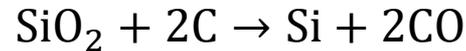


Tecnologia Fotovoltaica

Produzione di una cella fotovoltaica (1)

Il silicio è uno degli elementi più abbondanti sulla terra; allo stato naturale si trova principalmente sotto forma di ossido (SiO_2 , sabbia). La produzione delle celle fotovoltaiche al silicio monocristallino avviene con i seguenti passaggi:

- Dalla sabbia si ottiene il silicio con grado metallurgico (MG-Si), con una purezza del 98%, facendo reagire la sabbia con carbone in una fornace ad arco alla temperatura di circa $1800\text{ }^\circ\text{C}$



- Dal silicio con grado metallurgico si ottiene il silicio con una purezza pari almeno al 99.999 % (5N, SG-Si: Solar Grade Si). Per l'utilizzo nei chips dei computer è necessaria una purezza pari almeno al 99.9999999 % (9N, EG-Si: Electronic Grade Si). Si possono utilizzare diversi procedimenti; quello più utilizzato prevede la produzione di triclorosilano mediante distillazione dopo avere fatto reagire il Si con acido cloridrico in un reattore a letto fluido.

Il silicio con grado solare viene quindi ottenuto sotto forma di sbarre ($L \cong 2\text{ m}$, $d \cong 30\text{ cm}$) in un reattore in cui il triclorosilano e l'idrogeno fluiscono ad una temperatura di circa $1350\text{ }^\circ\text{C}$

- Dal silicio con grado solare viene infine ottenuto il silicio direttamente utilizzabile nelle celle al silicio monocristallino mediante il processo CZ (Czochralski process) che prevede la fusione delle barre di SG-Si in un crogiolo a $1450\text{ }^\circ\text{C}$ e la successiva cristallizzazione. Vengono quindi prodotte delle sbarre di silicio monocristallino con lunghezze fino a 2 m e diametro fino a 15 cm.

Produzione di una cella fotovoltaica (2)

- Le sbarre di silicio monocristallino vengono quindi tagliate in sottili fogli (wafers) dello spessore desiderato (180 μm). In questo processo viene generato molto scarto che non può essere riutilizzato direttamente. Esistono processi che eliminano questa fase.
- I wafers vengono drogati con drogaggio di tipo p
- Viene realizzato il texturing della superficie
- Viene infine ottenuta la giunzione p-n mediante diffusione di fosforo per creare lo strato drogato con drogaggio di tipo n. Il processo avviene a temperature di 800-900 °C ed è molto energivoro
- Viene depositato uno strato di nitruro di silicio (Si_3N_4) che funge da strato antiriflesso
- Viene coperta la superficie dell'anodo con uno strato di alluminio; nella tecnologia PERC (Passivated Emitter and Rear Cell, la più utilizzata attualmente), anche all'anodo viene inserito fra il metallo ed il semiconduttore uno strato di ossido che riduce il fenomeno della ricombinazione.
- Vengono creati i contatti metallici al catodo
- Seguono una ulteriore fase di riscaldamento (800 °C) e trattamento delle superfici laterali.

Produzione di una cella fotovoltaica (3)

Le celle singole hanno una tensione a vuoto troppo piccola per potere essere utilizzate nelle applicazioni di potenza e quindi le celle vengono connesse in serie per formare un modulo (un modulo può contenere 36, 48, 60, 72 celle).

- Le celle vengono collegate in serie mediante nastri di rame e poste all'interno di due fogli di Etilene-Vinil-Acetato (EVA) trasparenti, sul lato frontale viene posto una lamina di vetro mentre nel lato posteriore una lamina di polivinilfluoruro (Tedlar, Dupont). Segue infine un trattamento termico in presenza di vuoto a 150 °C. È possibile anche utilizzare una lamina di vetro al posto del PVF
- Il modulo viene fissato con un telaio di alluminio

Moduli fotovoltaici (1)

Denominazione	C-Si M M200	SPR245 NE-WHT
Produttore	Bosh Solar	SunPower
Tipo di cella	mono-Si	mono-Si
Potenza nominale (P_N)	200 Wp	245 Wp
Corrente nominale (I_N)	8.10 A	6.05 A
Tensione nominale (V_N)	24.4 V	40.5 V
Corrente di corto-circuito (I_{SC})	8.70 A	6.3 A
Tensione a vuoto (V_{OC})	29.7 V	48.5 V
Temp. Coeff. TC (I_{SC})	0.035 %/K	0.033 %/K
Temp. Coeff. TC (V_{OC})	-0.34 %/K	-0.27 %/K
Temp. Coeff. TC (P_{MPP})	-0.47 %/K	-0.38 %/K
Temperatura di lavoro nominale (NOCT)	48.4 °C	45 °C
Rendimento (η_M)	15.1 %	19.7 %
Numero di celle	48	72
Numero di diodi di bypass	3	3
Lunghezza (L)	1343 mm	1559 mm
Larghezza (W)	994 mm	798 mm

Dati dei moduli fotovoltaici forniti dai costruttori

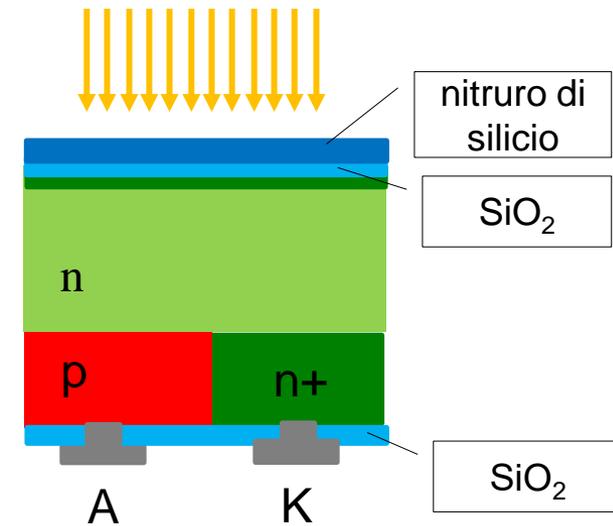
Fonte: K. Mertens, «Photovoltaics: Fundamentals, Technology and Practice, Wiley, 2014

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) = temperatura della cella in °C quando:

- funziona a vuoto
- $\Phi = 800 \text{ W/m}^2$
- $T_{\text{amb}} = 20 \text{ °C}$
- $v_{\text{aria}} = 1 \text{ m/s}$

Moduli fotovoltaici (2)

denominazione	SPR-MAX3-400
Produttore	SunPower
Potenza nominale	400 W
Tolleranza di potenza	+5/0%
Efficienza del modulo	22,6%
Tensione al punto di massima potenza	65,8 V
Corrente al punto di massima potenza	6,08 A
Tensione a circuito aperto	75,6 V
Corrente di cortocircuito	6,58 A
Coeff. temp. potenza	-0,29% / °C
Coeff. temp. tensione	-176,8 mV / °C
Coeff. temp. corrente	2,9 mA / °C
Numero di celle	104
Numero di diodi di bypass	3
Lunghezza	1690
Larghezza	1046



Con la tecnologia IBC (Interdigitated Back Contact) è possibile ridurre notevolmente le perdite dovute alla riduzione della superficie illuminata dovuta alla presenza dei conduttori metallici del catodo.

Aspetti ambientali della tecnologia fotovoltaica

- Per valutare l'efficacia della tecnologia fotovoltaica per lo sviluppo sostenibile è necessario considerare l'energia utilizzata e prodotta in tutte le fasi di vita di un impianto (costruzione, esercizio, smantellamento): uno dei parametri più utilizzati per indicare l'efficacia di una tecnologia per la produzione di energia è l' EPBT (Energy PayBack Time) definito come il tempo che l'impianto deve funzionare per produrre la stessa quantità di energia che è stata utilizzata per la sua realizzazione.
- L' EPBT di un impianto fotovoltaico dipende dal luogo in cui viene installato (dipende dall'irraggiamento), dalla sua efficienza e dal processo utilizzato per la sua costruzione.
- Una diminuzione media della potenza dei moduli FV si può ritenere pari a $-0,8\%$ /anno (% calcolata rispetto alla potenza nominale iniziale del modulo) con valori più contenuti per moduli in Si-cristallino ($-0,5\%$ /anno), e più ampi per i vari moduli in film sottili (tra -1 e -2% /anno). La durata di vita di un impianto fotovoltaico è stimata superiore a 20 anni.

- Nella fase di esercizio l'impianto fotovoltaico non produce emissioni di CO_2 nella atmosfera, ma ciò non è vero nella fase di realizzazione. Si definisce quindi anche per gli impianti fotovoltaici un indicatore delle emissioni di CO_2 (GHG)

Tecnologia delle celle fotovoltaiche (1)

Celle al silicio policristallino

Una riduzione del costo di una cella fotovoltaica e del consumo energetico nella fase di costruzione si ottiene utilizzando non un mono-cristallo di silicio ma silicio policristallino.

- Il silicio policristallino si ottiene dal silicio di grado solare con un processo molto più semplice e meno energivoro del processo CZ. È infatti sufficiente fondere il silicio di grado solare in un crogiolo di grafite utilizzando il riscaldamento ad induzione ed infine raffreddare lentamente a partire dal basso verso l'alto (muovendo verso l'alto l'avvolgimento che produce il riscaldamento ad induzione)
- Il rendimento delle celle realizzate con silicio policristallino risulta minore di circa 2÷3 % rispetto a quelle realizzate con silicio monocristallino a causa della ricombinazione dei portatori di carica che viene favorita al bordo dei singoli cristalli

La tecnologia del c-Si (monocristallino o policristallino) ha raggiunto uno stadio di pieno sviluppo commerciale; le celle che utilizzano questa tecnologia vengono classificate come celle di **prima generazione**.

Esistono svariate tipologie di celle che non utilizzano la tecnologia del c-Si:

- Celle di **seconda generazione**. Sono celle realizzate sotto forma di film sottile; appartengono a questa categoria le celle che utilizzano il **silicio amorfo (a-Si)**, il **tellururo di cadmio (CdTe)**, il **diseleniuro di rame ed indio (CIS)** ed il **diseleniuro di rame, Indio e gallio (CIGS)**
- Celle di **terza generazione**. Comprendono varie tipologie di celle, tra queste vi sono le celle realizzate con materiale organico e le celle DSSC (Dye Sensitized Solar Cell). Le celle di terza generazione sono ancora in uno stadio di sviluppo pre-commerciale.

Tecnologia delle celle fotovoltaiche (2)

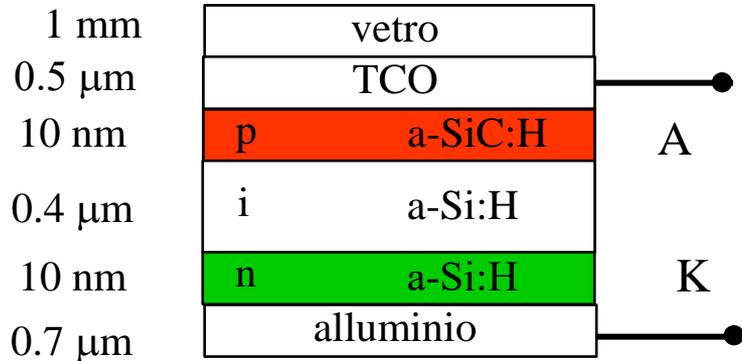
Celle al silicio amorfo

È possibile creare una struttura irregolare di atomi di silicio (in un cristallo di silicio gli atomi sono disposti secondo una struttura regolare tridimensionale) mediante processi di deposizione chimica dalla fase gassosa: lo strato di materiale assume il nome di silicio amorfo (a-Si)

- Nel silicio amorfo alcuni legami tra gli atomi sono non saturati o pendenti (dangling bonds) e fungono da centri di ricombinazione dei portatori di carica.
- Con il processo PECVD (Plasma Enhanced Chemical Vapor Deposition) una miscela di gas silano (SiH_4) ed idrogeno (H_2) attraversa una camera di processo dove, ad una temperatura di circa $200\text{ }^\circ\text{C}$, in presenza di un substrato di vetro, è presente un intenso campo elettrico variabile nel tempo con una frequenza elevata. Nello strato di silicio amorfo che si deposita sono presenti anche atomi di idrogeno che vanno ad impegnare i legami non saturati riducendo fortemente il fenomeno della ricombinazione; il materiale viene chiamato silicio amorfo idrogenato (a-Si:H)
- Il silicio amorfo idrogenato ha un energy gap $\Delta W = 1.7 \div 1.8\text{ eV}$, a seconda del quantitativo di idrogeno presente.
- Il silicio amorfo idrogenato ha un coefficiente di assorbimento della radiazione elettromagnetica molto superiore a quello del c-Si ed è quindi possibile realizzare delle celle con uno spessore molto inferiore.

Tecnologia delle celle fotovoltaiche (3)

Celle al silicio amorfo

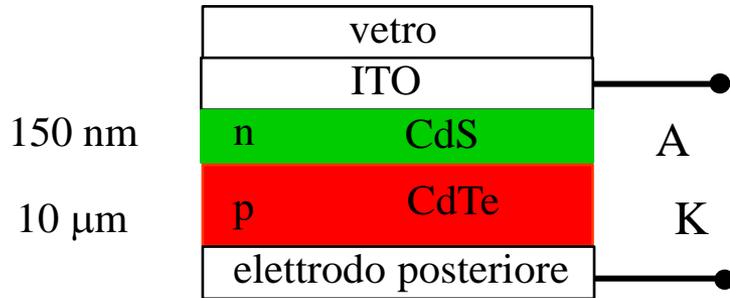


Schema di una cella con a-Si
TCO = Transparent Conducting Oxide (Ossido di Indio Stagno (ITO), ZnO)

- La cella ha uno spessore di solo qualche μm (film sottile)
- Nello strato drogato p viene introdotto del carbonio per ridurre il fenomeno della ricombinazione dei portatori di carica
- Lo strato di a-Si intrinseco (non drogato) viene introdotto per permettere alla radiazione di essere assorbita (il fenomeno della ricombinazione elettrone lacuna è particolarmente elevato nel a-Si drogato)
- A causa dell'elevato valore di ΔW , le transmission losses sono più elevate di quelle nelle celle al c-Si: tutta la radiazione con $\lambda > 0.7 \mu\text{m}$ non produce la coppia elettrone-lacuna. Il rendimento teorico delle celle che utilizzano il silicio amorfo non supera il 26 %. Il rendimento delle celle commerciali non supera il 10 %.
- Le celle con a-Si sono caratterizzate da un degrado significativo (riduzione superiore al 30 %) del rendimento nei primi due anni di vita

Tecnologia delle celle fotovoltaiche (4)

Celle a film sottile con Tellururo di Cadmio (CdTe)



Schema di una cella con CdTe

- Il Tellururo di Cadmio ha un energy-gap $\Delta W = 1.45$ eV a cui corrisponde una efficienza teorica pari al 29.7 %
- Lo strato di solfuro di cadmio (CdS) viene introdotto in quanto il drogaggio di tipo n del CdTe risulta particolarmente difficile. Il CdS ha un energy gap $\Delta W = 2.42$ eV molto maggiore di quello del CdTe.
- Il processo di produzione delle celle al CdTe è più semplice di quello delle celle con a-Si; un possibile processo prevede la vaporizzazione del materiale in una camera a 500 °C e la successiva solidificazione su un substrato
- Il Cd è un componente cancerogeno ed il suo rilascio nell'ambiente deve essere controllato. La quantità di Cd presente nelle celle al CdTe è minima dato il piccolo spessore delle celle e non vi è alcun rilascio di materiale durante il normale funzionamento. Rilascio di Cd si può verificare in caso di incendio.
- Il Tellurio è un elemento poco disponibile; l'abbondanza del tellurio è simile a quella dell'oro.
- Al fine della valutazione dell'impatto ambientale della tecnologia è importante che sia previsto il riutilizzo del Cd alla fine vita dell'impianto

Tecnologia delle celle fotovoltaiche (5)

Celle a film sottile con: diseleniuro di rame e indio (CIS: Copper Indium Selenide) / diseleniuro di rame, indio e gallio (CIGS: Copper Indium Gallium Selenide)

Il semiconduttore utilizzato è un composto di rame, indio e gallio $\text{CuIn}_x\text{Ga}_{(1-x)}\text{Se}_2$; al variare della frazione x di Indio nella formula chimica, si ottiene:

- Per $x=1$ CuInSe_2 (diseleniuro di rame e indio) che ha un energy-gap $\Delta W = 1.0$ eV
- Per $x=0$ CuGaSe_2 che ha un energy gap $\Delta W = 1.7$ eV

Celle multigiunzione

Se in una cella si utilizzano materiali semiconduttori diversi con energy-gap differenti, è possibile utilizzare al meglio la radiazione solare ed ottenere rendimenti particolarmente elevati.

Alcune tra le soluzioni più utilizzate sono:

- Celle che utilizzano a-Si ($\Delta W = 1.7$ eV) e a-SiGe ($\Delta W = 1.4 \div 1.7$ eV) in una struttura a doppia giunzione o a tripla giunzione
- Celle che utilizzano a-Si e mc-Si; mc-Si = silicio micro-cristallino, materiale che contiene cristalli di silicio con dimensioni significativamente minori di $1 \mu\text{m}$
- Celle che utilizzano GaInP ($\Delta W = 1.8$ eV), AsGa ($\Delta W = 1.42$ eV) e Ge ($\Delta W = 0.67$ eV) (celle con semiconduttori III/V). Queste celle permettono di ottenere i rendimenti più elevati e di solito vengono utilizzate insieme ad un concentratore solare

Tecnologia delle celle fotovoltaiche (6)

Celle a film sottile organiche

Il materiale semiconduttore utilizzato è un foglio (spessore tipico 100 nm) di composto organico (polimeri) che è racchiuso tra due fogli che fungono da elettrodi; ad esempio: uno strato di ITO (ossido di indio-stagno) ed uno strato metallico (che può essere calcio, magnesio, alluminio).

- Le celle organiche sono molto meno costose da realizzare rispetto alle celle di prima e seconda generazione in quanto il processo per la loro realizzazione è molto più semplice e meno energivoro.
- Le celle organiche sono semi-trasparenti e possono essere utilizzate in molteplici applicazioni
- Le celle organiche allo stato attuale della tecnologia hanno rendimenti inferiori a quelli delle celle di prima e seconda generazione principalmente perché il valore dell'energy-gap dei materiali organici impiegati è abbastanza alto ($\Delta W = 2$ eV corrispondente ad una lunghezza d'onda $\lambda = 620$ nm).
- Uno dei problemi della tecnologia attuale è la durata di vita delle celle organiche

Tecnologia delle celle fotovoltaiche (7)

Celle DSSC (Dye Sensitized Solar Cell)

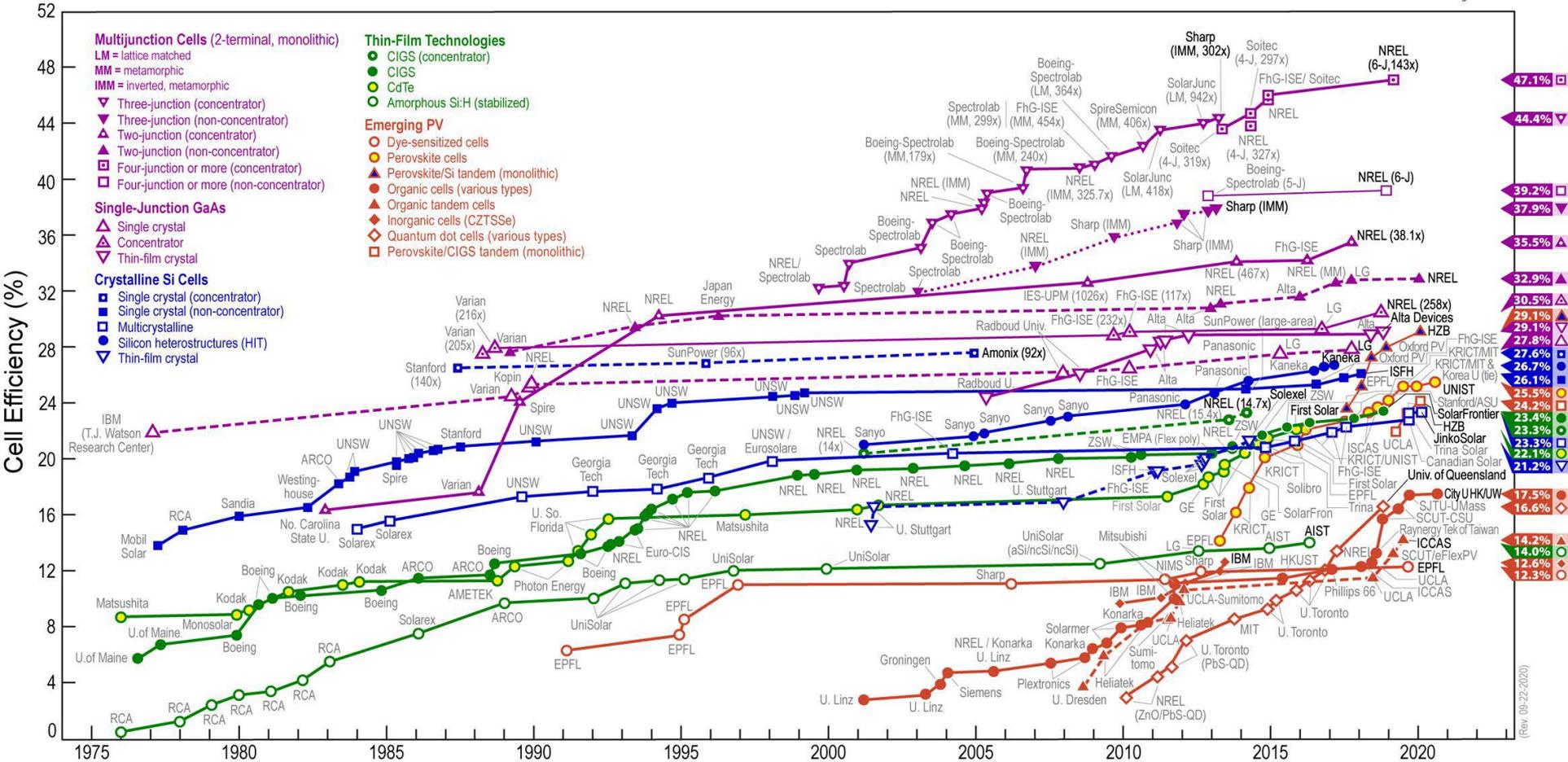
Le celle DSSC sono celle ibride, cioè composte sia da materiali organici che inorganici, realizzate con un materiale semiconduttore (TiO_2 ; MgO , Al_2O_3), un materiale sensibile (che assorbe i fotoni e libera elettroni) (metallico, organico, naturale), due elettrodi (ITO: Indium Tin Oxide, FTO: Fluorine Tin Oxide) ed un elettrolita (CuI: ioduro di rame).

Celle PSC (Perovskite Solar Cell)

Uno sviluppo delle celle DSSC utilizza come materiale sensibile un materiale nella classe delle perovskiti (ABX_3 dove: A può essere Cs (Cesio), CH_3NH_3 (metilammonio) ...; B può essere Pb (piombo), Cu (rame) ...; X può essere I (iodio), Br (bromo) o Cl (cloro) . Il rendimento delle PSC ha raggiunto valori superiori al 20 % in pochi anni.

Tecnologia delle celle fotovoltaiche (8)

Best Research-Cell Efficiencies

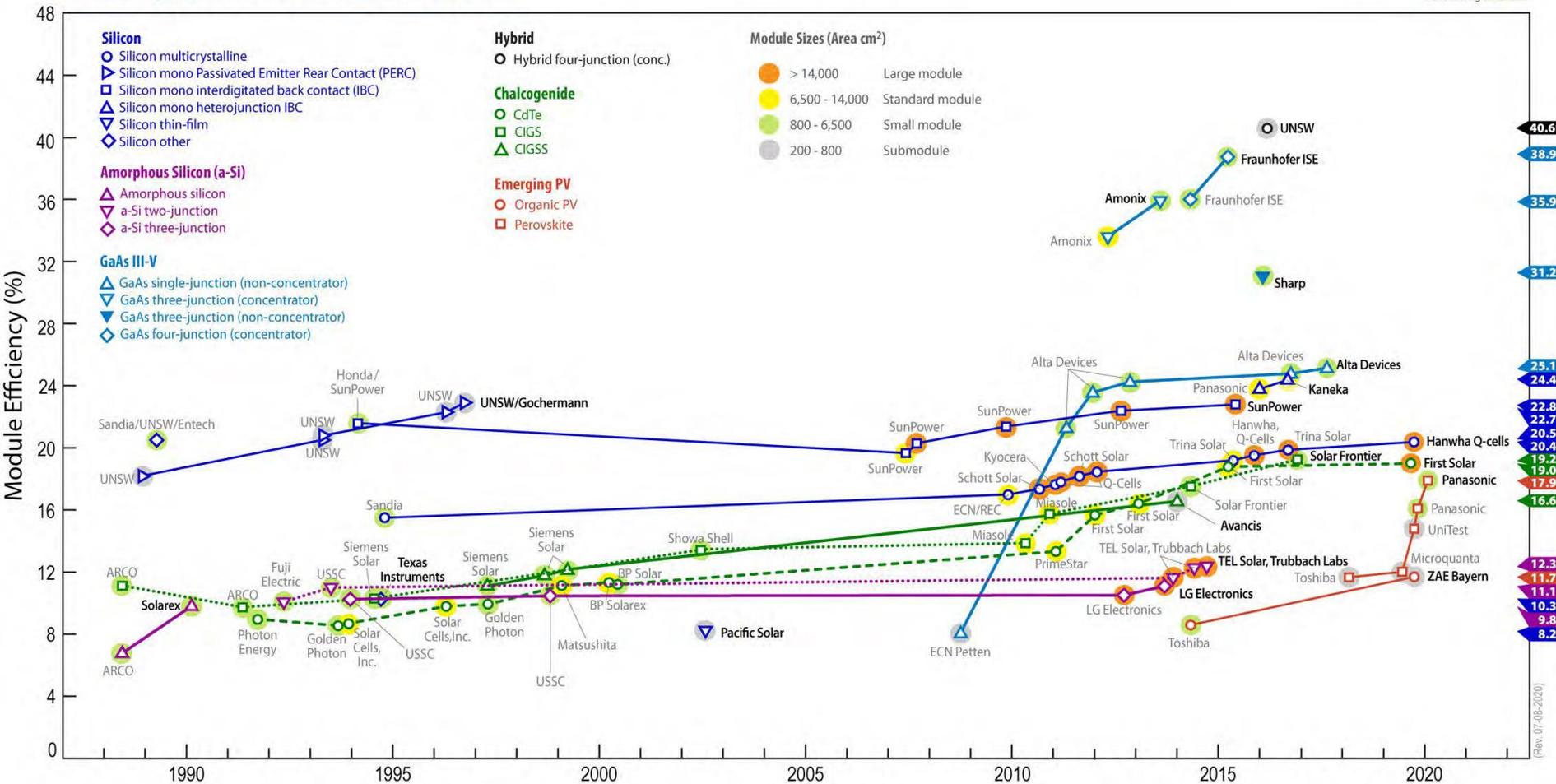


This plot is courtesy of the National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO.

- L'evoluzione nel tempo, aggiornata al tempo presente, dell'efficienza massima misurata su singole celle fotovoltaiche viene riportata dal **National Renewable Energy Laboratory** (NREL) (<https://www.nrel.gov/pv/assets/pdfs/best-research-cell-efficiencies.20200925.pdf>)

Tecnologia delle celle fotovoltaiche (9)

Champion Module Efficiencies

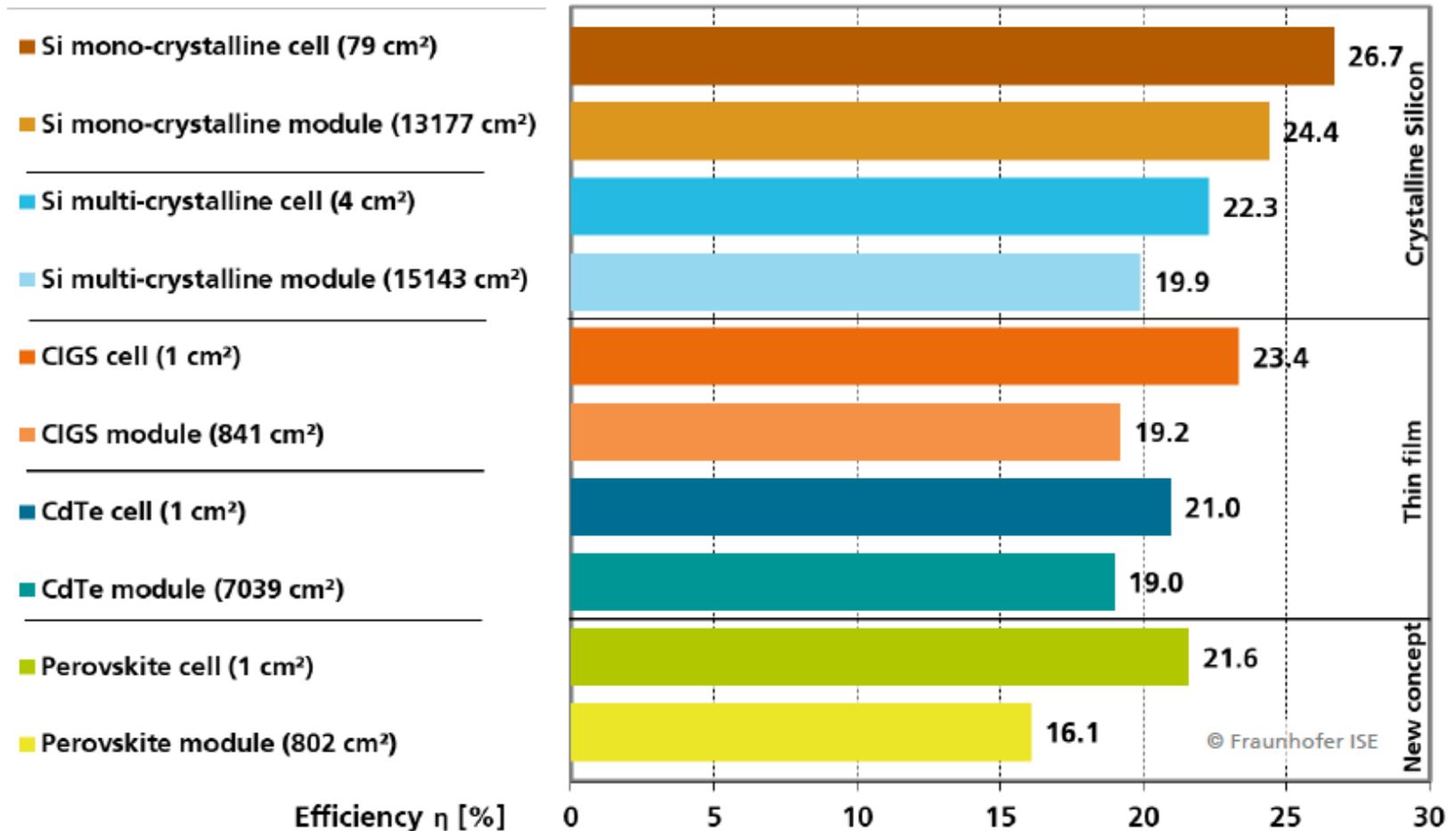


This plot is courtesy of the National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO.

- L'evoluzione nel tempo, aggiornata al tempo presente, dell'efficienza massima misurata dei moduli fotovoltaici viene riportata dal **National Renewable Energy Laboratory (NREL)** (<https://www.nrel.gov/pv/assets/pdfs/champion-module-efficiencies.20200708.pdf>)

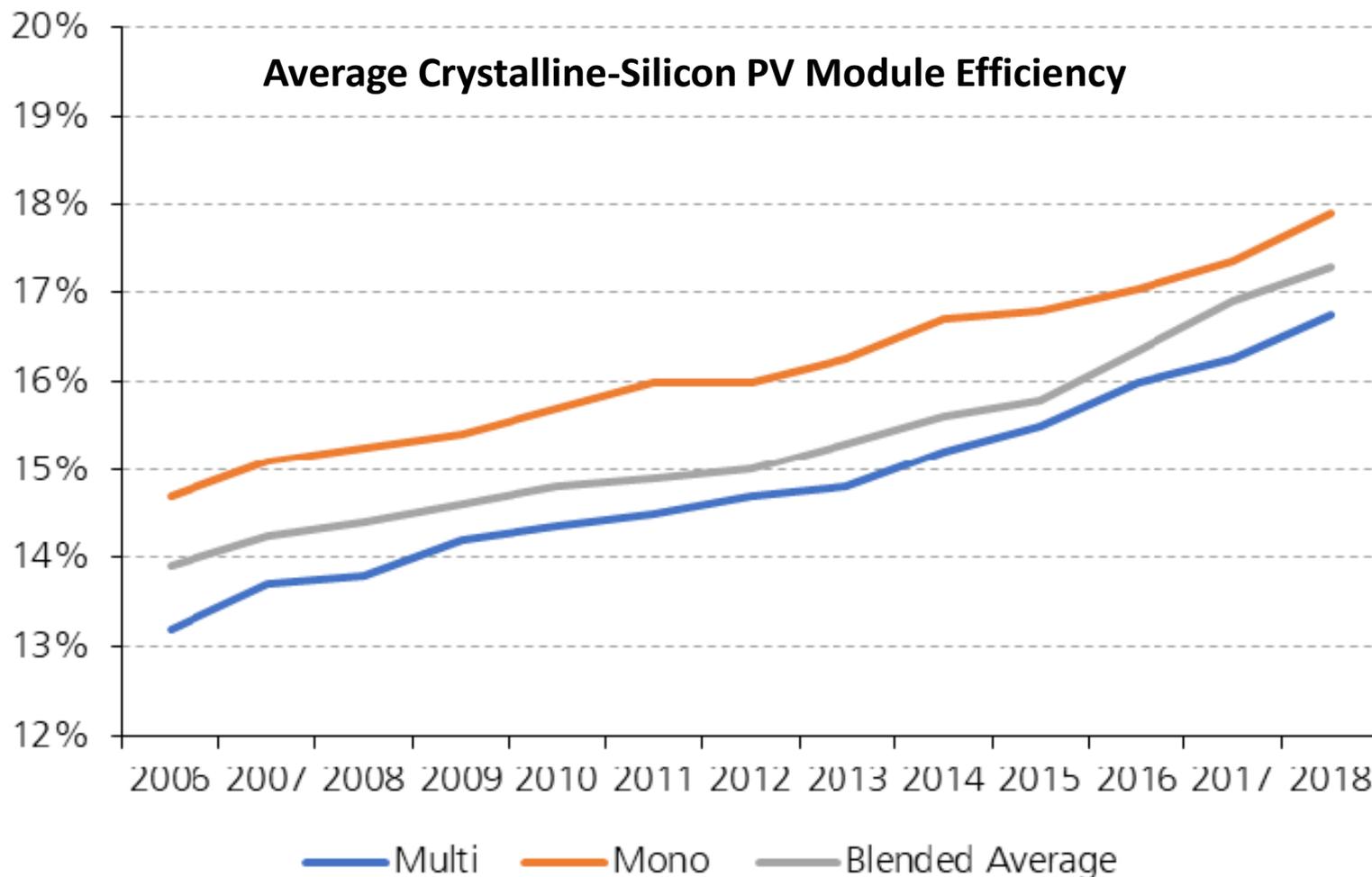
Tecnologia delle celle fotovoltaiche (10)

- Un rapporto sui dati più significativi relativi alla tecnologia fotovoltaica viene costantemente aggiornato e reso disponibile dal Fraunhofer Institute for Solar Energy System, ISE (<https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html>)



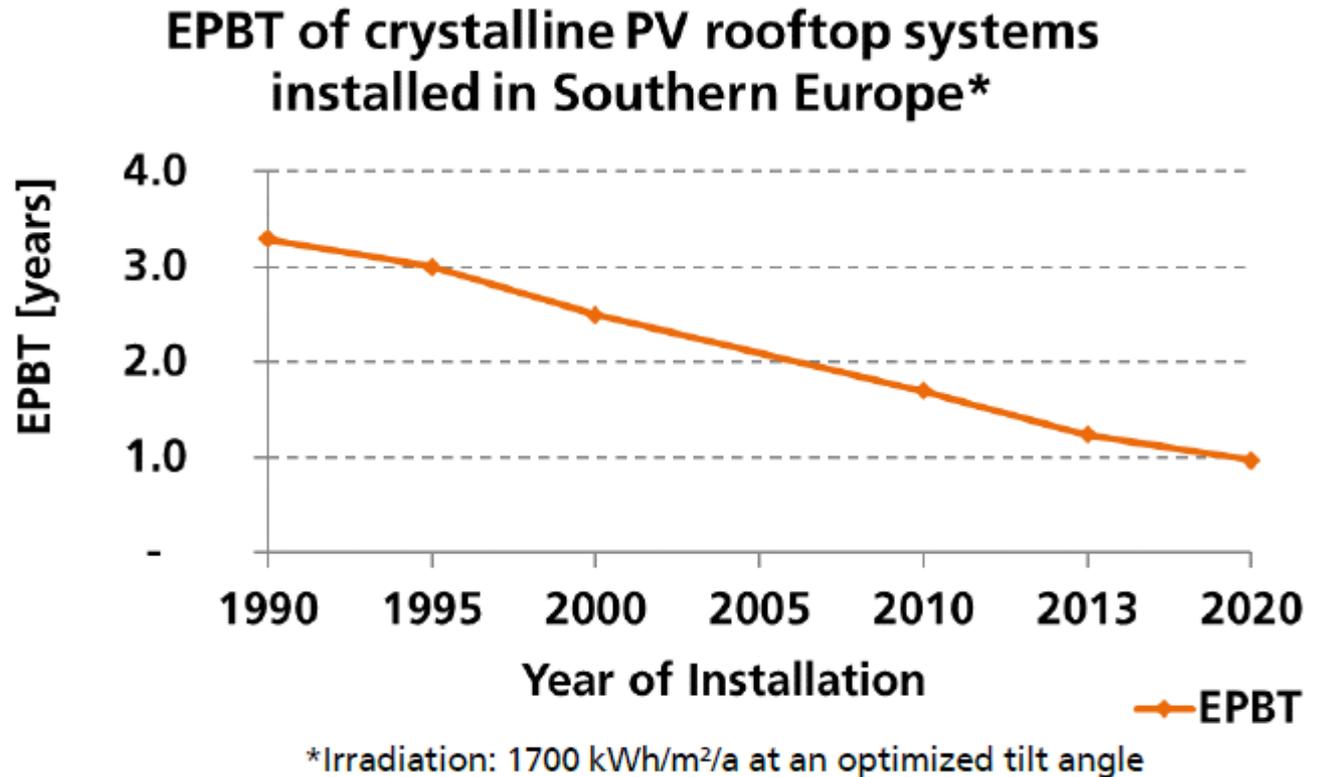
Tecnologia delle celle fotovoltaiche (11)

- L'efficienza media dei moduli fotovoltaici realizzati con la tecnologia del silicio cristallino è cresciuta costantemente negli ultimi anni



Energy payback time (1)

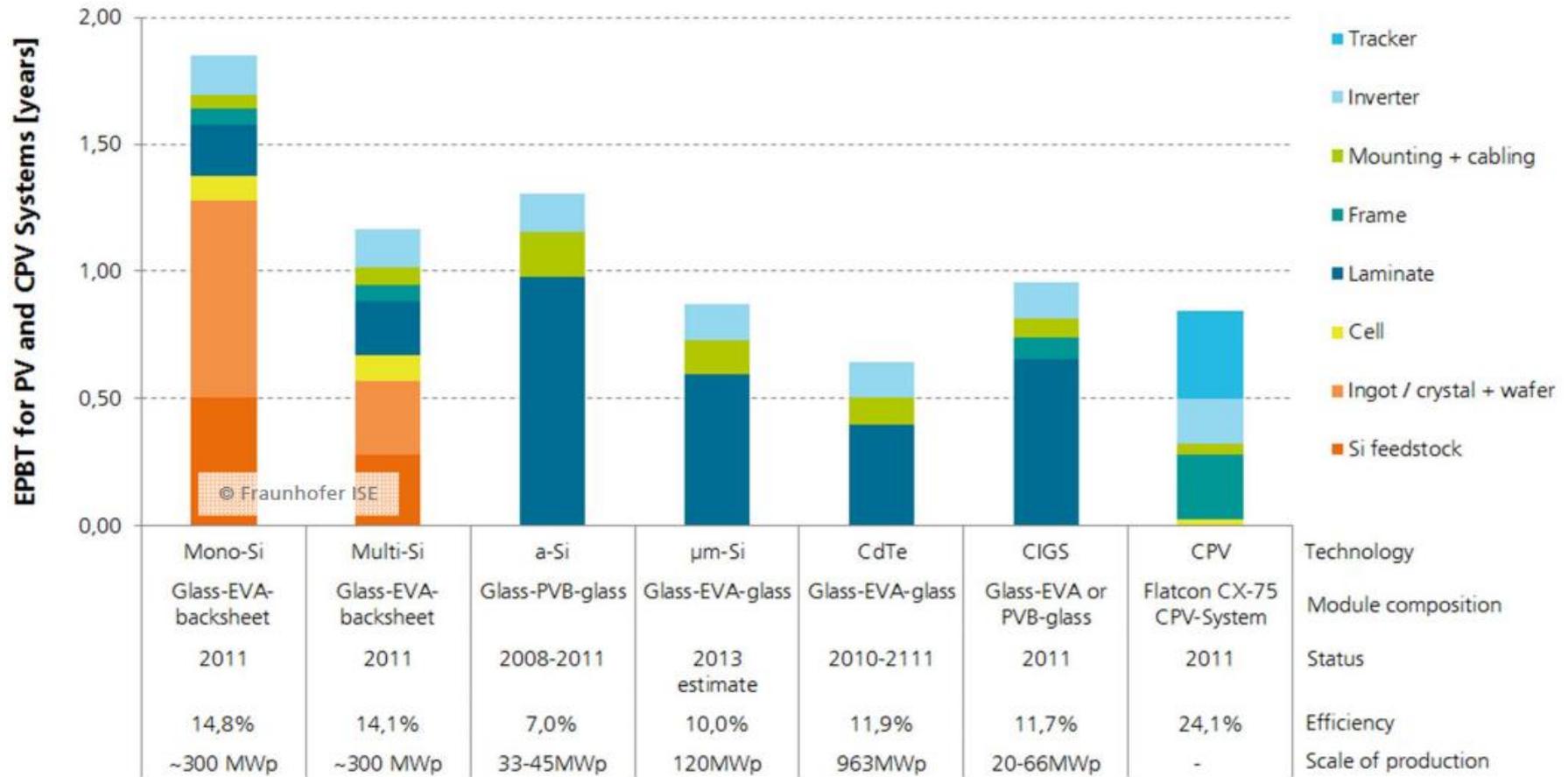
- Depending on the technology and location of the PV system, the EPBT today ranges from 0.4 to 1.5 years.
- Rooftop PV systems produce net clean electricity for approx. 97 % of their lifetime, assuming a life span of 30 years or more.



Energy payback time (2)

Energy Pay-Back Time for PV and CPV Systems Different Technologies located in Catania, Sicily, Italy

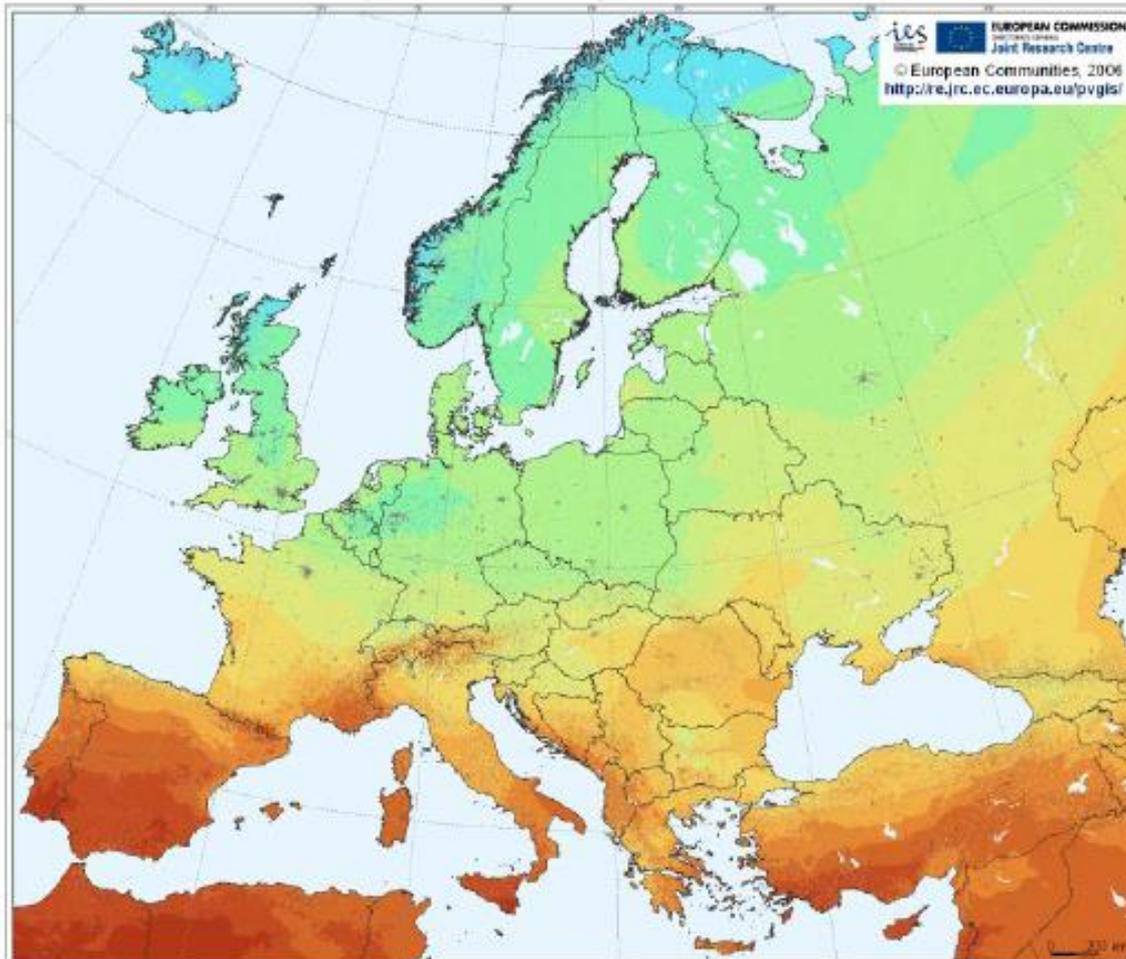
Global Irrad.: 1925 kWh/m²/yr, Direct Normal Irrad.: 1794 kWh/m²/yr



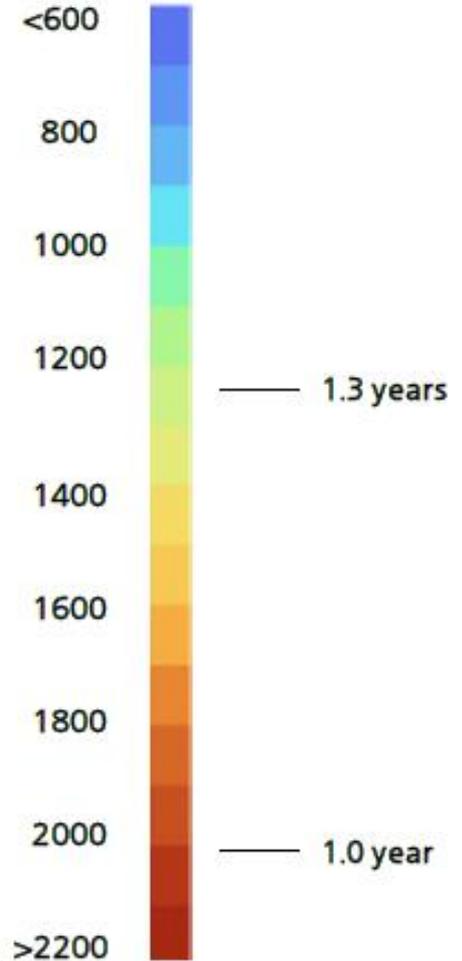
Energy payback time (3)

Energy Pay-Back Time of Silicon PV Rooftop Systems

Cz PERC cells module with 19.9% efficiency



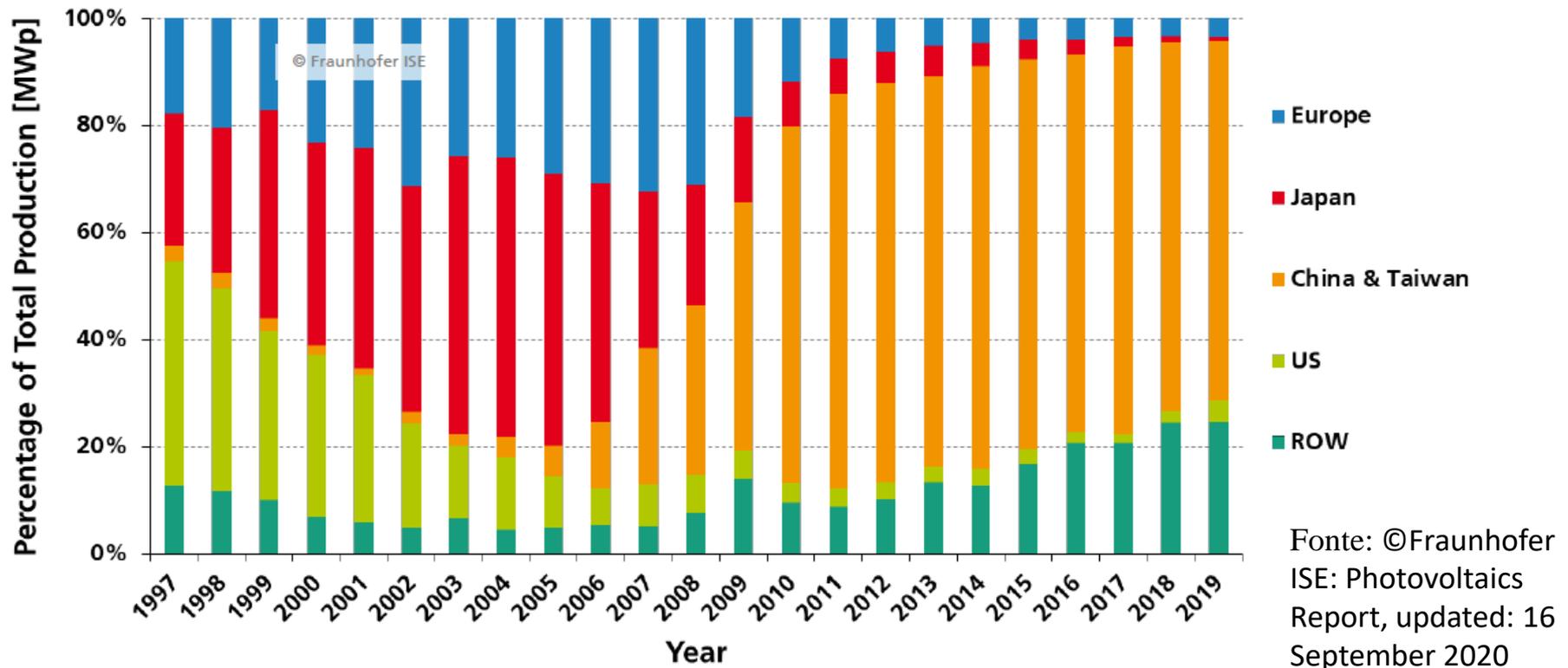
Irradiation (GTI, kWh/m²/a) EPBT



Produzione di celle fotovoltaiche (1)

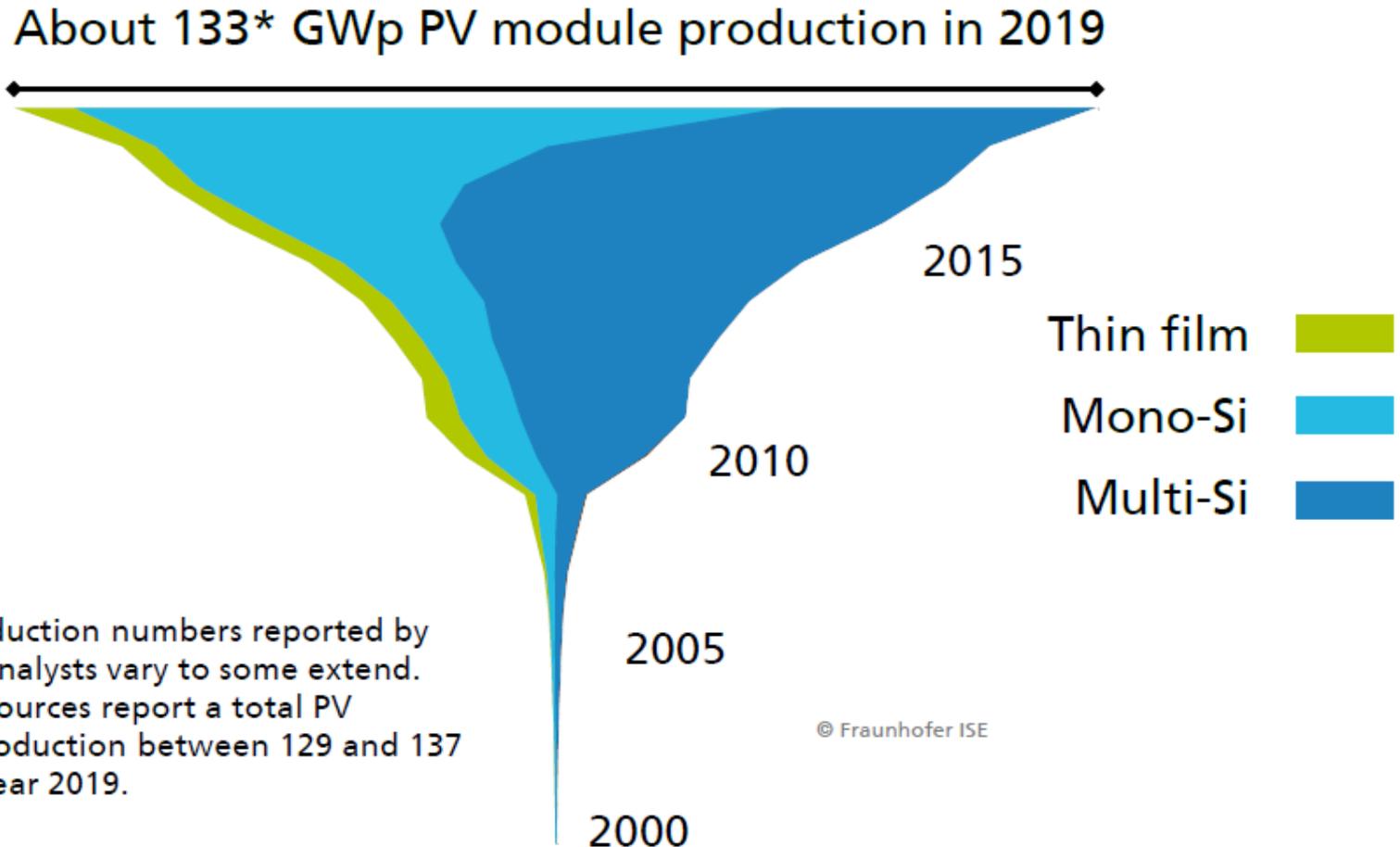
Principali tappe dello sviluppo della tecnologia fotovoltaica (Fonte: AEIT, settembre 2012)

- 1960 prime celle commerciali in silicio cristallino ($\eta = 14 \%$, $\varepsilon = 100 \text{ \$/W}$)
- 1976 prima cella in silicio amorfo (Radio Corporation of America, $\eta = 1.1 \%$)
- 1980 prima cella a film sottile (Delaware University, $\eta = 10 \%$)
- 1994 prima cella multigiunzione (National Renewable Energy laboratory, $\eta = 30 \%$)
- 2000-2006 Giappone primo produttore di celle
- 2007 Germania primo produttore di celle
- Dal 2008 Cina primo produttore di celle



Produzione di celle fotovoltaiche (2)

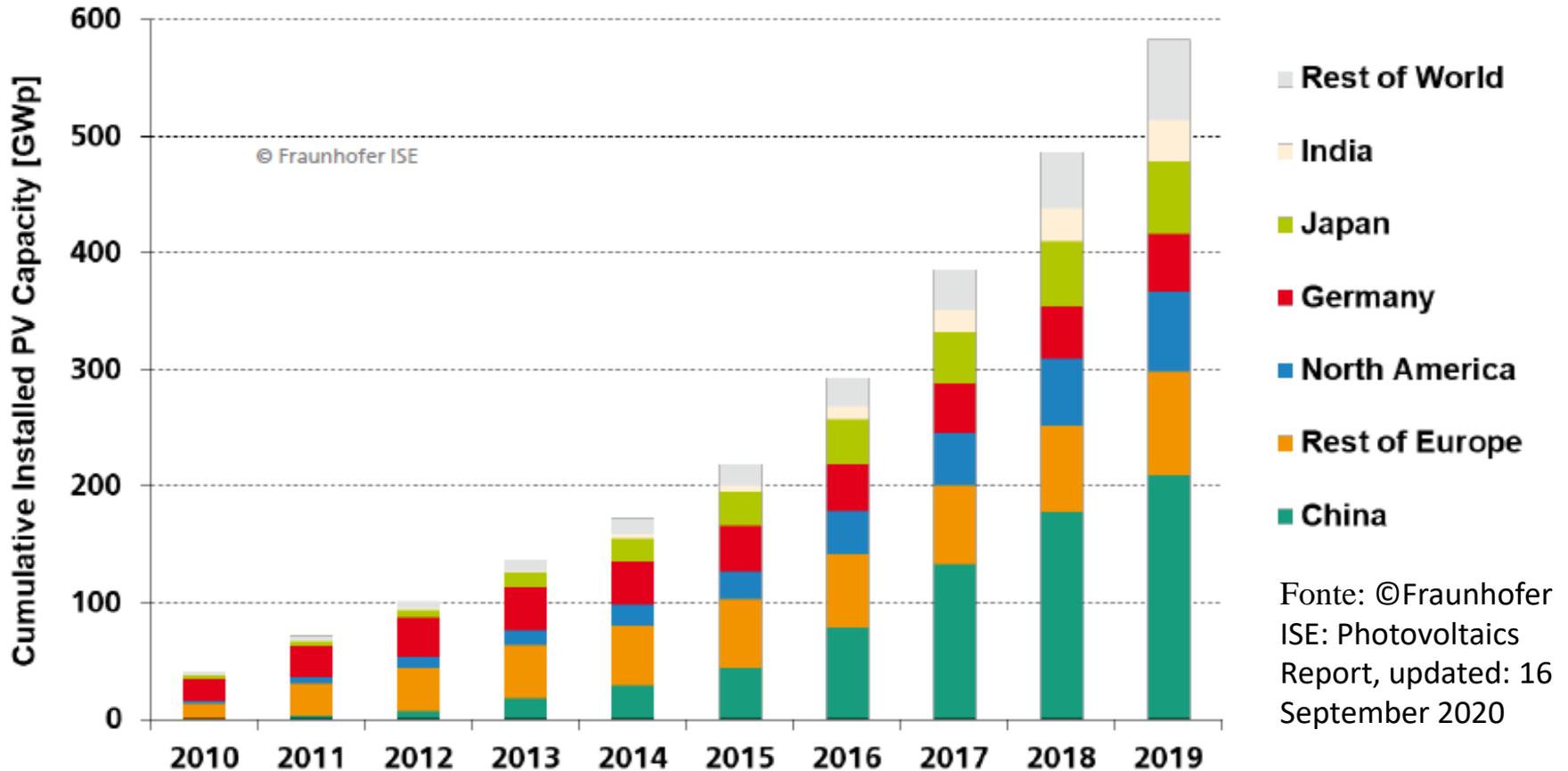
Si-wafer based PV technology accounted for about 95% of the total production in 2019. The share of mono-crystalline technology is now about 66% (compared to 45% in 2018) of total production.



*2019 production numbers reported by different analysts vary to some extent. Different sources report a total PV module production between 129 and 137 GWp for year 2019.

Produzione di celle fotovoltaiche (3)

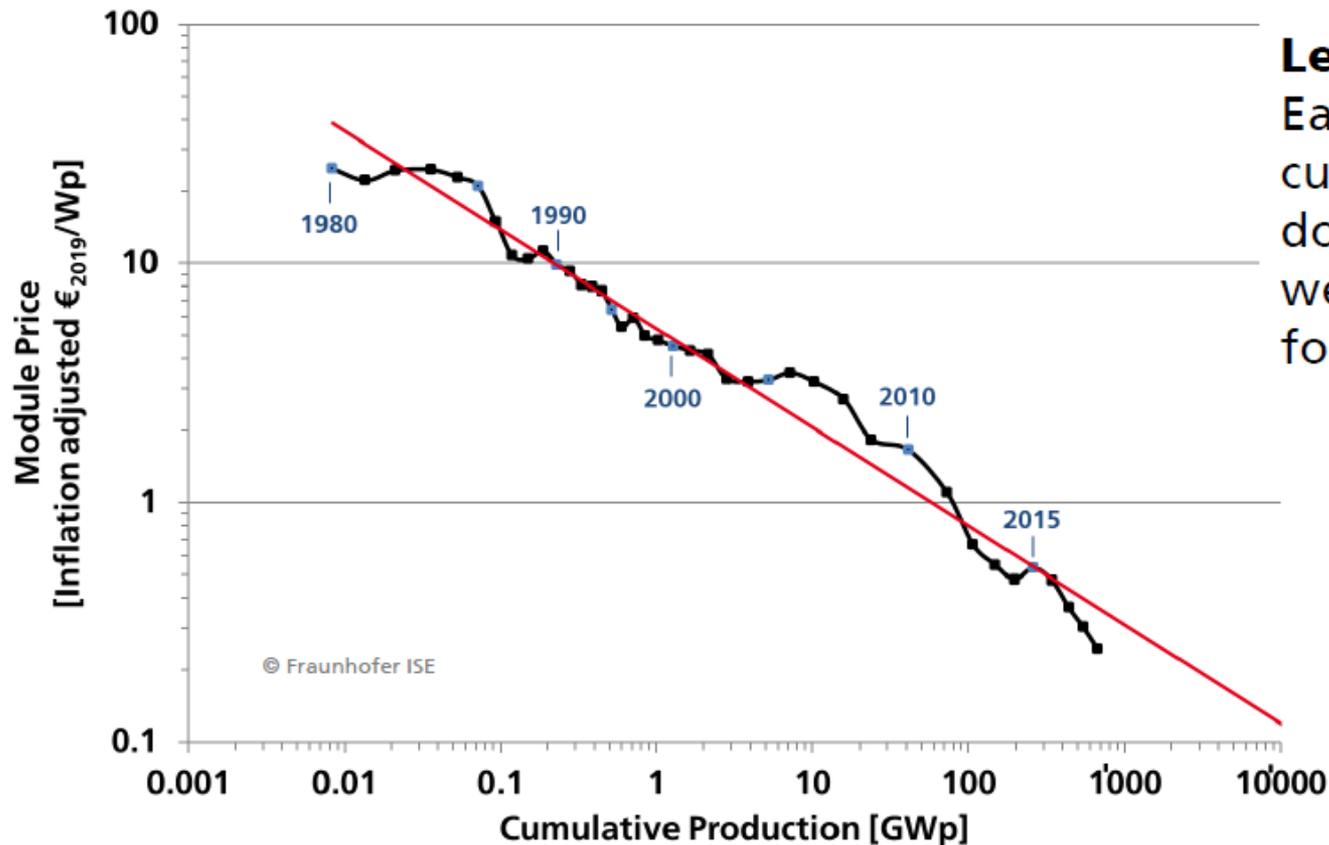
Global Cumulative PV Installation (on and off grid)



- The total cumulative installations amounted to 584 GWp at the end of year 2019.
- The share of off-grid installations decreased by time; from about 1% in year 2010 to about 0.6% in year 2019.

Prezzo dei moduli fotovoltaici (1)

In Germany prices for a typical 10 to 100 kWp PV rooftop-system were around 14,000 €/kWp in 1990. At the end of 2019, such systems cost about 1,050 €/kWp in average. This is a net-price regression of about 92% over a period of 29 years and is equivalent to an annual compound average price reduction rate of 8.5%.



Learning Rate:

Each time the cumulative production doubled, the price went down by 25 % for the last 39 years.

Prezzo dei moduli fotovoltaici (2)

I dati relativi all'Italia sono riportati nel rapporto che viene fatto regolarmente nell'ambito del Photovoltaic Power System Programme della IEA.

- Anche in Italia il prezzo dei moduli fotovoltaici si è notevolmente ridotto negli ultimi 10 anni

Year	Lowest price of a standard module crystalline silicon	Highest price of a standard module crystalline silicon	Typical price of a standard module crystalline silicon
2009	2,30		2,50
2010	1,50		1,70
2011	1,20		1,50
2012	0,70		0,80
2013	0,50		0,60
2014	0,50	0,80	0,55
2015	0,50	0,75	0,55
2016	0,40	0,65	0,48
2017	0,32	0,56	0,40
2018	0,20	0,48	0,35
2019	0,18	0,45	0,29

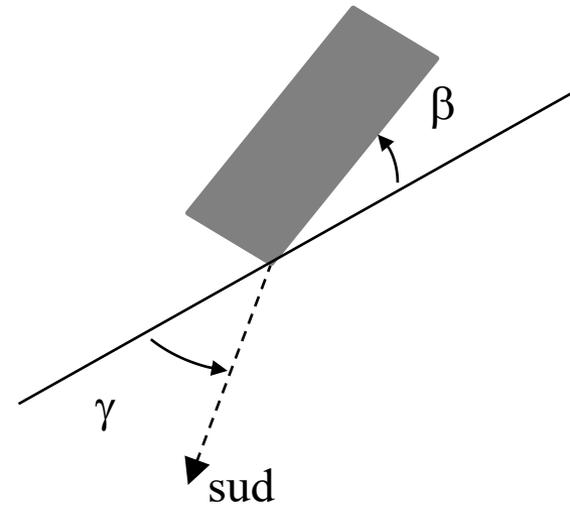
¹ Blank box stands for not available data

² GSE specific survey

Impianti fotovoltaici (1)

La tecnologia fotovoltaica viene utilizzata per produrre energia elettrica ad ogni livello di potenza: dalle piccole potenze necessarie per alimentare dei dispositivi mobili od isolati alle grandi potenze nelle centrali solari; per quanto riguarda gli impianti per la produzione di energia con potenza superiore a 1 kW i moduli fotovoltaici possono essere posizionati:

- Sul terreno in posizione fissa, montato su una struttura di alluminio: in questo caso esiste un valore ottimale della inclinazione (β) e della orientazione (γ) dei moduli per massimizzare l'energia prodotta in un anno; Il valore ottimale della orientazione è 0 (modulo orientato verso sud), mentre il valore ottimale della inclinazione dipende dalla latitudine del luogo di installazione
- Sul terreno in posizione mobile: l'orientazione e la inclinazione vengono variati da un sistema di inseguimento della radiazione solare.
- Integrati negli edifici su un tetto o nel tetto o nelle facciate; in questo caso l'orientazione e la inclinazione sono fissate dalla geometria dell'edificio.
- I componenti di un impianto fotovoltaico sono: i moduli fotovoltaici e il sistema di gestione della potenza (MPPT, inverter, eventuale batteria, cavi, sistema di misura e protezioni), denominato Balance Of System (BOS)

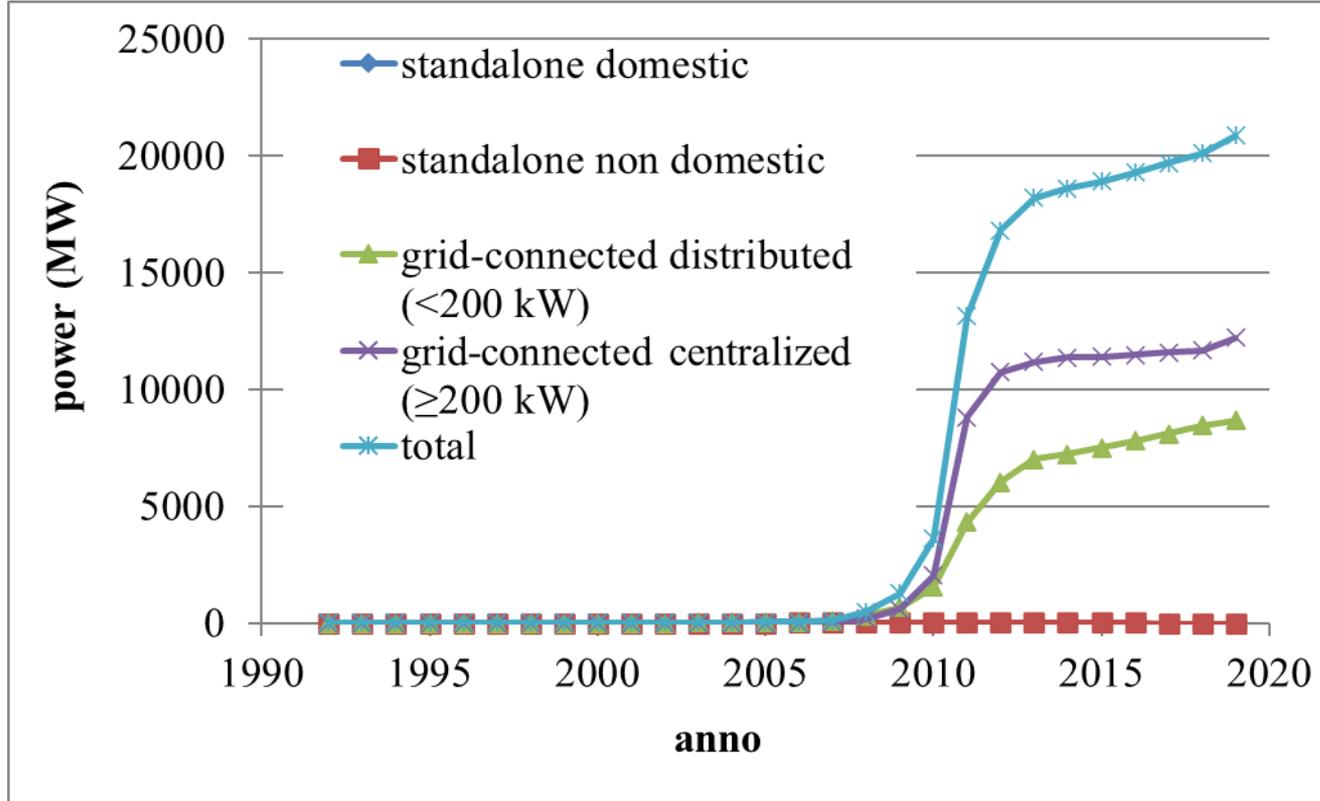


Impianti fotovoltaici (2)

- Un impianto viene dimensionato per una potenza nominale (kWp) che rappresenta la potenza che verrebbe erogata, nelle condizioni di massima potenza, nelle condizioni standard (Densità di flusso della radiazione = 1000 W/m^2 , AM=1.5, T=25°C)
- L'energia prodotta dipende dalla densità di flusso della radiazione che incide effettivamente in un anno sulla superficie dei moduli ($\text{kWh/m}^2/\text{anno}$), che dipende dalla latitudine e dalla inclinazione ed orientamento dei moduli
- Si definisce producibilità specifica il rapporto tra la energia prodotta in un anno e la potenza nominale dell'impianto.

Tecnologia	Zona geografica	Radiazione solare sul piano dei moduli ($\text{kWh/m}^2/\text{anno}$)	Producibilità ($\text{kWh/kWp}/\text{anno}$)
Silicio cristallino	Nord	1490	1192 ÷ 1267
	Centro	1710	1368 ÷ 1454
	Sud	1900	1520 ÷ 1615
Film sottile	Nord	1490	1043 ÷ 1192
	Centro	1710	1197 ÷ 1368
	Sud	1900	1330 ÷ 1520

Impianti fotovoltaici (3)



Potenza cumulativa installata in Italia con impianti fotovoltaici

Fonte: International Energy Agency, «National Survey Report of PV Power Applications in Italy 2019»

Con riferimento al 2019

- Potenza totale installata in Italia con impianti di ogni tipo: 119.299 GW
- Potenza totale installata in Italia con impianti ad energie rinnovabili (compreso idroelettrico): 55.495 GW
- Consumo totale di energia elettrica: 301.699 TWh
- Energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici: 23.689 TWh (7.85 % del totale)

Prezzo degli impianti fotovoltaici (1)

➤ Il costo degli impianti fotovoltaici dipende dalla tipologia dell'impianto.

Category/Size	Typical applications and brief details	Current prices [€/W]
Residential BAPV 5-10 kW	Grid-connected, roof-mounted, distributed PV systems installed to produce electricity to grid-connected households. Typically roof-mounted systems on villas and single-family homes.	1,20 - 1,60
Small commercial BAPV 10-100 kW	Grid-connected, roof-mounted, distributed PV systems installed to produce electricity to grid-connected commercial buildings, such as public buildings, multi-family houses, agriculture barns, grocery stores etc.	1,15 - 1,25
Large commercial BAPV 100-250 kW	Grid-connected, roof-mounted, distributed PV systems installed to produce electricity to grid-connected large commercial buildings, such as public buildings, multi-family houses, agriculture barns, grocery stores etc.	0,95 - 1,15
Industrial BAPV >250 kW	Grid-connected, roof-mounted, distributed PV systems installed to produce electricity to grid-connected industrial buildings, warehouses, etc.	0,80 - 1,00
Small centralized PV 1-20 MW	Grid-connected, ground-mounted, centralized PV systems that work as central power station. The electricity generated in this type of facility is not tied to a specific customer and the purpose is to produce electricity for sale.	0,70 - 0,80
Large centralized PV >20 MW	Grid-connected, ground-mounted, centralized PV systems that work as central power station. The electricity generated in this type of facility is not tied to a specific customer and the purpose is to produce electricity for sale.	0,50 - 0,70

Prezzo degli impianti fotovoltaici (2)

- Analogamente al prezzo dei moduli fotovoltaici, anche il prezzo degli impianti fotovoltaici si è notevolmente ridotto negli ultimi 10 anni.

National trends in system prices for different applications [€/W]

Year	Residential BAPV Grid-connected, roof-mounted, distributed 5-10 kW	Small commercial BAPV Grid-connected, roof-mounted, distributed 10-100 kW	Large commercial BAPV Grid-connected, roof-mounted, distributed 100-250 kW	Small centralized PV Grid-connected, ground-mounted, centralized 10-20 MW
2011	3,60		2,70	2,80
2012	2,60		1,80	1,70
2013	2,20		1,40	1,20
2014	1,67		1,40	1,03
2015	1,60		1,32	0,96
2016	1,55		1,22	0,88
2017	1,44		1,10	0,80
2018	1,41	1,20	1,08	0,69
2019	1,34	1,15	1,00	0,63

Fonte: International Energy Agency, «National Survey Report of PV Power Applications in Italy 2019»

Prezzo degli impianti fotovoltaici (3)

Cost category	Average [€/W]	Low [€/W]	High [€/W]
Hardware			
Module	0,39	0,34	0,45
Inverter	0,14	0,13	0,16
Mounting material	0,27	0,22	0,32
Other electronics (cables, etc.)			
Subtotal Hardware	0,80	0,69	0,93
Soft costs			
Planning ⁽²⁾			
Installation work	0,09	0,07	0,10
Shipping and travel expenses to customer	0,03	0,02	0,03
Permits and commissioning ⁽³⁾	0,10	0,08	0,11
Project margin	0,32	0,26	0,37
Subtotal Soft costs	0,54	0,43	0,61
Total (excluding VAT)	1,34	1,12	1,54
Average VAT	10%	10%	10%
Total (including VAT)	1,474	1,232	1,694

**Cost breakdown
for a grid-
connected roof-
mounted,
distributed
residential PV
system of 5-10 kW**

Fonte: International
Energy Agency,
«National Survey
Report of PV Power
Applications in Italy
2019»

Prezzo degli impianti fotovoltaici (4)

Cost category	Average [€/W]	Low [€/W]	High [€/W]
Hardware			
Module	0,20	0,18	0,25
Inverter	0,06	0,05	0,07
Mounting material	0,12	0,11	0,13
Other electronics (cables, etc.)			
Subtotal Hardware	0,38	0,34	0,45
Soft costs			
Planning ⁽²⁾			
Installation work	0,04	0,03	0,05
Shipping and travel expenses to customer	0,02	0,01	0,02
Permits and commissioning ⁽³⁾	0,03	0,02	0,04
Project margin	0,16	0,14	0,17
Subtotal Soft costs	0,25	0,20	0,28
Total (excluding VAT)	0,63	0,54	0,73
Average VAT	10%	10%	10%
Total (including VAT)	0,693	0,594	0,803

Cost breakdown for a grid-connected, ground-mounted, centralized PV systems of >10 MW

Fonte: International Energy Agency, «National Survey Report of PV Power Applications in Italy 2019»

Convenienza degli impianti fotovoltaici (1)

- Il Conto Energia è il programma che **incentiva** in conto esercizio la **produzione di energia elettrica** da impianti fotovoltaici connessi alla rete.
- Il Conto Energia premia con tariffe incentivanti l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici per un periodo di 20 anni, ed è diventato operativo con l'entrata in vigore dei Decreti attuativi del 28 luglio 2005 e del 6 febbraio 2006 (**Primo Conto Energia**); i precedenti contributi statali erano a fondo perduto ed erano destinati alla messa in servizio dell'impianto.
- Con il [D.M. del 19 febbraio 2007](#), (**Secondo Conto Energia**), la tariffa incentivante veniva applicata per tutti gli impianti entrati in esercizio fino al 31/12/2010
- Nel 2010 è entrato in vigore il **Terzo Conto Energia** ([D.M. 6 agosto 2010](#)), applicabile agli impianti entrati in esercizio a partire dal primo gennaio 2011 e fino al 31 maggio 2011.
- Il 12 maggio 2011 è stato pubblicato il [D.M. 05/05/2011](#), riguardante gli impianti che entrano in esercizio dopo il 31 maggio 2011 (**Quarto Conto Energia**).
- Il [D.M. 5 luglio 2012](#), cosiddetto **Quinto Conto Energia**, si è concluso il 6 luglio 2013, quando sono decorsi 30 giorni solari dalla data di raggiungimento di un costo indicativo cumulato annuo degli incentivi di 6,7 miliardi di euro (comunicata dall'AEEG con la deliberazione 250/2013/R/EFR). Da tale data gli impianti fotovoltaici non possono più accedere a questa forma di incentivazione, che continua ad essere riconosciuta agli impianti che hanno avuto accesso al meccanismo.
- Una nuova forma di incentivazione per gli impianti che utilizzano energie rinnovabile (eolici on-shore, fotovoltaici, idroelettrici, a gas residuati dei processi di depurazione) è prevista dal D.M. 04/07/2019

Convenienza degli impianti fotovoltaici (2)

Ad oggi la forma di incentivazione per gli impianti fotovoltaici è costituita dallo **scambio sul posto**:

- 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.

Gli impianti fotovoltaici e gli altri impianti che utilizzano energie rinnovabili la cui energia viene autoconsumata da una **comunità energetica** potranno usufruire dell'incentivo che è attualmente (2020) in via di definizione ed attuazione.

Convenienza degli impianti fotovoltaici (3)

Il **ritiro dedicato** è una modalità semplificata per la commercializzazione dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete, attiva dal 1 gennaio 2008. Consiste nella cessione della energia elettrica al GSE che corrisponde al produttore un determinato prezzo per ogni kWh immesso in rete. Possono richiedere al GSE l'accesso al servizio di ritiro dedicato gli **impianti alimentati da fonti rinnovabili e non rinnovabili** che rispondano alle seguenti condizioni:

- potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA alimentati da fonti rinnovabili e non;
 - potenza qualsiasi per impianti che producano energia elettrica dalle seguenti fonti rinnovabili: eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica (limitatamente agli impianti ad acqua fluente);
 - potenza apparente nominale uguale o superiore a 10 MVA, alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice e idraulica (limitatamente agli impianti ad acqua fluente), purché nella titolarità di un autoproduttore.
- Non possono accedere al servizio di ritiro dedicato gli impianti che usufruiscono dello scambio sul posto o degli incentivi del conto energia