

3 Progettazione

Corso Swissolar-SUPSI «Fotovoltaico: lacune, errori frequenti e possibili soluzioni»
Mendrisio, 3.2.2026

Mauro Caccivio
SUPSI / Responsabile Settore Fotovoltaico

SWISSOLAR 

Scuola universitaria professionale
della Svizzera italiana

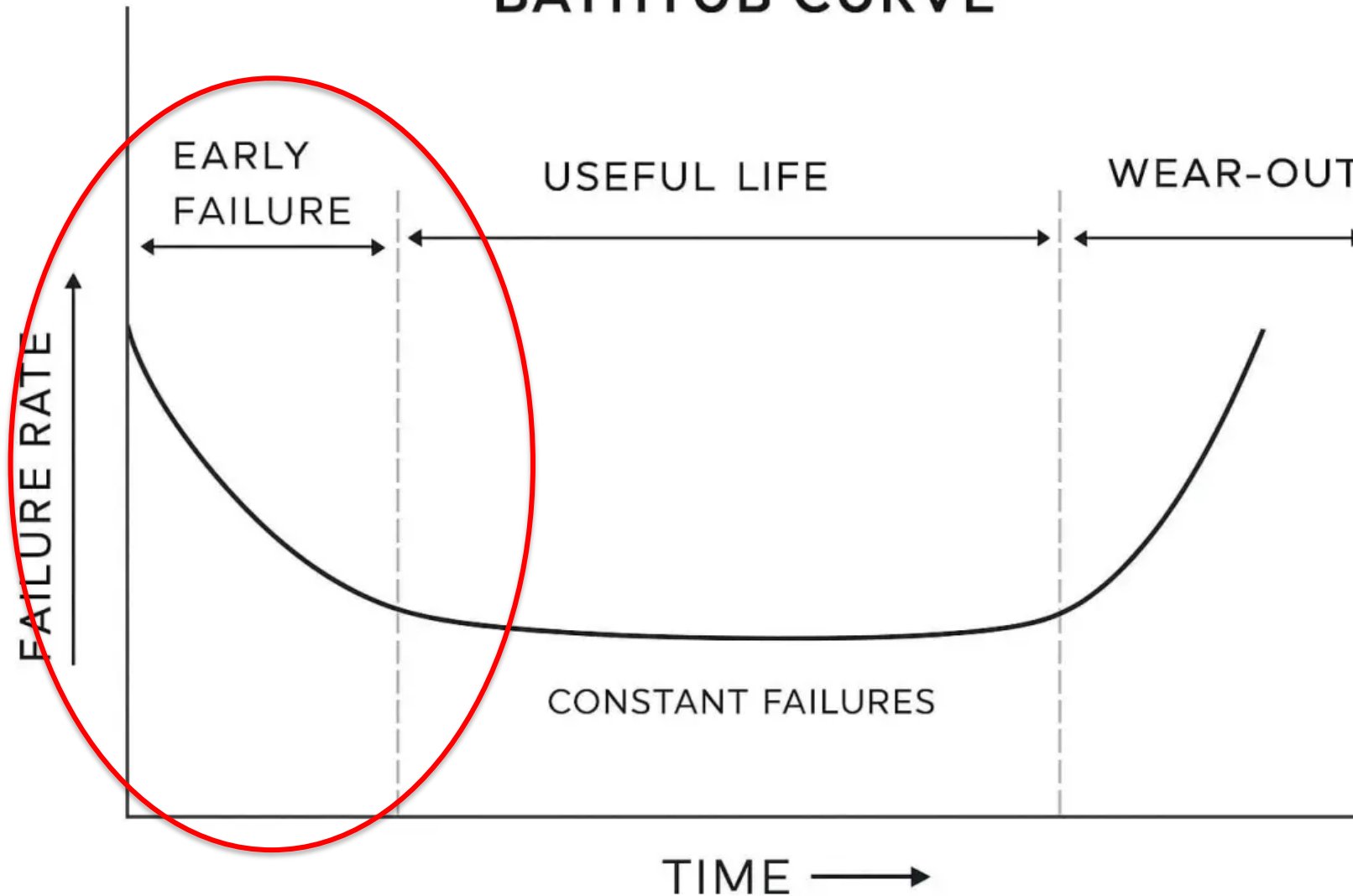
SUPSI

Con il sostegno di



svizzera**energia**

BATHTUB CURVE



FMEA (Failure Mode and Effect Analysis):

La FMEA è un metodo per identificare, classificare ed analizzare:

- Le possibili modalità di guasto e i difetti di un sistema.
- L'effetto che questi guasti hanno sul sistema.

Come:

gerarchizzazione dei vari rischi, relativi a una determinata fase e a un determinato componente, in base al loro **indice di criticità (Risk Priority Number, RPN)**.

$$RPN = S \times O \times D$$

1. S, Severity: gravità del difetto o guasto.
2. O, Occurrence: frequenza
3. D, Detectability: rintracciabilità

FMEA su impianti con guasti in Germania

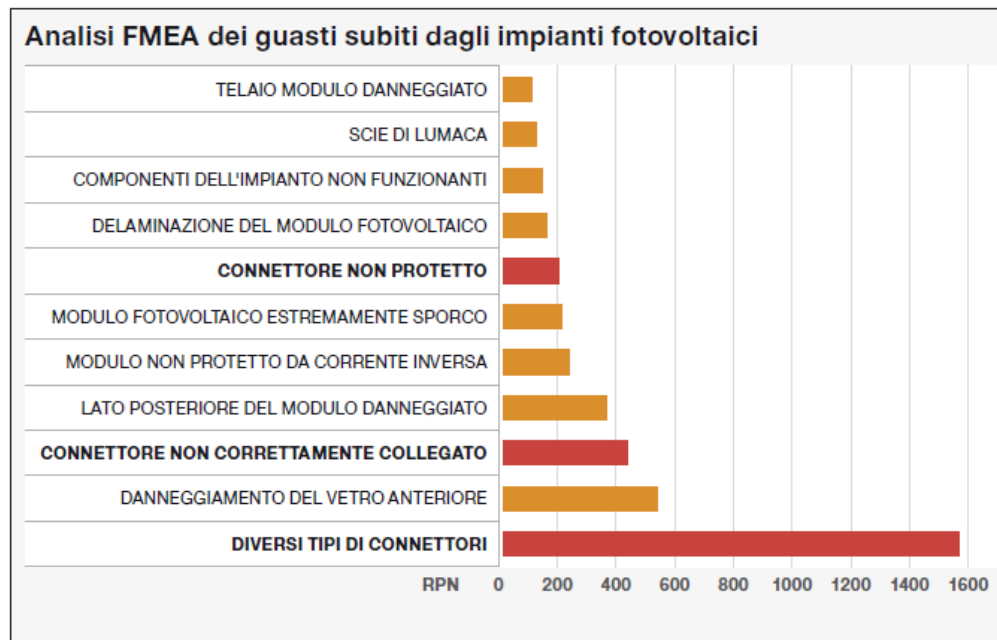


Figura 2: Analisi FMEA dei guasti subiti dagli impianti fotovoltaici eseguita da TÜV Rheinland.

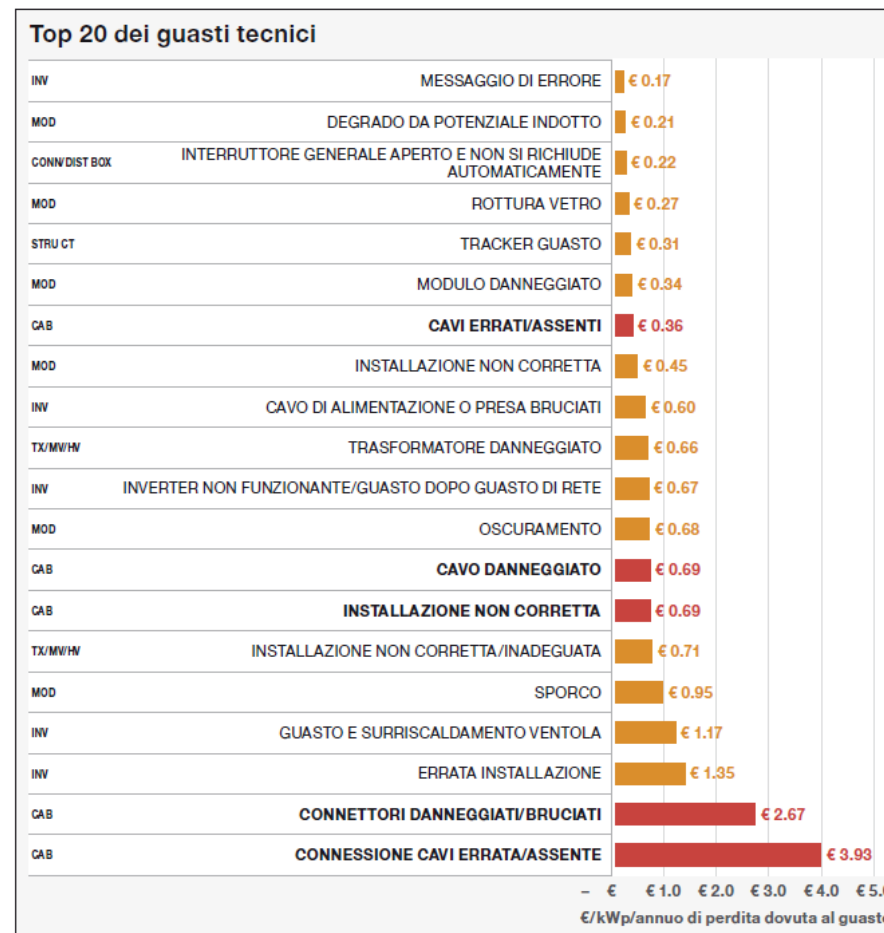


Figura 3: Calcolo dell'impatto economico: Solar Bankability è un progetto finanziato dal programma Horizon 2020 della Commissione Europea (www.solarbankability.org).

Errori di Design / Progettazione

Ombre parziali persistenti
Ombre parziali temporanee:

- Camini / elementi costruttivi importanti
- Alberi

Cablaggio non idoneo alla situazione delle ombre parziali

- Il diodo by-pass non evita necessariamente degli hot-spot, limita il surriscaldamento limitando la tensione inversa su singole celle.

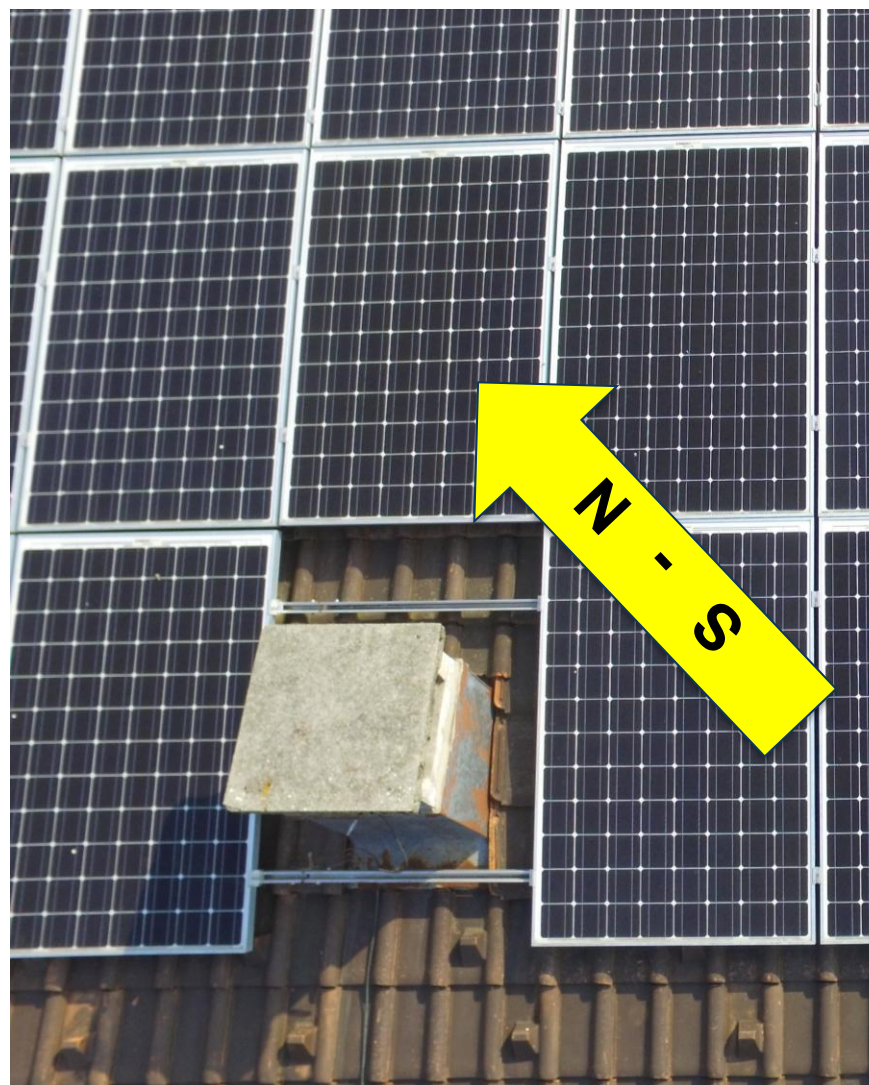
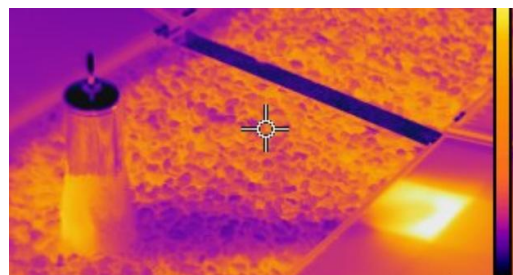
Alcune strutture portanti sia su tetto piano che su tetto a falda non permettono una sufficiente areazione posteriore del modulo.

Posizione degli inverter

Cablaggio delle stringhe in parallelo

Ombre da camini, pali, antenne

- Camini sistema di riscaldamento
- Camini di areazione
- Pali
- Antenne
- Linea Salvavita
- Cavi rete elettrica

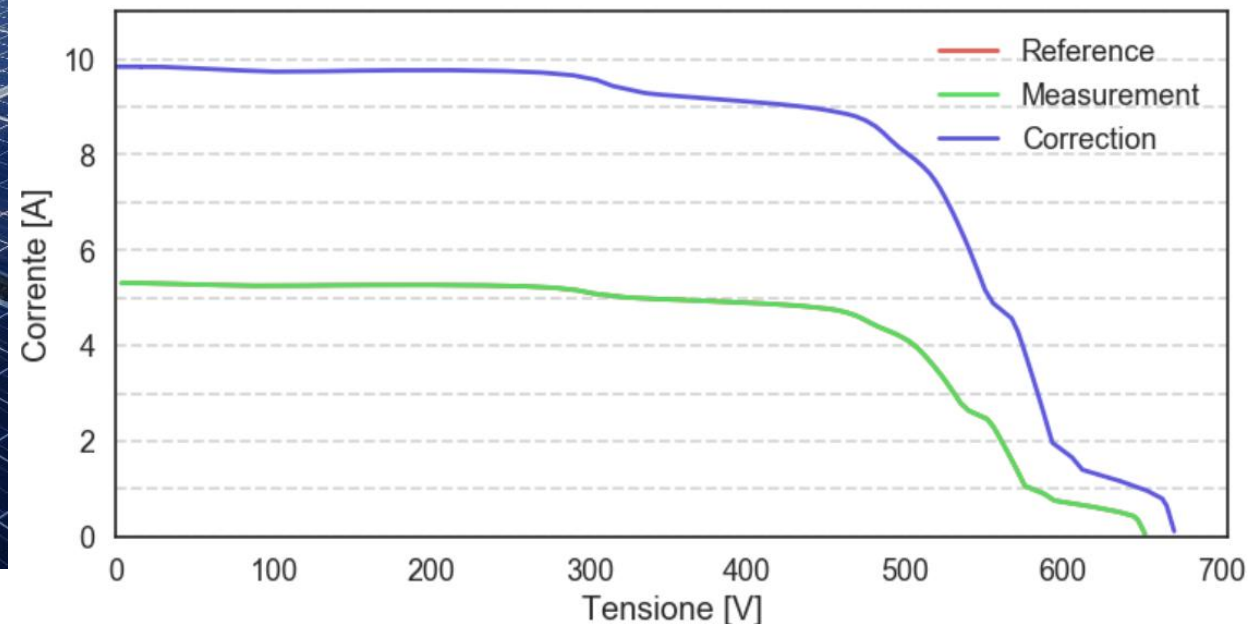


Ombre persistenti - camini, pali, antenne



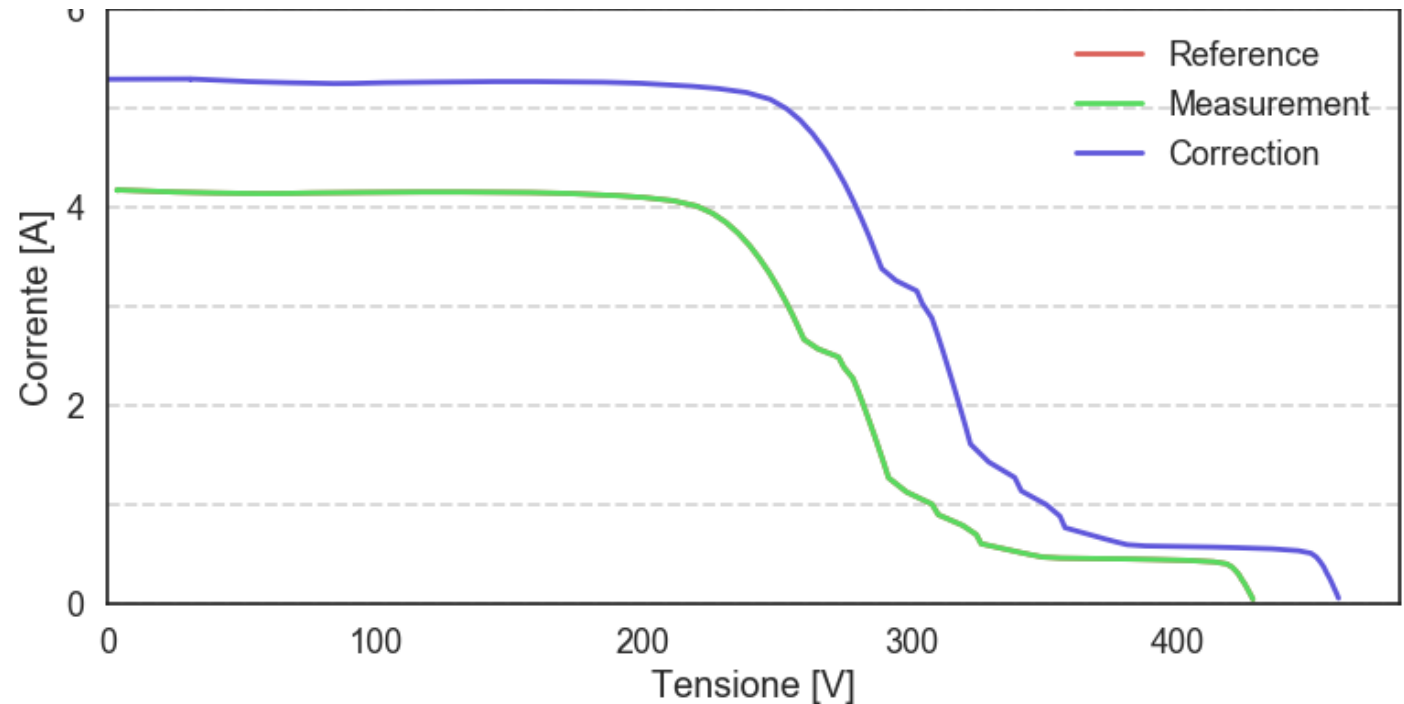
Ombre persistenti non diminuiscono solo la produzione dell'impianto, ma escludono permanentemente vari moduli.

- I diodi By-Pass sono sempre in conduzione
- Stringhe in parallelo e MPP è a tensione superiore: tutta la serie non produce



Ombre di alberi

- Le ombre parziali provenienti da alberi in crescita sono da considerare sia come errori di design, se non se ne è tenuto conto, sia come problematiche di manutenzione.
- L'effetto sulla produzione può essere importante



1. Errori di Design: ombre da shed o da edifici

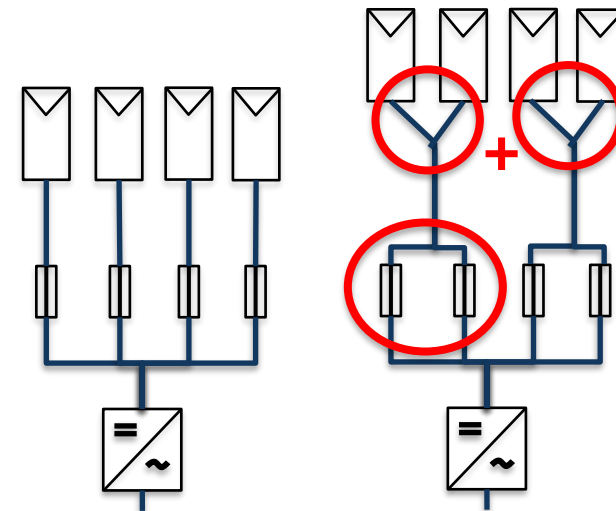
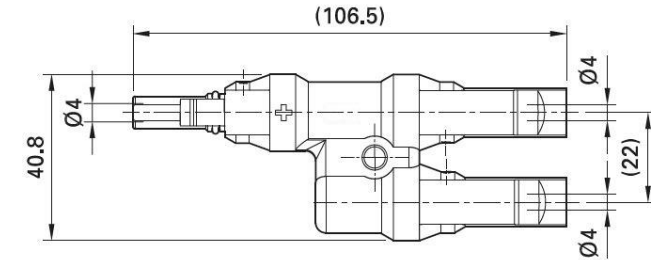


- Ombreggiamenti mutuali tra shed di moduli.
- Ombreggiamenti da edifici adiacenti e antenne



Cablaggio: messa in parallelo delle stringhe e fusibili

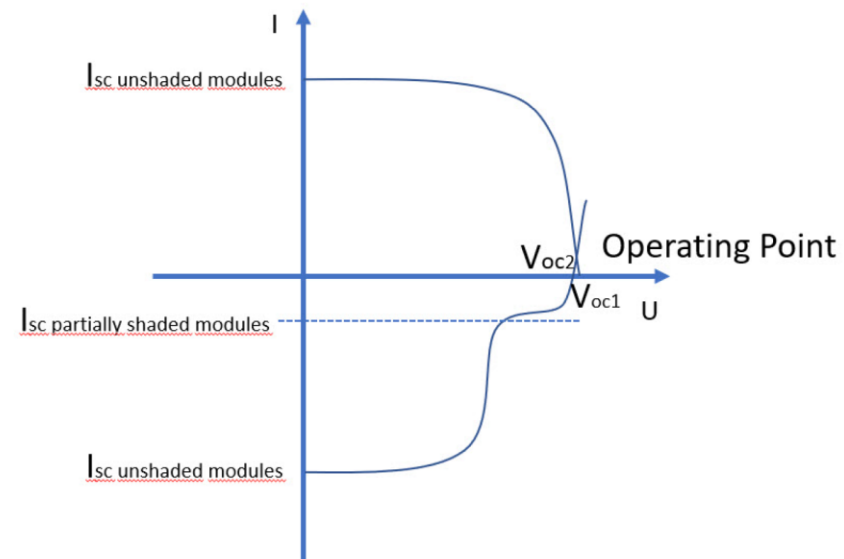
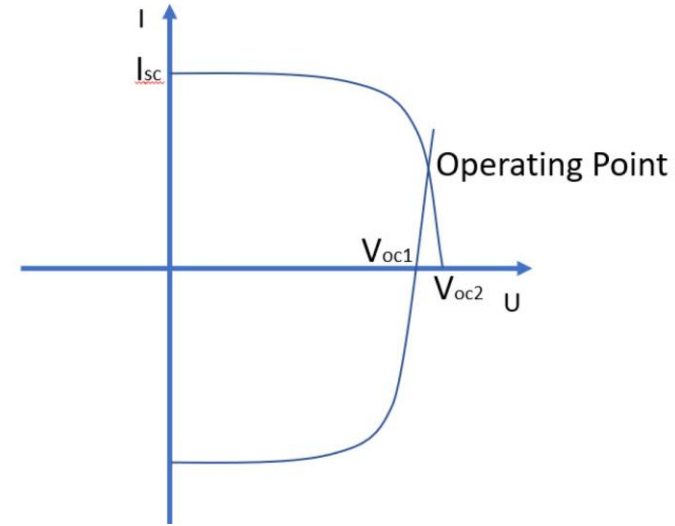
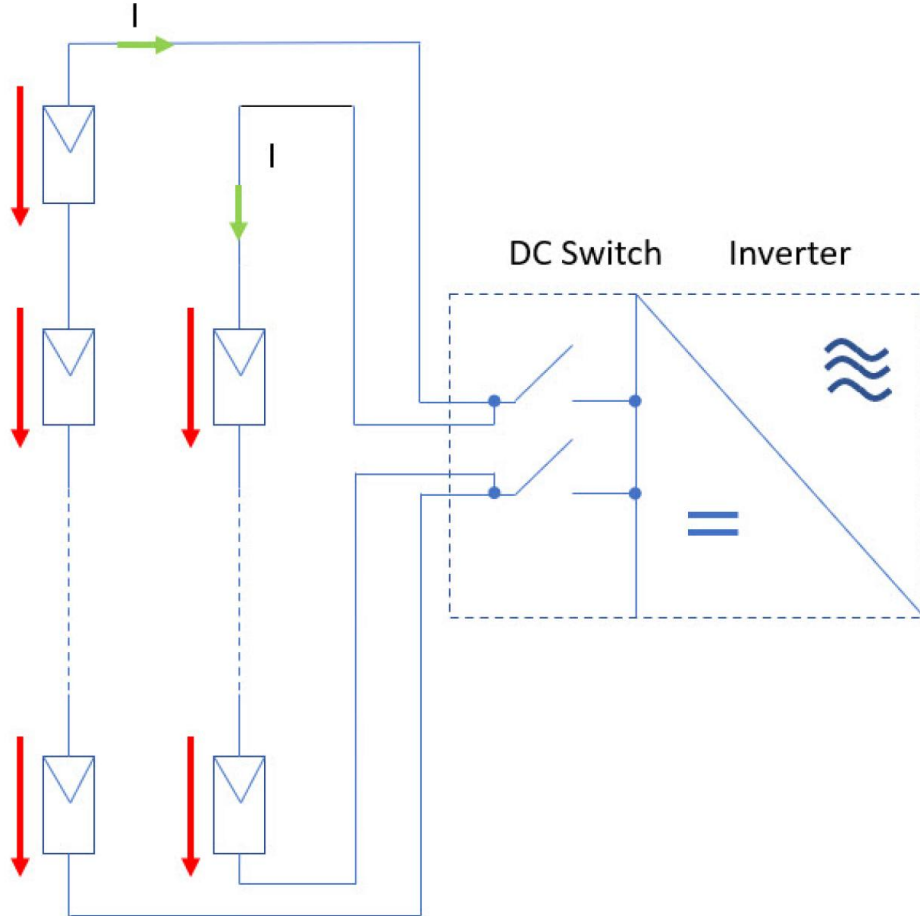
- Max: 3 serie in parallelo
- Oltre > 3 serie è necessario inserire un fusibile per ogni serie
- Scopo: in caso di guasto su una serie, impedire una corrente inversa superiore a $2 \times I_{sc}$
- Non utilizzare connettori Y se si hanno più di 3 stringhe
- Non utilizzare connettori Y se si utilizzano fusibili
- Non collegare due o più fusibili in parallelo



SI

NO !

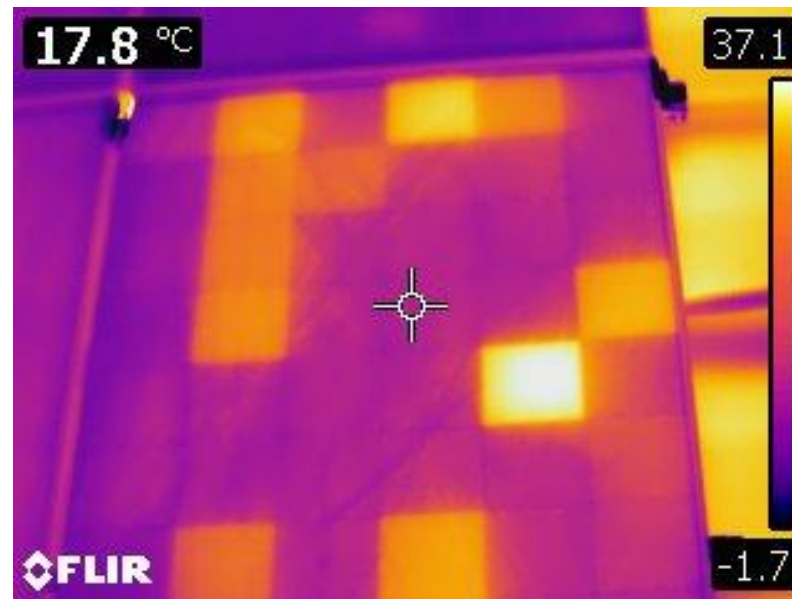
Cablaggio: Mismatch in tensione, stringhe con lunghezza diversa/ombre



Cablaggio: modulo Dummy collegato in corto-circuito

Per completare un campo PV da un punto di vista estetico a volte sono utilizzati dei moduli non collegati alle stringhe (chiamati «Dummy»).

- Modulo Dummy collegato **in corto circuito** genera degli **hot-spot**, perché le celle con I_{sc} minore lavorano a tensione inversa (Q2).



I moduli Dummy devono essere lasciati a Voc (tensione a circuito aperto), proteggendo i connettori con tappi per evitare ossidazioni.

Posizionamento inverter



- Altezza corretta: raggiungibilità
- Ostruzione del filtro della ventilazione
- Materiale o documenti sopra l'inverter
- Sporczia nel locale inverter

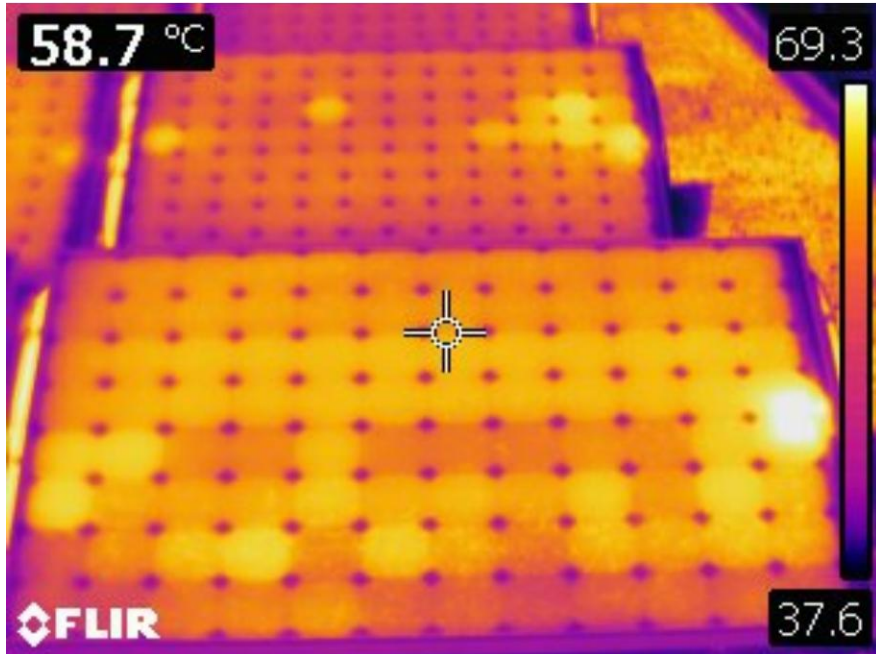
- Derating della potenza d'uscita
- Pericolo d'incendio

SOLUZIONI:



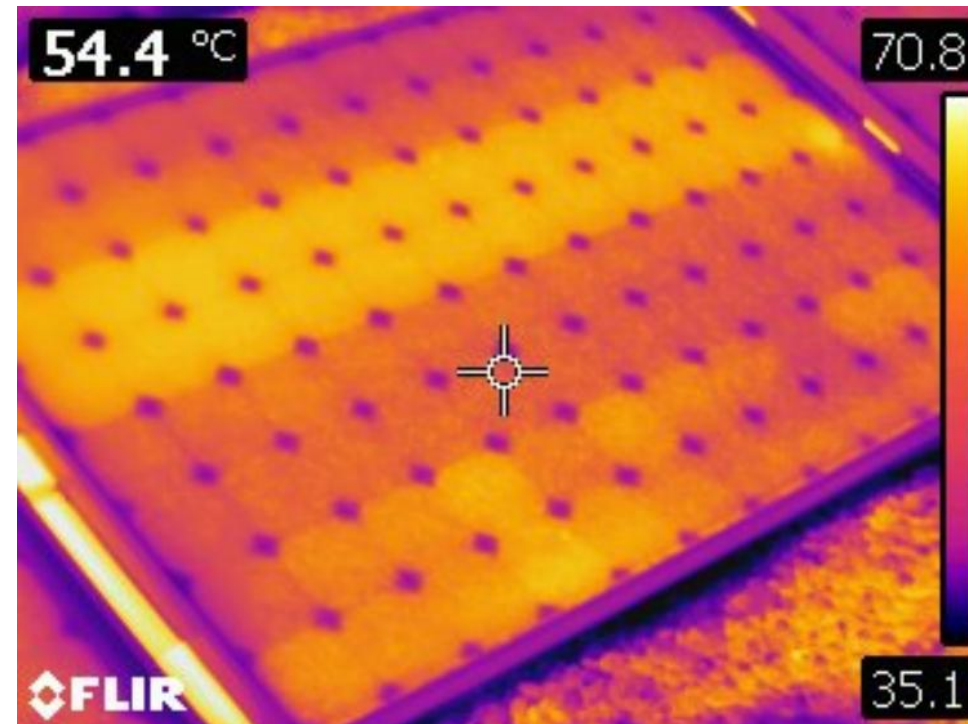
- Locale senza altre attività
- Locale arieggiato e pulito
- Inverter IP65 posizionati all'esterno ma protetti dal sole

Evoluzione di problemi di progetto: moduli con hot-spot termici

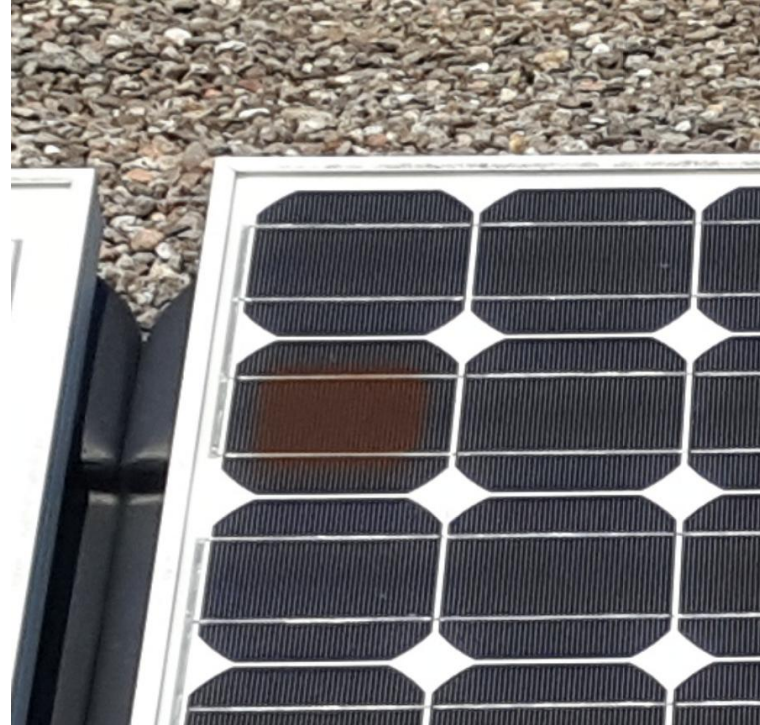
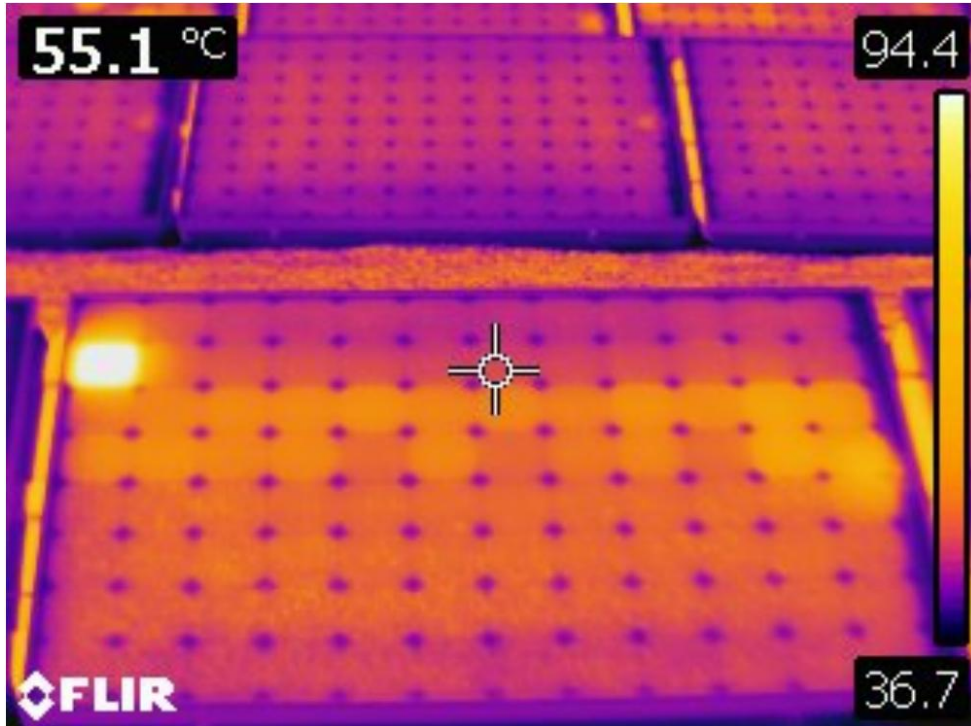


Gli hot-spot registrati hanno temperature superiori di 10-30°C rispetto alla temperatura delle altre celle. la temperatura di cella massima registrata è superiore a 95°C.

- Danneggiamento della cella
- Attivazione del diodo by-pass/ danneggiamento nel lungo periodo
- Perdita di potenza

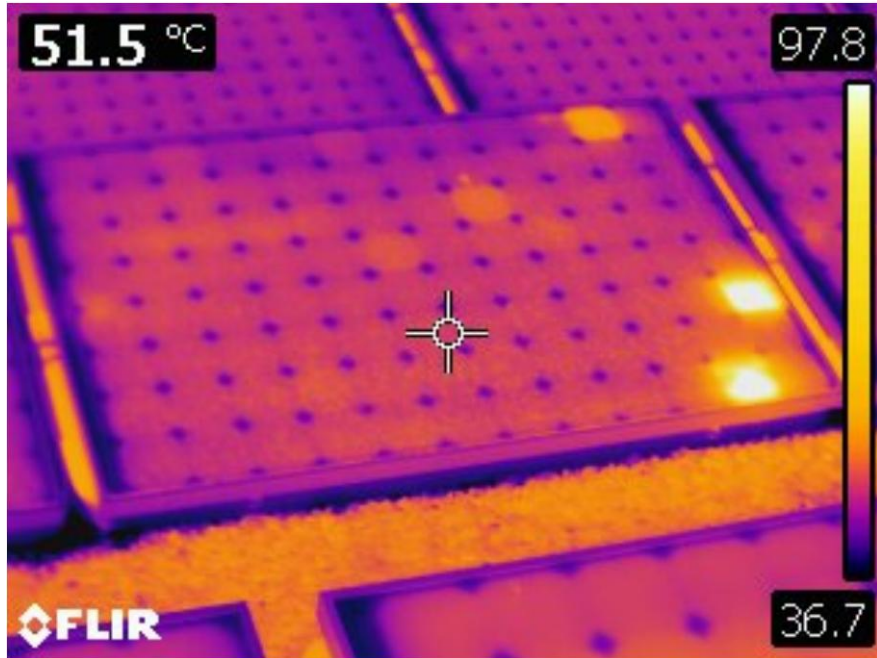


Evoluzione di problemi di progetto: moduli con hot-spot termico e «browning»



- Danneggiamento ulteriore della cella
- Danneggiamento del modulo
- Perdita di potenza

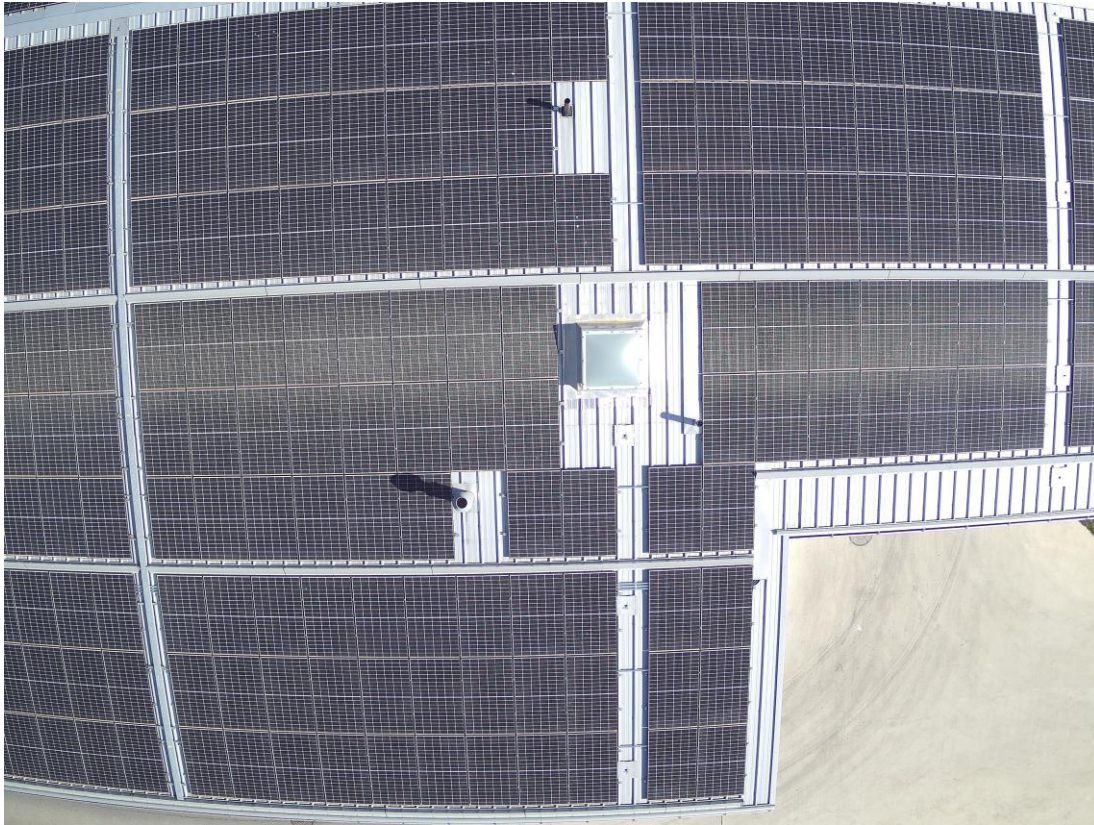
Evoluzione di problemi di progetto: hot-spot termico e rottura vetro



Hot spot con temperatura elevata possono causare la rottura del vetro, più spesso quando è solo parzialmente temprato o è più sottile.



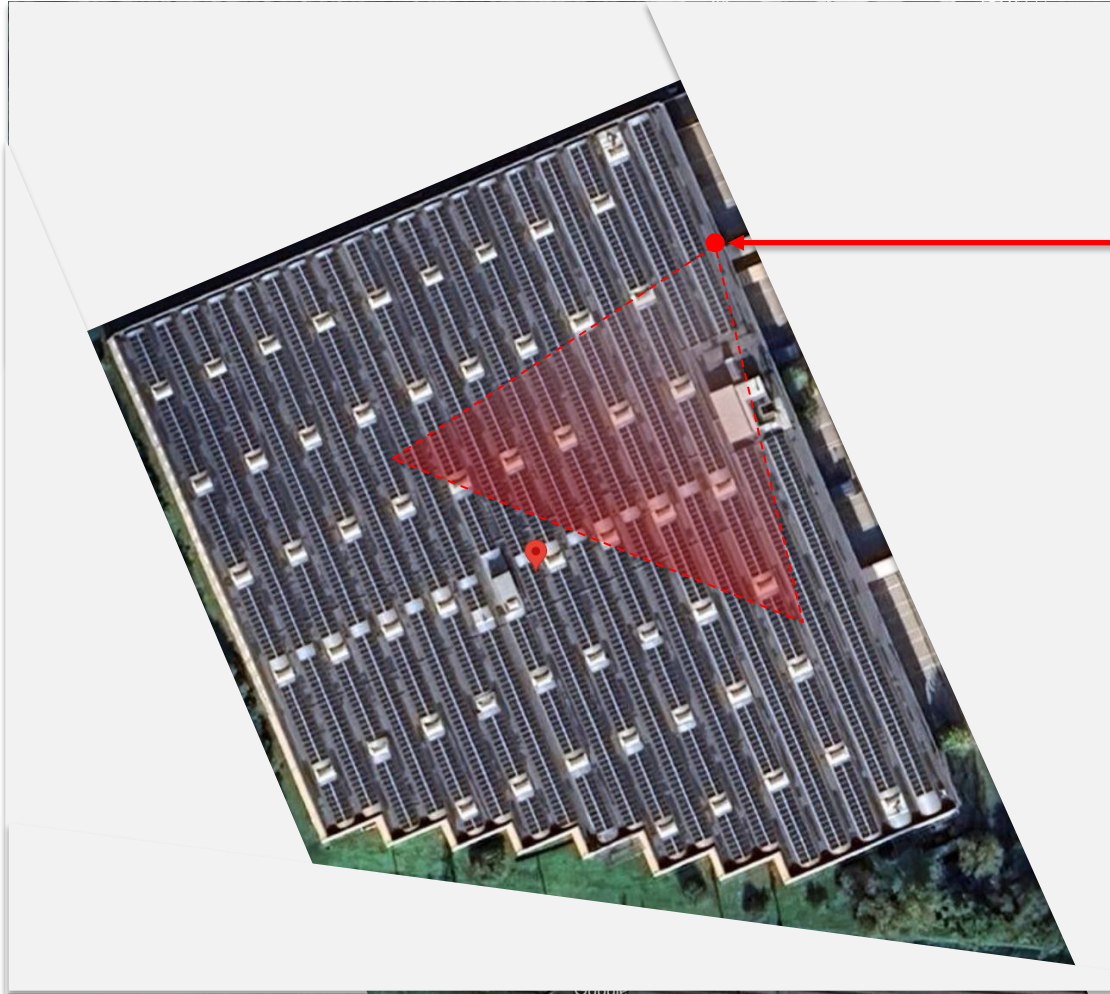
Moduli half-cut: hot spot secondari



Images courtesy of R.Kroni, Energie Netzwerk

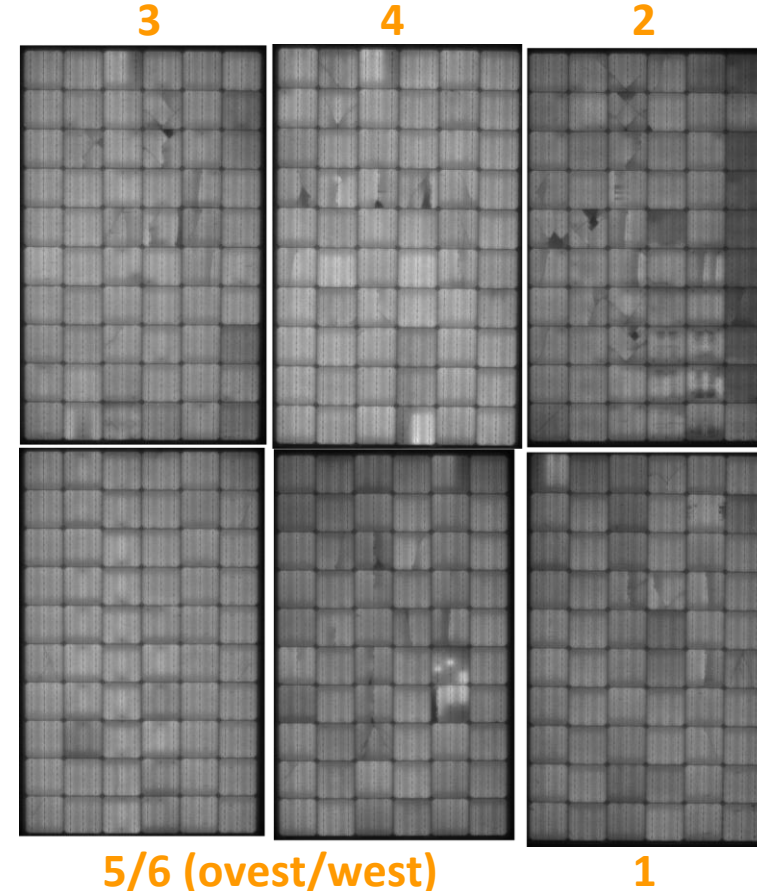
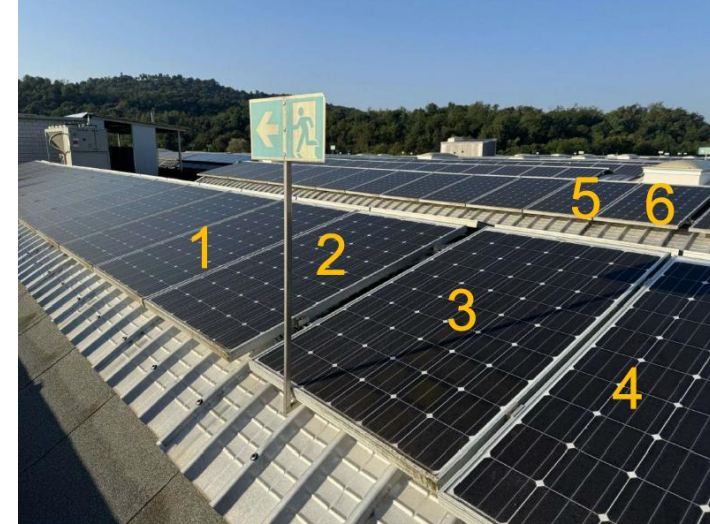
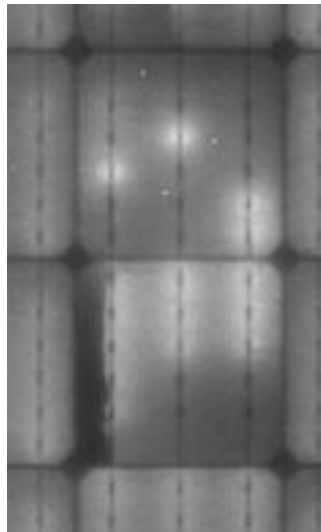
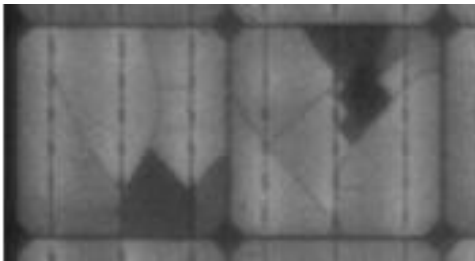
Esempio dal campo

- In esercizio da oltre 10 anni
- 3574 moduli
- Nessun problema segnalato
- Tutti i moduli sono già stati sostituiti.



Risultati curve I-V e elettroluminescenza

- 6 moduli (2 moduli ombreggiati + 4 non ombreggiati)
- Tasso medio di degrado $0,82 \pm 0,09\%$ all'anno basato su misurazioni STC indoor
- I_{sc} : $-0.53 \pm 0.05\%$ all'anno
- V_{oc} : $-0.1 \pm 0.01\%$ all'anno
- FF: $-0.21 \pm 0.07\%$ all'anno
- Diodi di by-pass OK
- Rottura delle cellule in misura variabile
- 4 moduli mostrano parti cellulari scollegate
- 4 moduli hanno probabilmente subito guasti ai collegamenti saldati, causando la comparsa di aree più scure lungo i busbar.



Modulo 2...

- Tasso di degrado non diverso dagli altri.
- Immagine EL simile ma...
- Immagine visiva: scolorimento più intenso
- Immagine EL: aree più scure che indicano corrosione della metallizzazione
- Immagine UVf: fluorescenza più brillante che indica un tasso di degradazione più elevato dell'incapsulante a causa di un maggiore stress termico.
- Probabile formazione frequente di punti caldi
- Nessun effetto sulle prestazioni elettriche

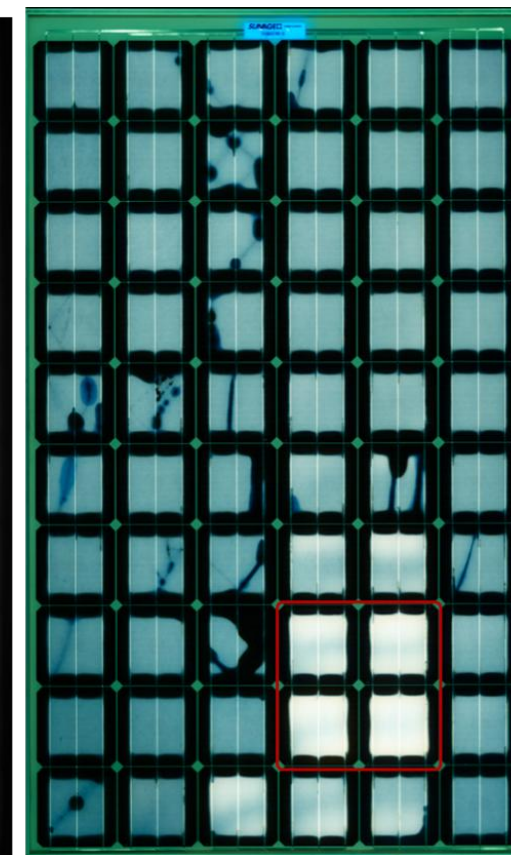
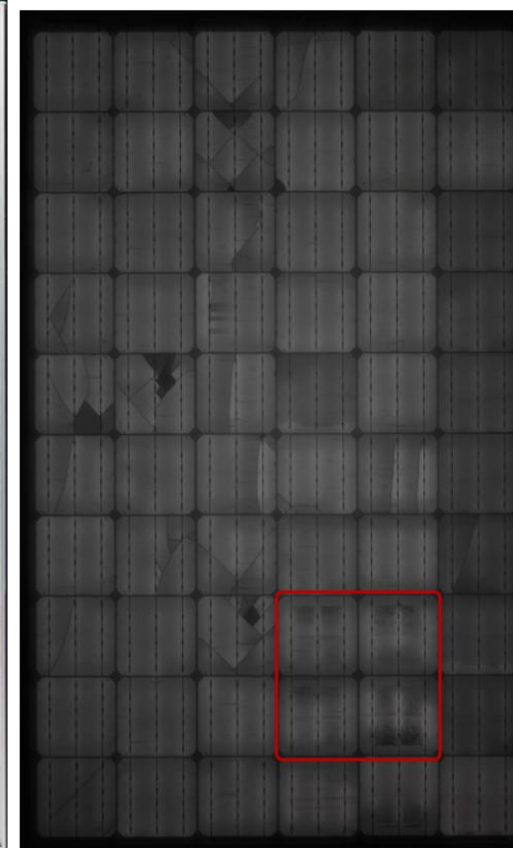
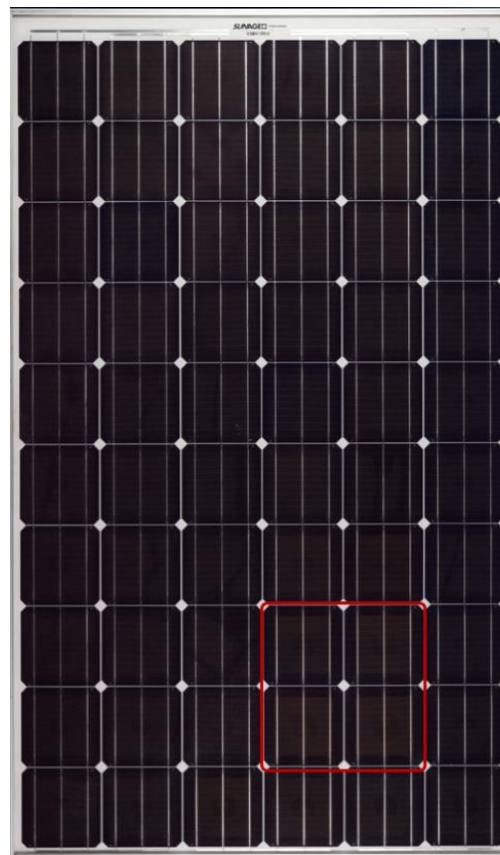


SWISSOLAR 

Scuola universitaria professionale
della Svizzera italiana

SUPSI

35



Scelta dei moduli: resistenza alla grandine

19 Luglio, Veneto: record europeo 16 cm
100 feriti



24 Luglio, Friuli V.G.: record europeo 19 cm
940 M€ di danni



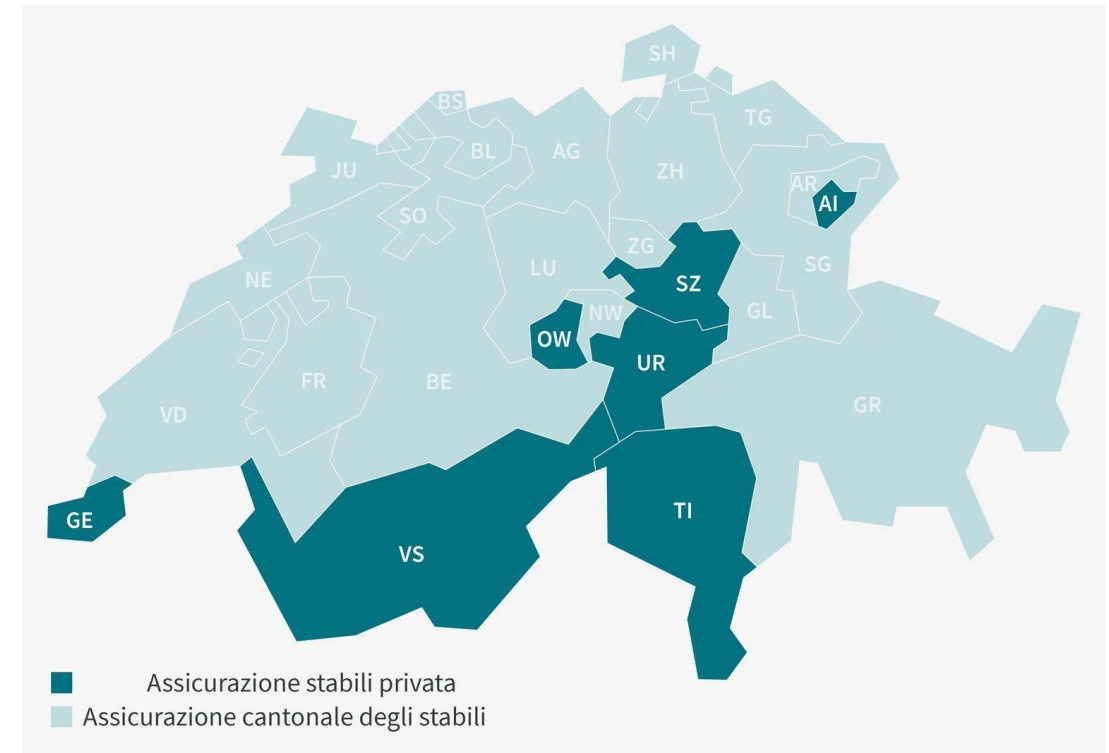
25 agosto, Locarno
300 Mio CHF di danni

Norma Sia 261-1, proposta di modifica

AICAA (Associazione degli istituti cantonali di assicurazione antincendio) e obbligo di prodotti qualificati secondo gli standard, tranne che nei cantoni GUSTAVO

Norma di riferimento per la definizione della resistenza dei componenti alla grandine:

SIA 261-1: Azioni sulle strutture portanti -
Disposizioni complementari



SIA 261-1: riduzione del rischio, modifiche

• 2.4 Sostenibilità

Si rimanda al punto 9.3.1 in materia di sostenibilità. Al fine di preservare le risorse, **la grandine non deve ridurre la durata di vita dei componenti dell'edificio** e i requisiti per i componenti devono basarsi **almeno sulla durata di vita dell'edificio**. Alcuni esempi sono riportati nell'allegato 1. Con il punto 9.3.3 è possibile giustificare eventuali deroghe ai requisiti.

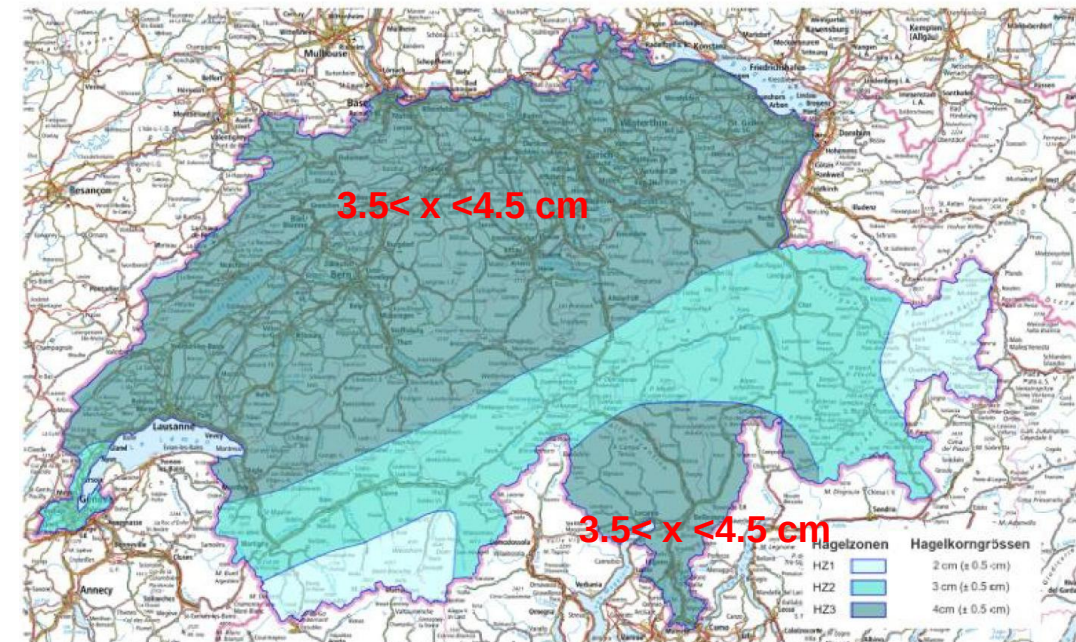
• 2.5 Derghe basate sul rischio

È possibile derogare ai requisiti sulla base di considerazioni relative al rischio. Per le valutazioni basate sul rischio è possibile utilizzare le mappe della grandine disponibili sui siti www.schutz-vornaturgefahren.ch o www.geo.admin.ch.

• 3.3 Scala ridotta

La vecchia mappa è stata analizzata utilizzando numeri interi, ovvero l'intervallo compreso tra 3 cm e 4 cm è stato designato come “grandine da 3 cm”. La resistenza alla grandine **HW3** indica che un componente è in grado di resistere a una ‘grandine da 3 cm’ senza subire danni definiti. **La valutazione è quindi ora ridotta della metà, ovvero da 2,5 cm a 3,5 cm. [...] Un'analisi con incrementi di 0,5 cm evidenzia l'aumento della frequenza delle dimensioni dei chicchi di grandine rispetto alla vecchia mappa.**

ANHANG G (normativ) HAGELZONENKARTE


 Anhang
Annex
Appendix

G

 Für Risikoabschätzungen finden sich weitere Karten mit anderen Wiederkehrperioden auf www.schutz-vor-naturgefahren.ch oder www.geo.admin.ch.

 Maßstab 1:50'000
Skala 1:50'000

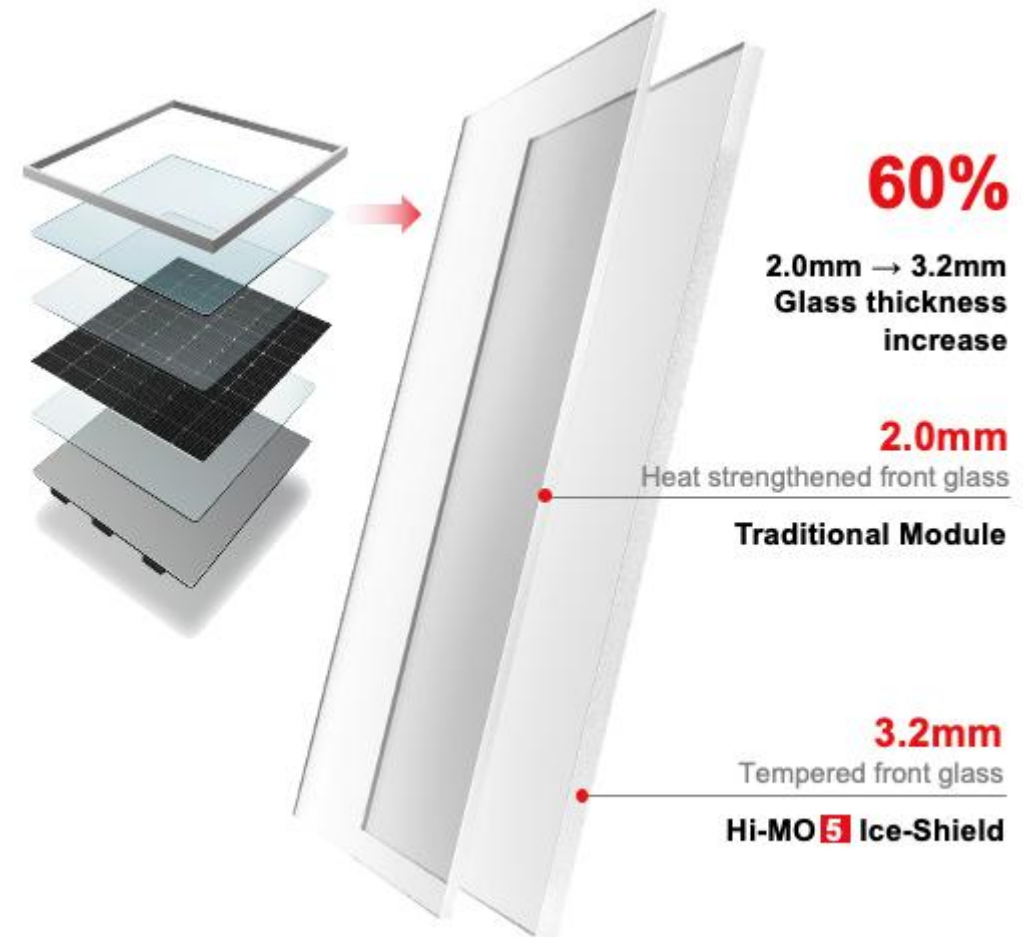
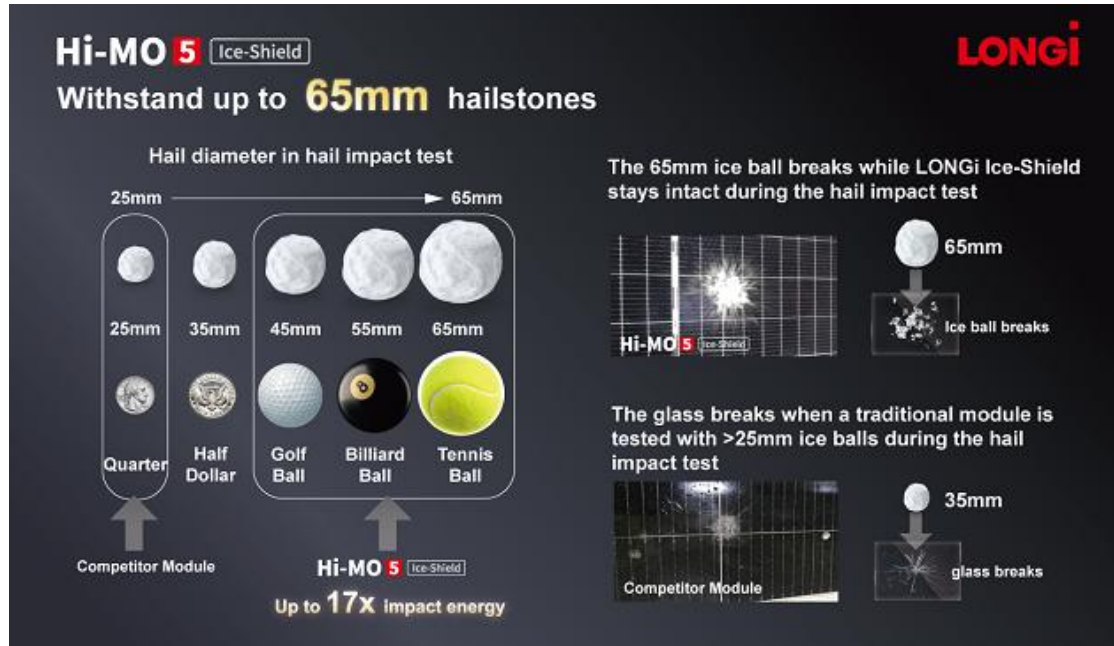
SIA 261, Copyright © 2009 by SIA Zürich

38

2.1 Da “H” a “HZ”

Nel paragrafo 9.2.1, la zona grandine è ora abbreviata in HZ per evitare confusione con la resistenza alla grandine.

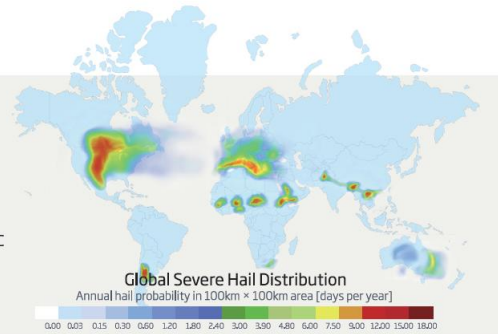
Evoluzione dei moduli fotovoltaici sul mercato



Evoluzione dei moduli fotovoltaici sul mercato

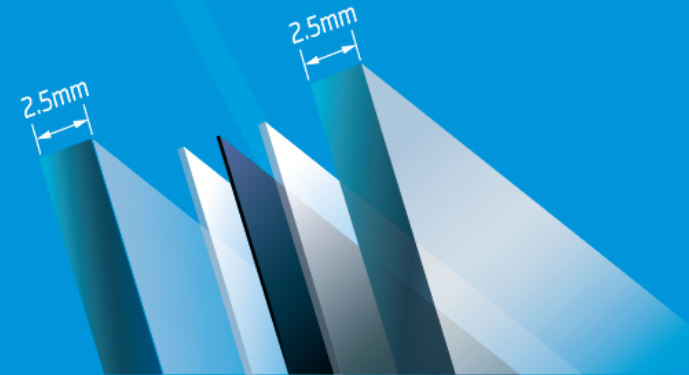
Hailstorms are highly destructive and strike with sudden, short-term intensity. Though they may last only minutes, their destructive power scales with the square of hailstone velocity and diameter. To combat hail hazards, photovoltaic (PV) assets require:

Enhanced structural design for hardware resilience, agile automatic early-warning and protection mechanisms, authoritative testing and risk assessment standards.



Strengthened Glass

Thickness of the glass has improved 25%.
Impact energy resistance improves more than 2.5 times compared with conventional module



Severe Hail Protection

Impact-Resistant, Withstand Severe Hailstones up to 75mm

75mm



Short-Term Alerts for Timely Response

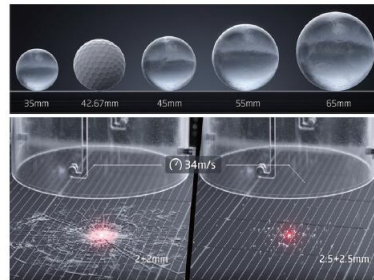
Short-term climate forecasts for quick protection

Impact Resistance for Extreme Severe Hail Defense

Withstand 55mm hail at 0°
Withstand 75mm hail at 60°

Certified Assurance for Worry-Free Coverage

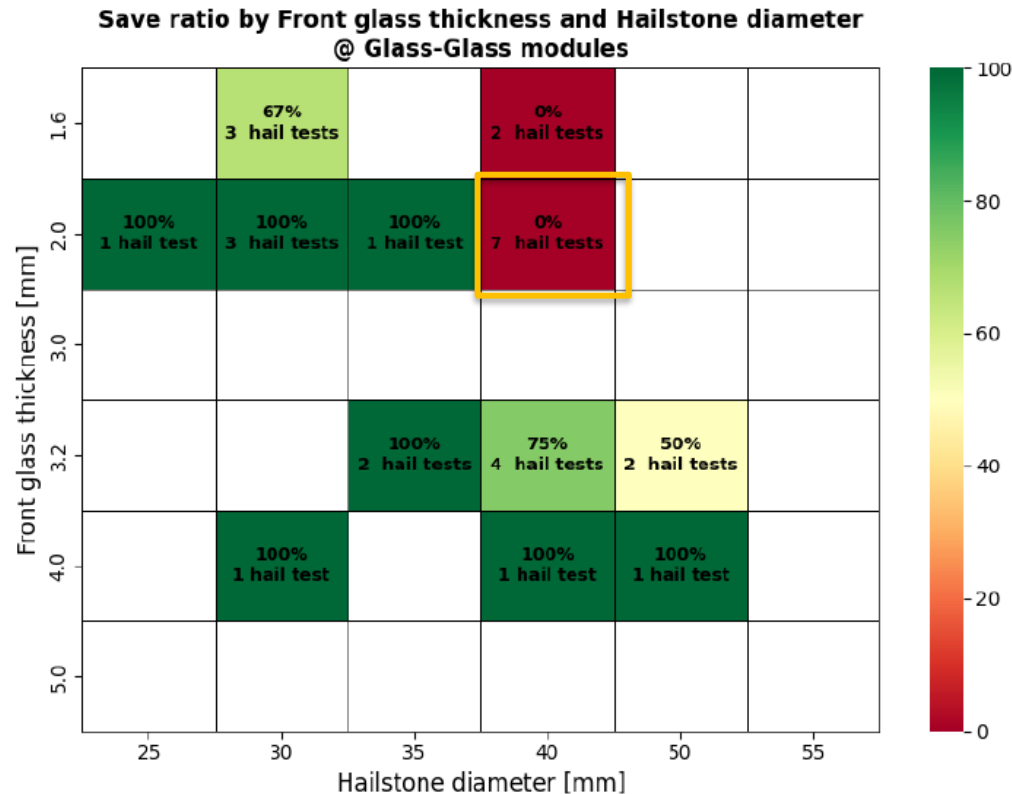
TUV and RETC testing certification, optimized insurance costs



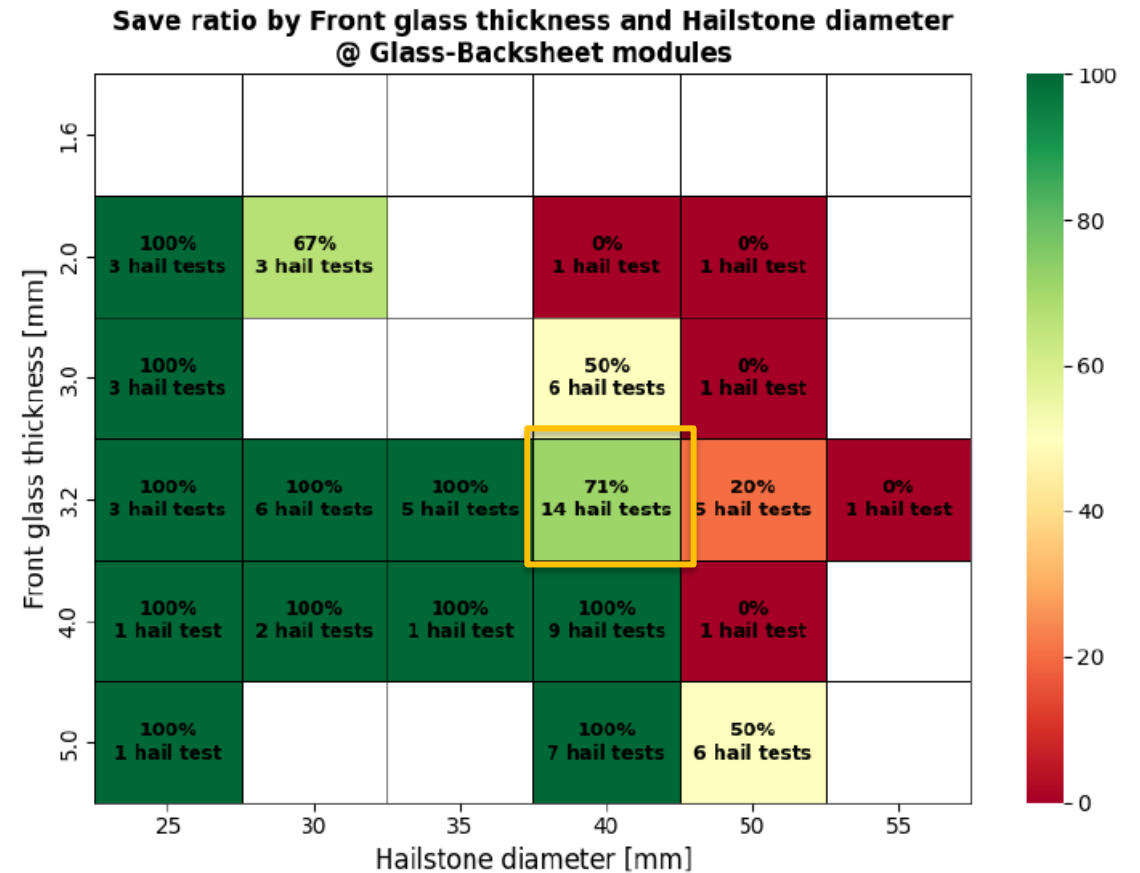
Tested by TUV, withstand 55mm severe hailstone at 0°
Tested by RETC, withstand 75mm severe hailstone at 60°

Trina Smart Cloud Platform is equipped with short-term severe hail climate forecasts to predict severe hail events, automatically issuing commands for trackers to enter a protection angle

Le tendenze del settore sono visibili nel database dei test alla grandine del SUPSI PVLab



Module survivability matrix: **Glass – glass** module structure

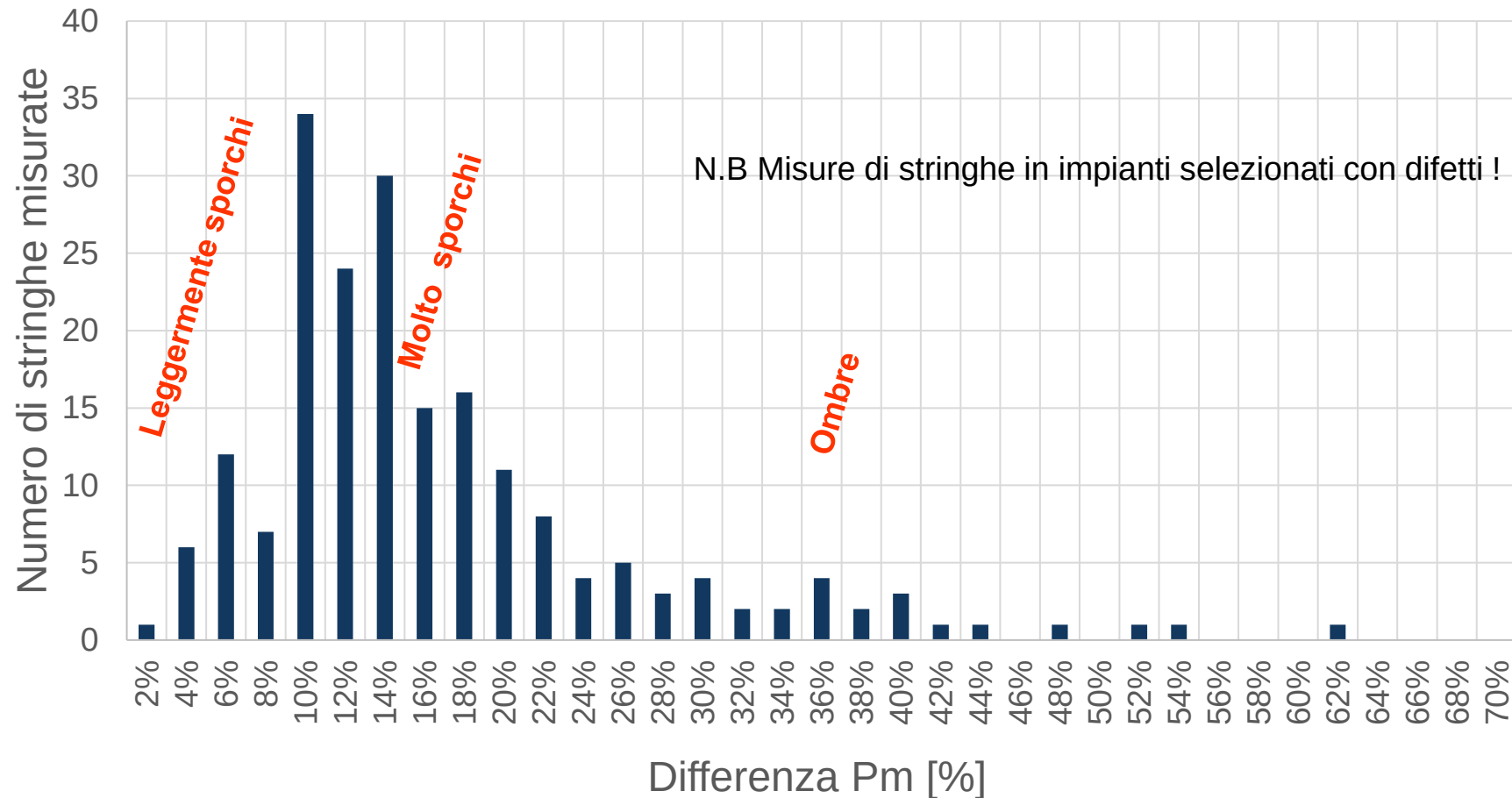


Module survivability matrix: **Glass – backsheet** module structure

- Dal 2009 ad oggi 525 hail test, unico laboratorio accreditato ISO 17025 in Svizzera per il Fotovoltaico

Progetto QualiTI: misure caratteristica I-V delle stringhe e estrapolazione P_m alle condizioni STC

Degrado potenza di stringa $P_{m_mis_STC} / P_{m_nom_STC}$



Progetto QualiTI: Frequenza dei difetti/errori/guasti

1. Sporczia → in assoluto la problematica più frequente riscontrata

- 24 impianti sporchi
- 3 imp. puliti
- 3 imp. non visibile

2. Ombre parziali temporanee

- presente nel **50%** degli impianti

3. Ombre parziali persistenti

- **In 16.7 % degli impianti**

4. Stringhe scollegate: 3/203

	Difetto/Errore/Guasto	Qtà.
1	Degrado Potenza (STC)	96.5 %
2	Sporczia moduli	88.9 %
3	Ombre	53.3 %
4	Ombra permanenti	16.7 %
5	Difetti/sporczia inverter	10.0 %
6	Moduli con vetro rotto	3 (tot)
7	Stringhe scollegate	1.4 %

N.B. Termografia: non è stato possibile analizzare in modo sistematico la presenza di hot-spot.

Suggerimenti ai progettisti: Sporczia sui moduli PV

- Maggiore distanza dal suolo della struttura portante → problema normativo
- Inclinazione maggiore della struttura portante → problema spazi e occupazione tetto
- Sporczia sui bordi (poca inclinazione): → posizione orizzontale

- Pulizia annuale:
 - Linee salvavita
 - Facilitare l'accesso al tetto e alla pulizia
 - Prevedere sufficiente spazio tra i moduli per camminare

- Non camminare sui moduli durante la pulizia !
- Non utilizzare acqua ad alta pressione !
- Non utilizzare prodotti di pulizia aggressivi !

Suggerimenti ai progettisti:

- Evitare il più possibile le ombre parziali
- Mai mettere moduli FV in presenza di ombre persistenti tutto l'anno!
➔ utilizzare piuttosto moduli FV «Dummy» in circuito aperto

Se non si riescono ad evitare gli ombreggiamenti:

- Ombre orizzontali ➔ posizione moduli orizzontale, stringhe orizzontale
 - Ombre verticali ➔ posizione moduli verticale
 - Utilizzo optimizer (DC-DC per modulo e inverter DC-AC per campo PV)
 - Oppure su grandi impianti preferire inverter di stringa.
-
- Proteggere cavi e connettori (non lasciare i connettori a terra)

Fornire all'utente la stima di produzione mensile per il confronto con la produzione reale

Demande ?

