



UNIVERSITÀ POLITECNICA DELLE MARCHE
FACOLTÀ DI INGEGNERIA

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Termomeccanica

**Il mercato dei dissipatori in ambito
fotovoltaico ed energy storage:
il caso di Mecc.Al**

**The market for photovoltaic and energy storage
heatsinks: the case of Meccal**

Relatore:
Prof. Comodi Gabriele

Laureando:
Guiducci Matteo

A.A. 2018/2019

Alla mia famiglia,
a me

INDICE

INTRODUZIONE	4
1. IL CONTESTO	
1.1 Il contesto internazionale	5
1.1.1 Il nuovo quadro Europeo in materia di energia e clima	8
1.1.2 Andamento fotovoltaico in Europa	11
1.2 La proposta Italiana di piano nazionale integrato energia e clima	21
1.3 Le normative in ambito nazionale	22
1.3.1 Il conto energia	23
1.4 Interventi di modifica effettuati sugli impianti fotovoltaici	26
1.5 Integrazione dei sistemi di accumulo nel sistema elettrico nazionale	27
1.6 Scambio sul posto	29
1.6.1 Quadro normativo	29
1.6.2 Risultati nel 2018	29
2. L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	
2.1 Cenni su caratteristiche tecniche e funzionamento	32
2.2 Tipologia dei pannelli fotovoltaici	38
2.2.1 Silicio Cristallino	38
2.2.2 Film sottile	43
2.2.3 Nuove tecnologie	46
2.3 Tipologie d'impianto	51
2.3.1 Impianti isolati	51
2.3.2 Impianti collegati alla rete	52
2.4 Intermittenza della generazione ed accumulo dell'energia prodotta	53
2.5 Configurazione del campo solare	54
2.5.1 Impianto mono-inverter	55
2.5.2 Impianto con un inverter per ogni stringa	55
2.5.3 Impianto multi-inverter	56
3. L'INVERTER	
3.1 Cenni su caratteristiche tecniche e funzionamento	58
3.2 Scelta ed interfacciamento	63
3.3 Tipologia	70

4.	LO STORAGE	
4.1	Cenni sul funzionamento di un sistema di accumulo	78
4.2	Il mercato dello Storage	81
5.	IL CASO DI MECC.AL	
5.1	Introduzione azienda	86
5.2	I dissipatori	87
5.2.1	Ad aria	89
5.2.2	A liquido	93
5.2.3	Scelta del dissipatore	94
5.3	Il mercato di Mecc.Al	96
	CONCLUSIONI	107
	BIBLIOGRAFIA	109
	RINGRAZIAMENTI	110

INTRODUZIONE

L'obiettivo di questo elaborato è l'analisi del mercato di Mecc.Al, azienda che produce dissipatori di calore situata a Colli al Metauro (PU).

Valutandone la produzione ed il fatturato, sia complessivo che per segmento, si ne vuole analizzare l'evoluzione nell'ottica di una continua evoluzione e crescita.

Il fotovoltaico è uno dei settori su cui l'azienda da sempre ha focalizzato la sua attenzione e su cui pensa di continuare a rappresentare un ruolo chiave nel mercato internazionale.

Per fare questo si è valutato il contesto internazionale e nazionale in cui si colloca l'azienda, con un occhio alle normative che ne hanno condizionato l'evoluzione negli anni.

Per raggiungere il componente che Mecc.Al produce, il dissipatore, si è analizzato tutto ciò che ci sta intorno, partendo dalla descrizione di un impianto fotovoltaico nel suo insieme, analizzandone le singole parti che lo compongono fino ad arrivare all'oggetto che funge da "cervello", l'Inverter.

E' proprio in questo dispositivo, fondamentale per ogni impianto fotovoltaico, che Mecca.Al può fornire il proprio valore aggiunto.

Introducendo sul mercato dissipatori più performanti può contribuire allo sviluppo di inverter sempre più efficienti e competitivi.

1. IL CONTESTO

Oggi la produzione di energia elettrica è una delle cause principali dell'inquinamento atmosferico. Produrre elettricità continuando ad utilizzare fonti fossili tradizionali, significa inquinare l'aria, l'acqua e la terra. Invece, la grande opportunità offerta dalle rinnovabili, consente di produrre energia elettrica in maniera pulita, riducendo gli impatti delle attività e contribuendo a tutelare l'ambiente.

Sole, vento e biomasse hanno il vantaggio di essere abbondanti, largamente disponibili e, al contrario dei combustibili fossili, non si esauriscono.

Oggi i progressi tecnologici hanno contribuito ad elevare l'affidabilità di infrastrutture e impianti, rendendo la produzione rinnovabile ed estremamente sicura.

Diversi sono i punti di forza delle energie rinnovabili che possono contribuire a smuovere la coscienza collettiva nell'ottica di uno sviluppo sostenibile.

In questo elaborato verrà analizzata l'energia fotovoltaica, come essa viene prodotta e come arriva all'utilizzatore, che esso sia un utenza o la rete.

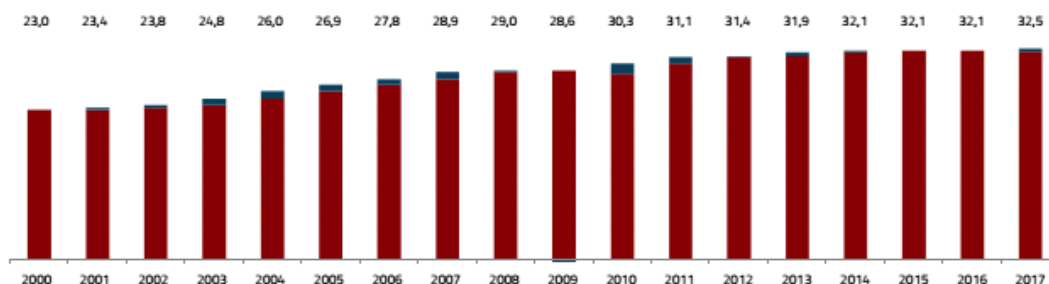
Per fare questo si analizzerà dapprima il contesto, sia internazionale che nazionale, per valutarne l'andamento negli anni passati e le previsioni per i prossimi.

Questo per capire come si potrebbe evolvere il mercato del solare fotovoltaico e di conseguenza tutte le componenti associate all'impianto, con particolare attenzione ai dissipatori.

1.1 IL CONTESTO INTERNAZIONALE

Secondo le stime dell'Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA), la domanda globale di energia è cresciuta del 2,1% nel 2017, più del doppio rispetto al 2016, raggiungendo circa 14.050 mln di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep).

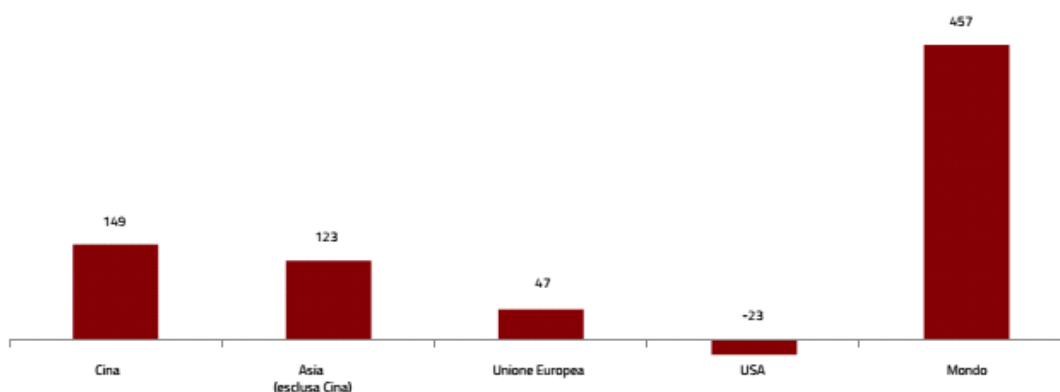
Nel 2017, ultimo anno per il quale l'IEA ha reso disponibili dati, le emissioni di CO₂ legate al settore energetico sono cresciute dell'1,4%, raggiungendo il picco storico di 32,5 Gt. Si tratta di un nuovo incremento dopo tre anni di stabilità.



Emissioni di CO2 a livello globale legate al settore energia (Gt CO2), Fonte: IEA Global Energy & CO2 Status Report 2017

A livello globale le emissioni di CO2 tra il 2016 e il 2017 sono aumentate dell'1,4% (457 Mt). Le economie asiatiche sono responsabili dei due terzi dell'incremento di emissioni di CO2 tra il 2016 e il 2017. In Cina le emissioni di CO2 sono cresciute dell'1,7% (149 Mt), una variazione tutto sommato contenuta per un'economia che nel 2017 è cresciuta del 7%; l'aumento delle emissioni è stato mitigato dal notevole sviluppo delle fonti rinnovabili e dal graduale passaggio dal carbone al gas naturale. Nell'UE le emissioni di CO2 tra il 2016 e il 2017 sono aumentate dell'1,5% (47 Mt). Il trend di crescita non è stato universale e si evidenziano andamenti in controtendenza come negli Stati Uniti, dove, in virtù della forte crescita delle fonti rinnovabili e del calo della domanda, le emissioni di CO2 del settore energetico sono diminuite nel 2017, rispetto al 2016, dello 0,5%, pari a 23 Mt.

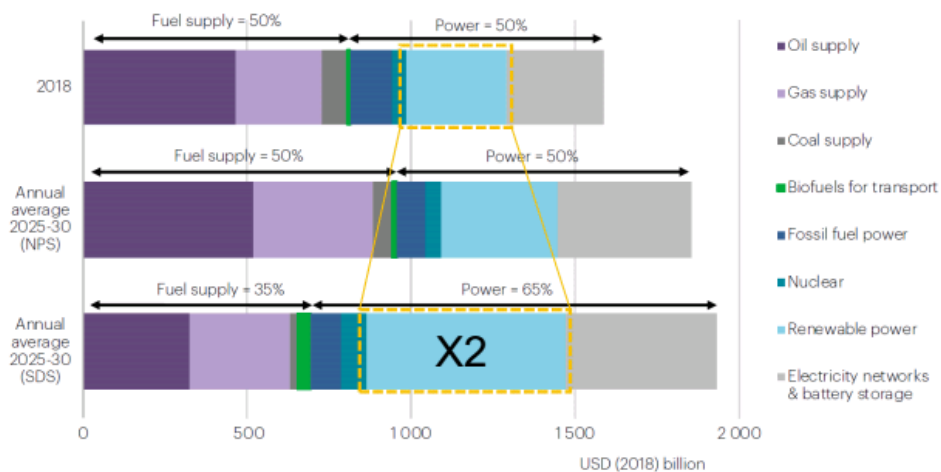
Tra le economie asiatiche è il Giappone a mostrarsi in controtendenza, con una diminuzione delle emissioni di CO2, tra il 2016 e il 2017, dello 0,5% grazie alle rinnovabili e al nucleare che ha pressoché spiazzato la produzione di energia elettrica da fonti fossili. Nell'UE il Regno Unito ha fatto registrare un calo del 3,8%, grazie al passaggio dal carbone al gas naturale e alle rinnovabili nella produzione di energia elettrica.



Incremento delle emissioni di CO2 nel 2017 rispetto al 2016 per area geografica (Gt CO2), Fonte: IEA Global Energy & CO2 Status Report 2017

Nel 2018 l'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), il principale organismo internazionale per la valutazione dei cambiamenti climatici, ha pubblicato un rapporto speciale in cui conclude che l'obiettivo di contenimento dell'aumento della temperatura possibilmente entro 1,5°C (e obbligatoriamente entro 2°C), concordato durante la COP21 tenutasi a Parigi nel 2015, si può raggiungere soltanto riducendo entro il 2030 le emissioni del 45% rispetto ai livelli del 2010 per poi giungere, entro il 2050, a un bilancio netto di zero emissioni.

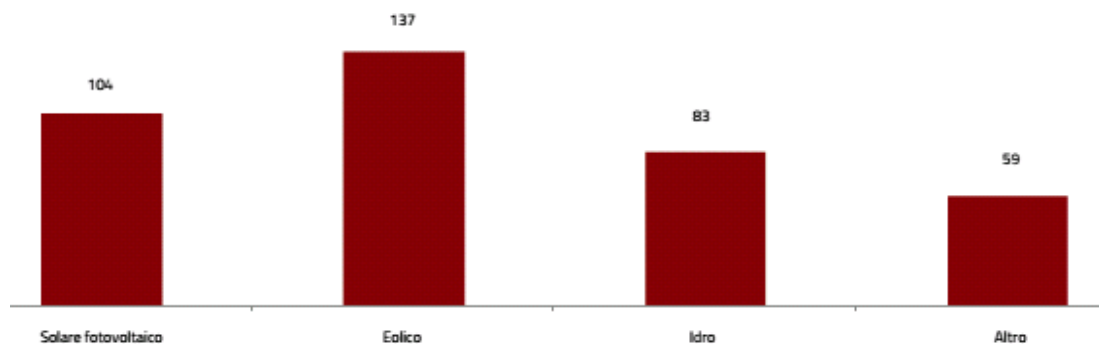
Perché questo avvenga gli investimenti nelle rinnovabili dovrebbero raddoppiare, passando da 300 miliardi ad oltre 600 miliardi/anno nei prossimi 10 anni, come da immagine riportata nella pagina successiva.



Fonte: IEA, IPCC

Il 15 dicembre 2018 a Katowice, in Polonia si è conclusa la ventiquattresima Conferenza delle Parti della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC COP24). La Conferenza ha approvato all'unanimità il cosiddetto "Rulebook di Parigi", che definisce i criteri di rendicontazione, monitoraggio e revisione degli impegni. Si tratta del manuale operativo dettagliato necessario per l'entrata in vigore dell'Accordo di Parigi nel 2020. Il Rulebook copre diversi aspetti, tra cui le regole di rendicontazione delle emissioni di gas a effetto serra valide per tutti i Paesi vincolati dall'Accordo di Parigi, le modalità di reporting inerenti il meccanismo cosiddetto di "climate finance", istituito per aiutare i Paesi in via di sviluppo ad adattarsi agli impatti del riscaldamento globale e mitigare le loro emissioni, nonché le regole concernenti il "carbon trading".

L'IEA afferma che nel 2017 (ultimo anno per cui sono disponibili dati), le fonti rinnovabili sono giunte a soddisfare circa un quarto della domanda globale di energia. Il settore della generazione elettrica da rinnovabili ha giocato un ruolo chiave; grazie a una crescita della produzione del 6,3% nel 2017 rispetto al 2016 (380 TWh), le FER coprono circa il 35% della generazione elettrica globale. La metà della crescita della generazione elettrica da rinnovabili nel 2017 si deve a Cina e Stati Uniti, seguiti dall'UE (8%), dal Giappone e dall'India (6% ciascuno). Lo sviluppo del solare fotovoltaico e dell'eolico nel 2017 è stato senza precedenti; il settore eolico copre il 36% della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili a livello globale, il solare fotovoltaico il 27%, l'idroelettrico il 22% e le bioenergie il 12%.



Crescita della produzione elettrica da fonti rinnovabili nel 2017 rispetto al 2016 (TWh), Fonte: IEA Global Energy & CO2 Status Report 2017

1.1.1 IL NUOVO QUADRO EUROPEO IN MATERIA DI ENERGIA E CLIMA

A livello europeo nel 2018 sono proseguiti gli sforzi per la realizzazione di un'Unione europea dell'energia, per perseguire gli obiettivi al 2030 stabiliti dal Consiglio Europeo del 22 ottobre 2014 e per far fronte agli impegni presi con gli accordi di Parigi sul clima nel 2015. In questo quadro sono entrate in vigore le norme chiave del pacchetto legislativo "energia pulita per tutti gli europei" ("Clean Energy for all Europeans"), adottato dalla Commissione il 30 novembre 2016 con tre obiettivi fondamentali:

- mettere l'efficienza energetica al primo posto;
- conseguire la leadership a livello globale nelle fonti rinnovabili;
- tutelare i consumatori che dovranno beneficiare di un'energia più sicura, più pulita e più competitiva.

Il 19 giugno 2018 è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale dell'UE anche il Regolamento 2018/842/UE, relativo alle riduzioni annuali vincolanti delle emissioni di gas serra a carico degli Stati membri nel periodo 2021-2030 nei settori che non

rientrano nel campo di applicazione del sistema di scambio di quote di emissione per il periodo 2021-2030. I settori non ETS includono, tra gli altri: l'edilizia, l'agricoltura, la gestione dei rifiuti, i trasporti (tranne i trasporti aerei e marittimi).

Il Regolamento costituisce per l'UE un importante passo verso l'adempimento dell'impegno preso in seno agli accordi di Parigi sul clima di ridurre del 40% le emissioni di gas a effetto serra entro il 2030, rispetto ai livelli del 1990.

Per conseguire questo obiettivo, entro il 2030, i settori non ETS dovranno ridurre su scala comunitaria le loro emissioni del 30%, rispetto ai livelli del 2005. Ciascuno Stato membro dovrà conformarsi a un obiettivo annuale vincolante in materia di riduzione delle emissioni per il periodo 2021-2030.

Tali obiettivi, calcolati sulla base del PIL pro capite, prevedono una riduzione compresa tra lo 0% e il 40% dei gas a effetto serra, rispetto ai livelli del 2005 e sono in linea con il target di riduzione dell'UE del 30% per i settori non ETS. L'obiettivo assegnato all'Italia è del 33%.

Gli Stati membri sono tenuti a seguire un percorso che garantisca una diminuzione costante delle emissioni nell'intero periodo. Il punto di partenza è basato sulla media delle emissioni dal 2016 al 2018, come proposto dalla Commissione, con l'individuazione di una traiettoria che inizia nel maggio 2019 o nel gennaio 2020, a seconda di quale data comporti un'assegnazione inferiore per lo Stato membro interessato.

Il regolamento "effort sharing" contiene anche disposizioni sulla istituzione di una riserva di quote di emissioni di CO₂equivalente come strumento di flessibilità.

Il 21 dicembre 2018 sono state pubblicate sulla Gazzetta Ufficiale dell'UE tre direttive del Parlamento europeo e del Consiglio dell'11 dicembre 2018:

- la Direttiva 2018/2001/UE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili;
- la Direttiva 2018/2002/UE che modifica la direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica;
- il Regolamento 2018/1999/UE sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima.

La Direttiva 2018/2001/UE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili fissa un obiettivo vincolante a livello dell'Unione in termini di quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo di energia pari al 32% nel 2030 (artt. 1 e 3); gli Stati membri provvedono collettivamente al

raggiungimento dell'obiettivo stabilendo i propri contributi nazionali nei piani nazionali integrati per l'energia e il clima, in conformità al Regolamento (UE) 2018/1999 sulla governance dell'Unione dell'energia.

La Direttiva richiede, inoltre, che ciascuno Stato membro si sforzi di aumentare la quota di energia rinnovabile nel settore del riscaldamento e del raffrescamento di, indicativamente, 1,3 punti percentuali all'anno, calcolati come media per i periodi dal 2021 al 2025 e dal 2026 al 2030, partendo dalla quota di energia rinnovabile destinata al riscaldamento e al raffrescamento nel 2020 (art. 23).

La Direttiva 2018/2002/UE sull'efficienza energetica attua il principio che pone l'efficienza energetica al primo posto e stabilisce un quadro comune di misure al fine di garantire il conseguimento degli obiettivi principali dell'Unione in materia di efficienza energetica, del 20% per il 2020 e di almeno il 32,5% per il 2030, gettando inoltre le basi per ulteriori miglioramenti al di là di tali scadenze.

La Direttiva fissa limiti relativi al consumo energetico dell'Unione nel 2030, che non deve superare 1.273 Mtep di energia primaria e/o 956 Mtep di energia finale. Ogni Stato membro stabilisce i contributi nazionali indicativi di efficienza energetica agli obiettivi dell'Unione per il 2030 nei piani nazionali integrati per l'energia e il clima, in conformità al Regolamento (UE) 2018/1999 sulla governance dell'Unione dell'energia.

Il Regolamento 2018/1999/UE sulla governance dell'Unione dell'energia e dell'azione per il clima stabilisce i meccanismi necessari a:

- raggiungere gli obiettivi dell'Unione dell'energia e gli impegni a lungo termine dell'UE in materia di emissioni di gas a effetto serra, coerenti con i target dell'accordo di Parigi e in particolare con gli obiettivi dell'UE per il 2030 in materia di energia e clima;
- pianificare, rendicontare e monitorare in modo trasparente e coordinato gli obiettivi dell'UE per il 2030 in materia di energia e clima e ai sensi della Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici e dell'accordo di Parigi, promuovendo una cooperazione più stretta tra i Paesi dell'UE;
- offrire maggiore certezza normativa per favorire gli investimenti in energia pulita in tutta l'UE.

La governance dell'Unione dell'energia si basa sui Piani Nazionali Integrati Energia e Clima (PNIEC) che gli Stati membri sono tenuti a redigere in via definitiva entro il

31 dicembre 2019. I Piani coprono periodi decennali, a partire da quello 2021-2030, e contengono in particolare:

- uno schema generale del Piano e una descrizione del processo della sua formazione;
- una descrizione degli obiettivi, dei traguardi e dei contributi nazionali relativi alle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia:

1. decarbonizzazione (declinata in emissioni e assorbimenti di gas a effetto serra, energia rinnovabile);

2. efficienza energetica;

3. sicurezza energetica;

4. mercato interno dell'energia (declinata in interconnettività elettrica, infrastruttura di trasmissione dell'energia, integrazione del mercato, povertà energetica);

5. ricerca, innovazione e competitività.

- una descrizione delle politiche e misure relative agli obiettivi, traguardi e contributi stabiliti dallo Stato membro nonché una panoramica generale degli investimenti necessari per conseguirli;

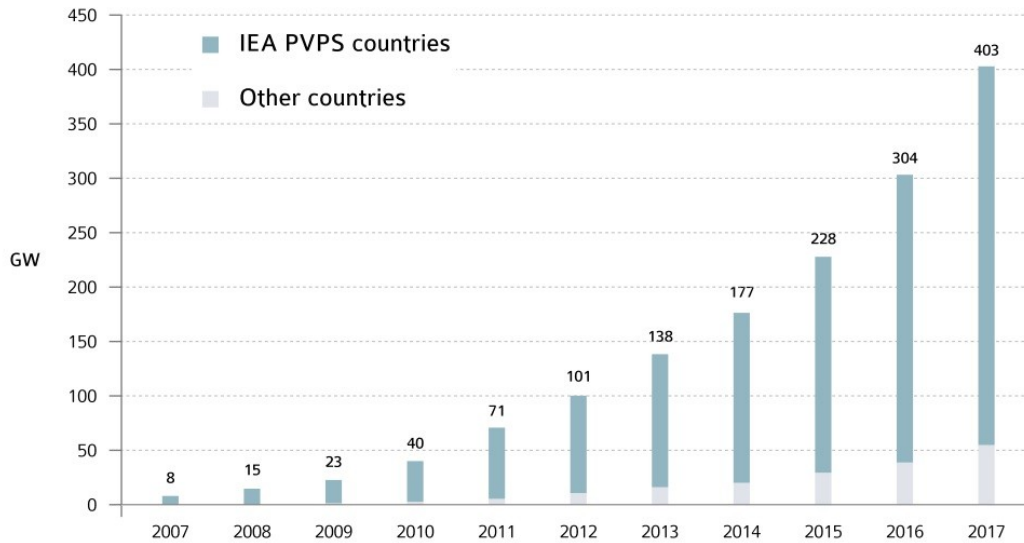
- una descrizione dello stato attuale delle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia e le proiezioni considerando le politiche e le misure già in vigore;

- una valutazione degli impatti delle politiche e delle misure previste per conseguire gli obiettivi in relazione alle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia e una valutazione generale di esse sul piano macroeconomico, sociale, ambientale e della salute.

Entro il 31 dicembre 2018 ogni Stato membro è stato chiamato a elaborare e trasmettere alla Commissione Europea una proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima.

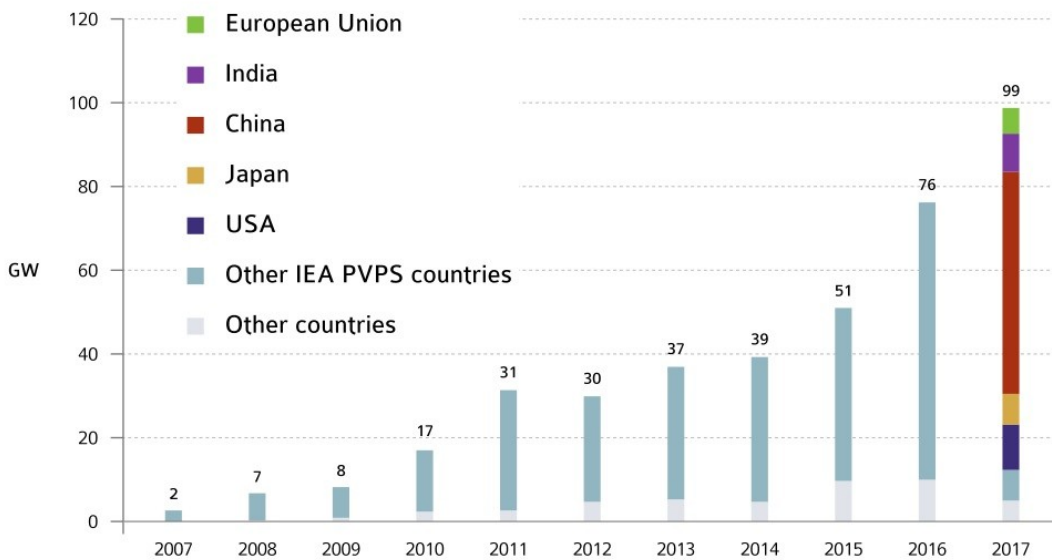
1.1.2 ANDAMENTO FOTOVOLTAICO IN EUROPA

I 27 paesi Iea PvPS hanno installato almeno 83,4 Gw nel 2017 mentre sono più difficili da rintracciare con un alto livello di certezza, le installazioni in paesi PvPS non Iea che hanno contribuito per un importo di 15,5GW. La tendenza del 2017 del mercato fotovoltaico globale è ancora di crescita significativa dopo la massiccia crescita registrata durante il 2015-2016 con 403,3 Gw. La capacità installata è cresciuta di circa il 33% nel 2017, superando nuovamente il livello record dal 2016.

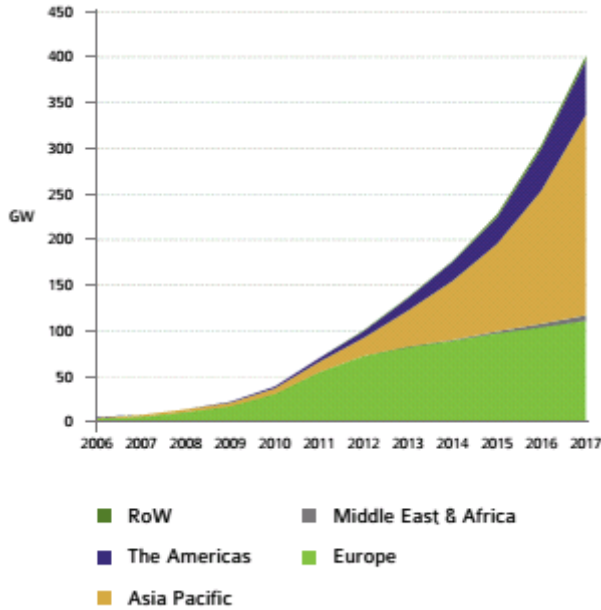


Evoluzione cumulativa delle installazioni fotovoltaiche (GW), Fonte: IEA PVPS & others

Per il quinto anno consecutivo, la Cina è al primo posto con l'installazione nel 2017 di 53,1 Gw , secondo l'ente nazionale dell'energia; un livello record che è significativamente più alto dei 34,6 Gw che avevano posto il paese al primo posto nel 2016. La capacità totale installata in Cina ha raggiunto i 131,1 Gw, e conferma il paese come leader chiave.

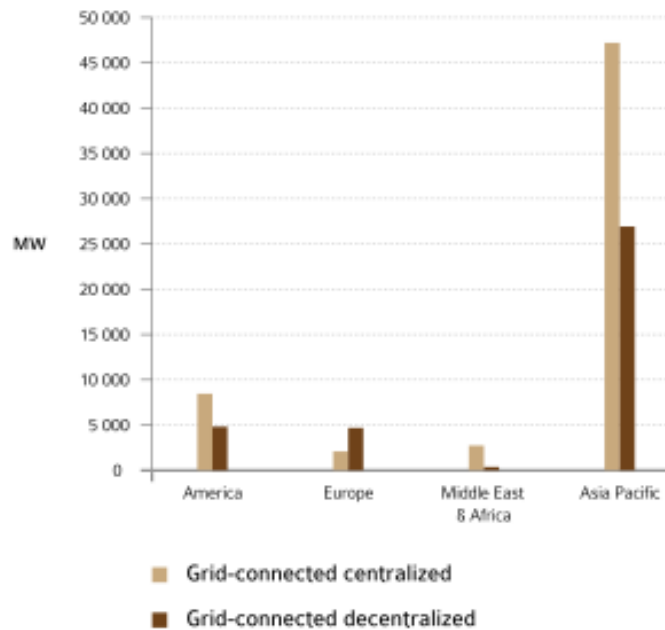


Evoluzione annuale delle installazioni fotovoltaiche (GW), Fonte: IEA PVPS & others



Evoluzione delle installazioni fotovoltaiche per regione (GW), Fonte: IEA PVPS & others

L'evoluzione del fotovoltaico connesso alla rete verso una segmentazione bilanciata tra fotovoltaico centralizzato e decentralizzato vede un'inversione di crescita iniziata nel 2013 e culminata nel 2016. Il fotovoltaico centralizzato si è evoluto più rapidamente e la maggior parte dei principali sviluppi del fotovoltaico nei mercati emergenti proveniva dalle "utility-scale". Questa evoluzione ha avuto cause diverse. Il fotovoltaico su "utility-scale" richiede agli sviluppatori e alle istituzioni finanziarie di installare impianti in tempi relativamente brevi. Questa opzione consente di iniziare a utilizzare l'elettricità fotovoltaica in un paese più velocemente di quanto richiesto dal fotovoltaico distribuito. Inoltre, il 2017 (e il 2018 già) hanno registrato di nuovo notevoli progressi in termini di prezzi dell'elettricità fotovoltaica

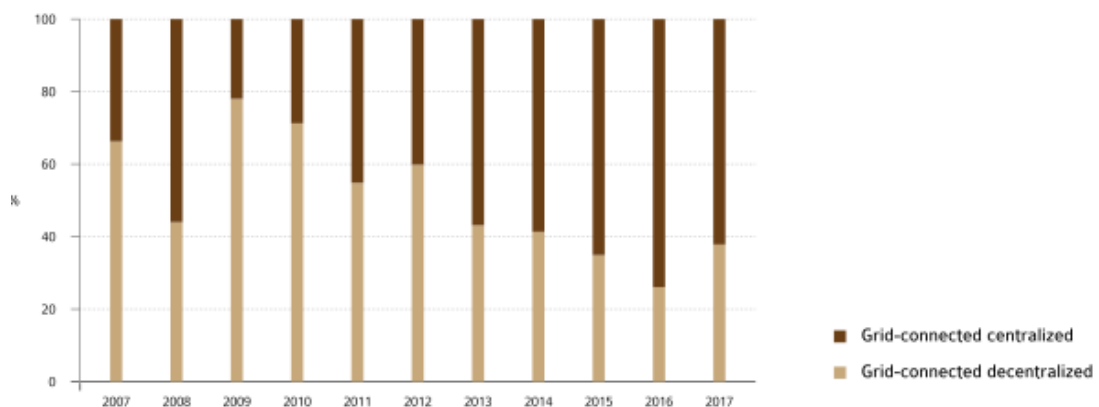


Installazioni per regione nel 2017 di impianti connessi alla rete, centralizzati e distribuiti, Fonte: IEA

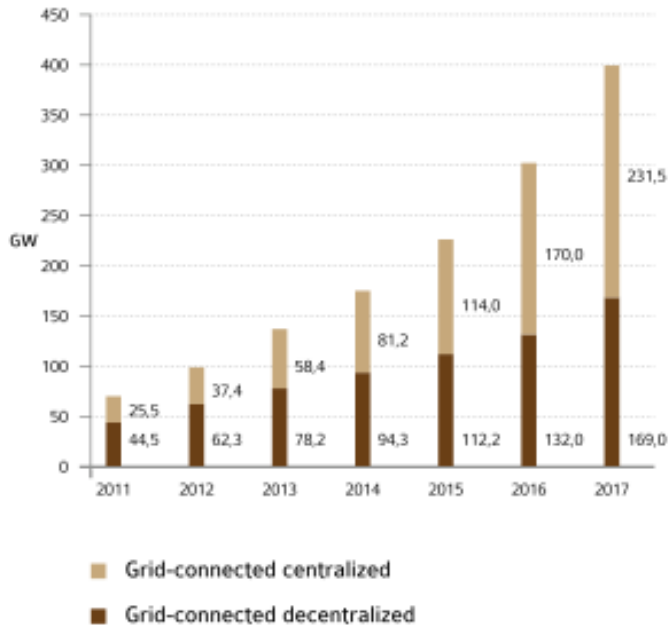
attraverso gare d'appalto che rendono l'elettricità fotovoltaica ancora più attraente in alcune regioni.

Tuttavia, l'“utility-scale” è stata anche criticata quando si considerano le preoccupazioni ambientali relative all'uso dei terreni agricoli, le difficoltà nel raggiungere la competitività con i prezzi all'ingrosso dell'elettricità in questo segmento e, ad esempio, i problemi di connessione alla rete. Tuttavia, i recenti sviluppi con offerte estremamente competitive inferiori a 20 USd/Mwh hanno contribuito all'aumento del mercato delle utenze nel 2017. A livello globale, il fotovoltaico centralizzato ha rappresentato oltre il 60% del mercato nel 2017, guidato principalmente da Cina, Stati Uniti, e mercati emergenti di fotovoltaico. Tuttavia, anche il fotovoltaico distribuito è aumentato in modo significativo nel 2017, con 37 Gw installati, 14 Gw dei quali dalla sola Cina. Questo cambiamento nella tendenza era atteso da alcuni anni, ma l'istituzione delle giuste politiche era lenta e complessa.

Lo stesso modello tra fotovoltaico decentralizzato e centralizzato è visibile nella regione Asia-Pacifico e nelle Americhe, con un dominio di installazioni centralizzate. L'attuale rapporto non può cambiare in modo significativo nei prossimi anni, poiché l'arrivo di più paesi in via di sviluppo implicherà una maggiore attenzione alla generazione di pura elettricità piuttosto che a modelli di business basati sull'autoconsumo. Una prevista riduzione del mercato cinese potrebbe anche avere un impatto negativo sulla fragile evoluzione verso sistemi fotovoltaici più distribuiti.



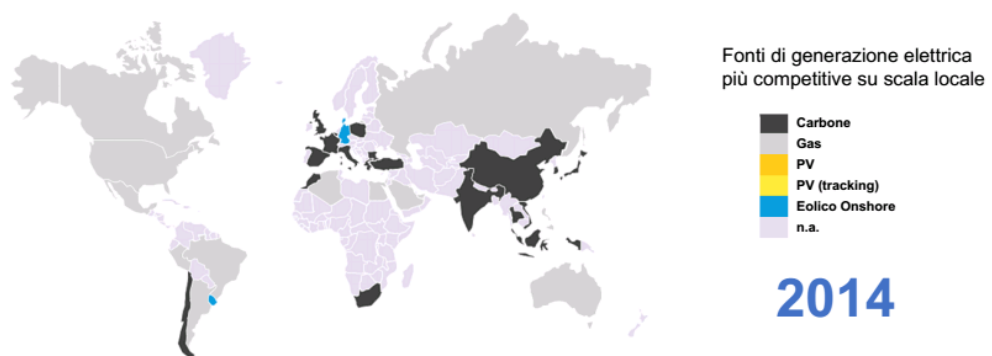
Quota annua di installazioni connesse alla rete, centralizzate e distribuite, negli anni 2007-2017, Fonte: IEA PVPS



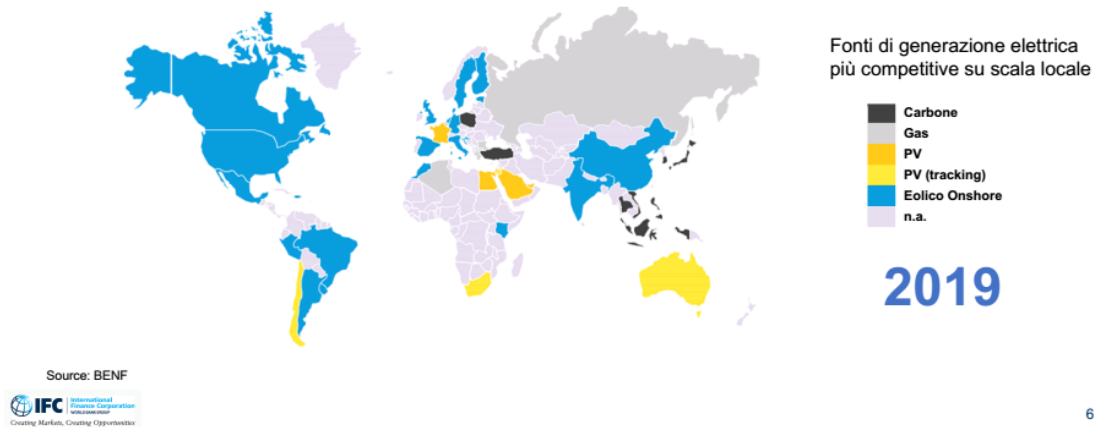
Evoluzione cumulativa delle installazioni fotovoltaiche connesse alla rete nel periodo 2011-2017, Fonte: IEA PVPS

Oltre ai fattori ambientali e dell'opinione pubblica, la crescita del fotovoltaico è spinta dalla riduzione dei costi.

Negli ultimi 5 anni siamo stati testimoni di un punto di svolta (inarrestabile) nei costi di generazione che hanno reso competitive su larga scala l'installazione di impianti ad energie rinnovabili.



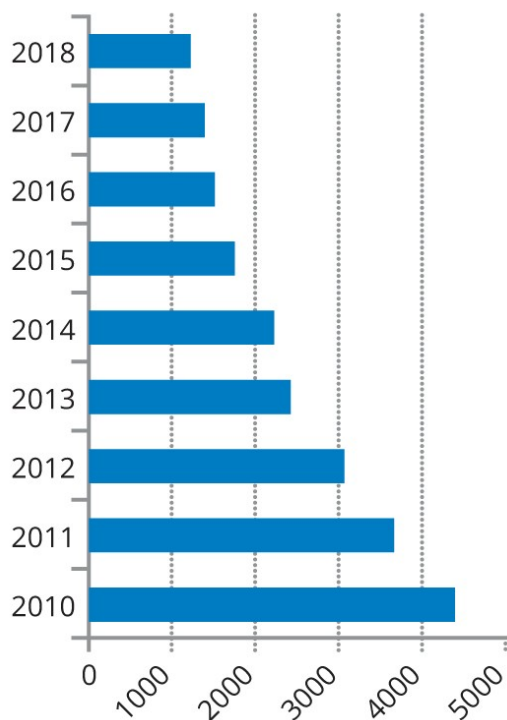
Source: BNEF
IFC International Finance Corporation
Creating Markets, Creating Opportunities



6

Dall'anno 2010 il costo dell'energia prodotta da un impianto fotovoltaico “utility scale”, intendendo impianti nell'ordine dei GW, è sceso di circa il 70%

» *Costo FV utility scale in \$.*



I motivi della competitività del fotovoltaico si possono riassumere nei seguenti punti:

- » i miglioramenti tecnologici sia sul prodotto che sui sistemi di produzione;
- » la semplificazione nei sistemi di sviluppo dei progetti;
- » una base ampia e solida di esperienza che consente di fare valutazioni accurate e predire la producibilità in tutta la vita attesa dell'impianto;
- » le tecnologie rinnovabili possono essere facilmente scalabili e modulabili.

Negli ultimi anni, come si può vedere dal grafico, elaborato con dati da IRENA, l'andamento del costo totale degli impianti fotovoltaici “utility scale” è stato sempre decrescente: c'è stata una riduzione di quasi l'80% dall'anno 2010 ad oggi.

Dal punto di vista del costo della generazione elettrica, il fotovoltaico, anche per i piccoli e medi impianti, è competitivo e offre vantaggi non trascurabili.

Gli impianti fotovoltaici sul tetto possono competere sul prezzo al dettaglio dell'energia, garantiscono una produzione vicina ai consumi, green, decentralizzata e sono ovviamente un punto di partenza per lo storage.

Lo studio di quest'anno contiene un approfondimento dedicato al fotovoltaico in generazione distribuita, che dovrebbe più che raddoppiare la propria capacità nei prossimi cinque anni, rappresentando quasi la metà di tutta la crescita del mercato fotovoltaico.

Crescita legata principalmente alla diminuzione dei prezzi, come ha spiegato Birol: "Il costo della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici distribuiti è già inferiore ai prezzi al dettaglio nella maggior parte dei paesi. L'IEA prevede che questi costi diminuiranno di un ulteriore 15-35% entro il 2024, rendendo la tecnologia più attraente e stimolando l'adozione a livello mondiale".

Secondo le previsioni dell'IEA, l'installazione di impianti solari fotovoltaici su abitazioni, edifici commerciali e impianti industriali è destinata a decollare nei prossimi cinque anni, trasformando il modo in cui l'elettricità viene generata e consumata, con nuove opportunità e sfide per i fornitori di energia elettrica e i responsabili politici di tutto il mondo.

Le applicazioni commerciali e industriali piuttosto che quelle residenziali domineranno la crescita del fotovoltaico distribuito, rappresentando i tre quarti delle nuove installazioni. Questo grazie a economie di scala e a un migliore allineamento della domanda e dell'offerta di energia elettrica, che consentono un maggiore autoconsumo e maggiori risparmi sulle bollette elettriche nei settori commerciale e industriale.

In ogni caso è destinato a crescere più del 50% il numero di sistemi fotovoltaici sui tetti delle case, arrivando a circa 100 milioni entro il 2024, si prevede che i principali mercati saranno Australia, Belgio, California, Paesi Bassi e Austria.

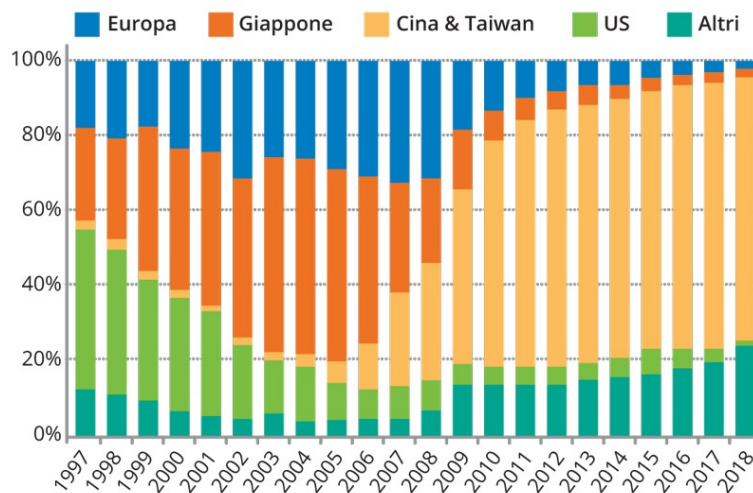
Si prevede che la Cina rappresenterà quasi la metà della crescita globale del fotovoltaico distribuito, superando l'Unione Europea nella quale comunque l'espansione del fotovoltaico distribuito continua a crescere in modo significativo. Il Giappone rimane un mercato forte, l'India e la Corea emergono come motori della crescita della capacità in Asia.

L'IEA avverte però che sono necessarie importanti riforme politiche e tariffarie per garantire che la crescita del fotovoltaico distribuito sia sostenibile, altrimenti vi è un rischio di perturbare i mercati dell'elettricità aumentando i costi di sistema, sfidando

l'integrazione delle energie rinnovabili nella rete e riducendo i ricavi dei gestori di rete. Riformando le tariffe al dettaglio e adattando le corrette normative, i servizi pubblici e i governi possono attrarre investimenti nel fotovoltaico distribuito, garantendo nel contempo entrate sufficienti a pagare per gli asset di rete fissa e assicurando che l'onere dei costi sia ripartito equamente tra tutti i consumatori.

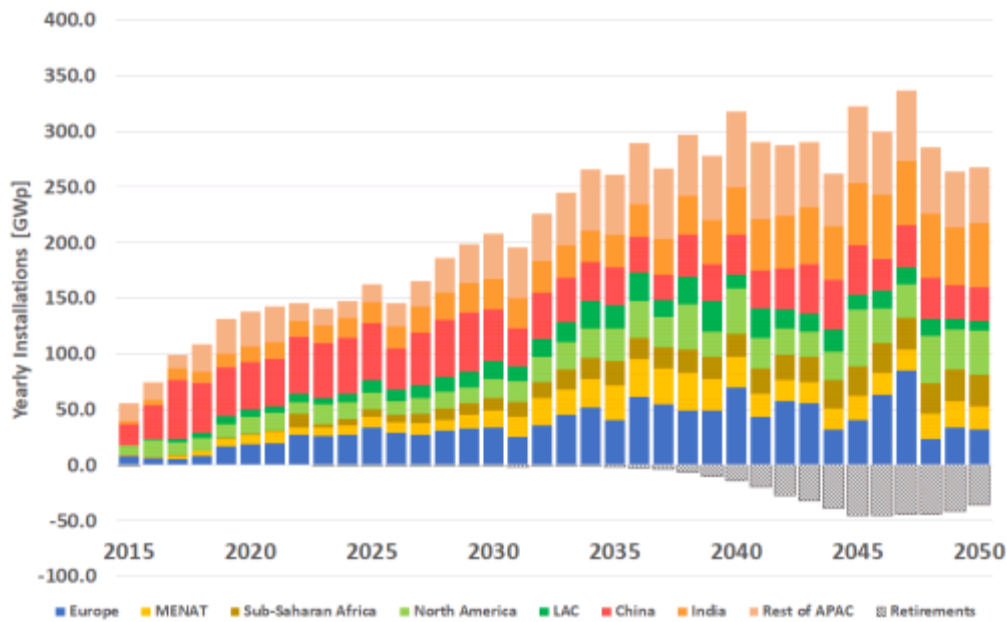
Secondo l'Accelerated Case del Rapporto, il miglioramento dell'economia, il supporto politico e una regolamentazione più efficace potrebbero spingere la capacità installata globale del fotovoltaico distribuito oltre i 600 GW entro il 2024, quasi il doppio della capacità totale di potenza del Giappone di oggi. Tuttavia, questa crescita accelerata rappresenta ancora solo il 6% del potenziale tecnico del fotovoltaico distribuito sulla base della superficie totale disponibile sui tetti.

La netta riduzione del prezzo dei moduli è sicuramente una delle cause della variazione della dislocazione dei siti produttivi nel tempo: Cina e Taiwan hanno assunto una posizione dominante con oltre il 70% della produzione globale, viceversa l'Europa ha perso via via la fetta che nel 2008 raggiungeva il 30%.



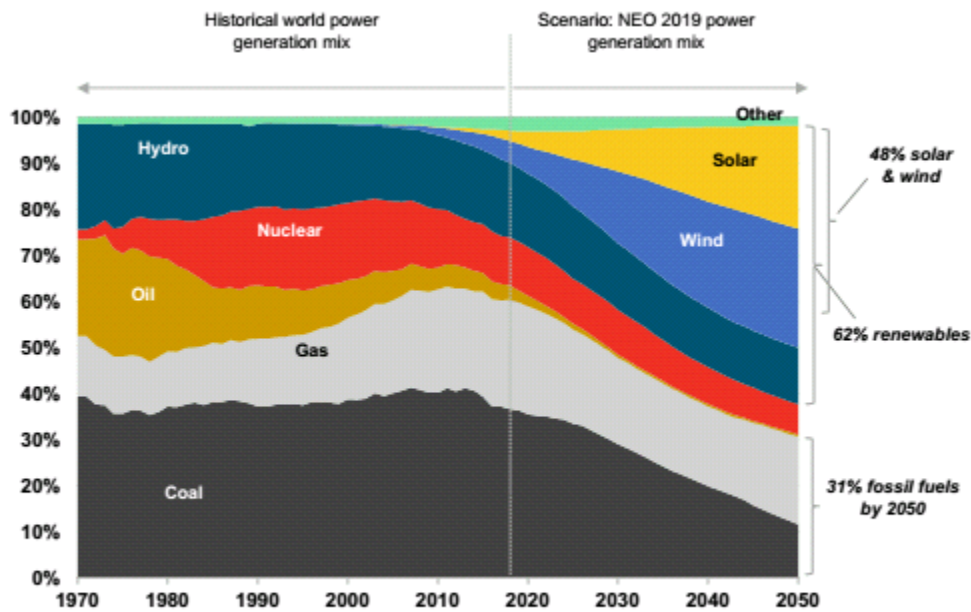
Quota della fabbricazione di moduli fotovoltaici

Per il fotovoltaico si prevede un mercato nel 2050 di circa 300GWp/anno con una penetrazione del 20%. Europa, MEA e Americhe raggiungeranno i 50GWp/anno dal 2030 e l'Asia 150GWp/anno.



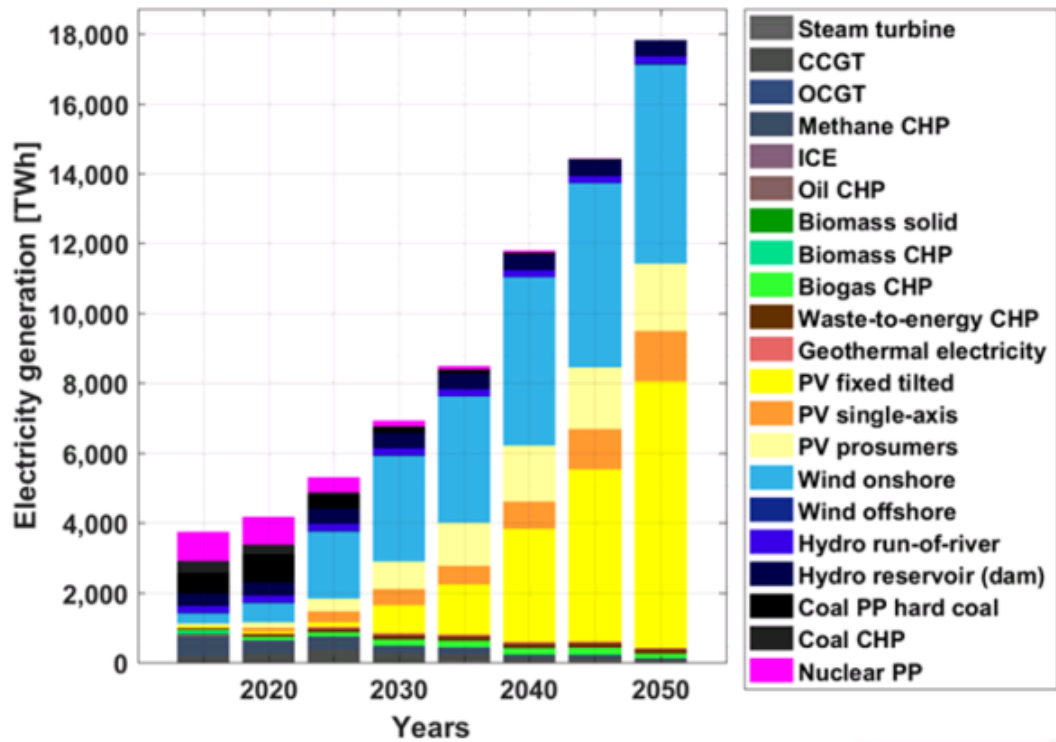
Fonte: BNEF

La riduzione dell'utilizzo delle fonti fossili è appena iniziata ed è preventivabile una sua costante evoluzione

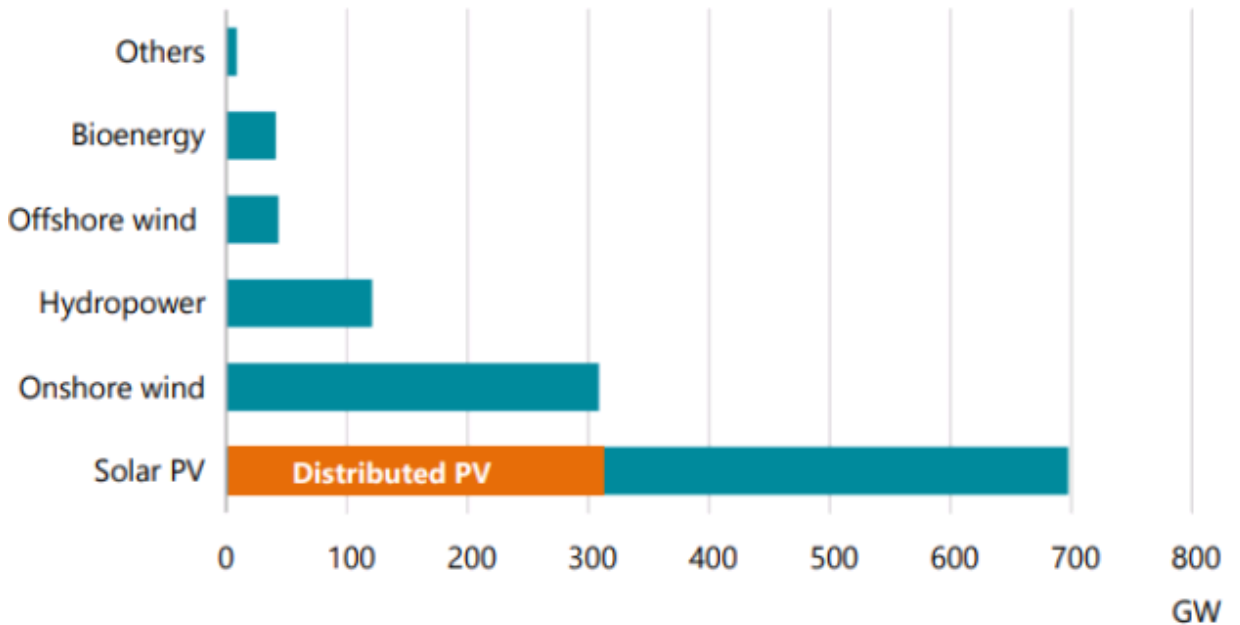


Source: BNEF, UNEP, IEA, WBG

Da un'analisi del 2019 dell'Università finlandese "Laperaanta " emerge che con opportuni investimenti il solare potrebbe rappresentare il 62% dell'energia prodotta in Europa nel 2050.



Secondo le fonti IEA le rinnovabili si espanderanno del 50% fino al 2024. Solo il fotovoltaico distribuito cresce tanto quanto l'eolico onshore.



Crescita della capacità di energie rinnovabili tra il 2019 e il 2024 per tecnologia

1.2 LA PROPOSTA ITALIANA DI PIANO NAZIONALE INTEGRATO ENERGIA E CLIMA

Come previsto dal Regolamento Governance, l'Italia ha trasmesso alla Commissione Europea la

propria proposta di Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima entro la fine del 2018. Alla predisposizione del documento hanno preso parte il MiSE, il MATTM, il MIT, GSE, RSE, ISPRA, ENEA e il Politecnico di Milano. Il GSE ha, tra l'altro, coordinato la fase redazionale.

La proposta italiana di Piano intende dare attuazione a una visione di ampia trasformazione dell'economia, nella quale la decarbonizzazione, l'economia circolare, l'efficienza e l'uso razionale ed equo delle risorse naturali rappresentano insieme obiettivi e strumenti per un'economia più rispettosa delle persone e dell'ambiente.

Gli obiettivi generali perseguiti dal Piano sono:

- accelerare il percorso di decarbonizzazione;
- mettere il cittadino e le imprese al centro, in modo che siano protagonisti e beneficiari della trasformazione energetica;
- favorire l'evoluzione del sistema energetico da un assetto centralizzato a uno distribuito;
- continuare a garantire adeguati approvvigionamenti delle fonti convenzionali, perseguendo la sicurezza e la continuità della fornitura;
- promuovere l'efficienza energetica in tutti i settori;
- promuovere l'elettrificazione dei consumi, in particolare nel settore civile e nei trasporti;
- accompagnare l'evoluzione del sistema energetico con attività di ricerca e innovazione, in coerenza con gli orientamenti europei e con le necessità della decarbonizzazione profonda;
- adottare, anche a seguito dello svolgimento della Valutazione Ambientale Strategica, obiettivi e misure che riducano i potenziali impatti negativi sull'ambiente e il paesaggio;
- continuare il processo di integrazione del sistema energetico nazionale in quello dell'UE.

Per quel che riguarda la decarbonizzazione, l'Italia intende raggiungere l'ambizioso obiettivo del 30% di quota rinnovabile dei consumi finali lordi al 2030, a partire dal 18,3% registrato nel 2017. Il settore elettrico è quello a maggior penetrazione delle rinnovabili, con una quota prevista del 55,4% al 2030, seguito dal termico (33,1%) e dai trasporti (21,6%).

Nel settore elettrico, si prevede una crescita della potenza FER fino a più di 90 GW al 2030, corrispondenti a quasi 190 TWh, con circa 40 GW in più rispetto al 2017. Il contributo principale è atteso dal fotovoltaico (50 GW al 2030, +30 GW dagli attuali 20 GW), seguito da eolico (18 GW al 2030, +8 GW rispetto agli attuali 10 GW). Per il fotovoltaico, priorità sarà data all'installazione su edifici o su aree non adatte ad altri usi, con il coinvolgimento degli enti territoriali sia in termini di obiettivi (burden sharing regionale), sia per accumuli distribuiti, mediante il perfezionamento ed estensione dell'obbligo di integrazione delle aree idonee individuate. Inoltre si promuoverà l'autoconsumo, anche con rinnovabili sugli edifici. Si procederà poi a semplificazioni autorizzative, specialmente ambientali, per il revamping e repowering degli impianti, al fine di preservare e ottimizzare la produzione esistente. L'Italia intende ridurre la dipendenza energetica dall'estero dal 77,5% nel 2016 al 63% nel 2030.

Tale obiettivo sarà perseguito sia mediante le misure per l'incremento delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica sia con il ricorso a politiche volte ad aumentare la resilienza e la flessibilità del sistema elettrico e di quello del gas.

Nel settore elettrico si intende, entro il 2030, sviluppare il mercato della capacità, incrementare del 70% le ore annue di utilizzo degli impianti di pompaggio esistenti e installare almeno 3 GW di nuovi impianti. Si vuole, inoltre, diffondere lo storage elettrochimico di circa 24 GWh di capacità di accumulo, operante su rete, e di altri 15 GWh di sistemi di accumulo, accoppiati agli impianti distribuiti. Sarà ridotto il fenomeno dell'overgeneration fino a valori intorno a 1 TWh al 2030.

1.3 LE NOVITÀ NORMATIVE IN AMBITO NAZIONALE

La Legge di Bilancio 2018 (Legge n.145 del 30 dicembre 2017) contiene importanti disposizioni inerenti l'efficienza energetica e le fonti rinnovabili.

È stata prorogata di un anno, al 31 dicembre 2019, la scadenza delle detrazioni fiscali per le spese relative agli interventi di riqualificazione energetica degli edifici. È stata poi prorogata di un anno, al 31 dicembre 2019, anche la scadenza della detrazione

del 50% per gli interventi finalizzati al recupero del patrimonio edilizio, tra cui rientrano gli interventi finalizzati al risparmio energetico, con particolare riguardo all'installazione di impianti basati sull'impiego delle fonti rinnovabili di energia, compreso il fotovoltaico.

1.3.1 IL CONTO ENERGIA

Per gli impianti che generano elettricità attraverso la conversione dell'energia solare è stato previsto un sistema d'incentivazione specifico denominato CE.

Quadro normativo

Il CE premia con tariffe incentivanti l'energia prodotta dagli impianti fotovoltaici per un periodo di venti anni. Questo meccanismo, già previsto dal D.Lgs. 387/2003, è diventato operativo in seguito all'entrata in vigore dei decreti interministeriali del 28 luglio 2005 e del 6 febbraio 2006 (I CE). L'attività svolta dal GSE è consistita nella gestione e nell'esame della documentazione inviata dai soggetti responsabili, nel monitoraggio delle scadenze legate agli adempimenti previsti dalla normativa e nella gestione commerciale/amministrativa degli incentivi legati all'energia prodotta dagli impianti.

Con l'emanazione del D.M. 19 febbraio 2007 è entrato in vigore il II CE, attraverso il quale si è provveduto a rimuovere alcune criticità che rappresentavano un freno alla realizzazione degli impianti fotovoltaici, modificando e semplificando le regole di accesso alle tariffe incentivanti.

Successivamente, il D.M. 6 agosto 2010 ha dato avvio al III CE, da applicarsi agli impianti entrati in esercizio a partire dal 1° gennaio 2011, il quale, oltre a dare continuità al meccanismo di incentivazione, ha introdotto specifiche tariffe per impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative e impianti fotovoltaici a concentrazione. Con la Legge n.129 del 13 agosto 2010 (cosiddetta «Legge salva Alcoa») sono poi state confermate le tariffe dell'anno 2010 del II CE a tutti gli impianti in grado di certificare la conclusione dei lavori entro il 31 dicembre 2010 e di entrare in esercizio entro il 30 giugno 2011.

Dopo l'emanazione del D.Lgs. 28/2011 è stato pubblicato il D.M. 5 maggio 2011 (IV CE) con l'obiettivo di allineare il livello delle tariffe all'evoluzione dei costi della tecnologia fotovoltaica e di introdurre un limite di costo cumulato annuo degli incentivi, fissato in 6 mld€.

Con l'avvicinarsi al limite di costo individuato, è stato pubblicato l'ulteriore D.M. 5 luglio 2012 (V CE). A seguito della comunicazione all'ARERA da parte del GSE, in cui si è attestato il raggiungimento alla data del 12 luglio 2012 del costo indicativo cumulato annuo di 6 mld€, con la Delibera 292/2012/R/EFR l'Autorità ha individuato nello stesso 12 luglio la data di decorrenza delle procedure di passaggio al V CE. Di conseguenza, le nuove regole del V CE hanno avuto applicazione a partire dal 27 agosto 2012, ovvero decorsi 45 giorni solari dalla data di pubblicazione della Delibera dell'Autorità. Il D.M. 5 luglio 2012 ha stabilito poi che il CE non trovasse più applicazione decorsi 30 giorni solari dalla data di raggiungimento di un costo indicativo cumulato di 6,7 mld€ l'anno e che la data di raggiungimento di tale valore fosse comunicata dall'Autorità, sulla base degli elementi forniti dal GSE.

Il V CE ha confermato in parte le disposizioni già previste dal IV CE e ha introdotto nuove regole. In particolare, in luogo di un premio incentivante fisso erogato sulla base dell'energia elettrica prodotta, è stato definito un incentivo composto di due aliquote (su due quote diverse dell'energia prodotta):

- per quanto riguarda la quota di energia prodotta autoconsumata, è stata prevista una tariffa premio;
- per quanto riguarda, invece, la quota di produzione netta immessa in rete:
- per gli impianti di potenza nominale fino a 1 MW è stata prevista una TO, determinata sulla base della potenza e della tipologia di impianto;
- per gli impianti di potenza nominale superiore a 1 MW è stato previsto il riconoscimento della differenza fra una tariffa di riferimento e il prezzo zonale orario (essendo la valorizzazione dell'energia elettrica nella responsabilità del produttore).

Le disposizioni di incentivazione degli impianti fotovoltaici hanno cessato di applicarsi (nel senso che non potevano accedervi operatori ulteriori rispetto a quelli che avevano già ottenuto il diritto all'incentivazione) il 6 luglio 2013, decorsi trenta giorni dalla data di raggiungimento del costo indicativo cumulato annuo di 6,7 mld€. Tale data è stata individuata dall'ARERA con la Delibera 250/2013/R/EFR del 6 giugno 2013.

Oltre il suddetto termine hanno mantenuto il diritto a essere valutate le richieste di riconoscimento degli incentivi relative a impianti interessati da specifiche proroghe.

Impianti incentivati e risultati economici

Il meccanismo d'incentivazione in CE, operativo in Italia dalla fine del 2005, ha garantito, nel periodo della sua operatività, una crescita rilevante del settore fotovoltaico, soprattutto tra il 2011 e il 2012.

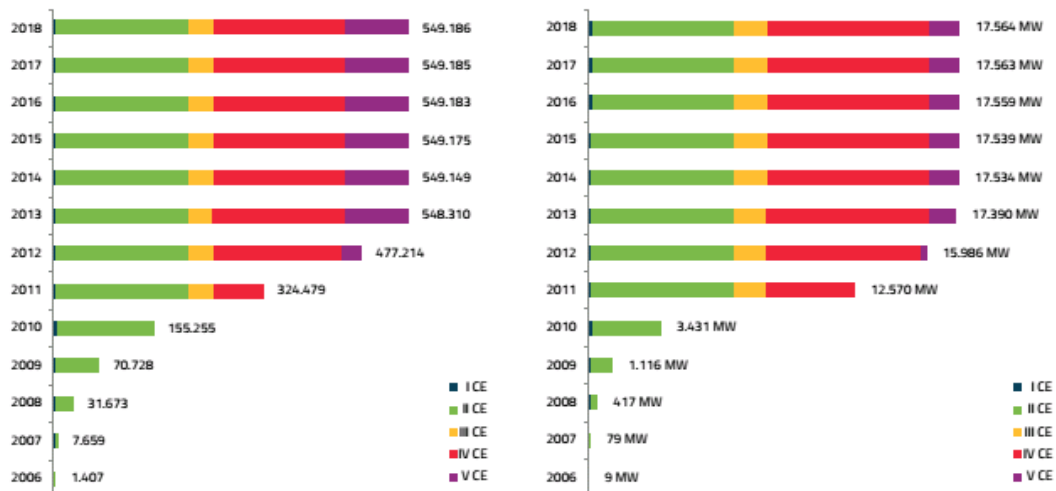
Numero e potenza degli impianti incentivati

Nel 2018 risultano aver beneficiato dell'incentivazione in CE 549.186 impianti, per una potenza totale di 17.564 MW, di cui:

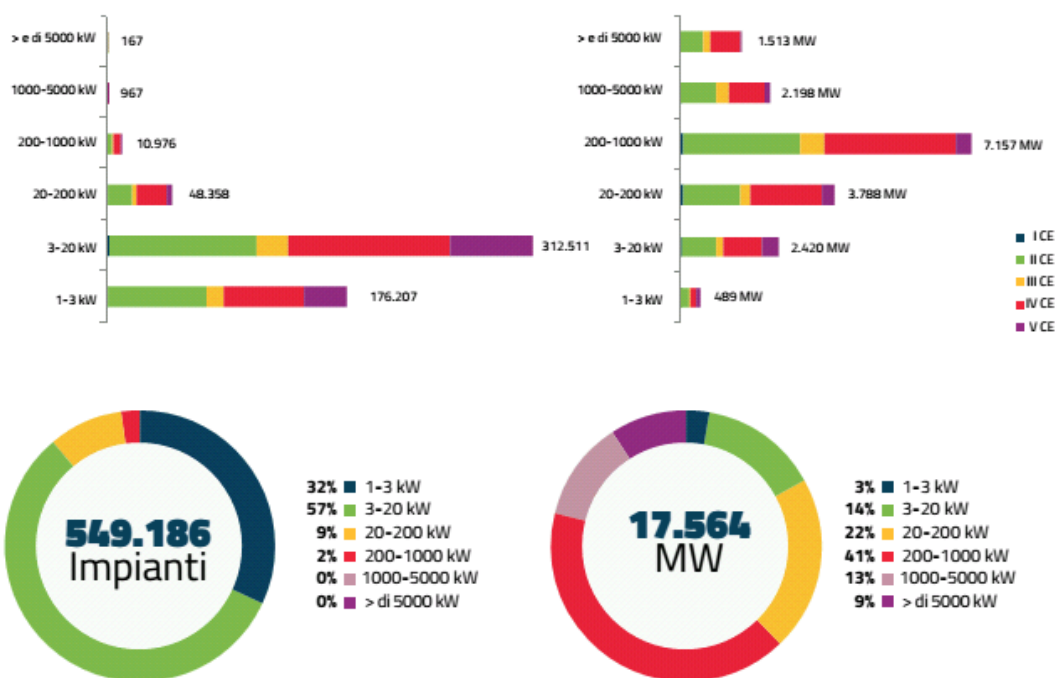
- 5.462 con il I CE, per una potenza di 151 MW;
- 203.218 con il II CE, per una potenza di 6.754 MW;
- 38.761 con il III CE, per una potenza di 1.555 MW;
- 204.103 con il IV CE, per una potenza di 7.702 MW;
- 97.642 con il V CE, per una potenza di 1.402 MW.

Dal punto di vista della numerosità, la maggior parte degli impianti è di piccola taglia (57% tra 3 e 20 kW e 32% tra 1 e 3 kW); viceversa le classi 200-1.000 kW e 20-200 kW risultano più rappresentative in termini di potenza (41% e 22% rispettivamente).

L'articolo 7 del D.M. 19 febbraio 2007 (II CE) aveva introdotto la possibilità di ottenere maggiorazioni delle tariffe incentivanti per gli impianti in SSP a seguito di interventi di riqualificazione energetica dell'unità immobiliare servita dall'impianto fotovoltaico e per nuovi edifici particolarmente performanti. L'applicazione di questa maggiorazione ha trovato continuità anche nel III e IV CE e ha interessato complessivamente 3.053 progetti.



Evoluzione del numero (a sinistra) e della potenza (a destra) degli impianti fotovoltaici incentivati per CE di riferimento



Distribuzione del numero (a sinistra) e della potenza (a destra) degli impianti fotovoltaici incentivati nel 2018 per classe di potenza

1.4 INTERVENTI DI MODIFICA EFFETTUATI SUGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI

Il GSE nell'ambito delle sue funzioni ha la responsabilità di verificare, per gli impianti ammessi al CE, il permanere dei requisiti che hanno consentito l'accesso e il riconoscimento delle tariffe incentivanti, gestendo pertanto tutte le comunicazioni, inviate dai soggetti responsabili dopo la sottoscrizione della convenzione, riferite all'avvenuta realizzazione di interventi di modifica impiantistica.

Il GSE gestisce inoltre le richieste di valutazione tecnica preventiva finalizzate a predeterminare, in casi particolarmente complessi, gli effetti che la realizzazione di un intervento di manutenzione o ammodernamento tecnologico può avere sugli incentivi riconosciuti.

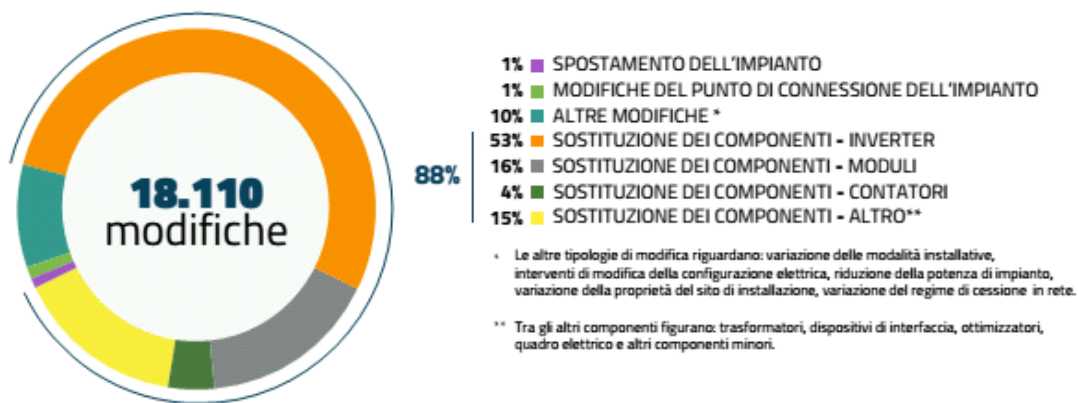
Nel corso del 2016, l'articolo 30 del D.M. 23 giugno 2016 ha introdotto criteri e principi di riferimento per la realizzazione di interventi di manutenzione sugli impianti incentivati, disciplinando, in special modo, gli interventi di sostituzione dei componenti.

In data 21 febbraio 2017, il GSE, ha pubblicato le procedure per la gestione degli interventi di manutenzione e ammodernamento tecnologico relativi a impianti fotovoltaici incentivati in CE, finalizzate a ridurre e semplificare gli adempimenti

degli operatori verso il GSE, ma anche ad agevolare il conseguimento degli obiettivi generali di sostenibilità ambientale e la diffusione di “buone pratiche” che rendano il parco di generazione da fonte solare più affidabile, performante e moderno.

Al 31 dicembre 2018 risultano pervenute al GSE circa 47.000 comunicazioni relative a interventi di modifica realizzati su impianti fotovoltaici incentivati, di cui 18.424 nel corso del solo 2018, incluse 314 comunicazioni relative agli interventi di potenziamento non incentivato. A queste vanno sommate le richieste di valutazione preventiva di progetti di intervento di modifica pari a 1.482 al 31 dicembre 2018 (455 nel corso del 2018).

A seguire si riportano alcuni grafici riepilogativi sulla gestione delle richieste di modifica pervenute e degli interventi di potenziamento non incentivato comunicati.



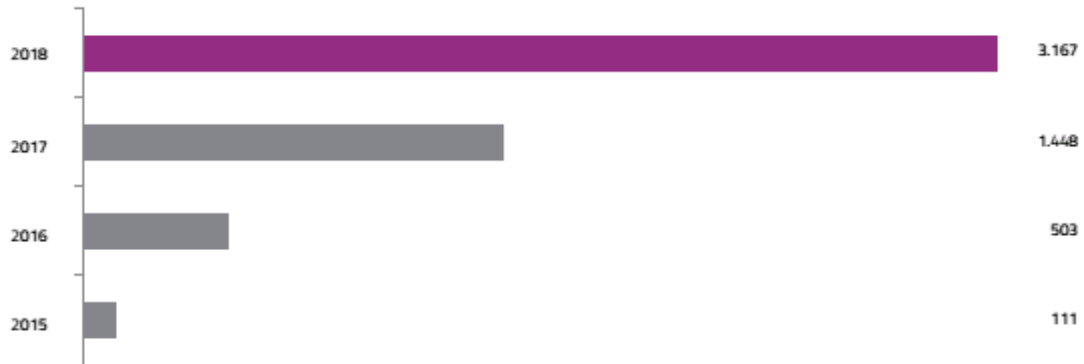
Interventi di modifica effettuati sugli impianti comunicati nel 2018

1.5 INTEGRAZIONE DEI SISTEMI DI ACCUMULO NEL SISTEMA ELETTRICO NAZIONALE

L'ARERA, con Delibera 574/2014/R/eel e s.m.i., ha disciplinato le modalità di integrazione dei sistemi di accumulo nel sistema elettrico nazionale, nonché le misure necessarie per consentire la corretta erogazione degli incentivi e delle tariffe previste dai differenti regimi commerciali.

Nel 2015, il GSE, ai sensi dell'articolo 10, comma 1 della Delibera 574/2014/R/eel, ha pubblicato le Regole Tecniche per l'attuazione delle disposizioni relative all'integrazione di sistemi di accumulo di energia elettrica nel sistema elettrico nazionale che si affiancano alle vigenti regole tecniche relative all'erogazione degli incentivi per le fonti rinnovabili, le modalità di riconoscimento dei prezzi minimi garantiti e di emissione delle GO, successivamente aggiornate in data 15 giugno 2017. Al 31 dicembre 2018 sono pervenute complessivamente 3.167 comunicazioni

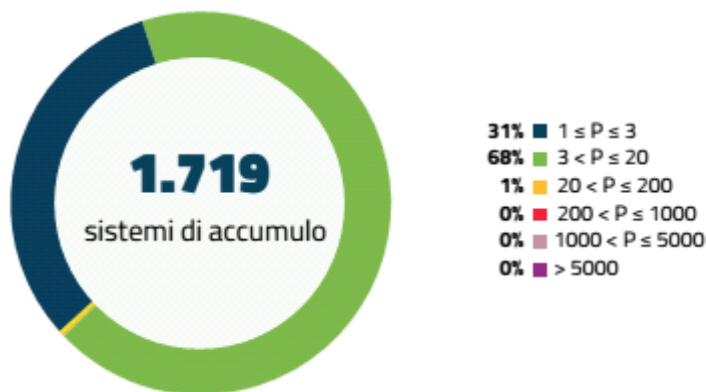
di avvenuta installazione di sistemi di accumulo di energia installati su impianti fotovoltaici, di cui 1.719 relative al 2018, descrivendo dunque un trend in grande crescita. Risultano inoltre 359 richieste di valutazione preventiva (248 nel solo 2018). A queste si aggiunge una comunicazione di avvenuta installazione di sistema di accumulo accoppiato a un impianto di generazione da fonte eolica.



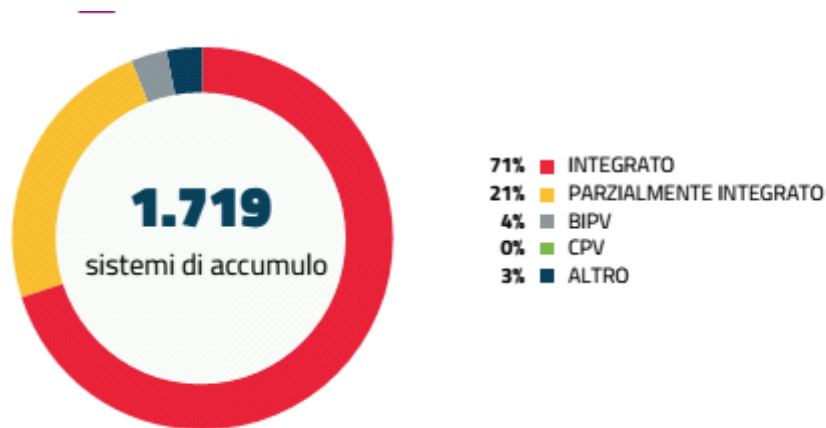
Numero cumulato di sistemi di accumulo installati su impianti fotovoltaici incentivati

Con riferimento agli accumuli installati sugli impianti fotovoltaici incentivati nel 2018, si riportano di seguito alcuni grafici contenenti informazioni sulla tipologia di configurazione e sulla tecnologia utilizzata.

È interessante osservare che la quasi totalità degli interventi riguarda piccoli impianti (fino a 20 kW), e che, dal punto di vista tecnologico, la quasi totalità delle batterie installate sugli impianti (97%) sono al litio.



Distribuzione, per classe di potenza, dei sistemi di accumulo installati su impianti fotovoltaici incentivati nel 2018



Distribuzione, per tipologia di installazione del fotovoltaico, dei sistemi di accumulo installati su impianti fotovoltaici incentivati nel 2018



Distribuzione, per tecnologia, dei sistemi di accumulo installati su impianti fotovoltaici incentivati nel 2018

1.6 SCAMBIO SUL POSTO

1.6.1 QUADRO NORMATIVO

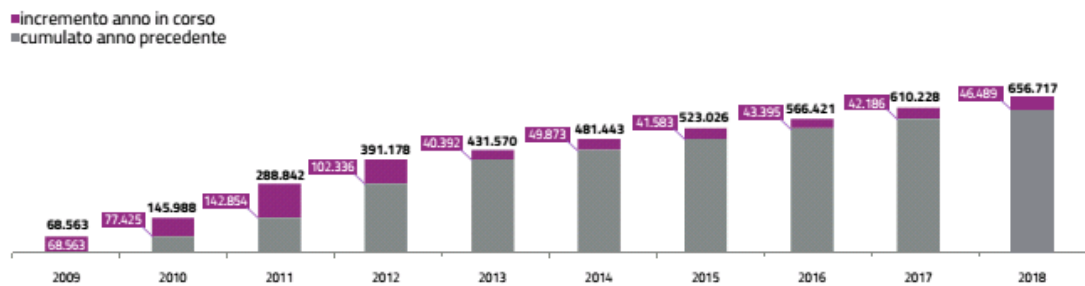
Il meccanismo dello SSP, regolato dalla Delibera 570/2012/R/efr, consente al soggetto responsabile di un impianto di produzione di energia elettrica di ottenere una compensazione tra il valore economico associabile all'energia elettrica prodotta e immessa in rete e il valore economico teorico associato all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione.

1.6.2 RISULTATI NEL 2018

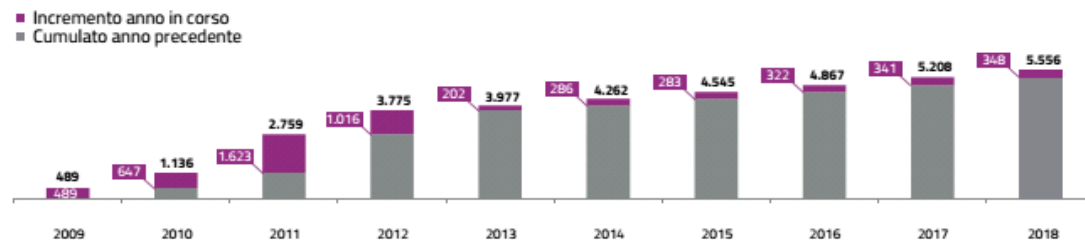
Nel corso del 2018, gli impianti che risultano avere beneficiato del servizio di SSP sono 656.717, corrispondenti a una potenza complessiva di 5,6 GW. Rispetto al 2016 si osserva un incremento di oltre 46.000 convenzioni, per un totale di circa 348 MW.

Complessivamente l'energia immessa dagli impianti in SSP nel corso del 2018 risulta pari a 3.570 GWh, l'energia scambiata pari a 2.402 GWh, e il costo totale di ritiro pari a 314 mln€, di cui 46 mln€ per la remunerazione delle eccedenze. Tra le classi di potenza, la più rappresentativa è quella tra 3 e 20 kW, con oltre 390.000 impianti, 2,7 GW di potenza, e un impatto di 186 mln€ in termini di costo annuo di ritiro dell'energia.

Quanto alle fonti, si osserva una stragrande maggioranza di impianti fotovoltaici, con una quota superiore al 99% in termini di numero, potenza, energia e costo di ritiro.



Evolutione nel numero degli impianti in SSP



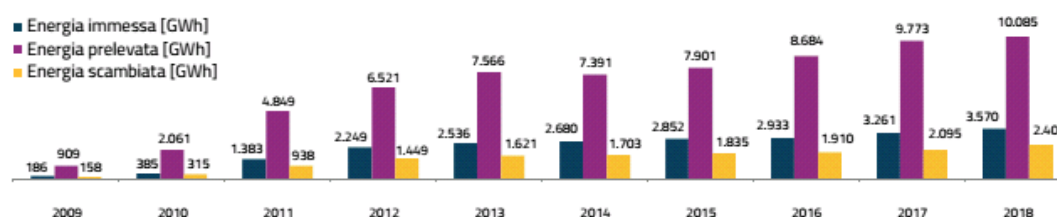
Evolutione della potenza degli impianti in SSP [MW]

Classe di potenza	Numero convenzioni SSP	Potenza [MW]	Energia immessa [GWh]	Energia prelevata [GWh]	Energia scambiata [GWh]	Contributo SSP [mln€]	Remunerazione eccedenze [mln€]	Totale costo di ritiro [mln€]
inferiore di 3 kW	239.234	645	491	620	371	43	3	46
3 - 20 kW	390.655	2.700	1.970	3.321	1.255	159	27	186
20 -500 kW	26.828	2.211	1.110	6.145	775	66	17	83
Totale complessivo	656.717	5.556	3.570	10.085	2.402	268	46	314

Evolutione della potenza degli impianti in SSP

FORNITORE	Numero convenzioni SSP	Potenza [MW]	Energia immessa [GWh]	Energia prelevata [GWh]	Energia scambiata [GWh]	Contributo SSP [mln€]	Remunerazione eccedenze [mln€]	Totale costo di ritiro [mln€]
Solare	655.855	5.524	3.550	9.950	2.383	266	46	312,6
Combustibili fossili	707	29	19	125	17	2	0	1,7
Eolica	94	0,76	0,23	1,63	0,18	0,02	0,003	0
Idraulica	19	0,24	0,30	0,28	0,15	0,02	0,01	0
Altri combustibili	17	0,78	0,23	4,28	0,20	0,02	0	0
Biogas	17	0,70	0,59	2,71	0,46	0,05	0,006	0
Biomasse	6	329,00	0,25	0,90	0,25	0,027	-	0
Gas di discarica	1	10,00	0	0,05	0	0	-	0
Geotermica	1	11,00	0	0,10	0	0	-	0
Totale complessivo	656.717	5.905	3.570	10.085	2.402	268	46	314

Dati sugli impianti in SSP nel 2018: suddivisione per fonte

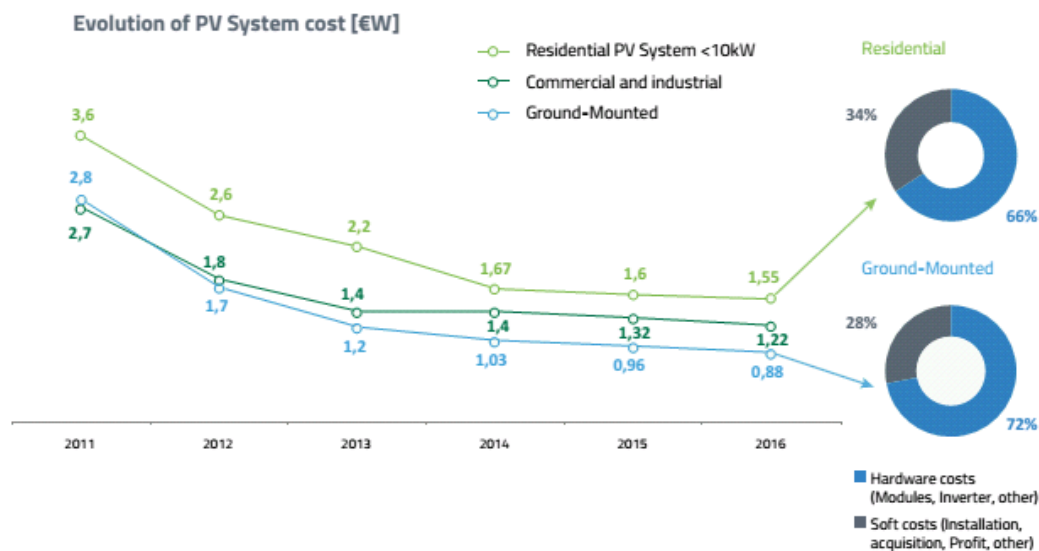


Evoluzione dell'energia immessa, prelevata e scambiata dagli impianti in SSP [GWh]

ANNO	Numero convenzioni SSP	Potenza [MW]	Energia immessa [GWh]	Energia prelevata [GWh]	Energia scambiata [GWh]	Contributo SSP [mln€]	Remunerazione eccedenze [mln€]	Totale costo di ritiro [mln€]
2009	68.563	489	186	909	158	25	0	25
2010	145.988	1.136	385	2.061	315	44	1	46
2011	288.842	2.759	1.383	4.849	938	142	7	149
2012	391.178	3.775	2.249	6.521	1.449	294	24	318
2013	431.570	3.977	2.536	7.566	1.621	254	33	287
2014	481.443	4.262	2.680	7.391	1.703	227	56	284
2015	523.026	4.545	2.852	7.901	1.835	262	44	306
2016	566.421	4.867	2.933	8.684	1.910	242	34	276
2017	610.228	5.208	3.261	9.773	2.095	234	45	280
2018	656.717	5.556	3.570	10.085	2.402	268	46	314

Dettaglio dell'evoluzione degli impianti in SSP

Nel 2018 è proseguito anche il monitoraggio dei costi e dei principali indicatori finanziari delle tecnologie per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili. Per il fotovoltaico, per esempio, è stato condotto un approfondimento sull'evoluzione del mercato in Italia, "Materia", in cui sono stati valutati i costi di investimento e le spese per gli interventi di gestione e manutenzione alla luce dell'evoluzione della capacità installata (anche abbinata agli accumuli), con uno sguardo agli scenari di sviluppo futuri.



Evoluzione dei costi di investimento degli impianti fotovoltaici

2. L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

2.1 CENNI SU CARATTERISTICHE TECNICHE E FUNZIONAMENTO DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI

La tecnologia fotovoltaica consente di trasformare direttamente e istantaneamente l'energia solare in energia elettrica attraverso l'effetto fotovoltaico, per mezzo del quale alcuni semiconduttori opportunamente "drogati" generano elettricità se esposti alla radiazione solare.

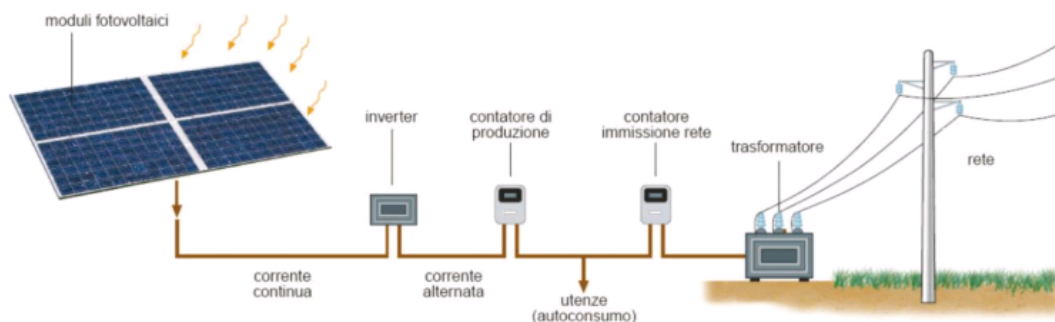
Il silicio, elemento molto diffuso in natura, è il materiale base per la cella fotovoltaica, dispositivo elementare in grado di produrre circa 1,5 Watt in corrente continua, normalmente insufficiente per gli usi comuni. Più celle sono collegate elettricamente e incapsulate in una struttura a formare 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.

Le principali applicazioni dei sistemi fotovoltaici sono:

- impianti per utenze collegate alla rete in bassa tensione (grid connected);
- centrali di produzione di energia elettrica collegate alla rete in media o alta tensione;
- impianti con sistema di accumulo per utenze isolate dalla rete (stand alone).



Come già accennato, il componente elementare del generatore è la cella fotovoltaica in cui avviene la conversione della radiazione solare in corrente elettrica.

La cella è costituita da una sottile fetta di materiale semiconduttore, generalmente silicio opportunamente trattato, dello spessore di circa 0.3 mm e con una superficie compresa tra i 100 e i 225 cm². Il silicio, che ha quattro elettroni di valenza (tetravalente), viene "drogato" mediante l'inserimento su una "faccia" di atomi trivalenti (es. boro – drogaggio P) e sull'altra faccia con piccole quantità di atomi pentavalenti (es. fosforo – drogaggio N). La regione tipo P ha un eccesso di lacune, mentre la regione tipo N ha un eccesso di elettroni.

Nella zona di contatto tra i due strati a diverso drogaggio (giunzione P-N), gli elettroni tendono a diffondersi dalla regione ad alta densità di elettroni (N) alla regione a bassa densità di elettroni (P) creando pertanto un accumulo di carica negativa nella regione P. Un fenomeno duale avviene per le lacune, con un accumulo di carica positiva nella regione N.

Si viene quindi a creare un campo elettrico interno alla giunzione che si oppone all'ulteriore diffusione di cariche elettriche. Se si applica una tensione dall'esterno, la giunzione permette il passaggio di corrente in un solo senso (funzionamento da diodo).

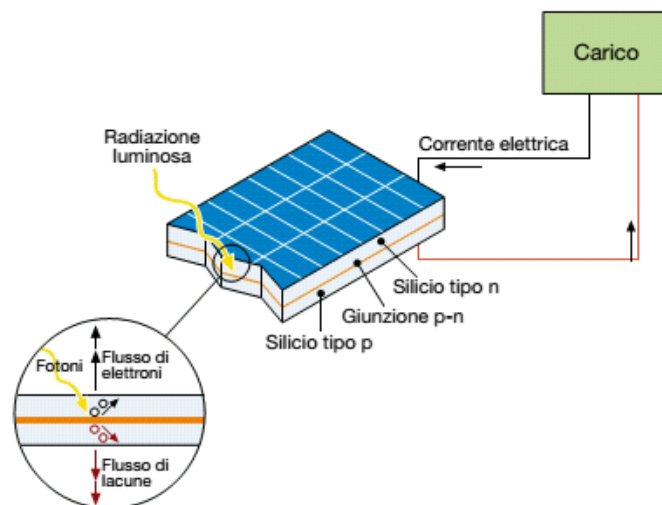
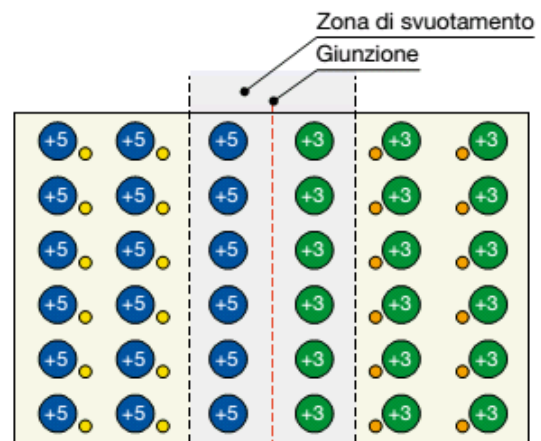
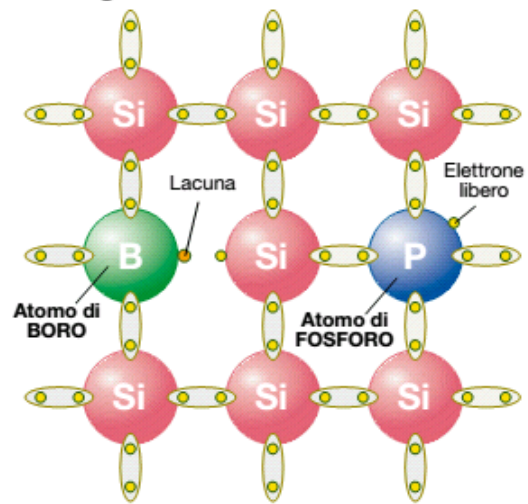
Quando la cella è esposta alla luce, per effetto fotovoltaico, vengono a crearsi delle coppie elettrone-lacuna sia nella zona N che nella zona P. Il campo elettrico interno permette di dividere gli elettroni in eccesso (ottenuti dall'assorbimento dei fotoni da parte del materiale) dalle lacune, e li spinge in direzioni opposte gli uni rispetto agli altri.

Si ricorda che l'effetto fotovoltaico si realizza quando un elettrone presente nella banda di valenza di un materiale (generalmente semiconduttore) passa nella banda di conduzione a causa

dell'assorbimento di un fotone (quanto di radiazione elettromagnetica)

sufficientemente energetico incidente sul materiale. Nei materiali semiconduttori infatti, come per i materiali isolanti, gli elettroni di valenza non sono liberi di muoversi, ma nei semiconduttori rispetto agli

Silicio drogato



Funzionamento cella fotovoltaica

isolanti è piccola la differenza energetica tra la banda di valenza e quella di conduzione (tipica dei materiali conduttori), sicché gli elettroni possono facilmente passare nella banda di conduzione qualora ricevano energia sufficiente dall'esterno. Tale energia può essere fornita dalla radiazione luminosa, da cui l'effetto fotovoltaico.

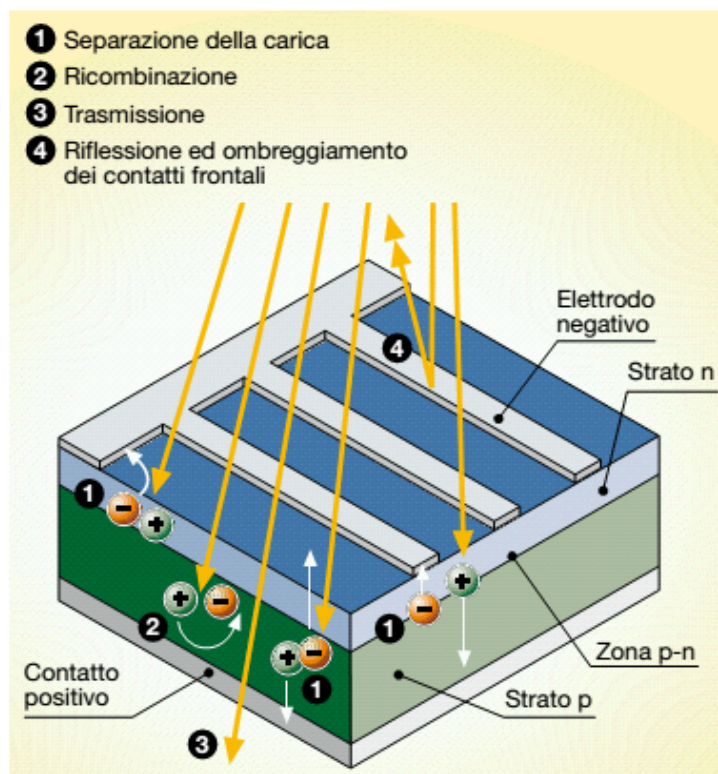
Gli elettroni, una volta oltrepassata la zona di svuotamento non possono quindi più tornare indietro, perché il campo impedisce loro di invertire il "senso di marcia".

Connettendo la giunzione con un conduttore esterno, si otterrà un circuito chiuso nel quale la corrente fluisce dallo strato P, a potenziale maggiore, verso lo strato N, a potenziale minore fintanto che la cella resta illuminata.

La zona di silicio che contribuisce a fornire la corrente è quella circostante la giunzione P-N; nelle zone distanti si formano le cariche elettriche, ma manca il campo elettrico che le mette in movimento e di conseguenza si ricombinano.

Quindi è importante che la cella fotovoltaica abbia una grande superficie: maggiore è la superficie, maggiore è la corrente generata.

Nella figura a lato vi è una rappresentazione dell'effetto fotovoltaico e nella pagina successiva il bilancio energetico descrivente l'ingente percentuale di energia solare incidente che non viene convertita in energia elettrica.



Effetto fotovoltaico

100% dell'energia solare incidente:

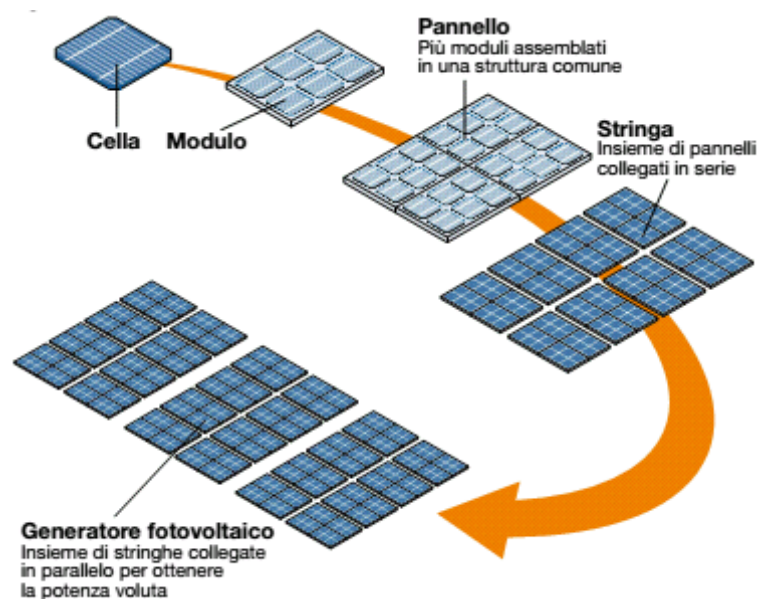
- 3% perdite di riflessione ed ombreggiamento dei contatti frontali
 - 23% fotoni con lunghezza d'onda elevata, con insufficiente energia per liberare elettroni. Si ha generazione di calore
 - 32% fotoni con lunghezza d'onda corta, con energia in eccesso (trasmissione)
 - 8.5% ricombinazioni dei portatori di carica libera
 - 20% gradiente elettrico nella cella, specialmente nella regione di transizione
 - 0.5% resistenza in serie, rappresentativa delle perdite elettriche di conduzione
- = 13% energia elettrica utilizzabile

Nelle condizioni di funzionamento standard (irraggiamento di 1kW/m^2 alla temperatura di 25°C) una cella fotovoltaica fornisce una corrente di circa 3A con una tensione di 0.5V ed una potenza di picco pari a $1.5\text{-}1.7\text{ Wp}$.

In commercio si trovano i moduli fotovoltaici che sono costituiti da un insieme di celle. I più diffusi racchiudono 36 celle disposte su 4 file parallele collegate in serie con una superficie che varia da 0.5 a 1m^2 .

Più moduli collegati tra loro meccanicamente ed elettricamente formano un pannello, ossia una struttura comune ancorabile al suolo o ad un edificio.

Più pannelli collegati elettricamente in serie costituiscono una stringa e più stringhe, collegate elettricamente in parallelo per fornire la potenza richiesta, costituiscono il generatore o campo fotovoltaico:



Nei moduli, le celle fotovoltaiche non sono tutte identiche a causa delle inevitabili difformità di fabbricazione, pertanto due blocchi di celle collegate tra loro in parallelo possono non avere la stessa tensione. Si viene a creare conseguentemente una corrente di circolazione dal blocco di celle a tensione maggiore verso quello a tensione minore. Quindi una parte della potenza prodotta dal modulo viene persa all'interno del modulo stesso (perdite di mismatch).

La disuguaglianza tra le celle può essere determinata anche da un diverso irraggiamento solare, ad esempio una parte di celle sono ombreggiate, oppure dal loro deterioramento.

Tali celle si comportano come un diodo che blocca la corrente prodotta dalle altre celle. Il diodo è sottoposto alla tensione delle altre celle, la quale può provocare la perforazione della giunzione con surriscaldamento locale e danni al modulo.

Pertanto i moduli sono dotati di diodi di by-pass che limitano tale fenomeno, cortocircuitando la parte del modulo ombreggiata o danneggiata. Anche tra le stringhe del campo fotovoltaico si può creare il fenomeno di mismatch, a seguito della disuguaglianza dei moduli, diverso irraggiamento delle stringhe, ombreggiamenti e guasti di una stringa.

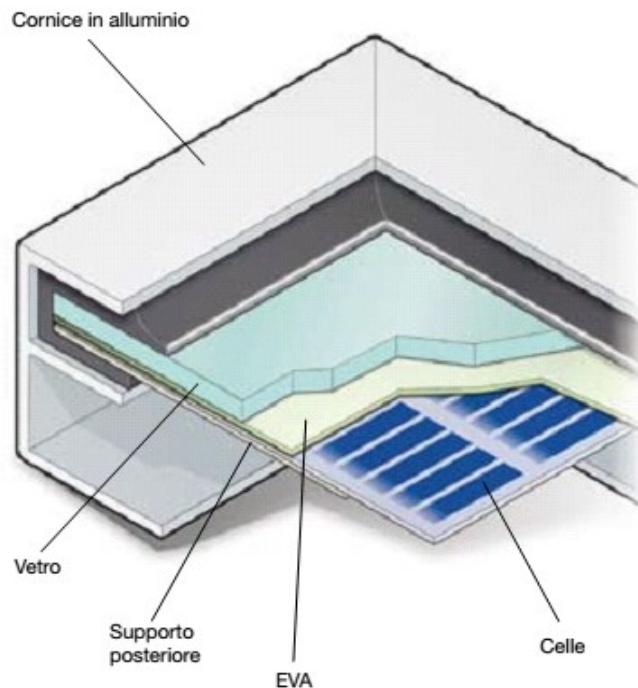
Per evitare la circolazione di corrente inversa tra le stringhe si possono inserire diodi. Le celle che costituiscono il modulo sono incapsulate con un sistema di assemblaggio che:

- isola elettricamente le celle verso l'esterno;
- protegge le celle dagli agenti atmosferici e dalle sollecitazioni meccaniche;
- resiste ai raggi ultravioletti, alle basse temperature, agli sbalzi di temperatura e all'abrasione;
- smaltisce facilmente il calore, per evitare che l'aumento di temperatura riduca la potenza fornita dal modulo.

Tali proprietà devono permanere per la vita attesa del modulo.

A fianco la sezione di un modulo standard in silicio cristallino, composto da:

- una lamina di protezione sul lato superiore esposto alla luce, caratterizzata da elevata trasparenza (il materiale più utilizzato è il vetro temprato);
- un materiale di incapsulamento per evitare il contatto diretto vetro-cella, eliminare gli interstizi dovuti alle imperfezioni superficiali delle celle ed



- isolare elettricamente la cella dal resto del modulo; nei processi che utilizzano la fase di laminazione si impiega spesso il VinilAcetato di Etilene (EVA);
- un substrato di supporto posteriore (vetro, metallo, plastica);
- una cornice metallica (telaio), usualmente in alluminio.

Nei moduli in silicio cristallino, per il collegamento delle celle, si utilizzano contatti metallici saldati successivamente alla realizzazione delle celle; nei moduli a film sottile il collegamento elettrico anteriore rientra nel processo di produzione della cella ed è garantito da uno strato di ossidi metallici trasparenti, come l'ossido di zinco o l'ossido di stagno.

2.2 TIPOLOGIA DEI PANNELLI FOTOVOLTAICI

2.2.1 PANNELLI IN SILICIO CRISTALLINO

I pannelli in silicio cristallino sono attualmente i più utilizzati negli impianti installati e si suddividono in due categorie:

- monocristallino, omogeneo a cristallo singolo, sono prodotti da cristallo di silicio di elevata purezza. Il lingotto di silicio monocristallino è di forma cilindrica del diametro di 13-20 cm e 200 cm di lunghezza, ottenuto per accrescimento di un cristallo filiforme in lenta rotazione.

Successivamente, tale cilindro viene opportunamente suddiviso in wafer dello spessore di 200-250 μm e la superficie superiore viene trattata producendo dei microsolchi aventi lo scopo di minimizzare la perdite per riflessione.

Il vantaggio principale di queste celle è il rendimento (14-17%), cui si associa una durata elevata ed il mantenimento delle caratteristiche nel tempo.

Il prezzo di tali moduli è intorno a 3.2-3.5 €/W ed i pannelli realizzati con tale tecnologia sono caratterizzati usualmente da un'omogenea colorazione blu scuro.



A partire dal 2014 è aumentata la quota di mercato dei moduli monocristallini con tecnologia PERC (passivated emitter rear contact). Passivando lo strato posteriore si consente un aumento della possibilità di ricombinazione dei fotoni e l'aumento della riflessione interna alla giunzione.

Con questa tecnica innovativa si ottiene un aumento dello spettro solare che viene assorbito, con un miglioramento dell'efficienza di circa l'1% rispetto ad una cella monocristallina convenzionale.

Inoltre i produttori più importanti hanno introdotto tale tecnologia anche per contrastare i fenomeni di degradazione delle prestazioni nel tempo e miglioramenti della struttura dei moduli.

- policristallino in cui i cristalli che compongono le celle si aggregano tra loro con forma ed orientamenti diversi.

Le iridescenze tipiche delle celle in silicio policristallino sono infatti dovute al diverso orientamento dei cristalli ed il conseguente diverso comportamento nei confronti della luce.

Il lingotto di silicio policristallino è ottenuto mediante un processo di fusione e colato in un contenitore a forma di parallelepipedo.

I wafers che si ottengono presentano forma squadrata e caratteristiche striature con spessore di 180-300 μm .

Il rendimento è inferiore al monocristallino (12-14%), ma anche il prezzo 2.8-3.3 €/W.

La durata è comunque elevata (paragonabile al monocristallino) ed anche il mantenimento della prestazioni nel tempo (85% del rendimento iniziale dopo 20 anni).

Le celle con tale tecnologia sono riconoscibili dall'aspetto superficiale in cui si intravedono i grani cristallini.



Il mercato è oggi dominato dalla tecnologia al silicio cristallino, che rappresenta circa il 90% del mercato. Tale tecnologia è matura sia in termini di rendimento ottenibile che di costi di produzione e si ritiene che continuerà a dominare il mercato nel breve-medio periodo.

Sono solo previsti miglioramenti contenuti in termini di efficienza (nuovi prodotti industriali dichiarano il 18%, con un record di laboratorio del 26.7% per il monocristallino e 22.3% per il multicristallino, ed una possibile riduzione dei costi legata all'introduzione nei processi industriali di wafer più grandi e sottili e all'economia di scala.

Inoltre l'industria fotovoltaica basata su tale tecnologia utilizza il surplus di silicio destinato all'industria elettronica ma, a causa del costante sviluppo di quest'ultima e della crescita esponenziale della produzione fotovoltaica al tasso medio del 40% negli ultimi 6 anni, diviene difficoltosa la reperibilità di materia prima sul mercato destinata al mercato fotovoltaico.

Dal 2017 una tecnologia che si è affacciata sul mercato, spesso unita alla PERC, è la cosiddetta “half cut cells” letteralmente celle tagliate a metà. In questo modo si passa dagli attuali moduli standard a 60 o 72 celle da 6 pollici a 120 o 144 mezze celle.

Il passaggio a questa nuova tecnologia permette l'aumento della potenza del singolo modulo e della producibilità, grazie ai seguenti fattori:

a) Maggiore tolleranza all'ombreggiamento: nei moduli tradizionali le celle sono collegate in serie in una matrice 6x10 e l'effetto di

un'eventuale ombra è mitigato dai 3 diodi di by-pass. Nell'eventualità in cui una cella non venga irraggiata come le altre, uno dei 3 diodi si attiva e la produzione del modulo viene garantita solo per 2/3 (un modulo da 300W potrebbe produrre 200W). Considerando invece un modulo con 120 celle half-cut ci saranno 2 serie da 60 celle in parallelo aventi in comune i 3 diodi di by-pass. In questo modo se una cella viene ombreggiata solo 1/6 del modulo risentirà dell'ombra (un modulo da 300W potrebbe quindi produrre 250W)

b) Diminuzione delle perdite resistive: nelle celle half-cut, essendo la superficie metà rispetto alle celle intere, la corrente prodotta sarà anch'essa dimezzata e di conseguenza le perdite saranno ridotte di $\frac{1}{4}$ (essendo proporzionali al quadrato della corrente). Inoltre, con una minore corrente circolante nei bus bar, la temperatura del modulo sarà più bassa concorrendo così ad aumentarne la producibilità

c) Minore possibilità di crack: in una cella a minore superficie i microcrack che si formano nel tempo influiranno meno e il modulo fotovoltaico manterrà le prestazioni più a lungo nel tempo.

Se a questa innovazione tecnologica si aggiunge l'averle celle con un alto numero di bus bar 5/6 o 12 (definiti multiwire) i benefici descritti nei punti b e c vengono amplificati.

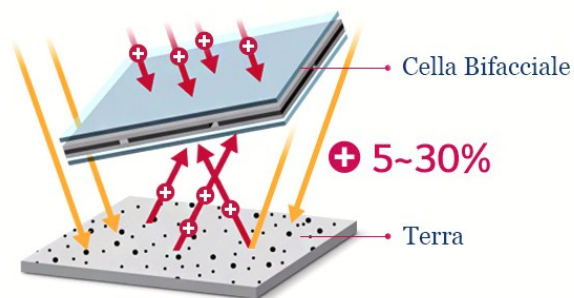


Altra tecnologia presente sul mercato è il modulo bifacciale. A differenza di quello tradizionale, catturano luce da entrambi i lati, sia sul fronte che sul retro, grazie a celle con contatti bus bar su entrambe le superfici.

L'idea alla base di questo tipo di moduli nasce negli anni '60/'70 e la ricerca è stata svolta anche, in un primo momento, per applicazioni spaziali. Attualmente i moduli bifacciali sono basati sia su celle monocristalline che policristalline anche se, per via dell'efficienza, si privilegiano le celle mono, soprattutto di tipo N, nonostante siano più costose.

Qualsiasi sia la tipologia della cella (Tipo-N o Tipo-P) il lato posteriore deve agire da collettore degli elettroni senza oscurare la captazione della luce riflessa. Vista questa differenza sostanziale, il metodo di costruzione delle celle bifacciali è completamente diverso da quelle monofacciali e richiede attrezzature più complesse e costose.

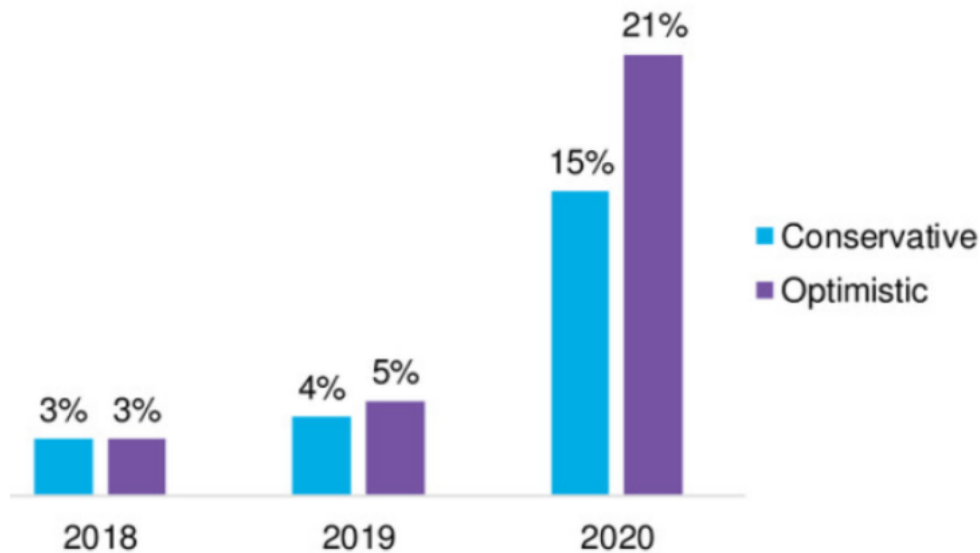
Il lato posteriore nella maggior parte dei casi è un secondo vetro solare, mentre sono meno usate pellicole trasparenti. Per avere le massime prestazioni dei moduli bifacciali la loro posa deve essere



fatta in modo che la parte posteriore possa ricevere la massima quantità di luce riflessa. Sono quindi da preferire installazioni a terra, su tetti piano, a schiere o, se in ambito residenziale, su pergole o similari. I moduli devono ricevere il massimo albedo (quantità di luce riflessa rispetto quella incidente) possibile così da aumentare l'effetto positivo del lato posteriore attivo; sono da preferire quindi superfici riflettenti di colore chiaro come guaine bianche o similari. Vista la loro peculiarità di catturare luce riflessa non sono da utilizzare su tetti a falda, poiché non si sfrutterebbe la "bifaccialità". Anche l'altezza rispetto alla superficie riflettente e l'angolo di installazione influiscono sulla maggiorazione di potenza che i moduli bifacciali possono esprimere. L'installazione vicino al terreno o al tetto avrà un effetto negativo dovuto all'auto ombreggiamento. Alcuni studi indicano che altezze tra i 20 e i 50cm sono da preferire, andando oltre l'effetto comincia ad affievolirsi.

Visto quanto precedentemente indicato, anche la struttura di fissaggio gioca un ruolo fondamentale; sono da preferire strutture appositamente studiate per questo tipo di moduli dove i binari sono posizionati sui bordi del modulo.

Il comportamento in campo, se installati in modo appropriato, fa sì che questa tipologia di moduli produca dal 5 al 30% in più dei moduli monofacciali.

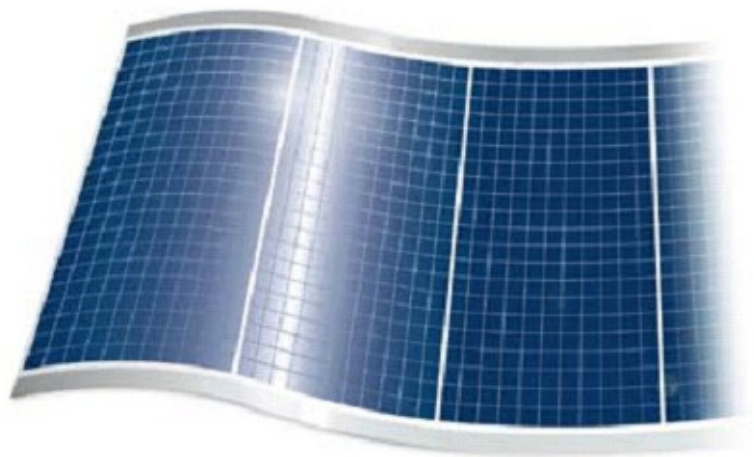


Quota di mercato globale stimato per i moduli fotovoltaici bifacciali, Fonte: BloombergNEF

2.2.2 PANNELLI IN FILM SOTTILE

Le celle a film sottile sono composte da materiale semiconduttore depositato, generalmente come miscela di gas, su supporti come vetro, polimeri, alluminio che danno consistenza fisica alla miscela.

Lo strato del film semiconduttore è di pochi micron, rispetto alle celle a silicio cristallino che hanno uno spessore di centinaia di micron. Pertanto il risparmio di materiale è notevole e la possibilità di avere un supporto flessibile amplifica il campo di applicazione delle celle a film sottile.



I materiali utilizzati sono:

- silicio amorfo
- CdTeS (telluro di cadmio-solfuro di cadmio)
- GaAs (arseniuro di gallio)
- CIS, CIGS, CIGSS (leghe a base di diseleniuro doppio di rame e iridio)

Il silicio amorfo (sigla a-Si) depositato in film su un supporto (es. alluminio) rappresenta l'opportunità di avere il fotovoltaico a costi ridotti rispetto al silicio cristallino, ma le celle hanno rese che tendono decisamente a peggiorare nel tempo. Il silicio amorfo può anche essere "spruzzato" su un sottile foglio in materiale plastico o flessibile.

È utilizzato soprattutto quando serve ridurre al massimo il peso del pannello ed adattarsi alle superfici curve. La resa (5-6%) è molto bassa a causa delle molteplici resistenze che gli elettroni devono superare nel loro flusso.

Anche in tal caso le celle tendono a peggiorare le proprie prestazioni nel tempo.

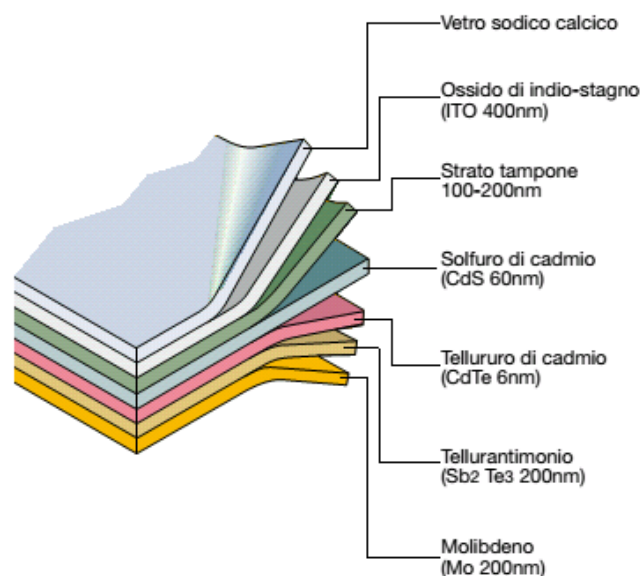
Un'interessante applicazione di tale tecnologia è quella tandem, che combina uno strato di silicio amorfo con uno o più strati di silicio cristallino in multigiunzione; grazie alla separazione dello spettro solare, ogni giunzione posizionata in sequenza lavora in maniera ottimale e garantisce livelli superiori in termini sia di efficienza che di garanzia di durata.

Le celle solari CdTeS sono composte da uno strato P (CdTe) e uno strato N (CdS) che formano una eterogiunzione P-N.

La cella CdTeS ha efficienze maggiori rispetto a quelle in silicio amorfo: 10-11% per prodotti industriali (15.8% in prove di laboratorio).

Nella produzione su larga scala della tecnologia CdTeS si

presenta il problema ambientale del composto CdTe contenuto nella cella, il quale,



non essendo solubile in acqua e più stabile di altri composti contenenti cadmio, può diventare un problema se non correttamente riciclato o utilizzato. Il costo unitario di tali moduli è pari a 1.5-2.2 €/W.

La tecnologia GaAs è attualmente la più interessante dal punto di vista dell'efficienza ottenuta, superiore al 25-30%, ma la produzione di tali celle è limitata dagli elevati costi e dalla scarsità del materiale, utilizzato in prevalenza nell'industria dei "semiconduttori ad alta velocità di commutazione" e dell'optoelettronica. Infatti la tecnologia GaAs viene utilizzata principalmente per applicazioni spaziali, dove sono importanti pesi e dimensioni ridotte.

I moduli CIS/CIGS/CIGSS sono di tecnologia ancora in fase di studio e sviluppo. In sostituzione del silicio vengono impiegate speciali leghe quali:

- rame, indio e selenite (CIS);
- rame, indio, gallio e selenite (CIGS);
- rame, indio, gallio, selenite e zolfo (CIGSS).

L'efficienza attualmente è del 10-11% e le prestazioni rimangono stabili nel tempo; come per il silicio mono e policristallino si prevede una riduzione del costo di produzione che per ora è di circa 2.2-2.5 €/W.

La quota di mercato delle tecnologie a film sottile è tuttora molto contenuta ($\approx 7\%$), ma tali tecnologie vengono considerate come la soluzione con le maggiori potenzialità nel medio-lungo termine, anche per una significativa riduzione dei prezzi.

Depositando il film sottile direttamente su larga scala, fino a oltre 5 m², si evitano gli sfridi di lavorazione tipici dell'operazione di taglio dei wafers di silicio cristallino dal lingotto di partenza.

Le tecniche di deposizione sono a basso consumo di energia e quindi il relativo tempo di payback è breve, ossia quanto tempo deve operare un impianto fotovoltaico per produrre l'energia impiegata per fabbricarlo (circa 1 anno per i film sottili in silicio amorfo, contro i 2 del silicio cristallino).

Rispetto ai moduli in silicio cristallino, i moduli a film sottile hanno una minore dipendenza dell'efficienza dalla temperatura di funzionamento ed una migliore risposta anche quando la componente di luce diffusa è più marcata e quando sono bassi i livelli di irraggiamento, specie nelle giornate nuvolose.

Tabella 1.1

	Silicio monocristallino	Silicio policristallino	Film sottile (silicio amorfo)
η Cella	14% - 17%	12% - 14%	4-6% singolo 7-10% tandem
Vantaggi	Alto η η stabile Tecnologia affidabile	Costo inferiore, fabbricazione più semplice, ingombro ottimale	Costo minore, ridotta influenza della temperatura, resa energetica superiore con radiazione diffusa
Svantaggi	Maggiore quantità di energia necessaria per la fabbricazione	Sensibilità alle impurità nella fabbricazione	Maggiori dimensioni, costo struttura e tempo di montaggio

Tabella 1.2

	GaAs Arseniuro di Gallio	CdTe Tellururo di Cadmio	CIS Diseleniuro di Indio e Rame
η Cella	32,5%	11%	12%
Vantaggi	Alta resistenza alle alte temperature (ok per i concentratori)	Basso costo	Molto stabile
Svantaggi	Tossicità, disponibilità dei materiali	Tossicità, disponibilità dei materiali	Tossicità

2.2.3 NUOVE TECNOLOGIE DI PANNELLI

Diverse nuove tecnologie sono oggetto di attività di ricerca e sviluppo. Le tecnologie emergenti possono essere suddivise in due tipologie in base al concetto cui si ispirano:

- basso costo, che comprende le celle “dye sensitized”, le celle organiche e le celle ibride a base di nanocomposti inorganici-organici (DSSC);
- alta efficienza, che comprende diversi approcci per ottenere celle che oltrepassino il limite teorico di efficienza di conversione dell’energia solare per una singola giunzione, ossia 31% senza concentrazione e 40.8% alla massima concentrazione possibile (OSC).

Le “dye sensitized solar cells” (DSSC - dette anche celle di Gratzel dal nome del loro inventore) sono costituite da un substrato di vetro o plastica con un elettrodo trasparente conduttivo in film sottile, uno strato di nanocristalli porosi del semiconduttore TiO_2 , molecole dye (complessi metallo-organici di Rutenio) distribuite sulla superficie di TiO_2 , un elettrolita costituito da un solvente organico ed una coppia redox come ioduro/trioduro ed un contro-elettrodo catalizzato con platino, depositati uno sull’altro.

A differenza delle celle tradizionali, la funzione di assorbimento della radiazione solare e generazione di cariche elettriche è separata da quella di trasporto delle cariche stesse.

Difatti le molecole dye assorbono la luce e creano le coppie elettrone-lacuna, gli elettroni vengono immessi nel TiO₂ e trasportati fino al contatto, la coppia redox provvede a rifornire il dye dell'elettrone ceduto, chiudendo il circuito interno con l'elettrodo posteriore (dove preleva gli elettroni provenienti dal circuito esterno).

Il principale vantaggio di tale tecnologia risiede nel poter depositare su larga area i diversi materiali utilizzando dei processi a costo molto basso.

Tuttavia questo tipo di celle hanno efficienze di conversione limitate (<11%) e soprattutto presentano una stabilità all'esposizione agli agenti atmosferici ed alla radiazione solare di pochi anni.

Ci si attende che i costi di produzione possano arrivare a circa 0.5 €/W.

Le celle organiche (organic solar cells– OSC) sono costituite da un elettrodo trasparente conduttivo (ITO su vetro o plastica), un materiale attivo costituito da molecole organiche o polimeri ed un contro-elettrodo metallico.

Nelle OSC l'assorbimento della luce e la liberazione di cariche elettriche avviene per mezzo del materiale organico che è responsabile anche del trasporto agli elettrodi delle cariche generate per effetto fotovoltaico.

Le celle organiche più efficienti (che raggiungono tuttavia solo qualche punto percentuale) si ispirano al processo fotosintetico clorofilliano ed utilizzano una miscela di composti, quali i pigmenti di base vegetale, ad esempio le antocianine derivate dai frutti di bosco, o i polimeri e le molecole sintetizzate al fine di massimizzare l'assorbimento della radiazione solare.

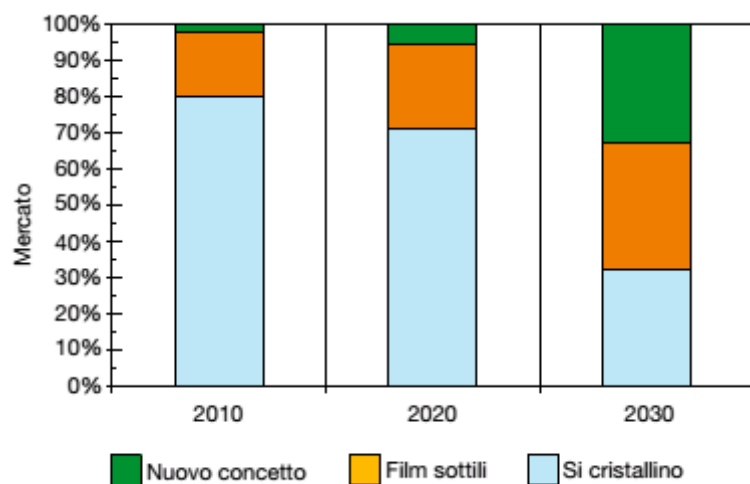
Nelle celle ibride il materiale attivo può essere costituito da una miscela di molecole organiche e di nanoparticelle di composti inorganici (es. nanotubi di carbonio).

I semiconduttori organici possiedono le potenzialità per il raggiungimento a medio-lungo termine dell'obiettivo di produrre pannelli fotovoltaici a basso costo, potendo essere sintetizzati e poi depositati a bassa temperatura e basso costo industriale, su larga area anche su substrati flessibili. Attualmente il principale limite per questa tipologia è la bassa efficienza di conversione (<7%). Inoltre dovrebbero essere condotti studi sulla stabilità e tempo di vita dei dispositivi.

Le attività in corso per l'alta efficienza mirano soprattutto a produrre dispositivi multipli disposti in serie, in cui ognuna delle giunzioni sia progettata e realizzata con

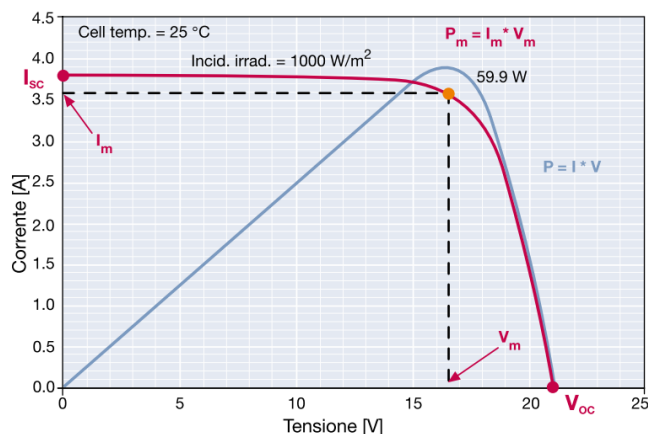
un materiale specifico per la fotogenerazione in un preciso intervallo dello spettro della radiazione solare. Poiché ogni singola giunzione necessita di una energia diversa per determinare il passaggio degli elettroni dalla banda di valenza a quella di conduzione, si riesce ad utilizzare l'energia di un maggior numero di fotoni della radiazione solare, con una efficienza di conversione superiore al 30% (limite teorico 50%). Tra le soluzioni promettenti vi è la realizzazione di celle basate su silicio a quantum dot (QD). In questo caso il materiale fotoattivo è composto da nanocristalli di silicio di forma pressoché sferica con diametro inferiore a 7 nm, immersi in una matrice di materiale dielettrico a base di silicio, come l'ossido di silicio, il nitruro di silicio o il carburo di silicio. Controllando dimensioni e densità dei dot è possibile fornire al materiale le caratteristiche più adatte allo sfruttamento di parte dello spettro solare. Un materiale adatto al fotovoltaico sarà costituito da un reticolo più o meno ordinato di QD di silicio del diametro di qualche nanometro distanziati di circa 1 nm in matrice di nitruro o carburo di silicio. Un approccio alternativo per l'alta efficienza è quello di impiegare sistemi a concentrazione in grado di separare, con materiali dicroici, le diverse componenti cromatiche della radiazione solare incidente, inviandola a diverse celle separate fisicamente, ciascuna in grado di sfruttare al meglio una parte dello spettro solare. Questo approccio consente di evitare l'uso delle costose celle a multigiunzione e di ridurre il problema dell'innalzamento di temperatura delle celle fotovoltaiche che si riscontra nei sistemi a concentrazione classici. Attualmente non sono disponibili sul mercato moduli basati su tali tecnologie anche se sono in corso di allestimento le prime linee pilota. Si stima intorno ai 10 anni il tempo necessario per avere celle organiche con diffusione commerciale. Queste le previsioni della ripartizione del mercato per

tecnologie a breve, medio e lungo termine. Tra i nuovi concetti, oltre alle tecnologie emergenti è compreso il fotovoltaico a concentrazione.



CURVA CARATTERISTICA

La caratteristica tensione-corrente di un modulo fotovoltaico è rappresentata in figura. In condizioni di corto circuito la corrente generata è massima (I_{sc}), mentre in condizioni di circuito aperto è massima la tensione (V_{oc}). Nelle due condizioni precedenti la potenza elettrica prodotta dal modulo è nulla, mentre in tutte le altre condizioni, all'aumentare della tensione aumenta la potenza prodotta, raggiungendo dapprima il punto di massima potenza (P_m) e poi diminuendo repentinamente in prossimità della tensione a vuoto.

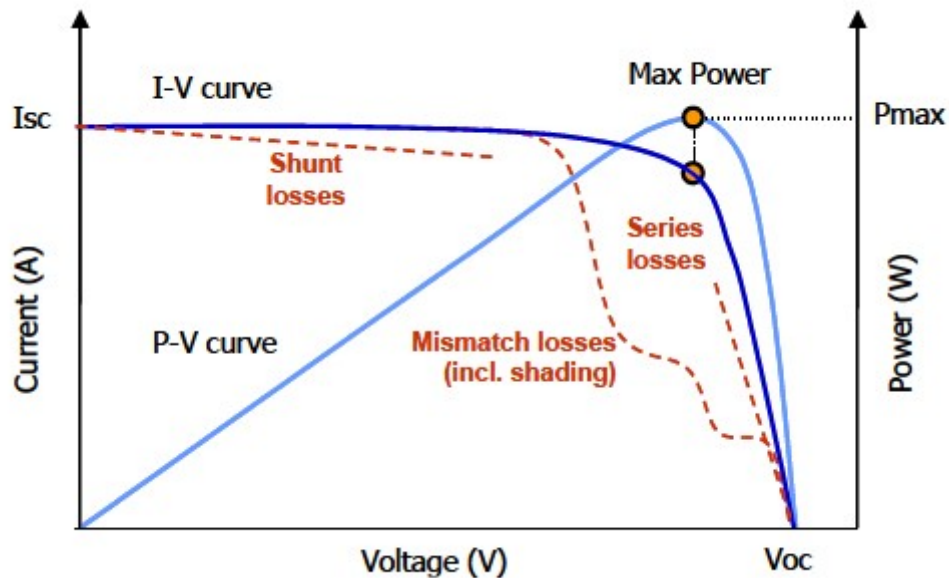


Pertanto i dati caratteristici di un modulo fotovoltaico si riassumono in:

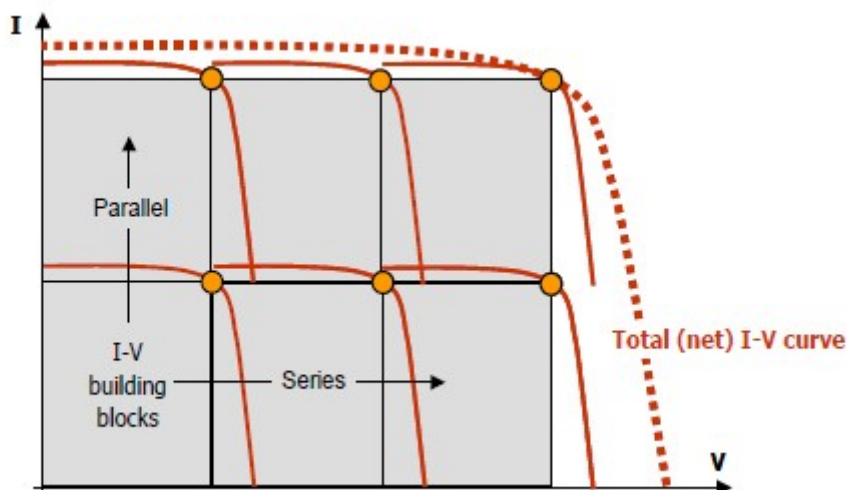
- I_{sc} corrente di corto circuito;
- V_{oc} tensione a vuoto;
- P_m potenza massima prodotta in condizioni standard (STC);
- I_m corrente prodotta nel punto di massima potenza;
- V_m tensione nel punto di massima potenza;
- FF fattore di riempimento: è un parametro che determina la forma della curva caratteristica V-I ed è il rapporto tra la potenza massima ed il prodotto ($V_{oc} \cdot I_{sc}$) della tensione a vuoto per la corrente di corto circuito.

Qualsiasi danneggiamento a una stringa fotovoltaica che riduce il "fattore di forma" riduce anche l'energia prodotta, poichè riduce la tensione di picco, V_{mp} , o la corrente di picco, I_{mp} , o entrambi. La stessa curva V-I di una stringa fotovoltaica aiuta a capire la natura del danno, come si può vedere dalla figura qui sotto, dove sono mostrati gli effetti di alcuni problemi tipici a cui il sistema può andare incontro. La curva caratteristica tensione-corrente (V-I) di un impianto fotovoltaico, infatti, non è altro che la versione "in grande" della curva di un singola cella fotovoltaica componente (insieme ad altre celle) un singolo pannello. Per esempio, se un modulo fotovoltaico è composto da 72 celle connesse in serie e una stringa ha 10 di questi

pannelli connessi in serie, la tensione a circuito aperto della stringa è semplicemente 720 volte quella di una singola cella fotovoltaica. Un ragionamento analogo si applica alla corrente di corto circuito, che scala invece con il numero di celle connesse in parallelo.



Si può immaginare il "punto di massima potenza" di un impianto fotovoltaico in termini di semplici "mattoncini", dove ogni cella, ogni modulo è in pratica un mattoncino del sistema complessivo, come mostrato nella figura qui sotto, nella quale il punto di massima potenza si trova nell'angolo in alto a destra. Risulta quindi utile confrontare la curva V-I misurata per una stringa con quella teorica, o "ideale", prevista per il nostro impianto. Quest'ultima viene stimata al computer utilizzando un modello matematico che tiene conto delle specifiche tecniche dei pannelli fotovoltaici, del loro numero e tipo di collegamento (quanti collegati in serie o in parallelo), delle perdite nei cavi, del livello di irraggiamento solare, dell'orientamento e dell'inclinazione dei moduli, nonché della loro temperatura. Le differenze occasionali o permanenti fra la curva reale e quella ideale forniscono informazioni sulle prestazioni dell'impianto fotovoltaico e permettono di identificare le possibili cause di tali deviazioni.



2.3 TIPOLOGIE D'IMPIANTO

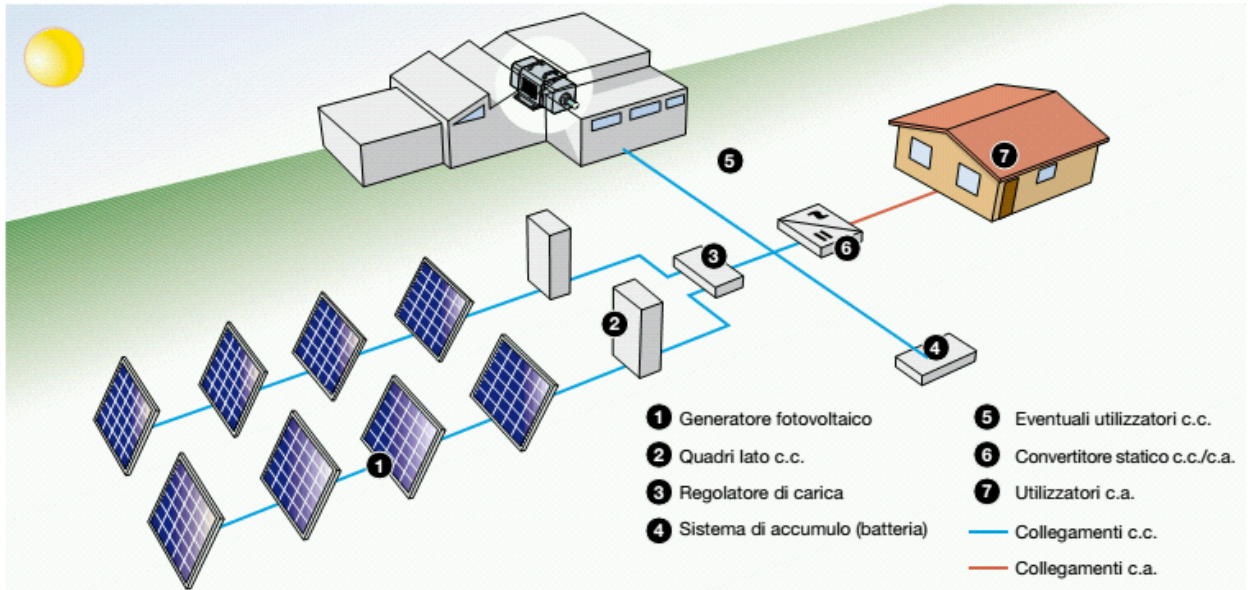
2.3.1 IMPIANTI ISOLATI (stand-alone)

Sono impianti non collegati alla rete elettrica e sono costituiti da pannelli fotovoltaici e da un sistema di accumulo che garantisce l'erogazione di energia elettrica anche nei momenti di scarsa illuminazione o nelle ore di buio.

Essendo la corrente erogata dal generatore fotovoltaico di tipo continuo, se l'impianto utilizzatore necessita di corrente alternata è necessaria l'interposizione dell'inverter. Tali impianti risultano tecnicamente ed economicamente vantaggiosi qualora la rete elettrica sia assente o difficilmente raggiungibile, sostituendo spesso i gruppi elettrogeni. Inoltre, in una configurazione stand-alone, il campo fotovoltaico è sovra-dimensionato al fine di consentire, durante le ore di insolazione, sia l'alimentazione del carico, sia la ricarica delle batterie di accumulo, con un certo margine di sicurezza per tener conto delle giornate di scarsa insolazione.

Attualmente le applicazioni più diffuse servono ad alimentare:

- apparecchiature per il pompaggio dell'acqua;
- ripetitori radio, stazioni di rilevamento e trasmissione dati (meteorologici o sismici);
- sistemi di illuminazione;
- segnaletica sulle strade, nei porti e negli aeroporti;
- alimentazione dei servizi nei camper;
- impianti pubblicitari;
- rifugi in alta quota.

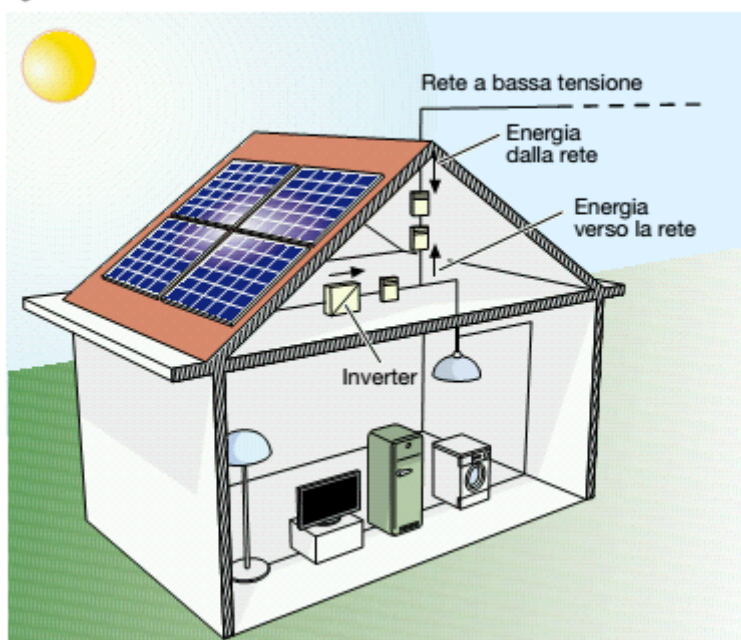


Schema di principio di un impianto fotovoltaico funzionante in isola

2.3.2 IMPIANTI COLLEGATI ALLA RETE (grid-connected)

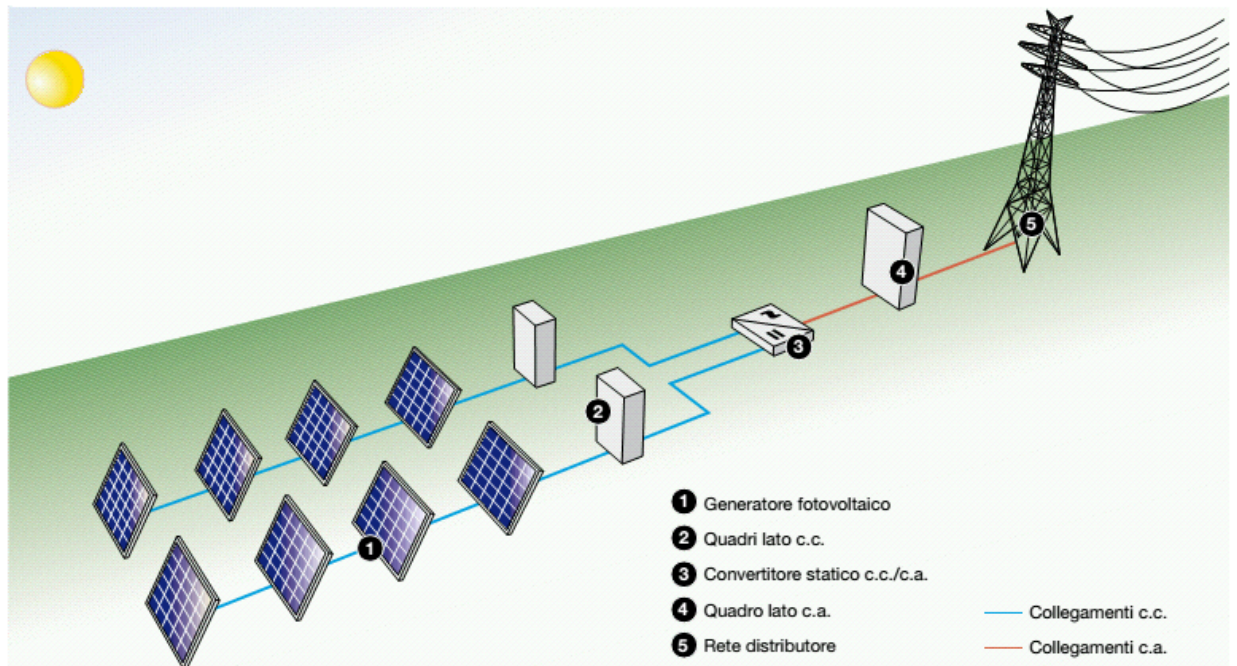
Gli impianti collegati permanentemente alla rete elettrica assorbono energia da essa nelle ore in cui il generatore fotovoltaico non è in grado di produrre l'energia necessaria a soddisfare il bisogno dell'impianto utilizzatore.

Viceversa, se il sistema fotovoltaico produce energia elettrica in eccesso rispetto al fabbisogno dell'impianto utilizzatore, il surplus viene immesso in rete: sistemi connessi alla rete non necessitano pertanto di batterie di accumulatori:



Tali impianti offrono il vantaggio della generazione distribuita, anziché centralizzata, difatti l'energia prodotta nei pressi dell'utilizzazione ha un valore maggiore di quella

fornita dalle grosse centrali tradizionali, perché si limitano le perdite di trasmissione e si riducono gli oneri economici dei grossi sistemi elettrici di trasporto e dispacciamento. Inoltre la produzione di energia nelle ore di sole consente di ridurre la domanda alla rete durante il giorno, proprio quando si verifica la maggiore richiesta.



Schema di principio di un impianto fotovoltaico connesso alla rete.

2.4 INTERMITTENZA DELLA GENERAZIONE ED ACCUMULO DELL'ENERGIA PRODOTTA

Per lo sfruttamento su larga scala del fotovoltaico esiste il limite tecnico dovuto alla intermittenza aleatoria della produzione.

Infatti, la rete elettrica nazionale può accettare una quantità limitata di potenza immessa intermittente, superata la quale possono insorgere seri problemi di stabilità della rete stessa. Il limite di accettazione dipende dalla configurazione della rete e dal grado di interconnessione con le reti confinanti.

In particolare, nella situazione italiana, si considera pericoloso superare con la potenza intermittente immessa totale un valore compreso tra il 10% ed il 20% della potenza complessiva degli impianti di generazione tradizionali.

Di conseguenza, la presenza del vincolo dovuto all'intermittenza della generazione limita la possibilità pratica di portare un contributo fotovoltaico significativo nel

bilancio energetico nazionale e tale considerazione è estendibile a tutte le fonti rinnovabili intermittenti.

Per ovviare a tale aspetto negativo occorrerebbe accumulare per tempi sufficientemente lunghi l'energia elettrica prodotta intermittente al fine di immetterla in rete in forma più continua e stabile nel tempo.

L'energia elettrica può essere accumulata in grandi bobine superconduttrici o convertendola in altre forme di energia: energia cinetica accumulata in volani o gas compressi, energia gravitazionale nei bacini d'acqua, energia chimica nei combustibili di sintesi ed elettrochimica negli accumulatori elettrici (batterie).

Selezionando tecnicamente queste opzioni a fronte delle esigenze di mantenere l'energia in modo efficiente per periodi di tempo dell'ordine dei giorni e/o mesi, emergono due sistemi di accumulo: quello nelle batterie e quello nell'idrogeno. Allo stato attuale delle due tecnologie, l'accumulo elettrochimico appare praticabile, nel breve-medio termine, per immagazzinare energia da qualche ora a qualche giorno. Quindi, in relazione al fotovoltaico applicato a piccoli impianti connessi alla rete, l'inserimento di un sottosistema di accumulo in batterie di modeste dimensioni può migliorare la situazione degli inconvenienti dovuti all'intermittenza, consentendo di superare in parte il limite di accettazione della rete.

Per l'accumulo stagionale delle enormi quantità di energia richieste per sostituire eventualmente il petrolio in tutti i settori d'uso, l'idrogeno appare come la tecnologia più appropriata per il lungo periodo, consentendo di sfruttare il fatto che la produttività elettrica solare estiva è circa di un fattore 3 maggiore di quella invernale. L'energia in eccesso accumulata d'estate potrebbe essere utilizzata per ottimizzare il fattore di capacità annuale delle centrali a fonti rinnovabili, portandolo dal valore attuale delle 1500-1600 ore equivalenti senza accumulo ad uno più vicino a quello medio delle centrali convenzionali (circa 6000 ore). In tal caso la potenza da fonte rinnovabile potrebbe assumere il ruolo sostitutivo di quella termoelettrica, poiché il limite di accettazione della rete sarebbe rimosso.

2.5 CONFIGURAZIONE DEL CAMPO SOLARE

Il collegamento delle stringhe costituenti il campo solare dell'impianto fotovoltaico può avvenire principalmente prevedendo:

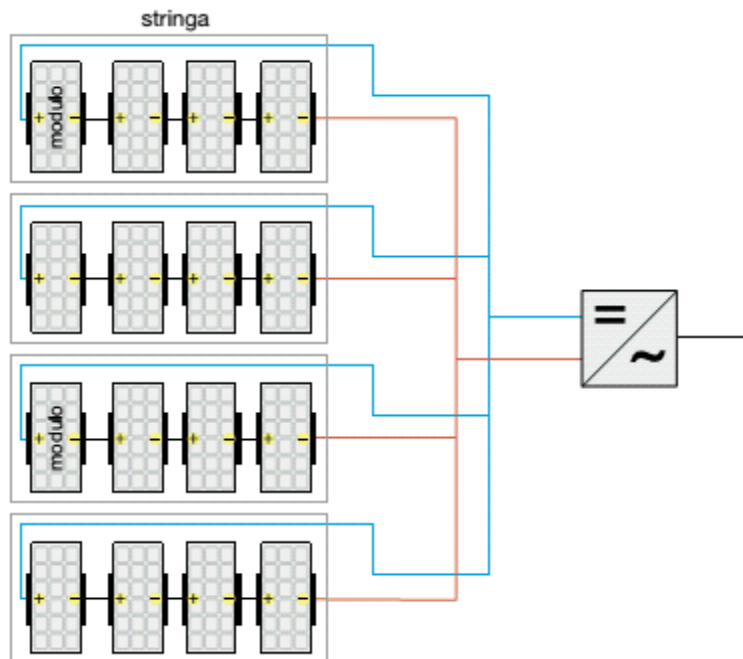
- un unico inverter per tutto l'impianto (impianto monoinverter o ad inverter centralizzato)

- un inverter per ogni stringa
- un inverter per più stringhe (impianto multi-inverter)

2.5.1 IMPIANTO MONO-INVERTER

Tale configurazione è utilizzata nei piccoli impianti e con moduli dello stesso tipo aventi la stessa esposizione.

Si hanno vantaggi economici derivanti dalla presenza di un unico inverter, in termini di riduzione dell'investimento iniziale e degli oneri di manutenzione. Tuttavia



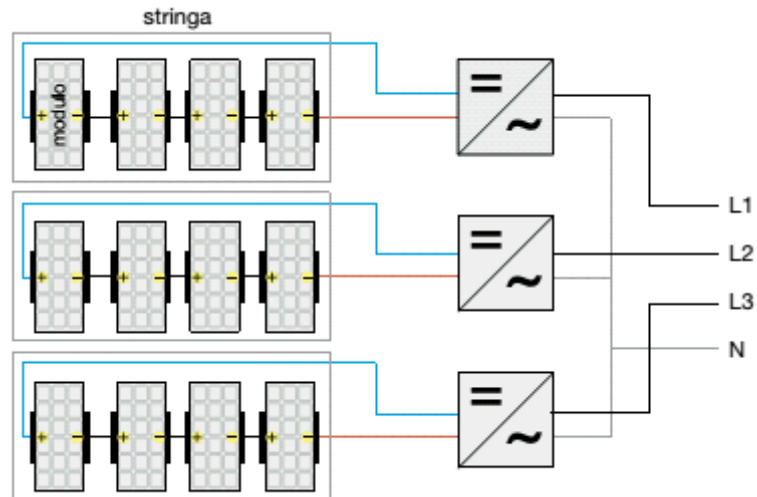
l'avaria del singolo inverter comporta l'arresto della produzione dell'intero impianto. Inoltre tale soluzione è poco adatta all'aumentare dell'estensione (e con essa della potenza di picco) dell'impianto fotovoltaico, poiché si incrementano i problemi di protezione dalle sovracorrenti ed i problemi derivanti da un diverso ombreggiamento, ossia quando l'esposizione dei pannelli non è identica su tutto l'impianto.

L'inverter regola il suo funzionamento attraverso il MPPT, tenendo conto dei parametri medi delle stringhe collegate all'inverter stesso: quindi, se tutte le stringhe sono collegate ad un unico inverter, l'ombreggiamento od il guasto di una o parte di esse comporta una maggior riduzione delle prestazioni elettriche d'impianto rispetto alle altre configurazioni.

2.5.2 IMPIANTO CON UN INVERTER PER OGNI STRINGA

In un impianto di medie dimensioni, ogni stringa può essere direttamente collegata ad un proprio inverter e funziona in tal modo secondo il proprio punto di massima potenza.

Con questa configurazione il diodo di blocco per evitare l'inversione della sorgente è solitamente compreso nell'inverter, la diagnostica sulla produzione viene



effettuata direttamente dall'inverter che può inoltre provvedere alla protezione dalle sovracorrenti e dalle sovratensioni di origine atmosferica sul lato c.c.

Disporre un inverter per ogni stringa riduce inoltre i problemi di accoppiamento tra moduli ed inverter e la riduzione delle prestazioni dovute ad ombreggiamenti o diversa esposizione. Inoltre in stringhe diverse possono essere impiegati moduli con caratteristiche differenti con un conseguente incremento del rendimento ed affidabilità dell'intero impianto.

2.5.3 IMPIANTO MULTI-INVERTER

In impianti di grandi dimensioni il campo fotovoltaico è generalmente suddiviso in più parti (sottocampi), ognuno servito da un proprio inverter a cui sono collegate diverse stringhe in parallelo.

Rispetto alla configurazione precedente, si ha in questo caso un numero inferiore di inverter con conseguente riduzione dei costi d'investimento e di manutenzione.

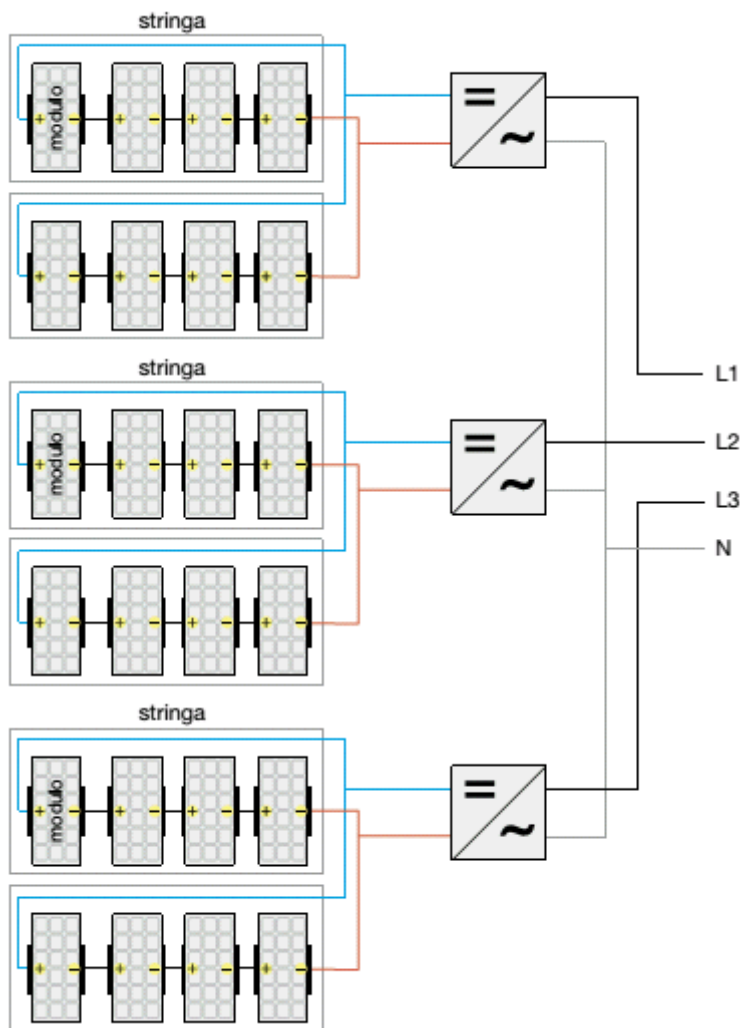
Permane comunque il vantaggio della riduzione dei problemi di ombreggiamento o diversa esposizione tra le stringhe e dovuti all'impiego di moduli differenti tra loro, purché allo stesso inverter afferiscano le stringhe di sottocampo con moduli uguali tra loro, alle stesse condizioni di esposizione.

Inoltre il guasto di un inverter non comporta la perdita di produzione dell'intero impianto (come nel caso monoinverter), bensì solamente del relativo sottocampo.

È opportuno che ciascuna stringa sia singolarmente sezionabile, al fine di poter effettuare verifiche di funzionamento e manutenzione senza dover mettere fuori servizio l'intero generatore fotovoltaico.

Installando quadri di parallelo sul lato c.c., occorre prevedere l'inserzione su ciascuna stringa di un dispositivo di protezione dalle sovracorrenti e dalle correnti inverse per evitare l'alimentazione di stringhe ombreggiate o guaste da parte delle altre poste in parallelo. La protezione da sovracorrenti può essere ottenuta mediante un interruttore termomagnetico o un fusibile, mentre la protezione per corrente inversa con diodi di blocco.

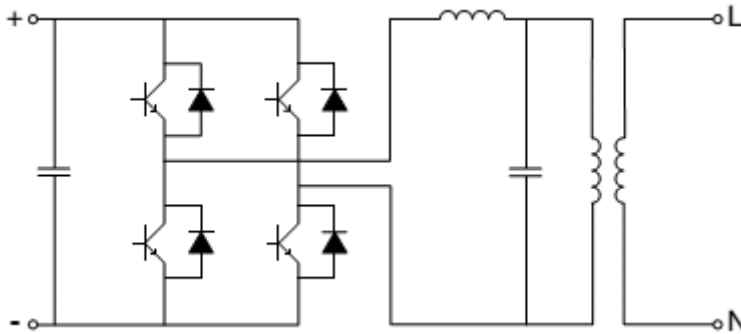
La diagnostica dell'impianto è in questa configurazione rimandata ad un sistema di supervisione che provvede alla verifica della produzione delle diverse stringhe.



3. L'INVERTER

3.1. FUNZIONAMENTO E CARATTERISTICHE TECNICHE

Il sistema di condizionamento e controllo della potenza è costituito da un inverter che trasforma la corrente continua in alternata controllando la qualità della potenza in uscita per l'immissione in rete anche attraverso un filtro L-C interno all'inverter stesso.



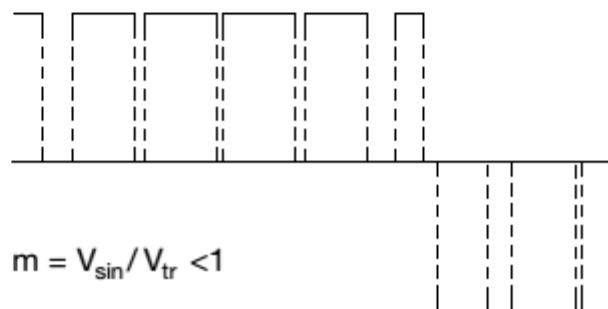
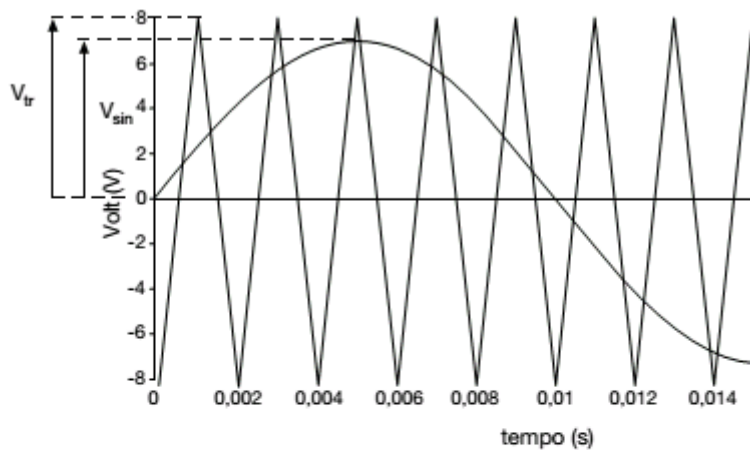
Schema di principio di un inverter monofase

I transistor, utilizzati come interruttori statici, sono pilotati da un segnale di apertura-chiusura che nella forma più semplice fornirebbe un'onda quadra in uscita.

Per comprendere il fenomeno in forma più semplice partiamo dalla spiegazione di un alternatore. Questo è una macchina elettrica rotante che trasforma l'energia meccanica in elettrica sottoforma di corrente alternata attraverso il fenomeno naturale dell'induzione elettromagnetica. Nella sua forma più semplice è composto da una bobina di filo con un magnete rotante vicino ad essa. Non appena un polo del magnete si avvicina alla bobina, si creerà una corrente indotta nella bobina e questa fluirà in direzione opposta alla rotazione del magnete. Viene quindi prodotta una corrente alternata. Ora vediamo come si comporta un trasformatore. Anch'esso produce una corrente alternata indotta sulla bobina, ma questa volta il campo magnetico variabile è prodotto non da un magnete ma da un'altra bobina (bobina primaria) avente una corrente alternata che scorre in essa. Ogni bobina attraversata da una corrente alternata si comporta come un magnete e produce un campo magnetico. Se la direzione della corrente cambia, la polarità del campo magnetico cambia. La cosa utile del trasformatore è che la tensione prodotta dalla bobina secondaria non è necessariamente la stessa di quella applicata alla spirale primaria. Se la secondaria è composta da un avvolgimento doppio rispetto alla primaria, la tensione secondaria sarà il doppio della tensione applicata alla primaria. Variando

quindi le dimensioni delle bobine si può produrre qualunque tensione. Se nella bobina primaria, al posto della corrente alternata, facciamo scorrere la corrente continua di una batteria, non viene a formarsi nessuna corrente indotta nella bobina secondaria, in quanto il campo magnetico non varia. Ma se noi facciamo cambiare direzione alla corrente continuamente e rapidamente, allora abbiamo già realizzato un inverter molto semplice e funzionale. Questo produce in uscita un'onda quadra, la cui frequenza dipende dal tempo in cui cambiamo la direzione della corrente continua circolante nella bobina primaria. Responsabili di questo continuo e rapido cambiamento in modo automatico è un circuito a transistor, o meglio realizzato tramite Mosfet, o tristori o IGBT, che sono più efficienti. Per ottenere una corrente alternata sinusoidale all'uscita del trasformatore dobbiamo applicare una corrente sinusoidale all'ingresso. Per farlo abbiamo bisogno di un oscillatore.

Per avvicinarsi il più possibile ad un'onda sinusoidale si utilizza la tecnica più sofisticata a modulazione della larghezza d'impulso (PWM: Pulse Width Modulation) che consente di ottenere una regolazione sia sulla frequenza che sul valore efficace della forma d'onda in uscita



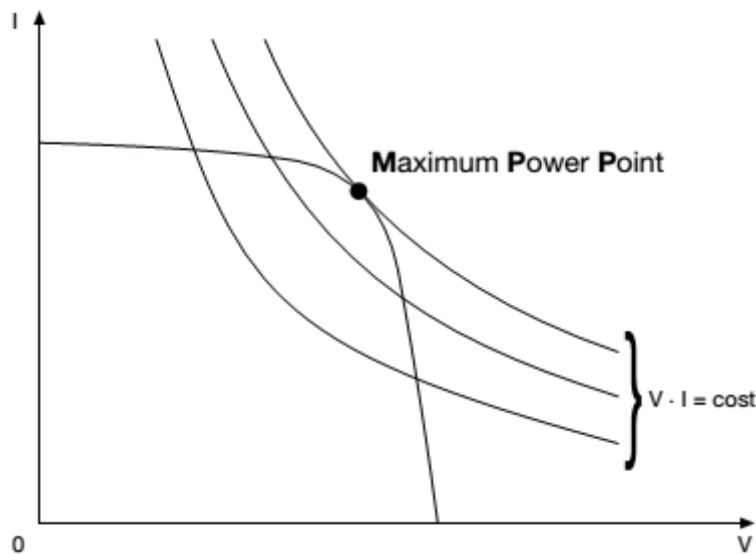
Principio di funzionamento della tecnica PWM

La potenza fornita da un generatore fotovoltaico dipende dal punto in cui esso si trova ad operare.

Per ottimizzare l'energia prodotta dall'impianto si deve adeguare il generatore al carico, in modo che il punto di funzionamento corrisponda sempre a quello di massima potenza.

A tal fine viene utilizzato nell'inverter un chopper controllato denominato inseguitore del punto di massima potenza (MPPT: Maximum Power Point Tracking) che individua istante per istante la coppia di valori tensione-corrente del generatore per la quale la potenza fornita è massima.

Partendo dalla curva I-V del generatore fotovoltaico il punto di massimo trasferimento di potenza (Maximum Power Point) corrisponde al punto di tangenza tra la caratteristica I-V per un dato valore di radiazione solare e l'iperbole di equazione $V \cdot I = \text{cost}$.



Punto di massima potenza (MPP) per un generatore fotovoltaico

Questo punto della caratteristica varia continuamente in funzione del livello di radiazione solare che colpisce la superficie delle celle.

I dispositivi MPPT commercialmente utilizzati individuano il punto di massima potenza sulla curva caratteristica del generatore provocando ad intervalli regolari delle piccole variazioni di carico che determinano scostamenti dei valori di tensione e di corrente, valutando se il nuovo prodotto I-V è maggiore o minore del precedente.

Se si presenta un aumento si continuano a variare le condizioni di carico nella direzione considerata.

Nel caso contrario si modificano le condizioni nel verso opposto.

È evidente che un inverter in grado di restare "agganciato" a questo punto, otterrà sempre la massima potenza disponibile in qualsiasi condizione. Ci sono svariate tecniche di realizzazione della funzione MPPT, che si differenziano per prestazioni dinamiche (tempo di assestamento) e accuratezza. Se la precisione dell'MPPT è estremamente importante, il tempo di assestamento lo è, in taluni casi, ancor di più: infatti, mentre tutti i produttori di inverter riescono ad ottenere grande precisione sull'MPPT (tipicamente tra il 99-99,6% della massima disponibile), solo in pochi riescono ad unire precisione a velocità. È proprio nelle giornate con nuvolosità più variabile che si verificano sbalzi di potenza solare ampi e repentini con variazioni da 100 W /m² a 1000-1200 W/m² in meno di 2 secondi. In queste condizioni, che sono molto frequenti, un inverter con tempi di assestamento minori di 5 secondi riesce a produrre fino al 5%-10% di energia in più di uno lento.

Alcuni inverter fotovoltaici sono dotati di stadi di potenza modulari e alcuni sono addirittura dotati di un MPPT per ogni stadio di potenza. In questo modo i produttori lasciano all'ingegneria di sistema la libertà di configurare un funzionamento master/slave o a MPPT indipendenti. L'utilizzo di MPPT indipendenti fornisce un vantaggio oggettivo in condizioni di irraggiamento non uniforme dei pannelli: infatti, accade spesso che la superficie dei pannelli solari sia esposta al sole in modo difforme su tutto il campo. Ciò avviene o perché il campo è disposto su due diverse falde del tetto o perché i moduli non sono distribuiti su stringhe di uguale lunghezza oppure ancora a causa di ombreggiamenti parziali dei moduli stessi. In questo caso l'utilizzo di un solo MPPT porterebbe l'inverter a lavorare fuori dal punto di massima potenza e, conseguentemente, la produzione di energia ne sarebbe danneggiata.

Un'altra caratteristica importante di un inverter fotovoltaico, è l'interfaccia di rete. Questa funzione, generalmente integrata nella macchina, deve rispondere ai requisiti imposti dalle normative dei diversi enti di erogazione di energia elettrica.

In Italia, il CEI ha rilasciato la Norma CEI 0-21, attualmente giunta all'edizione 2. Questa normativa prevede una serie di misure di sicurezza tali da evitare l'immissione di energia nella rete elettrica qualora i parametri di questa siano fuori dai limiti di accettabilità.

Per effetto delle caratteristiche delle performance richieste, gli inverter per impianti in isola e per impianti collegati alla rete di distribuzione devono avere caratteristiche differenti:

- negli impianti funzionanti in isola, gli inverter devono essere in grado di fornire una tensione lato c.a. il più possibile costante al variare della produzione del generatore e della richiesta del carico;
- negli impianti connessi alla rete, gli inverter devono riprodurre, il più fedelmente possibile, la tensione di rete, cercando nel contempo di ottimizzare e massimizzare la produzione energetica dei pannelli fotovoltaici.

All'inverter fotovoltaico, a seconda della tecnologia e del tipo di applicazione, spettano compiti tanto variegati quanto complessi:

a) trasformazione con basse perdite: una delle caratteristiche più importanti di un inverter è il suo grado di rendimento. Quest'ultimo indica quale percentuale dell'energia "immessa" sotto forma di corrente continua viene riemessa sotto forma di corrente alternata. Gli apparecchi moderni conseguono un grado di rendimento pari al 98%.

b) ottimizzazione della potenza: come è stato già illustrato, è compito dell'inverter trovare e mantenere costantemente il punto di funzionamento ideale sulla curva caratteristica, per poter "tirar fuori" dai moduli solari la potenza maggiore in ogni situazione.

c) monitoraggio e protezione: l'inverter monitora da un lato il rendimento dell'impianto FV e segnala la presenza di eventuali anomalie. Dall'altro lato si occupa del monitoraggio della rete di alimentazione alla quale è collegato. Per motivi di sicurezza deve dunque disinserire immediatamente l'impianto in caso di anomalia nella rete pubblica, oppure contribuire al supporto della stessa, in base ai requisiti del gestore di rete locale.

Inoltre spesso possiede un dispositivo in grado di interrompere in maniera sicura il flusso di corrente dai moduli fotovoltaici. Infatti, in caso di irraggiamento, essi si trovano fondamentalmente sotto tensione, e dunque non si possono disinserire. Se si interrompe il collegamento via cavo con l'inverter durante il funzionamento, possono verificarsi pericolosi archi elettrici che, a causa della corrente continua, non

scompaiono. Integrando un dispositivo sezionatore direttamente nell'inverter, l'installazione e il cablaggio risultano decisamente più semplici.

d) comunicazione: le interfacce di comunicazione sull'inverter consentono il controllo e il monitoraggio di tutti i parametri, i dati di funzionamento e i rendimenti. Tramite un collegamento di rete, un bus di campo o senza cavi mediante Bluetooth, è possibile richiamare i dati e configurare i parametri degli inverter. La maggior parte delle volte i dati vengono interrogati tramite un data logger, che raccoglie le informazioni di più inverter, e su richiesta trasmessi a un portale dati online.

e) gestione della temperatura: la temperatura nell'involucro dell'inverter influisce anche sul grado di rendimento. Se sale troppo, l'inverter deve ridurre la sua potenza. In alcune circostanze non è quindi poi possibile utilizzare appieno la potenza di modulo attualmente disponibile.

La temperatura dipende da un lato dal luogo di montaggio (l'ideale sarebbe un ambiente uniformemente fresco). Dall'altro lato dipende direttamente dal funzionamento dell'inverter: anche con un grado di rendimento pari a 98%, le perdite (sotto forma di calore) sono comunque pari a un 2%. Con una potenza di 10 kW la potenza termica massima è pur sempre di 200 W. Quindi è particolarmente importante un raffreddamento efficiente e affidabile dell'involucro. I componenti, disposti in maniera ottimale sotto il profilo termico, possono smaltire il loro calore direttamente nell'ambiente, mentre l'intero involucro funge da dissipatore. Così gli inverter funzionano con potenza nominale massima anche a temperature ambiente fino a 50 °C.

f) protezione: un involucro resistente alle intemperie, in caso ottimale con grado di protezione IP65, permette il montaggio all'esterno e in qualsiasi luogo dell'inverter. Il vantaggio: più vicino viene installato l'inverter ai moduli, minore sarà l'onere dovuto alla posa dei relativamente costosi cavi CC.

3.2 SCELTA ED INTERFACCIAMENTO

Gli inverter vengono confrontati fra loro, come caratteristiche, soprattutto sulla base di tre fattori: (1) la potenza continua (espressa in watt), cioè la quantità di energia che è fornita in modo continuo, ora per ora; (2) la potenza di picco, ovvero quanta potenza e per quanto a lungo può essere fornita per avviare motori o altri carichi; (3)

l'efficienza, cioè quanta dell'energia fornita all'ingresso del dispositivo in questione è disponibile alla sua uscita.

La scelta dell'inverter e della sua taglia, va effettuata in base alla potenza nominale fotovoltaica che esso deve gestire. Si può stimare la taglia dell'inverter, scegliendo tra 0.8 e 0.9 il rapporto tra la potenza attiva immessa in rete e la potenza nominale del generatore fotovoltaico.

Tale rapporto tiene conto della diminuzione di potenza dei moduli fotovoltaici nelle reali condizioni operative (temperatura di lavoro, cadute di tensione sulle connessioni elettriche...) e del rendimento dell'inverter stesso. Tale rapporto dipende anche dalle condizioni d'installazione dei moduli (latitudine, inclinazione, temperatura ambiente...) che possono far variare la potenza generata. Per questo motivo, l'inverter è provvisto di una limitazione automatica della potenza erogata per ovviare a situazioni in cui la potenza generata sia maggiore di quella normalmente prevista.

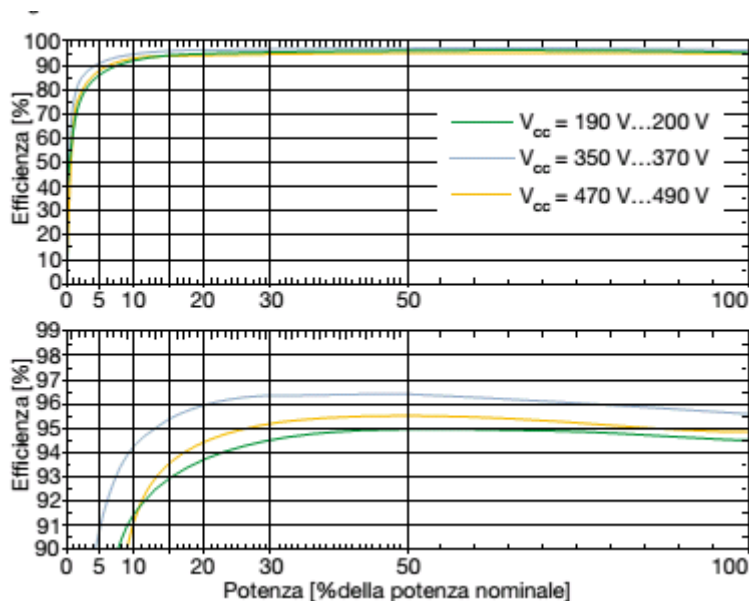
Tra le caratteristiche di dimensionamento dell'inverter dovrebbero comparire:

- lato c.c.:

- potenza nominale e massima;
- tensione nominale e massima tensione ammessa;
- campo di variazione della tensione di MPPT in funzionamento normale;

- lato c.a.:

- potenza nominale e massima erogabile in modo continuativo dal gruppo di conversione, nonché il campo di temperatura ambiente alla quale tale potenza può essere fornita;
- corrente nominale erogata;
- corrente massima erogata che consente di determinare il contributo dell'impianto fotovoltaico alla corrente di corto circuito;
- distorsione massima della tensione e fattore di potenza;
- massima efficienza di conversione;
- efficienza a carico parziale ed al 100% della potenza nominale (attraverso il "rendimento europeo" attraverso il diagramma di efficienza (in figura))



Occorre inoltre valutare i valori nominali di tensione e frequenza in uscita e di tensione in ingresso all'inverter.

I valori di tensione e frequenza in uscita, per impianti connessi alla rete di distribuzione pubblica, sono imposti dalla rete stessa con tolleranze definite.

Per quanto riguarda la tensione in ingresso vanno valutate le condizioni estreme di funzionamento del generatore fotovoltaico, al fine di avere un funzionamento sicuro e produttivo dell'inverter.

Si deve anzitutto verificare che la tensione a vuoto U_{oc} in uscita dalle stringhe alla minima temperatura ipotizzabile (-10°C) sia inferiore a quella massima sopportabile dall'inverter, ossia:

$$U_{oc \max} \leq U_{MAX} \quad [3.1]$$

In alcuni modelli d'inverter vi è un banco di condensatori in ingresso, pertanto l'inserzione sul campo fotovoltaico determina una inrush current pari alla somma delle correnti di corto circuito di tutte le stringhe collegate e tale corrente non deve far intervenire eventuali protezioni interne.

Ogni inverter è caratterizzato da un range di tensioni in ingresso di normale funzionamento. Poiché la tensione in uscita dai pannelli fotovoltaici è funzione della temperatura, occorre verificare che nelle condizioni di esercizio prevedibili (da -10°C a $+70^{\circ}\text{C}$), l'inverter si trovi a funzionare nell'intervallo di tensione dichiarato dal costruttore. Devono essere quindi verificate contemporaneamente le due disuguaglianze [3.2] e [3.3]:

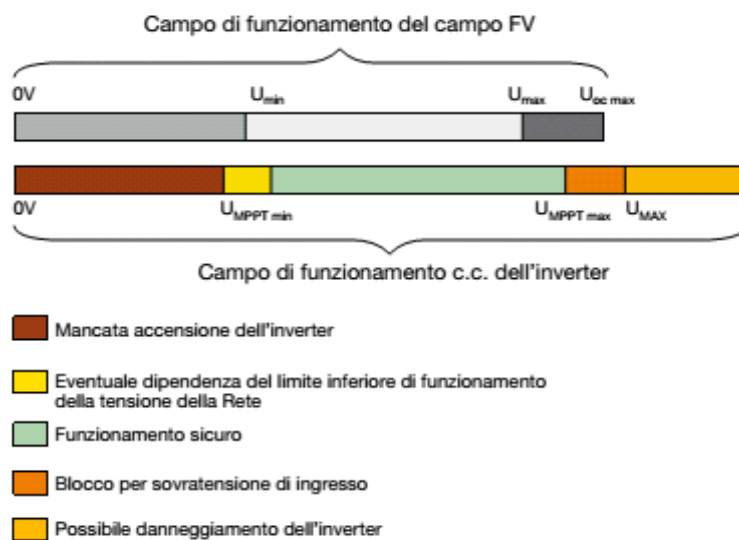
$$U_{\min} \geq U_{\text{MPPT min}} \quad [3.2]$$

ossia, la tensione minima (a 70°C), considerata alla corrispondente massima potenza in uscita dalla stringa con irraggiamento standard, deve essere superiore alla tensione minima di funzionamento del MPPT dell'inverter che mantiene accesa la logica di controllo e permette la corretta erogazione di potenza nelle rete dell'ente distributore. Inoltre si deve avere che:

$$U_{\max} \leq U_{\text{MPPT max}} \quad [3.3]$$

ossia, la tensione massima (a -10°C), considerata alla corrispondente massima potenza in uscita dalla stringa con irraggiamento standard, deve essere inferiore o uguale alla tensione massima di funzionamento del MPPT dell'inverter.

Nella figura sotto riportata vi è una rappresentazione grafica di accoppiamento tra campo fotovoltaico ed inverter che tiene conto delle tre disuguaglianze precedenti. Oltre al rispetto delle tre condizioni precedenti sulle tensioni, occorre verificare che la massima corrente del generatore fotovoltaico nel funzionamento al MPP sia inferiore alla massima corrente in ingresso ammissibile dall'inverter.



Legenda:

U_{\min} : tensione alla sua massima potenza del campo fotovoltaico, in corrispondenza della temperatura massima di lavoro prevista per i moduli fotovoltaici nel sito di installazione

U_{max}: tensione alla sua massima potenza del campo fotovoltaico, in corrispondenza della temperatura minima di lavoro prevista per i moduli fotovoltaici nel sito di installazione

U_{oc max}: tensione a vuoto del campo fotovoltaico, in corrispondenza della temperatura minima di lavoro prevista per i moduli fotovoltaici nel sito di installazione

UMPPT min: tensione di funzionamento minima in ingresso ammessa dall'inverter

UMPPT max: tensione di funzionamento massima in ingresso ammessa dall'inverter

UMAX: tensione massima in ingresso sopportabile dall'inverter

Gli inverter disponibili sul mercato hanno una potenza nominale fino a circa 10 kW in monofase ed a circa 100 kW in trifase.

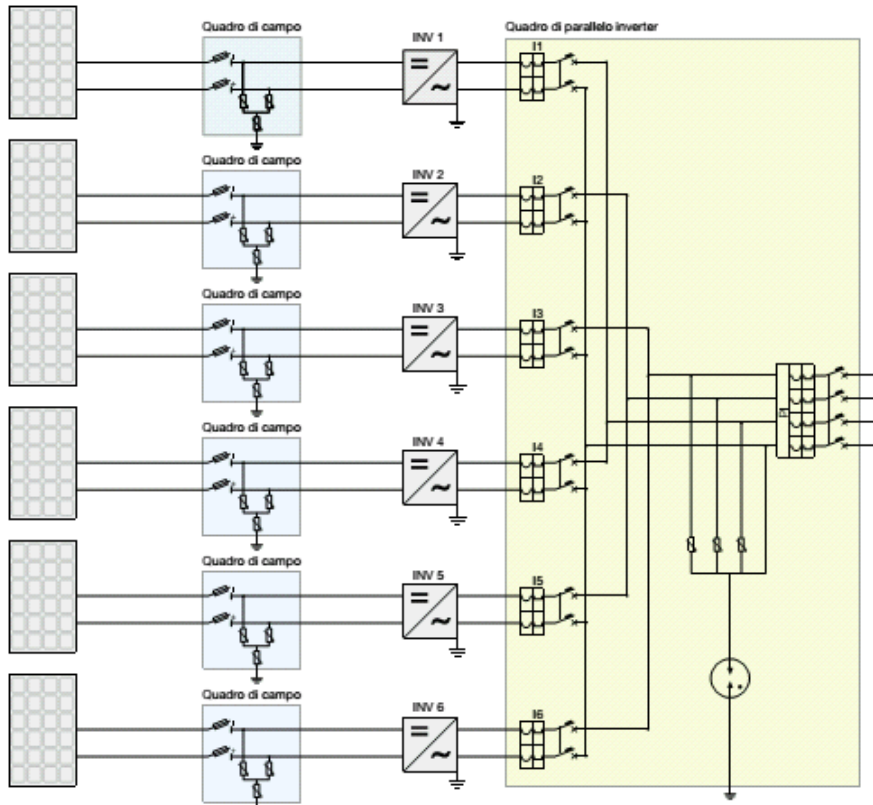
Nei piccoli impianti fino a 6 kW con allacciamento monofase alla rete BT, si installa generalmente un unico inverter, mentre negli impianti oltre i 6 kW con allacciamento trifase alla rete in BT o MT, si installano solitamente più inverter.

Ad esempio, per un impianto da 3kWp, data la piccola potenza dell'impianto fotovoltaico e per effettuare la connessione diretta alla rete in BT monofase, si sceglie un inverter monofase, il quale effettua la conversione c.c./c.a. con tecnica PWM e ponte a IGBT.

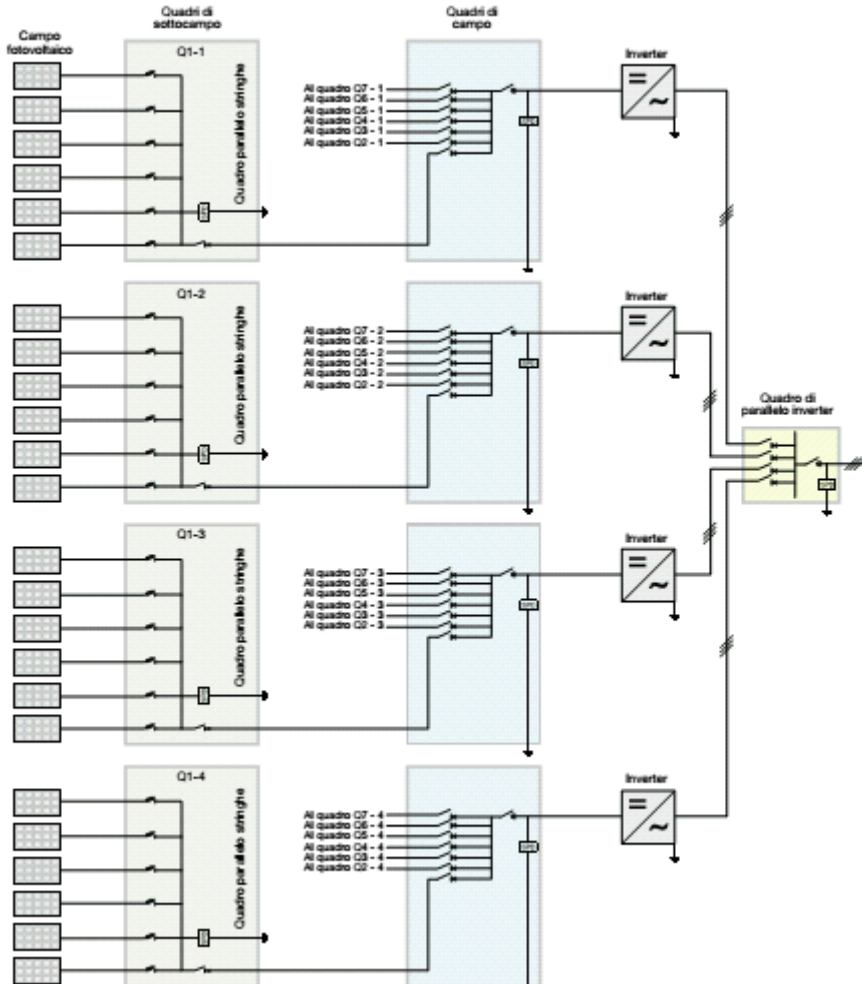
Tale inverter è dotato di un trasformatore toroidale in uscita per l'isolamento galvanico tra la rete elettrica e l'impianto fotovoltaico. Ha filtri in ingresso ed uscita per la soppressione di disturbi emessi sia condotti che irradiati ed un sensore di isolamento verso terra dei pannelli fotovoltaici. È munito del dispositivo di inseguimento del punto di massima potenza MPPT e del dispositivo di interfaccia (DDI) con relativa protezione (PDI).

Per la verifica del corretto accoppiamento stringa-inverter occorre anzitutto verificare che la massima tensione a vuoto ai capi della stringa sia inferiore alla massima tensione in ingresso sopportata dall'inverter. Inoltre la tensione MPP minima della stringa non deve essere inferiore alla minima tensione dell'MPPT dell'inverte, mentre la tensione MPP massima della stringa non deve essere superiore alla massima tensione dell'MPPT dell'inverter. Infine la corrente di corto circuito massima della stringa non deve essere superiore a quella massima sopportabile in ingresso dall'inverter.

Negli impianti di dimensioni medio-piccole, si preferisce usualmente ricorrere alla soluzione con più inverter monofase distribuiti equamente sulle tre fasi e neutro comune ed un unico trasformatore di separazione dalla rete pubblica:



Mentre negli impianti di medio-grandi dimensioni è solitamente conveniente avere una struttura dell'impianto con pochi inverter trifase a cui vengono collegate più stringhe messe in parallelo sul lato c.c. nei quadri di sottocampo:



Ad esempio per un impianto fotovoltaico da 60kWp si potrebbero installare 2 inverter trifase da 31kW di potenza nominale d'ingresso ciascuno a cui ipotizziamo di afferire 6 stringhe in parallelo ad ognuno.

Gli inverter trifase scelti effettuano la conversione c.c./c.a. con tecnica PWM e ponte a IGBT.

Hanno filtri in ingresso ed uscita per la soppressione di disturbi emessi sia condotti che irradiati ed un sensore di isolamento verso terra dei pannelli fotovoltaici.

Sono muniti del dispositivo di inseguimento del punto di massima potenza MPPT.

Per la verifica del corretto accoppiamento stringa-inverter occorre anzitutto verificare che la massima tensione a vuoto ai capi della stringa sia inferiore alla massima tensione in ingresso sopportata dall'inverter. Inoltre la tensione MPP minima della

stringa non deve essere inferiore alla minima tensione dell'MPPT dell'inverter, mentre la tensione MPP massima della stringa non deve essere superiore alla massima tensione dell'MPPT dell'inverter. Infine la corrente di corto circuito massima complessiva delle 6 stringhe collegate in parallelo ed afferenti a ciascun inverter non deve essere superiore a quella massima sopportabile in ingresso dall'inverter stesso.

L'inverter deve poter essere sezionato sia sul lato c.c. sia su quello c.a. in modo da consentire la manutenzione escludendo entrambe le sorgenti di alimentazione, ossia generatore fotovoltaico e rete.

Inoltre, come rappresentato in figura 3.10, è bene porre un dispositivo di sezionamento su ogni stringa, al fine di permettere interventi di verifica e manutenzione sulla stringa stessa, senza dover porre fuori servizio altre parti dell'impianto.

3.3 TIPOLOGIE

a) STAND ALONE

Gli inverter stand-alone sono usati negli impianti fotovoltaici non connessi in rete. Due tipi di inverter stand-alone dominano il mercato: quelli "ad onda sinusoidale" e quelli "ad onda sinusoidale modificata". Questi ultimi sono meno costosi a parità di potenza disponibile e vanno bene per la maggior parte delle applicazioni, eccetto che per gli apparati più delicati, quali apparecchi audio, radiosveglie, regolatori di luce, etc. Gli inverter ad onda sinusoidale, invece, producono una forma d'onda che è quasi identica a quella delle rete nazionale. La maggior parte dei grandi inverter per impianti stand-alone possono operare benissimo come caricabatterie. Gli inverter elevano una bassa tensione continua a un'elevata tensione alternata di rete, mentre i caricabatterie fanno esattamente il contrario. Perciò, tali inverter dispongono di opportuni interruttori, in modo tale che i carichi in tensione alternata possano essere alimentati direttamente dal generatore quando il caricabatterie sta operando.

b) GRID TIED

Gli inverter di rete, detti anche "grid tied", permettono di immettere in rete l'energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico o eolico. Il collegamento alla rete permette di usare quest'ultima come un'immensa batteria virtuale e di ricavare un

piccolo guadagno dalla vendita dell'energia immessa in rete. Un inverter di rete, quindi, consente a un utente domestico di usufruire di una sorgente alternativa di energia senza utilizzare batterie: se la corrente è insufficiente, la rete fornisce il surplus. Gli inverter grid-tied sono inverter ad onda sinusoidale pura che non solo trasformano la corrente da continua in alternata alla frequenza di rete, ma effettuano anche il campionamento della tensione di rete (per evitare di fornire una tensione più alta di quella della rete) e la sincronizzazione della frequenza per il trasferimento usando un oscillatore locale. In pratica, l'inverter ha una sorta di computer interno che gli permette di replicare la forma d'onda di rete. Anche l'angolo di fase è entro 1° da quello della rete.

Gli inverter di rete sono progettati anche per disconnettersi facilmente e rapidamente dalla rete in caso di black-out, in modo da permettere in tutta sicurezza eventuali lavori di ripristino agli operai addetti. La maggior parte degli inverter di rete presenti sul mercato includono un sistema di "inseguimento del punto di massima potenza", o Maximum Power Point Tracking (MPPT), dal lato di ingresso, che consente di estrarre la massima quantità di energia dalla sua fonte: gli inverter sono progettati per operare in modo ottimale per la maggior parte dell'anno, nonostante i cambiamenti della tensione di uscita del pannello dovuti al diverso irraggiamento solare (e temperatura del pannello) nel corso dell'anno. Poiché gli algoritmi MPPT differiscono per i pannelli solari e per le turbine eoliche, esistono inverter di rete specificamente progettati per ciascuna di queste sorgenti di energia. Le caratteristiche degli inverter, che variano da modello a modello, sono riportate dal produttore sul relativo datasheet.

c) DI STRINGA

I primi impianti fotovoltaici erano sistemi stand-alone, cioè non connessi in rete, in cui i pannelli fotovoltaici di 12, 24 o 48 V di tensione nominale venivano utilizzati per caricare delle batterie. In tali impianti, possono essere usati degli inverter "non di stringa", che convertono la corrente continua proveniente dalle batterie o dai pannelli nella tensione necessaria. Tuttavia, in generale, quando serviva più potenza, si utilizzavano più pannelli fotovoltaici connessi in parallelo, mantenendo la tensione di uscita di 12, 24 o 48, a seconda di quella nominale del modulo FV. Con i sistemi fotovoltaici connessi in rete una tale filosofia comporterebbe una corrente troppo elevata, con grandi dispersioni e necessità di grossi cavi, per cui ci si è orientati verso

l'impiego di inverter di stringa, cioè progettati per ricevere tensioni elevate in ingresso. Usando un inverter di stringa, i pannelli fotovoltaici vengono connessi fra loro in serie, producendo la stessa potenza di uscita in watt, ma con tensioni più alte e correnti più basse.

Gli inverter di stringa sono gli inverter fotovoltaici più diffusi nel mondo. Sebbene letteralmente il nome indichi un inverter connesso a una stringa di pannelli fotovoltaici (cioè a un gruppo di moduli FV connessi in serie fra loro fino a raggiungere una tensione prossima a quella di utilizzo), il termine è divenuto sinonimo di piccoli inverter (in pratica, di potenza inferiore a 15 kW) che vengono attaccati a stringhe di pannelli per fornire potenze d'uscita comprese fra 1 kW e 15 kW. L'uso dell'inverter di stringa negli impianti fotovoltaici di medie dimensioni (che dunque ne usano parecchi) è basato sul concetto della modularizzazione, o di architettura distribuita: ogni stringa da 1-5 kW ha il suo inverter, ed è di fatto come un impianto FV a sé. Così facendo, non si penalizzano le altre stringhe in caso di ombreggiamenti a dei pannelli di una stringa, e le stringhe risultano fra loro indipendenti, impedendo che interazioni o sbilanciamenti fra le stringhe stesse diminuiscano l'efficienza complessiva dell'impianto.

Per gli inverter di stringa la tendenza nel breve e medio termine è di dotarli della possibilità di collegarvi le batterie e di ridurre ancor di più l'autoconsumo e le perdite interne, utilizzando anche semiconduttori innovativi del tipo SiC (carburo di silicio) e GaN (nitruro di gallio).

Questi materiali innovativi solo da pochi anni sono prodotti su scala industriale e vengono anche impiegato nei convertitori degli inverter fotovoltaici.

I vantaggi ottenibili da questi materiali sono una frequenza di impiego maggiore quindi minor perdite e minor volume dell'inverter.

d) CENTRALIZZATI

Gli inverter centralizzati sono inverter generalmente utilizzati in impianti fotovoltaici di grandi dimensioni (in pratica, maggiori di 10 kW), ed hanno potenze comprese fra 15 kW e 1 MW. Sono inverter impiegati con la stessa filosofia degli inverter di stringa, solo applicata su una scala più grande: infatti, molte stringhe fotovoltaiche sono collegate a diversi ingressi di un medesimo inverter centralizzato di grande potenza, che fornisce una corrente ad onda sinusoidale pura. Le principali caratteristiche di questi inverter sono la grande potenza e il basso costo. Tuttavia, le

interazioni reciproche fra le stringhe e gli ombreggiamenti parziali influenzano l'efficienza e la capacità produttiva dell'intero impianto FV, ed una sola stringa che per qualche motivo produca poca energia ha ripercussioni a livello di sistema globale. Questo problema può essere parzialmente aggirato monitorando le singole stringhe e intervenendo se qualcuna non funziona bene compromettendo il funzionamento ottimale del sistema.

Gli inverter centralizzati - la scelta usuale per i grandi impianti fotovoltaici - sono di impiego semplice e diretto. I moduli fotovoltaici sono collegati in serie in modo da formare stringhe fino a 1000 V di tensione a circuito aperto e più stringhe possono essere collegate in parallelo fra loro, se necessario. Un unico grande inverter viene quindi collegato a queste stringhe connesse in parallelo. L'installazione di un inverter centralizzato è più laboriosa rispetto all'uso di inverter di stringa, sia in termini di progettazione che di lavoro sul posto. Normalmente, gli inverter centralizzati hanno una garanzia di 5-10 anni, per cui necessitano quasi certamente di almeno una sostituzione nei 20 anni di durata minima di un impianto fotovoltaico. Ciò erode in parte il vantaggio del più basso costo iniziale, oltre al problema del fermo-impianto per la sostituzione. Inoltre gli inverter centralizzati non possono monitorare le prestazioni dei singoli moduli e non possono essere usati se vi sono ombreggiamenti. Per gli inverter per grandi impianti, la tendenza è di innalzare la tensione di ingresso a 1.500V.

Questo consente di realizzare stringhe più lunghe, con conseguente riduzione dei costi di connessione e quadristica, e di puntare ancora ad un miglioramento dell'efficienza.

Un altro aspetto che l'innalzamento della tensione favorisce è la possibilità di aumentare il rapporto di potenza DC/AC che va a vantaggio della costanza della potenza prodotta anche per considerevoli variazioni dell'irraggiamento.

Un impianto correttamente dimensionato per la tensione di 1.500V può portare ad un risparmio fino al 10% del costo (BoS).

Questo tipo di inverter è indicato per gli impianti di taglia medio-grande e si è già affermato in paesi come il Medio Oriente ed il Nord Africa, ma si sta diffondendo anche in Europa e USA.

Nel 2018 sono stati prodotti inverter a 1.500V di taglia medio-grande per un 50% del totale.

Non è solo l'inverter che dovrà consentire una tensione in ingresso di 1,5kV, ma anche i componenti esterni, a partire dai moduli fotovoltaici, dai fusibili e interruttori, dovranno essere coordinati.

e) MICROINVERTER

Negli ultimi anni, l'industria fotovoltaica ha assistito a un cambiamento radicale nel mondo degli inverter. Nell'ambito dei grandi impianti da investimento, sono utilizzati inverter più grandi, in grado di realizzare grandi progetti multi-megawatt. Nell'ambito domestico o degli impianti di piccole e medie dimensioni, invece, ci si è indirizzati verso inverter più piccoli e più adattabili, aprendo il mercato dei sistemi "plug-and-play". Ciò ha creato più scelta per i consumatori e per gli installatori, ma solleva anche la domanda: vi è una tecnologia migliore dell'altra? Beh, forse mai come in questo caso "tra i due litiganti il terzo gode". Infatti, i microinverter - apparecchi di piccole dimensioni e potenza applicabili ai singoli pannelli - che stanno diventando ogni giorno più bancabili, potrebbero essere la vera grande sorpresa e rivoluzione in questo settore, tant'è che i grandi produttori di inverter centralizzati hanno paura che, prima o poi, il loro business verrà letteralmente "mangiato" dai piccolissimi ultimi arrivati.

Suddividendo un grande impianto fotovoltaico in più parti ciascuna dotata del proprio inverter, si minimizzano le conseguenze in caso di eventuali loro guasti e si diminuiscono le correnti che devono circolare in essi, migliorando quindi la resa complessiva del sistema. I microinverter sono moderni inverter connessi a un singolo pannello fotovoltaico anziché a una stringa di moduli. Hanno quindi una potenza tipicamente inferiore a 250 W, che si adatta a quella dei più comuni moduli fotovoltaici. Nell'architettura distribuita, la moderna strategia utilizzata in molti piccoli e medi impianti fotovoltaici, l'MPPT è fatto a livello di singolo pannello. In tale architettura, un apparato per il MPPT è connesso a ciascun pannello ed individua il suo punto di lavoro ottimale, indipendentemente dagli altri pannelli. Tale apparato può fare anche da inverter o, più precisamente, da microinverter, effettuando la conversione DC/AC a livello di singolo pannello, migliorando l'efficienza e la produttività elettrica complessiva del sistema.

I microinverter sono inverter connessi a un singolo pannello fotovoltaico anziché a una stringa di moduli. Hanno quindi una potenza tipicamente inferiore a 250 W, che si adatta a quella dei più comuni moduli fotovoltaici. Attualmente esistono

microinverter che accettano corrente continua in ingresso da due pannelli fotovoltaici anziché solo da uno, riducendo i costi per tali componenti e rendendo i sistemi fotovoltaici basati sui microinverter costosi quanto gli impianti dotati di inverter di stringa, nonostante il maggior costo per watt dei microinverter rispetto agli inverter di tipo tradizionale. In passato, gli inverter centralizzati e quelli di stringa erano gli unici tipi di inverter: a quell'epoca il costo per watt e l'efficienza erano i principali - se non gli unici - parametri presi in considerazione. Ora che il prezzo e l'efficienza dei pannelli fotovoltaici sono migliorati considerevolmente, l'inverter è diventato più importante e si sono cercate strategie di ottimizzazione anche per questi componenti. Normalmente gli inverter di tipo tradizionale, per ottimizzare la produzione di energia da parte dell'intero impianto fotovoltaico svolgono il cosiddetto Maximum Power Point Tracking (MPPT): in pratica, le celle fotovoltaiche hanno un singolo punto di lavoro in cui i valori della corrente e della tensione corrispondono alla massima potenza di uscita. L'MPPT utilizza un qualche tipo di circuito logico o di controllo per cercare tale punto di lavoro e così permettere al circuito di conversione DC/AC di estrarre la massima potenza dal sistema fotovoltaico. Nell'architettura distribuita, la moderna strategia utilizzata in molti piccoli e medi impianti fotovoltaici, l'MPPT è fatto a livello di singolo pannello. In tale architettura, un apparato per il MPPT è connesso a ciascun pannello ed individua il suo punto di lavoro ottimale, indipendentemente dagli altri pannelli. Tale apparato può fare anche da inverter o, più precisamente, da microinverter, effettuando la conversione DC/AC a livello di singolo pannello.

I vantaggi di un microinverter non sono rappresentati dalle piccole dimensioni o dalla ridotta potenza, bensì il loro controllo uno-a-uno su un singolo pannello ed il fatto che possono renderlo indipendente e regolarne la potenza di uscita. Ciò rende anche più facile l'eventuale espansione di un impianto fotovoltaico, poiché pannelli aggiuntivi ciascuno dotato del proprio microinverter possono venire aggiunti in qualsiasi momento al sistema esistente senza grandi interventi, a differenza di quanto avviene negli impianti fotovoltaici dotati di inverter tradizionali. I pannelli dotati di microinverter possono essere connessi in parallelo l'uno all'altro e poi collegati alla rete. Dunque, se un singolo pannello o inverter si guasta, non inibirà il funzionamento di un'intera stringa, e inoltre con questa architettura sarà molto più facile identificare un pannello difettoso o sottoperformante. Insieme alla bassa

potenza e calore dissipato, tutto ciò rende il microinverter assai più affidabile degli inverter tradizionali.

I microinverter hanno una vita media superiore a quella dei pannelli fotovoltaici, da confrontarsi con i 5-10 anni degli inverter tradizionali. Inoltre, massimizzando la conversione con il MPPT a livello di singolo pannello, riescono a sfruttare il 5-25% in più della potenza dei moduli fotovoltaici. E subiscono meno le conseguenze di un eventuale ombreggiamento: ad es., la copertura del 10% di un singolo pannello per ombreggiatura porta a una perdita di potenza prodotta dal sistema trascurabile, mentre il medesimo inconveniente avrebbe potuto ridurre fino al 55% la produttività di un impianto con inverter a stringa tradizionale. Gli inverter di stringa, peraltro, sono disponibili solo in determinati tagli di potenza, per cui dovremo usare un apparecchio di potenza nominale maggiore del necessario: ad es., se abbiamo un impianto della potenza di 800 W, dovremo usare un inverter da 1 kW, sprecando 200 W di potenza. I microinverter, infine, sono più veloci e facili da installare, il che abbassa i costi.

Svantaggi: il primo, e sicuramente principale, svantaggio dei microinverter rispetto agli inverter di tipo tradizionale è rappresentato dal costo. Infatti, il costo tipico dei microinverter è circa doppio, anche se naturalmente le fluttuazioni di questo rapporto sono molto variabili perché il costo a kW di un inverter di tipo tradizionale dipende dalle dimensioni, dalla tecnologia dalla marca, etc. Un altro importante svantaggio dei microinverter è che la loro collocazione dietro ai pannelli fotovoltaici può renderne, da una parte, disagiata la sostituzione e, dall'altra, causarne un malfunzionamento se ci si trova in aree calde, poiché la zona dietro i pannelli può essere soggetta a temperature elevate. Infine, i microinverter sono difficili da monitorare nei piccoli impianti fotovoltaici e non sono utili nei grandi impianti, cioè quelli da investimento, ovvero di dimensioni dell'ordine del MW o superiori, dove non è necessario massimizzare la potenza e non ci sono problemi di ombreggiamento o sporcizia.

f) INVERTER PER SISTEMI DI ACCUMULO

Tra questi distinguiamo quelli ibridi e quelli che fungono solamente da regolatori di carica/scarica (applicazioni "retrofit").

Fra gli inverter ibridi è possibile individuare a loro volta tre differenti tipologie:

- ibridi con accumulo integrato (all-in-one)

- ibridi con caricabatterie integrato e possibilità di essere collegati ad un accumulatore esterno
- predisposti ibridi per ospitare un caricabatterie esterno e, dunque, con la possibilità anche in questo caso di essere collegati a un accumulatore esterno

Ciascuna tipologia ha propri punti di forza e criticità, tuttavia probabilmente la tipologia degli inverter ibridi con caricabatterie integrato emerge per la maggiore flessibilità che può garantire: si può avere un impianto senza batterie ma già predisposto per ospitarne di diversi produttori, in un secondo tempo.

4. LO STORAGE

4.1 CENNI SUL FUNZIONAMENTO DI UN SISTEMA DI ACCUMULO

I sistemi di accumulo elettrico, in inglese storage, convertono e immagazzinano l'energia elettrica per renderla disponibile nei momenti di maggiore fabbisogno. Questo tipo di prodotto è particolarmente utile in presenza di un impianto fotovoltaico. Infatti, per la maggior parte del tempo l'impianto produce energia in eccesso rispetto ai consumi energetici dell'utenza.

I sistemi di accumulo di energia elettrica sono il completamento ideale per impianti fotovoltaici nelle abitazioni monofamiliare, attività commerciali e industriali. Quando l'energia prodotta da questi sistemi è in eccesso, il sistema di accumulo si carica; non appena serve nuovamente più energia, quella mancante viene fornita dalla batteria. Una siffatta soluzione impiantistica consente di sfruttare fino al 100% l'energia solare e di rendere l'energia disponibile esattamente quando serve.

I sistemi di storage esistenti si diversificano in base alla metodologia di accumulo. Possiamo avere accumuli meccanici (ad es. il pompaggio d'acqua, sistemi ad aria compressa, volani, ecc.), elettrici (con uso di magneti superconduttori), termici (ad es. pompe di calore), chimici (a idrogeno o biocombustibili), oppure elettrochimici. Questi ultimi sono batterie, superconduttori o accumuli elettrostatici. Il principio fondamentale sul quale si basano è un processo elettrochimico di ossido-riduzione che permette il passaggio, e quindi l'immagazzinaggio, di cariche elettriche. Per il momento questa tecnologia è la più diffusa per gli storage e tendenzialmente la più efficace in combinazione con il fotovoltaico.

Tra le batterie elettrochimiche, quelle agli ioni di litio (Li-Ion) sono ormai di gran lunga le più utilizzate.

In effetti, presentano diversi vantaggi, fra i quali spicca un ciclo di vita assai lungo. Le batterie Li-Ion presentano diverse varianti, le quali, a fronte di una struttura di base comune, impiegano materiali diversi sia per gli elettrodi sia per l'elettrolita. Per quanto concerne gli elettrodi, tipicamente l'anodo è presente allo stato litiato (ma anche negli ultimi anni in titanato di litio), mentre il catodo è tipicamente costituito da un ossido litiato di un metallo di transizione (quale ad esempio il cobalto o nichel o manganese).

L'elettrolita, invece, costituito da sali di litio disciolti in una miscela di solventi organici, può essere liquido o polimerico, motivo per cui è possibile la distinzione fra batterie agli ioni di litio “tradizionali” e batterie litio-polimeriche.

Le diverse combinazioni di elettrodi ed elettrolita danno luogo ad una moltitudine di varianti possibili, ciascuna delle quali si presta meglio per determinate applicazioni.

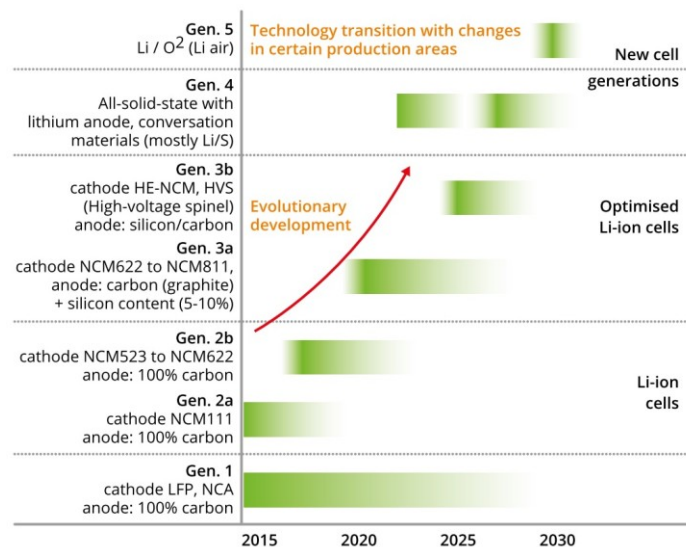
Le batterie Litio-Ferro-Fosfato o LFP (LiFePO_4), rispetto ad altre chimiche agli ioni di litio, hanno maggiore stabilità termica e chimica e garantiscono così maggiore sicurezza della batteria.

Il legame Fe-P-O è più forte del legame Co-O, per cui, quando sollecitato (cortocircuito, surriscaldamento) gli atomi di ossigeno sono più difficili da rimuovere.

Le celle LFP sono molto più difficili da “incendiare” in caso di cattivo utilizzo soprattutto durante la carica, tuttavia, qualsiasi batteria (LFP inclusa) dopo aver esaurito la capacità chimica di assorbire energia può dissipare il sovraccarico solo come calore.

È comunemente accettato che la batteria LFP non si decompone a temperature elevate.

La nuova frontiera di ricerca per lo storage si sta concentrando sulla tecnologia allo stato solido che prevede l'utilizzo di un elettrolita formato da polimeri, vetro o ceramica. Questo perché le batterie a ioni di litio ad elettrolita liquido stanno ormai



raggiungendo il limite della loro capacità di sviluppo, non riuscendo al tempo stesso a garantire risultati ottimali in relazione alle esigenze.

Quello dell'immagazzinamento dell'energia per renderla disponibile quando se ne fa richiesta è solo uno dei molteplici utilizzi dell'accumulo.

Infatti, dal punto di vista del sistema energetico, rappresenta un'importante strumento di flessibilità per i seguenti motivi:

- assorbe ed eroga potenza molto velocemente e con precisione
- attenua la variabilità a breve termine (picchi)
- rende l'energia solare completamente usufruibile
- consente di immagazzinare energia quando i prezzi sono bassi e cederla nei momenti di picco
- evita costosi potenziamenti delle reti di distribuzione.

Lo storage può fornire anche servizi ausiliari (ancillari) e stabilizzare la rete (stabilizzazione della frequenza).

Una domanda molto frequente riguardante i sistemi di accumulo combinati ad impianti fotovoltaici riguarda la loro capacità o meno di erogare energia nel caso di black-out della rete elettrica.

In realtà, tutti i dispositivi connessi alla rete devono automaticamente scollegarsi dalla rete nel caso di mancanza di tensione (norme CEI 0-21). Questo perché, se rimanessero connessi, si potrebbero generare delle tensioni pericolose ed incontrollate nella rete del distributore, col potenziale pericolo per i tecnici che dovessero, in quel momento, operare nella rete stessa.

In rari casi è possibile gestire lo sgancio dalla rete ed il passaggio ad un sistema isolato senza interruzione all'alimentazione dei carichi, in altri casi gli inverter dei sistemi di accumulo prevedono una seconda uscita AC, denominata EPS (Emergency Power Supply), che in modo completamente scollegato dalla rete elettrica, può alimentare carichi utilizzando l'energia dalla batteria (o direttamente quella prodotta dai pannelli fotovoltaici).

Attenzione a non confondere i sistemi di accumulo con i così detti gruppi di continuità o UPS (Uninterruptible Power Supply): si tratta di apparati strutturalmente simili ma con scopi ben diversi.

Questi ultimi mantengono costantemente carica la batteria e sono concepiti per funzionare solamente in condizioni di emergenza, quindi di fatto per pochi minuti all'anno, alimentando direttamente il carico.

I sistemi di accumulo invece funzionano continuamente in parallelo alla rete elettrica. La batteria dei sistemi storage è caricata e scaricata in funzione della produzione e della richiesta di energia.

Inoltre l'EPS dei sistemi storage ha un tempo di commutazione di qualche decina di ms, tempo non sufficiente a mantenere i carichi elettronici accesi.

L'accumulo è impiegabile sia in maniera distribuita che localizzata, intendendo rispettivamente a livello di singola utenza e a livello della rete di distribuzione.

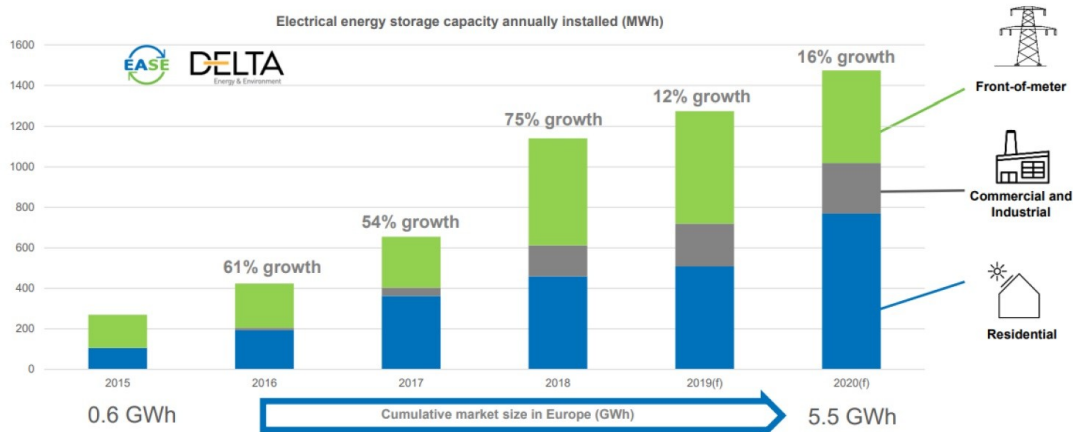
Può essere considerato in tre modalità:

- di supporto alla rete (grid support)
- autoconsumo
- in isola (stand-alone)

4.2 IL MERCATO DELLO STORAGE

Il mercato dello storage globale ha visto il 2018 chiudersi a circa 4.6GWh, con un forte contributo di corea del Sud con 1.1GWh, Europa con quasi 1GWh e Stati Uniti con 0.7GWh.

In Europa si prevede di raggiungere i 5.5GWh a fine 2020. L'analisi include gli storage elettrici, elettrochimici e meccanici, ad esclusione dei pompaggi.



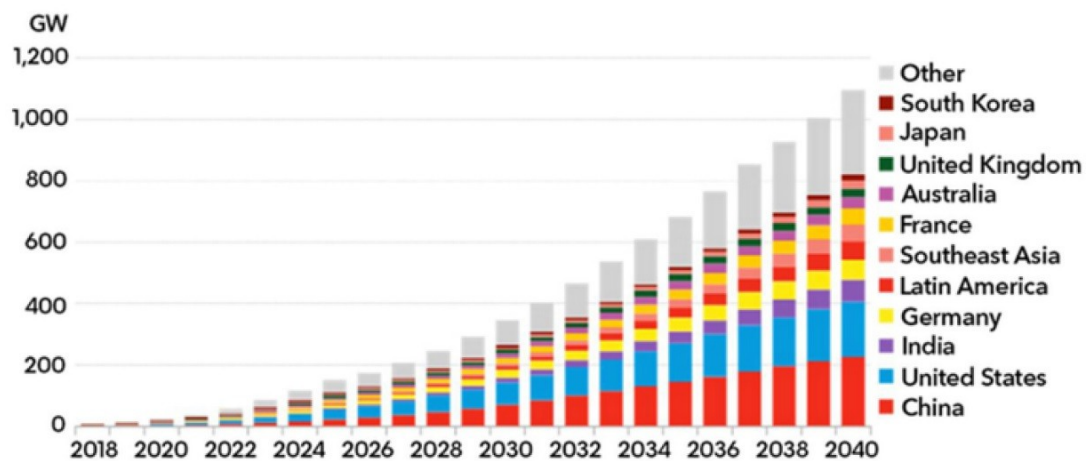
Fonte: EASE-Delta-Emmes 3.0- mar 2019

La crescita dello storage è stata tuttavia frenata dalla scarsa disponibilità di materie prime per le batterie, in particolare del cobalto, il cui costo è quasi raddoppiato dal 2016 al 2017.

Lo shortage è stato provocato dalla forte richiesta, perlopiù solo programmata, da parte dei produttori di veicoli elettrici che hanno fatto scorta di cobalto e altri “ingredienti” delle batterie al litio.

Gran parte della catena di approvvigionamento dei componenti a base di cobalto è in mano a società cinesi, dall'estrazione prevalentemente nella Repubblica Democratica del Congo con oltre il 50%, alla raffinazione del minerale e combinazione con nichel e manganese all'assemblaggio dei componenti.

Previsioni più a lungo termine indicano uno sviluppo notevole per le installazioni a livello globale



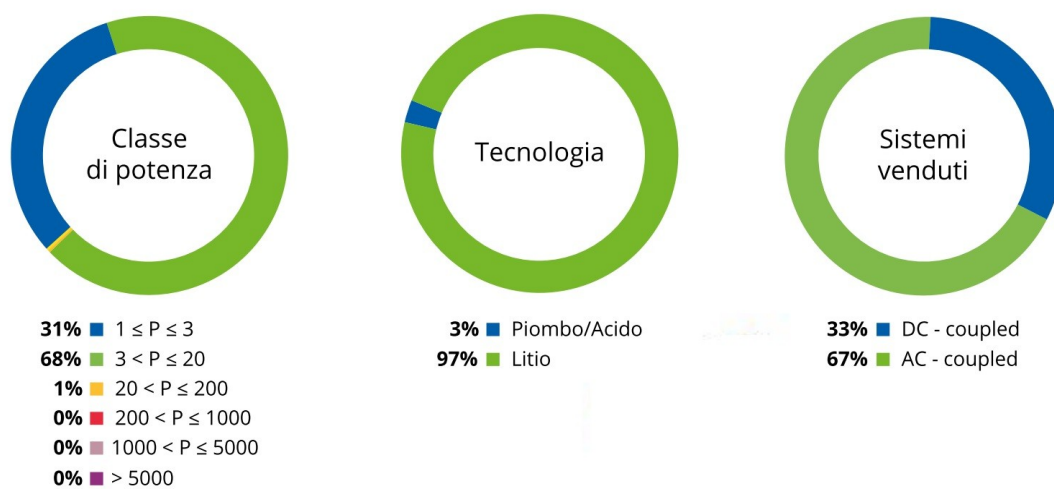
Installazioni globali cumulative di Energy storage, Fonte: BloombergNEF

Eccone i motivi di questo sviluppo:

- diffusione degli storage utility-scale
- competitività del costo dell'energia se abbinato ad un impianto fotovoltaico (grazie anche alla riduzione dei prezzi)
- la spinta di player a livello globale che, soprattutto per ragioni di marketing, vogliono allineare la loro domanda elettrica con una produzione completamente green
- la possibilità di partecipazione ad aggregatori e conseguente maggiore remunerazione dello storage.

Si stima che in Italia siano stati installati poco più di 800 unità di sistemi di accumulo abbinati ad impianti fotovoltaici, con un incremento, rispetto, all'anno precedente di circa il 14%.

Da notare che nello stesso periodo il numero di comunicazioni trasmesse al GSE riferite all'installazione di sistemi di accumulo è stato di 1719 impianti. Sempre da dati del GSE, risulta che il 3% degli impianti di storage è stato realizzato con batterie al piombo e il 97% con batterie al litio. Gran parte degli impianti fotovoltaici che hanno installato un sistema di accumulo sono nella taglia compresa da 3 a 20 kW (il 68%) e fino a 3kW (il 31%). Interessante valutare, alla luce degli oltre 700mila impianti fotovoltaici già installati in Italia, quale sia la tipologia di storage più utilizzata. Si stima che i sistemi connessi lato AC siano di gran lunga i più diffusi con il 67% contro il 33% di storage connessi lato DC.



Vista l'espansione prevista per il mercato delle batterie e la forte predominanza dei produttori asiatici e statunitensi, l'Europa, che oggi produce solamente il 6% delle batterie al litio, ha deciso di puntare su un settore altamente strategico per la transizione energetica, sia per la mobilità elettrica che per l'accumulo stazionario di energia; non è pensabile per l'Europa che la disponibilità di materie prime, la tecnologia di produzione e il know-how possa essere esclusivamente di paesi terzi.

E' stata quindi fondata un'organizzazione chiamata "European Battery Alliance" (EBA) nell'ottobre del 2017 a cui partecipano più di 120 soggetti tra operatori industriali, organismi pubblici di vari stati e la banca europea degli investimenti.

I suoi scopi sono:

- sviluppare l'innovazione e la tecnologia delle batterie
- assicurare delle regole per la produzione e il riciclo
- garantire la possibilità di accedere alle materie prime per la produzione delle batterie

- supportare insediamenti produttivi di celle e batterie, cioè una catena del valore completa, in Europa.

Dal lancio dell'EBA ci sono stati già sviluppi tangibili con annunci di consorzi industriali o partnership; sono inoltre in costruzione i primi impianti di produzione pilota e sono annunciati ulteriori progetti che possono rilanciare l'UE come protagonista nel settore strategico dell'innovazione e della produzione delle batterie.

Secondo alcune previsioni in Europa potrebbero essere prodotte batterie per 250 miliardi di € dal 2025 (che corrisponderebbero a circa il 35% del fabbisogno globale, stimato in 650GWh). Si stima che la copertura della sola domanda dell'UE richiederebbe almeno da 10 a 20 gigafactories (impianti di produzione di celle di batteria su larga scala).

Regolazione nei principali mercati europei:

- In UK, dal 2016 National Grid ha avviato un mercato dedicato ai servizi Enhanced frequency response (EFR) tramite il quale ha contrattualizzato 200MW di storage

- In Francia, l'autorità (CRE) ha indetto dei bandi per finanziare progetti storage per servizi di rete e time shifting per le isole non interconnesse

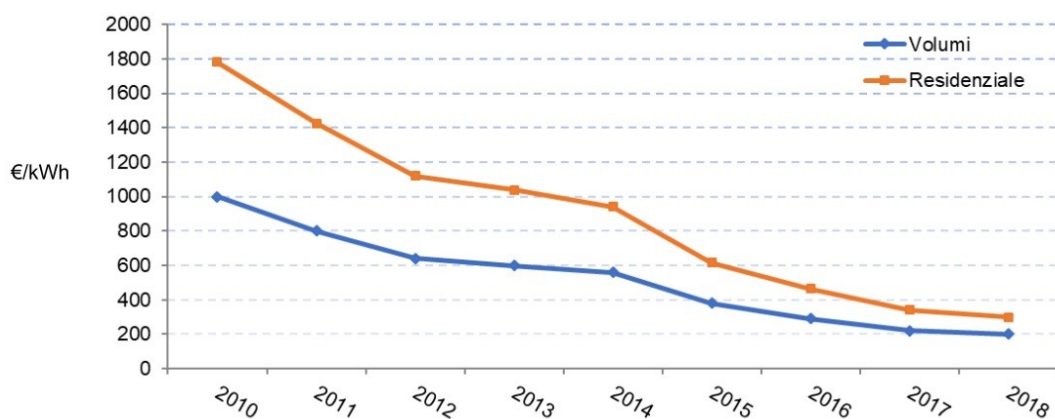
- Il Frequency Control Reserve (FCR) è il mercato dove sono scambiati i servizi di riserva primaria per Belgio, Germania, Olanda, Austria, Svizzera e Francia continentale organizzato sulla piattaforma tedesca Regelleistung. Le aste seguono un meccanismo di marginal price

- In Italia la partecipazione dei sistemi di storage al mercato elettrico italiano è ad oggi limitata. Sui mercati dell'energia i progetti di storage non trovano segnali economici tali da permettere un significativo sviluppo. I mercati dei servizi sono invece accessibili solo attraverso progetti pilota. Terna ha avviato una consultazione sul progetto pilota "Fast reserve" per il servizio di regolazione ultrarapida di frequenza

Anche per quel che riguarda i costi vengono fatte analisi e previsioni.

In passato le previsioni degli analisti sulla discesa dei costi dei sistemi di accumulo si sono sempre avverate in anticipo.

A partire dal 2010 il prezzo medio è sceso quasi del 20% all'anno (con riferimento alle tecnologie agli ioni di litio). Obiettivo del mercato UE per fine 2020 è scendere stabilmente sotto la soglia dei 200€/kWh



Andamento prezzo medio "utility scale", Fonte: Italia solare

Considerando come prezzo medio di riferimento al 2019 di 200€/kWh per i moduli di accumulo, uno studio delle Elemens prevede uno scenario 2020-2026 di riduzione del Capex (da CAPital EXpenditure, cioè le spese in conto capitale) come quelle in figura, considerando uno storage a ioni di litio da 10MW, che incide per il 57% sul Capex stesso, asservito a un impianto fotovoltaico e rapporto energia/potenza 4/1.



Scenario Elemens 2020-2026 del Capex

Ad oggi quindi, lo storage sembra essere una grande opportunità da integrare alle fonti di energia rinnovabile.

Il trend è chiaro, gli investimenti sono in crescita e la ricerca in nuove tecnologie non può che portare ad un notevole sviluppo del mercato.

5. IL CASO DI MECCAL

5.1 INTRODUZIONE AZIENDA

Mecc.Al è una delle sette società appartenenti al Profilglass Group, il più grande gruppo industriale italiano nel mercato europeo dell'alluminio.



La società capo gruppo è Profilglass Spa, azienda leader nella produzione di profili (inizialmente distanziatori e decorativi per vetrocamera) e laminati.

Fondata a Fano (PU) nel 1982 dai fratelli Giancarlo e Stefano Paci, al 2018 conta 1000 dipendenti, distribuiti su una superficie di circa 200000m² che lavorano 210000ton/anno di alluminio esportate in 85 paesi.

Con l'incremento della potenza dissipata dai dispositivi elettronici e la loro riduzione nelle dimensioni, la gestione della dissipazione di calore diventa un fattore sempre più importante nella progettazione di componenti elettronici: è per questo che nasce, nel 1996, l'azienda Mecc.Al.

L'azienda, specializzata nella progettazione e produzione di dissipatori di calore e supporti meccanici per l'industria elettronica, è in costante crescita ed al 2018 conta sulla forza di 165 dipendenti e su un'area di produzione di 8000m².

Per far fronte alla sempre crescente richiesta di prodotti, l'azienda si avvale di:

- 7 linee automatiche di taglio
- 6 presse idrauliche ed elettriche
- Saldatura TIG (Tungsten Inert Gas) - MIG (Metal-arc Inert Gas) - FSW (Friction Stir Welding)
- 3 Forni CAB per saldobrasatura
- 35 macchine CNC multi-pallet, con corsa longitudinale fino a 4000mm
- 2 sistemi ad acqua ad alta pressione per la sbavatura e il lavaggio
- 2 sistemi di lavaggio ad ultrasuoni
- Impianto interno di anodizzazione per trattamenti superficiali
- Macchine per l'inserimento della guarnizione Sonderhoff
- Strumenti di misurazione 3D per il controllo qualità, HeightGauge Machine
- Software per simulazioni termiche CFD
- Software CAD/CAM

5.2 I DISSIPATORI

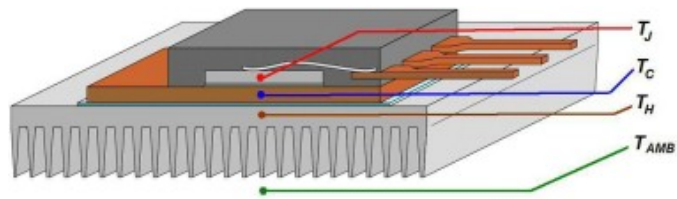
Un dissipatore, in elettronica, è un dispositivo che consente l'abbassamento della temperatura dei componenti elettrici e/o elettronici evitando il surriscaldamento degli stessi, condizione che ne pregiudicherebbe drasticamente l'affidabilità e la durata.

L'impiego di un dissipatore di calore in un sistema elettronico, favorendo la trasmissione termica fra dispositivo e ambiente, porta ad una riduzione della resistenza termica dell'intero sistema, permettendo di diminuire la temperatura raggiunta dal dispositivo elettronico a parità di potenza dissipata oppure, sfruttando la massima temperatura di lavoro, di disporre di una potenza dissipabile più elevata.

Le prestazioni di un dissipatore si misurano con la sua resistenza termica R_{TH} [K/W] e questa tiene conto della trasmissione di calore per convezione ed irraggiamento dal dissipatore all'ambiente circostante più freddo. Minore è la resistenza termica, e migliori sono le prestazioni di un dissipatore.

Conoscendo la temperatura ambientale T_a [°C], la potenza massima dissipata dal dispositivo P_d [W] e la temperatura massima consentita T_j [°C], la massima resistenza termica del dissipatore R_{TH} [°C/W] richiesta da progetto è calcolabile come:

$$R_{TH} = \frac{T_j - T_a}{P_d} - R_{THjc} - R_{THch}$$



Dove:

- R_{THjc} è la resistenza termica tra la giunzione e il contenitore del dispositivo elettronico (fornita dal produttore del componente elettronico)
- R_{THch} è la resistenza termica tra il contenitore del dispositivo elettronico e dissipatore, dipendente dal materiale usato all'interfaccia per omogeneizzare la superficie di contatto (usualmente grasso di silicone) e la qualità del contatto tra il case e la superficie del dissipatore.

Siccome sia R_{THjc} che R_{THch} non dipendono dal dissipatore, nel dimensionamento di quest'ultimo la formula si riduce a:

$$R_{TH} = \frac{T_{max} - T_a}{P_d}$$

Dove la T_{max} è la massima temperatura accettabile sul dissipatore.

La resistenza termica di un dissipatore non è una funzione lineare e dipende da diversi fattori, quali:

- materiale utilizzato; la resistenza termica è inversamente proporzionale alla conducibilità termica “ λ ”. Mecc.Al nella sua gamma di prodotti utilizza diverse leghe di alluminio ($\lambda=135-229\text{W/mK}$), ma anche rame ($\lambda=380\text{W/mK}$) e qualche particolare in acciaio inox ($\lambda=17\text{W/mK}$)

- forma e dimensioni

- finitura e colore superficiale; un’elevata finitura superficiale riduce la resistenza di contatto mentre un’anodizzazione nera, oltre a proteggere il materiale dall’ossidazione, ne incrementa l’efficienza di irraggiamento

- condizioni di scambio termico; convezione naturale o forzata con l’utilizzo di ventole

- condizioni di montaggio; sia delle sorgenti di potenza che del dissipatore stesso.

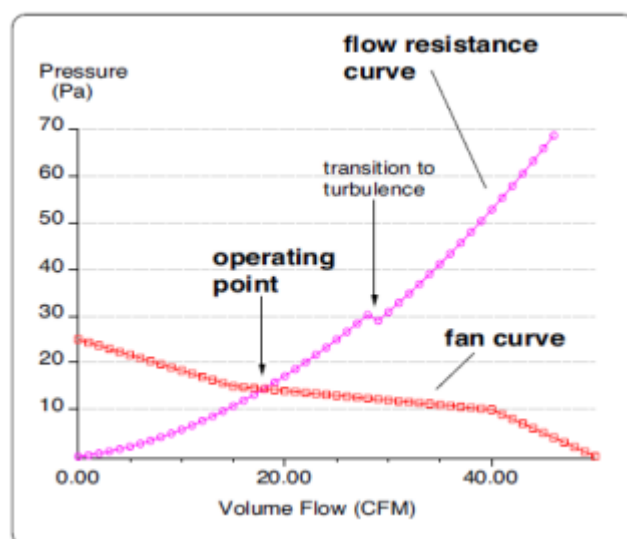
Altro parametro che caratterizza un dissipatore che opera in condizioni di ventilazione forzata, è il valore di caduta di pressione che genera quando è investito dal flusso d’aria.

E’ un parametro da non trascurare perché determina il punto di funzionamento della ventola che eroga tale flusso.

La continua ricerca delle massime performance termiche porta spesso ad un incremento della superficie di scambio, ottenuta aumentando il numero di alette, e di conseguenza alla riduzione dello spazio per il passaggio dell’aria. Questo si traduce in un innalzamento della caduta

di pressione e quindi in un nuovo punto di funzionamento della ventola. Va da sé che va verificato se questo rientra nel range di funzionamento consigliato da produttore della ventola stessa.

Detto questo è facilmente intuibile che per ogni sistema di ventilazione esiste una



configurazione ottimale di dimensioni pezzo, spessore e passo alette che ne massimizzano il potere dissipante. Ed è proprio per questo aspetto che la versatilità di configurazione del prodotto può giocare un ruolo fondamentale.

I settori in cui opera sono molteplici, dall'automotive al trasporto ferroviario, dalle energie rinnovabili ai componenti per prodotti di uso industriale e/o domestico.

E' proprio questa diversificazione che ha portato ad un catalogo prodotti molto vasto. La prima grande classificazione è in funzione del fluido utilizzato per il raffreddamento, che può essere aria ma anche liquido.

5.2.1 DISSIPATORI AD ARIA

Sono i dissipatori per antonomasia e possono essere suddivisi in:

a) Profili Estrusi: è la soluzione più economica, generalmente utilizzati in sistemi di piccola-media potenza, sia in convezione naturale che forzata. Realizzati principalmente in lega di alluminio EN AW6060/6063, sono disponibili in un'ampia gamma di profili con forme e dimensioni variabili. Se necessario, nei limiti della tecnologia di estrusione, possono essere personalizzati in funzione delle specifiche esigenze del progetto.

In convezione naturale, ipotizzando un salto termico di 70°C, possono essere utilizzati per una potenza specifica di 0.23-1.08W/cm² mentre in convezione forzata, per un flusso standard di 5m/s e un salto termico di 50°C, per una potenza specifica di 0.67-3.08W/cm².

b) Profili saldati: nel caso in cui la singola matrice non sia in grado di soddisfare la richiesta del cliente in termini di larghezza del prodotto, vengono saldati due o più profili. La tecnologia scelta dall'azienda è la FSW (Friction Stir Welding). La saldatura a frizione è un processo che avviene allo stato solido e sfrutta il noto fenomeno dell'abbassamento del carico di snervamento di un materiale, ossia l'aumento della sua duttilità, all'aumentare della temperatura. Il materiale viene portato allo stato plastico grazie al calore sviluppato dal movimento reciproco dei pezzi da saldare e dell'utensile. In breve, l'utensile, posto in rotazione dal mandrino della macchina, viene affondato tra i lembi da giuntare; si attende qualche secondo per favorire il riscaldamento del materiale ed il conseguente decadimento delle sue caratteristiche meccaniche. Quindi l'utensile viene fatto avanzare lungo la linea di saldatura fino al completamento del giunto. Il processo si conclude con l'estrazione dell'utensile. Con questo processo il materiale non viene portato a fusione, evitando

quindi molti problemi di natura metallurgica legati ai fenomeni che si attuano durante la solidificazione.

Anche in questo caso, possono essere utilizzati sia in convezione naturale che in forzata.

In convezione naturale, ipotizzando un salto termico di 70°C, possono essere utilizzati per una potenza specifica di 0.26-0.64W/mm² mentre in convezione forzata, per un flusso standard di 5m/s e un salto termico di 50°C, per una potenza specifica di 0.75-1.86W/mm².

c) Sistemi a molla: combinazione di dissipatore estruso e molla di fissaggio viene particolarmente utilizzato nelle schede elettroniche PCB per il raffreddamento dei package TO-220-TO-247 e similari. Analogamente al tradizionale sistema di fissaggio a vite, il sistema di assemblaggio a molla offre le stesse prestazioni di scambio di calore tra dissipatore e componente elettronico con notevoli vantaggi in termini tecnici e di produttività. Oltre a fornire una pressione omogenea e misurata al centro del dispositivo a semiconduttore, i sistemi a molla semplificano molto sia la fase di primo montaggio che quella di smontaggio e rimontaggio in seguito a manutenzioni.

Utilizzati in genere in convezione naturale, ipotizzando un salto termico di 70°C, possono essere utilizzati per una potenza specifica di 0.38-2.50W/mm²

c) Profili alta efficienza: questa linea di prodotto nasce, almeno 10 anni fa, dalla continua e crescente esigenza di fornire dissipatori dalle prestazioni termiche sempre maggiori. Dove la tecnologia estrusa impedisce di scendere sotto determinati parametri di spessore e passo alette, viene sviluppata l'idea di realizzare un piccolo modulo avente larghezza variabile da 4 a 6mm, per la singola aletta, oppure da 8 a 12mm per l'aletta doppia. Assemblando un numero variabile di moduli si risponde alle diverse esigenze di dimensioni richieste.

Essendo anch'essi estrusi, sono realizzati in lega di alluminio EN AW6060/6063 e hanno quindi le stesse caratteristiche meccaniche e termiche dei profili estrusi sin qui descritti.

Vengono utilizzati quasi esclusivamente in convezione forzata in quanto il passo ridotto tra le alette non consente la naturale generazione del flusso d'aria ascendente responsabile dello scambio termico convettivo. Ipotizzando un salto termico di 50°C ed un flusso di 5m/s, sono idonei per una potenza specifica di 1.3-4.5W/mm².

d) Profilmec: l'ultima linea di prodotto introdotta da Mecc.Al per la dissipazione ad aria. Completamente custom ma con allo stesso tempo tutte le caratteristiche di una soluzione standard. Realizzato tramite l'assemblaggio meccanico di base ed alette con l'utilizzo di una tecnologia esclusiva e brevettata. Non necessita della realizzazione di alcuna attrezzatura (es. matrice di estrusione) abbattendo quindi tutti i costi iniziali. E' realizzato con materiale sempre disponibile all'interno del gruppo, consentendo il completo controllo dalla materia prima al prodotto finito.

Altamente versatile consente di combinare tutti i parametri costituenti il dissipatore in funzione dell'esigenza termica e dimensionale. Tutto può essere variato, dallo spessore delle alette, disponibili in 1-1.5-2-2.5-3mm, alla distanza tra le stesse, teoricamente riducibile anche a 1.5mm, dallo spessore del massello, da 8 a 30mm, all'altezza del pezzo finito, fino a 150mm, dalla larghezza, fino a 700mm in un'unica soluzione, alla lunghezza, fino a 1000mm.

Possono essere realizzati in alluminio (per la base prevalentemente lega EN AW1050A o 6101B e per le alette lega EN AW1050A), in rame o con una combinazione dei due.

Vista la possibilità di ottenere configurazioni molto "spinte" termicamente si adatta molto bene all'utilizzo in convezione forzata ma, opportunamente dimensionato, può essere utilizzato anche in convezione naturale.

Nel caso di un salto termico di 50°C ed un flusso di 5m/s, sono idonei per una potenza specifica di 1.0-13.2W/mm² che può salire fino a 15.9W/cm² con l'utilizzo del rame.

e) ProfilmecPlus: dissipatore monolitico completamente flessibile e dimensionabile in base alle specifiche esigenze di ogni singolo progetto: larghezza, lunghezza, spessore del massello e passo delle alette. Come per il prodotto precedente possono essere utilizzate diverse leghe di alluminio così come il rame e non sono necessari costi d'investimento iniziali. Termicamente è il massimo che si può ottenere in quanto l'essere monolitico massimizza il trasferimento di calore tra la base e le alette. In contropartita c'è il costo, più elevato di tutte le soluzioni sin qui viste.

Anche in questo caso sono usati prevalentemente in convezione forzata ed ipotizzando un salto termico di 50°C ed un flusso di 5m/s, sono idonei per una potenza specifica di 1.0-13.5W/mm².

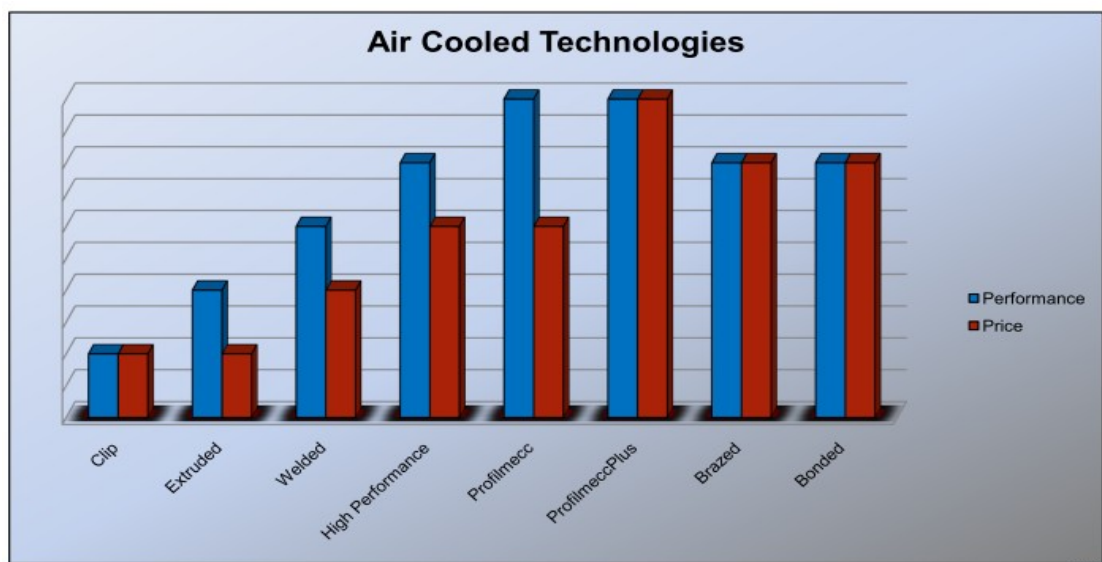
f) Alette brasate: una linea di dissipatori di calore raffreddati ad aria completamente orientata alla soddisfazione di progetti personalizzati al 100%, adottando la

tecnologia di brasatura per costruire un numero infinito di profili e soluzioni, utilizzando leghe diverse a seconda delle esigenze del progetto stesso e senza essere costretto a presentare i vincoli tipici dei profili estrusi: nuove matrici di estrusione, limiti di dimensioni, tempi di consegna, MOQ. In base alla tipologia del profilo scelto per le alette si adatta alla convezione naturale così come a quella forzata.

Nel primo caso, ipotizzando un salto termico di 70°C, possono essere utilizzati per una potenza specifica di 0.24-1.27W/mm² mentre in convezione forzata, per un flusso standard di 5m/s e un salto termico di 50°C, per una potenza specifica di 1.3-5.8W/mm².

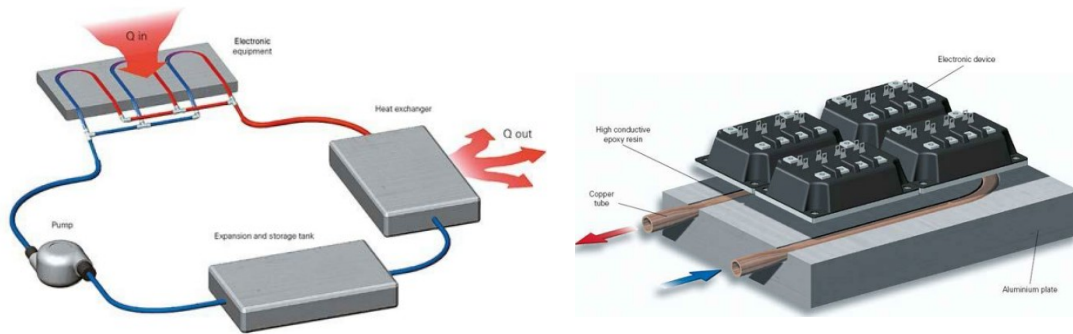
g) Alette resinate: tecnologia che prevede l'incollaggio delle singole alette su un piano precedentemente scanalato con l'utilizzo di una resina ad alta conducibilità termica. Vista la flessibilità di configurazione analoga a quella del Profilmecch ma a costi decisamente superiori, a parte qualche raro caso, è stata quasi completamente sostituita.

Volendo riassumere il comportamento per quel che riguarda le performance e il prezzo tra i vari prodotti, di seguito è riportata una tabella che non va considerata da un punto di vista numerico ma serve a dare l'idea immediatamente dell'ordine di grandezza dei due parametri analizzati.



5.2.2 DISSIPATORI A LIQUIDO

Il raffreddamento a liquido è il modo più efficace per dissipare il calore generato dai componenti elettronici, offrendo prestazioni non raggiungibili con il raffreddamento ad aria e allo stesso tempo limitando le dimensioni complessive.



Come per un dissipatore di calore raffreddato ad aria, le prestazioni termiche di un piatto raffreddato a liquido (LCP) vengono misurate utilizzando la resistenza termica R_{TH} [K/W], descrivendo quanto più calda diventa la superficie (T_{max}) in relazione alla temperatura in ingresso del refrigerante (T_{in}) che scorre all'interno per un dato carico termico, rappresentato dalla potenza trasmessa dai dispositivi elettronici (P_d):

$$R_{TH} = \frac{T_{max} - T_{in}}{P_d}$$

Anche per il dimensionamento di un piatto raffreddato a liquido, molta importanza va data alla definizione del massimo valore di perdita di carico ammissibile. All'aumentare del valore di flusso che attraversa la Lcp il valore di resistenza termica diminuisce mentre aumenta quello della perdita di carico. Questo è fondamentale per la corretta scelta della pompa da inserire nel circuito di alimentazione.

Generalmente raffreddati ad acqua o con miscele di acqua e glicole in percentuali variabili, si possono suddividere nelle seguenti categorie:

a) Tubo assemblato: tecnologia che prevede l'inserimento tramite pressa di una serpentina opportunamente sagomata in una cava realizzata per asportazione di truciolo sul piatto base. Entrambi i componenti possono essere realizzati con materiali diversi. Per il piatto generalmente si utilizzano le varie leghe di alluminio disponibili, scelte in base alle esigenze termiche e meccaniche, mentre la serpentina, solitamente in rame, può essere realizzata anche in alluminio e acciaio inox. In base alle performance richieste si definisce la corretta geometria della serpentina e il diametro opportuno.

La potenza specifica dissipabile per questo tipo di piatti, ipotizzando un flusso di acqua a 10L/min ed un salto termico di 30°C, è di circa 5.5-12.5W/mm².

b) Fori passanti: è la soluzione più economica e di semplice realizzazione per esigenze di raffreddamento a liquido non esasperate. Nessun vincolo nell'utilizzo delle diverse leghe disponibili e massima libertà nella definizione dei diametri e nella profondità dei fori. Si utilizzano tappi di sigillatura esterni ed intermedi al canale per la creazione di percorsi interni desiderati.

In questo caso, la potenza specifica dissipabile, ipotizzando un flusso di acqua a 12L/min ed un salto termico di 30°C, è di circa 5.6-10.2W/mm².

c) Brasato: la brasatura ad atmosfera controllata è una sofisticata tecnologia produttiva che permette di portare la personalizzazione del design e le proprietà di raffreddamento del piatto ai suoi limiti massimi anche grazie all'utilizzo della lega d'alluminio ad elevata conducibilità termica (EN AW 1050A).

I circuiti interni possono essere progettati per l'ottimizzazione dei flussi interni in termini di performance termica ma anche di caduta di pressione generata.

Con questa tecnologia la potenza specifica dissipabile, ipotizzando un flusso di acqua a 12L/min ed un salto termico di 30°C, è di circa 9.0-17.6W/mm²

5.2.3 SCELTA DEL DISSIPATORE

Il lavoro quotidiano dell'azienda è fornire dissipatori idonei per le diverse applicazioni che si propongono.

Generalmente il punto di partenza è la potenza da dissipare a cui ovviamente vanno aggiunte le dimensioni ammissibili e le condizioni al contorno.

Nel caso di dissipazione ad aria, tra queste rientrano sicuramente: le temperature di progetto, la massima caduta di pressione accettabile e il tipo di ventilazione (se previsto).

Nel caso di un piatto a liquido, oltre alle già citate, ci sarà il tipo di fluido circolante e la portata dello stesso, ovviamente in sostituzione della ventilazione.

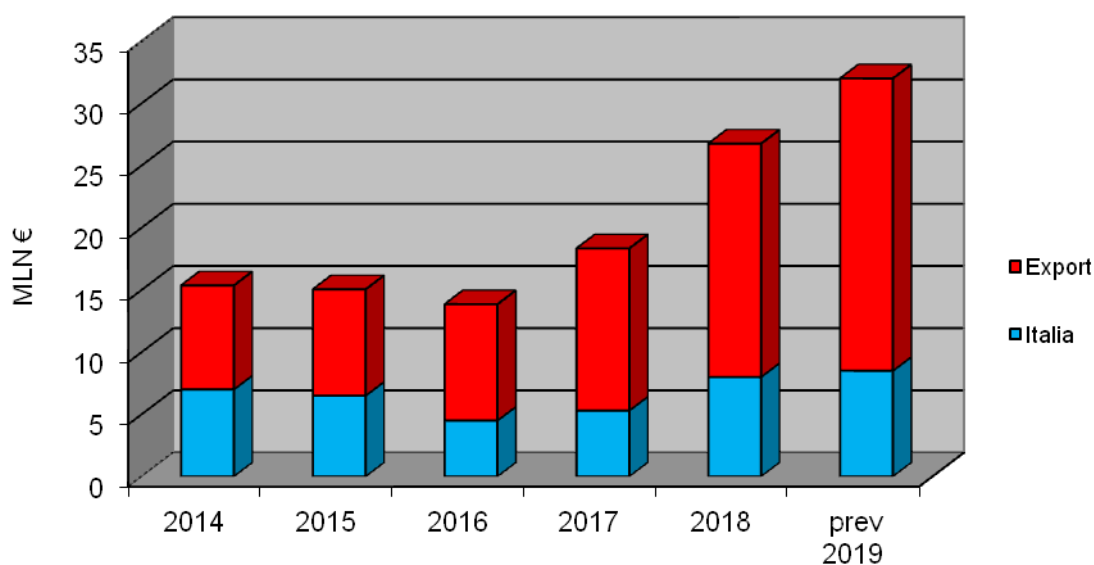
Stabilito quindi quanto è necessario dissipare e fissati gli ingombri disponibili, si sceglie la categoria di dissipatore in grado di soddisfare la richiesta.

Qualora non si riuscisse a trovare una soluzione con un prodotto a catalogo va approfondita l'analisi ed avvalendosi anche dell'ausilio di un software di simulazione CFD si può determinare la configurazione ottimale per ogni singolo progetto.

5.3 IL MERCATO DI MECC.AL

Come inizialmente è stato accennato, Mecc.Al è un'azienda in continua crescita. Ne è dimostrazione l'incremento del personale impiegato ma soprattutto quello del fatturato.

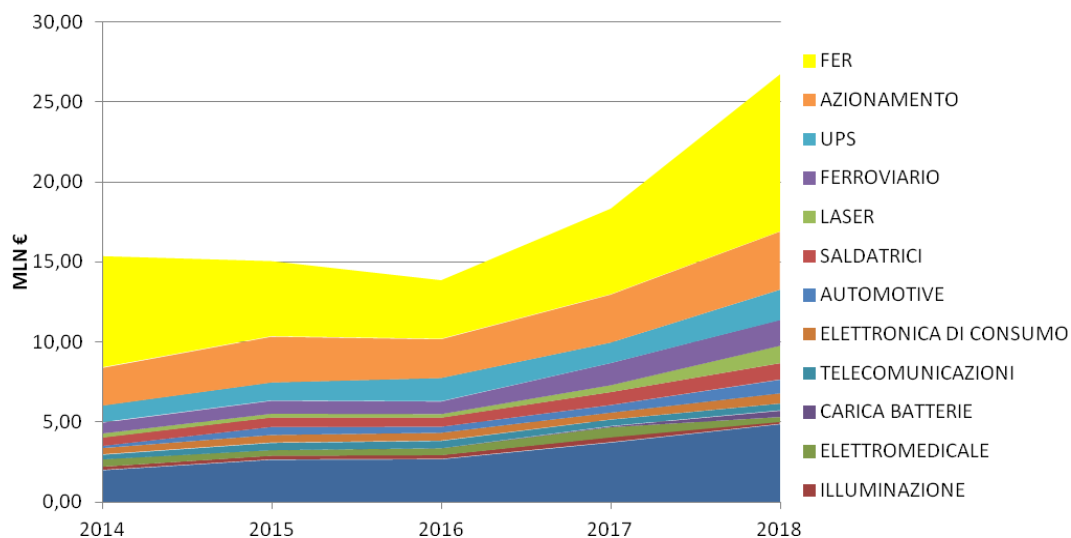
Negli ultimi cinque anni analizzati, dopo tre anni di sostanziale equilibrio, si è passati dai 13.8milioni di € del 2016 ai 18.3milioni di € del 2017 (+33% annuo), che son diventati 26.7milioni di € nel 2018 (+46% annuo) con una previsione per il 2019 di 31.2milioni di € (+17% annuo)



Per prima cosa si è analizzato come questo fatturato è suddiviso per i vari settori di operatività.

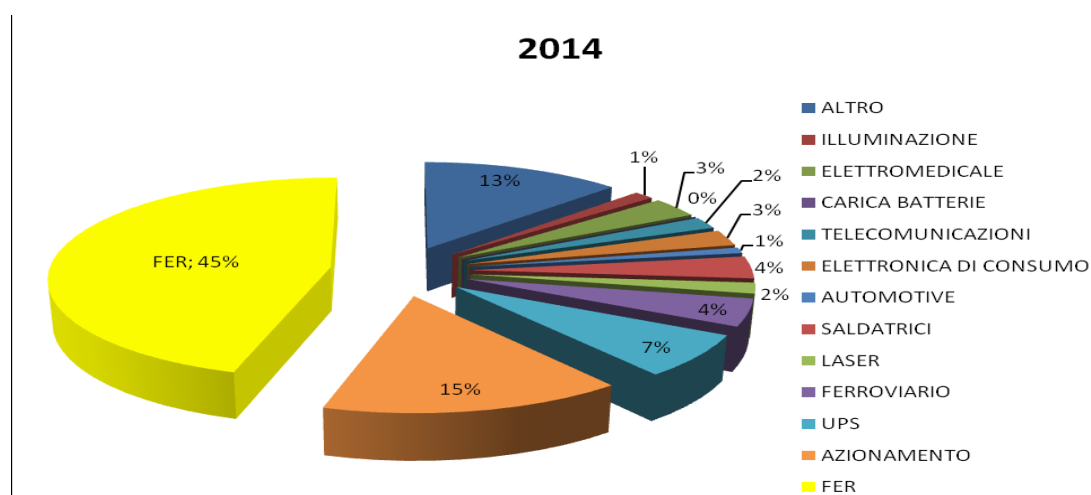
Di seguito i valori rilevati in milioni di €.

	2014	2015	2016	2017	2018
FER	6,96	4,70	3,66	5,36	9,84
AZIONAMENTO	2,36	2,86	2,42	3,00	3,63
UPS	1,05	1,14	1,47	1,29	1,91
FERROVIARIO	0,67	0,80	0,78	1,38	1,62
LASER	0,27	0,25	0,23	0,44	1,09
SALDATRICI	0,55	0,60	0,58	0,81	1,02
AUTOMOTIVE	0,14	0,51	0,38	0,48	0,86
ELETTRONICA DI CONSUMO	0,39	0,48	0,49	0,43	0,64
TELECOMUNICAZIONI	0,29	0,45	0,46	0,39	0,42
CARICA BATTERIE	0,00	0,00	0,01	0,06	0,39
ELETTROMEDICALE	0,49	0,37	0,45	0,65	0,32
ILLUMINAZIONE	0,20	0,24	0,25	0,34	0,17
ALTRO	1,98	2,63	2,66	3,71	4,85
TOTALE	15,36	15,05	13,85	18,33	26,76

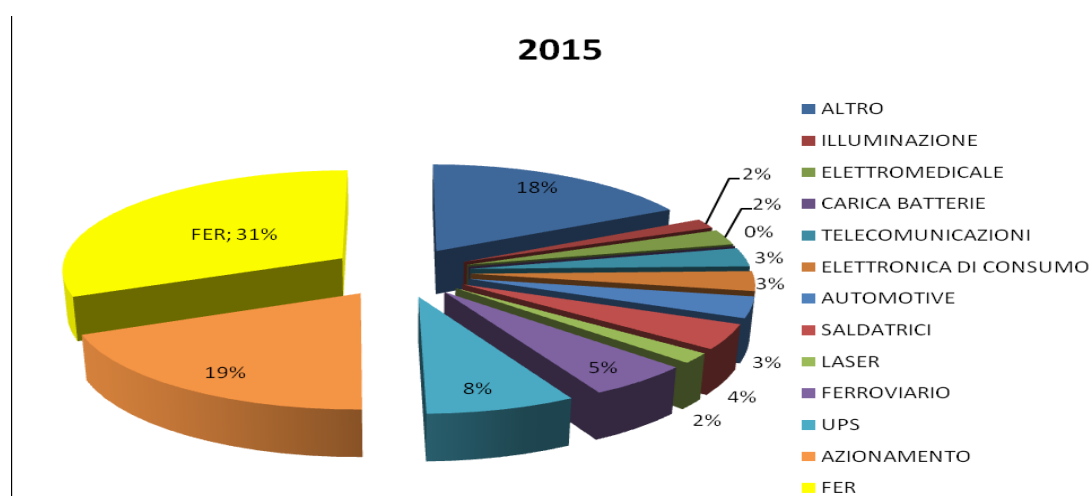


Fatturato diviso per settori, anni 2014-2018, in milioni di €

Dalle immagini riportate di seguito è possibile valutare l'andamento delle singole quote settoriali per ogni anno analizzato

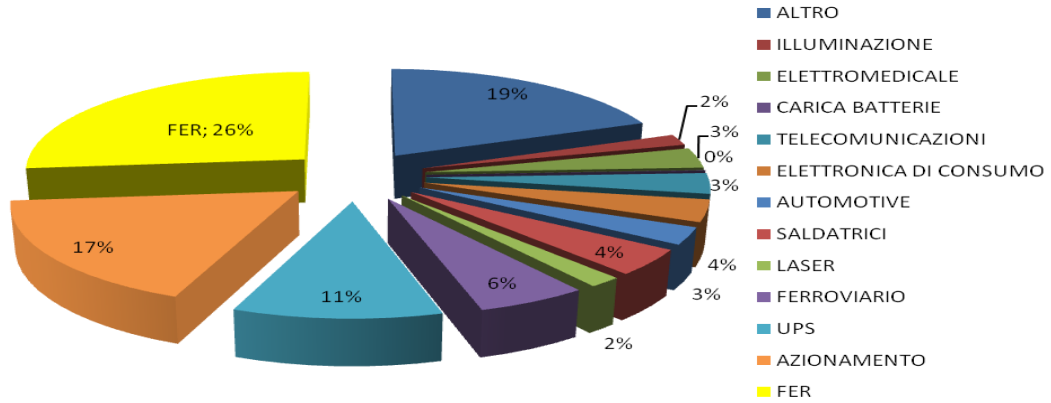


Percentuale sul fatturato diviso per settori, anno 2014



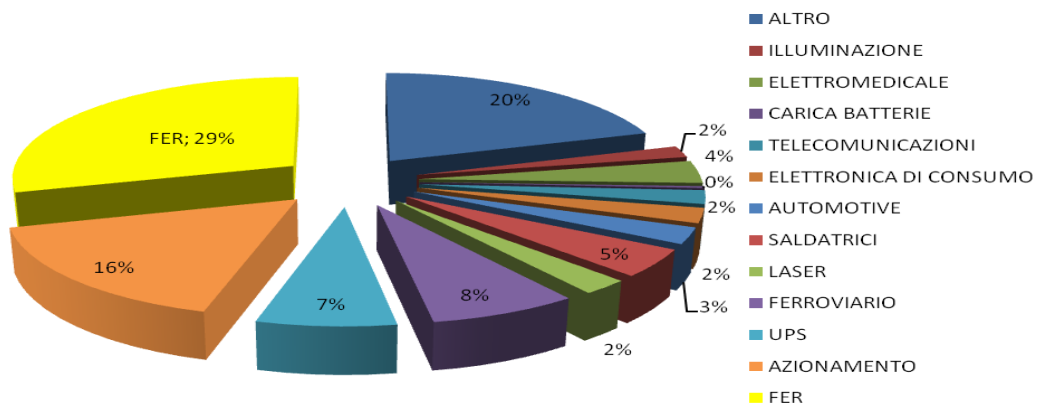
Percentuale sul fatturato diviso per settori, anno 2015

2016



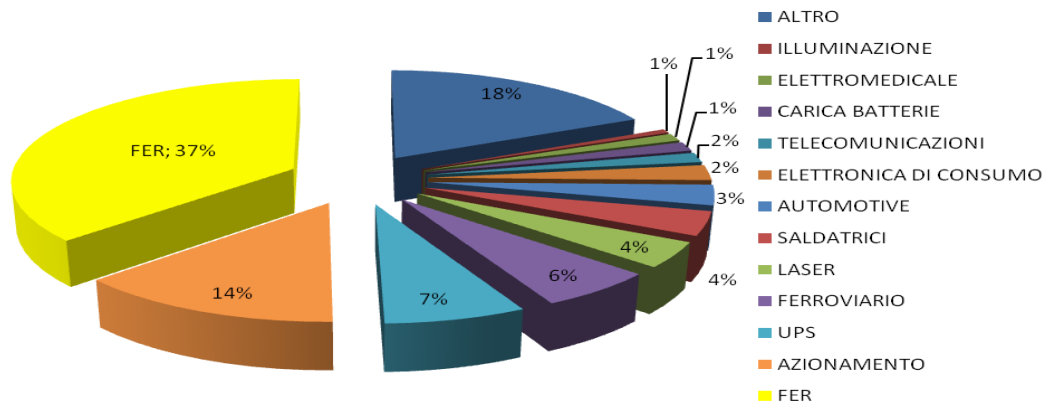
Percentuale sul fatturato diviso per settori, anno 2016

2017



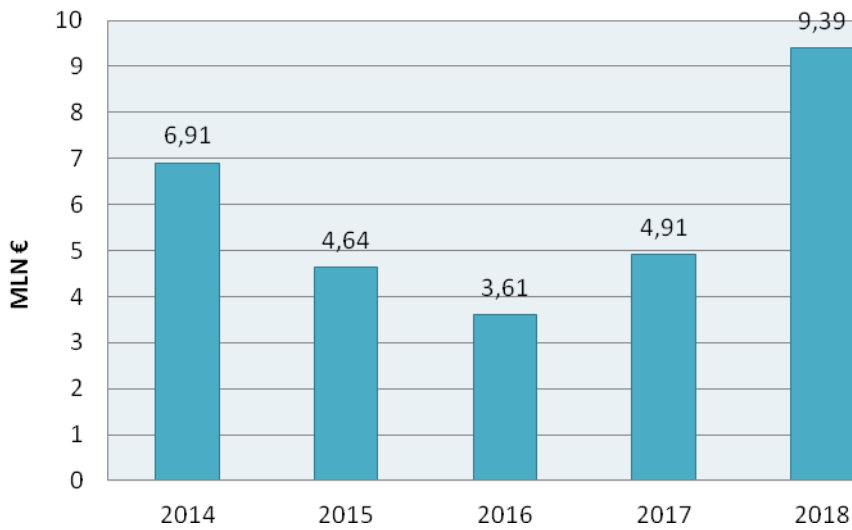
Percentuale sul fatturato diviso per settori, anno 2017

2018



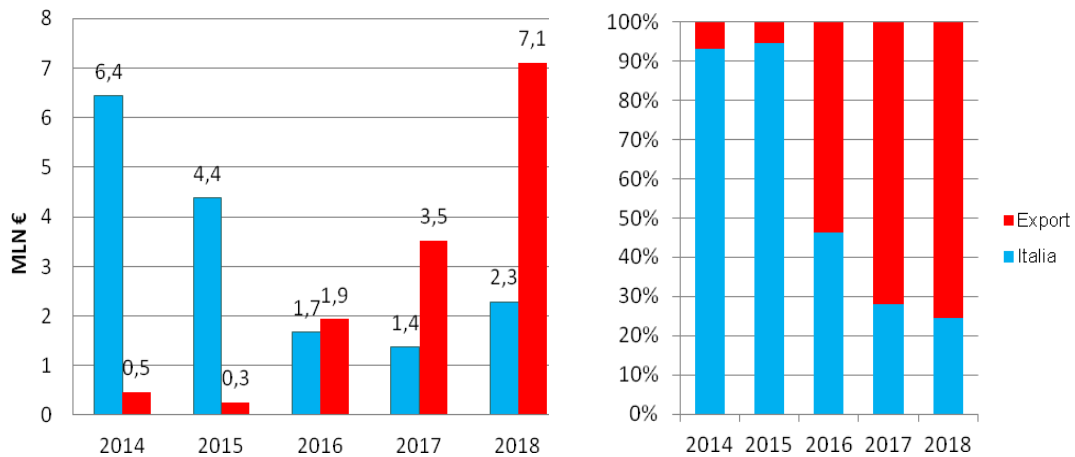
Percentuale sul fatturato diviso per settori, anno 2018

E' evidente come il settore delle energie rinnovabili, in cui il solare ne rappresenta il 95%, sia per Mecc.Al un settore chiave ed è per questo che verrà analizzato nel dettaglio.



Andamento del fatturato del solo mercato solare

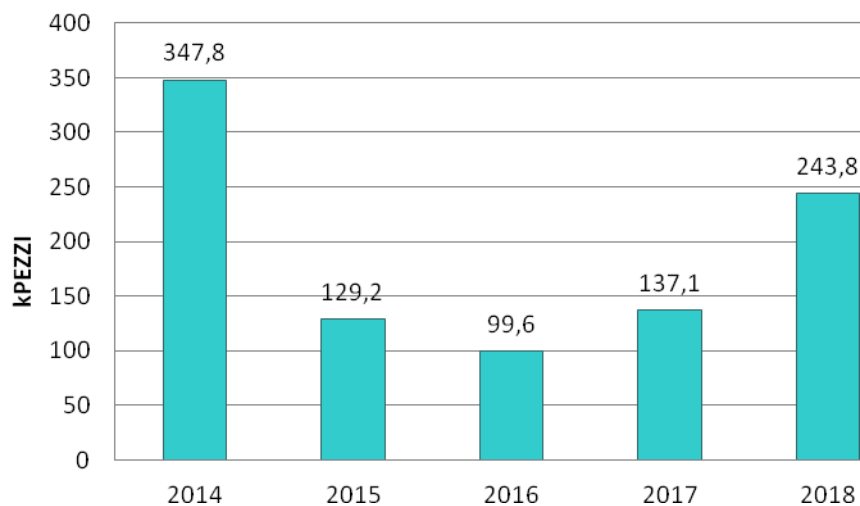
Per approfondirne l'andamento sono stati analizzati due fattori: la natura del mercato, nazionale o internazionale, e il numero di pezzi prodotti.



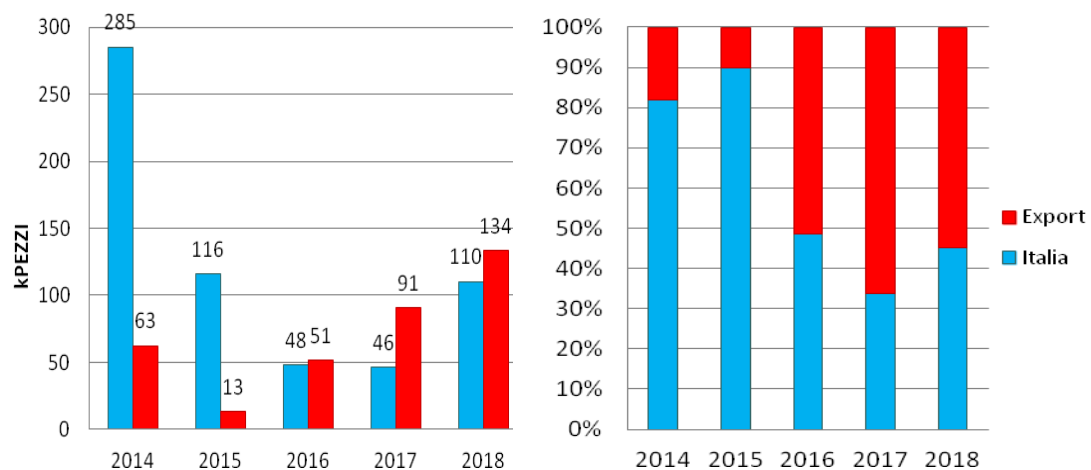
E' evidente il calo netto del fatturato nel mercato nazionale tra il 2014 ed il 2017 prima dell'inversione del 2018. Questo però è in linea col calo degli impianti installati nello stesso periodo in Italia. Infatti si è passati dalle 391 mila unità installate del quadriennio 2009-2012, spinto dal conto energia, alle 217 mila unità installate nel quinquennio 2013-2017. Solo nel 2018 si è notato un aumento di installazioni e questo trend positivo, secondo le previsioni, dovrebbe mantenersi. Per sopperire a questa riduzione "interna" del fatturato, Mecc.Al ha dovuto cercare

nuove possibilità oltre confine. Ed il risultato degli investimenti fatti non è tardato ad arrivare. Già dal 2016 si è verificato un notevole incremento che ad oggi continua e che ha portato l'export solare al 2018 a ricoprire il 75% del totale.

Analizzato il fatturato, si vuol valutare come questo andamento si è ripercosso sul numero dei pezzi realizzati.



Anche in questo caso si è voluto analizzare come questi si ripartiscono tra il mercato nazionale e quello internazionale



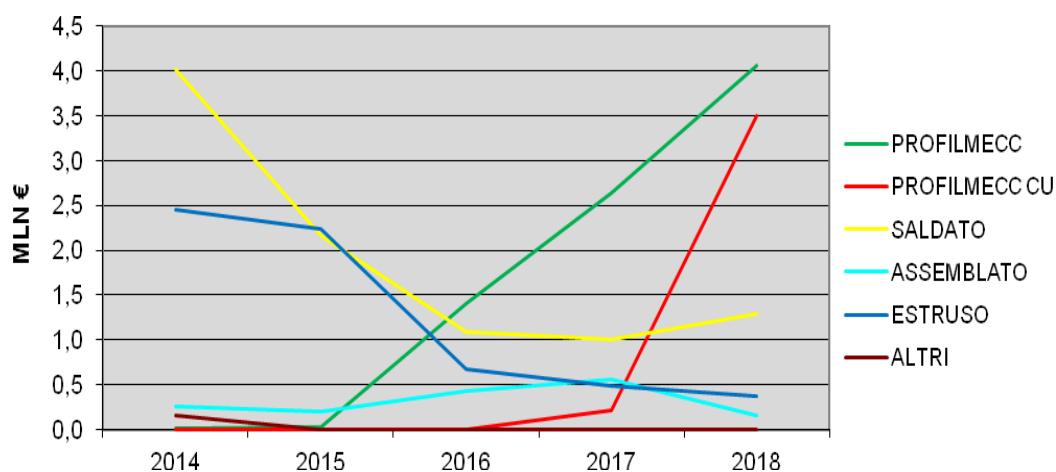
Come prevedibile, anche l'andamento del numero dei pezzi prodotti ricalca quello del fatturato ma è interessante il fatto che mentre il fatturato del 2018 è del 36% circa superiore a quello del 2014, il numero dei pezzi prodotti negli stessi periodi non rispecchia queste proporzioni. Infatti alle 348 mila unità prodotte nel 2014 si contrappongono le 244 mila unità prodotte nel 2018.

Inoltre, mentre il fatturato relativo all'export è sensibilmente superiore a quello del mercato nazionale (7.1mln€ vs 2.3mln€), per il numero di pezzi non si può dire la stessa cosa (134kpz vs 110kpz).

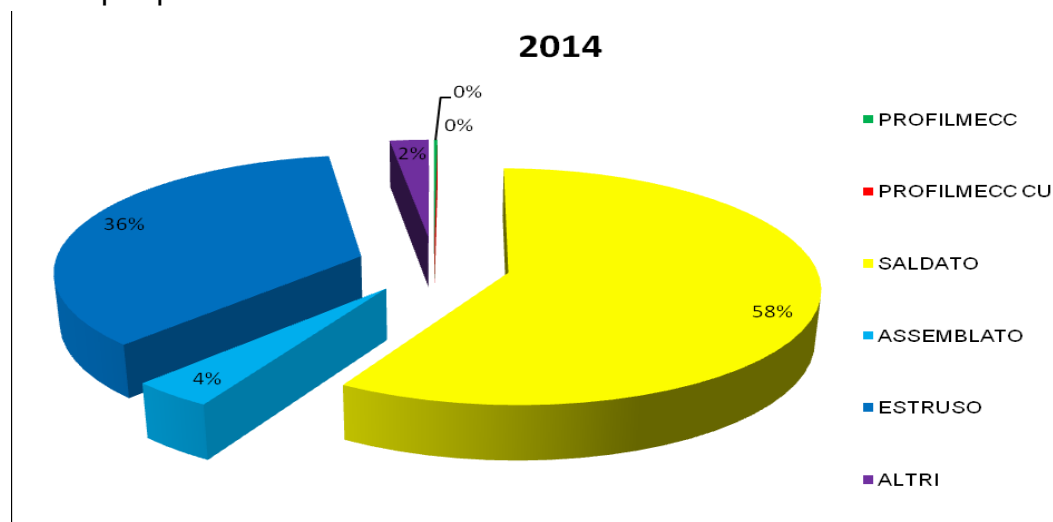
Per approfondire questa disomogeneità si analizza la tipologia dei pezzi realizzati.

Fatturato mercato solare per prodotto in milioni di €

	2014	2015	2016	2017	2018
PROFILMECC	0,013	0,032	1,408	2,637	4,068
PROFILMECC CU				0,213	3,497
SALDATO	4,022	2,160	1,087	1,000	1,295
ASSEMBLATO	0,263	0,206	0,430	0,565	0,164
ESTRUSO	2,448	2,240	0,679	0,484	0,369
ALTRI	0,162	0,003	0,001	0,004	

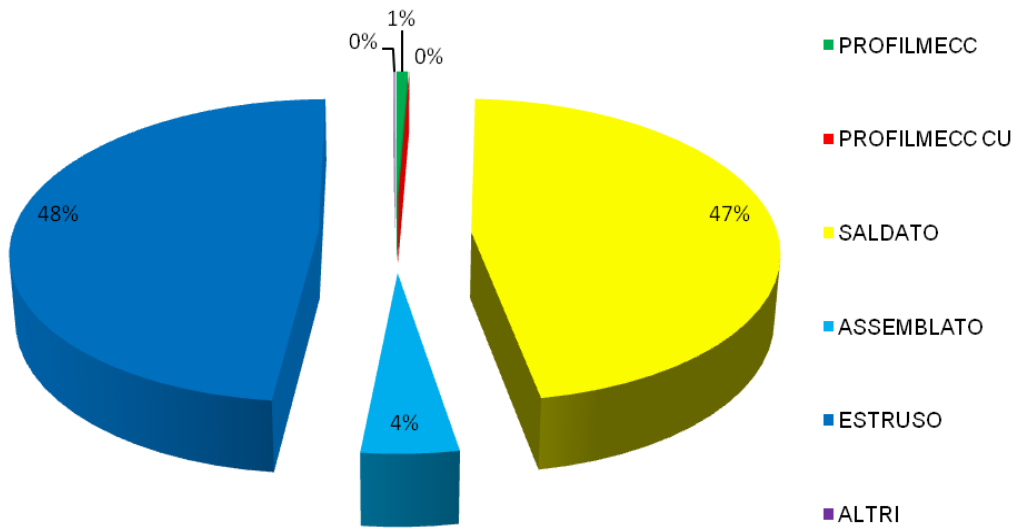


Nel dettaglio, la variazione percentuale del fatturato negli anni 2014-2018 diviso per prodotto



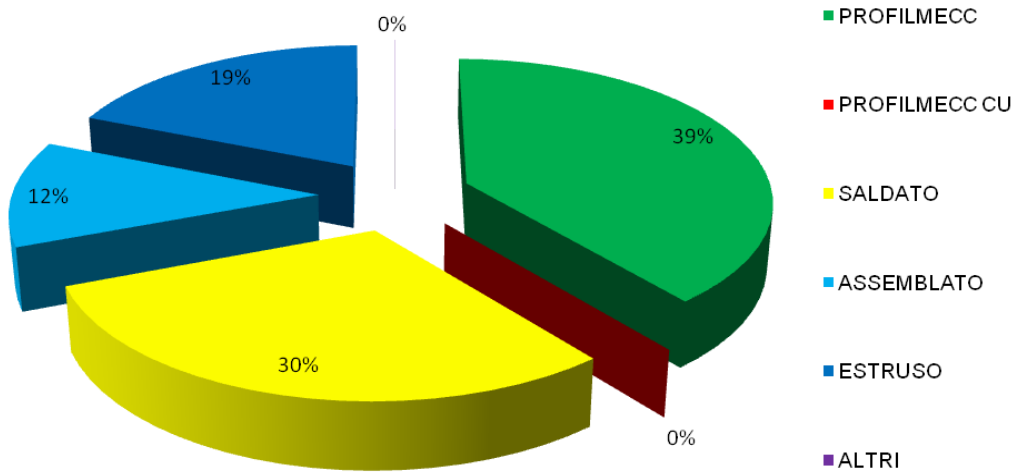
Percentuale sul fatturato del solo mercato solare diviso per prodotto, anno 2014

2015



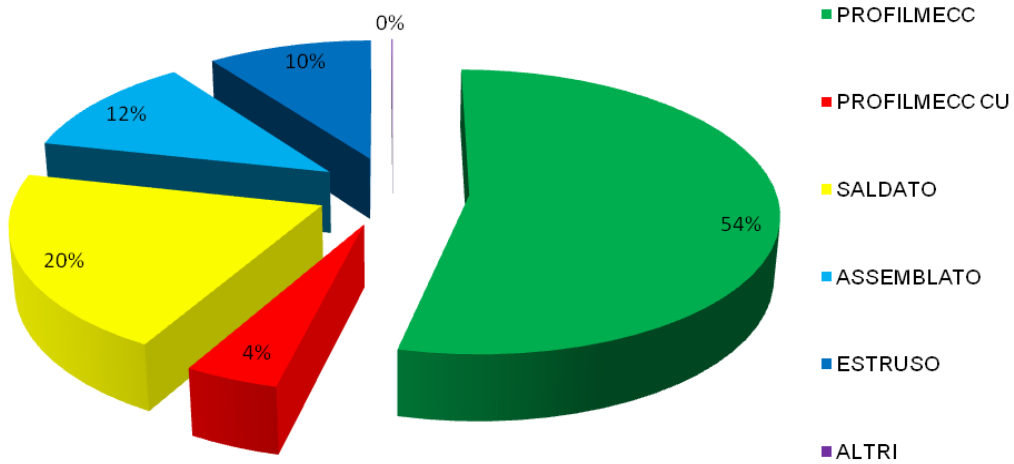
Percentuale sul fatturato del solo mercato solare diviso per prodotto, anno 2015

2016



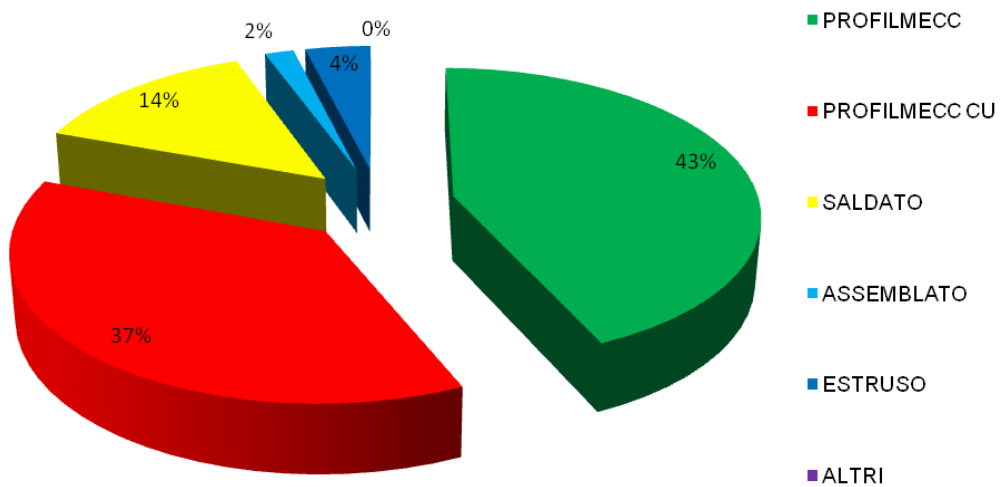
Percentuale sul fatturato del solo mercato solare diviso per prodotto, anno 2016

2017



Percentuale sul fatturato del solo mercato solare diviso per prodotto, anno 2017

2018



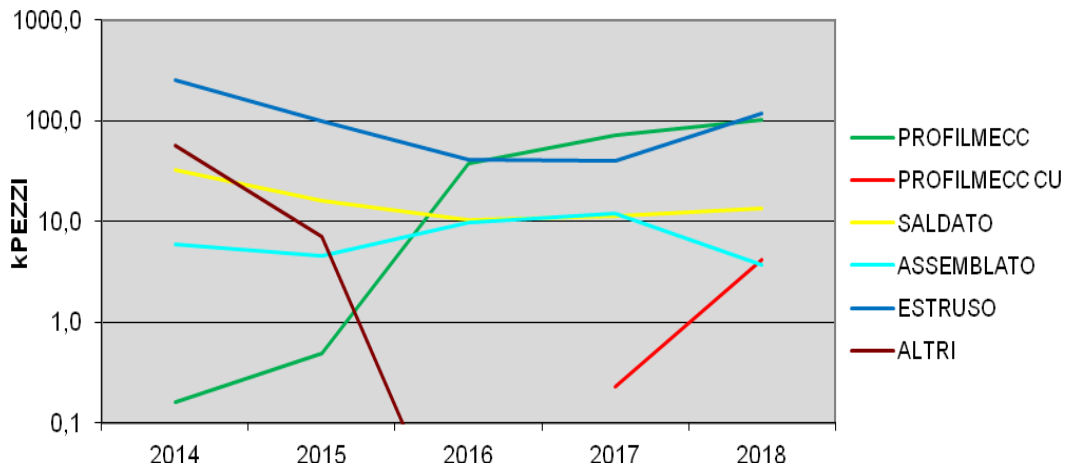
Percentuale sul fatturato del solo mercato solare diviso per prodotto, anno 2018

Ne è emerso che il calo di fatturato è coinciso con l'evoluzione del prodotto. Si è verificata una netta riduzione di fatturato dovuto ai profili estrusi sostituito, ed incrementato, dalla tecnologia Profilmec. Infatti il fatturato dei profili estrusi (estruso+saldato) è passato dai circa 6.5mln€ del 2014 ai circa 1.7mln€ del 2018

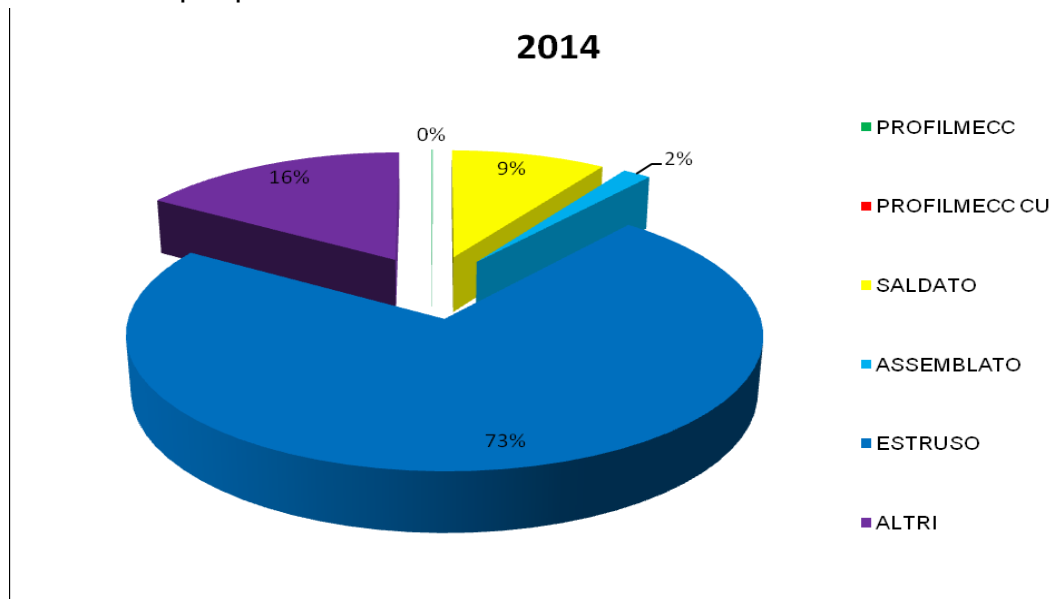
mentre il Profilmec (sia in alluminio che in rame) da praticamente zero a circa 7.6mln€ del 2018.

La successiva analisi riguarda il numero dei pezzi realizzati per il solo mercato solare divisi per prodotto.

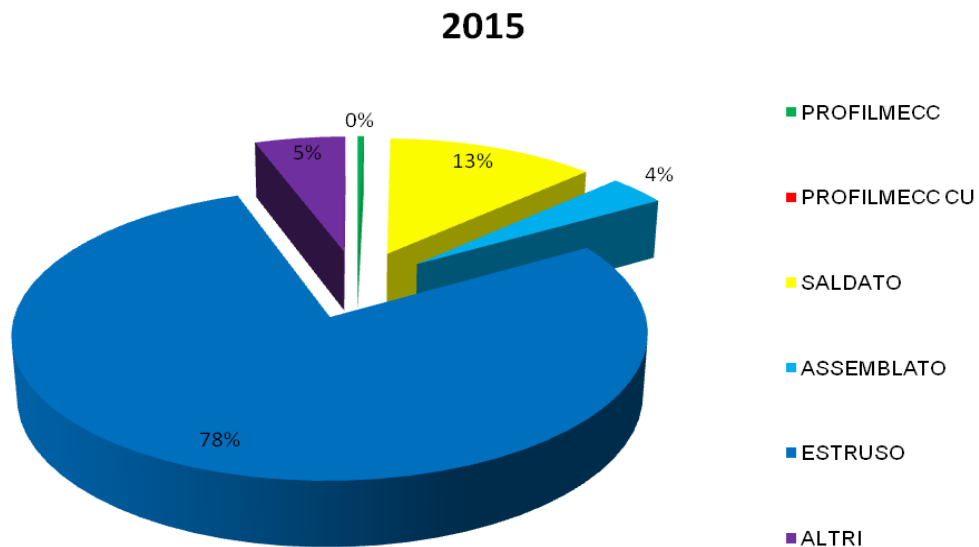
	2014	2015	2016	2017	2018
PROFILMECC	0,2	0,5	38,0	73,0	102,2
PROFILMECC CU				0,2	4,2
SALDATO	32,3	16,2	10,4	11,3	13,4
ASSEMBLATO	6,0	4,5	9,9	11,9	3,7
ESTRUSO	253,1	100,9	41,3	40,6	120,3
ALTRI	56,3	7,0	0,0	0,0	



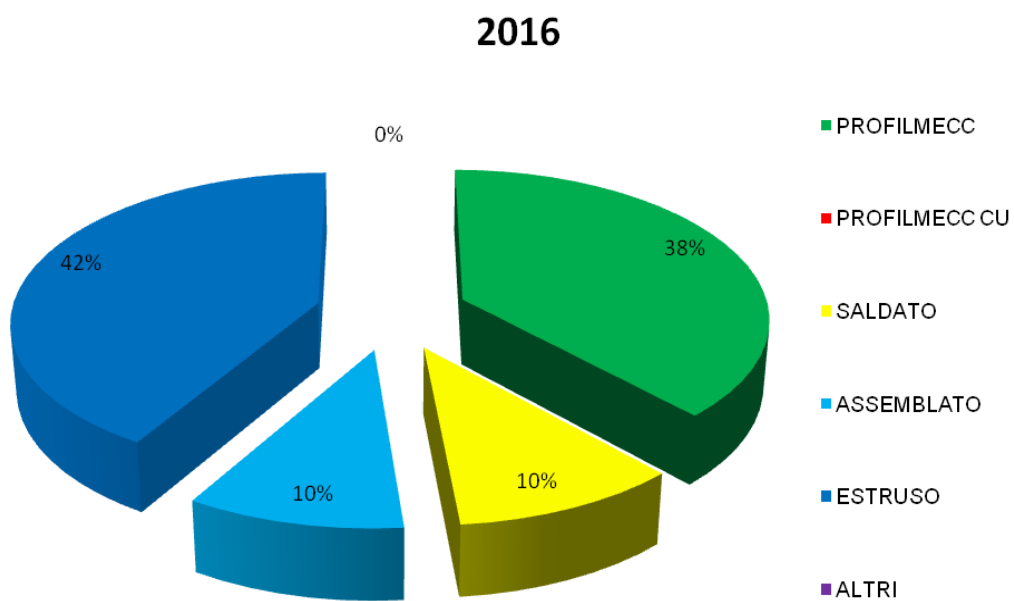
Nel dettaglio, l'andamento percentuale dei pezzi realizzati negli anni 2014-2018 diviso per prodotto



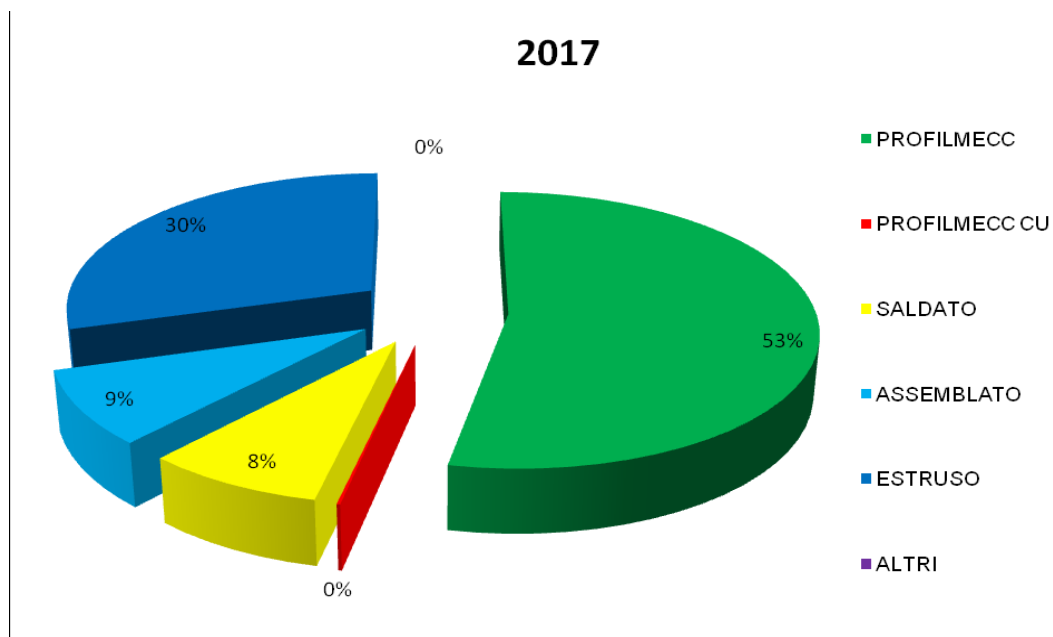
Percentuale sul numero dei pezzi realizzati per il mercato solare diviso per prodotto, anno 2014



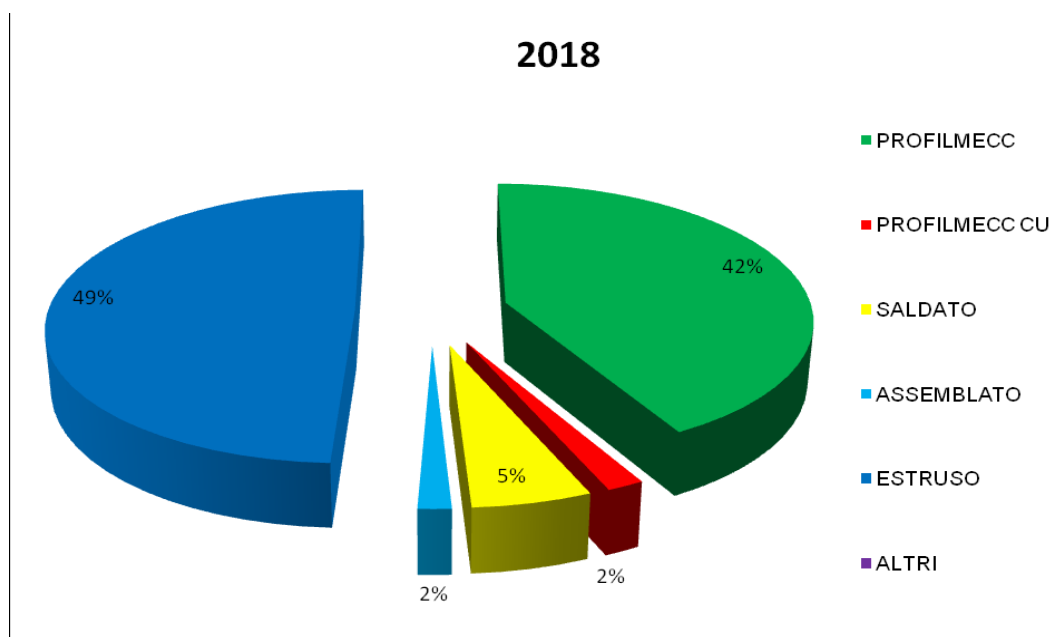
Percentuale sul numero dei pezzi realizzati per il mercato solare diviso per prodotto, anno 2015



Percentuale sul numero dei pezzi realizzati per il mercato solare diviso per prodotto, anno 2016



Percentuale sul numero dei pezzi realizzati per il mercato solare diviso per prodotto, anno 2017



Percentuale sul numero dei pezzi realizzati per il mercato solare diviso per prodotto, anno 2018

Quello che era emerso dall'analisi sul fatturato è confermato da quella effettuata sul numero di pezzi e sulla tipologia di quest'ultimi.

La tecnologia Profilmecc anche in termini di pezzi realizzati ha prima raggiunto, poi superato ed infine leggermente perso quota rispetto a quelli in tecnologia estrusa. Quest'ultima inflessione però è accompagnata da una crescita significativa dei Profilmecc in rame che sta a significare una ricerca sempre più esasperata delle prestazioni termiche.

CONCLUSIONI

I cambiamenti climatici sono ormai un dato di fatto e le prese di posizione dei governi ne sono una conferma. La conferenza mondiale dell'ONU sul clima COP24 tenuta a Katowice, pur con difficoltà, ha introdotto nuove misure per limitare tali cambiamenti andando ad integrare gli obiettivi derivanti dall'accordo di Parigi del 2015.

Il fattore più significativo relativo al cambiamento del clima globale è il livello di CO₂ nell'atmosfera e per “de carbonizzare” l'economia è necessario sostituire i combustibili fossili con fonti rinnovabili.

Nel dicembre 2018 Commissione europea ha emanato un importante pacchetto di norme che riguardano l'energia rinnovabile ed il risparmio energetico denominato “Clean Energy for All European package” la cui finalità garantirà di compiere gli step significativi nello sviluppo per il rispetto degli accordi internazionali nel settore delle rinnovabili.

In particolare il documento introduce i Piani Nazionali per il clima e l'energia che sono uno strumento di spinta agli investimenti nel settore delle rinnovabili. L'obiettivo per il 2030 è la copertura energetica con fonti rinnovabili a 32% e l'efficienza energetica al 32.5%.

E' in questo contesto che l'energia da fonte fotovoltaica sta mostrando la sua forza e competitività superando le fonti tradizionali. Basti pensare che la nuova capacità di fotovoltaico installata annualmente al mondo supera quella complessiva di nuove installazioni di fonti fossili tradizionali e di nucleare. Sono molti i paesi che stanno a guardare al solare come la reale fonte energetica su cui basare gli investimenti futuri. Oltre ai fattori ambientali e dell'opinione pubblica, la crescita del fotovoltaico è spinta dalla riduzione dei costi. Dall'anno 2010 ad oggi, il costo dell'energia prodotta da un impianto fotovoltaico “utility-scale” è sceso di circa il 70%, là dove, la stessa tipologia d'impianto, nello stesso periodo ha visto ridursi il costo di quasi l'80%.

Anche i piccoli e medi impianti hanno giovato di tale riduzione e risultano ad oggi essere pienamente competitivi sul prezzo al dettaglio dell'energia.

L'evoluzione ovviamente, sta riguardando tutte le parti costituenti l'impianto, dal modulo fotovoltaico all'inverter, solo per citare le due parti fondamentali.

Nello specifico, per quest'ultimo la ricerca porta verso il continuo aumento dell'efficienza (ad oggi attorno al 98-98.5%). Per far questo si sperimentano semiconduttori innovativi in grado di ridurre le perdite interne oppure, come succede per gli impianti di grandi dimensioni, si utilizzano inverter ad elevata tensione d'ingresso (1500V).

La ricerca della prestazione estrema si ripercuote anche su Mecc.Al.

Dissipatori sempre più performanti e di dimensioni contenute sono la sfida.

E' in questo che l'azienda ha puntato ormai da diversi anni ed i risultati sono tangibili. Non a caso è la tecnologia Profilmec, la più versatile ed efficiente disponibile per la dissipazione ad aria forzata, che ha concesso a Mecc.Al di ritagliarsi un ruolo di leader non solo in Italia ma anche in Europa.

L'incremento delle potenze potrebbe portare ad un ulteriore sviluppo dei prodotti.

Già alcune aziende produttrici stanno utilizzando del rame ma non è da escludere nemmeno un cambiamento radicale del tipo di raffreddamento, sostituendo i dissipatori ad aria con i piatti a liquido.

Potrebbe essere questa la nuova sfida di Mecc.Al per consolidare ed accrescere le sue quote nel mercato internazionale.

BIBLIOGRAFIA

“Rapporto delle attività 2018” GSE

“Trends 2018 in Photovoltaic Applications” IEA

“Sistemi energetici 4.1” VP Solar

“Quaderni di applicazione tecnica N.10” Abb

www.consulente-energia.com

www.infobuildenergia.it

www.vpsolar.com

www.sma-italia.com

“Guida ai sistemi di accumulo elettrico” Viessmann

www.meccal.com

“Friction Stir Welding” Gambaro, Fratini, Squillace

RINGRAZIAMENTI

Non posso non iniziare col ringraziare il Prof. Comodi che in tutto il mio percorso si è rivelato molto più di una “guida” universitaria.

Ringrazio poi la Mecc.Al, in primis il titolare, il Sig. Stefano Paci per avermi concesso la possibilità di dedicare il tempo necessario alla stesura di questo elaborato, Francesca per avermi aiutato nella ricerca di tutti i dati aziendali, Alessio per la parte commerciale/tecnica e molto altro, Nicola per avermi spronato nel momento giusto e Andrea, compagno di ufficio, di confidenze e di serate.

Ringrazio i miei “vecchi” colleghi di studio, Alberto, Claudia, Daniela, Enrico e Giovanni, se sono arrivato a questo traguardo è anche per merito loro.

Ringrazio Federica che si è subito tutta la parte “attiva” di questo percorso di studi dandomi sostegno quando ne avevo bisogno.

Ringrazio gli Amici. Non li nomino uno ad uno perché fortunatamente nel corso di questi anni ne ho incontrati tanti e rischierei sicuramente di dimenticarmene qualcuno.

Ringrazio gli amici/colleghi del SGM Tecnic. Ormai sono la mia seconda famiglia e ricoprono un ruolo fondamentale nella mia vita.

Un pensiero lo rivolgo ai miei Nonni, che mi hanno sempre incoraggiato ed ora, anche loro, potranno festeggiare.

Un ringraziamento finale va alla mia famiglia. L’ho lasciato in coda perché sono sicuro che è a loro che do la soddisfazione più grande. Non mi hanno mai fatto sentire la pressione degli anni che passavano, covando dentro la speranza che prima o poi avrei raggiunto questo traguardo. Finalmente ce l’ho fatta!

Questa laurea è Nostra.