




**PARCO SOLARE FOTOVOLTAICO ED OPERE  
CONNESSE, COMUNE DI AQUILEIA - POTENZA  
IMPIANTO 75,832 MWp**

**Piano di Monitoraggio dell'impianto**

|  |           |                               |   |                         |                         |
|--|-----------|-------------------------------|---|-------------------------|-------------------------|
|  |           |                               |   |                         |                         |
|  |           |                               |   |                         |                         |
| <b>01/12/2023</b>  | <b>00</b> | <b>Emissione per gli enti</b> | <b>Greenplan Engineering Srl</b>                          | <b>Pharos Srl - GDM</b> | <b>Pharos Srl - GDM</b> |
| Data   | Rev.      | Descrizione Emissione         | Preparato   | Verificato              | Approvato               |
| Committente<br> |           |                               | ID Documento Committente<br><b>Cod059_FV_BGR_00014_00</b> |                         |                         |
| Appaltatore<br> |           |                               | ID Documento Appaltatore<br><b>03.PMI</b>                 |                         |                         |

## Sommario

|       |   |    |
|-------|---|----|
| 1.    | Premessa.....   | 3  |
| 2.    | Dati generali del progetto .....  | 6  |
| 3.    | Rispetto della norma CEI 82-25 .....                                    | 7  |
| 4.    | Il monitoraggio tecnico di un impianto fotovoltaico.....                | 8  |
| 4.1   | Performance Ratio (PR).....   | 8  |
| 4.2   | Disponibilità tecnica .....   | 9  |
| 4.3   | L'importanza degli indici di prestazione.....                           | 9  |
| 4.4   | Architettura del sistema di monitoraggio .....                          | 10 |
| 4.5   | Sensori .....   | 13 |
| 5.    | Caratteristiche dei software di controllo ed elaborazione dei dati..... | 17 |
| 5.1   | Monitoraggio e manutenzione.....  | 18 |
| 5.2   | Monitoraggio in loco.....   | 18 |
| 5.3   | Manutenzione .....  | 24 |
| 5.3.1 | Manutenzione ordinaria .....  | 25 |
| 6.    | Considerazioni conclusive .....   | 33 |

|   |   |                     |
|---|---|---------------------|
|  | ID Documento Committente<br><b>Cod059_FV_BGR_00014_00</b> | Pagina<br>3 / 33    |
|   |   | Numero<br>Revisione |
|   |   | 00                  |

## 1. Premessa

Il presente documento riguarda la realizzazione di un parco solare fotovoltaico e le relative opere di connessione, da installare su una superficie complessiva di intervento pari a circa 137,53 ha, situata nel Comune di Aquileia (UD) nei pressi della ex SP 91 (ora SR UD 91) in località IV Partita, e diviso in 6 diversi sottocampi.

### *Identificazione catastale aree di proprietà*

Comune: Aquileia

Foglio 5, particelle: 272/1 – 281/6 – 273/1 – 281/2 – 281/12 – 281/1 – 296/3 – 301/24 – 301/27 – 301/11 – 1443 – 301/31 – 301/12 – 303/1 – 301/25 – 296/4 – 281/19, per un totale di 118,1513 ha.

Foglio 4, particelle: 296/1 – 296/2 – 296/5 – 332/1 – 331 – 330/4 – 330/3 – 330/2 – 330/1 – 329/1 – 320/2 – 329/2 – 328/2 – 328/1 – 327 – 326 – 328/3, per una superficie totale di 19,3828 ha.

Superficie di proprietà complessiva coinvolta: 137,5341 ha.

### *Identificazione catastale aree Stazione Elettrica e Sottostazione Utente*

Comune: Aquileia

Foglio 5, particella: 300. Le Stazioni sono caratterizzate da un sedime di circa 1,55 ha.

Tutte le aree coinvolte nel progetto sono occupate da terreni a destinazione agricola con coltura di seminativi

Il Parco Fotovoltaico sarà installato su delle fondazioni a zavorra, e avrà una potenza nominale di 75,832 MWp.

Il numero totale di pannelli è 108332, mentre le zavorre saranno 27224.

Il Parco Solare Fotovoltaico sarà del tipo grid-connected, collegato alla rete elettrica dell'ente gestore della rete ad Alta Tensione RTN tramite la realizzazione di una Sottostazione Utente.

Nel contesto odierno, la produzione di energia elettrica da risorse rinnovabili è una scelta responsabile nei confronti soprattutto delle generazioni future, e rispecchia pienamente la sempre maggiore attenzione alla sostenibilità ambientale, sociale ed economica.


Per raggiungere gli obiettivi del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima 2030 sono necessari almeno 31 GW di energia prodotta da impianti fotovoltaici, considerando che attualmente la produzione di energia da questa fonte si attesta intorno ai 21 GW.



**Figura 1.1:** Render impianto fotovoltaico (vista a volo d'uccello sottocampi 5, 4, 6, 3)

**Si tiene a precisare che il progetto in questione è una rivisitazione parziale di impianti già autorizzati con i decreti del Servizio Energia della Regione Autonoma Friuli Venezia Giulia numero:**

- 829 del 27/03/2012;
- 1821 del 03/08/2012;
- 1767 del 26/07/2013;
- 1165 del 12/06/2014;
- 1163 del 12/06/2014;
- 1164 del 12/06/2014;

|   |   |                     |
|---|---|---------------------|
|  | ID Documento Committente<br><b>Cod059_FV_BGR_00014_00</b> | Pagina<br>5 / 33    |
|   |   | Numero<br>Revisione |
|   |   | 00                  |


- 1166 del 12/06/2014.

In particolare, la nuova configurazione proposta, **presenta delle implementazioni relative ai seguenti aspetti:**

- **migliore distribuzione** nello spazio **dei pannelli ed utilizzazione dei terreni** interessati dal progetto;
- **mantenimento dell'attuale assetto idraulico** delle aree, con un miglioramento degli aspetti relativi alla sicurezza;
- maggiore **resa nella produzione di energia elettrica**;
- **miglioramenti e innovazioni tecnologiche** dei vari componenti dell'impianto, rispetto al progetto precedente;
- un generale **affinamento dell'assetto** dell'impianto.

## 2. Dati generali del progetto

| INFORMAZIONI GENERALI                                    |                               |
|--|-------------------------------|
| Regione  | Friuli Venezia Giulia         |
| Ente di decentramento regionale                          | Udine                         |
| Comune   | Aquileia                      |
| Località   | Località IV Partita           |
| Coordinate   | 45°45'22.23" N 13°20'04.15" E |
| Superficie netta area impianto                           | 110,8800 ha                   |
| Superficie netta area SE e SSU                           | 1,5500 ha                     |
| Superficie proprietà interessata                         | 137,5341 ha                   |
| Orografia, curve di livello                              | -2 ~ +1 m s.l.m.              |
| Perimetro dell'area recintata parco fotovoltaico         | ~ 13.686 m                    |
| Perimetro dell'area recintata SE e SSU                   | ~ 646 m                       |
| Mitigazione del perimetro                                | ~ 13.686 m                    |
| Campi fotovoltaici                                       | N. 1                          |
| Numero sottocampi  | N. 6                          |
| Accessi carrai e pedonali                                | N. 7                          |
| Zavorre  | 27.224                        |
| Potenza Elettrica Totale                                 | 75,832 MW                     |
| Moduli fotovoltaici marca Canadian Solar TOPBiHiKu7 700W | N. 108332                     |
| Tracker marca Convert da 56, 28 e 14 moduli              | N. 2268                       |
| Inverter di campo / skid marca SMA MV Power Station      | N. 20                         |
| Stazione Elettrica Terna                                 | N. 1                          |
| Sottostazione Utente                                     | N. 1                          |
| Produzione elettrica specifica annua                     | 1.519,00 kWh/kWp/anno         |
| Produzione media annua energia elettrica                 | 115.189,42 MWh/anno           |
| CO2 evitata all'anno                                     | 61.050 t                      |
| CO2 non emessa nel periodo di vita impianto (30 anni)    | 1.831.512 t                   |

|   |   |                     |
|---|---|---------------------|
|  | ID Documento Committente<br><b>Cod059_FV_BGR_00014_00</b> | Pagina<br>7 / 33    |
|   |   | Numero<br>Revisione |
|   |   | 00                  |

### 3. Rispetto della norma CEI 82-25

L'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili prevede attività di monitoraggio, manutenzione e di gestione più o meno complesse, le quali permettono di garantire il funzionamento dei macchinari e di ottimizzarne le prestazioni.

Una corretta gestione degli impianti IAFR non può quindi prescindere dall'accurata supervisione continua e dal controllo (anche da remoto) dei loro parametri di funzionamento.

La scelta del set di parametri da monitorare viene definita in base al dettaglio delle analisi necessarie per il completo controllo della capacità produttiva degli impianti e della loro conformità alle eventuali prescrizioni amministrative/autorizzative.

Tutti i sistemi di monitoraggio e acquisizione dati sono infatti assimilabili a tecnologie Programmable Logic Controller (PLC) e Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA), tecnologie ormai consolidate nelle applicazioni di controllo automatico in ambito industriale.

L'utilizzo dei PLC permette di applicare una logica di controllo e di attuazione di comandi automatici che, opportunamente programmati, consentono il funzionamento automatico o semiautomatico degli impianti IAFR.

Le caratteristiche distintive tra i sistemi di monitoraggio sono quindi concentrate nelle tecnologie e nel numero dei dispositivi di rilevazione delle grandezze misurate (sonde), nelle caratteristiche di archiviazione e presentazione dei dati e nei software di analisi e controllo di cui sono dotati.

Attualmente, esistono diversi prodotti sul mercato proposti da produttori specializzati o dai produttori degli altri apparati elettronici/elettrici utilizzati negli impianti di produzione.

Proprio nel settore del fotovoltaico, i produttori dei gruppi di conversione (inverter) propongono sistemi di "monitoraggio" integrati con la logica di controllo degli inverter che sono progettati per leggere le grandezze di esercizio del sistema e quelle provenienti da stazioni meteo appositamente studiate.

Esistono inoltre produttori specializzati che commercializzano soluzioni integrate (hardware + software) appositamente personalizzate secondo le necessità del cliente e della specifica architettura dell'impianto.

In sintesi, si può affermare che, pur riconoscendo una significativa base comune di tecnologie e di architetture HW e SW tra i sistemi offerti nel settore del monitoraggio degli impianti di produzione IAFR, la scelta del sistema di monitoraggio per un impianto deve comunque essere operata in base alle necessità specifiche del progetto, non ultimo il rapporto costi-benefici.

Di seguito si riportano le caratteristiche tipiche dei sistemi di monitoraggio che trovano maggiore diffusione negli impianti di produzione fotovoltaici.

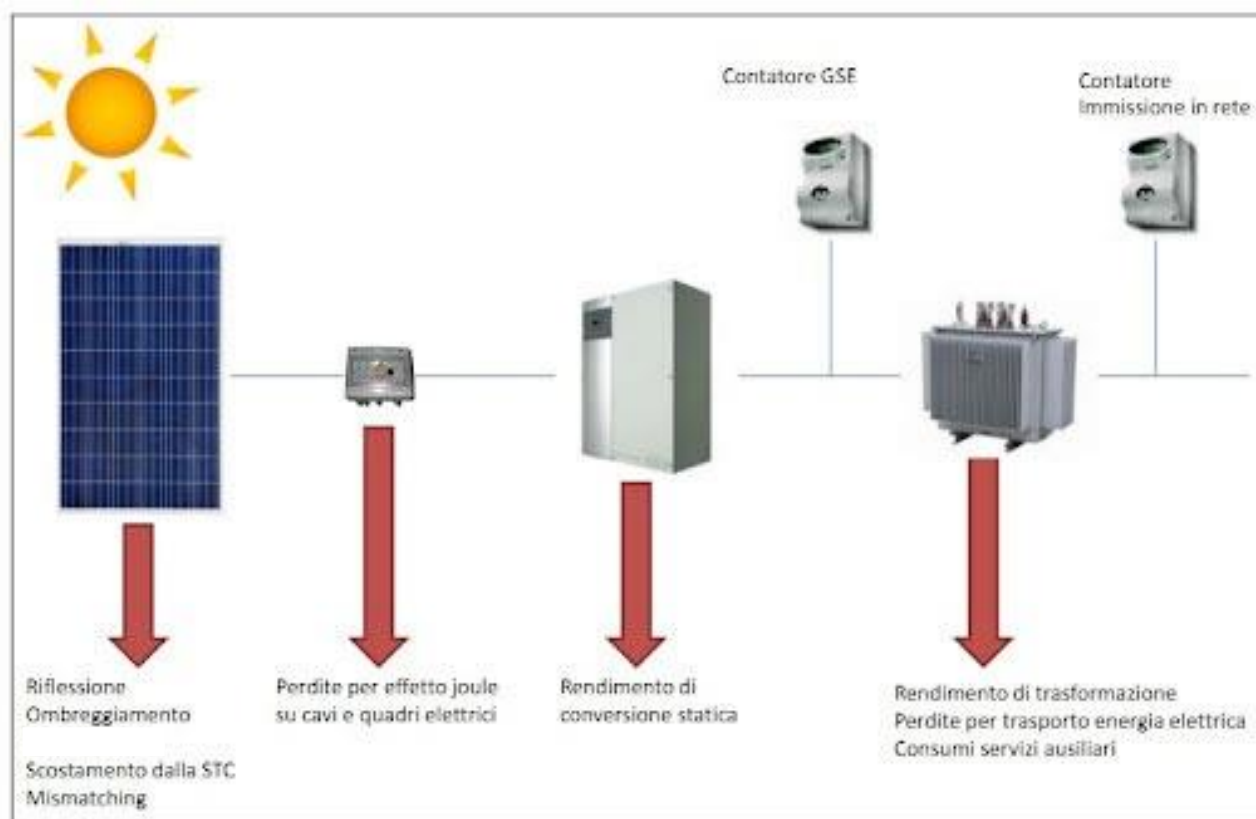
## 4. Il monitoraggio tecnico di un impianto fotovoltaico

### 4.1 Performance Ratio (PR)

Il principale indice di performance per gli impianti fotovoltaici è il Performance Ratio (PR), definito dalla Norma CEI 82-25 come il rapporto tra l'energia prodotta dall'impianto e l'energia producibile dall'impianto nel periodo analizzato.

Tale indicatore prestazionale esprime la capacità di trasformare l'energia solare in energia elettrica ed è funzione delle perdite di sistema, quali riflessione, ombreggiamento, scarsa pulizia della superficie dei moduli, decadimento delle prestazioni dei moduli, effetti della temperatura, perdite per effetto joule, rendimento inverter).

La figura seguente schematizza il processo di produzione di energia elettrica per via fotovoltaica, evidenziando le varie cause di perdita di energia caratteristiche del processo di conversione.



Vista la complessità nel rilevare oggettivamente gli effetti delle perdite di sistema, il PR viene rilevato come confronto tra l'energia teoricamente producibile (funzione dell'irraggiamento, della temperatura e della tipologia di moduli impiegati) e quella effettivamente prodotta nel medesimo periodo di osservazione.



Il calcolo del PR viene quindi effettuato, ai sensi della Norma CEI 82-25, mediante la seguente formula:

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} = \frac{E_{ca} * G_{STC}}{P_n * H_i}$$

Dove:

$E_{ca}$  = energia prodotta dal lato corrente alternata [Wh];

$P_n$  = potenza nominale del generatore FV [W];

$H_i$  = irraggiamento rilevato sul piano dei moduli [Wh/m<sup>2</sup>]

$G_{STC}$  = irraggiamento in condizioni standard, quantificato in 1000 W/m<sup>2</sup> (a 25°C).

La stessa Norma CEI 82-25 prevede la possibilità di correggere gli effetti della temperatura sulle prestazioni, quanto le celle FV raggiungono la temperatura superficiale di 40°C, applicando la seguente correzione alla potenza di picco:

$$P_p = 1 - (T_{cel} - 40) * Y / 100$$

$T_{cel}$  = temperatura misurata sulla superficie della cella FV [°C];

Y = coefficiente di perdita in temperatura caratteristica del modulo FV utilizzato [%/°C]

## 4.2 Disponibilità tecnica


La disponibilità tecnica è definita come il rapporto tra la potenza indisponibile pesata con l'irraggiamento occorso nel periodo nel quale è avvenuta l'indisponibilità e la potenza nominale dell'impianto, è un altro indice prestazionale comunemente utilizzato per valutare la produzione raggiunta dall'impianto in uno specifico periodo di esercizio.

## 4.3 L'importanza degli indici di prestazione

Le comuni pratiche di mercato considerano il PR e la Disponibilità tecnica come parametri di riferimento utilizzati nella contrattualistica per definire i livelli di producibilità raggiungibili dall'impianto e garantiti durante il suo ciclo di vita.

La riuscita economica dei progetti è strettamente connessa al raggiungimento della produzione attesa, che rappresenta il principale indicatore di successo del progetto e, come tale, è normalmente soggetto ad un sistema di garanzie e penali economiche a carico dell'appaltatore e/o del gestore.

La comune pratica di mercato, prevede che la costruzione degli impianti FV sia soggetta a garanzia contrattuali relative alle performance minime garantite, il cui mancato raggiungimento comporta

|   |   |                     |
|---|---|---------------------|
|  | ID Documento Committente<br><b>Cod059_FV_BGR_00014_00</b> | Pagina<br>10 / 33   |
|   |   | Numero<br>Revisione |
|   |   | 00                  |

normalmente il pagamento di penali compensative a carico dell'Appaltatore a risarcimento dei danni economici derivanti dalla mancata performance.

Il mancato raggiungimento della disponibilità tecnica, al quale corrisponde immancabilmente una riduzione dell'energia prodotta, viene normalmente risarcito dall'Operatore, il quale è responsabile dell'operatività dell'impianto.

Nel caso di impianti FV di dimensioni tali da essere richiesta una garanzia di performance minima annua è quindi indispensabile disporre di un sistema di supervisione in grado di monitorare almeno il set minimo di parametri necessario al calcolo degli indici prestazionali oggetto di eventuale garanzia/penale/ecc.

Disporre di un "monitoraggio" accurato è comunque auspicabile, in quanto resta questo il principale strumento di controllo, attraverso il quale Committenza e Appaltatore/Gestore possono verificare il raggiungimento delle prestazioni attese per il progetto.

#### **4.4 Architettura del sistema di monitoraggio**

I sistemi di monitoraggio attualmente in commercio sono in grado di rilevare e registrare le grandezze meteo ed elettriche nei diversi punti della catena di produzione e conversione/trasformazione dell'energia, permettendo così di mantenere sotto controllo il funzionamento dell'impianto e di rilevare rapidamente eventuali anomalie/malfunzionamenti che possano influire sulla produzione e sulla sicurezza dell'impianto stesso. Le soluzioni attualmente disponibili sul mercato possono essere distinte tra sistemi integrati con il gruppo di conversione e sistemi realizzati ad hoc.

I sistemi integrati con il gruppo di conversione e con le stringbox dimostrano normalmente una maggiore stabilità, grazie alla compatibilità tra i vari dispositivi e i software.

Le String Box devono essere dotate di un sistema di monitoraggio composto da una sezione di misura e una di comunicazione che consenta di controllare lo stato di ciascun ingresso.

L'alimentazione delle apparecchiature interne dovrà avvenire direttamente dal campo fotovoltaico, attraverso opportuni convertitori di alimentazione CC/CC con doppia barriera di isolamento tra l'ingresso di potenza e i terminali sul lato fotovoltaico; pertanto, le String box saranno alimentate elettricamente solo durante il giorno.

Inoltre, la String Box dovrà essere dotata di opportuni pressacavi dedicati all'ingresso e all'uscita sia per i cavi di comunicazione che per gli eventuali sensori ambientali.

La String Box deve essere dotata della possibilità di connessione dati per il suo monitoraggio. Tali connessioni devono essere disponibili sulla scheda a microprocessore fornita con l'apparecchiatura.

I protocolli di comunicazione devono essere totalmente compatibili con il sistema SCADA principale d'impianto e con i protocolli di comunicazione degli inverter.

Ogni String Box dovrà fornire alla relativa unità di controllo, e per ogni stringa ad essa collegata, almeno i seguenti parametri elettrici e fisici:

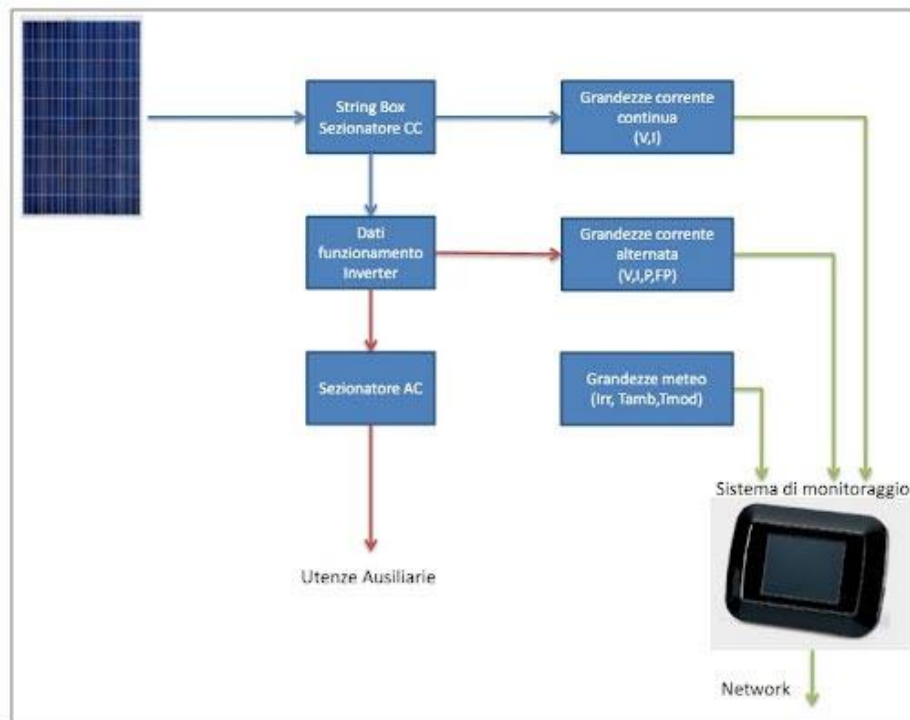
Temperatura all'interno della String Box

Tensione del bus CC

Corrente CC di stringa

Stato del sezionatore

Allarmi



Lo schema riportato nella figura soprastante mostra l'architettura tipo di un sistema di monitoraggio per impianti FV, evidenziando il tipo e i punti di prelievo delle grandezze misurate dal sistema. Il set di grandezze elettriche e meteo che occorre rilevare per una corretta supervisione dell'impianto è quindi così definito:

| Grandezza  | Monitoraggio             |           |
|--|--------------------------|-----------|
|  | Necessario               | Opzionale |
| Irraggiamento sul piano dei Moduli (W/m <sup>2</sup> ) | X                        |           |
| Temperatura di Cella (°C)                              | X                        |           |
| Temperatura Ambiente (°C)                              |                          | X         |
| Grandezze elettriche (V, I, P)                         | di stringa               | X         |
|  | ingresso inverter        |           |
|  | uscita inverter          |           |
| Energia elettrica (Wh)                                 | prodotta uscita inverter | X         |
|  | immessa in rete          | X         |
|  | autoconsumi              |           |
| Segnali di errore                                      | string box               |           |
|  | Inverter                 |           |
|  | quadri elettrici         |           |

I sistemi di supervisione più avanzati dispongono di sensoristica, posta all'interno delle *stringbox*, attraverso la quale è possibile rilevare malfunzionamenti a livello di stringa e stimare la potenza nominale indisponibile durante il periodo analizzato.


Questo livello di dettaglio è particolarmente utile quando si intende valutare la "Disponibilità Tecnica" con precisione, ad esempio nel caso in cui tale parametro sia oggetto di specifiche garanzie contrattuali nella fase di gestione operativa dell'impianto FV.

Il dispositivo SCADA (ad esempio) utilizzato per il monitoraggio di impianti fotovoltaici viene dimensionato sulla base del numero e del tipo di sensori che dovrà gestire, strettamente dipendente dalla complessità e dall'estensione dell'impianto FV che si intende monitorare.

Lo SCADA è un sensore in grado di acquisire e memorizzare i dati rilevati dai sensori disseminati nell'impianto, producendo eventuali messaggi di errore in caso di rilevato malfunzionamento. In questo modo l'operatore viene allertato, e avrà la possibilità di intervenire tempestivamente limitando i periodi di fermo impianto.

La cadenza di acquisizione dei dati viene comunemente fissata a 5 o 15 minuti, intervalli sufficienti ai fini della verifica delle prestazioni dell'impianto, e che permettono d'altra parte di limitare la quantità di dati memorizzati e trasmessi dal sistema di acquisizione.

Attraverso l'elaborazione dei dati, lo SCADA dovrà essere in grado di emettere allarmi e segnali anche in caso di evidenti sbilanciamenti delle correnti di stringa per segnalare eventuali stringhe

|   |   |                     |
|---|---|---------------------|
|  | ID Documento Committente<br><b>Cod059_FV_BGR_00014_00</b> | Pagina<br>13 / 33   |
|   |   | Numero<br>Revisione |
|   |   | 00                  |

disconnesse o coinvolte nei malfunzionamenti (ad esempio uno o più moduli difettosi, ombreggiature anomale, ecc.).

#### **4.5 Sensori**

Ai fini del monitoraggio del corretto funzionamento e delle performance degli impianti FV, è necessario conoscere i valori parametri meteorologici caratteristici del sito di interesse, quali irraggiamento solare, temperatura e velocità/direzione del vento.

##### **Sensori di irraggiamento**

L'importanza della misurazione dell'irraggiamento solare è data dalla necessità di confrontare la risorsa solare disponibile con l'output dell'impianto, al fine di verificarne la capacità di convertire l'energia solare in elettricità e quindi valutarne le prestazioni.

L'irraggiamento viene normalmente misurato mediante l'utilizzo di "piranometri", anche se in alcuni casi viene proposto l'utilizzo di celle di riferimento che, come meglio descritto in seguito, risultano però adatte al monitoraggio diagnostico dell'impianto ma meno adatte per la valutazione delle performance.

## Piranometro

La misura dell'irraggiamento mediante l'utilizzo dei piranometri è normato dalla Norma IEC 61724 ed è normalmente considerata uno standard nelle analisi delle performance di impianti fotovoltaici sottoposti alla valutazione del finanziamento del progetto.

I piranometri sono dei sensori che misurano l'irraggiamento come differenza di temperatura tra superfici irraggiate utilizzando il principio delle termopile, e vengono classificati in base alla precisione della misura secondo le categorie definite dalla norma ISO9060, che seguono in Figura 4.3.



| Classe di precisione secondo norma ISO 9060 |
|---|
| Secondary standard pyranometer              |
| First class pyranometer                     |
| Second class pyranometer                    |

La classe di precisione normalmente richiesta per valutare correttamente le prestazioni dell'impianto è la "secondary standard pyranometer", in modo che la misura (e quindi la valutazione del PR) sia affetta da un errore inferiore al 3%.

## Cella di riferimento

Le celle di riferimento sono dei sensori che utilizzano la stessa tecnologia fotovoltaica dei moduli e vengono comunemente utilizzate dai sistemi di monitoraggio integrati con i sistemi di controllo dei gruppi di conversione.

Questo tipo di sensori presenta una sensibilità allo spettro della luce solare comparabile al rendimento di conversione tipico delle celle fotovoltaiche, pertanto, non riescono a rilevare l'intera risorsa solare disponibile in sito (Fonte: SMA Solar Technology AG).




### Confronto tra i sensori

Il sensore di irraggiamento deve essere scelto in base al tipo di monitoraggio che si intende effettuare. Quando il monitoraggio viene effettuato principalmente per scopi diagnostici, un sensore maggiormente prestante dal punto di vista della velocità di risposta può essere preferibile ad un dispositivo più sensibile ma affetto da maggior inerzia.

Nella tabella seguente vengono messe a confronto le due principali famiglie di sensori di irraggiamento solare, mettendo in evidenza le principali caratteristiche di entrambe:

|   | Cella di Riferimento   | Piranometro   | Confronto   |
|---|--|---|---|
| <b>Scopo</b>                                      | misura della quota di irraggiamento convertibile in energia elettrica  | misura dell'intera risorsa solare                           |   |
| <b>Errori di misura</b>                           | errore >5% per inclinazione superiore a 50°  | errore <5% fino a 80°                                       | la cella di riferimento sottostima la risorsa solare disponibile                              |
| <b>Irraggiamento globale su piano orizzontale</b> | non misurabile   | misurabile  | il piranometro può misurare irraggiamento su piano orizzontale ed inclinato                   |
| <b>Mismatch spettrale</b>                         | alta variabilità, incertezza >5%   | bassa variabilità, incertezza entro 1%                      |   |
| <b>Comparazione delle misure</b>                  | le misure della cella di riferimento possono essere comparate solo con misure acquisite da celle con tecnologie simili | le misure acquisite dal piranometro sono sempre comparabili | l'utilizzo dei piranometri garantisce la comparabilità delle misure acquisite su diversi siti |

|   |   |                     |
|---|---|---------------------|
|  | ID Documento Committente<br><b>Cod059_FV_BGR_00014_00</b> | Pagina<br>16 / 33   |
|   |   | Numero<br>Revisione |
|   |   | 00                  |

### Altri sensori


La temperatura ambiente e della superficie dei moduli viene misurata attraverso sensori di tipo termo resistenze (PT100) o assimilabili, la cui tecnologia è ormai consolidata da diversi anni e comunemente utilizzata in ambito industriale.

I sensori di temperatura utilizzati in questo ambito rispondono tipicamente agli standard di qualità e di affidabilità tipici del monitoraggio dei processi industriali e dispongono di caratteristiche simili.

La velocità e la direzione del vento, pur non essendo parametri che influiscono direttamente sulla performance degli impianti FV (se non per gli effetti di trasporto delle masse d'aria sulla superficie dei moduli che migliora la dissipazione della temperatura) vengono monitorati sugli impianti FV dotati di stringhe a terra così da rilevare eventuali situazioni di pericolo per l'impianto e attivare le procedure per la messa in sicurezza.

Per questo tipo di rilevazioni vengono tipicamente utilizzati anemometri meccanici installati direttamente in campo.



|   |   |                     |
|---|---|---------------------|
|  | ID Documento Committente<br><b>Cod059_FV_BGR_00014_00</b> | Pagina<br>17 / 33   |
|   |   | Numero<br>Revisione |
|   |   | 00                  |

## 5. Caratteristiche dei software di controllo ed elaborazione dei dati

Il software di acquisizione e gestione dei dati rilevati dal sistema di “monitoraggio” è lo strumento chiave che permette di valutare e verificare il funzionamento dell’impianto.

I produttori di sistemi di monitoraggio, sia di tipo “integrato” che “custom”, forniscono normalmente il software con il quale analizzare i dati di esercizio dell’impianto FV e che, grazie alle funzionalità di connessione remota di cui sono dotati i sistemi di ultima generazione (GSM/UMTS/LTE, ADSL, ecc.) permette di interrogare il dispositivo SCADA da remoto.

Molti produttori di sistemi di monitoraggio propongono sul mercato un servizio di hosting dei vari dispositivi di monitoraggio, tramite il quale i dati provenienti dai dispositivi installati in campo vengono gestiti da una centrale di controllo unica (gestita dal Produttore e Fornitore del servizio di monitoraggio) e possono essere interrogati in tempo reale tramite il software di monitoraggio fornito dal Produttore.

Attualmente quasi tutti i software in commercio dispongono di interfaccia grafica tramite la quale interrogare il dispositivo di acquisizione e visualizzare i dati di esercizio, sia in forma numerica, che in forma grafica.


Il set di dati di esercizio (dati meteo, parametri elettrici d’impianto e segnali d’errore/allarmi) vengono visualizzati in tempo reale permettendo al manutentore di intervenire in maniera mirata sui guasti e di ridurre i tempi di intervento, migliorando così la disponibilità tecnica e l’efficienza dell’impianto.

Prima di essere utilizzati per l’analisi delle prestazioni, i dati rilevati e registrati dal sistema di monitoraggio vengono di solito “normalizzati” tramite l’applicazione di appositi algoritmi per correggere gli errori della catena di rilevazione ed eliminare i dati spuri, ottenuti da letture dei sensori non congruenti con i valori reali della grandezza misurata.

Il filtraggio viene soprattutto applicato alle serie di dati relative alle grandezze meteo (irraggiamento e temperatura), le quali sono maggiormente soggette agli effetti del rumore di segnale e alle false letture dei sensori.

Qualora il sistema di monitoraggio sia equipaggiato con più di un sensore per ogni grandezza misurata (per esempio diversi sensori di irraggiamento installati sul campo), la riduzione dell’errore di misura può essere ottenuto mediante l’esclusione delle misure dei sensori con deviazione standard più alta e la successiva applicazione di algoritmi di media alle misure rimanenti.

Molti dei software di ultima generazione permettono inoltre di produrre in automatico la reportistica relativa ai dati di esercizio, al calcolo degli indicatori di performance e alla lista dei messaggi di errore prodotti dal sistema.

|  |  |                     |
|--|--|---------------------|
|  <p>Iren Green Generation<br/>Tech s.r.l.</p> | <p>ID Documento Committente</p> <p><b>Cod059_FV_BGR_00014_00</b></p> | Pagina<br>18 / 33   |
|  |  | Numero<br>Revisione |
|  |  | 00                  |

Occorre notare che tali funzioni di reportistica, se pur di indiscussa utilità, possono a volte produrre degli output non completamente in linea con le analisi che si intende effettuare. È infatti comune il caso in cui gli indicatori prestazionali (PR, Disponibilità Tecnica, perdite di trasmissione) vengano contabilizzate dal software di monitoraggio non conformemente a quanto previsto dai protocolli di collaudo previsti dai contratti (EPC e O&M).

La possibilità di accedere ai dati direttamente misurati dal sistema di monitoraggio, a monte dell'elaborazione software dei risultati, è quindi una caratteristica preferenziale per i sistemi di monitoraggio utilizzati in impianti FV di medie e grandi dimensioni che necessitino di analisi di performance mirate.

## 5.1 Monitoraggio e manutenzione

Al fine di garantire le prestazioni definite in sede di progetto di un impianto fotovoltaico installato, è necessario effettuare sistematicamente operazioni di monitoraggio e manutenzione.

Questi due concetti sono l'uno la conseguenza dell'altro, in quanto dal monitoraggio può affiorare la necessità di effettuare manutenzioni e dopo la manutenzione è utile effettuare un monitoraggio per verificare che non ci siano state manomissioni accidentali.

Il monitoraggio può essere effettuato recandosi fisicamente in loco, oppure valutando il funzionamento dell'impianto da remoto tramite software appositamente progettati.

## 5.2 Monitoraggio in loco

### Esame a vista

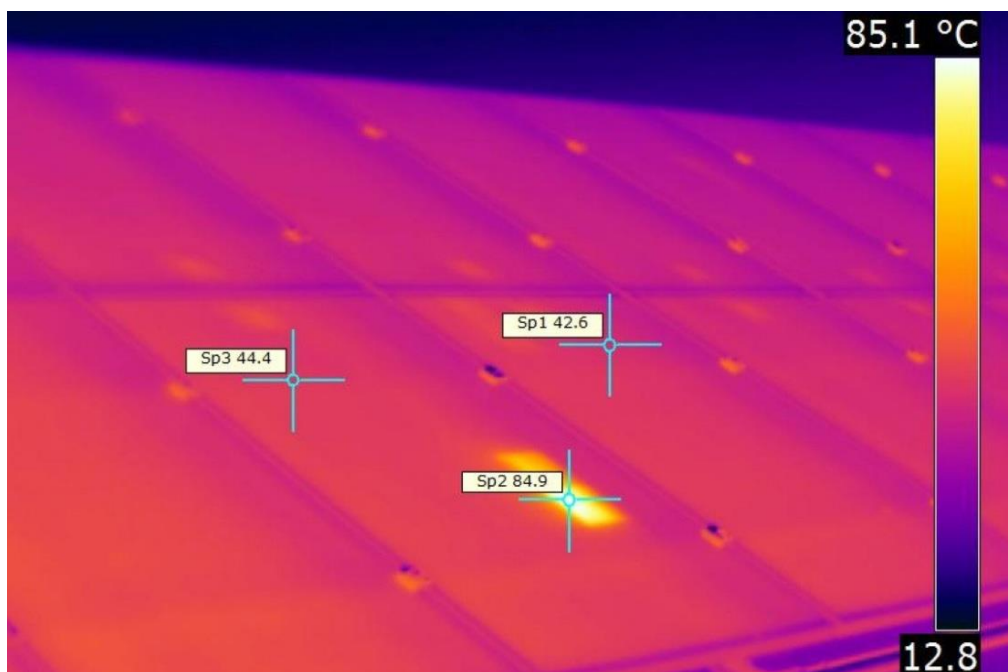
Secondo la Norma CEI 82-25 l'esame a vista deve accertare che i componenti dell'impianto fotovoltaico siano conformi alle prescrizioni delle relative norme, scelti e messi in opera correttamente e non danneggiati visibilmente. Inoltre, l'esame a vista è teso a identificare, senza l'uso di attrezzi o di mezzi di accesso eventuali difetti dei componenti elettrici che sono evidenti allo sguardo quali ad esempio: mancanza di ancoraggi, connessioni interrotte, involucri rotti, dati di targa assenti, ecc...


Per realizzare questa tipologia di esame è necessario recarsi fisicamente nell'impianto e controllare visivamente ogni modulo e le varie componenti.

Se il modulo non presenta nessun segno particolare si procede oltre, altrimenti se si nota, per esempio, una bruciatura locale che interessa una o più celle, è opportuno fermarsi e valutare attentamente la situazione.



Se necessario si procede a verifiche più approfondite con l'utilizzo di apposita strumentazione, quali termocamera.



|   |   |                     |
|---|---|---------------------|
|  | ID Documento Committente<br><b>Cod059_FV_BGR_00014_00</b> | Pagina<br>20 / 33   |
|   |   | Numero<br>Revisione |
|   |   | 00                  |

L'esame a vista può essere effettuato in ogni parte dell'impianto stesso compresi il locale inverter e la cabina. All'interno dei locali si verifica:

- che tutte le apparecchiature siano accese e funzionanti;
- L'eventuale presenza di roditori attratti dal maggior riparo e dalle maggiori temperature che un locale garantisce. I roditori possono causare danni ai collegamenti elettrici rosicchiando i cavi fino al totale consumo dell'isolamento.


### **Prove a vuoto e a carico sugli impianti**

Dopo una prima valutazione visiva dell'impianto può essere necessario effettuare dei rilievi in loco per verificare eventuali problematiche riscontrate.

Per prove sugli impianti si intende la valutazione (mediante misurazioni o altre operazioni) della corrispondenza dell'impianto alle Norme CEI e alla documentazione di progetto.

Secondo la Norma CEI 82-25 le prove in oggetto consistono nel controllare i seguenti punti:

- la continuità elettrica e le connessioni tra i moduli; questa prova consiste nell'accertare la continuità elettrica tra i vari punti dei circuiti di stringhe e fra l'eventuale parallelo delle stringhe e l'ingresso del gruppo di condizionamento e controllo della potenza;
- la messa a terra di masse e scaricatori. Consiste nell'accertare la continuità elettrica dell'impianto di terra, a partire dal dispersore fino alle masse estranee collegate;
- l'isolamento dei circuiti elettrici dalle masse. Lo scopo è quello di accertare che la resistenza di isolamento dell'impianto sia adeguata ai valori prescritti dalla Norma CEI 648/6. La misura deve essere eseguita tra ogni conduttore attivo, oppure su ciascun gruppo completo di conduttori attivi e l'impianto di terra. Le misure devono essere eseguite in c. c. mediante strumenti di prova in grado di fornire le tensioni previste con carico di 1mA;
- il corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di condizionamento e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete del distributore, ecc). Questa prova consiste nel verificare che i dispositivi siano stati installati e regolati in modo appropriato. Per la prova di accensione e spegnimento automatico dell'impianto è consigliabile intervenire su sezionatori di stringa; una verifica che accerti le funzioni di protezione di interfaccia deve almeno provare il loro intervento in caso di mancanza della rete del distributore;
- il soddisfacimento delle due seguenti condizioni, in presenza di irraggiamento sul piano dei moduli superiore a 600 W/m<sup>2</sup>:

|   |   |                     |
|---|---|---------------------|
|  | ID Documento Committente<br><b>Cod059_FV_BGR_00014_00</b> | Pagina<br>21 / 33   |
|   |   | Numero<br>Revisione |
|   |   | 00                  |

a)  $P_{cc} < 0.85 * P_{nom} * G_p / G_{stc}$

b)  $P_{ca} < 0.9 * P_{cc}$

Dove:

- $P_{cc}$  [kW]: potenza misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con incertezza non superiore al 2%;
- $P_{ca}$  [kW]: potenza attiva misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata con incertezza non superiore al 2%;
- $P_{nom}$  [kWp]: potenza fornita dal generatore fotovoltaico, determinata come somma delle singole potenze dei moduli desunte dal foglio dati rilasciato dal costruttore;
- $G_p$  [ $W/m^2$ ] è l'irraggiamento misurato sul piano dei moduli con incertezza di misura del sensore solare non superiore al 3% e con incertezza di misura della tensione in uscita dal sensore solare non superiore al 1%;
- $G_{stc}$  [ $W/m^2$ ]: irraggiamento in condizioni di prova standard, pari a  $1000 W/m^2$ .

La condizione a) ammette, quindi, un valore relativo alle perdite del generatore fotovoltaico pari al 15% della potenza nominale dell'impianto stesso. Questo limite tiene conto delle perdite ohmiche, dei difetti di accoppiamento, della temperatura (fino al valore massimo di  $40^{\circ}C$ ), della non linearità dell'efficienza dei moduli in funzione dell'irraggiamento, degli ombreggiamenti (al massimo 2%) e della risposta angolare.

La misura della potenza  $P_{cc}$  e della potenza  $P_{ca}$  deve essere effettuata in condizioni di irraggiamento sul piano dei moduli ( $G_p$ ) superiore a  $600 W/m^2$ . Qualora nel corso di detta misura venga rilevata una temperatura di lavoro dei moduli, misurata sulla faccia posteriore dei medesimi, superiore a  $40^{\circ}C$ , è ammessa la correzione in temperatura della potenza stessa.

In questo caso, anziché verificare la condizione (a) potrà essere verificata la seguente condizione:

c)  $P_{cc} < (1 - P_{tpv} * 0.08) * P_{nom} * G_p / G_{stc}$  (c)


Dove:

$P_{tpv}$  indica le perdite causate dalla riduzione delle prestazioni del generatore fotovoltaico, quando la temperatura di lavoro delle celle fotovoltaiche è superiore a  $25^{\circ}C$ , mentre tutte le altre perdite del generatore stesso (ottiche, resistive, caduta sui diodi, difetti di accoppiamento) sono state tipicamente assunte pari all'8%.

Le perdite  $P_{tpv}$  possono essere determinate in modo approssimativo come:

d)  $P_{tpv} = (T_{cel} - 25) * Y$  (d)

Oppure:

|   |   |                     |
|---|---|---------------------|
|  | ID Documento Committente<br><b>Cod059_FV_BGR_00014_00</b> | Pagina<br>22 / 33   |
|   |   | Numero<br>Revisione |
|   |   | 00                  |

$$e) P_{tpv} = [T_{amb}25 + (NOCT20) * G_p / 0.8] * \gamma (e)$$

Dove:

- $T_{cel}$ : temperatura delle celle di un modulo fotovoltaico. Può essere misurata mediante un sensore termo resistivo (PT100) attaccato sul retro del modulo in corrispondenza di una cella o mediante la misura della tensione a vuoto secondo la Norma CEI EN 609045;
- $\gamma$ : è il coefficiente di temperatura delle celle fotovoltaiche; questo parametro indica la diminuzione della potenza generata all'aumentare della temperatura ed è fornito dal costruttore; per moduli in silicio cristallino è tipicamente pari a 0.40.5%/°C.
- $T_{amb}$ : temperatura ambiente;
- NOCT: temperatura nominale di lavoro della cella. Questo parametro è fornito dal costruttore ed è tipicamente pari a 40 – 50 °C, ma può arrivare a 60° C per moduli in vetrocamera;
- $G_p$ : irraggiamento solare, misurato sul piano dei moduli, espresso in kW/m<sup>2</sup>.

Per assicurare l'accuratezza e ripetibilità della prova, la misura di  $P_{cc}$ ,  $P_{ca}$ ,  $G_p$  e  $T_{amb}$  deve essere effettuata simultaneamente in uno dei seguenti modi:

- i. Mediante l'utilizzo di strumenti in grado di effettuare le suddette misure simultaneamente;
- ii. Mediante l'utilizzo di più strumenti di misura indipendenti, ma con valori di irraggiamento solare, temperatura ambiente, velocità del vento e potenza erogata praticamente costanti durante la misurazione;
- iii. Mediante l'utilizzo di più strumenti di misura indipendenti, ma con l'ausilio di più operatori che effettuano le misurazioni in contemporanea.

La verifica delle PR deve avvenire ogni sei mesi a partire dalla data del collaudo fino alla fine del periodo di garanzia. Dette verifiche devono essere effettuate in condizioni di irraggiamento sul piano dei moduli superiore a 600 W/m. Qualora nel corso di detta misura venga rilevata una temperatura di lavoro dei moduli sulla faccia posteriore dei medesimi a 40 °C, si procederà alla correzione della formula secondo quanto indicato dalla Norma CEI 82-25.

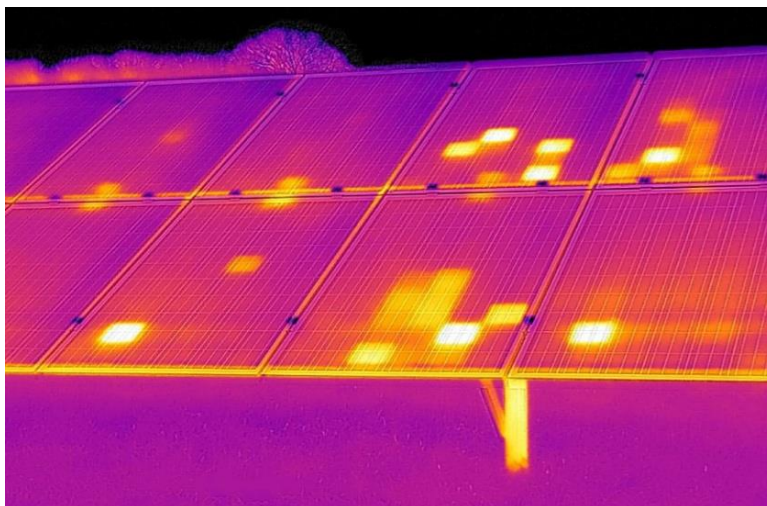
L'appaltatore, solitamente, garantisce i seguenti "Performance Rate" nel periodo di garanzia di 24 mesi dopo il collaudo dell'impianto:

1. Al collaudo dell'impianto: 85,15%;
2. 12 mesi dal collaudo dell'impianto: 80,5%;
3. 24 mesi dal collaudo dell'impianto: 79,85%;
4. Inoltre, viene garantito il "Performance Rate" per ulteriori 8 anni con una riduzione dello stesso su base annua dello 0,65%.

### Rilievi con termocamera


Come accennato nel paragrafo precedente, effettuando un esame a vista è possibile notare delle bruciature locali sulla superficie del pannello. Queste sono conseguenza della presenza di “hotspot”, cioè di punti caldi sulla superficie dovuti a varie cause. In primis eventuali difetti sulla morfologia del pannello che non agevolano la dissipazione del calore.

Inoltre, la presenza di gramaglie che ombreggiano il pannello o di sporcizia sulla superficie, come escrementi di uccelli, foglie o altro, creano un surriscaldamento locale come mostrato nella figura seguente:



Negli impianti fotovoltaici particolarmente estesi il rilievo termografico viene effettuato con una camera montata su droni.



|   |   |                     |
|---|---|---------------------|
|  | ID Documento Committente<br><b>Cod059_FV_BGR_00014_00</b> | Pagina<br>24 / 33   |
|   |   | Numero<br>Revisione |
|   |   | 00                  |

### Test ad elettroluminescenza

Il componente principale di un impianto di questo tipo è costituito dal modulo fotovoltaico; risulta quindi necessario verificarne l'integrità prima dell'installazione. Per questo motivo vengono realizzati, in genere, varie tipologie di test, di cui la più diffusa è quella del test ad elettroluminescenza.

I test ad elettroluminescenza vengono effettuati in apposite camere ad elettroluminescenza che, supportati da un rilevamento fotografico, permettono di rilevare difetti e/o microfratture sulla superficie dei moduli che comprometterebbero il rendimento e la durata di vita degli stessi. Il principio di funzionamento si basa sul processo inverso del fotovoltaico: ai moduli viene applicata una tensione per verificare i flussi di corrente, mentre una camera con appositi sensori rende visibile ad occhio nudo la luce ad infrarossi emessa dalle celle; questo avviene perché quando dall'esterno si applica una tensione sui collegamenti di un modulo, si verifica una ricombinazione degli elettroni nelle sue celle che provoca emissione di fotoni dal semiconduttore.

Poiché la radiazione emessa è vicina al campo spettrale dell'infrarosso è necessaria una specifica camera ad elettroluminescenza per rendere visibile il fenomeno. Le celle funzionanti avranno un aspetto luminoso, mentre quelle danneggiate appariranno scure.

Il test viene superato solo dai moduli che presentano una distribuzione uniforme della corrente.

I difetti rilevabili con questo metodo sono, per esempio:


- Micro fessurazioni, scheggiature o rottura completa cella;
- Presenza di impurità;
- Difetti di cristallizzazione nel wafer;
- Distacco delle piste conduttrici e/o rottura di celle che determinano l'isolamento elettrico e quindi la disattivazione parziale;
- Tracce del nastro di sinterizzazione.

tutti segni generali di una lavorazione imperfetta delle celle

### 5.3 Manutenzione

Per manutenzione di un impianto elettrico si intende l'insieme dei lavori necessari per conservare in buono stato di efficienza e soprattutto di sicurezza, l'impianto stesso. Poiché qualsiasi componente è soggetto ad usura e/o rottura risulta necessario provvedere a una manutenzione sistematica per mantenere inalterate le prestazioni dell'impianto e le caratteristiche di sicurezza.



|  |  |                     |
|--|--|---------------------|
|  <p>Iren<br/>green generation<br/>Iren Green Generation<br/>Tech s.r.l.</p> | <p>ID Documento Committente</p> <p><b>Cod059_FV_BGR_00014_00</b></p> | Pagina<br>25 / 33   |
|  |  | Numero<br>Revisione |
|  |  | 00                  |

I principali obiettivi della manutenzione sono:

- Conservare le prestazioni e il livello di sicurezza iniziale dell'impianto contenendo il normale degrado ed invecchiamento dei componenti
- Ridurre i costi di gestione dell'impianto evitando perdite di produzione causate dal deterioramento precoce dell'impianto.
- Rispettare le disposizioni di legge.

Gli interventi di manutenzione si distinguono in due categorie principali: manutenzione ordinaria e manutenzione straordinaria.

Prima di procedere a qualsiasi intervento su un impianto elettrico si dovrà classificare l'intervento necessario per determinare a quale categoria appartiene e, quindi, quali sono le direttive da rispettare.

### **5.3.1 Manutenzione ordinaria**

La manutenzione ordinaria comprende lavori finalizzati a:

- Contenere il degrado normale d'uso;
- Far fronte ad eventi accidentali che comportino la necessità di primi interventi che non modifichino la struttura essenziale dell'impianto e la sua destinazione d'uso.


Per questa tipologia di interventi non è previsto l'obbligo di effettuare prima un progetto, né di rilasciare una dichiarazione di conformità.

### **Manutenzione cabina generale di consegna**

In linea generale è estremamente importante che i locali destinati a contenere le apparecchiature della cabina siano tenuti puliti e sgombri da materiale non pertinente le apparecchiature stesse. Tali apparecchiature, infatti, in caso di guasto, possono innescare un principio di incendio. È quindi chiaro che l'eventuale presenza di materiali e attrezzature non idonei nei locali può comportare un fattore di rischio per l'innescarsi di incendi.

Inoltre la presenza di scarsa pulizia nei locali tecnici può provocare il mal funzionamento delle apparecchiature a causa di cattiva ventilazione dovuta all'accumulo di polvere sui filtri.

Dovrà quindi essere eseguita un'accurata pulizia dei filtri su tutte le apparecchiature provviste di sistemi di ventilazione forzata o naturale. A tal fine, ogni produttore fornisce un manuale dettagliato

|   |   |                     |
|---|---|---------------------|
|  | ID Documento Committente<br><b>Cod059_FV_BGR_00014_00</b> | Pagina<br>26 / 33   |
|   |   | Numero<br>Revisione |
|   |   | 00                  |

di funzionamento e manutenzione per ogni componente dell'impianto, le cui indicazioni devono essere osservate scrupolosamente.

Per la cabina ogni sei mesi è necessario:


- Rimuovere gli eventuali materiali in deposito non attinenti agli impianti ed eseguire la pulizia del locale;
- Verificare la presenza dei dispositivi di protezione individuali e di estinzione degli incendi;
- Verificare la presenza dei cartelli monitori e della documentazione di impianto.

Inoltre ogni anno è utile:

- Eseguire il controllo dello stato di conservazione delle strutture di protezione contro i contatti diretti;
- Verificare l'integrità dei dispositivi di blocco che impediscono l'accesso alle parti in tensione

Per i quadri elettrici ogni anno è necessario:

- Eseguire la pulizia interna ed esterna con aspirapolvere e/o soffiando aria secca a bassa pressione;
- Rimuovere la polvere dalle parti isolanti con stracci ben asciutti;
- Eseguire il controllo visivo per verificare l'integrità delle apparecchiature;
- Controllare lo stato di conservazione delle strutture di protezione contro i contatti diretti;
- Controllare il serraggio dei bulloni e pulire le connessioni;
- Verificare, con apposito strumento, la continuità dei conduttori di terra delle strutture metalliche e delle apparecchiature installate;
- Verificare l'efficienza dei dispositivi di blocco che impediscono l'accesso alle parti in tensione;
- Verificare l'efficienza dell'illuminazione interna al quadro;
- Verificare l'integrità delle pinze di potenza sui sezionatori, rimuovere le eventuali ossidazioni e perlature e proteggere con prodotti specifici;
- Verificare il serraggio delle connessioni dei circuiti di potenza e dei circuiti ausiliari a bordo degli interruttori;
- Verificare l'efficienza dei comandi manuali ed elettrici di apertura e chiusura;
- Verificare l'efficienza del circuito di apertura simulando l'intervento delle protezioni;
- Verificare l'efficienza dei segnatori meccanici di posizione;
- Verificare l'efficienza delle connessioni a terra dei sezionatori di terra;

|  |   |                     |
|--|---|---------------------|
| <br><b>iren</b><br>green generation<br>Iren Green Generation<br>Tech s.r.l. | ID Documento Committente<br><b>Cod059_FV_BGR_00014_00</b> | Pagina<br>27 / 33   |
|  |   | Numero<br>Revisione |
|  |   | 00                  |


- Richiudere il quadro e verificare l'efficacia dei sistemi di blocco meccanici che devono impedire l'accesso a tutte le parti in tensione;
- Verificare i valori di taratura dei parametri elettrici con quelli previsti nel progetto.

Per i trasformatori ogni anno è necessario:

- Eseguire il controllo visivo esterno per verificare l'integrità dell'apparecchiatura
- Controllare lo stato di conservazione della resina esterna degli avvolgimenti
- Eseguire la pulizia completa dell'apparecchiatura con aspirapolvere o soffiando aria secca a bassa pressione, pulire gli isolatori e le barre di collegamento con stracci asciutti
- Controllare il serraggio dei cavi di potenza sui relativi morsetti con chiave dinamometrica come da indicazioni del costruttore, eliminare le eventuali ossidazioni dai morsetti di potenza e proteggere gli stessi con prodotto specifico
- Controllare serraggio dei bulloni, la pulizia delle connessioni, la continuità dei conduttori di messa a terra e sostituire gli eventuali morsetti e conduttori deteriorati
- Verificare il funzionamento delle termosonde e controllare le regolazioni impostate nelle centraline

Per il quadro elettrico generale ed eventualmente altri quadri presenti è necessario ogni anno:

- Eseguire il controllo visivo esterno per verificare l'integrità dell'apparecchiatura
- eseguire il controllo visivo delle condutture di alimentazione;
- eseguire la pulizia interna ed esterna;
- controllare lo stato di conservazione delle strutture di protezione contro i contatti diretti;
- controllare il serraggio dei bulloni e pulire le connessioni;
- verificare la continuità dei conduttori di messa a terra delle strutture metalliche e delle apparecchiature installate;
- sostituire i morsetti e i conduttori deteriorati;
- verificare l'efficienza dei dispositivi di blocco che impediscono l'accesso alle parti in tensione;
- verificare il serraggio delle connessioni di potenza;
- eseguire la pulizia dei componenti soffiando aria secca a bassa pressione e usando stracci puliti ed asciutti;
- verificare l'efficienza della bobina e il suo ancoraggio e che non presenti segni di surriscaldamento;

|   |   |                     |
|---|---|---------------------|
|  <p><b>iren</b><br/>green generation<br/>Iren Green Generation<br/>Tech s.r.l.</p> | ID Documento Committente<br><b>Cod059_FV_BGR_00014_00</b> | Pagina<br>28 / 33   |
|   |   | Numero<br>Revisione |
|   |   | 00                  |


- verificare la funzionalità e l'efficienza dei contatti ausiliari e delle bobine;
- controllare lo stato di conservazione dei conduttori elettrici;
- eseguire il serraggio dei morsetti;
- effettuare qualche manovra e verificare con il tester l'effettivo stato dei circuiti di potenza (aperto/chiuso) e delle bobine (eccitata/diseccitata);
- effettuare il controllo visivo del buono stato di conservazione delle protezioni (fusibili, relè termici, interruttori automatici);
- per i fusibili verificare le caratteristiche elettriche di progetto;
- per i relè verificare le tarature e le caratteristiche elettriche di progetto;
- prima della messa in tensione verificare che i circuiti amperometrici siano chiusi;
- controllare il serraggio dei morsetti dei collegamenti ausiliari
- controllare l'integrità degli interruttori verificandone con il tester l'effettiva apertura e chiusura;
- controllare l'integrità, la funzionalità e l'efficienza di commutatori, pulsanti, lampade, ecc. verificando che vengano abilitati i circuiti previsti dal progetto;
- verificare l'efficienza delle apparecchiature ausiliarie alimentandole e disalimentandole, ove possibile, o effettuare la verifica con il tester.
- ogni sei mesi è utile per i relè e gli interruttori differenziali verificare il corretto intervento utilizzando almeno il tasto di prova.

Per il pulsante di emergenza è necessario ogni sei mesi:

- eseguire il controllo visivo esterno dell'integrità dell'apparecchiatura e la presenza della cartellonistica;
- eseguire il controllo visivo delle condutture di alimentazione;
- eseguire la pulizia interna ed esterna dell'apparecchiatura;
- eseguire la verifica del corretto funzionamento del comando di emergenza controllando che si apra l'interruttore di MT;
- verificare con il tester l'assenza di tensione;
- ripristinare il comando di emergenza;
- chiudere l'interruttore MT precedentemente aperto.

Per l'impianto di illuminazione è utile ogni sei mesi:

- eseguire il controllo visivo esterno per verificare l'integrità delle apparecchiature di comando;

|   |   |                     |
|---|---|---------------------|
|  <p><b>iren</b><br/>green generation<br/>Iren Green Generation<br/>Tech s.r.l.</p> | ID Documento Committente<br><b>Cod059_FV_BGR_00014_00</b> | Pagina<br>29 / 33   |
|   |   | Numero<br>Revisione |
|   |   | 00                  |

- eseguire il controllo visivo esterno per verificare l'integrità degli apparecchi illuminanti;
- eseguire il controllo visivo dell'efficienza delle lampade, sostituendo le lampade guaste o con evidenti segni di invecchiamento.

Inoltre ogni anno:

- eseguire la pulizia interna ed esterna degli apparecchi illuminanti;
- eseguire il controllo visivo dello stato dei componenti interni degli apparecchi illuminanti, sostituendo i componenti che presentano evidenti segni di surriscaldamento;
- controllare il serraggio delle viti;
- verificare con apposito strumento che l'apparecchio sia collegato a terra;
- eseguire il controllo visivo, per quanto possibile, delle linee derivate di alimentazione;
- verificare con apposito strumento sul punto luce più lontano dalle protezioni che sia garantito il coordinamento delle protezioni stesse.

#### **Manutenzione impianto di climatizzazione.**

Gli interventi principali per l'impianto di climatizzazione sono:


- controllo generale dello stato
- pulizia filtri
- pulizia delle unità interne
- controllo dei serraggi elettrici
- pulizia delle unità esterne
- controllo evaporatore
- controllo condensatore
- controllo pressione del gas e temperatura di lavoro
- controllo serraggi elettrici.

#### **Manutenzione impianto di terra.**

Per l'impianto disperdente è necessario ogni anno:

- eseguire il controllo visivo per verificare l'integrità dell'impianto;
- verificare il serraggio delle connessioni nei punti accessibili;
- sostituire i componenti che presentano evidenti segni di ossidazione o corrosione

Inoltre, ogni due anni:

|  |   |                     |
|--|---|---------------------|
| <br><b>iren</b><br>green generation<br>Iren Green Generation<br>Tech s.r.l. | ID Documento Committente<br><b>Cod059_FV_BGR_00014_00</b> | Pagina<br>30 / 33   |
|  |   | Numero<br>Revisione |
|  |   | 00                  |

- verificare strumentalmente la continuità tra i vari componenti dell'impianto disperdente;
- eseguire la misura della resistenza dell'impianto di terra e verificare con il valore della corrente di guasto ed il tempo di intervento delle protezioni se sussiste la necessità di effettuare la misura della tensione di passo e contatto.

Per l'impianto di equipotenzialità della cabina elettrica è necessario ogni anno:

- eseguire il controllo visivo per verificare l'integrità dell'impianto;
- verificare il serraggio delle connessioni nei punti accessibili;
- sostituire i componenti che presentano evidenti segni di ossidazione o corrosione.

Inoltre, ogni due anni:

- verificare la continuità con apposito strumento tra il conduttore di terra e le sbarre
- equipotenziali poste nel locale cabina;
- le sbarre equipotenziali poste nei quadri principali di distribuzione;
- le sbarre equipotenziali poste nei quadri secondari di cabina;
- le apparecchiature in MT comprese gli schermi dei cavi MT;
- le masse;
- le masse estranee.

## **Manutenzione dell'impianto fotovoltaico.**

### *Moduli fotovoltaici*

I moduli fotovoltaici richiedono in genere operazioni di manutenzione di entità limitata. La periodicità con cui vengono effettuate è scelta a discrezione del proprietario in accordi con la ditta installatrice. L'operazione di manutenzione consiste in tre punti fondamentali: pulizia del modulo, ispezione visiva dei moduli e controllo dei collegamenti elettrici e del cablaggio.

Per quanto riguarda la pulizia dei moduli essa viene effettuata periodicamente, in genere una o due volte l'anno, in base all'effettiva presenza di macchie accumulate. Lo sporco, infatti, si deposita sulla copertura trasparente dei moduli riducendone il rendimento. L'intensità dell'effetto dipende dall'opacità del sedimento e dalla sua distribuzione nel pannello. Gli strati di polvere che riducono l'intensità del sole in modo uniforme non sono pericolosi e la riduzione della potenza non è, in genere, significativa.

La periodicità della pulizia dipende dall'intensità del processo di imbrattamento, non sono necessarie tubazioni fisse per il lavaggio, poiché i costi risulterebbero maggiori dei benefici. L'azione della

pioggia può in alcuni casi ridurre al minimo o eliminare il bisogno di pulizia dei moduli; in altri contribuire al processo di imbrattamento poiché la polvere secca diventa fangosa. L'operazione di pulizia consiste nel lavare i moduli fotovoltaici con acqua; si prevede perciò il trasporto in loco di acqua con autobotte e la pulizia dei moduli con appositi dispositivi per la pulitura, senza l'aggiunta di detergenti chimici che potrebbero essere dannosi per la superficie del modulo stesso e per il suolo




La pulitura può essere effettuata anche a mano, nel caso in cui i moduli non siano accessibili dal mezzo di pulizia o mediante l'utilizzo di appositi robot.



Per quanto riguarda l'ispezione visiva dei moduli, essa ha lo scopo di rilevare eventuali guasti quali rotture di vetro o ossidazioni dei circuiti e delle saldature delle celle fotovoltaiche, per lo più dovute a umidità nel modulo, che può avvenire in seguito a rottura degli strati dell'involucro nelle fasi d'installazione o trasporto.

Per il controllo dei collegamenti e del cablaggio si effettua una manutenzione preventiva ogni sei mesi verificando il fissaggio e lo stato dei morsetti dei cavi di collegamento dei moduli e la tenuta

|   |   |                     |
|---|---|---------------------|
|  | ID Documento Committente<br><b>Cod059_FV_BGR_00014_00</b> | Pagina<br>32 / 33   |
|   |   | Numero<br>Revisione |
|   |   | 00                  |


stagna della scatola dei morsetti. Qualora si rilevassero problemi relativi alla tenuta stagna, occorre provvedere alla sostituzione degli elementi interessati e alla pulizia dei morsetti.

È importante curare la tenuta della scatola dei morsetti, utilizzando eventualmente giunti nuovi o sigillante.

### **Manutenzioni accessorie**

Periodicamente è necessario provvedere alla pulizia dei sensori che rilevano l'irraggiamento, poiché, essendo esposti alle intemperie, la loro superficie si può opacizzare e, di conseguenza, rilevare un valore di irraggiamento minore del reale.



|   |   |                     |
|---|---|---------------------|
|  | ID Documento Committente<br><b>Cod059_FV_BGR_00014_00</b> | Pagina<br>33 / 33   |
|   |   | Numero<br>Revisione |
|   |   | 00                  |

## 6. Considerazioni conclusive

Il presente documento riporta i principali elementi di intervento, di valutazione e di controllo per un corretto Piano di Monitoraggio dell'impianto.

Tali indicazioni, presente nella Norma CEI 82-25, sono utili al fine di mantenere alto il livello di efficienza di tutte le componenti dell'impianto, condizione necessaria affinché garantisca la produzione dei quantitativi di energia elettrica per cui è stato progettato.