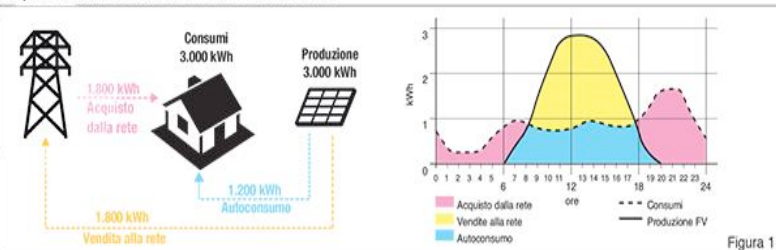
Il sistema dello scambio sul posto, regolato dal **Gse** (Gestore dei Servizi Energetici), è un meccanismo per valorizzare ulteriormente l'energia prodotta dal tuo impianto. Ulteriormente perchè la prima e più significativa fonte di valorizzazione dell'energia prodotta è l'autoconsumo immediato, istantaneo. La quota di energia autoconsumata non passa dal contatore bidirezionale, ma solo dal contatore di produzione, per passare direttamente al servizio della tua utenza. Questo passaggio "diretto" bypassa l'utilizzo della rete elettrica del gestore, evita quindi le spese ad esso connesse e le spese di prelevamento associate alla bolletta elettrica. Lo scambio sul posto valorizza attraverso i propri consumi abituali **anche** tutta l'energia **non istantaneamente** autoconsumata che viene **immessa in rete**. Questo meccanismo permette la **compensazione economica** tra il valore dell'energia immessa in rete e ri-prelevata dalla rete per i propri consumi. L'energia immessa nella rete elettrica è tutta quella non immediatamente autoconsumata.

Come funziona il sistema di accumulo per il fotovoltaico

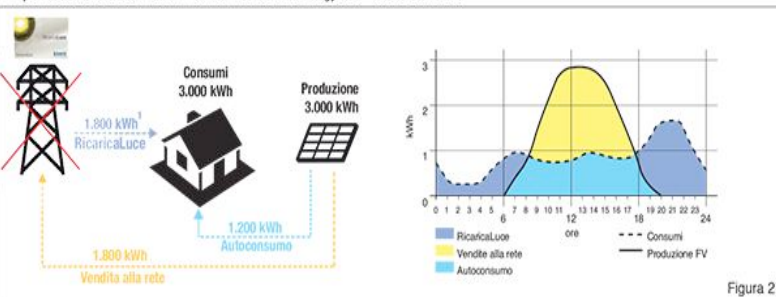


Impianto Fotovoltaico con moduli e accumulo virtuale - Utenza domestica

Impianto fotovoltaico con moduli standard - Utenza domestica



Impianto fotovoltaico con moduli Invent e RicaricaLuce EnergyGate - Utenza domestica



Sistema Fotovoltaico con Accumulo (batterie)

