VERIFICA AUTENTICITÀ
SD-20260827-3F9A1C42-7B0E5D
Inquadra QR per verificare l'autenticità

RELAZIONE TECNICA (LIMITATO AI MODULI FV) · ISPEZIONE TERMOGRAFICA FOTOVOLTAICA

Relazione tecnica SolarDino

Analisi approfondita dell'**impianto fotovoltaico** ispezionato con drone (SAPR): condizioni di misura, classificazione di ogni anomalia, evidenza fotografica IR + RGB pannello per pannello, perdite energetiche ed economiche e proiezione a 5 anni in assenza di interventi.

ESEMPIO

IMPIANTO / PROGETTO
Impianto dimostrativo

DATA ISPEZIONE
27/08/2026 11:38

MODULI ISPEZIONATI
165 moduli fotovoltaici

ANOMALIE RILEVATE
37 moduli difettosi · 1 sporchi

PIATTAFORMA / SENSORE
SAPR DJI M4T · IR 640x512 px

ELABORAZIONE
SolarDino AI Platform

Indice

1. Dati del sito 3
2. Condizioni di misura e strumentazione 4
3. Metodologia e criteri di classificazione 5
4. Mosaico: mappa di efficienza 7
5. Mosaico: mappa dei moduli difettosi 8
6. Analisi di dettaglio dei moduli difettosi 9
7. Sintesi dei risultati 12
8. Bilancio energetico dell'impianto 14
9. Riepilogo economico e proiezione a 5 anni 16
10. Verifica termografica di inverter, quadri e cavi 18
11. Scheda del firmatario e firma di 2° livello 20
12. Allegati digitali e verifica di autenticità 21

ESEMPIO

1 Dati del sito

Localizzazione dell'impianto ricavata dalle coordinate GPS registrate dal drone nelle foto dell'ispezione.



Fig. 1 — Inquadramento territoriale.



Fig. 2 — Dettaglio dell'impianto analizzato.

Informazioni sul sito

Impianto / progetto	**Impianto dimostrativo**
Indirizzo (da coordinate)	**Dato rimosso (demo)**
Coordinate (WGS84)	**Dato rimosso (demo)**
Numero moduli rilevati	**165**
Potenza nominale modulo	**485 Wp**
Tipologia moduli	**Monocristallino**
Tipologia installazione	**Tetto**

ESEMPIO

2 Condizioni di misura e strumentazione

Dati iniziali dell'ispezione. Temperatura, irraggiamento, vento e umidità sono quelli usati nel calcolo delle temperature radiometriche.

Informazioni generali

Operatore	**Dato rimosso (demo)**
Progetto	**Impianto dimostrativo**
Data e ora del volo	**27/08/2026 11:38**
Classe di ispezione	**Classe A - UAV**
Temperatura aria (T2m)	**25.1 °C**
Velocità vento	**1,5 m/s (calcolata)**
Irraggiamento G(h)	**750 W/m² (calcolato)**
Umidità relativa	**73 % (calcolata)**
Emissività	**0.95**

Strumentazione

Drone / termocamera	**DJI M4T**
Risoluzione sensore IR	**640x512 px**
Focale	**12.0 mm**
Metodo di acquisizione	**Volo autonomo UAV, nadir**
Distanza camera → moduli	**25.0 m**
Velocità media del drone	**2,3 m/s**
Inclinazione moduli	**6° (dichiarata dal cliente)**
Orientamento moduli	**186°, 180° = sud (misurato con il telemetro laser del drone)**
Anno di installazione	**2010**

Verifica delle condizioni rispetto a IEC TS 62446-3

Parametro	Valore	Limite	Esito
Irraggiamento	750 W/m²	≥ 600 W/m²	Conforme
GSD del mosaico	1,05 cm/px	≤ 3 cm/px	Conforme
Velocità del vento	1,5 m/s	≤ 7,8 m/s (28 km/h)	Conforme
Risoluzione sensore IR	640x512 px	≥ 320x240 px	Conforme

Velocità del vento, irraggiamento (orizzontale G(h), non sul piano dei moduli) e umidità relativa: valori non inseriti in fase di elaborazione, calcolati dal dato meteo dell'ora del volo e quindi da intendersi come stima.

ESEMPIO

3 Metodologia e criteri di classificazione

Come sono stati ottenuti i risultati di questa relazione.

Acquisizione

Volo autonomo con drone a camera nadirale (–90°), acquisizione sincronizzata termica radiometrica (R-JPEG) e visibile (RGB) con sovrapposizione elevata. Le temperature sono estratte pixel per pixel dal dato radiometrico applicando emissività, umidità, distanza camera-moduli e temperatura riflessa indicate al capitolo 2.

Riconoscimento e misura

Ogni modulo è individuato automaticamente da una rete neurale addestrata su impianti fotovoltaici e ricomposto in un unico mosaico. Per ogni modulo si calcolano temperatura massima e media; il **ΔT** è la differenza tra la temperatura dell'anomalia e il fondo freddo dello stesso modulo, così da non confondere differenze di esposizione tra file diverse con un difetto.

Normalizzazione del ΔT a 1000 W/m²

Al fine di rendere confrontabili le anomalie rilevate in condizioni di irraggiamento differenti, i valori di ΔT sono stati normalizzati a 1000 W/m² secondo la IEC TS 62446-3. La normalizzazione è applicata esclusivamente alle differenze di temperatura (ΔT) e non alle temperature assolute, con la formula:

$$\Delta T_{1000} = \Delta T_{misurato} \times (1000 / G)^{x}$$

dove G è l'irraggiamento orizzontale G(h) ricavato dal dato meteorologico dell'ora del volo (stima, non misura sul piano dei moduli) (750 W/m²) e x il coefficiente associato alla forma dell'anomalia. Per il presente rapporto sono adottati **x = 1,5 per gli hot-spot** (anomalia localizzata su una o poche celle) e **x = 1,0 per i diodi** (riscaldamento di una sottostringa, anomalia estesa): a 750 W/m² il ΔT misurato è moltiplicato per 1,540 negli hot-spot e per 1,333 nei diodi. Scatole di giunzione, connessioni e componenti BOS (x = 1,6) non sono oggetto del presente rilievo, limitato ai moduli fotovoltaici. I valori normalizzati sono utilizzati per la classificazione delle anomalie e per la definizione delle azioni raccomandate.

Classificazione IEC TS 62446-3

Classe	Criterio	Significato	Intervento
1 · Minore	ΔT < 10 °C	Anomalia lieve, impatto limitato	Monitoraggio
2 · Media	10–30 °C	Perdita significativa, degrado accelerato	Manutenzione programmata
3 · Maggiore	ΔT > 30 °C	Rischio di danno permanente e di innesco	Intervento urgente

Tipologie di anomalia

Tipologia	Firma termica	Cause tipiche
HOT-SPOT	Punto caldo su una o poche celle	Microcrack, saldature, delaminazione, PID/LID, ombreggiamento o sporco concentrato
DIODO	Riscaldamento di una porzione del modulo (≈ 1/3)	Diodo di bypass in conduzione, porzione di celle interrotta o in cortocircuito
SPORCO	Riduzione di efficienza senza punto caldo netto	Polvere, pollini, guano, depositi: recuperabile con la pulizia

Stima delle perdite

La perdita energetica di ogni modulo è stimata dal suo scostamento di efficienza rispetto ai moduli sani della stessa area, applicato alla potenza nominale (485 Wp) e alla produzione annua attesa per la località, calcolata con PVGIS (JRC) con inclinazione dei moduli di 6° (dichiarata dal cliente). Il capitolo 8 confronta queste perdite con il bilancio energetico completo dell'impianto. Il valore economico usa i parametri indicati dal cliente al caricamento (stima economica):

Parametro	Valore
Autoconsumo	80% dell'energia prodotta
Prezzo di acquisto dell'energia	€ 0,19/kWh
Prezzo di vendita (immissione in rete)	€ 0,09/kWh
Incentivo produzione	€ 0,45/kWh
Valore medio di ogni kWh perso	**€ 0,622/kWh**

Formula: € persi/anno = kWh persi × [autoconsumo × prezzo acquisto + (1 − autoconsumo) × prezzo vendita + incentivo produzione]
= kWh persi × [0,80 × 0,19 + 0,20 × 0,09 + 0,45] = kWh persi × € 0,622

ESEMPIO

4 Mosaico dell'impianto — mappa di efficienza

Ortomosaico termico dell'intero impianto: ogni modulo è riquadrato con un colore che ne indica lo stato (sano, sporco, anomalo termicamente).

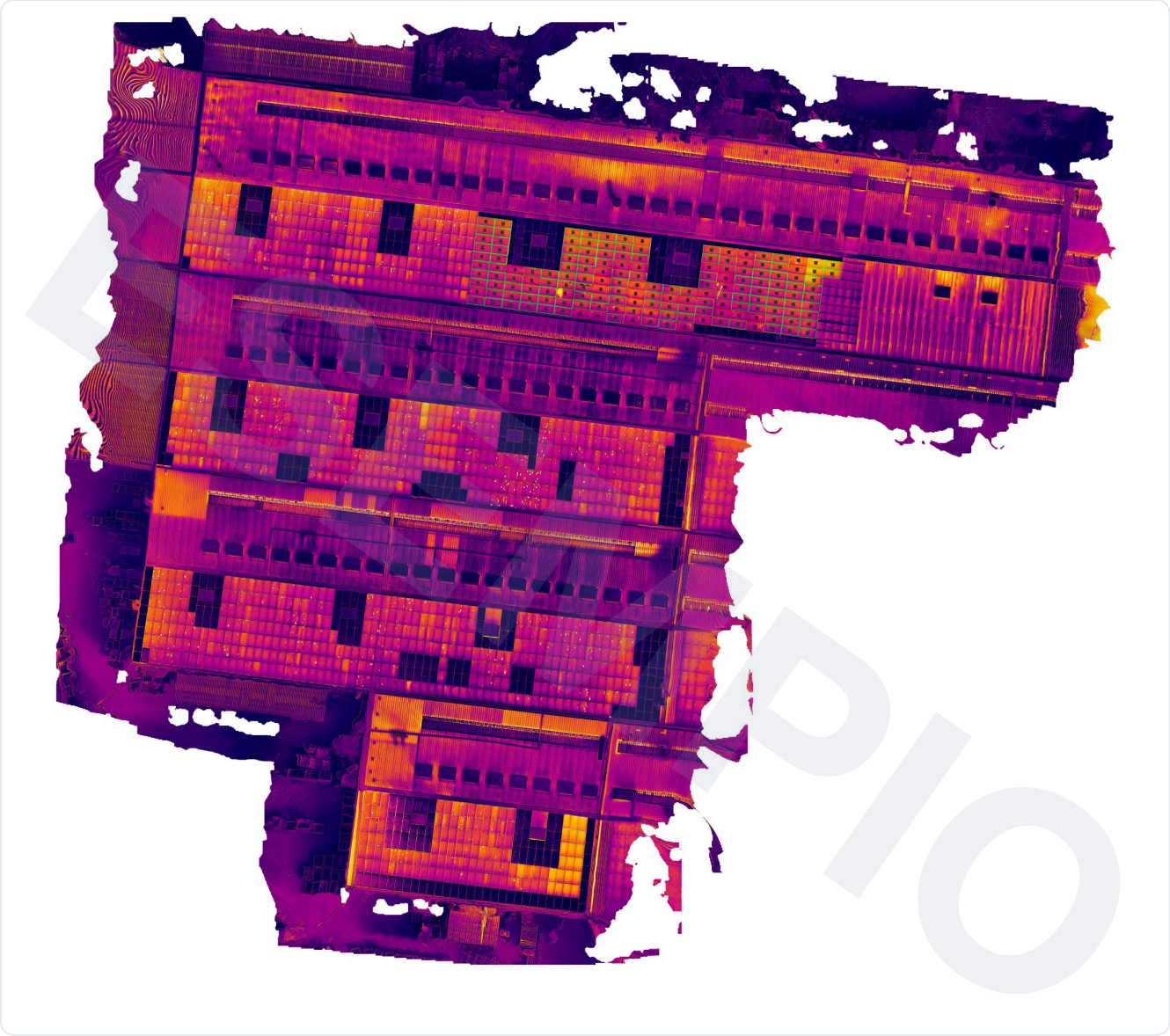


Fig. 3 — Mappa di efficienza (mappa_efficienza_ir): stato ed efficienza di ogni modulo.

5 Mosaico dell'impianto — moduli difettosi

Stesso mosaico con evidenziati i soli moduli anomali: la numerazione corrisponde agli ID del registro e delle schede del capitolo 6.

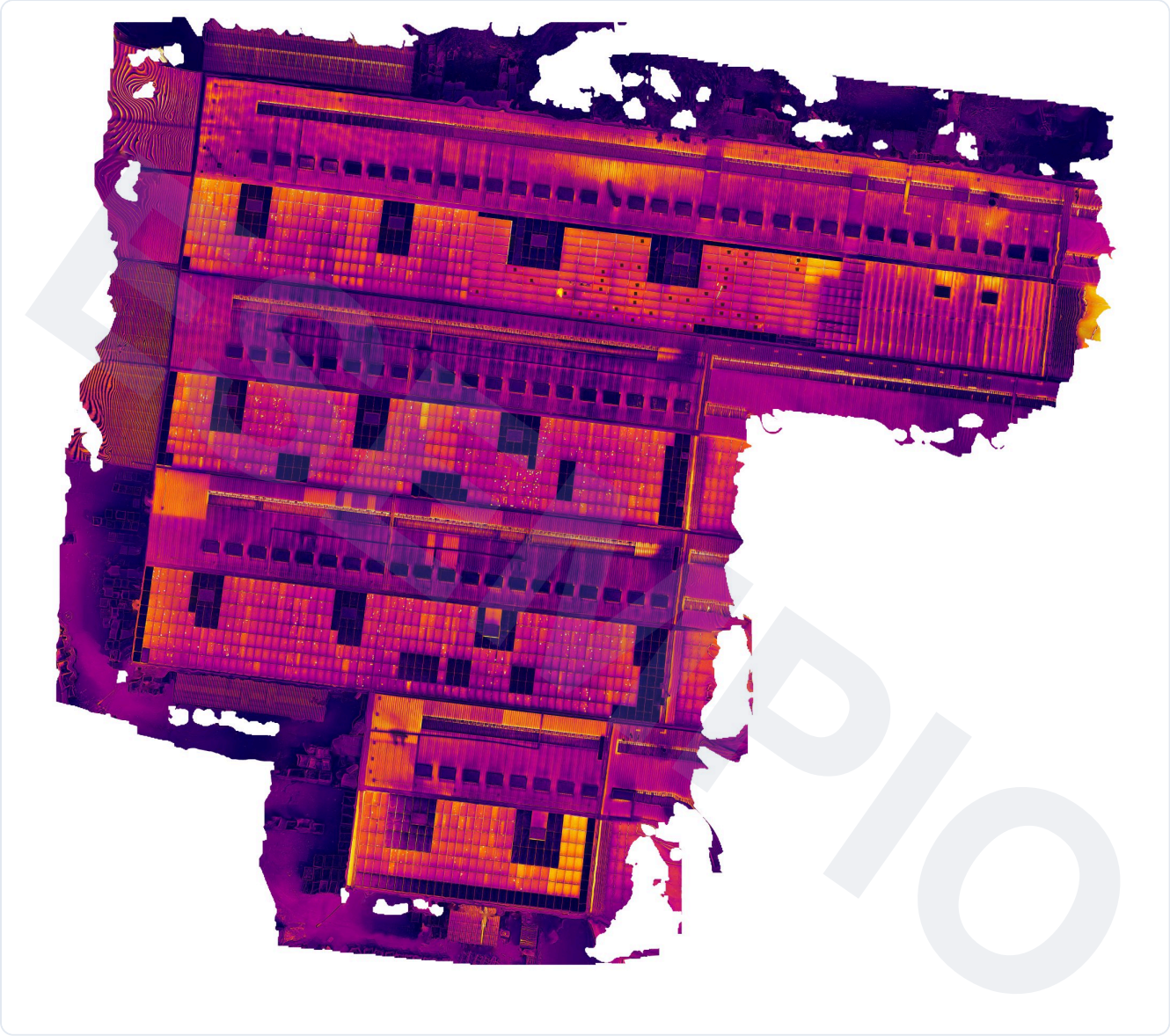


Fig. 4 — Mappa dei moduli difettosi (mappa_difettosi_ir), riferimento per l'intervento in campo.

6 Analisi di dettaglio dei moduli difettosi

Schede dei 5 moduli anomali più gravi (su 37 rilevati), in ordine di gravità (classe IEC, poi ΔT). Per ogni modulo: associazione dell'immagine visibile (sinistra) e termica (destra) con il modulo riquadrato, dati misurati e perdita annua letta dal registro moduli.

Modulo #82 · HOT-SPOT

Classe 3 · Maggiore · priorità alta

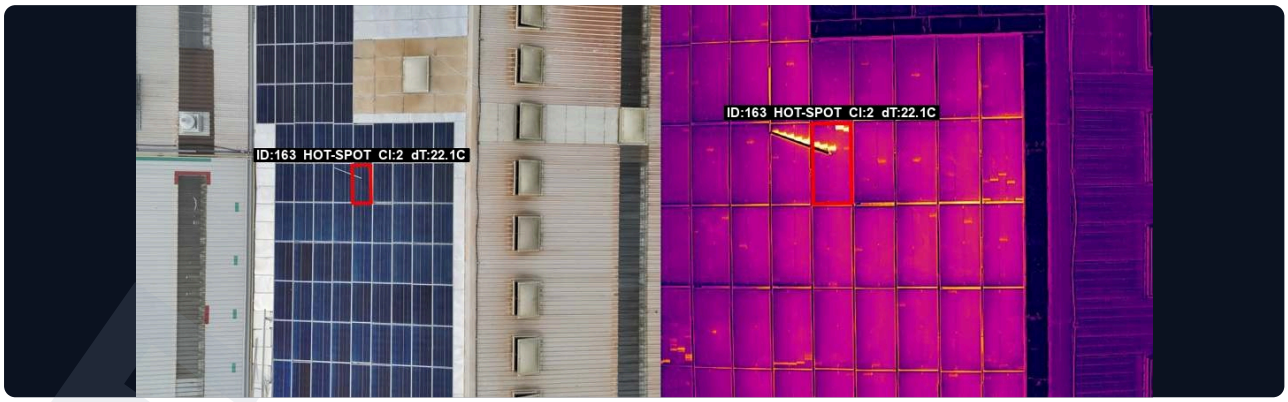


ID modulo	#82 (cartella ID_82)	Tipologia	HOT-SPOT
ΔT_{1000} / ΔT misurato	45,6 / 29,6 °C (ΔT > 30 °C)	Efficienza stimata	73%
T max / T media	80,6 / 51,0 °C	Perdita annua	**150,6 kWh · € 93,60**
Diagnosi	Punto caldo localizzato su una o più celle: la cella, invece di produrre, dissipa potenza e si scalda rispetto alle celle vicine.		

ESEMPIO

Modulo #163 · HOT-SPOT

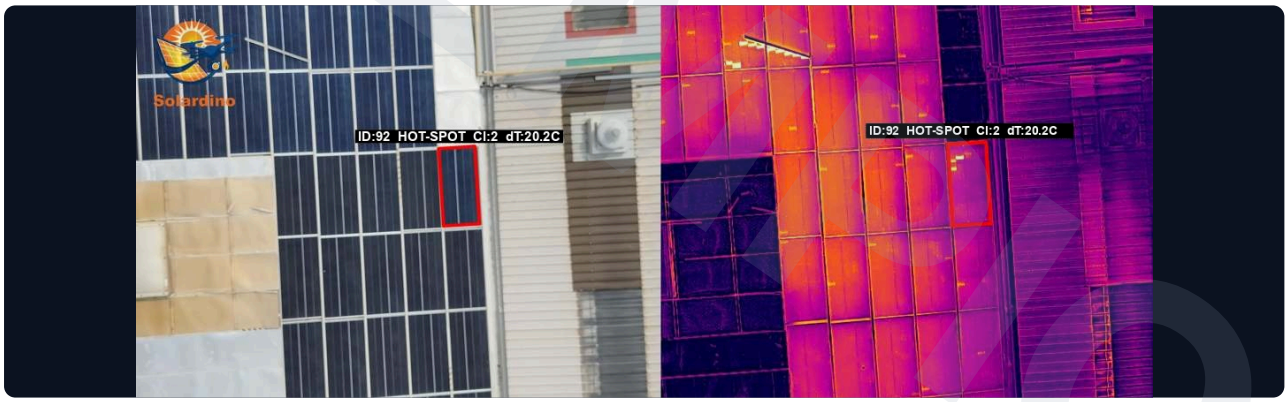
Classe 3 · Maggiore · priorità alta



ID modulo	#163 (cartella ID_163)	Tipologia	HOT-SPOT
ΔT_{1000} / ΔT misurato	34,0 / 22,1 °C (ΔT > 30 °C)	Efficienza stimata	82%
T max / T media	73,1 / 51,0 °C	Perdita annua	**101,4 kWh · € 63,30**
Diagnosi	Punto caldo localizzato su una o più celle: la cella, invece di produrre, dissipa potenza e si scalda rispetto alle celle vicine.		

Modulo #92 · HOT-SPOT

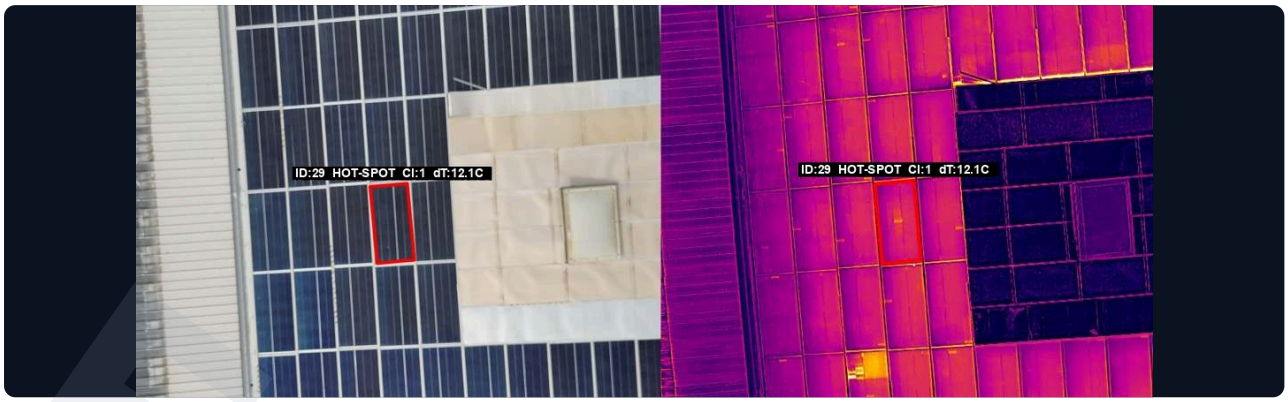
Classe 3 · Maggiore · priorità alta



ID modulo	#92 (cartella ID_92)	Tipologia	HOT-SPOT
ΔT_{1000} / ΔT misurato	31,1 / 20,2 °C (ΔT > 30 °C)	Efficienza stimata	84%
T max / T media	72,0 / 51,8 °C	Perdita annua	**92,5 kWh · € 57,80**
Diagnosi	Punto caldo localizzato su una o più celle: la cella, invece di produrre, dissipa potenza e si scalda rispetto alle celle vicine.		

Modulo #29 · HOT-SPOT

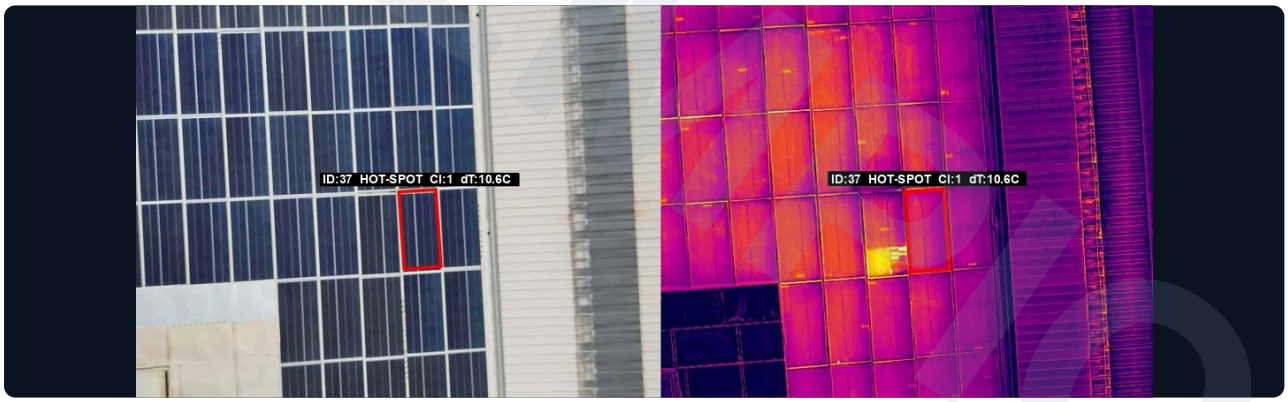
Classe 2 · Media · priorità media



ID modulo	#29 (cartella ID_29)	Tipologia	HOT-SPOT
ΔT_{1000} / ΔT misurato	18,6 / 12,1 °C (10 °C ≤ ΔT ≤ 30 °C)	Efficienza stimata	88%
T max / T media	67,6 / 55,5 °C	Perdita annua	**65,3 kWh · € 40,50**
Diagnosi	Punto caldo localizzato su una o più celle: la cella, invece di produrre, dissipa potenza e si scalda rispetto alle celle vicine.		

Modulo #37 · HOT-SPOT

Classe 2 · Media · priorità media



ID modulo	#37 (cartella ID_37)	Tipologia	HOT-SPOT
ΔT_{1000} / ΔT misurato	16,3 / 10,6 °C (10 °C ≤ ΔT ≤ 30 °C)	Efficienza stimata	89%
T max / T media	67,7 / 57,1 °C	Perdita annua	**64,1 kWh · € 39,80**
Diagnosi	Punto caldo localizzato su una o più celle: la cella, invece di produrre, dissipa potenza e si scalda rispetto alle celle vicine.		

7 Sintesi dei risultati

Esito dell'analisi automatica di 165 moduli: ogni modulo è stato riconosciuto, misurato in temperatura e classificato.

MODULI TOTALI	SANI	SPORCHI	DIFETTOSI
165	127	1	37

HOT-SPOT	DIODO	PERDITA ANNUA	PERDITA ANNUA
37	0	1.915 kWh	€ 1.191

Anomalie per classe IEC TS 62446-3

Classe	Soglia ΔT	Moduli	Priorità	kWh persi/anno	€ persi/anno
Classe 3 · Maggiore	ΔT > 30 °C	3	Alta	344,5	€ 214,70
Classe 2 · Media	10 °C ≤ ΔT ≤ 30 °C	11	Media	527,7	€ 328,10
Classe 1 · Minore	ΔT < 10 °C	23	Bassa	1.006,8	€ 626,10

I 10 moduli più critici

ID	Tipologia	Classe	ΔT_{1000}	ΔT	T max	T media	Efficienza	€ persi/anno
#82	HOT-SPOT	3	45,6 °C	29,6 °C	80,6 °C	51,0 °C	73%	€ 93,60
#163	HOT-SPOT	3	34,0 °C	22,1 °C	73,1 °C	51,0 °C	82%	€ 63,30
#92	HOT-SPOT	3	31,1 °C	20,2 °C	72,0 °C	51,8 °C	84%	€ 57,80
#29	HOT-SPOT	2	18,6 °C	12,1 °C	67,6 °C	55,5 °C	88%	€ 40,50
#37	HOT-SPOT	2	16,3 °C	10,6 °C	67,7 °C	57,1 °C	89%	€ 39,80
#148	HOT-SPOT	2	14,3 °C	9,3 °C	63,2 °C	53,9 °C	91%	€ 33,30
#114	HOT-SPOT	2	13,6 °C	8,8 °C	60,9 °C	52,1 °C	91%	€ 30,00
#165	HOT-SPOT	2	12,3 °C	8,0 °C	60,6 °C	52,6 °C	92%	€ 29,30
#103	HOT-SPOT	2	11,8 °C	7,7 °C	56,0 °C	48,3 °C	93%	€ 23,00
#122	HOT-SPOT	2	11,8 °C	7,7 °C	59,8 °C	52,1 °C	92%	€ 28,40

ESEMPIO

Moduli sporchi — perdita recuperabile con la pulizia

1 moduli presentano un calo di efficienza compatibile con sporco superficiale, senza punti caldi: la perdita è interamente recuperabile con un lavaggio. Totale: **36 kWh/anno · € 22/anno**.

ID	Efficienza	T max	kWh persi/anno	€ persi/anno
#157	94%	57,6 °C	35,6	€ 22,10

ESEMPIO

8 Bilancio energetico dell'impianto

Come si calcola la produzione teorica annua

La produzione teorica è l'energia che l'impianto produrrebbe se convertisse tutta la luce che lo colpisce con il rendimento di targa dei moduli, senza alcuna perdita. Si calcola in tre passi:

1. **Irraggiamento annuo sul piano dei moduli** — PVGIS (JRC, Commissione Europea) somma, per le coordinate dell'impianto, l'energia solare che arriva ogni anno su una superficie con l'inclinazione e l'esposizione dei moduli (vedi sotto), usando le medie pluriennali dei dati satellitari PVGIS-SARAH2: **1.506 kWh/m² all'anno**.
2. **Potenza di picco dell'impianto** — numero di moduli × potenza di targa: 165 × 485 Wp = **80,0 kWp**. La potenza di targa è misurata in condizioni standard (STC: 1.000 W/m² di irraggiamento, 25 °C).
3. **Produzione teorica** — in condizioni standard 1 kWp produce 1 kWh per ogni kWh/m² di irraggiamento, quindi: 1.506 kWh/m² × 80,0 kWp = **120.565 kWh/anno**.

È il riferimento (100%) di tutte le percentuali del bilancio: nella realtà nessun impianto lo raggiunge, perché ottica, temperatura, inverter e cavi tolgono sempre una parte dell'energia (righe successive della tabella). È una **stima** su dati climatici medi: un anno più o meno soleggiato della media cambia il valore reale.

> **Tutta la perdita energetica ed economica riportata è una STIMA.** Produzione teorica e perdite ottiche, spettrali e termiche vengono da modelli PVGIS su dati climatici medi; le perdite di sistema sono il 14% predefinito di PVGIS; il degrado dei moduli viene dalla letteratura; le perdite dei moduli difettosi dall'analisi termica e AI. I valori reali possono differire e vanno confermati con i dati di produzione dell'impianto.

Il drone misura soltanto le perdite dovute ai difetti dei moduli (hot-spot, diodi, sporco). Il bilancio le mette nel contesto della produzione teorica: dall'energia solare che arriva sul piano dei moduli si tolgono prima le perdite che ogni impianto ha anche se perfettamente sano (riflessione, temperatura, inverter e cavi, invecchiamento) e poi quelle rilevate dall'ispezione.

Inclinazione e orientamento dei moduli

Inclinazione 6°: dichiarata dal cliente al caricamento. Esposizione 186° (180° = sud): misurata con il telemetro laser del drone (M4T) su 86 punti del tetto.
Potenza dell'impianto: 165 moduli × 485 Wp = **80,0 kWp**.

Bilancio annuo

Voce	kWh/anno	% teorica	€/anno	Origine
Produzione teorica (irraggiamento sul piano dei moduli × kWp)	**120.565**	**100,0%**		**PVGIS: irraggiamento annuo sul piano dei moduli**
Perdite ottiche (riflessione sul vetro)	−4.473	−3,7%		PVGIS, stima per il sito
Effetto spettrale della luce	+1.149	+1,0%		PVGIS, stima per il sito
Perdite termiche e bassa irradianza	−9.145	−7,6%		PVGIS, stima per il sito
Perdite di sistema (inverter, cavi, mismatch): stima 14% PVGIS	−15.134	−12,6%		**Stima**, non misurata sull'impianto: 14% è il valore predefinito PVGIS per le perdite di sistema (cavi, inverter, sporco) — «We have given a default value of 14% for the overall losses», PVGIS User Manual (JRC)
Produzione attesa impianto nuovo e sano	**92.963**	**77,1%**		
Degrado dei moduli (0,5%/anno × 16 anni = 8%, installati nel 2010)	−7.437	−6,2%		Stima: Jordan & Kurtz, NREL 2013
Moduli danneggiati rilevati dal drone (hot-spot, diodo)	−1.879	−1,6%	−€ 1.169	Ispezione termografica (drone)
Moduli sporchi rilevati dal drone	−36	−0,03%	−€ 22	Ispezione termografica (drone)
Stima produzione attesa oggi	**83.612**	**69,3%**		

Le perdite rilevate dal drone (1.915 kWh/anno) valgono il **1,6%** della produzione teorica; la differenza complessiva tra produzione teorica e attesa oggi è di **36.954 kWh/anno**, per la gran parte perdite normali di qualunque impianto (ottiche, termiche, inverter e cavi, invecchiamento).

ESEMPIO

9 Riepilogo economico e proiezione a 5 anni

Energia e valore persi ogni anno dall'impianto nello stato attuale, solo per i danni visibili dal drone (moduli difettosi e sporchi).

Voce	Moduli	kWh persi / anno	€ persi / anno
Moduli danneggiati (hot-spot + diodo)	37	1.879,0	€ 1.168,90
Mancata pulizia (moduli sporchi)	1	35,6	€ 22,10
Totale perso all'anno	**38**	**1.914,6**	**€ 1.191,00**

Proiezione se le anomalie non vengono sistemate

Stima calcolata considerando un **peggioramento della perdita del 5% ogni anno** (propagazione delle microfratture, invecchiamento accelerato delle celle calde, accumulo di sporco): anno 1 = perdita attuale, ogni anno successivo +5%.

Incentivo Conto Energia: 20 anni dall'entrata in esercizio (2010) → termina nel **2030** (GSE: le tariffe incentivanti del Conto Energia sono riconosciute per 20 anni).

> L'incentivo scade durante la proiezione: dal 2030 ogni kWh perso vale € 0,169 invece di € 0,622, quindi gli € persi calano da quell'anno (i kWh persi no). In grigio nel grafico gli anni senza incentivo.

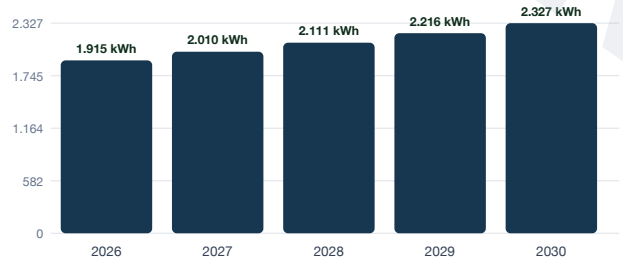


Fig. 5 — Energia persa per anno (kWh).

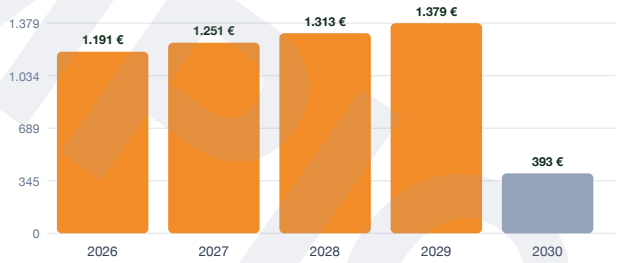


Fig. 6 — Valore economico perso per anno (€).

Anno	2026	2027	2028	2029	2030 †	Totale 5 anni
kWh persi	1.915	2.010	2.111	2.216	2.327	**10.579**
€ persi	€ 1.191	€ 1.251	€ 1.313	€ 1.379	€ 393	**€ 5.527**

† Anno senza incentivo Conto Energia (terminato nel 2030).

> **Il grafico e la tabella sono una stima.** La crescita del 5% annuo è un'ipotesi di calcolo, non una misura: l'andamento reale dipende da meteo, tipo di difetto e manutenzione. Tutte le perdite energetiche ed economiche riportate sono **stime** (analisi termica e AI dei moduli, modelli PVGIS: vedi capitolo 8): i valori reali vanno confermati con i dati di produzione dell'impianto.

Perdita recuperabile con intervento nei prossimi 5 anni

Riparazione: solo il danno rilevato dal drone, con la crescita del 5% annuo della proiezione. **Sostituzione:** danno più il degrado dei moduli da sostituire, che con un modulo nuovo riparte da zero. Degrado lineare 0,5% all'anno: 16 anni di esercizio nel 2026 (8%), poi un anno in più per ogni colonna; conteggiato solo per i 37 moduli danneggiati su 165 (22,4%).

Come è calcolato il degrado dei moduli da sostituire: produzione attesa dell'impianto nuovo × degrado accumulato × quota di moduli danneggiati. Nel 2026: 92.963 kWh/anno × 8% (0,5% × 16 anni) × 37/165 = **1.668 kWh**. Il degrado dei moduli sani non è conteggiato: resta anche dopo l'intervento.

kWh recuperabili all'anno

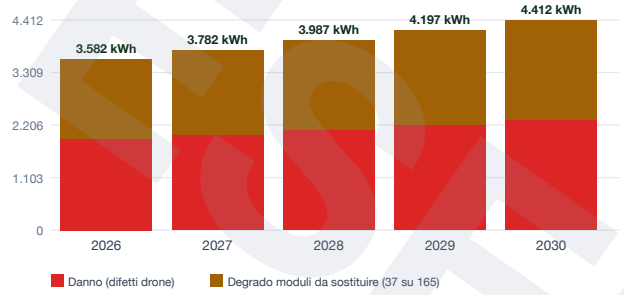


Fig. 7 — Perdita annua recuperabile con intervento, in kWh.

€ recuperabili all'anno

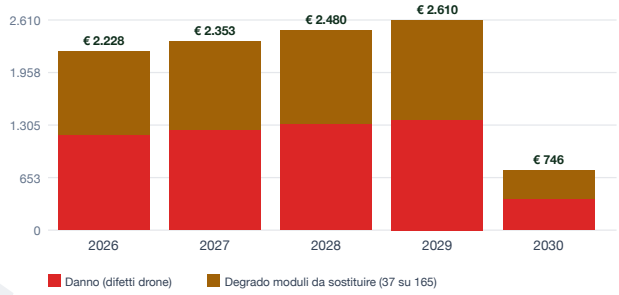


Fig. 8 — Perdita annua recuperabile con intervento, in euro. Dal 2030 l'incentivo Conto Energia è terminato: ogni kWh perso vale meno.

kWh recuperabili all'anno

	2026	2027	2028	2029	2030
Danno (difetti drone)	1.915	2.010	2.111	2.216	2.327
Degrado moduli da sostituire (37 su 165)	1.668	1.772	1.876	1.980	2.085
Sostituzione (danno + degrado)	**3.582**	**3.782**	**3.987**	**4.197**	**4.412**
Totale 5 anni	**19.960 kWh**				

€ recuperabili all'anno

	2026	2027	2028	2029	2030
Danno (difetti drone)	€ 1.191	€ 1.251	€ 1.313	€ 1.379	€ 393
Degrado moduli da sostituire (37 su 165)	€ 1.037	€ 1.102	€ 1.167	€ 1.232	€ 352
Sostituzione (danno + degrado)	**€ 2.228**	**€ 2.353**	**€ 2.480**	**€ 2.610**	**€ 746**
Totale 5 anni	**€ 10.417**				

Guadagno pieno solo sostituendo stringhe intere; con sostituzione del singolo modulo il recupero del degrado è limitato dal mismatch.

10 Verifica termografica di inverter, quadri e cavi

Allegato alla relazione: verifica termografica a terra dei componenti elettrici dell'impianto (inverter, quadro di campo DC, quadro di parallelo AC, connettori e cavi), eseguita dal termografo di 2° livello nel sopralluogo dello stesso giorno del volo.

Esecuzione sul campo

Data e ora	**27/08/2026 · 12:15–13:05**
Eseguita da	**Ing. Mario Rossi, termografo di 2° livello**
Stato dell'impianto	**In esercizio, carico inverter 72–78%**
Temperatura aria	**25,6 °C**
Irraggiamento	**750 W/m²**
Componenti verificati	**2 inverter, 1 quadro DC, 1 quadro AC, connettori e cavi DC**

Strumentazione a terra

Termocamera	**Portatile 320×240 px**
Sensibilità (NETD)	**< 50 mK**
Campo di misura	**–20 / +250 °C**
Emissività impostata	**0,95 (superfici verniciate e plastiche)**
Distanza di misura	**0,5–1,5 m**
Immagine visibile	**Fotocamera integrata (RGB)**

Criteri di classificazione dei componenti elettrici

ΔT tra componenti simili	Classe	Azione
< 1 °C	Nessuna anomalia	Nessuna azione
1–3 °C	Possibile anomalia	Controllare alla verifica successiva
4–15 °C	Anomalia probabile	Intervento programmato
> 15 °C	Anomalia grave	Intervento immediato

ΔT tra componenti simili nelle stesse condizioni di carico (criterio di NETA MTS, tabella 100.18).

Esito delle verifiche

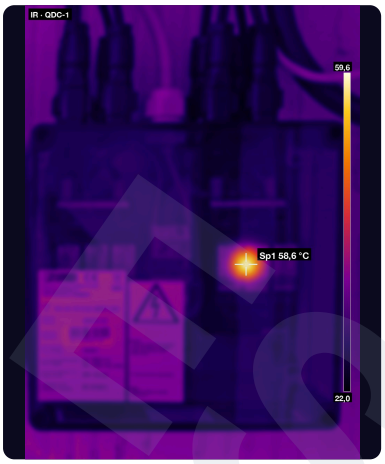
Codice	Componente	T max	T rif.	ΔT	Esito
INV-1	Inverter 1 – morsetti DC e dissipatore	40,5 °C	39,7 °C	**0,8 °C**	Nessuna anomalia
INV-2	Inverter 2 – connettore DC in ingresso MPPT 2	45,3 °C	39,0 °C	**6,3 °C**	Anomalia probabile
QDC-1	Quadro di campo DC – portafusibile stringa 3	58,6 °C	41,4 °C	**17,2 °C**	Anomalia grave
QAC-1	Quadro di parallelo AC – interruttore generale	36,2 °C	35,1 °C	**1,1 °C**	Possibile anomalia
CAV	Cavi DC e connettori delle stringhe (34 connessioni)	38,4 °C	37,9 °C	**0,5 °C**	Nessuna anomalia

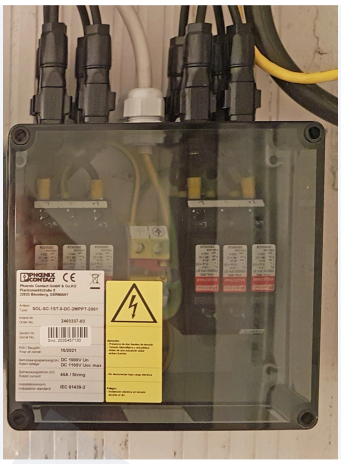
Evidenza fotografica IR + RGB dei componenti con ΔT più alto nella pagina seguente. Le anomalie sono riportate anche negli ordini di lavoro.

ESEMPIO

Evidenza fotografica di inverter e quadri

Per ogni componente: immagine termica (IR) con il punto più caldo (Sp1) e la scala delle temperature, foto visibile (RGB) dello stesso componente.

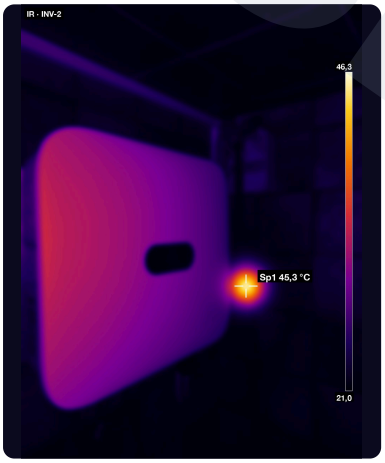




QDC-1 · Quadro di campo DC – portafusibile stringa 3

T max (Sp1)	**58,6 °C**
T di riferimento	**41,4 °C**
ΔT	**17,2 °C**
Esito	**Anomalia grave**

Azione: verificare portafusibile e serraggio dei morsetti della stringa 3, sostituire il fusibile se alterato; ripetere la misura dopo l'intervento.





INV-2 · Inverter 2 – connettore DC in ingresso MPPT 2

T max (Sp1)	**45,3 °C**
T di riferimento	**39,0 °C**
ΔT	**6,3 °C**
Esito	**Anomalia probabile**

Azione: controllare l'accoppiamento del connettore e la crimpatura; sostituire la coppia di connettori se danneggiata.





INV-1 · Inverter 1 – morsetti DC e dissipatore

T max (Sp1)	**40,5 °C**
T di riferimento	**39,7 °C**
ΔT	**0,8 °C**
Esito	**Nessuna anomalia**

Azione: nessuna; temperatura uniforme del dissipatore, ventilazione regolare.

Foto visibili da Wikimedia Commons: INV-1 e INV-2 di Asurnipal, QDC-1 di Michael32710 (licenza CC BY-SA 4.0). Le immagini termiche sono simulate dalle stesse foto, a solo scopo di esempio.

11 Scheda del firmatario e firma di 2° livello

La relazione (capitoli 1–9) e la verifica di inverter, quadri e cavi (capitolo 10) sono riviste e firmate dal termografo di 2° livello. La firma copre tutto l'impianto: moduli fotovoltaici e componenti verificati a terra.

Nome e cognome	**Ing. Mario Rossi**
Certificazione UNI EN ISO 9712, metodo termografico: livello e numero	**Termografia (TT) – livello 2, certificato n° ES-0000 (esempio)**
Ente di certificazione e scadenza	**Organismo di certificazione accreditato (esempio) – scadenza 31/12/2030**
Codice operatore UAS / attestato pilota SAPR	**Operatore UAS ITA-ESEMPIO-0000 · attestato pilota A2 n° ES-0000**

Dichiarazione

Il sottoscritto dichiara di aver eseguito il rilievo con drone e la verifica a terra secondo IEC TS 62446-3, nelle condizioni di misura riportate nel capitolo 2 e nel capitolo 10, e di aver verificato la classificazione delle anomalie proposta dall'analisi AI. Le valutazioni tecniche riportate nella relazione, le foto degli inverter e l'esecuzione delle attività sul campo sono sotto la sua responsabilità.

FIRMA DEL TECNICO TERMOGRAFO – LIVELLO 2 (UNI EN ISO 9712)

Nome e cognome
Ing. Mario Rossi

Certificazione UNI EN ISO 9712 – livello e n°
Livello 2 – n° ES-0000 (esempio)

Luogo e data
Milano (MI), 06/10/2026

Firma
Mario Rossi

Documento di esempio: dati dell'impianto, foto di inverter e quadri (termiche simulate), firmatario e firma sono di esempio.

ESEMPIO

12 Allegati digitali e verifica di autenticità

File consegnati insieme alla relazione, pronti per la manutenzione e per i sistemi GIS.

File	Formato	Uso
`ordini_di_lavoro.pdf`	PDF	Schede di lavoro per tipo di intervento con percorso, checklist e chiusura con verifica.
`report_interattivo.html`	HTML	Report web: mappa cliccabile, filtri sulle anomalie, scheda di ogni modulo.
`anomalie_manutenzione.xlsx`	XLSX	Dati di scatto e registro anomalie con ID, GPS, gravità, azione, risparmio all'anno e priorità: import diretto nel software di manutenzione (CMMS).
`ortomosaico_termico_geo.tif`	GeoTIFF	Ortomosaico termico georeferenziato (WGS84).
`mappa_efficienza_geo.tif`	GeoTIFF	Mappa di efficienza modulo per modulo, georeferenziata (WGS84).
`report_pannelli_unici.xlsx`	XLSX	Registro completo di tutti i moduli (anche i sani).

Verifica di autenticità

Codice univoco del report	**SD-20260827-3F9A1C42-7B0E5D**
Impronta SHA-256 dei dati	`36647c7289d13db979bc0ddf0fddca6da0bb1fdd43ba98be41f863a756752e76`
Verifica online	`https://verifica-relazione.pages.dev/SD-20260827-3F9A1C42-7B0E5D`
Originale	L'originale di questa relazione è archiviato da SolarDino con il suo codice: qualunque modifica al file lo invalida.

SD-20260827-3F9A1C42-7B0E5D

Per sapere se questo file è l'originale caricalo su verifica-relazione.pages.dev

ESEMPIO