



REGIONE
BASILICATA



COMUNE DI
BERNALDA



PROVINCIA DI
MATERA

PROGETTO DEFINITIVO

Lavori di realizzazione di un parco agro-fotovoltaico denominato "Bernalda 1" con potenza in immissione pari a 14.1 MW integrato con un sistema di accumulo e relative opere di connessione

Titolo elaborato

A.5. Relazione tecnica impianto fotovoltaico e sistema di accumulo

Codice elaborato

F0538BR05A

Scala

-

Riproduzione o consegna a terzi solo dietro specifica autorizzazione.

Progettazione



F4 ingegneria srl

Via Di Giura - Centro direzionale, 85100 Potenza
Tel: +39 0971 1944797 - Fax: +39 0971 55452
www.f4ingegneria.it - f4ingegneria@pec.it

Il Direttore Tecnico
(ing. Mauro MARELLA)



Gruppo di lavoro

Ing. Giorgio ZUCCARO
Ing. Mauro MARELLA
Dott. for. Luigi ZUCCARO
Ing. Cristina GUGLIELMI
Ing. Manuela NARDOZZA
Ing. Giuseppina D'AGROSA GRIECO
Dr. agr. Maria Rosaria MONTANARELLA
Vito PIERRI



Società certificata secondo le norme UNI-EN ISO 9001:2015 e UNI-EN ISO 14001:2015 per l'erogazione di servizi di ingegneria nei settori: civile, idraulica, acustica, energia, ambiente (settore IAF: 34).

Consulenze specialistiche

Committente

APOLLO Solar 1 srl

Viale della Stazione 7, 39100 Bolzano (BZ)

Data	Descrizione	Redatto	Verificato	Approvato
Aprile 2023	Prima emissione	MNA	GZU	MMA

Relazione tecnica impianto fotovoltaico e sistema di accumulo

Sommario

1	Premessa	4
2	Descrizione generale del progetto	5
2.1	Normativa tecnica di riferimento	5
3	Descrizione degli elementi tecnici dell'impianto fotovoltaico	9
3.1	Pannelli fotovoltaici	9
3.2	Strutture di supporto	10
3.3	Stringhe	14
3.4	Inverter di stringa	16
3.5	Trasformatori	19
3.6	Configurazione dell'impianto	20
3.7	Cabine di sottocampo	20
3.8	Cabina di raccolta	21
3.9	Ventilazione box trasformatori	22
3.10	Conduttori elettrici e cavidotti	22
4	Aspetti energetici dell'impianto fotovoltaico	23
4.1	Stima della produzione di energia	23
4.1.1	Sito di installazione	23
4.1.2	Dati meteorologici	24
4.1.3	Dati tecnici	24
4.1.4	Contributo Bifacciale	25
4.1.5	Perdite energetiche	28
4.1.6	Irraggiamento e producibilità	28
4.1.7	Misure di irraggiamento e performance	30
4.2	Risparmio di combustibile ed emissioni evitate in atmosfera	30
5	Descrizione del sistema di accumulo	32
5.1	Servizi	32

5.1.1	Energy shifting	32
5.1.2	Regolazione secondaria	33
5.1.3	Bilanciamento	33
5.2	Dimensionamento sistema di accumulo	33
5.3	Configurazione impianto	33
5.4	Descrizione di diversi elementi progettuali	35
5.4.1	Batterie	35
5.4.2	Container di conversione e trasformazione	37
5.4.3	Inverter	37
5.4.4	Trasformatori	40
5.4.5	Quadri AT	40
5.4.6	Quadri BT	40
6	Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione	42
6.1	Protezione generale	42
6.1.1	Protezione contro i contatti diretti	42
6.1.2	Protezione contro i contatti indiretti	43
6.1.3	Protezioni dai sovraccarichi	44
6.1.4	Protezione conduttori contro il corto circuito	44
6.1.5	Cartelli	45
6.1.6	Materiale per l'esercizio e la manutenzione	45
6.1.7	Mezzi di estinzione	45
6.1.8	Qualifica del personale	46
6.1.9	Apparecchiature e componenti	46
6.2	Protezione contro i fulmini	50
6.2.1	Protezioni contro le tensioni di passo e contatto	50
6.2.2	Protezioni delle apparecchiature da sovratensioni	50
6.2.3	Impianto di terra	50

1 Premessa

Il presente progetto definitivo si riferisce alla realizzazione di un impianto di energia rinnovabile da fonte solare, a carattere agrivoltaico, nel comune di Bernalda (MT). La Soluzione Minima Tecnica Generale (STMG) prevede il collegamento in antenna a 36 kV su una futura Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150/36 kV nel comune di Montescaglioso (MT), come definito nel preventivo di connessione con codice pratica 202202508.

Le opere in progetto sono proposte dalla società Apollo Solar S.r.l. con sede in Viale della Stazione 7, 39100 Bolzano (BZ).

Nello specifico, l'impianto sarà costituito da 21450 moduli fotovoltaici suddivisi in 4 sottocampi, in cui i moduli sono organizzati in stringhe ciascuna da 30 moduli o coppie di stringhe da 15 moduli. La potenza nominale dell'impianto è pari a 14.1 MW (lato AC).

Si precisa, inoltre, che l'impianto in oggetto si caratterizza come un impianto "agrivoltaico", ovvero un impianto che permette di preservare l'attività di coltivazione agricola o pastorale, garantendo una buona produzione energetica. La progettazione è stata perseguita tenendo conto delle recenti Linee Guida in materia di impianti agrivoltaici del Ministero della Transizione Ecologica (Mite – attuale Mase) del giugno 2022.

Pertanto, il progetto è perseguito in coerenza con le indicazioni del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) e tenendo conto del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR, legge 29 luglio 2021, n.108).

La presente relazione tecnica è conforme agli allegati tecnici del Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale (PIEAR) della Regione Basilicata ex DGR 2260 del 29.12.2010 e s.m.i. perché descrive in dettaglio i diversi elementi progettuali dell'impianto fotovoltaico nonché il loro dimensionamento ed i criteri di scelta utilizzati.

A tal proposito si precisa che tutti gli impianti previsti rappresentano la miglior soluzione installativa emergente dalla valutazione del rapporto qualità/prezzo e dell'oggettiva funzionalità e flessibilità degli impianti, data anche la particolare natura della struttura in oggetto.

La validità delle soluzioni proposte sotto il profilo della sicurezza e della conformità normativa è vincolata all'impiego di materiali recanti la marcatura CE ed il marchio IMQ, integri, posati secondo le indicazioni del costruttore e in ogni caso strettamente dipendente dalle condizioni d'uso e di conservazione in efficienza dello stesso. Le installazioni da porre in opera saranno verificate con adeguata strumentazione prima dell'entrata in funzione, coerentemente con quanto disposto dalla normativa vigente.

2 Descrizione generale del progetto

L'impianto fotovoltaico sarà connesso in parallelo alla rete elettrica AT di Terna e opererà in regime di cessione totale dell'energia alla rete elettrica.

Il sito di realizzazione dell'impianto fotovoltaico, ricadente nel territorio comunale di Bernalda (MT), presenta le seguenti coordinate:

- 40° 26'31. 87" N;
- 16°39'26.73" E;
- Altitudine: circa 198 m s.l.m.

Le opere di connessione interessano il limitrofo comune di Montescaglioso per il punto di connessione finale.

Dal punto di vista catastale, le aree interessate sono:

- Foglio 1 particella 183, comune di Bernalda, per quanto riguarda l'impianto fotovoltaico;
- Foglio 83 particella 248, comune di Montescaglioso, per quanto riguarda la sottostazione.

L'impianto fotovoltaico in progetto è costituito principalmente dai seguenti elementi:

- **Pannelli fotovoltaici;**
- **Strutture metalliche di sostegno ad inseguimento;**
- **Cabine di sottocampo per la trasformazione MT/BT;**
- **Conduttori elettrici e cavidotti;**
- **Cabina di raccolta;**
- **Sistema di accumulo;**
- **Recinzione perimetrale e cancelli di accesso;**
- **Interventi di riequilibrio e reinserimento ambientale.**

All'interno dell'area d'impianto è prevista la realizzazione di un impianto di accumulo con unità containerizzate, inverter e trasformatori per una potenza di 5.1MW e una capacità a inizio vita di 27MWh.

2.1 Normativa tecnica di riferimento

Il presente progetto è coerente con le seguenti disposizioni normative:

- **D.M. 37/08** - Norme per la sicurezza degli impianti;
- **D.lgs. 81/08** – Testo Unico sulla salute e Sicurezza sul Lavoro;
- **Legge n. 186 del 01.03.68** - Costruzione e realizzazione di materiali e impianti a regola d'arte;
- **Legge 1 marzo 1968, n. 186:** disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazione e impianti elettrici ed elettronici.
- **Legge 9 gennaio 1991, n. 10:** norma per l'attuazione del piano energetico nazionale in materia di uso nazionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia.
- **Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79:** attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.
- **Decreto Ministero dell'Ambiente 22 dicembre 2000:** finanziamento ai comuni per la realizzazione di edifici solari fotovoltaici ad alta valenza architettonica.

- **Direttiva CE 27 settembre 2001, n. 77:** sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato dell'elettricità (2001/77/CE).
 - **D.P.R. 6 giugno 2001, n. 380:** Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia.
 - **Decreto Legislativo n. 387 del 29-12-2003:** attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
 - **Decreto Legislativo n. 42 del 22 gennaio 2004:** Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137
 - **Decreto Legislativo n. 152 del 3 aprile 2006:** Norme in materia ambientale (G.U. n. 88 del 14 aprile 2006).
 - **Decreto Ministero Sviluppo Economico del 10 settembre 2010:** Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. (G.U. n. 219 del 18 settembre 2010)
 - **Decreto legislativo n. 28 del 3 marzo 2011:** Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE (G.U. n. 71 del 28 marzo 2011);
 - **Decreto Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 30 marzo 2015:** Linee guida per la verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale dei progetti di competenza delle regioni e province autonome, previsto dall'articolo 15 del decreto- legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116.
- Sicurezza:
- **D.Lgs. 81/2008 (testo unico della sicurezza):** misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro;
 - **DM 37/2008:** sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici.
- Norme Tecniche
- **CEI 0-2** - Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici;
 - **CEI 0-16** - Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
 - **CEI 11-1** - Impianti elettrici con tensione superiore a 1000 V in corrente alternata;
 - **CEI 11-20** - Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
 - **CEI 11-35** - Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale;
 - **CEI 11-37** - Guida per l'esecuzione degli impianti di terra nei sistemi utilizzatori di energia alimentati a tensione maggiore di 1 kV;
 - **CEI 17-13** - Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione (Quadri BT);
 - **CEI 17-63** - Sottostazioni prefabbricate ad alta tensione/bassa tensione;
 - **CEI 64-8** - Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua;
 - **CEI 81-10/1 (EN 62305-1)** - "Protezione contro i fulmini. Parte 1: Principi Generali";
 - **CEI 81-10/2 (EN 62305-2)** - "Protezione contro i fulmini. Parte 2: Valutazione del rischio";
 - **CEI 81-10/3 (EN 62305-3)** - "Protezione contro i fulmini. Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone";

- **CEI 81-10/4 (EN 62305-4)** - "Protezione contro i fulmini. Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture";
- **CEI 81-3** - "Valori medi del numero dei fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato dei Comuni d'Italia, in ordine alfabetico";
- **CEI 20** - Guida per l'uso di cavi in bassa tensione;
- **CEI UNEL 35024/1** - Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua - Portate di corrente in regime permanente per posa in aria;
- **CEI UNEL 35027** - Cavi di energia per tensione nominale U superiore ad 1 kV con isolante di carta impregnata o elastomerico o termoplastico - Portate di corrente in regime permanente - Generalità per la posa in aria ed interrata;
- **CEI EN 60904-1(CEI 82-1)**: dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente.
- **CEI EN 60904-2 (CEI 82-2)**: dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.
- **CEI EN 60904-3 (CEI 82-3)**: dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.
- **CEI EN 61727 (CEI 82-9)**: sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete.
- **CEI EN 61215 (CEI 82-8)**: moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.
- **CEI EN 61646 (82-12)**: moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo.
- **CEI EN 50380 (CEI 82-22)**: fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.
- **CEI 82-25**: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione.
- **CEI EN 62093 (CEI 82-24)**: componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.
- **CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31)**: compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso $I_n = 16$ A per fase).
- **CEI EN 60555-1 (CEI 77-2)**: disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni.
- **CEI EN 60439 (CEI 17-13)**: apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).
- **UNI EN 12464-1** Illuminazione nei luoghi di lavoro
- Serie composta da:
 - **CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1)**: apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS).
 - **CEI EN 60439-2 (CEI 17-13/2)**: prescrizioni particolari per i condotti sbarre
 - **CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3)**: prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso -Quadri di distribuzione (ASD).
- **CEI EN 60445 (CEI 16-2)**: principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle

estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico.

- **CEI EN 60529 (CEI 70-1):** gradi di protezione degli involucri (codice IP).
- **CEI EN 60099-1 (CEI 37-1):** scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata.
- **CEI 20-19:** cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V.
- **CEI 20-20:** cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V.
- **CEI EN 62305 (CEI 81-10):** protezione contro i fulmini.
Serie composta da:
 - **CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1):** principi generali.
 - **CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2):** valutazione del rischio.
 - **CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3):** danno materiale alle strutture e pericolo per le persone.
 - **CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4):** impianti elettrici ed elettronici interni alle strutture.
 - **CEI 81-3:** valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato.
 - **CEI 0-2:** guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.
 - **CEI 0-3:** guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati.
 - **UNI 10349:** riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.
 - **CEI EN 61724 (CEI 82-15):** rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.
 - **CEI 13-4:** sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.
 - **CEI EN 62053-21 (CEI 13-43):** apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2).
 - **CEI EN 62053-23 (CEI 13-45):** apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3).
 - **CEI 64-8, parte 7, sezione 712:** sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione.
- TICA:
 - **Delibera ARG-elt n.90-07:** attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 19 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici.
 - **Delibera ARG-elt n. 99-08 TICA:** testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA).
 - **Delibera ARG-elt n. 161-08:** modificazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 13 aprile 2007, n. 90/07, in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.
 - **Delibera ARG-elt n. 179-08:** modifiche e integrazioni alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 e n. 281/05 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica.

Precisazione:

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia anche se non espressamente richiamate, si considerano applicabili.

3 Descrizione degli elementi tecnici dell'impianto fotovoltaico

Nel seguito sono illustrati in dettaglio i principali elementi progettuali che caratterizzano l'impianto fotovoltaico.

3.1 Pannelli fotovoltaici

Al fine di ottimizzare la produzione di energia, l'impianto fotovoltaico in progetto sarà composto da un modulo monocristallino tipo Canadian Solar CS7N-670MB-AG o similare. Assemblati con 132 celle PERC bifacciali da 210 mm, questi moduli a doppio vetro hanno la capacità di convertire le luci incidenti sul lato posteriore in elettricità in aggiunta a ciò che viene generato dal lato anteriore, fornendo una maggiore potenza di uscita, un coefficiente di temperatura inferiore, una minore perdita di ombra e una maggiore tolleranza per il carico meccanico, risultando più performanti e più convenienti in termini di generazione di energia solare, nonché tolleranza per ambienti difficili e condizioni meteorologiche estreme.

I pannelli sfruttano la tecnologia "*half cut cells*" letteralmente celle tagliate a metà, che permette l'aumento della potenza del singolo modulo e della producibilità, grazie ai seguenti fattori:

A) Maggiore tolleranza all'ombreggiamento

Nei moduli tradizionali le celle sono collegate in serie in una matrice 6 x 10 e l'effetto di un'eventuale ombra è mitigato dai 3 diodi di by-pass. Nell'eventualità in cui una cella non venga irraggiata come le altre, uno dei 3 diodi si attiva e la produzione del modulo viene garantita solo per 2/3 (un modulo da 300W potrebbe produrre 200W). Considerando invece un modulo con 120 celle half-cut ci saranno 2 serie da 60 celle in parallelo aventi in comune i 3 diodi di by-pass. In questo modo se una cella viene ombreggiata solo 1/6 del modulo risentirà dell'ombra (un modulo da 300W potrebbe quindi produrre 250W).

B) Diminuzione delle perdite resistive

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

C) Minore possibilità di crack

In una cella a minore superficie i microcrack che si formano nel tempo influiranno meno e il modulo fotovoltaico manterrà le prestazioni più a lungo nel tempo.

In allegato alla presente relazione è presente la scheda tecnica di dettaglio del modulo, mentre nel seguito si riportano le caratteristiche principali:

- **produttore: Canadian Solar;**
- **modello: CS7N-670MB-AG;**
- **tipologia: Bifacciali**
- **potenza di picco monofacciale: 670 Wp;**
- **potenza di picco con guadagno bifacciale del 10%: 737W**
- **tensione massima di sistema: 1500V DC**
- **efficienza del modulo: 21.6%**
- **efficienza del modulo con guadagno bifacciale del 10%: 23.7%**
- **tensione a circuito aperto (Voc a STC): 45.8 V;**
- **corrente operativa (Vmp a STC): 38.7 V;**
- **dimensioni: 2384x1303x33 mm;**
- **peso: 37.8 kg.**

Tabella 1: dati elettrici pannello fotovoltaico

ELECTRICAL DATA | STC*

		Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
CS7N-670MB-AG		670 W	38.7 V	17.32 A	45.8 V	18.55 A	21.6%
Bifacial Gain**	5%	704 W	38.7 V	18.20 A	45.8 V	19.48 A	22.7%
	10%	737 W	38.7 V	19.05 A	45.8 V	20.41 A	23.7%
	20%	804 W	38.7 V	20.78 A	45.8 V	22.26 A	25.9%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

3.2 Strutture di supporto

Le strutture metalliche di supporto ai pannelli fotovoltaici, denominate "tracker", saranno posizionate con asse nord-sud dato che sono in grado di variare l'angolazione orientare i pannelli in modo da "inseguire" la fonte solare durante il suo moto apparente sulla volta celeste.

Sulla base delle considerazioni geologiche, geomorfologiche e geotecniche, la fondazione su cui poggeranno le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici sarà di tipo ad infissione, costituita da tubolari o omega in acciaio zincato (pali), che saranno infissi direttamente nel terreno mediante l'utilizzo di una macchina specifica. Tale tecnologia è utilizzata nell'ambito dell'ingegneria ambientale e dell'ecoedilizia al fine di non alterare le caratteristiche naturali dell'area soggetta all'intervento. Rispetto alle tradizionali fondazioni in cemento armato tale sistema risulta essere meno invasivo e permette una maggiore facilità di rimozione al momento della dismissione dell'impianto.

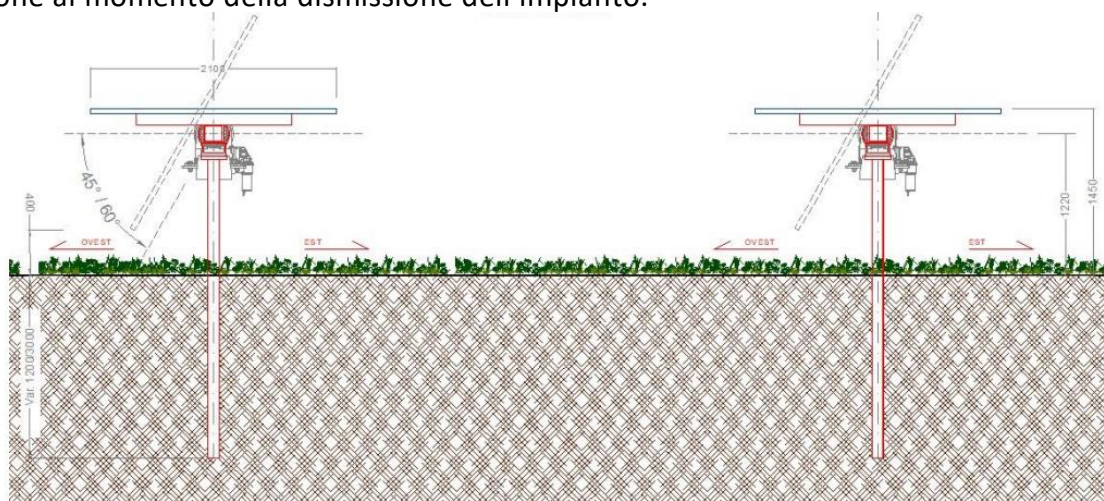


Figura 1: SEZIONE TIPOLOGICA

La distanza fra le file è stata scelta di 5.5m non solo per evitare un possibile effetto ombra fra i moduli fotovoltaici, ma anche per garantire una distanza libera tra i moduli superiore ai 3 metri per lo svolgimento delle operazioni di coltivazione.



Figura 2: Tracker per agro-fotovoltaico

Come detto i "tracker" sono in grado di variare l'angolazione orientare i pannelli in modo da "inseguire" la fonte solare durante il suo moto apparente sulla volta celeste. L'inclinazione massima degli inseguitori tradizionali arriva fino a 60° , invece per i tracker in impianti agro-fotovoltaici l'inclinazione massima è limitata a 45° per lasciare maggiore spazio alle colture sottostanti. Nel caso specifico, si è scelto di limitare l'inclinazione a 40° . Si rimanda alle tavole grafiche per maggiori dettagli.

La soluzione adottata è stata scelta per avere un'altezza minima utile per le coltivazioni e allo stesso tempo contenere l'impatto visivo delle strutture.

In posizioni di sole critiche, come l'alba o il tramonto, un sistema di "backtracking" limiterà ulteriormente l'inclinazione scegliendo la posizione dei pannelli in modo da evitare l'ombreggiamento reciproco.

Lavori di realizzazione di un parco agro-fotovoltaico denominato "Bernalda 1" con potenza in immissione pari a 14.1 MW integrato con un sistema di accumulo e relative opere di connessione

A.5. Relazione tecnica impianto fotovoltaico e sistema di accumulo

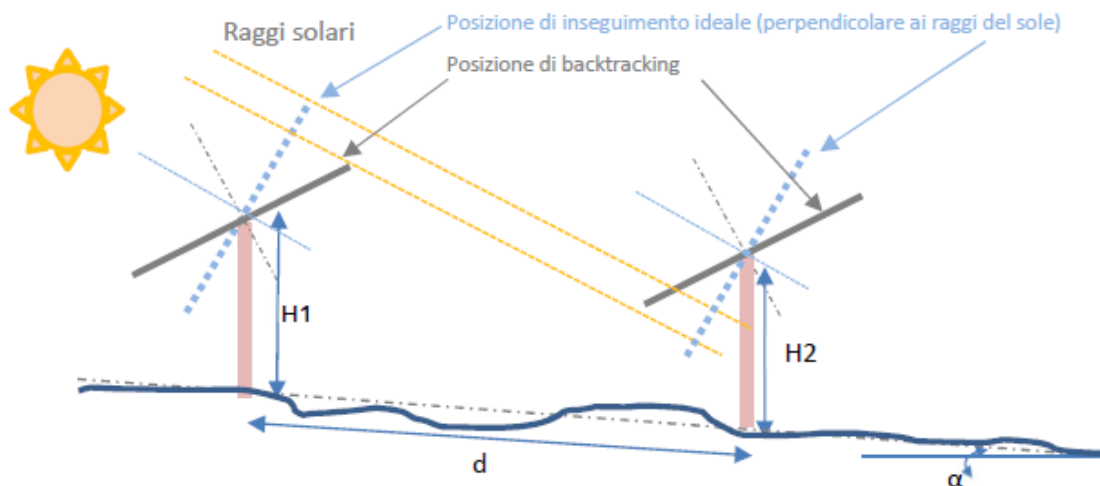


Figura 3: Schema di inseguimento del tracker

Per poter rendere la giacitura del terreno compatibile con l'installazione delle strutture di supporto, inoltre, sono previste anche minime attività di movimento terra finalizzate ad operazioni di livellamento e regolarizzazione del piano campagna.

In allegato alla presente relazione è presente la scheda tecnica di dettaglio della struttura, mentre nel seguito si riportano le caratteristiche principali:

- **produttore: CONVERT;**
- **modello: TRJ-P (Portrait);**
- **range di rotazione: 90° (da -45° a +45°);**
l'angolo di rotazione viene limitato a 40° al fine di garantire uno spazio maggiore alle coltivazioni al di sotto del tracker.
- **massima inclinazione ammissibile: N-S 7%;**

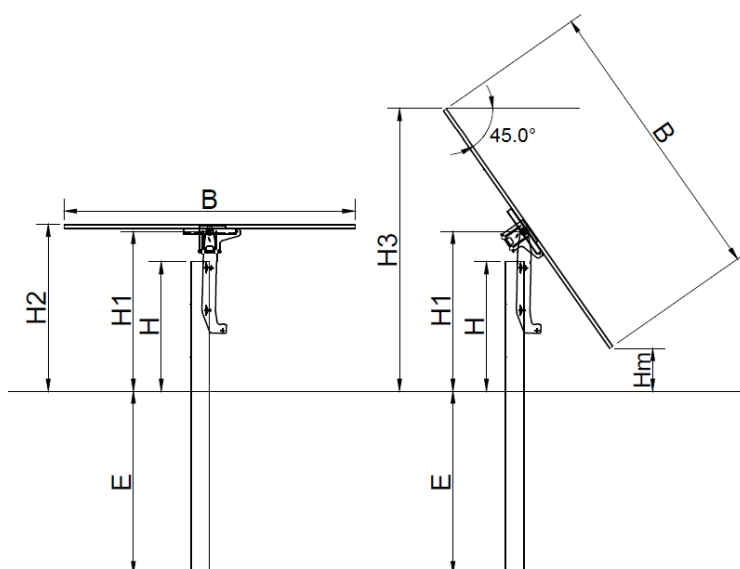


Figura 4: Dettagli tracker

Caratteristiche principali tracker:

- *Tipo di inseguitore:* Tracker orizzontale, monoassiale con asse di rotazione N-S e inseguimento E-O.
- *Sistema di inseguimento:* Controllo dell'inseguimento basato su orologio astronomico, auto riconfigurante ad ogni riaccensione.
- *Deviazione massima:* $\pm 2^\circ$
- *Configurazione:* 1 x V (verticale o "portrait")
- *Intervallo di Inclinazione:* $\pm 45^\circ$ (limitato a $\pm 40^\circ$)
- *Movimentazione:* Attuatore lineare autolubrificante.
- *Bilanciamento:* Struttura completamente bilanciata (asse di rotazione allineato con il baricentro della parte in movimentazione).
- *Backtracking:* Indipendente, sia meccanicamente che elettricamente, per ogni fila e completamente regolabile in base al montaggio ed alle pendenze su lato Est e lato Ovest.
- *Alimentazione motori:* Alimentazione standard AC 148V, 50/60 Hz;
- *Monitoraggio:* Comunicazione Wireless o wired in tempo reale tramite protocollo ModBus/TCP.
- *Materiale:* Acciaio strutturale con caratteristiche in accordo ai calcoli strutturali secondo norme vigenti
- *Protezione superficiale:* Tutti gli elementi dovranno essere in acciaio zincati a caldo secondo ISO1461:2009. Dovranno essere considerati ambienti aggressivi industriali per una durata minima di 25 anni.
- *Messa a terra elettrica:* Struttura metallica in continuità elettrica, con messa a terra tramite pali di fondazione.
- *Altezza palo sostegno fuoriterra H1:* altezza fuoriterra del palo di sostegno variabile da un minimo di 2m a un massimo di 3m.
- *Altezza minima Hm:* altezza minima dei moduli dal terreno alla massima inclinazione di 40° pari a 2100mm.
- *Altezza massima H3:* altezza massima dei moduli dal terreno alla massima inclinazione pari a 3640 mm (per tracker a 40°).
- *Tolleranze di installazione:* Altezza: ± 20 mm; Nord/Sud: ± 20 mm; Est Ovest: ± 20 mm; Inclinazione: $\pm 2^\circ$; Torsione: $\pm 5^\circ$; Inclinazione del terreno N/S: $\pm 4^\circ$ in direzione N/S (estendibile); Inclinazione del terreno E/O: Nessuna limitazione

Tutte le parti in acciaio di movimento e i pilastri di fondazione saranno zincati a caldo secondo ISO 1461:2009, le altre componenti in acciaio saranno zincate in base alle condizioni ambientali del sito per avere una durata di progetto di 25 anni.

L'inseguitore potrà essere installato da due operatori utilizzando strumenti standard e senza particolari esigenze di assemblaggio in quanto non è richiesta alcuna saldatura o taglio in loco durante la fase di montaggio.

L'inseguitore è completamente adattabile alle condizioni geomorfologiche del sito mentre il baricentro della parte mobile della struttura verrà allineato all'asse di rotazione.

PANNELLO DI CONTROLLO

La scheda di controllo è dotata di 10 uscite per il comando di 10 motori (attuatori lineari elettrici). Un'unica scheda di controllo potrà pilotare 10 tracker, per una capacità di energia fotovoltaica di circa 201.00 kWp (stringa di 30 moduli da 670 Wp).

Sistema di controllo degli inseguitori, dotato di connessione remota in tempo reale, è basato su orologio astronomico, auto configurato che non richiede alcun sensore di campo.

Il sistema di backtracking è configurato sulla base delle condizioni del singolo tracker.

Ogni sottocampo è dotato di un anemometro per allarme vento forte e sistema di autoprotezione

Il sistema GPS integrato acquisisce automaticamente la posizione del sito, la data e l'ora. Interfaccia RS232 con Sovratensione protezione 120 A – 0,2 J. 20 canali simultanei.

Protocollo di comunicazione ModBus su Wireless.

N° 20 ingressi per contatti puliti per il collegamento dei finecorsa dell'attuatore lineare (2 ingressi per ogni attuatore).

Protezione da sovratensione, 40 A – 400 W – forma d'onda 10/1000 μ s.

Isolamento elettrico 890 V.

SPECIFICHE ELETTRICHE

Massimo potenza di picco per inseguitore 12,0 kW CC (1x30 stringhe moduli FV - 400 Wp).

Attuatore: 1 attuatore lineare elettrico AC.

Tensione di alimentazione: 240 V monofase 60 Hz.

Codice IP: IP55.

Gli attuatori sono alimentati dal quadro ausiliari ubicato nella cabina del relativo sottocampo.

Configurazione attuatori:

Blocco da 60 moduli fotovoltaici	2 attuatori
Blocco da 30 moduli fotovoltaici	1 attuatore
Blocco da 15 moduli fotovoltaici	1 attuatore

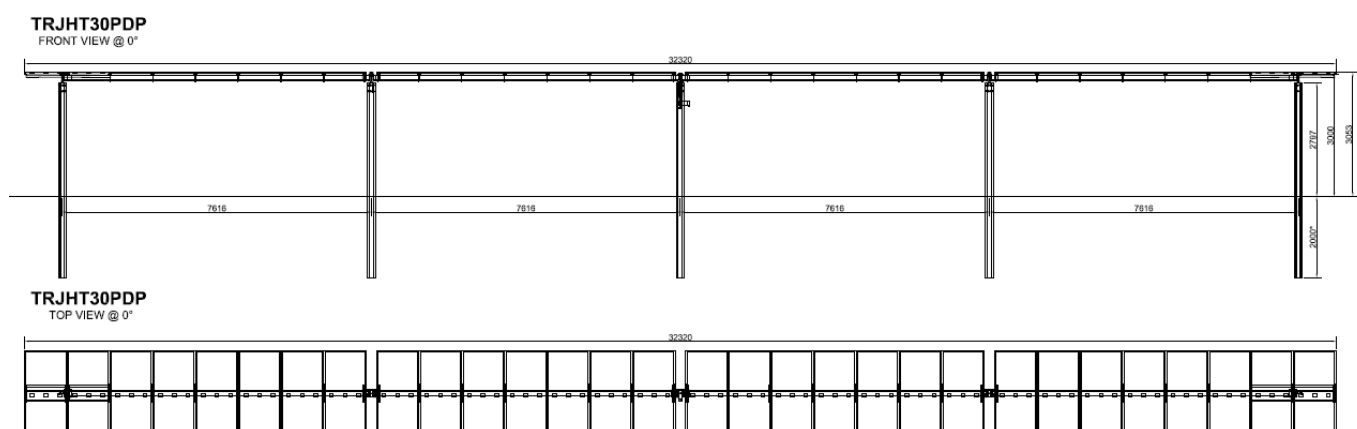


Figura 5: Tracker da 30 moduli

3.3 Stringhe

Dal punto di vista del collegamento elettrico, si prevede di collegare in serie, a formare una "stringa", i 30 moduli installati sulle singole strutture di supporto.

Ogni stringa, considerando solo il contributo del lato superiore è caratterizzata da una potenza nominale di picco pari a:

$$30 \times 670 \text{ W} = 20.10 \text{ kW}$$

Considerando, invece, un guadagno bifacciale del 10% la potenza nominale di picco della stringa risulta:

$$30 \times 737 \text{ W} = 22.11 \text{ kW}$$

Di seguito i dati nominali della stringa (rif. Condizioni STC):

DATI PANNELLO

Marca

CANADIAN SOLAR

modello

BiHiKu7 CS7N-670MB-AG

		670	704	737	804
Potenza nominale (STC)	W_n	670	704	737	804 W
Incremento bifacciale		0	5	10	20 %
Potenza condizioni operative (40°)	W_p	636	704	737	804 W
Tensione alla potenza massima	V_{MPP}	38.7	38.7	38.7	38.7 V
Corrente alla potenza massima	I_{MPP}	17.32	18.2	19.05	20.78 A
Tensione circuito aperto	V_{OC}	45.8	45.8	45.8	45.8 V
Corrente di corto circuito	I_{SC}	18.55	19.48	20.41	22.26 A
Efficienza del modulo	Eff	21.6%	22.7%	23.7%	25.9% %

Stringa

		30	30	30	30
numero moduli	n	30	30	30	30
Potenza massima	P_{MAX}	20.10	21.12	22.11	24.12 kW
Tensione alla potenza massima	V_{MPP}	1161	1161	1161	1161 V
Tensione circuito aperto	V_{OC}	1374	1374	1374	1374 V
Corrente alla potenza massima	I_{MPP}	17.32	18.2	19.05	19.05 A
Corrente di corto circuito	I_{SC}	18.55	19.48	20.41	22.26 A

Calcoli per variazione di temperatura

Temperatura STC	T_{STC}	25	°C
Coefficiente di temperatura per I_{sc}	$\alpha_{I_{sc}}$	0.05%	%/°C
Coefficiente di temperatura per V_{oc}	$\beta_{V_{oc}}$	-0.26%	%/°C
Coefficiente di temperatura per P_{MAX}	$\gamma_{P_{mp}}$	-0.34%	%/°C
Temperatura minima	T_{min}	-10	°C
Temperatura massima	T_{max}	40	°C

Lavori di realizzazione di un parco agro-fotovoltaico denominato "Bernalda 1" con potenza in immissione pari a 14.1 MW integrato con un sistema di accumulo e relative opere di connessione

A.5. Relazione tecnica impianto fotovoltaico e sistema di accumulo

Tensione minima stringa	V_{min}	1115.7	1115.7	1115.7	V
Tensione massima stringa	V_{max}	1499.0	1499.0	1499.0	V
Corrente di corto circuito stringa (Tmax)	I_{max}	18.7	19.5	20.4	A

Dove:

V_{min} STRINGA è la tensione minima V_{MPP} della stringa alla massima temperatura ambiente del sito (40°C) calcolata come segue:

$$V_{min} = V_{MPP(25^{\circ})} \cdot (1 + \beta_{Voc} \cdot \Delta T) = V_{MPP(25^{\circ})} \cdot (1 + \beta_{Voc} \cdot (40-25))$$

$$V_{min} = 1161 \cdot (1 + (-0.25\%) \cdot 15) = \mathbf{1115.7 V}$$

V_{max} STRINGA è la tensione massima V_{oc} della stringa alla minima temperatura ambiente del sito (-10°C) calcolata come segue:

$$V_{max} = V_{oc(20^{\circ})} \cdot (1 + \beta_{Voc} \cdot \Delta T) = V_{oc(25^{\circ})} \cdot (1 + \beta_{Voc} \cdot (-10-25))$$

$$V_{max} = 1374 \cdot (1 + (-0.25\%) \cdot (-35)) = \mathbf{1499.0 V}$$

I_{max} STRINGA è la corrente massima I_{MP} della stringa a condizioni STC

3.4 Inverter di stringa

Le stringhe da 30 moduli saranno unite in parallelo e collegate a inverter di stringa che trasformano la corrente continua prodotta dai pannelli in corrente alternata con tensione di uscita di 800V.

Smart String Inverter



100A
Per MPPT



Max. Efficiency
>99.0%



Smart String-Level
Disconnect



Smart I-V Curve
Diagnosis Supported



MBUS
Supported



Fuse Free
Design



Surge Arresters for
DC & AC



IP66
Protection

Per garantire la produzione di energia dell'impianto, è stata prevista l'installazione di inverter distribuiti di marca HUAWEI modello SUN2000-330KTL-H1, le cui caratteristiche sono riportate di seguito.

Lavori di realizzazione di un parco agro-fotovoltaico denominato "Bernalda 1" con potenza in immissione pari a 14.1 MW integrato con un sistema di accumulo e relative opere di connessione

A.5. Relazione tecnica impianto fotovoltaico e sistema di accumulo

SUN2000-330KTL-H1

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Smart String-Level Disconnecter(SSLD)	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
AC Grounding Fault Protection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤112 kg
Operating Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

Gli inverter saranno posizionati in campo in posizione strategica rispetto alla cabina power center di riferimento. Essi saranno installati su un telaio in acciaio, ad altezza minima di 1,5 metri dal piano di campagna e protetti dai raggi solari con una apposita tettoia.

Ai fini della configurazione stringhe-inverter risultano rispettate le seguenti condizioni:

$$V_{min} STRINGA > V_{min} INVERTER$$

$$1115,7 V > 550 V$$

$$V_{max} STRINGA < V_{max} INVERTER$$

$$1499,0 V < 1500 V$$

$$I_{max} IN < I_{max} INVERTER$$

Dove:

V_{min} STRINGA è la tensione minima V_{MPP} della stringa alla massima temperatura ambiente del sito (40°C);

V_{min} INVERTER è la tensione minima di avvio dell'inverter

V_{max} STRINGA è la tensione massima V_{OC} della stringa alla minima temperatura ambiente del sito (-10°C) calcolata in precedenza

V_{max} INVERTER è la tensione massima di funzionamento dell'inverter

I_{max} STRINGA è la corrente massima I_{MP} della stringa a condizioni STC

I_{max} INVERTER è la corrente massima I_{MPPT} dell'inverter

Nel caso dell'inverter SUN2000-330KTL-H1, dotato di 6 ingressi MPPT, saranno collegate in parallelo fino a 16 stringhe, quindi, per ogni ingresso MPPT dell'inverter, saranno collegate fino a 3 stringhe in parallelo. La corrente massima di ingresso, pertanto, è data dal valore I_{max} di 3 stringhe, come riportato nella tabella seguente.

Tabella 2: tabella verifica inverter SUN2000-330KTL-H1 - 300kW

DATI INVERTER

MARCA	HUWEI		
Modello	SUN2000-330KTL-H1		
Tensione minima avvio inverter	V _{min_inv}	550 V	
Tensione massima in ingresso	V _{max_inv}	1500 V	
Corrente massima per MPPT	I _{max}	65 A	
Corrente corto circuito per MPPT	I _{sc}	115 A	
Potenza nominale	P _n	300 kW	
Potenza apparente massima	P _{max}	330 kVA	
Numero totale ingressi	N _{IN}	28	
Numero massimo stringhe	N _{st}	16	verificato (N _{st} < N _{IN})
Potenza massima in ingresso	P _{IN}	321,6 kW	
numero ingressi MPPT		6	
Rapporto DC/AC		1,07	Ammesso

Lavori di realizzazione di un parco agro-fotovoltaico denominato "Bernalda 1" con potenza in immissione pari a 14.1 MW integrato con un sistema di accumulo e relative opere di connessione

A.5. Relazione tecnica impianto fotovoltaico e sistema di accumulo

Stringa

Tensione minima stringa	V_{min}	1115.7	V	VERIFICATO
Tensione massima stringa	V_{max}	1499.0	V	VERIFICATO
numero ingressi per MPPT	n_{MPPT}	3		
Corrente massima (STC)	I_{max}	51.96	A	VERIFICATO
Corrente di corto circuito (STC)	I_{sc}	56.03	A	VERIFICATO

Guadagno bifacciale 5%

Tensione minima stringa	V_{min}	1115.7	V	VERIFICATO
Tensione massima stringa	V_{max}	1499.0	V	VERIFICATO
numero ingressi per MPPT	n_{MPPT}	3		
Corrente massima (STC)	I_{max}	54.60	A	VERIFICATO
Corrente di corto circuito (STC)	I_{sc}	58.44	A	VERIFICATO

Guadagno bifacciale 10%

Tensione minima stringa	V_{min}	1115.7	V	VERIFICATO
Tensione massima stringa	V_{max}	1499.0	V	VERIFICATO
numero ingressi per MPPT	n_{MPPT}	3		
Corrente massima (STC)	I_{max}	57.15	A	VERIFICATO
Corrente di corto circuito (STC)	I_{sc}	61.23	A	VERIFICATO

Per l'inverter SUN2000-330KTL-H1, collegando fino a 3 stringhe per MPPT, il valore di corrente di immissione I_{max} IN risulta, in ogni situazione, inferiore a quella dell'MPPT, pertanto, in caso di condizioni STC, l'inverter consentirà l'immissione della corrente di stringa a limite massimo consentito.

3.5 Trasformatori

Nel presente progetto è prevista la divisione dell'impianto in vari sottocampi. In ogni sottocampo è prevista una cabina prefabbricata in cui verrà installato il trasformatore di elevazione BT/MT della potenza variabile tra 3600 e 4000 kVA. I trasformatori saranno a singolo secondario con tensione di 800V ed avrà una tensione al primario di 36kV con le seguenti caratteristiche a seguito:

- Tipo a olio
- Nucleo magnetico realizzato con lamierini a cristalli orientati a basse perdite
- Peso: 8000 Kg ca
- frequenza nominale 50 Hz
- Tensione primario 36 KV
- Tensione secondario 0.8 KV
- Perdite 6%
- simbolo di collegamento Dy 11
- collegamento primario triangolo
- collegamento secondario stella
- classe ambientale E2

- classe climatica C2
- comportamento al fuoco F1
- classe di isolamento termico primarie e secondarie F/F
- temperatura ambiente max. 40 °C
- installazione interna
- tipo raffreddamento: KNAN estere con raffreddamento naturale ad aria
- altitudine sul livello del mare $\leq 1000\text{m}$

3.6 Configurazione dell'impianto

L'impianto, come detto, è suddiviso in 4 "sottocampi", collegati ad altrettante cabine di sottocampo caratterizzate dalle seguenti potenze di picco:

Tabella 3: configurazione impianto

sottocampi	nr. stringhe	potenza DC	nr. inverter	potenza AC	DC/AC	trasformatori MVA
1	182	3658.2	12	3600	1.02	4000
2	181	3638.1	12	3600	1.01	4000
3	164	3296.4	11	3300	1.00	3600
4	188	3778.8	12	3600	1.05	4000
4	715	14371,5	47	14100	1,02	15600

In totale, quindi, saranno installati 21.450 moduli, raggruppati in 715 stringhe di 30 moduli in serie, per una potenza di picco installata in corrente continua pari a:

$$21450 \text{ moduli} \times 670 \text{ Wp} = 14375 \text{ Wp} = 14.4 \text{ MW DC}$$

La potenza totale dell'impianto, in corrente alternata, data dalla somma della potenza degli inverter sarà pari a:

$$47 \times 300 = 14.1 \text{ MW AC}$$

3.7 Cabine di sottocampo

Come detto, l'impianto fotovoltaico in progetto è composto da 4 campi divisi in sottocampi ognuno dei quali gestito da un numero variabile di inverter di stringa della potenza unitaria di 300kW e potenza complessiva da 3300 a 3600 kW.

In ogni sottocampo verrà installata una cabina (power station), avente dimensioni esterne 7.5 mt x 2.5 mt (LxP), composta da due vani che conterranno in uno il quadro di parallelo BT, quadro ausiliari e gli scomparti MT, nell'altro vano sarà ubicato il trasformatore MT/BT.

Il vano trasformatore sarà dotato di opportuno estrattore calcolato secondo le caratteristiche del trasformatore MT/BT.

La cabina sarà dotata di impianto di illuminazione ordinario e di emergenza, forza motrice per tutti i locali, alimentati da apposito quadro BT (quadro AUX) installato in loco, nonché di accessori normalmente richiesti dalle normative vigenti (schema del quadro, cartelli comportamentali, tappeti isolanti 40.5kV, guanti di protezione 40.5kV, estintore ecc.).

La cabina sarà del tipo prefabbricato, realizzata mediante una struttura monolitica in calcestruzzo armato vibrato autoportante, completa di porte di accesso e griglie di aerazione.

Le cabine dei sottocampi avranno tutte le medesime caratteristiche, ovvero le pareti sia interne che esterne, saranno di spessore non inferiore a 7-8 cm, il tetto di spessore non inferiore 6-7 cm, sarà a corpo unico con il resto della struttura, impermeabilizzato con guaina bituminosa elastomerica applicata a caldo per uno spessore non inferiore a 4 mm e successivamente protetta. Il pavimento sarà dimensionato per sopportare un carico concentrato di 50 kN/m² ed un carico uniformemente distribuito non inferiore a 5 kN/m². Sul pavimento saranno predisposte apposite finestre per il passaggio dei cavi MT e BT, completo di botola di accesso al vano cavi. L'armatura interna del monoblocco sarà elettricamente collegata all'impianto di terra, in maniera tale da formare una rete equipotenziale uniformemente distribuita su tutta la superficie. I materiali da utilizzare per le porte e le griglie saranno in vetroresina stampata, o lamiera zincata (norma CEI 11-1 e DPR 547/55 art. 340), ignifughe ed autoestinguenti.

Anche le fondazioni della cabina sono prefabbricate e per l'alloggio sarà realizzata un'apposita area con livellazione e costipamento del terreno e predisposizione di un letto di sabbia, previo uno scavo a sezione ampia per l'asportazione del terreno coltivato.

A valle della trasformazione della tensione in MT è prevista la posa di un cavidotto interno in MT che collegherà tutte le cabine di sottocampo fino alla cabina di distribuzione situata anche quest'ultima all'interno dell'area d'impianto.

3.8 Cabina di raccolta

La cabina di raccolta posizionata all'interno dell'area di impianto sarà costituita da un fabbricato in c.a.p. di dimensioni in pianta pari a 25m x 10m, all'interno del quale saranno alloggiati i quadri di arrivo dei circuiti a 36kV provenienti dai 4 sottocampi fotovoltaici e dall'impianto di storage, nonché il quadro di partenza del collegamento verso la SE sempre con un cavidotto a 36kV.

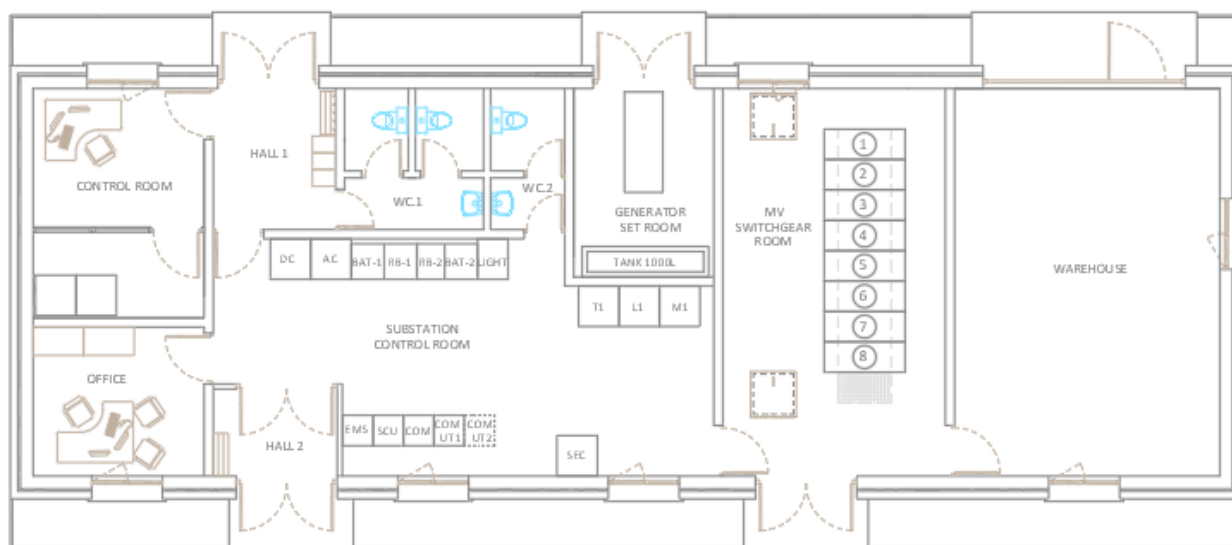


Figura 6 – Cabina di raccolta

La cabina sarà dotata di locali magazzino, control room e servizi igienici.

3.9 Ventilazione box trasformatori

Nelle cabine in cui è prevista l'installazione di un trasformatore, dovranno essere predisposte delle aperture sulle pareti laterali per garantire la ventilazione naturale dei locali.

Le aperture di ventilazione dovranno essere posizionate in basso per l'ingresso di aria fresca e in alto per l'uscita dell'aria calda. Ove possibile dovranno essere disposte preferibilmente su pareti contrapposte, le aperture di ventilazione non avranno serramenti ma solo dotate di griglie del tipo a labirinto atte ad impedire l'ingresso di acqua, animali, e oggetti pericolosi.

Quando la ventilazione naturale non è sufficiente a smaltire il calore di ricorre alla ventilazione forzata.

La ventilazione forzata verrà attivata quando la temperatura interna del locale supera un livello di guardia prefissato (30° C ÷ 35° C) oppure dalle protezioni termometriche dei trasformatori.

3.10 Conduttori elettrici e cavidotti

L'impianto fotovoltaico è stato diviso in diversi sottocampi, ciascuno dei quali sarà collegato ad una cabina di campo e, in uscita dall'ultima di esse, è prevista la posa di un conduttore elettrico interrato in grado di condurre l'energia prodotta fino al punto di consegna in media tensione (MT).

All'interno di ogni sottocampo ogni conduttore sarà alloggiato in un cavidotto interrato da posizionare al di sotto della viabilità stradale in progetto. Per ridurre le perdite energetiche, in caso di sovrapposizione del percorso di due o più conduttori, gli stessi potranno anche essere alloggiati all'interno dello stesso cavidotto pur rimanendo distinti l'uno dall'altro.

Il tratto di cavidotto esterno alle aree dei sottocampi, invece, sarà unico e sarà posizionato al di sotto della viabilità stradale esistente. Per la posa è prevista in particolare la demolizione della pavimentazione impermeabile esistente e la sua integrale ricostruzione in seguito alle opportune operazioni di scavo, posa del cavidotto e rinterro. Nell'elaborato "*Sezioni tipo stradali, ferroviarie, idriche e simili*" sono indicate in dettaglio le modalità di posa.

Per la risoluzione delle interferenze con attraversamenti stradali e, più in generale, in caso di impossibilità a procedere con gli scavi in trincea, saranno adottate le seguenti modalità di posa in opera del cavidotto esterno:

- 1) mediante **Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC)**, vale a dire mediante una perforazione eseguita con una portasonda teleguidata ancorata a delle aste metalliche;
- 2) mediante **scavo**.

Lungo il tracciato del cavidotto, inoltre, saranno realizzati dei giunti unipolari a circa 500-800 m l'uno dall'altro. Il posizionamento esatto dei giunti sarà determinato in sede di progetto esecutivo in funzione delle interferenze al di sotto il piano di campagna e della possibilità di trasporto, ma certamente saranno realizzati all'interno di pozzetti denominati "buche giunti".

4 Aspetti energetici dell'impianto fotovoltaico

Con la realizzazione dell'impianto fotovoltaico si intende conseguire un significativo risparmio energetico per la struttura servita, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole. Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze architettoniche e di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.
- l'attività di produzione agricola e produzione di energia pulita.

4.1 Stima della produzione di energia

4.1.1 Sito di installazione

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto, oltre che della disponibilità economica, dei seguenti parametri:

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare.

La stima di producibilità dell'impianto è stata effettuata mediante l'applicazione PVsyst, un pacchetto software completo per lo studio, il dimensionamento, la simulazione e l'analisi dei sistemi fotovoltaici.

Le simulazioni sono state svolte per ogni campo considerando i seguenti parametri:

- Latitudine: 40.45° N
- Longitudine: 16.66° E
- Altitudine media: 191 m s.l.m.

Sommario del progetto

Luogo geografico Bernalda Italia	Ubicazione Latitudine 40.45 °N Longitudine 16.66 °E Altitudine 191 m Fuso orario UTC+1	Parametri progetto Albedo 0.20
Dati meteo Bernalda Meteonorm 8.0, Sat=100% - Sintetico		

Sommario del sistema

Sistema connesso in rete	Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)	
Orientamento campo FV Orientamento Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S Asse dell'azimut 180 °	Algoritmo dell'inseguimento Ottimizzazione irraggiamento Backtracking attivato	Ombre vicine Ombre lineari Ombreggiamento diffuso Automatico
Informazione sistema Campo FV	Inverter	
Nr. di moduli 21450 unità	Numero di unità 47 unità	
Pnom totale 14.37 MWc	Pnom totale 14.10 MWac	
	Rapporto Pnom 1.019	

Lavori di realizzazione di un parco agro-fotovoltaico denominato "Bernalda 1" con potenza in immissione pari a 14.1 MW integrato con un sistema di accumulo e relative opere di connessione

A.5. Relazione tecnica impianto fotovoltaico e sistema di accumulo

Sommario dei risultati

Energia prodotta	24217.16 MWh/anno	Prod. Specif.	1685 kWh/kWc/anno	Indice rendimento PR	88.28 %
------------------	-------------------	---------------	-------------------	----------------------	---------

4.1.2 Dati meteorologici

La versione del software PVsyst utilizzata per la simulazione ingloba al suo interno il programma Meteonorm 8.0, in grado di generare valori climatici annuali accurati e rappresentativi per qualsiasi luogo sulla terra. Meteonorm include due dei migliori modelli sul mercato per simulazioni affidabili di grandi impianti fotovoltaici.

Il database Meteonorm è composto da più di 8000 stazioni meteorologiche, cinque satelliti geostazionari e una climatologia dell'aerosol calibrata a livello globale. Su questa base, sofisticati modelli di interpolazione, basati su oltre 30 anni di esperienza, forniscono risultati con elevata precisione in tutto il mondo.

4.1.3 Dati tecnici

Per la simulazione sono stati utilizzati i dati tecnici dei moduli e degli inverter previsti in progetto e presenti nel database del software.

Tabella 4: caratteristiche pannelli sottocampi

Caratteristiche campo FV			
Modulo FV		Inverter	
Costruttore	CSI Solar	Costruttore	Huawei Technologies
Modello	CS7N-670MB-AG	Modello	SUN2000-330KTL-H1
	(Definizione customizzata dei parametri)		(Definizione customizzata dei parametri)
Potenza nom. unit.	670 Wp	Potenza nom. unit.	300 kWac
Numero di moduli FV	21450 unità	Numero di inverter	47 unità
Nominale (STC)	14.37 MWc	Potenza totale	14100 kWac
Campo #1 - Sottocampo 1			
Numero di moduli FV	5460 unità	Numero di inverter	12 unità
Nominale (STC)	3658 kWc	Potenza totale	3600 kWac
Moduli	182 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	3376 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.02
U mpp	1049 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	3218 A		
Campo #2 - Sottocampo 2			
Numero di moduli FV	5430 unità	Numero di inverter	12 unità
Nominale (STC)	3638 kWc	Potenza totale	3600 kWac
Moduli	181 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	3358 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.01
U mpp	1049 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	3200 A		

Lavori di realizzazione di un parco agro-fotovoltaico denominato "Bernalda 1" con potenza in immissione pari a 14.1 MW integrato con un sistema di accumulo e relative opere di connessione

A.5. Relazione tecnica impianto fotovoltaico e sistema di accumulo

Campo #3 - Sottocampo 3			
Numero di moduli FV	4920 unità	Numero di inverter	11 unità
Nominale (STC)	3296 kWc	Potenza totale	3300 kWac
Moduli	164 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	3042 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.00
U mpp	1049 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	2900 A		
Campo #4 - Sottocampo 4			
Numero di moduli FV	5640 unità	Numero di inverter	12 unità
Nominale (STC)	3779 kWc	Potenza totale	3600 kWac
Moduli	188 Stringhe x 30 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	800-1500 V
Pmpp	3488 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.05
U mpp	1049 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	3324 A		
Potenza PV totale		Potenza totale inverter	
Nominale (STC)	14372 kWp	Potenza totale	14100 kWac
Totale	21450 moduli	Numero di inverter	47 unità
Superficie modulo	66631 m ²	Rapporto Pnom	1.02

4.1.4 Contributo Bifacciale

4.1.4.1 Fattore di bifaccialità

Il presente progetto prevede l'utilizzo di moduli Si-cristallini in grado di utilizzare la luce dal lato posteriore per produrre elettricità. Tali "Moduli Bifacciali" sono caratterizzati dal loro "Fattore di Bifaccialità", ovvero il rapporto tra l'efficienza nominale del lato posteriore, rispetto all'efficienza nominale del lato anteriore. Si ricorda che l'efficienza nominale è semplicemente la Potenza nominale (sotto STC) espressa in [kWp], divisa per l'area del modulo fotovoltaico [m²].

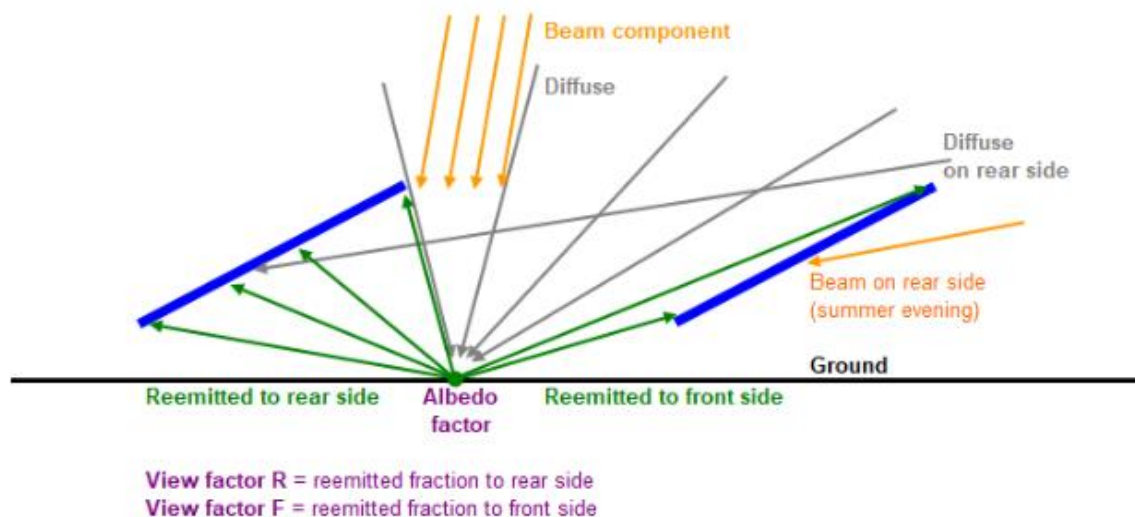
Per la simulazione si ritiene che il comportamento della produzione posteriore sia simile al comportamento della parte anteriore, ovvero obbedisca al modello a un diodo con gli stessi parametri.

4.1.4.2 Irraggiamento al suolo

Nella maggior parte dei casi (ad eccezione dei sistemi a piano verticale), l'irraggiamento utilizzabile nella parte posteriore è principalmente la riemissione di una parte della luce incidente al suolo, che non è uniforme e deve essere valutato per ogni punto del terreno.

Lavori di realizzazione di un parco agro-fotovoltaico denominato "Bernalda 1" con potenza in immissione pari a 14.1 MW integrato con un sistema di accumulo e relative opere di connessione

A.5. Relazione tecnica impianto fotovoltaico e sistema di accumulo



La componente di fascio da considerare è infatti quella che raggiunge il suolo solo tra i moduli fotovoltaici. Pertanto, in un dato momento, un dato punto a terra riceverà (o meno) la componente del raggio. Ciò dipende ovviamente dalla posizione del sole, quindi la distribuzione dell'irraggiamento del raggio deve essere calcolata ad ogni passo temporale della simulazione.

La componente diffusa viene valutata, per un dato punto a terra, integrando i raggi diffusi ricevuti da tutte le direzioni dello spazio che non sono "nascosti" dai collettori. Per questo calcolo, viene usata la stessa ipotesi degli altri modelli diffusi, cioè che il diffuso sia isotropo. È possibile quindi valutare, per ogni punto a terra, la diffusione ricevuta da un integrale, analogo all'integrale per il modello di trasposizione, su tutte le parti del cielo "viste" da questo punto. Pertanto, la componente di irradiazione diffusa è una funzione di distribuzione sui punti al suolo, indipendente dalla posizione del sole e, dipendendo solo dalla geometria del sistema, può essere calcolata in maniera univoca per un sistema di inclinazione fisso e un dato punto al suolo.

4.1.4.3 Frazione trasparente della copertura

La copertura potrebbe non essere completamente opaca alla luce del sole in quanto possono esserci spazi tra le celle e tra i moduli, che non sono ostruiti da componenti o strutture di montaggio; ciò porterà a una luce aggiuntiva che raggiunge il suolo. Per questo contributo, solitamente piccolo, nelle simulazioni si assume solo un contributo aggiuntivo alla luce ricevuta da ciascun punto a terra che sarà proporzionale all'irraggiamento orizzontale globale e al fattore di trasparenza della copertura.

4.1.4.4 Irraggiamento sul lato posteriore - fattore di vista

L'irraggiamento sul lato posteriore dei moduli fotovoltaici, come detto, è rappresentata dalla quantità di irraggiamento riemesso dal suolo, definito "Albedo".

La luce emessa da un dato punto del suolo è ottenuta moltiplicando l'irraggiamento ricevuto per il fattore albedo del suolo. Questo parametro è molto importante nella situazione bifacciale e dovrebbe essere stimato con cura per ogni particolare sistema, in quanto può cambiare quando il terreno è bagnato,

con la neve, o con il tempo (invecchiamento della superficie), ed eventualmente anche con l'altezza del sole.

Nella simulazione non è possibile considerare gli effetti dei cambiamenti climatici, ma solo adottare valori stagionali per l'albedo. Per la simulazione di producibilità del presente progetto, tuttavia, si è adottato un valore fisso di albedo.

Si precisa che non va confuso l'albedo globale con l'albedo per bifaccialità, in quanto l'albedo globale caratterizza il terreno antistante l'installazione, lontano dal sistema e viene utilizzato nel modello di simulazione di rifrazione ed influisce sul valore globale di radiazione incidente (GlobInc). L'albedo per il contributo bifacciale è, invece, una proprietà del terreno appena sotto l'impianto fotovoltaico.

Un'ipotesi molto importante adottata nel modello di simulazione è che la luce riemessa da un punto del suolo abbia una distribuzione isotropa. Ciò significa che la luce viene riemessa con la stessa intensità qualunque sia la direzione dello spazio (emisfera sopra questo punto), ovvero non c'è un riflesso con una direzione privilegiata o particolare. L'ipotesi adottata porta ad una distribuzione lambertiana, cioè ogni raggio viene moltiplicato per il coseno dell'angolo di incidenza.

Viene definito "Fattore di vista" (o "Fattore di forma") la frazione di questa luce che raggiunge effettivamente il modulo fotovoltaico, ottenuta come integrale su tutte le direzioni che, dal punto al suolo, impattano sui moduli fotovoltaici. La luce riemessa verso il cielo è ovviamente persa. Anche il fattore di vista è una proprietà di ogni punto del suolo, solo in base alla geometria e quindi viene calcolata per ogni punto una sola volta.

Vengono valutati 2 tipi di "Fattori di vista", ovvero uno relativo al lato posteriore dei collettori, ed un altro che rappresenta l'irraggiamento che raggiunge il lato anteriore. Quest'ultimo contributo andrà ad aggiungersi all'usuale irradianza incidente.

Gli integrali del fattore di vista comportano una correzione dell'effetto di incidenza (IAM) per ciascun raggio, che è di particolare importanza per il lato anteriore. Si ricorda che l'effetto di incidenza (il termine designato è IAM, per "Incidence Angle Modifier") corrisponde alla diminuzione dell'irraggiamento che raggiunge effettivamente la superficie delle celle fotovoltaiche, rispetto all'irraggiamento in condizioni di incidenza normale. Tale diminuzione è dovuta principalmente ai riflessi sulla copertura in vetro, che aumentano con l'angolo di incidenza.

Oltre a questi contributi, vengono considerati anche la parte diffusa vista direttamente dal lato posteriore (sempre risultato di un integrale), così come il raggio che eventualmente cade su di essa (la mattina e la sera in estate).

Tutti i calcoli di irraggiamento per il lato posteriore tengono conto delle perdite IAM e sono sempre calcolati utilizzando il semplice modello di Fresnel per vetri senza rivestimento antiriflesso.

Infine, possiamo avere delle strutture meccaniche dietro al modulo (inclusa la scatola di giunzione), e pertanto viene definito anche un fattore di ombreggiatura per il lato posteriore.

4.1.4.5 Tettoie illimitate

Nella simulazione, infine, è stata adottata l'ipotesi "tettoie illimitate", che consente un semplice calcolo analitico del comportamento della copertura, ovvero l'ombreggiamento reciproco da tettoia a tettoia, considerando un'unica direzione.

Questo semplifica i calcoli bifacciali, perché consente di considerare solo la distribuzione dei punti al suolo lungo la linea azimutale, e di analizzare il loro comportamento in termini di configurazione della tettoia, definiti i parametri caratteristici quali inclinazione piano/azimut, inclinazione, larghezza della copertura, altezza dal suolo, nonché l'albedo del suolo.

Lavori di realizzazione di un parco agro-fotovoltaico denominato "Bernalda 1" con potenza in immissione pari a 14.1 MW integrato con un sistema di accumulo e relative opere di connessione

A.5. Relazione tecnica impianto fotovoltaico e sistema di accumulo

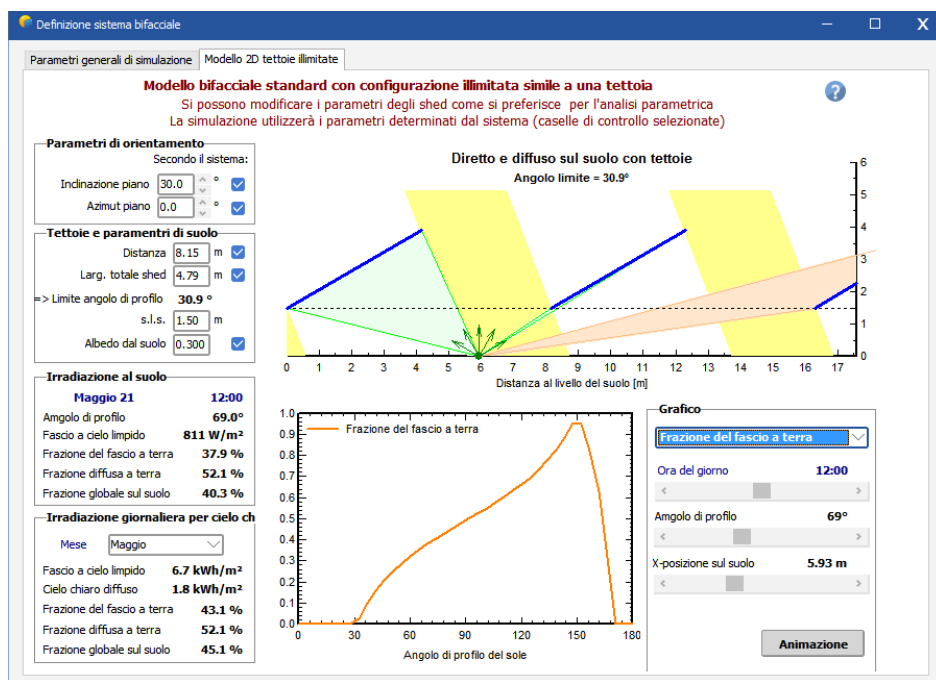


Figura 7: schermata finestra impostazione dati per calcolo contributo bifacciale

4.1.5 Perdite energetiche

Ai fini della stima della produzione di energia, sono stati considerati i seguenti fattori di perdita energetica dovuti ad una non perfetta efficienza nella trasmissione da un apparato all'altro:

- degradazione de modulo (per primo anno): 0.2%;
- perdita FV a causa del livello di irraggiamento: 0.4%;
- perdita FV a causa della temperatura: 4.6%;
- perdita per qualità del modulo: 0.6%;
- LID – (Light induced degradation): 2.0%;
- perdita di accoppiamento, moduli e stringhe: 0.5%;
- perdita induttiva/resistiva al trasformatore: 0.9%;
- perdite ohmiche di cablaggio: 1.5%;
- perdita di inverter in funzione (efficienza): 1%;
- perdite trasformatore a vuoto:0.1%.
- perdite trasformatore sotto carico:1%.

La degradazione indotta dalla luce (LID) è un fenomeno meno noto che ha un impatto su un ampio segmento del mercato delle celle al silicio cristallino. In breve, è il degrado che si verifica in una cella solare nei primi giorni dopo l'installazione a causa dell'esposizione alla luce solare.

L'energia annua immessa in rete è stata calcolata decurtando all'energia di irraggiamento globale disponibile sui pannelli le perdite su elencate.

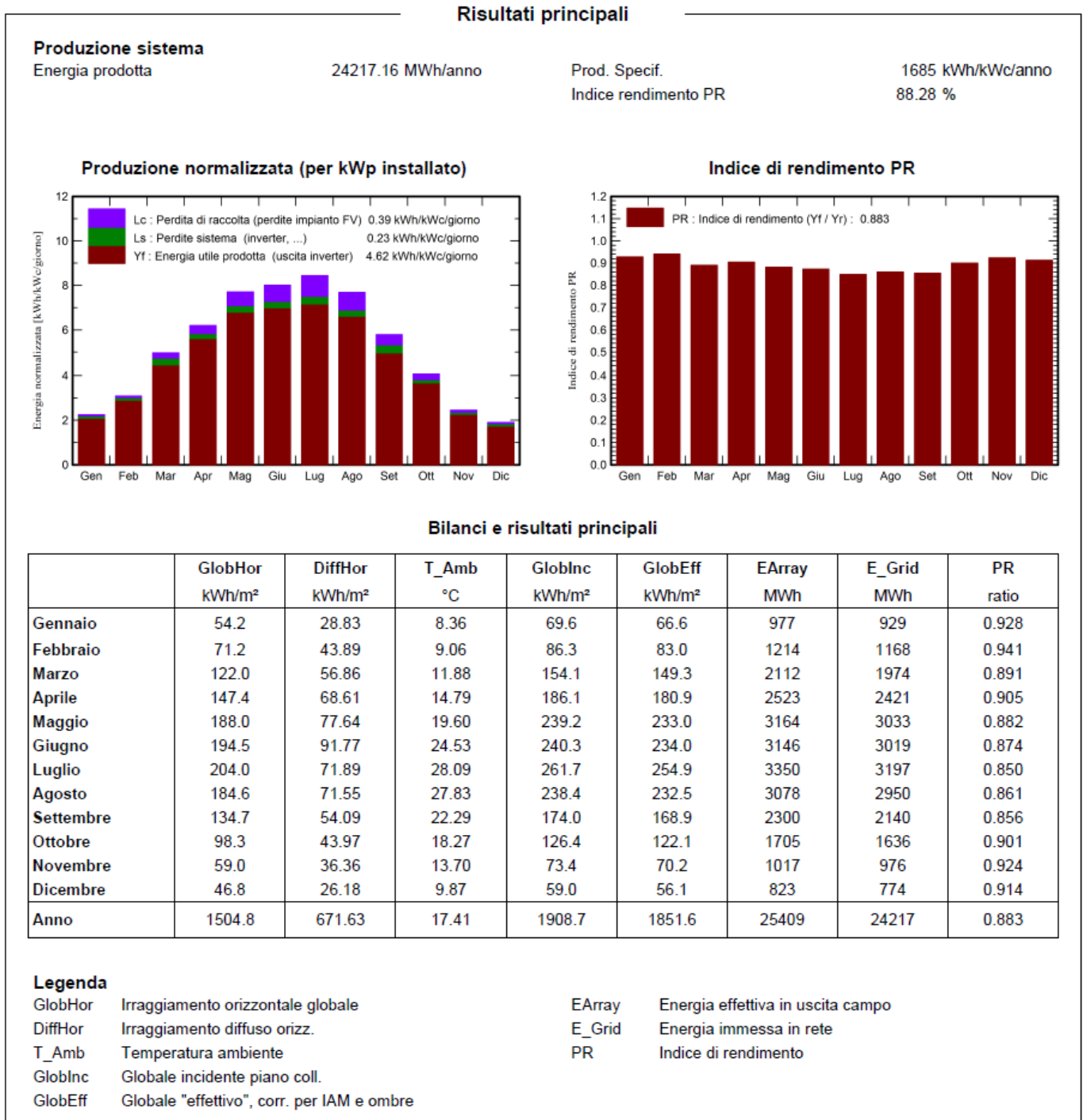
4.1.6 Irraggiamento e producibilità

Nelle tabelle seguenti si riporta una sintesi dei dati di irraggiamento e della conseguente energia immessa in rete (E-Grid) per il primo anno di esercizio per i campi che compongono l'impianto

Lavori di realizzazione di un parco agro-fotovoltaico denominato "Bernalda 1" con potenza in immissione pari a 14.1 MW integrato con un sistema di accumulo e relative opere di connessione

A.5. Relazione tecnica impianto fotovoltaico e sistema di accumulo

Tabella 5: Risultati delle stime di producibilità



Tenendo conto di un tasso di invecchiamento dei pannelli pari allo 0.40% (valore estratto dalla scheda tecnica del produttore), è possibile calcolare l'energia media annua immessa in rete durante la vita utile dell'impianto, pari a 20 anni. Nella tabella seguente è mostrato il cronoprogramma con l'indicazione della produzione di energia per ogni anno.

Lavori di realizzazione di un parco agro-fotovoltaico denominato "Bernalda 1" con potenza in immissione pari a 14.1 MW integrato con un sistema di accumulo e relative opere di connessione

A.5. Relazione tecnica impianto fotovoltaico e sistema di accumulo

Tabella 6: Cronoprogramma della producibilità media annuale lungo la vita utile dell'impianto (20 anni)

Anno	Produzione di energia (MWh)
1	24 184.00
2	24 064.00
3	23 945.00
4	23 825.00
5	23 706.00
6	23 586.00
7	23 414.00
8	23 241.00
9	23 069.00
10	22 896.00
11	22 724.00
12	22 624.00
13	22 525.00
14	22 425.00
15	22 326.00
16	22 226.00
17	22 129.00
18	22 031.00
19	21 934.00
20	21 836.00
Totale	458 710.00

4.1.7 Misure di irraggiamento e performance

L'impianto risulterà dotato di un sistema di monitoraggio ambientale avente l'obiettivo di mantenere monitorati i dati climatici e di irraggiamento sul campo fotovoltaico.

In particolare, verranno misurati, con idonei strumenti quali ad esempio celle solari e piranometri i dati di irraggiamento in un numero adeguato di strumenti distribuiti sul campo, oltre al dato della temperatura con sensori a contatto posti direttamente sui moduli.

La valutazione delle prestazioni energetiche sarà poi determinata tramite il calcolo del cosiddetto PR "Performance Ratio".

4.2 Risparmio di combustibile ed emissioni evitate in atmosfera

Ad oggi la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il TEP, ossia il numero di **tonnellate equivalenti di petrolio** risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica. L'impianto fotovoltaico consente inoltre la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Secondo l'art. 2 della Delibera EEN 3/08 è possibile considerare il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria pari a:

$$f_c = 0.187 \text{ TEP/MWh}$$

Nel presente caso, pertanto, considerando una produzione media dell'impianto al primo anno di vita di 24.184 MWh, le TEP risparmiate in un anno sono pari a:

$$T_1 = 0.187 \cdot 24,184 = 31,815.25 \text{ TEP}$$

Mentre quelle risparmiate in 20 anni, sulla base di una produzione complessiva di 3,233,620.00 MWh (Tabella 6), sono pari a:

$$T_{20} = 0.187 \cdot 3,233,620 = 604,686.94 \text{ TEP}$$

Nella tabella seguente è possibile notare le quantità delle principali emissioni in atmosfera che la realizzazione dell'impianto consente di evitare.

Tabella 7: Emissioni in atmosfera evitate (fonte: Rapporto ambientale ENEL 2006)

Emissioni in atmosfera EVITATE	CO2	SO2	Nox	Polveri
Emissioni evitate (g/kWh)	496.00	0.93	0.58	0.029
Emissioni evitate in 1 anno (Ton)	84 386.96	158.23	98.68	4.93
Emissioni evitate in 20 anni (Ton)	1 603 875.52	3 007.27	1 875.50	93.77

5 Descrizione del sistema di accumulo

Il presente progetto prevede la realizzazione, su una superficie di circa 300 m² all'interno del campo agri fotovoltaico, un impianto di accumulo con unità containerizzate, inverter e trasformatori per una potenza di prelievo ed immissione di 3.45 MW e una capacità di 13.8 MWh.

Gli obiettivi di progetto sono quelli di:

- Ottimizzare l'utilizzo di energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, tramite l'energy shifting, accumulando energia durante le ore del giorno in cui si presentano picchi di produzione dell'impianto fotovoltaico e fornendo energia alla rete nelle ore di maggiore necessità;
- Predisporre l'impianto a futuri servizi di rete richiesti da Terna riguardanti i sistemi di accumulo in ottica di adattare la rete RTN a gestire i radicali cambiamenti del sistema elettrico nazionale, come ad esempio regolazione secondaria e bilanciamento.

5.1 Servizi

5.1.1 Energy shifting

I sistemi di accumulo dell'energia distribuita stanno diventando componenti essenziali per funzionamento della rete elettrica, dove il continuo aumento di generazione distribuita da fonti di energia rinnovabile (FER) sta provocando un forte aumento di flussi di potenza non programmabili.

In particolare, la crescita esponenziale di potenza fotovoltaica installata provoca una sovrapproduzione nelle ore centrali della giornata. L'utilizzo di tecnologie di accumulo per ottimizzare la produzione rinnovabile diventa quindi fondamentale poiché riduce i picchi di produzione nei momenti di overgeneration ed eroga potenza in rete nei momenti di maggiore carico. Ne consegue una migliore gestione degli sbilanciamenti e permette arbitraggi del prezzo dell'energia.

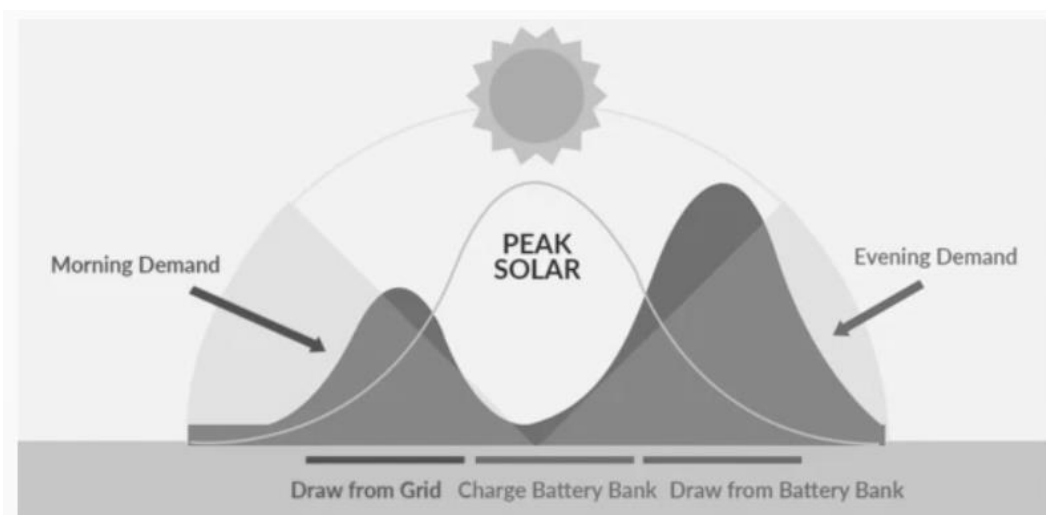


Figura 8: Energy shifting

5.1.2 Regolazione secondaria

La Regolazione Secondaria ha la funzione di ristabilire i valori di frequenza nominale e potenza di scambio programmati; agisce su un margine di potenza dedicata, denominata riserva o banda secondaria, la cui entità è stabilita da TERNA in ottemperanza alle raccomandazioni definite dall'UCTE.

Gli impianti di produzione abilitati alla fornitura del servizio di regolazione secondaria di frequenza/potenza devono rendere disponibile una riserva secondaria di potenza non inferiore a:

- Il maggiore tra ± 10 MW e il $\pm 6\%$ della potenza massima per le UP termoelettriche. Nel caso di UP a ciclo combinato il valore della riserva va riferito alla potenza complessiva di tutto l'assetto dell'UP;
- Il $\pm 15\%$ della potenza massima per le UP idroelettriche.

La banda di regolazione deve essere erogata da ciascuna unità abilitata entro il tempo massimo di 200 secondi ed erogata con continuità per almeno 2 ore.

I sistemi di accumulo, essendo caratterizzati da tempi di risposta rapidi, hanno le potenzialità per coprire il servizio di regolazione secondaria, con prestazioni anche superiori rispetto agli impianti termoelettrici.

5.1.3 Bilanciamento

Il bilanciamento, quale componente fondamentale dei servizi di dispacciamento, prevede che il gestore della rete provveda a garantire un corretto rapporto fra energia prelevata e immessa in rete, garantendo che il flusso di energia rimanga conforme alla richiesta oscillatorie dell'utenza.

L'impiego massiccio di energia da fonti rinnovabili ha gravato sul servizio di bilanciamento in modo non trascurabile, essendo tale fonte energetica non programmabile e non prevedibile, causando squilibri fra domanda e offerta e scompensi di rete.

Si prevede che a causa dell'aumento considerevole di energia da fonti rinnovabili ci sarà un parallelo necessario aumento di sistemi di accumulo elettrochimico, che sono potenzialmente in grado di offrire il servizio di bilanciamento.

5.2 Dimensionamento sistema di accumulo

L'impianto di accumulo è stato dimensionato rispettando l'ottimizzazione dei flussi di potenza dell'impianto fotovoltaico autorizzato e in previsione di futuri ulteriori sviluppi.

Considerando le opportune efficienze di conversione e la profondità di scarica delle batterie (DoD) è stata calcolata l'Energia Nominale in DC; considerando un C-rate 0,5 è stata definita la Potenza Nominale AC:

- **Potenza Nominale AC (40°): 5.1 MW $\cos\phi=0.90$**
- **Energia Nominale in DC (BOL): 27.6 MWh**

5.3 Configurazione impianto

L'impianto BESS sarà connesso alla sala di smistamento AT connessa a sua volta alla Cabina AT di Sottostazione a valle del dispositivo di interfaccia come ammesso dalla norma CEI 0-16 per un "sistema di accumulo posizionato nella parte di impianto in corrente alternata a valle del contatore dell'energia generata".

Lavori di realizzazione di un parco agro-fotovoltaico denominato "Bernalda 1" con potenza in immissione pari a 14.1 MW integrato con un sistema di accumulo e relative opere di connessione

A.5. Relazione tecnica impianto fotovoltaico e sistema di accumulo

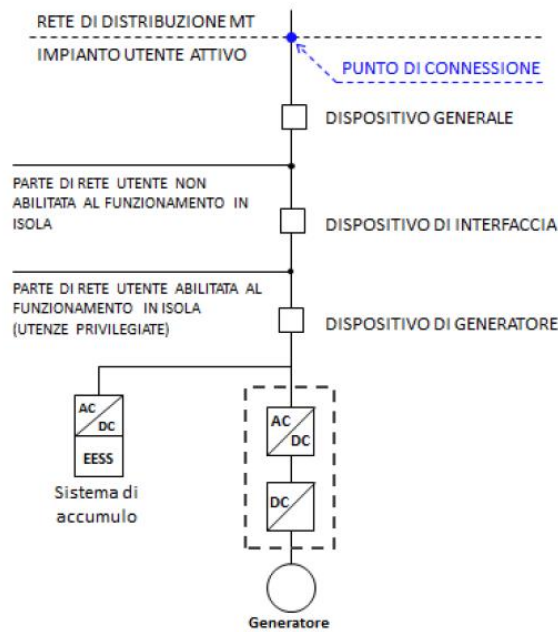


Figura 9: Sistema di accumulo posizionato nella parte di impianto in corrente alternata a valle del contatore dell'energia generata come da schema di Figura 27 (par. 12.1.4.2)

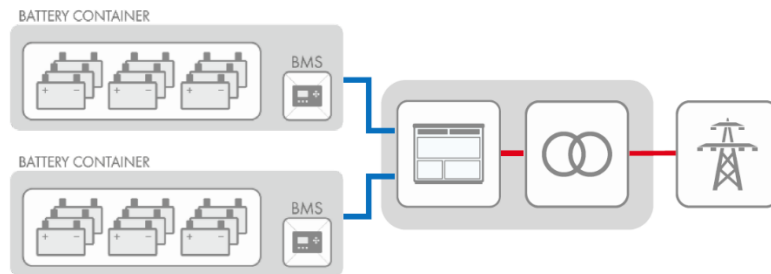


Figura 10 : Esempio di struttura del sistema

L'impianto si costituisce di sottosistemi ciascuno dei quali dotato di un interruttore MT, un trasformatore MT/BT a doppio secondario e due inverter. A ciascun inverter sono connessi in parallelo sul bus DC battery rack (che costituiscono un battery pack) ognuno composto dalla serie di moduli batteria.

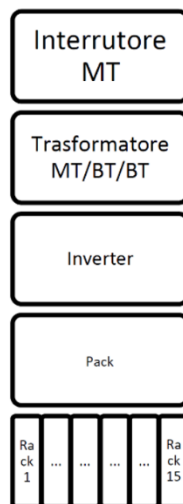


Figura 11 : configurazione tipo BESS

Lavori di realizzazione di un parco agro-fotovoltaico denominato "Bernalda 1" con potenza in immissione pari a 14.1 MW integrato con un sistema di accumulo e relative opere di connessione

A.5. Relazione tecnica impianto fotovoltaico e sistema di accumulo

L'impianto sarà composto di elementi alloggiati all'interno di container suddivisi funzionalmente come segue e come illustrato in Figura 12.

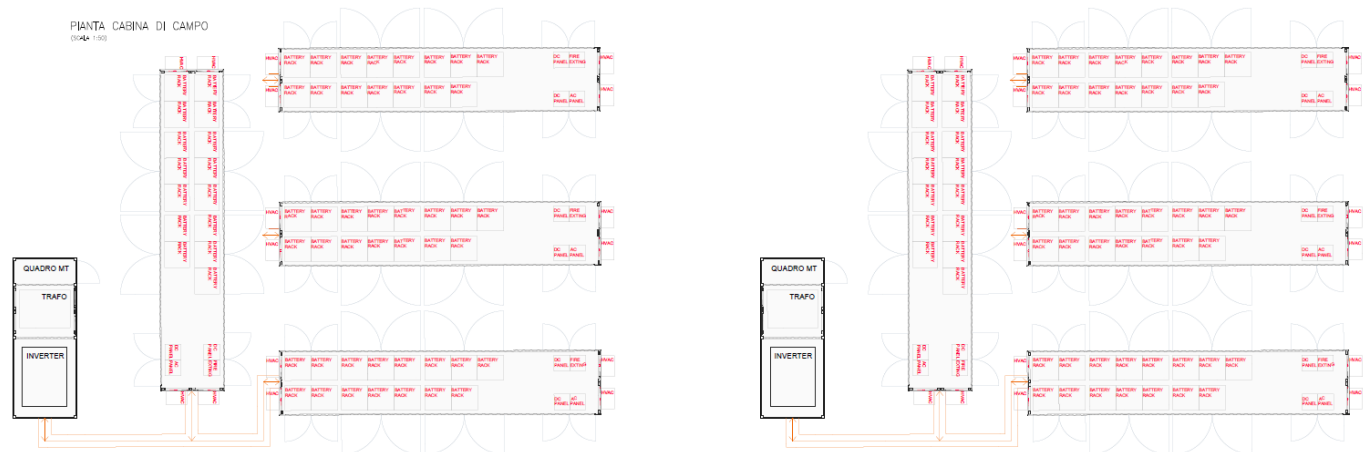


Figura 12: Area Sistema di Accumulo - Pianta

In totale sono quindi previsti:

- 2 container PCS (power station con inverter, trasformatore MT/BT e quadro MT)
- 8 container Batterie ESS

Potenza sistema accumulo:

potenza di scarica a 40°C pari a $2 \times 2880 \text{kVA} = 5760 \text{kVA}$

potenza attiva 5184 kW con cosfi=0.90

Capacità sistema accumulo (BOL): **8 x 3.450 MWh = 27 MWh**

5.4 Descrizione di diversi elementi progettuali

5.4.1 Batterie

Il progetto prevede l'installazione di 1800 moduli batterie al Litio-Ferro-Fosfato (LFP), composti da una specifica configurazione di celle elementari disposte in serie e in parallelo; i moduli raggruppati in serie da 15 compongono i singoli rack, 15 dei quali in parallelo compongono a loro volta i pack contenuti in ogni container.

La capacità di un singolo rack è di 230 kWh che moltiplicata per i 120 rack, contenuti negli 8 container in blocchi da 15 rack (pack), fornisce l'Energia installata a inizio vita (BOL) pari a 27.6 MWh.

Tabella 8: dati di targa del BESS

BESS	
Tipo modulo	LFP
Numero rack	120
Energia totale installata (BOL)	27.6 MWh
Numero di moduli per rack	15




Lavori di realizzazione di un parco agro-fotovoltaico denominato "Bernalda 1" con potenza in immissione pari a 14.1 MW integrato con un sistema di accumulo e relative opere di connessione

A.5. Relazione tecnica impianto fotovoltaico e sistema di accumulo

Capacità singolo rack	230kWh
Range di tensione	1008-1296 V
Temperatura di esercizio raccomandata	10°C – 30°C
Dimensioni	1000 x 938 x 2400 mm ³
Peso	2.465,5 kg

Di seguito una descrizione dei componenti elementari che gerarchicamente costituiscono il sistema d'accumulo e le relative energie:

Tabella 9: dati Cella, modulo e rack batterie

COMPONENTI PRINCIPALI			
Componente	immagine	Modello	Energia
Cella		FE105A	0.336 kWh
Modulo		76.8NESP200	15.4 kWh
Rack		768100230	230 kWh

Ciascun rack comunica con un BMS (Battery Bank Management System), il sistema di gestione che consente di monitorare e trasmettere informazioni sullo stato di funzionamento delle celle e sui parametri del sistema (tensione, corrente, temperatura etc.).

Il BMS è costituito da:

- BMU (Battery Management UNIT)
- BCMU (Battery Cluster Management Unit)
- Control box
- BAMS (Battery Administration Management System), composto a sua volta dal BAU (Administration Management Unit) e da una HMI (Human Machine Interface).

Le varie sezioni del BMS sono gestite a loro volta dal BSCS (Battery Storage Control System), cui è imputabile la gestione dell'interno impianto, l'ottimizzazione e il monitoraggio del sistema che avviene

mediante integrazione con lo SCADA, con il quale il BSCS comunica continuamente, garantendo il controllo non solo del sistema di accumulo, ma anche di tutti i quadri BT/MT, dei sistemi HVAC e degli ausiliari. Si riportano nel seguito le principali funzioni del BSCS:

- Controllo automatico/manuale in tempo real
- Controllo remoto
- Controllo locale
- Registrazione dei dati storici

Fra servizi che il BSCS ha la potenzialità di svolgere ci sono l'inseguimento del set point di potenza attiva, reattiva e fattore di potenza, time-shifting, peak-shaving, regolazione primaria, secondaria o terziaria di frequenza, bilanciamento.

5.4.2 Container di conversione e trasformazione

Il progetto prevede l'installazione di 2 Cabine SMA MVPS 4000-S2 in cui sarà installato un Inverter bidirezionale per sistemi di accumulo SMA Sunny Central Storage (SCS) 3450-UP XT.

Con la potenza fornita dai nuovi inverter centralizzati Sunny Central Storage UP e i componenti di media tensione appositamente studiati, la nuova MV Power Station offre una densità di potenza maggiore e viene fornita chiavi in mano con estrema garanzia di funzionalità delle varie componenti.

La soluzione integrata nel container da 20 piedi assicura semplicità di trasporto e rapidità di montaggio e messa in servizio. La MVPS e tutti i componenti sono sottoposti a test. La MV Power Station garantisce la massima sicurezza dell'impianto, massimi rendimenti energetici, e minimi rischi operativi. Naturalmente la MV Power Station è predisposta per i collegamenti CC



Figura 13: Esempio di soluzione integrata inverter e trasformatore in container da 20 piedi

5.4.3 Inverter

Ogni inverter sarà contenuto all'interno di un container prefabbricato destinato ad ospitare anche il trasformatore BT/MT

L'inverter per batterie sarà un Sunny Central Storage UP, che è in grado di accumulare l'energia molto rapidamente in batterie ad alto voltaggio e rilasciarla in modo altrettanto rapido rendendola nuovamente disponibile quando serve; estremamente flessibile, può essere utilizzato in impianti fotovoltaici e ibridi. L'inverter è dotato di un sistema di raffreddamento intelligente OptiCool che garantisce un perfetto funzionamento anche in presenza di temperature ambiente estreme.



Figura 14: inverter bidirezionale per batterie

Sunny Central UP è un inverter FV che converte la corrente continua prodotta nei moduli FV in corrente alternata che può essere immessa nella rete pubblica. Un trasformatore di media tensione esterno, inserito a valle, immette nella rete pubblica la corrente alternata generata.

È inoltre possibile collegare fino a 6 SMA DC-DC Converter che allineano la tensione delle batterie collegate al livello di tensione nell'inverter.

Ambiente

Il prodotto è progettato per l'utilizzo in ambito industriale.

Il prodotto è idoneo esclusivamente all'impiego in ambienti esterni.

L'inverter rientra nella classe 4C2 ai sensi della norma IEC 60721-3-4 ed è idoneo al funzionamento in un ambiente chimicamente attivo. L'inverter soddisfa il grado di protezione IP54 e può essere utilizzato anche in presenza di pioggia, neve e grandine.

L'inverter solo può essere utilizzato con le bocchette dell'aria aperti.

Il grado di inquinamento dell'inverter soddisfa la categoria PD3.

Il prodotto non deve essere aperto in caso di pioggia o di umidità superiore al 95%.

Caratteristiche

L'inverter è conforme alla norma CEI 0-16:2019-04 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica" rispettandone tutte le prescrizioni, tra cui, ma non solo:

- Low voltage ride through;
- Gestione potenza reattiva per regolazione di tensione e di cosfi;
- Range di tensione di funzionamento;
- Frequency ride through;
- Total harmonic distortion.

Curva di capability

L'inverter può funzionare con un fattore di potenza (PF) variabile a seconda della necessità, con diversi set-point di lavoro interni al cerchio il cui raggio è la potenza apparente della macchina. La capability è quindi circolare alla tensione nominale non presentando limitazioni né sulla potenza attiva né sulla potenza reattiva.

L'inverter, quindi, risulta pienamente in grado di erogare servizi quali regolazione di tensione $Q(V)$ o regolazione del cosfi.

In seguito, viene riportata la caratteristica P/Q del dispositivo che risulta non limitata dalla capability delle batterie:

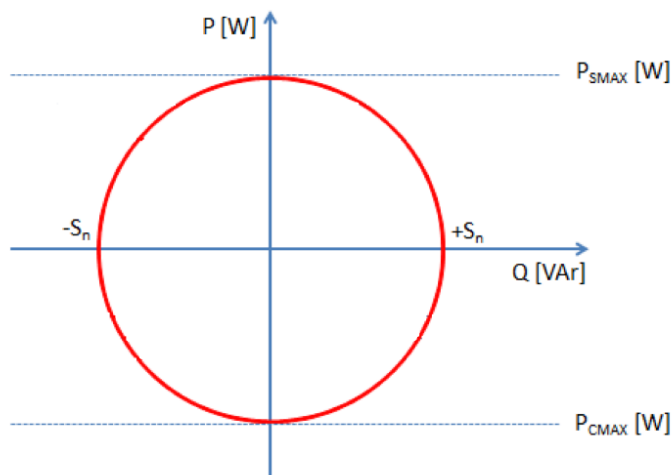


Figura 15: Capability dell'inverter a tensione nominale

Requisiti di sistema

Il prodotto può essere utilizzato solo in una centrale fotovoltaica operativa fissa, elettrica e chiusa secondo la norma IEC 61936-1.

Se la batteria non è dotata di sezionatore di carico o di interruttore di potenza, sarà necessario installare un sezionatore di carico o un interruttore di potenza fra la batteria e l'inverter che in caso di guasto disinserisca in modo sicuro la corrente di cortocircuito dalla batteria.

Per gli ingressi nel percorso della potenza è stato eseguito un test di sovratensione secondo IEEE C62.41.2 con tensione fino a 6 kV.

Per gli ingressi nel percorso di comando è stato eseguito un test di sovratensione secondo IEEE C37.90.1 con tensione fino a 2.5 kV.

Secondo EN 55011, il prodotto può essere utilizzato solo in luoghi in cui la distanza tra il prodotto e i dispositivi di comunicazione radio è maggiore di 30 m. I portatori di apparecchi sensibili alle onde radio o elettromagnetiche devono mantenere questa distanza.

Deve essere garantita l'alimentazione di aria necessaria. Deve essere esclusa l'aspirazione dell'aria di scarico di altri dispositivi.

Il prodotto non può essere utilizzato con le coperture o gli sportelli aperti.

Collegamento CC

La massima tensione d'ingresso CC dell'inverter consentita non deve essere superata.

Sulla base del suo dimensionamento tecnico, l'inverter è in grado di supportare una corrente di cortocircuito pari a:

$$I^2t = 28,9 \text{ A}^2\text{s}.$$

Il DC-DC Converter non può evitare un cortocircuito nella batteria in modo sicuro. Tra il DC-DC Converter e la batteria deve essere installato un elemento di protezione che, in caso di guasto, disinserisca in modo sicuro la corrente di cortocircuito della batteria.

La potenza di interruzione del sezionatore di carico installato nel percorso FV è di 6,4 kA. Ciò consente di resistere a correnti di 19 kA per 1 secondo. Durante questo intervallo di tempo non potranno essere eseguite attivazioni.

Si rimanda alla scheda tecnica allegata per i dati tecnici dell'inverter.

5.4.4 Trasformatori

La powerstation saranno dotate di trasformatori MT/BT in olio da 4 MVA per adattare la tensione di 690V in uscita dagli inverter alla tensione 36kV delle barre MT.

Ciascun trasformatore è connesso lato MT agli scomparti della sala di smistamento MT e lato BT a due inverter.

Ciascun inverter è connesso su un secondario dedicato al fine di separare galvanicamente i due circuiti BT ed evitare disturbi dovuti alla modulazione ad alte frequenze dei convertitori. Ogni avvolgimento BT è inoltre del tipo "a triangolo" per bloccare la circolazione di componenti di terza armonica. L'avvolgimento MT è del tipo a stella.

Tabella 10: dati trasformatore

Potenza nominale	4000 kVA
Tensione primario	36 kV
Tensione secondario	690 V
Vcc%	6%
Isolamento	Olio
Raffreddamento	ONAF
Gruppo	Yd11d11

5.4.5 Quadri AT

Nella sala di smistamento sono presenti tre scomparti dedicati alla connessione dei tre sottosistemi dell'ESS; ad ogni scomparto è collegato un singolo trasformatore mediante linea AT interrata.

Ogni scomparto è realizzato in lamiera di acciaio zincata ed è equipaggiato di:

- Interruttore isolato in SF6
- Relè di protezione 50-51-50N-51N
- Sezionatore di linea
- Sezionatore di messa a terra
- Dispositivi di blocco a chiave
- Interblocco organi di manovra

Vista la distanza limitata tra protezione e trasformatore non è reputata necessaria l'adozione di protezione direzionale 67N.

5.4.6 Quadri BT

I quadri BT sono del tipo quadri di potenza, quadri ausiliari e quadri di controllo.

I quadri di potenza sono posizionati all'interno del container batterie e sono:

- N.4 QUADRI FUSIBILI, uno per ciascun Pack batterie contengono i fusibili di protezione di ogni rack e sono predisposti per accogliere le barre di parallelo DC.

I quadri ausiliari garantiscono la distribuzione elettrica e l'alimentazione a tutti i dispositivi installati, in particolare sono previsti:

- N.1 QUADRO AUSILIARI ESS per alimentare luce, forza motrice, HVAC, ausiliari dei PCS, i quadri ausiliari PACK e i quadri di controllo. Riceve alimentazione dal trasformatore MT/BT ausiliari di sottostazione da 200kVA ed è posizionato nel container ausiliari.
- N.4 QUADRI AUSILIARI PACK per alimentare le ventole delle batterie, i rack batteria e tutti i dispositivi installati nel container batterie.

I quadri di controllo, alimentati dal quadro ausiliari ESS, sono posizionati nel container ausiliari.

Sono previsti:

- N.1 QUADRO SCADA ESS per il controllo di tutti i dispositivi facenti parte del sistema di accumulo. Contiene un HMI (Human Machine Interface) per la gestione dell'operatore in sito e tutto il necessario per garantire il monitoraggio e il controllo remoto dell'impianto.

6 Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione

Nel presente capitolo sono contenute tutte le soluzioni impiantistiche adottate per la protezione dell'impianto in progetto sia in linea generale che, più in dettaglio, contro i fulmini.

6.1 Protezione generale

Gli impianti saranno costruiti in modo da consentire al personale addetto all'esercizio ed alla manutenzione di circolare e di intervenire in sicurezza in ogni punto dell'impianto, secondo le circostanze, nell'ambito dei propri compiti e delle autorizzazioni concesse e in linea con la Norma CEI 64-8.

6.1.1 Protezione contro i contatti diretti

Nella costruzione degli impianti va considerato di evitare il contatto non intenzionale con parti attive od il raggiungimento di zone pericolose prossime alle parti attive.

Per quanto riguarda le parti attive, vanno protette quelle con il solo isolamento funzionale e le parti che possono essere considerate a potenziale pericoloso:

- parti esposte attive;
- parti degli impianti dove sono state rimosse guaine metalliche collegate a terra o schermi conduttori di cavi;
- cavi ed accessori sprovvisti di schermi metallici collegati a terra, nonché cavi flessibili sprovvisti di schermi conduttori elastomerici;
- terminali e guaine conduttrici dei cavi, se essi possono portarsi ad una tensione pericolosa;
- corpi isolanti di isolatori ed altre parti simili, se può insorgere una tensione di contatto pericolosa;
- telai o contenitori di condensatori, convertitori e trasformatori di conversione, che possono essere in tensione durante il normale esercizio;
- avvolgimenti di macchine elettriche, trasformatori e reattori.

I tipi di protezioni che potrebbero essere adottati sono i seguenti:

- protezione per mezzo di involucri;
- protezione per mezzo di barriere (ripari);
- protezione per mezzo di ostacoli (parapetti);
- protezione mediante distanziamento.

Le barriere devono impedire che nessuna parte del corpo di un uomo possa raggiungere la zona di guardia prossima alle parti attive e possono quindi essere pareti piene, pannelli o reti metalliche con un'altezza minima di 2000 mm.

Gli ostacoli possono essere realizzati tramite l'impiego di coperture, parapetti, catene e corde oppure utilizzando pareti piene, pannelli o reti metalliche con un'altezza inferiore ai 2000 mm e che quindi non possono rientrare nelle barriere.

La protezione mediante distanziamento si ottiene collocando le parti attive al di fuori della zona dove le persone possono abitualmente soffermarsi o muoversi tenendo conto della distanza che si può raggiungere con le mani in qualsiasi direzione.

Le porte dei locali per le apparecchiature o per gli scomparti, utilizzate come elementi di chiusura, devono essere progettate in modo tale da poter essere aperte solo mediante attrezzi o chiavi.

6.1.2 Protezione contro i contatti indiretti

Nei sistemi di II categoria per la protezione contro i contatti indiretti la cabina deve essere dotata di un impianto di terra conforme alla Norma CEI 11-1.

Le masse o masse estranee facenti parte della cabina devono essere collegate all'impianto di terra. Per poter dimensionare l'impianto di terra si deve richiedere all'Ente Distributore:

- il valore della corrente di guasto a terra della rete;
- il tempo di eliminazione del guasto.

Le prescrizioni da rispettare affinché venga assicurata la protezione sono:

- Neutro collegato direttamente a terra;
- Conduttore di neutro e conduttore di protezione comuni PEN: sistema TN-C;
- Conduttore di neutro e conduttore di protezione separati PE + N: sistema TN-S;
- Masse di utilizzazione collegate al conduttore di protezione, a sua volta collegato a terra in più punti e alla messa a terra dell'alimentazione;
- Sgancio obbligatorio al primo guasto d'isolamento, eliminato tramite i dispositivi di protezione contro le sovracorrenti o del differenziale.

I dispositivi di interruzione automatica ammessi dalle norme sono:

- Il dispositivo a corrente differenziale;
- Il dispositivo contro le sovracorrenti.

In un sistema IT il neutro del trasformatore non è connesso a terra, si dice, quindi, "sistema a neutro isolato". In questo tipo di sistema non è prevista alcuna protezione contro i contatti indiretti, in quanto l'intero sistema si ritiene isolato.

Un sistema come quello in oggetto viene impiegato, generalmente, laddove siano presenti situazioni di lavoro ove sia prioritaria la continuità del servizio, in quanto la presenza di un primo guasto a terra non dà luogo a correnti di valore elevato e /o pericoloso per le persone. La corrente di guasto a terra assume valori molto bassi, tipicamente fino a 2 A, e si richiude sul nodo di alimentazione attraverso l'impianto di terra delle masse e le capacità verso terra dei conduttori di linea. Il ridotto valore della corrente di guasto fa sì che non si abbia alcun intervento delle protezioni, le tensioni di contatto originate assumeranno, quindi, valori particolarmente bassi.

Normalmente in sistemi di questo tipo si prevede l'utilizzo di un dispositivo di controllo di isolamento il quale verifica se, effettivamente, il sistema rimane isolato nel tempo o sia necessario intervenire per ripristinare l'isolamento, segnalando le eventuali condizioni anomale che si manifestano in caso di guasto.

Questo dispositivo segnala qualsiasi riduzione significativa del livello di isolamento dell'impianto permettendo così l'individuazione della causa di questa riduzione prima del verificarsi di un secondo guasto a terra, che causerebbe l'interruzione dell'alimentazione.

Nel caso di doppio guasto a terra, infatti, si viene a modificare il sistema di distribuzione vanificando ogni beneficio di una rete isolata da terra. In funzione di come sono collegate le masse degli utilizzatori all'impianto di terra il sistema potrebbe passare da una situazione IT a TN o TT, in entrambi i casi si avrebbero elevate correnti di guasto.

La norma prevede dunque che, in presenza di un doppio guasto a terra, il sistema debba essere interrotto, con modalità diverse nel caso di sistemi TT o TN cui migrerebbe il sistema IT di partenza.

La norma, inoltre, raccomanda di non distribuire il conduttore di neutro nei sistemi IT, in primis per evitare il rischio che, in sistemi relativamente complessi, questo possa essere accidentalmente collegato a terra, vanificando in tal modo i vantaggi di un sistema IT; la seconda ragione secondo cui la norma

raccomanda di non distribuire il neutro è legata a problematiche più prettamente impiantistiche, in quanto l'impedenza dell'anello di doppio guasto nei sistemi con neutro distribuito deve risultare inferiore che non nei sistemi a neutro non distribuito, con la conseguenza delle difficoltà pratiche nella realizzazione di una impedenza bassa e la conseguente difficoltà di coordinamento dei dispositivi di interruzione automatica per la protezione dai contatti indiretti.

6.1.3 Protezioni dai sovraccarichi

Per assicurare la protezione contro i sovraccarichi di una conduttura avente corrente di impiego I_b e portata I_z ($I_b < I_z$) si deve installare nel circuito della conduttura st un dispositivo di protezione avente corrente nominale I_n e corrente convenzionale di funzionamento I_f che soddisfino le condizioni seguenti:

$$I_b < I_n < I_z$$
$$I_f < 1.45 \cdot I_z$$

dove I_f è la corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale in condizioni definite.

Il dispositivo di protezione contro i sovraccarichi deve avere caratteristiche tali da consentire, senza interrompere il circuito, i sovraccarichi di breve durata che si producono nell'esercizio ordinario (Norme CEI 64-8).

Per quanto riguarda il rispetto della seconda condizione, nel caso di interruttori automatici non è necessaria alcuna verifica, in quanto la corrente di sicuro funzionamento è, rispettivamente:

- $1.45 \cdot I_z$ per interruttori uso domestico conformi alla CEI 23-3;
- $1.30 \cdot I_z$ per interruttori uso industriale conformi alla CEI-EN 60947-2.

6.1.4 Protezione conduttori contro il corto circuito

I dispositivi di protezione contro i cortocircuiti devono rispondere alle seguenti condizioni.

- 1) Devono avere un potere di interruzione almeno uguale alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione. È tuttavia ammesso l'impiego di un dispositivo di protezione con potere di interruzione inferiore, a condizione che a monte vi sia un altro dispositivo avente il necessario potere di interruzione; in questo caso le caratteristiche dei due dispositivi devono essere coordinate in modo che il valore di $I^2 \cdot t$ lasciato passare dal dispositivo a monte non risulti superiore a quello che può essere sopportato senza danno dal dispositivo a valle e dalle condutture protette. La corrente di cortocircuito da prendere in considerazione deve essere la più elevata che si può produrre in relazione alle configurazioni; in caso di impianto trifase si deve considerare il guasto trifase.
- 2) Devono intervenire in un tempo inferiore a quello che porterebbe la temperatura dei conduttori oltre il limite ammissibile. Questa condizione deve essere verificata per un cortocircuito che si produca in un punto qualsiasi della conduttura protetta. In prima approssimazione, per cortocircuiti di durata non superiore a 5 sec, la condizione che il cortocircuito non alzi la temperatura dei conduttori dal valore massimo in servizio normale oltre al limite ammissibile si può verificare con la formula $I^2 \cdot t < k^2 \cdot S^2$ oppure verificando la curva dell'integrale di Joule fornita dal costruttore (Norma CEI 64-8).

6.1.5 Cartelli

Nella cabina MT/BT si dovranno installare i cartelli (di divieto, avvertimento e avviso) sotto elencati, realizzati (pittogrammi ed eventuali scritte) secondo le disposizioni di legge in materia di sicurezza sui luoghi di lavoro (d.lgs. 81/2008 e s.m.i.).

I segnali, le targhe, i cartelli posti all'esterno devono essere scritti con caratteri indelebili su un supporto che garantisca una buona resistenza alle intemperie.

All'esterno della cabina, su ciascuna porta d'accesso e su ogni lato di eventuali recinzioni saranno posti i seguenti cartelli:

- Divieto d'accesso alle persone non autorizzate;
- Tensione elettriche pericolosa;

Sulla porta d'ingresso al locale, oltre ai tre precedenti, saranno posti i seguenti cartelli:

- Divieto di usare acqua per spegnere incendi;
- Tensione.

All'interno della cabina si dovranno avere:

- Istruzioni relative ai soccorsi d'emergenza da prestare agli infortunati per cause elettriche compilato nelle parti relative ai numeri telefonici da contattare in caso di necessità (medici, ospedali, ambulanze, ecc. più vicini);
- Schema elettrico;
- In prossimità delle apparecchiature di MT, indicare la tensione;
- A disposizione del personale addetto alla manutenzione, il cartello indicante il divieto di effettuare manovre;
- Sulle eventuali uscite di emergenza l'apposito segnale.

Nel caso sia prevista una sorgente autonoma di energia, questa viene segnalata mediante apposita targa posta in corrispondenza del dispositivo di sezionamento del circuito che la collega alla cabina.

Quando la cabina prevede batterie di condensatori e/o batterie di accumulatori, le porte delle celle corrispondenti sono munite di una targa che segnala la presenza di condensatori e delle batterie di accumulatori.

Per cabine elettriche complesse è opportuno che sia esposto uno schema unifilare per permettere anche in caso di urgenza una rapida comprensione delle manovre da eseguire.

Si consiglia inoltre la predisposizione di una tasca porta documenti fissata alla parete.

I dati relativi alla regolazione delle protezioni, le sezioni dei cavi, ecc. possono essere riportati su schemi diversi e tenuti a disposizione per gli interventi di manutenzione o modifica.

6.1.6 Materiale per l'esercizio e la manutenzione

In ciascun locale dove possono essere effettuate manovre sull'impianto di II categoria, a meno che gli addetti non ne siano dotati, devono essere disponibili le appropriate dotazioni di sicurezza (pedane o tappeti isolanti, fioretto di manovra, guanti isolanti).

6.1.7 Mezzi di estinzione

Gli eventuali mezzi di estinzione devono essere collocati in luoghi facilmente accessibili anche in caso di incendio. L'acqua non deve essere usata per lo spegnimento di incendi, quando le materie con le quali verrebbe a contatto possono reagire in modo da aumentare notevolmente di temperatura o da

svolgere gas infiammabili o nocivi. L'acqua (a meno che non si tratti di acqua nebulizzata) e le altre sostanze conduttrici non devono essere usate in prossimità di conduttori, macchine e apparecchi elettrici sotto tensione e si consiglia vivamente di non ricorrere a getti d'acqua per lo spegnimento di fiamme o incendio che si siano prodotti all'interno del locale cabina.

6.1.8 Qualifica del personale

Il personale che entra in cabina è autorizzato nel momento stesso in cui riceve la chiave dal responsabile dell'impianto. Ovviamente, può essere autorizzata una persona che abbia conoscenze tecniche o esperienza (persona esperta - PES) o che abbia ricevuto istruzioni specifiche sufficienti per permetterle di prevenire i pericoli dell'elettricità, in relazione a determinate operazioni condotte in condizioni specificate (persona avvertita - PAV).

Persona esperta è, ad esempio, un installatore o un manutentore qualificato. L'addetto alle pulizie della cabina è invece una persona comune e per diventare persona avvertita deve ricevere adeguate istruzioni e/o sorveglianza, in relazione al tipo di cabina (a giorno o con quadri chiusi), al tipo di intervento richiesto ed agli attrezzi utilizzati. Ad esempio, per eseguire la pulizia di una cabina a giorno con parti attive accessibili deve essere sorvegliato da una persona esperta. In una cabina con parti attive non accessibili è sufficiente un'informazione sui rischi presenti e comportamenti da seguire.

Da notare che gli aggettivi "esperta" o "avvertita" hanno una validità generale e non sono da confondere con il caso particolare relativo alle qualifiche richieste per i lavori elettrici. In altre parole, per entrare in cabina non è necessario avere la qualifica di persona esperta o avvertita ai fini dei lavori elettrici, a meno che non si debbano eseguire tali lavori.

6.1.9 Apparecchiature e componenti

6.1.9.1 Cavi

I cavi dei sistemi di II categoria devono essere dotati di uno schermo o di una guaina metallica connessa a terra almeno ad una estremità del cavo.

6.1.9.2 Connessioni elettriche

Le connessioni elettriche devono essere eseguite in modo tale da non rappresentare punti deboli e devono essere studiate in modo da limitare la possibilità di effluvio, presentare una bassa resistenza elettrica e un'adeguata resistenza meccanica. In particolare, le connessioni dovranno avere caratteristiche elettriche e termiche non inferiori a quelle dei cavi o dei conduttori ad essi collegati. Le connessioni dei conduttori con i terminali degli apparecchi devono essere comunque tali da non trasmettere ai terminali inammissibili sollecitazioni termiche o meccaniche dovute a peso, dilatazione, vibrazioni, correnti di cortocircuito. Si raccomanda particolare attenzione all'ancoraggio dei cavi unipolari in corrispondenza alle connessioni terminali. Le connessioni devono essere realizzate con metalli che non diano luogo a coppie elettrolitiche; ove ciò non sia possibile devono essere adottati provvedimenti atti ad evitare il contatto diretto tra gli stessi. Le superfici di contatto delle connessioni devono essere preparate e protette in modo da assicurare il mantenimento nel tempo delle loro caratteristiche di conduttività.

6.1.9.3 Materiali isolanti

I materiali isolanti devono essere scelti in base alla tensione, all'ambiente di installazione e alla temperatura massima di servizio continuativo cui sono sottoposti e devono avere adeguate caratteristiche di non propagazione della fiamma. In caso di locali contigui tra i quali si voglia realizzare la separazione, la continuità dei circuiti che non siano realizzati a mezzo di cavi viene assicurata a mezzo di appositi isolatori a passante. Se si adottano altri sistemi, questi devono offrire la stessa garanzia di segregazione e degli isolatori passanti.

6.1.9.4 Sezionatori

Nei sistemi di II categoria un dispositivo di sezionamento deve essere previsto in corrispondenza di ogni interruttore, dei fusibili di protezione e di ogni interruttore di manovra che non soddisfi le norme dei sezionatori. La possibilità di sezionamento del circuito deve essere prevista anche sulle linee di alimentazione o con possibile alimentazione di ritorno ed il sezionatore può essere posizionato anche lontano dalla cabina stessa. Gli apparecchi di manovra in esecuzione estraibile delle apparecchiature prefabbricate con involucro metallico svolgono anche la funzione di sezionatore. I sezionatori sono in genere interbloccati con i relativi apparecchi di manovra in modo da impedire la loro apertura o chiusura sotto carico. Qualora ciò non venga realizzato, sul pannello frontale della cella è consigliabile che sia indicata la corretta sequenza delle operazioni di manovra. I dispositivi di sezionamento devono essere equipaggiati in modo da permetterne il bloccaggio in posizione di aperto e chiuso. Il comando del dispositivo di sezionamento deve consentire l'applicazione dei blocchi eventualmente previsti in base alle esigenze della cabina. Ad ogni sezionatore o apparecchio di manovra in esecuzione estraibile è opportuno associare un sezionatore di terra interbloccato con la sua posizione di aperto o sezionato. Nel caso di sezionatori di terra posti in corrispondenza di una linea per la quale esiste la possibilità di alimentazione dall'altra estremità possono essere prese in considerazione, ad esempio, le seguenti soluzioni:

- Uso di sezionatore di terra con blocco a chiave condizionato al sicuro sezionamento della linea all'altra estremità;
- Uso di sezionatore di terra con potere di chiusura adeguato al valore della corrente e di cortocircuito nel punto di installazione.

I sezionatori e i sezionatori di terra devono avere caratteristiche termiche e dinamiche adeguate all'intensità e alla durata della corrente di cortocircuito calcolata nel punto di installazione. Il comando meccanico deve essere facilmente manovrabile dall'operatore e dal posto di comando deve essere possibile riconoscere la posizione raggiunta dal dispositivo di sezionamento mediante una delle seguenti condizioni:

- Sezionamento visibile;
- Segnalazione di un dispositivo indicatore sicuro;
- Posizione della parte estraibile rispetto alla parte fissa chiaramente identificabile rispetto al completo inserimento od al completo sezionamento.

6.1.9.5 Interruttori

Nei sistemi di II categoria gli interruttori devono avere un potere di interruzione e di chiusura adeguato alla corrente di cortocircuito calcolata nel punto di installazione. Gli interruttori devono avere

un comando di apertura e di chiusura con manovra indipendente dall'operatore. Quando è previsto un comando con sorgente esterna di energia, deve essere previsto anche un comando a mano di emergenza.

6.1.9.6 Interruttori di manovra

Nei sistemi di II categoria per gli interruttori valgono le disposizioni sopraelencate e per gli interruttori di manovra sezionatori si fa riferimento al paragrafo "Sezionatori" di questa relazione. Nel caso di combinazione interruttore di manovra-fusibile l'intervento di un fusibile deve provocare l'apertura automatica di tutti i poli dell'interruttore di manovra.

6.1.9.7 Relè di protezione

Ogni circuito equipaggiato con interruttore che svolge la funzione di protezione del circuito stesso deve essere dotato di dispositivi di protezione contro le sovracorrenti che agiscono sul comando di apertura dell'interruttore.

I dispositivi di protezione possono essere:

- Relè diretti;
- Relè indiretti senza alimentazione ausiliaria;
- Relè indiretti con alimentazione ausiliaria.

I relè indiretti possono essere inseriti sia a monte che a valle dell'interruttore purché sia assicurato il funzionamento corretto dell'insieme, inoltre si deve prestare particolare attenzione all'adeguatezza delle loro caratteristiche termiche e dinamiche.

I relè di massima corrente possono essere con caratteristica di intervento a tempo dipendente, indipendente, istantaneo o con una combinazione di queste.

L'alimentazione dei circuiti amperometrici dei relè indiretti dovrebbe essere fatta preferibilmente da trasformatori di corrente di protezione o, nel caso di trasformatori con più secondari, utilizzando i secondari di protezione.

Nel caso di impiego di relè indiretti senza alimentazione ausiliaria, l'energia necessaria al funzionamento del relè e dello sganciatore viene prelevata direttamente dalla corrente di guasto. Il relè deve essere dotato di un dispositivo di prova che consenta di verificare agevolmente il suo corretto funzionamento.

Nel caso di impiego di relè indiretti con alimentazione ausiliaria, è necessario disporre di una sorgente indipendente che assicuri l'alimentazione anche in caso di guasto.

6.1.9.8 TA e TV di protezione

I trasformatori di corrente (TA) e i trasformatori di tensione (TV) di protezione hanno esigenze e quindi caratteristiche diverse dai TV di misura. I TA e TV di misura devono garantire una corretta misurazione della grandezza (corrente o tensione), nel proprio campo d'impiego e salvaguardare gli strumenti di misura da eventuali sovracorrenti. Ad esempio, i TA di misura garantiscono in genere una risposta lineare per correnti da 0.1 In a 1.2 In e saturano rapidamente per valori superiori, in modo che eventuali correnti di cortocircuito non danneggiano i delicati equipaggi degli strumenti di misura collegati sul secondario. I TA e i TV di protezione, invece, devono garantire una rilevazione corretta della grandezza elettrica per un campo di valori molto più ampio di un trasformatore di misura. Non si può impiegare un TA di misura per alimentare un relè di protezione, perché il TA di misura va in saturazione con le correnti di cortocircuito: la corrente sul secondario non è più proporzionale a quella sul primario e potrebbe non

provocare l'intervento delle protezioni di massima corrente. I circuiti secondari di TA e TV devono essere collegati a terra (se non sono separati dal primario con uno schermo messo a terra), con conduttore di sezione minima 2,5 mm² se protetto meccanicamente, altrimenti 4 mm².

6.1.9.9 Trasformatori

I trasformatori devono essere installati in modo da impedire contatti accidentali con i terminali e le superfici isolanti degli avvolgimenti. Il trasformatore va installato in uno dei seguenti modi:

- Dietro barriere rigide, di altezza almeno uguale a 2 m;
- Dietro ostacoli di altezza compresa tra 1.2 m e 1.4 m (parapetti catene o funi), aventi una distanza minima dai terminali MT e dalle superfici isolanti del trasformatore maggiore o uguale alla distanza di guardia $A = (dg + 1250)$ mm;
- In involucri con grado di protezione almeno IP2X. Al di fuori delle cabine elettriche è richiesto un grado di protezione minimo IP23D.

Per quanto riguarda la possibilità di installazione dietro barriere rigide, bisogna tener conto che:

- Per barriere con grado di protezione maggiore o uguale a IP1XB la distanza dai terminali MT e dalle superfici isolanti del trasformatore deve essere maggiore o uguale alla distanza di guardia (dg);
- Per barriere metalliche, collegate a terra, con grado di protezione maggiore o uguale a IP3X la distanza dai terminali e dalle superfici isolanti del trasformatore deve essere maggiore o uguale alla distanza di isolamento fase – terra (N).

I trasformatori in resina possono essere installati, senza particolari accorgimenti, nello stesso locale con i quadri di media e bassa tensione. Nel caso di più trasformatori in resina di classe F1 nello stesso locale, non sono prescritte particolari precauzioni contro gli incendi, né provvedimenti per la loro separazione.

Una separazione tra i trasformatori, mediante pareti di materiale incombustibile è comunque vantaggiosa, perché permette di accedere in sicurezza a ciascuna unità, mantenendo le altre in servizio. Gli involucri di protezione ostacolano la libera circolazione dell'aria, il che potrebbe portare al declassamento della potenza del trasformatore.

Le ditte costruttrici hanno pertanto adottato, per potenze fino a 2500 kVA, opportuni accorgimenti che creano all'interno degli involucri le stesse condizioni ambientali che si avrebbero in assenza del contenitore. Tali condizioni devono essere garantite dal costruttore del trasformatore, che generalmente è anche fornitore dell'involucro. L'accesso all'involucro di protezione, necessario per le normali operazioni di ispezione e di manutenzione, deve essere effettuato con l'impianto fuori servizio e in sicurezza. A tal fine, un sistema di interblocco a chiave con gli organi di sezionamento, oppure l'impiego di pannelli avvitati asportabili solo con l'uso di attrezzi, contribuiscono ad aumentare la sicurezza degli operatori contro i contatti diretti.

6.1.9.10 Pulsanti di sgancio della cabina

Il pulsante di sgancio collocato in corrispondenza della porta di accesso di una cabina MT/BT non è obbligatorio; esso solitamente comanda l'apertura del dispositivo generale della cabina stessa e lascia in tensione la parte di impianto che si trova a monte di questo dispositivo. A meno di evitare altri accorgimenti, il pulsante di sgancio potrebbe indurre ad erronee conseguenze, ad esempio in caso di incendio.

È richiesto che la funzione del comando di emergenza sia chiaramente segnalata installando presso il medesimo un idoneo cartello, recante la scritta "interruttore generale, attivare in caso d' emergenza" o un'altra scritta simile.

Per il collegamento del pulsante di sgancio è bene utilizzare una conduttura in cavo e in tubo protettivo. È fondamentale che il comando sia efficiente, e per questo si usano principalmente due sistemi:

- Bobina a minima tensione;
- Bobina a lancio di corrente con segnalazione ottica dell'integrità del circuito.

Per il comando a lancio di corrente è opportuno che sia presente un gruppo di continuità statico UPS per l'alimentazione in emergenza dei circuiti di sgancio (tale gruppo sarà utilizzabile anche per la strumentazione della centralina dei trasformatori e per la visualizzazione permanente in caso di black-out, ecc.).

6.2 Protezione contro i fulmini

L'impianto in progetto sarà soggetto a periodica manutenzione che comporta, pertanto, la presenza occasionale del personale addetto. Secondo il decreto Legislativo 81/2008, quindi, il datore di lavoro alla denuncia all'ASL/ARPA e all'ISPESL dei dispositivi di collegamento a terra e di dispersione delle scariche atmosferiche e alla verifica periodica degli stessi da parte dell'ASL/ARPA, o di un organismo abilitato, secondo l'art. 4 dello stesso decreto.

6.2.1 Protezioni contro le tensioni di passo e contatto

Con il collegamento delle strutture metalliche all'impianto di terra dei prefabbricati si crea una situazione di equipotenzialità tale da evitare l'insorgere di pericolose tensioni di passo e contatto.

6.2.2 Protezioni delle apparecchiature da sovratensioni

Sono previste idonee protezioni contro le sovratensioni, sia per il lato in corrente continua, con scaricatori di sovratensioni su ogni campo fotovoltaico, sia sul lato in corrente alternata.

6.2.3 Impianto di terra

6.2.3.1 Realizzazione dell'impianto di terra

L'impianto di terra della cabina sarà realizzato con un anello perimetrale in corda di rame nudo e ai quattro vertici verranno posti dei picchetti in acciaio zincato di lunghezza 2 m completi di collare per il fissaggio della corda di rame. È opportuno che siano presi tutti i provvedimenti per limitare gli effetti della corrosione con particolare attenzione agli accoppiamenti di metalli diversi. Il terreno di riempimento intorno al dispersore dovrà essere del tipo vegetale e non contenere materiale di risulta.

L'impianto di terra realizza il collegamento equipotenziale di tutte le parti metalliche. La sezione dei conduttori equipotenziali principali sarà maggiore o uguale a metà di quella del conduttore di protezione principale di sezione maggiore, con un minimo di 6 mm².

L'impianto di dispersione sarà costituito da dispersori a puntazza di acciaio zincato l = 2 m e da treccia di rame nuda S = 50 mm².

Andrà realizzato il collegamento a terra delle strutture metalliche.

Gli impianti di terra delle strutture prefabbricate sono tutti tra essi collegati e da questi alle strutture metalliche dell'impianto, anch'esse connesse a terra. Si crea, in tal modo, una unica maglia equipotenziale comune a tutto l'impianto, tale da evitare l'insorgere di tensioni pericolose di passo e di contatto.

Al conduttore di protezione dell'impianto di terra andranno collegate tutte le masse metalliche che, per cedimento dell'isolamento, potrebbero assumere il potenziale dell'impianto (tubazioni, canaline, cassette e scatole metalliche, carcasse dei quadri elettrici).

6.2.3.2 Verifica dell'impianto di terra

Conoscendo la massima corrente di guasto a terra I_f e il tempo di eliminazione del guasto a terra t_f richiesti dall'ente distributore, e quindi il valore di contatto U_{tp} ammissibile in relazione al tempo di intervento delle protezioni (tabella C.3 della CEI 11-1), si può calcolare il massimo valore della resistenza di terra ammissibile.

Se la massima tensione di contatto rientra nei limiti $U_t \leq U_{tp}$ l'impianto di terra è considerato idoneo, altrimenti bisogna intervenire per riportare la tensione di contatto entro i limiti di sicurezza.

Se nei locali saranno presenti lavoratori subordinati anche solo stagionali si fa presente che si dovrà procedere alla verifica dell'impianto di terra e alla denuncia all'ISPEL e all'ASL/ARPA.

Lavori di realizzazione di un parco agro-fotovoltaico denominato "Bernalda 1" con potenza in immissione pari a 14.1 MW integrato con un sistema di accumulo e relative opere di connessione

A.5. Relazione tecnica impianto fotovoltaico e sistema di accumulo

Allegato 1: risultati simulazione parco FV con software PVSYST

PVsyst - Rapporto di simulazione

Sistema connesso in rete

Progetto: PV BERNALDA

Variante: Tracker bifacciale - pitch 5,5 m

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Potenza di sistema: 14.37 MWc

Bernalda - Italy

Autore

F4 ingegneria Srl (Italy)



Progetto: PV BERNALDA

Variante: Tracker bifacciale - pitch 5,5 m



PVsyst V7.3.3

VC7, Simulato su
11/04/23 12:20
con v7.3.3

F4 ingegneria Srl (Italy)

Sommario del progetto

Luogo geografico	Ubicazione	Parametri progetto
Bernalda	Latitudine 40.45 °N	Albedo 0.20
Italia	Longitudine 16.66 °E	
	Altitudine 191 m	
	Fuso orario UTC+1	
Dati meteo		
Bernalda		
Meteonorm 8.0, Sat=100% - Sintetico		

Sommario del sistema

Sistema connesso in rete	Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)	
Orientamento campo FV	Algoritmo dell'inseguimento	Ombre vicine
Orientamento	Ottimizzazione irraggiamento	Ombre lineari
Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S	Backtracking attivato	Ombreggiamento differenziale automatico
Asse dell'azimut 180 °		
Informazione sistema	Inverter	
Campo FV	Numero di unità 47 unità	
Nr. di moduli 21450 unità	Pnom totale 14.10 MWac	
Pnom totale 14.37 MWc	Rapporto Pnom 1.019	
Bisogni dell'utente		
Carico illimitato (rete)		

Sommario dei risultati

Energia prodotta	24217.16 MWh/anno	Prod. Specif.	1685 kWh/kWc/anno	Indice rendimento PR	88.28 %
------------------	-------------------	---------------	-------------------	----------------------	---------

Indice dei contenuti

Sommario del progetto e dei risultati	2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema	3
Definizione orizzonte	6
Definizione ombre vicine - Diagramma iso-ombre	7
Risultati principali	8
Diagramma perdite	9
Grafici predefiniti	10
Strumenti decadimento	11
Valutazione P50-P90	12



PVsyst V7.3.3

VC7, Simulato su
11/04/23 12:20
con v7.3.3

F4 ingegneria Srl (Italy)

Parametri principali

Sistema connesso in rete

Orientamento campo FV

Orientamento

Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S
Asse dell'azimut 180 °

Sistema inseguitori con indetreggiamento (backtracking)

Algoritmo dell'inseguimento

Ottimizzazione irraggiamento
Backtracking attivato

Campo con backtracking

N. di eliostati 987 unità

Dimensioni

Distanza eliostati 5.50 m
Larghezza collettori 2.47 m
Fattore occupazione (GCR) 44.9 %
Phi min / max -/+ 45.0 °

Strategia Backtracking

Phi limits for BT -/+ 63.1 °
Distanza tavole backtracking 5.50 m
Larghezza backtracking 2.47 m

Modelli utilizzati

Trasposizione Perez
Diffuso Perez, Meteonorm
Circumsolare separare

Orizzonte

Altezza media 1.1 °

Ombre vicine

Ombre lineari
Ombreggiamento diffuso Automatico

Bisogni dell'utente

Carico illimitato (rete)

Sistema bifacciale

Modello Calcolo 2D
eliostati illimitati

Geometria del modello bifacciale

Distanza eliostati 5.50 m
ampiezza eliostati 2.47 m
GCR 44.9 %
Altezza dell'asse dal suolo 2.10 m

Definizioni per il modello bifacciale

Media albedo del suolo 0.14
Fattore di Bifaccialità 70 %
Ombreg. posteriore 5.0 %
Perd. Mismatch post. 10.0 %
Frazione trasparente della tettoia 0.0 %

Valori mensili di Albedo al suolo

Gen.	Feb.	Mar.	Apr.	Mag.	Giu.	Lug.	Ago.	Sett.	Ott.	Nov.	Dic.	Anno
0.13	0.14	0.14	0.15	0.15	0.16	0.17	0.15	0.14	0.13	0.12	0.12	0.14

Caratteristiche campo FV

Modulo FV

Costruttore CSI Solar
Modello CS7N-670MB-AG
(Definizione customizzata dei parametri)
Potenza nom. unit. 670 Wp
Numero di moduli FV 21450 unità
Nominale (STC) 14.37 MWc

Inverter

Costruttore Huawei Technologies
Modello SUN2000-330KTL-H1
(Definizione customizzata dei parametri)
Potenza nom. unit. 300 kWac
Numero di inverter 47 unità
Potenza totale 14100 kWac

Campo #1 - Sottocampo 1

Numero di moduli FV 5460 unità
Nominale (STC) 3658 kWc
Moduli 182 Stringhe x 30 In serie

Numero di inverter 12 unità
Potenza totale 3600 kWac

In cond. di funz. (50°C)

Pmpp 3376 kWc
U mpp 1049 V
I mpp 3218 A

Voltaggio di funzionamento 800-1500 V
Rapporto Pnom (DC:AC) 1.02
Power sharing within this inverter



PVsyst V7.3.3

VC7, Simulato su
11/04/23 12:20
con v7.3.3

F4 ingegneria Srl (Italy)

Caratteristiche campo FV

Campo #2 - Sottocampo 2

Numero di moduli FV 5430 unità
Nominale (STC) 3638 kWc
Moduli 181 Stringhe x 30 In serie
In cond. di funz. (50°C)
Pmpp 3358 kWc
U mpp 1049 V
I mpp 3200 A

Numero di inverter 12 unità
Potenza totale 3600 kWac

Vtaggio di funzionamento 800-1500 V
Rapporto Pnom (DC:AC) 1.01
Power sharing within this inverter

Campo #3 - Sottocampo 3

Numero di moduli FV 4920 unità
Nominale (STC) 3296 kWc
Moduli 164 Stringhe x 30 In serie
In cond. di funz. (50°C)
Pmpp 3042 kWc
U mpp 1049 V
I mpp 2900 A

Numero di inverter 11 unità
Potenza totale 3300 kWac

Vtaggio di funzionamento 800-1500 V
Rapporto Pnom (DC:AC) 1.00
Power sharing within this inverter

Campo #4 - Sottocampo 4

Numero di moduli FV 5640 unità
Nominale (STC) 3779 kWc
Moduli 188 Stringhe x 30 In serie
In cond. di funz. (50°C)
Pmpp 3488 kWc
U mpp 1049 V
I mpp 3324 A

Numero di inverter 12 unità
Potenza totale 3600 kWac

Vtaggio di funzionamento 800-1500 V
Rapporto Pnom (DC:AC) 1.05
Power sharing within this inverter

Potenza PV totale

Nominale (STC) 14372 kWp
Totale 21450 moduli
Superficie modulo 66631 m²

Potenza totale inverter

Potenza totale 14100 kWac
Numero di inverter 47 unità
Rapporto Pnom 1.02

Perdite campo

Perdite per sporco campo

Fraz. perdite 1.5 %

Fatt. di perdita termica

Temperatura modulo secondo irraggiamento
Uc (cost) 29.0 W/m²K
Uv (vento) 0.0 W/m²K/m/s

LID - Light Induced Degradation

Fraz. perdite 2.0 %

Perdita di qualità moduli

Fraz. perdite -0.6 %

Perdite per mismatch del modulo

Fraz. perdite 0.5 % a MPP

Perdita disadattamento Stringhe

Fraz. perdite 0.1 %

Fattore di perdita IAM

Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Profilo definito utente

10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000

Correzione spettrale

Primo modello solare
Acqua precipitabile stimata dall'umidità relativa

coefficienti	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781



PVsyst V7.3.3
 VC7, Simulato su
 11/04/23 12:20
 con v7.3.3

F4 ingegneria Srl (Italy)

Perdite DC nel cablaggio

Res. globale di cablaggio 1.4 mΩ
 Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #1 - Sottocampo 1

Res. globale campo 5.3 mΩ
 Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #3 - Sottocampo 3

Res. globale campo 5.9 mΩ
 Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #2 - Sottocampo 2

Res. globale campo 5.4 mΩ
 Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #4 - Sottocampo 4

Res. globale campo 5.2 mΩ
 Fraz. perdite 1.5 % a STC

Perdite sistema

indisponibilità del sistema

frazione di tempo 0.5 %
 1.8 giorni,
 5 periodi

Perdite ausiliarie

Proporzionali alla potenza 6.0 W/kW
 10.0 kW dalla soglia di potenza
 Cons. aus. notturno 4.50 kW

Perdite cablaggio AC

Linea uscita inv. sino al trasformatore MT

Tensione inverter 800 Vac tri
 Fraz. perdite 1.06 % a STC

Inverter: SUN2000-330KTL-H1

Sezione cavi (47 Inv.) All 47 x 3 x 150 mm²
 Lunghezza media dei cavi 108 m

Linea MV fino alla iniezione

Voltaggio MV 36 kV
 Conduttori Rame 3 x 240 mm²
 Lunghezza 4770 m
 Fraz. perdite 0.41 % a STC

Perdite AC nei trasformatori

Trafo MV

Media tensione 36 kV

Transformer parameters

Potenza nominale a STC 14.18 MVA
 Iron Loss (Connessione 24/24) 14.18 kVA
 Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC
 Perdite a carico 141.79 kVA
 Frazione di perdite a carico 1.00 % a STC
 Resistenza equivalente induttori 3 x 0.45 mΩ



PVsyst V7.3.3
VC7, Simulato su
11/04/23 12:20
con v7.3.3

F4 ingegneria Srl (Italy)

Definizione orizzonte

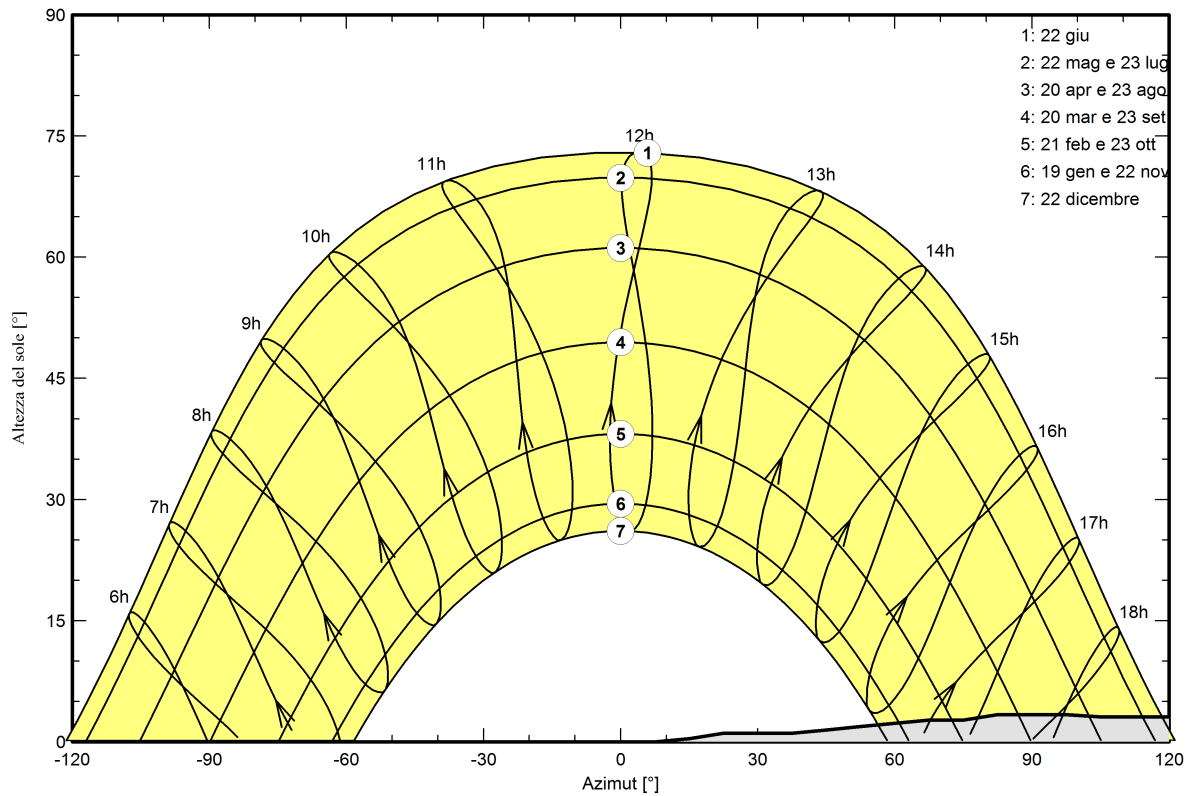
Horizon from PVGIS website API, Lat=40°26'42', Long=16°39'32', Alt=194m

Altezza media	1.1 °	Fattore su albedo	1.00
Fattore su diffuso	1.00	Frazione albedo	100 %

Profilo dell'orizzonte

Azimut [°]	-180	-165	-158	-135	-128	8	15	23	38	45	53	60	68
Altezza [°]	1.1	1.1	0.4	0.4	0.0	0.0	0.4	1.1	1.1	1.5	1.9	2.3	2.7
Azimut [°]	75	83	98	105	120	128	135	143	150	158	165	173	180
Altezza [°]	2.7	3.4	3.4	3.1	3.1	2.7	2.3	1.9	2.3	1.9	1.9	1.5	1.1

Percorsi del sole (diagramma altezza / azimut)





Parametri per ombre vicine

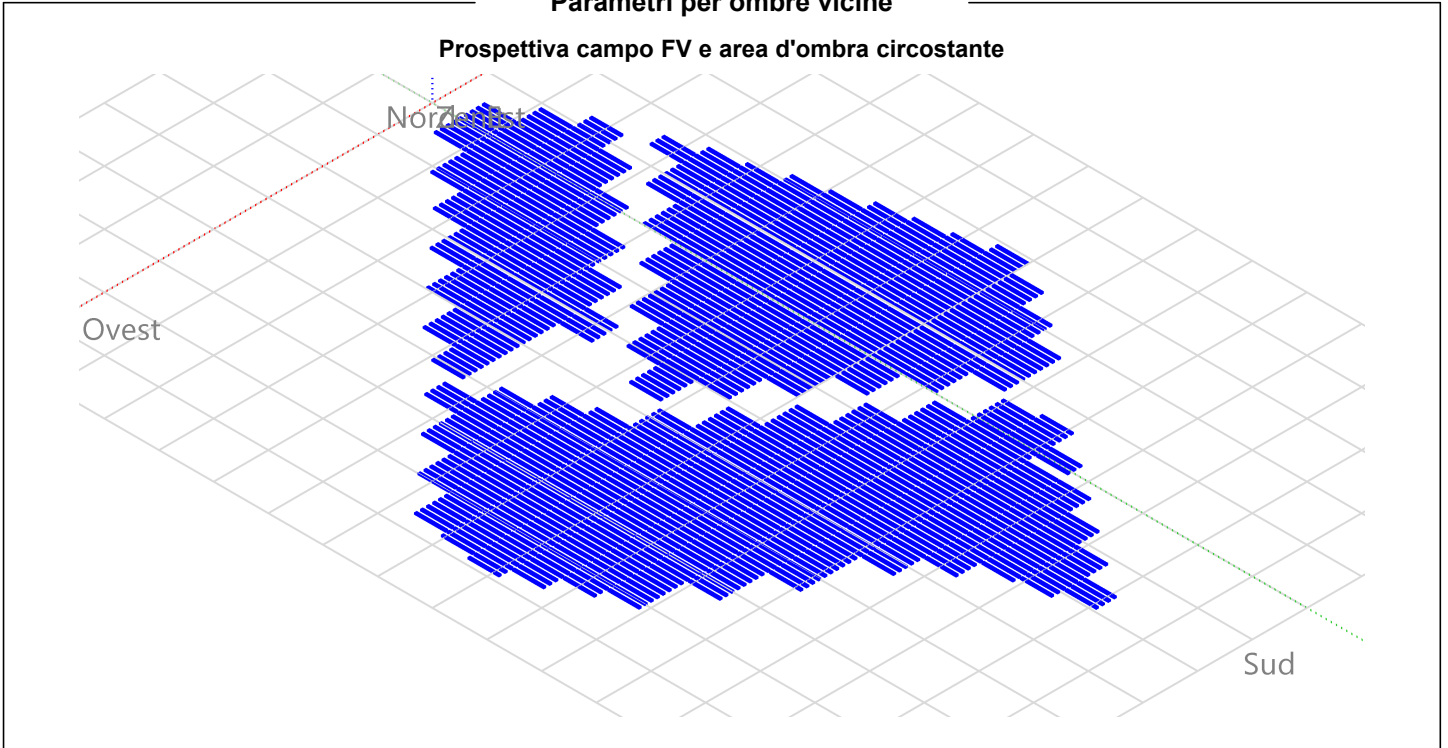
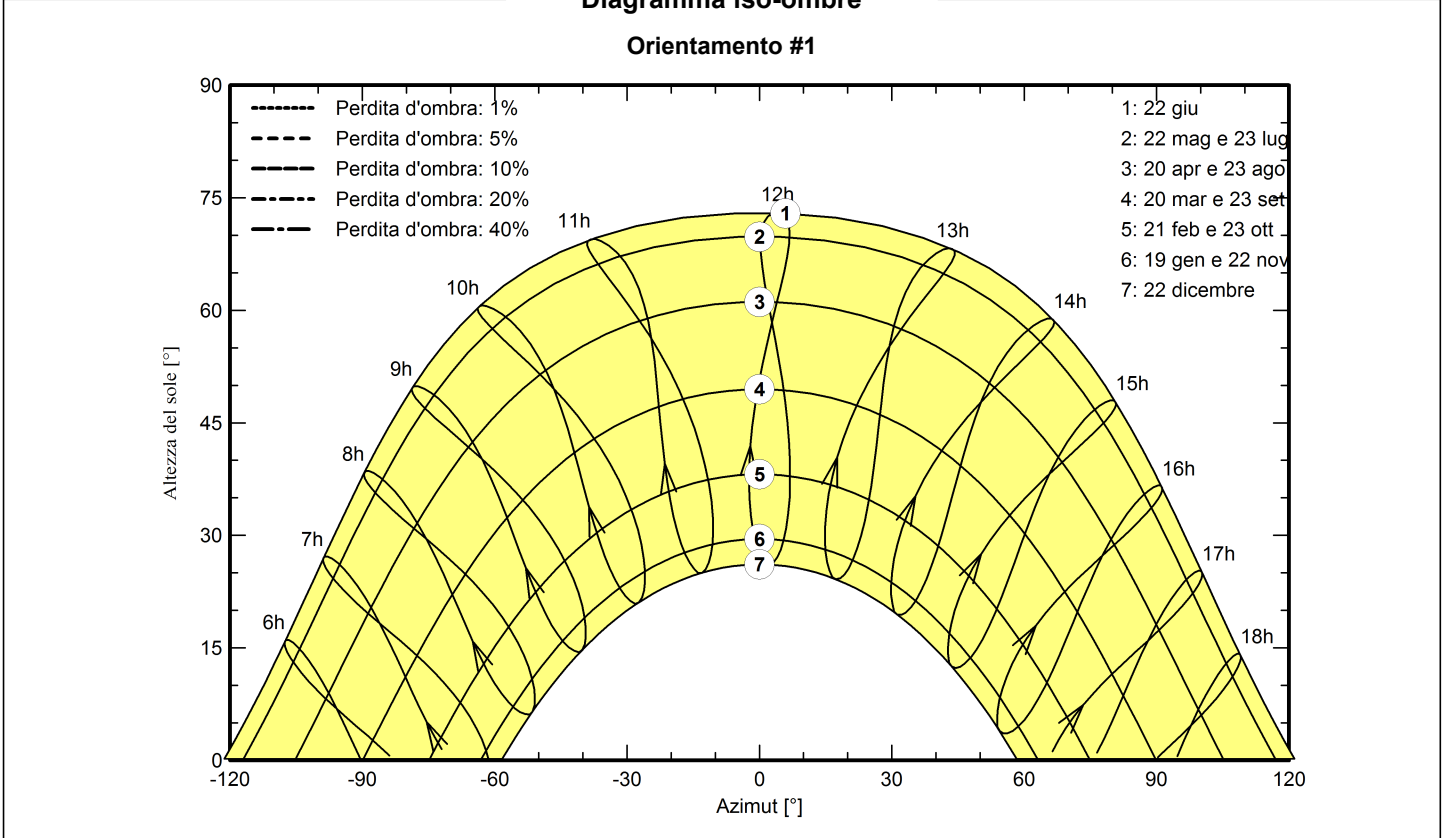


Diagramma iso-ombre

Orientamento #1





PVsyst V7.3.3
 VC7, Simulato su
 11/04/23 12:20
 con v7.3.3

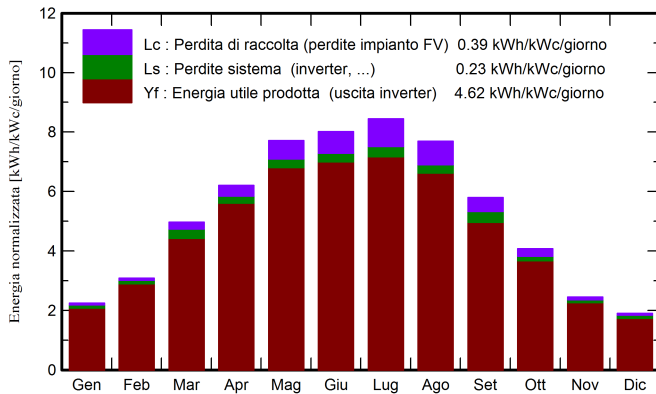
F4 ingegneria Srl (Italy)

Risultati principali

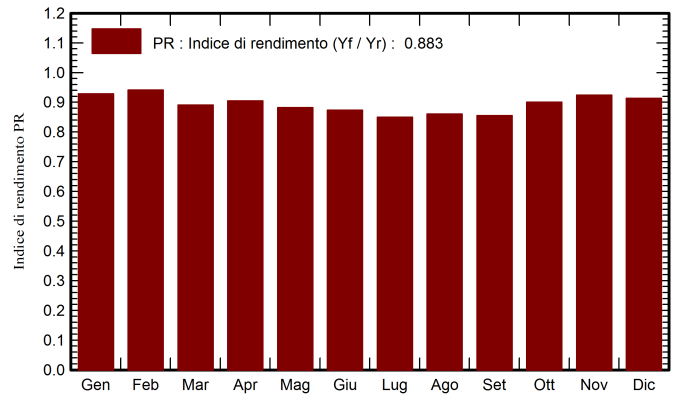
Produzione sistema

Energia prodotta 24217.16 MWh/anno Prod. Specif. 1685 kWh/kWc/anno
 Indice rendimento PR 88.28 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	ratio
Gennaio	54.2	28.83	8.36	69.6	66.6	977	929	0.928
Febbraio	71.2	43.89	9.06	86.3	83.0	1214	1168	0.941
Marzo	122.0	56.86	11.88	154.1	149.3	2112	1974	0.891
Aprile	147.4	68.61	14.79	186.1	180.9	2523	2421	0.905
Maggio	188.0	77.64	19.60	239.2	233.0	3164	3033	0.882
Giugno	194.5	91.77	24.53	240.3	234.0	3146	3019	0.874
Luglio	204.0	71.89	28.09	261.7	254.9	3350	3197	0.850
Agosto	184.6	71.55	27.83	238.4	232.5	3078	2950	0.861
Settembre	134.7	54.09	22.29	174.0	168.9	2300	2140	0.856
Ottobre	98.3	43.97	18.27	126.4	122.1	1705	1636	0.901
Novembre	59.0	36.36	13.70	73.4	70.2	1017	976	0.924
Dicembre	46.8	26.18	9.87	59.0	56.1	823	774	0.914
Anno	1504.8	671.63	17.41	1908.7	1851.6	25409	24217	0.883

Legenda

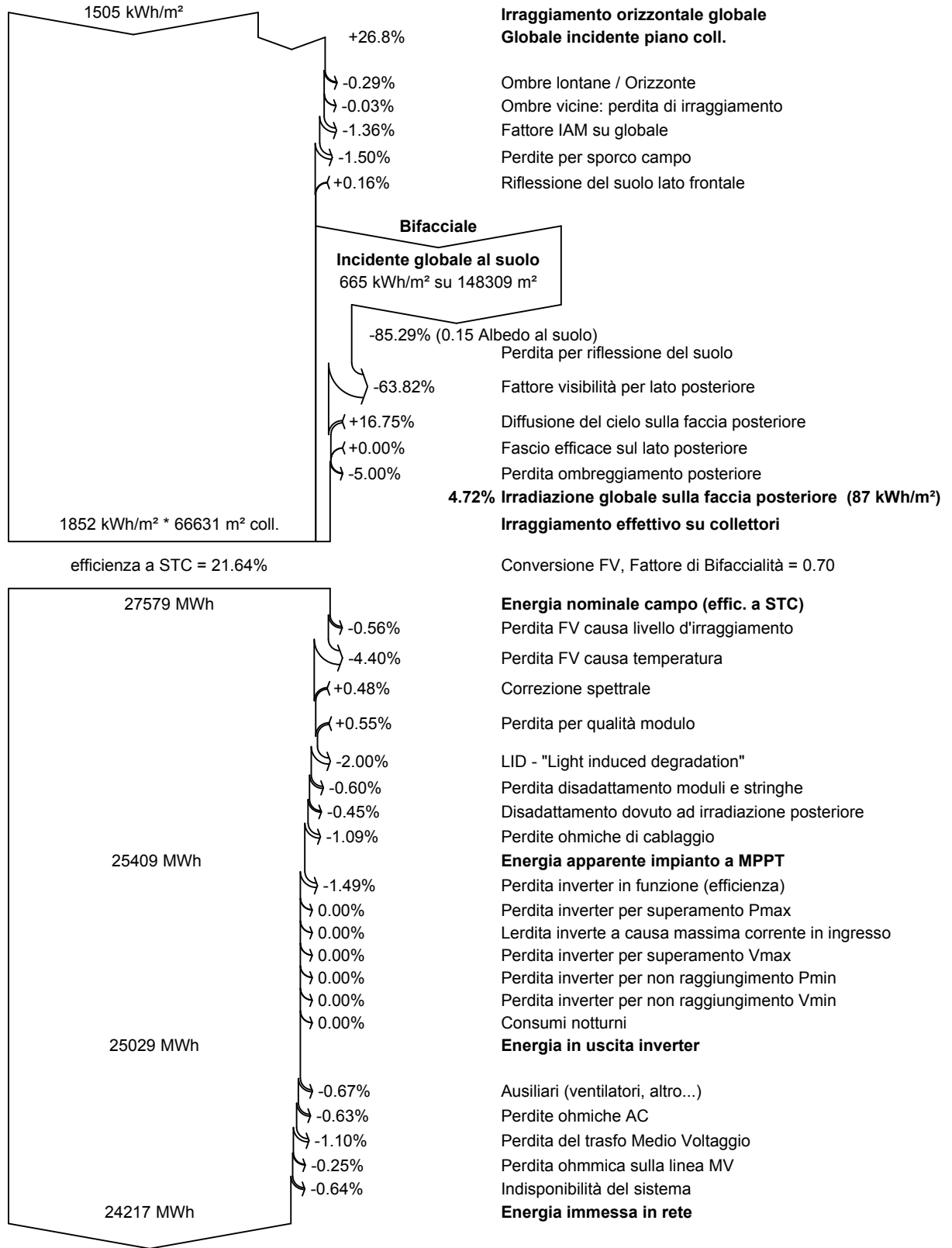
GlobHor Irraggiamento orizzontale globale EArray Energia effettiva in uscita campo
 DiffHor Irraggiamento diffuso orizz. E_Grid Energia immessa in rete
 T_Amb Temperatura ambiente PR Indice di rendimento
 GlobInc Globale incidente piano coll.
 GlobEff Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre



PVsyst V7.3.3
VC7, Simulato su
11/04/23 12:20
con v7.3.3

F4 ingegneria Srl (Italy)

Diagramma perdite



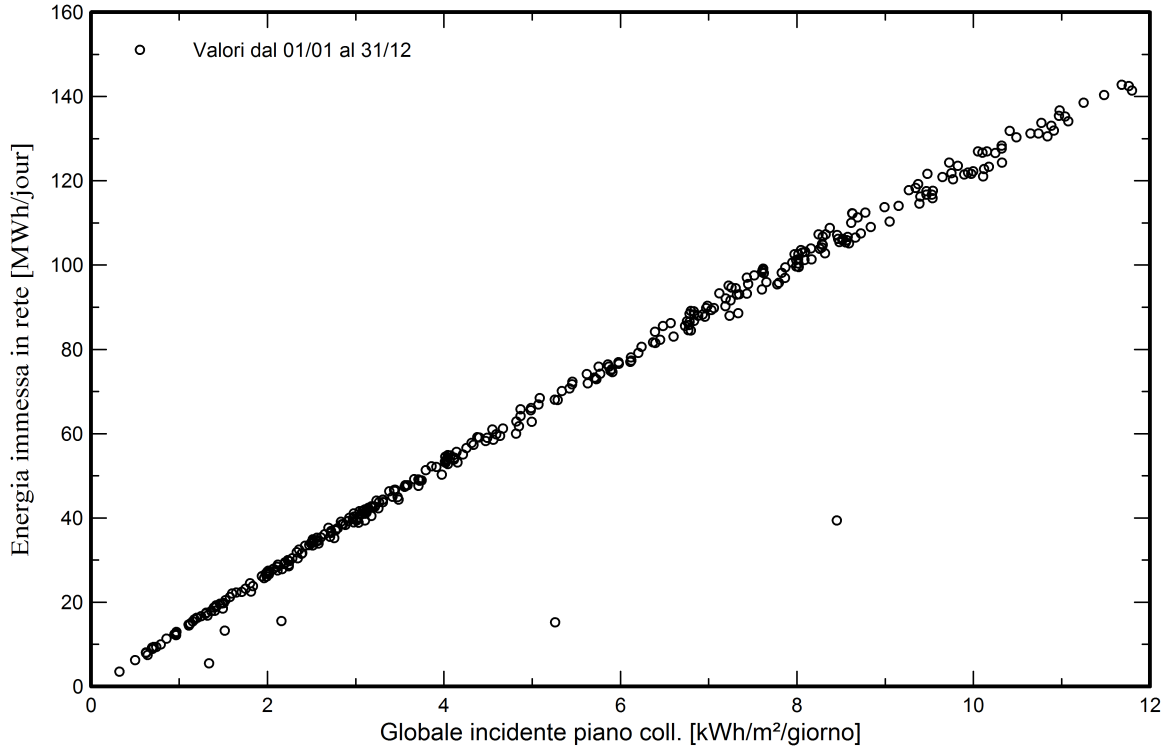


PVsyst V7.3.3
VC7, Simulato su
11/04/23 12:20
con v7.3.3

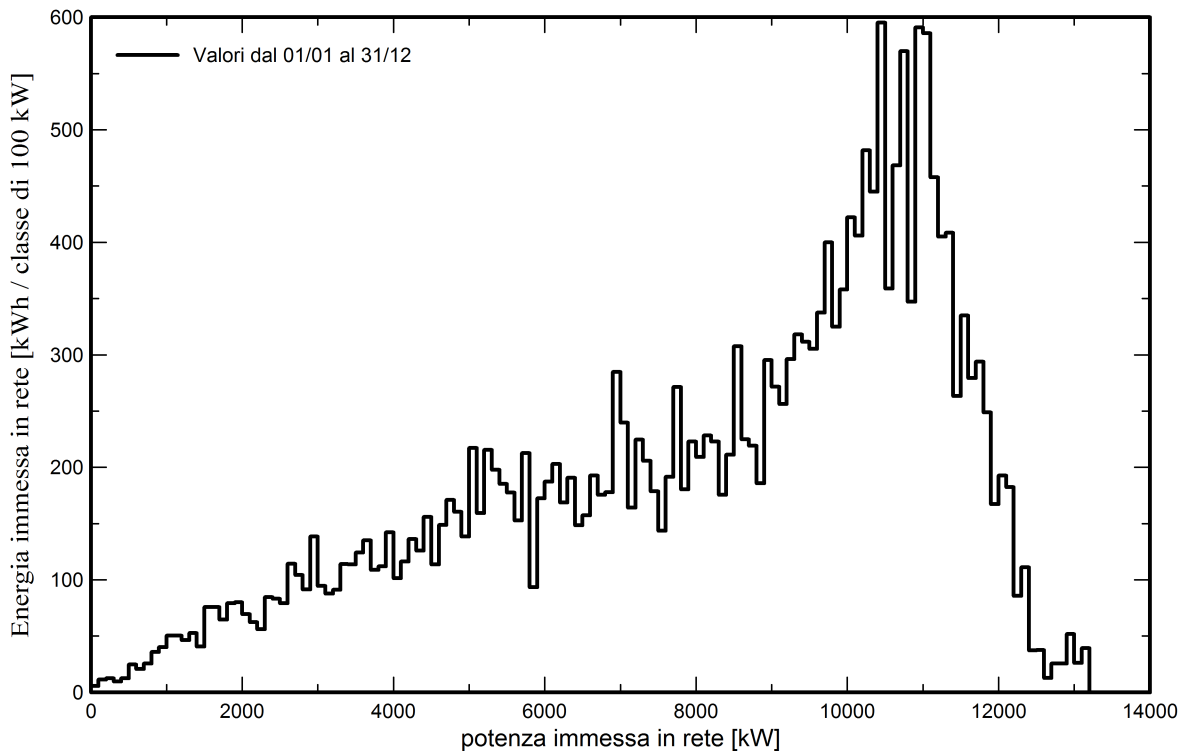
F4 ingegneria Srl (Italy)

Grafici predefiniti

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema





PVsyst V7.3.3
 VC7, Simulato su
 11/04/23 12:20
 con v7.3.3

F4 ingegneria Srl (Italy)

Strumenti decadimento

Parametri di decadimento

Durata totale della simulazione 20 anni

Degrado medio dei moduli

Fattore di perdita annuale 0.4 %/anno

Mismatch dovuto a degrado

Dispersione Imp RMS 0.4 %/anno

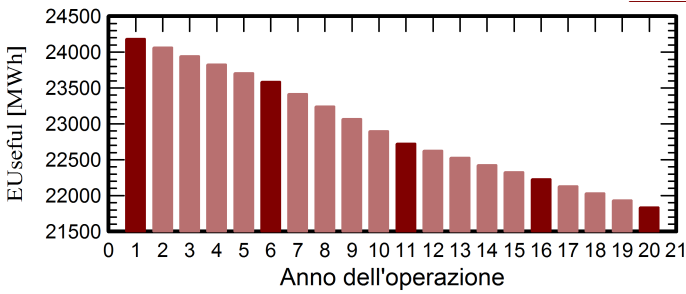
Dispersione Vmp RMS 0.4 %/anno

Dati meteo usati per la simulazione

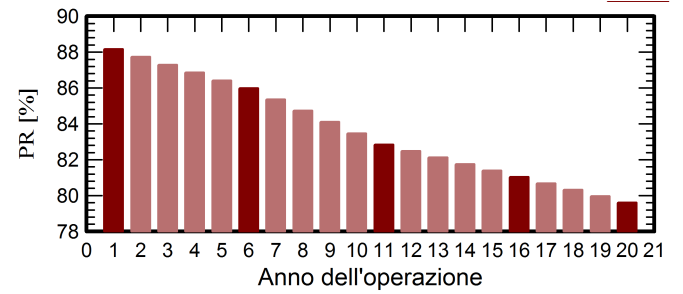
Bernalda MN80 SYN

Anni anno di riferimento

Energia utile, uscita sistema



Indice di rendimento



Anno	EUseful	PR	Perdite degrad. PR
	MWh	%	%
1	24184	88.16	-0.25
2	24064	87.73	-0.74
3	23945	87.29	-1.23
4	23825	86.86	-1.72
5	23706	86.42	-2.22
6	23586	85.99	-2.71
7	23414	85.36	-3.42
8	23241	84.73	-4.13
9	23069	84.10	-4.84
10	22896	83.47	-5.56
11	22724	82.84	-6.27
12	22624	82.48	-6.68
13	22525	82.12	-7.09
14	22425	81.75	-7.50
15	22326	81.39	-7.91
16	22226	81.03	-8.32
17	22129	80.67	-8.72
18	22031	80.32	-9.12
19	21934	79.96	-9.53
20	21836	79.60	-9.93



PVsyst V7.3.3
VC7, Simulato su
11/04/23 12:20
con v7.3.3

F4 ingegneria Srl (Italy)

Valutazione P50-P90

Dati meteo

Fonte Meteonorm 8.0, Sat=100%
Tipo TMY, multi anno
Differenza da anno in anno(Varianza) -1.0 %

Deviazione Standard

Cambiamento Climatico 0.0 %

Variabilità globale

Variabilità (Somma quadratica media) 2.1 %

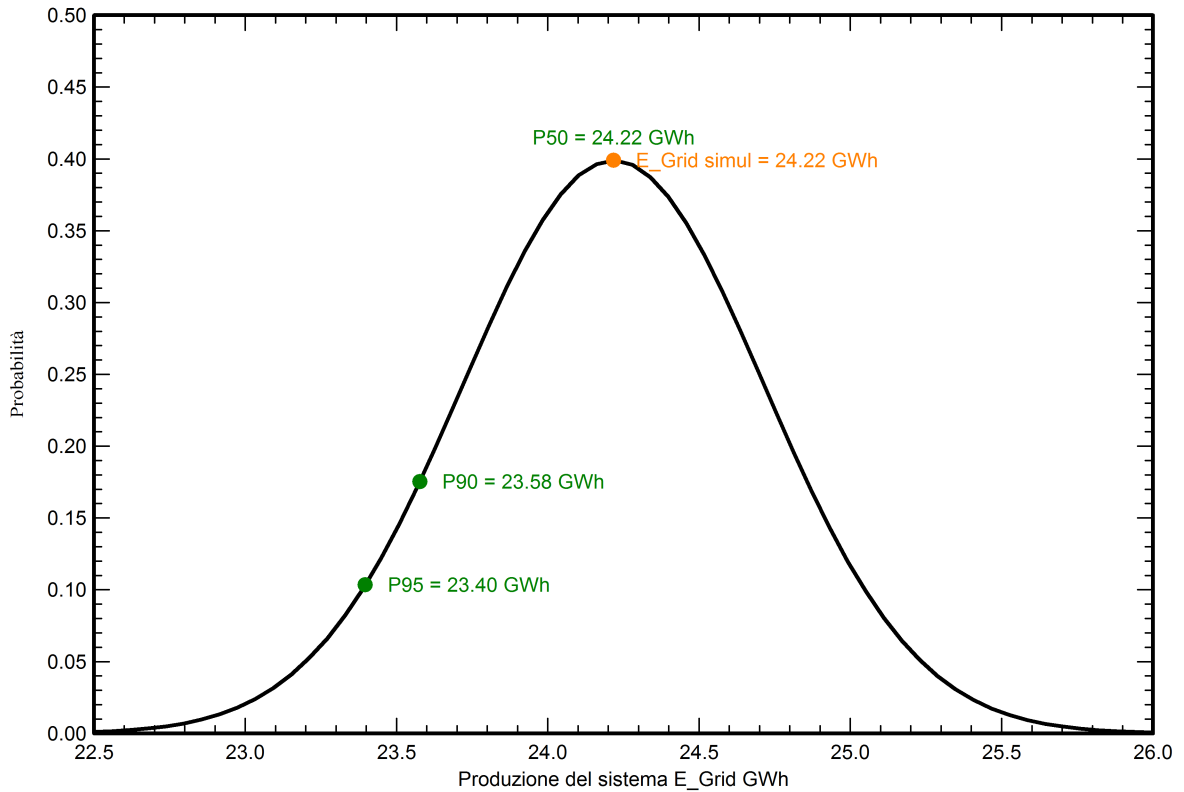
Incertezze dei parametri e simulazione

settaggio parametri modulo FV 1.0 %
Incertezza nella stima efficienza inverter 0.5 %
Incertezze di disadattamento e sporcizia 1.0 %
Incertezza nella stima del degrado 1.0 %

Valore di probabilità associato alla produzione

Variabilità 0.50 GWh
P50 24.22 GWh
P90 23.58 GWh
P95 23.40 GWh

Distribuzione di probabilità



Lavori di realizzazione di un parco agro-fotovoltaico denominato "Bernalda 1" con potenza in immissione pari a 14.1 MW integrato con un sistema di accumulo e relative opere di connessione

A.5. Relazione tecnica impianto fotovoltaico e sistema di accumulo

Allegato 2: Scheda tecnica dei pannelli fotovoltaici



BiHiKu7






BIFACIAL MONO PERC

640 W ~ 670 W




CS7N-640 | 645 | 650 | 655 | 660 | 665 | 670MB-AG



MORE POWER

-  Module power up to 670 W
Module efficiency up to 21.6 %
-  Up to 8.9 % lower LCOE
Up to 4.6 % lower system cost
-  Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
-  Compatible with mainstream trackers, cost effective product for utility power plant
-  Better shading tolerance

MORE RELIABLE

-  40 °C lower hot spot temperature, greatly reduce module failure rate
-  Minimizes micro-crack impacts
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*

 **12 Years** Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*

 **30 Years** Linear Power Performance Warranty*

1st year power degradation no more than 2%
Subsequent annual power degradation no more than 0.45%

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA
CEC listed (US California) / FSEC (US Florida)
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
Take-e-way



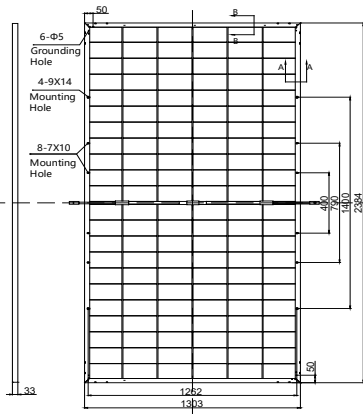
* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 20 years, it has successfully delivered over 70 GW of premium-quality solar modules across the world.

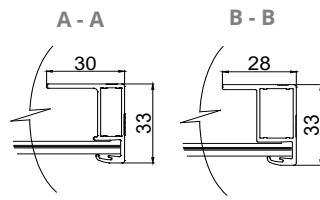
* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

ENGINEERING DRAWING (mm)

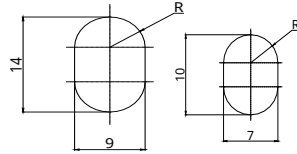
Rear View



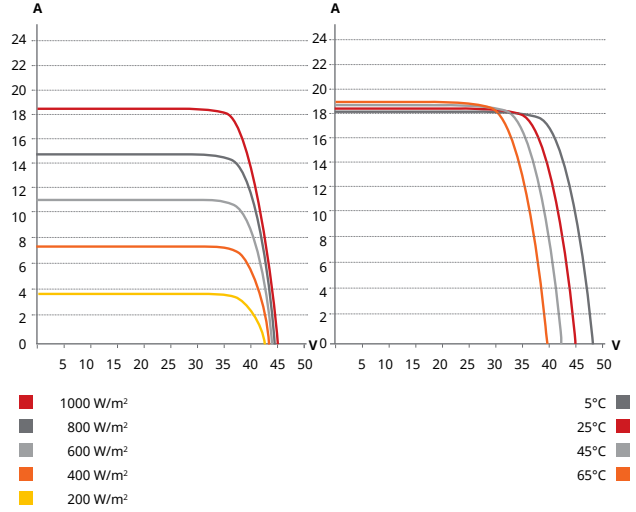
Frame Cross Section



Mounting Hole



CS7N-650MB-AG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency	
CS7N-640MB-AG	640 W	37.5 V	17.07 A	44.6 V	18.31 A	20.6%	
Bifacial Gain**	5%	672 W	37.5 V	17.92 A	44.6 V	19.23 A	21.6%
	10%	704 W	37.5 V	18.78 A	44.6 V	20.14 A	22.7%
	20%	768 W	37.5 V	20.48 A	44.6 V	21.97 A	24.7%
CS7N-645MB-AG	645 W	37.7 V	17.11 A	44.8 V	18.35 A	20.8%	
Bifacial Gain**	5%	677 W	37.7 V	17.97 A	44.8 V	19.27 A	21.8%
	10%	710 W	37.7 V	18.84 A	44.8 V	20.19 A	22.9%
	20%	774 W	37.7 V	20.53 A	44.8 V	22.02 A	24.9%
CS7N-650MB-AG	650 W	37.9 V	17.16 A	45.0 V	18.39 A	20.9%	
Bifacial Gain**	5%	683 W	37.9 V	18.03 A	45.0 V	19.31 A	22.0%
	10%	715 W	37.9 V	18.88 A	45.0 V	20.23 A	23.0%
	20%	780 W	37.9 V	20.59 A	45.0 V	22.07 A	25.1%
CS7N-655MB-AG	655 W	38.1 V	17.20 A	45.2 V	18.43 A	21.1%	
Bifacial Gain**	5%	688 W	38.1 V	18.06 A	45.2 V	19.35 A	22.1%
	10%	721 W	38.1 V	18.93 A	45.2 V	20.27 A	23.2%
	20%	786 W	38.1 V	20.64 A	45.2 V	22.12 A	25.3%
CS7N-660MB-AG	660 W	38.3 V	17.24 A	45.4 V	18.47 A	21.2%	
Bifacial Gain**	5%	693 W	38.3 V	18.10 A	45.4 V	19.39 A	22.3%
	10%	726 W	38.3 V	18.96 A	45.4 V	20.32 A	23.4%
	20%	792 W	38.3 V	20.69 A	45.4 V	22.16 A	25.5%
CS7N-665MB-AG	665 W	38.5 V	17.28 A	45.6 V	18.51 A	21.4%	
Bifacial Gain**	5%	698 W	38.5 V	18.14 A	45.6 V	19.44 A	22.5%
	10%	732 W	38.5 V	19.02 A	45.6 V	20.36 A	23.6%
	20%	798 W	38.5 V	20.74 A	45.6 V	22.21 A	25.7%
CS7N-670MB-AG	670 W	38.7 V	17.32 A	45.8 V	18.55 A	21.6%	
Bifacial Gain**	5%	704 W	38.7 V	18.20 A	45.8 V	19.48 A	22.7%
	10%	737 W	38.7 V	19.05 A	45.8 V	20.41 A	23.7%
	20%	804 W	38.7 V	20.78 A	45.8 V	22.26 A	25.9%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.
** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ + 10 W
Power Bifaciality*	70 %

* Power Bifaciality = $P_{max, rear} / P_{max, front}$, both $P_{max, rear}$ and $P_{max, front}$ are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.
Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-640MB-AG	480 W	35.2 V	13.64 A	42.2 V	14.77 A
CS7N-645MB-AG	484 W	35.3 V	13.72 A	42.3 V	14.80 A
CS7N-650MB-AG	487 W	35.5 V	13.74 A	42.5 V	14.83 A
CS7N-655MB-AG	491 W	35.7 V	13.76 A	42.7 V	14.86 A
CS7N-660MB-AG	495 W	35.9 V	13.79 A	42.9 V	14.89 A
CS7N-665MB-AG	499 W	36.1 V	13.83 A	43.1 V	14.93 A
CS7N-670MB-AG	502 W	36.3 V	13.85 A	43.3 V	14.96 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 33 mm (93.9 x 51.3 x 1.30 in)
Weight	37.8 kg (83.3 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm ² (IEC), 10 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T6 or MC4-EVO2 or MC4-EVO2A
Per Pallet	33 pieces

Per Container (40' HQ) 594 pieces or 462 pieces (only for US)

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



Lavori di realizzazione di un parco agro-fotovoltaico denominato "Bernalda 1" con potenza in immissione pari a 14.1 MW integrato con un sistema di accumulo e relative opere di connessione

A.5. Relazione tecnica impianto fotovoltaico e sistema di accumulo

Allegato 3: Scheda tecnica strutture di supporto



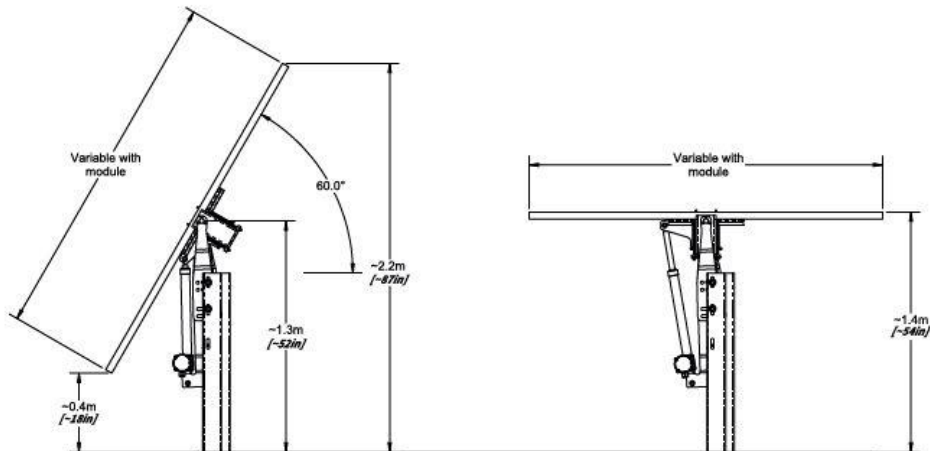
Convert TRJ Tracker



Product Portfolio

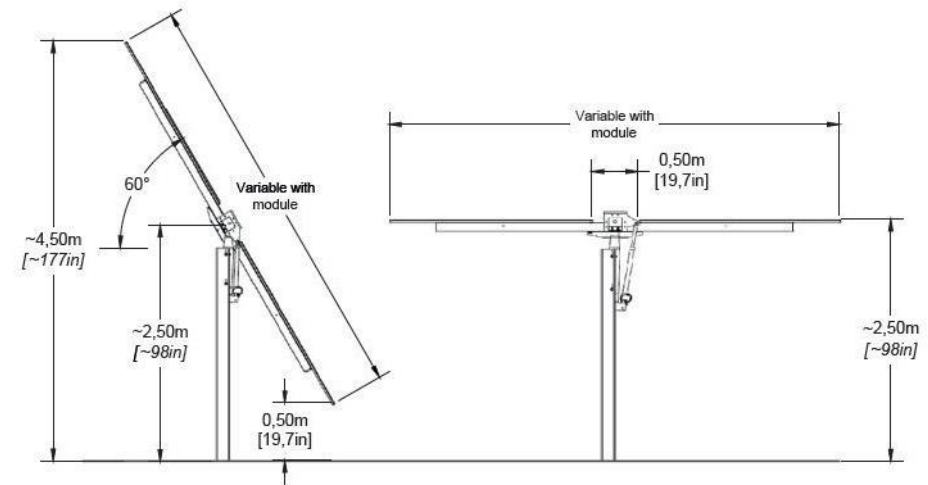
TRJ - 1 Portrait (1P)

- Optimized for Distributed Generation and Utility Scale Projects from 1 MWp to 400+ MWp
- Minimal back side module shading
- Lowest installation labor costs
- Single independent Row



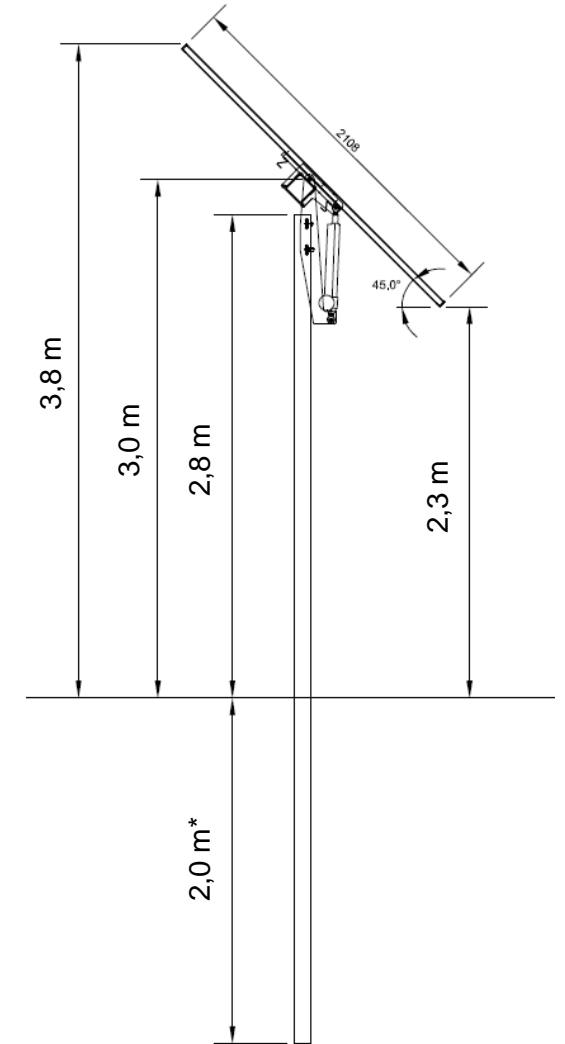
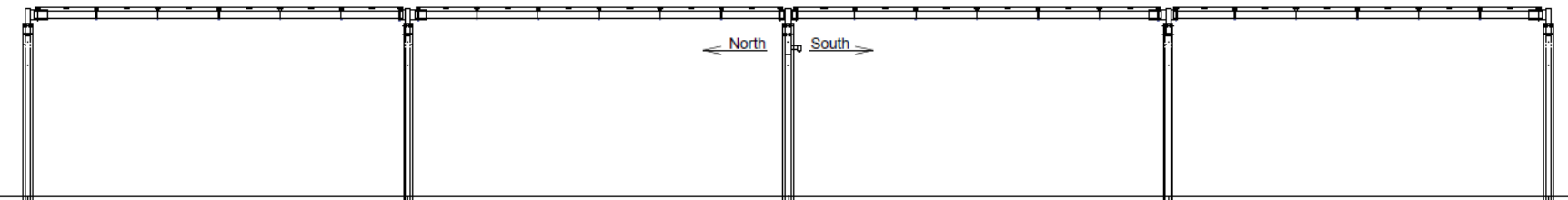
TRJ - 2 Portrait (2P)

- Targeted for Utility Scale projects
- Eliminates back side module shading
- Increased site accessibility
- Fewer posts / MW
- Single independent row



TRJ Agrovoltaic

Tracker structure will be higher to allow the cultivation below to grow without problems



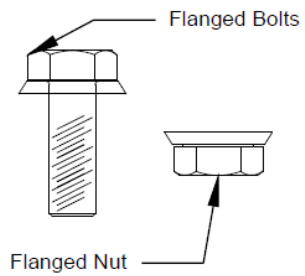
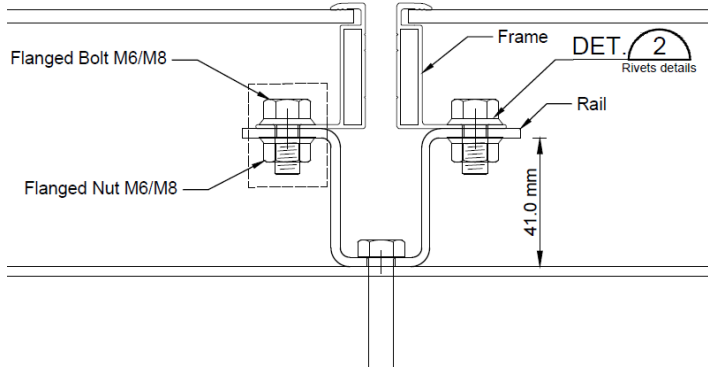
*depending of the type of soil

TRJ Agrovoltaic

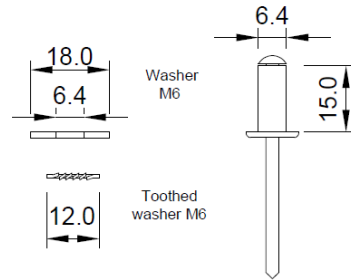
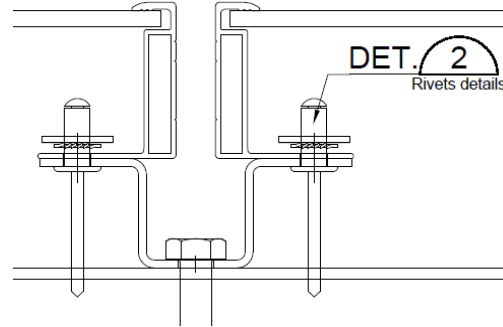


Module Fixing

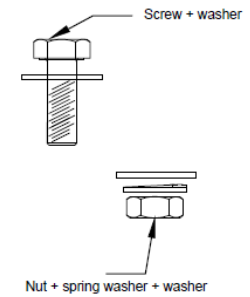
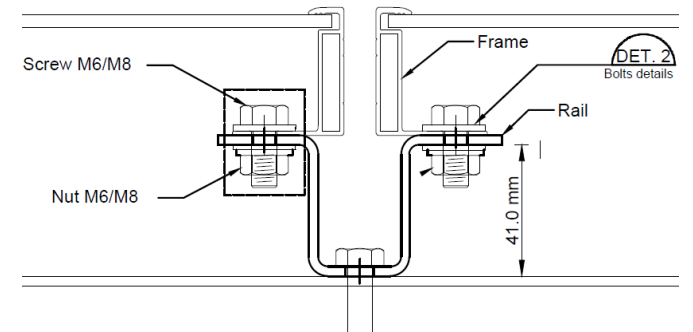
Bolts



Rivets



Customized



Foundation design: geological report

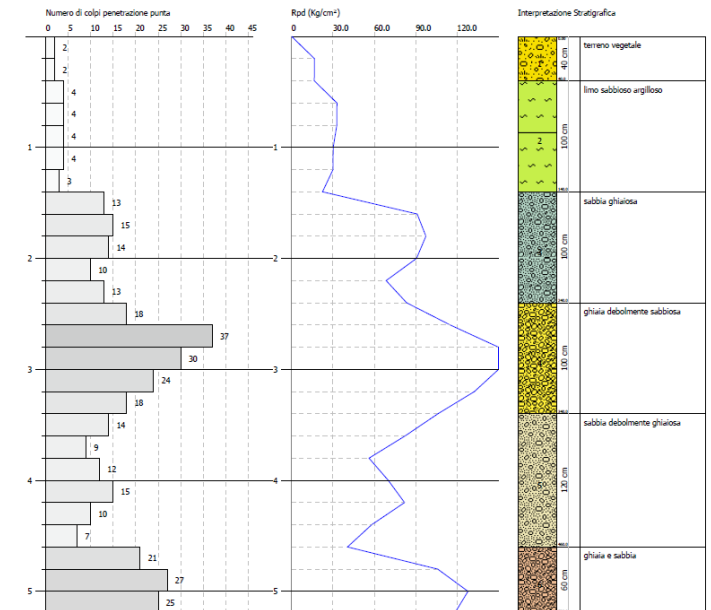
Analytic method: the geological report is mandatory for starting the design of the foundations.

Generally the following test are performed:

1. A series of **dynamic penetrometer tests** (DPSH o SPT) up to 4 m depth (the depth may vary depending on the layout and the MW size of the plant)
2. **Laboratory test** for undisturbed samples (at least 2 undisturbed soil samples 0,5 m and 1,5 m depth) that are collected from the site (close to the DPSH points)

The lab analysis should determine:

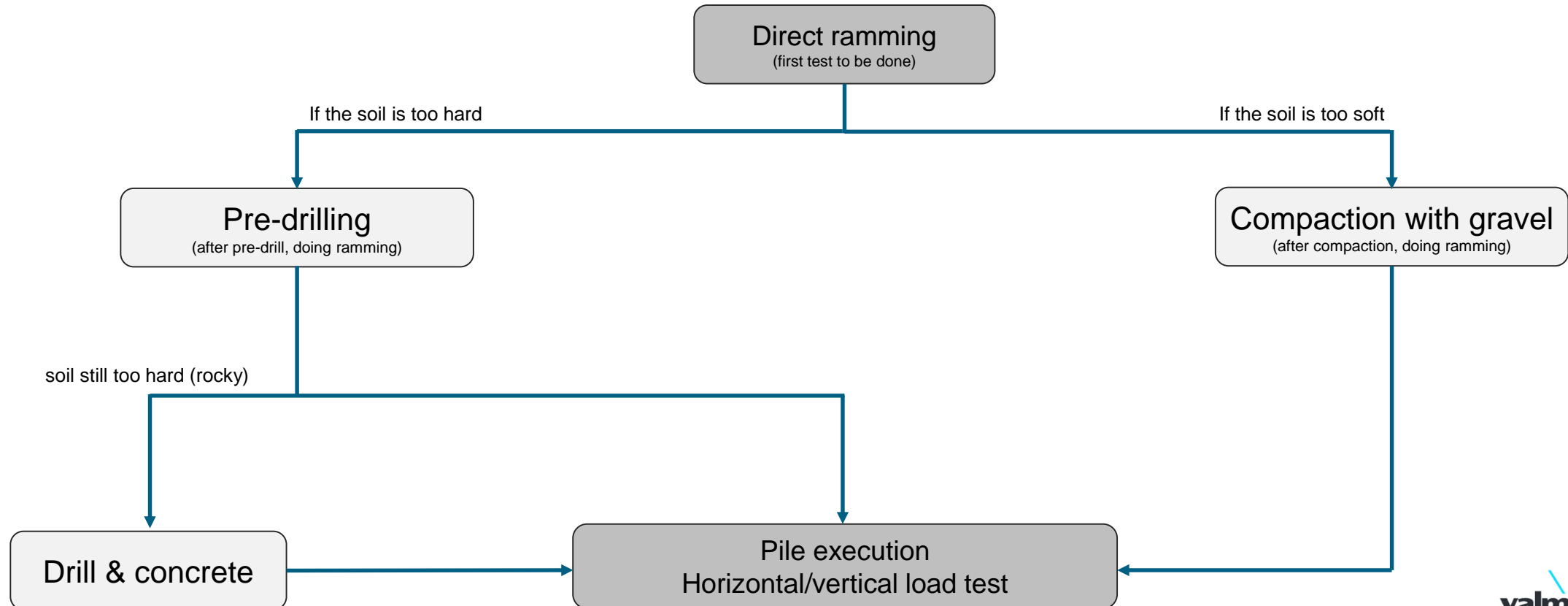
- unit weight, γ [kN/m³]
- cohesion
- stress friction angle of the soil ϕ [°]
- effective stress friction angle ϕ' [°]
- atterberg limits
- water content [%]



Foundation design: Pull out Test

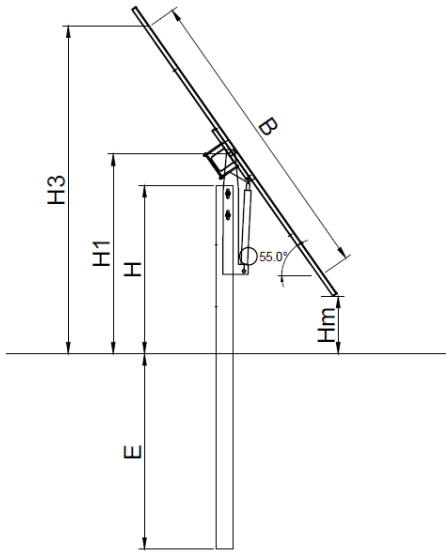
Direct method: after the geological report, the pull out should be performed

After the geological report, we provide a detailed **Pull Out Test Procedure** which takes into account all the results of the geological report and all the considerations about trackers, panels, etc.

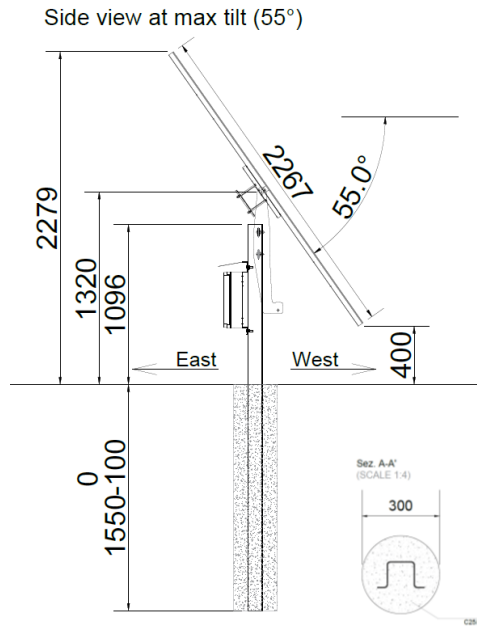


Foundations

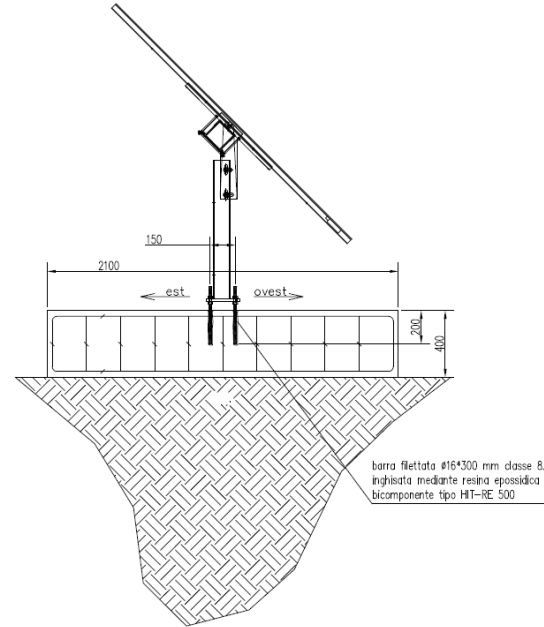
Direct Ramming



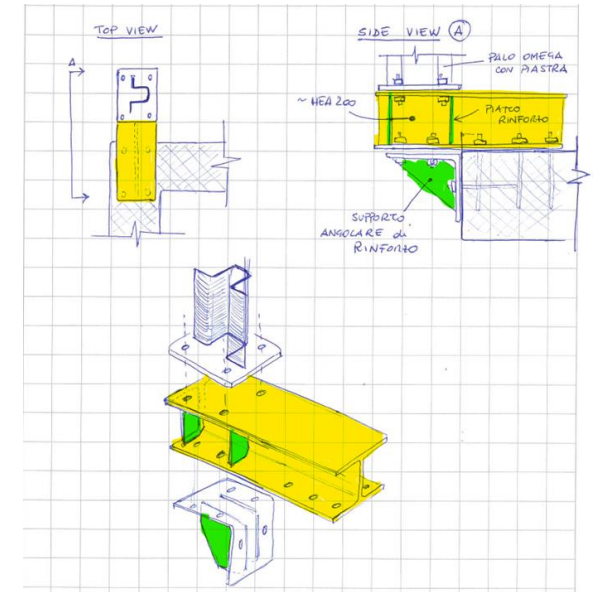
Pre-drill & compaction



Concrete basement

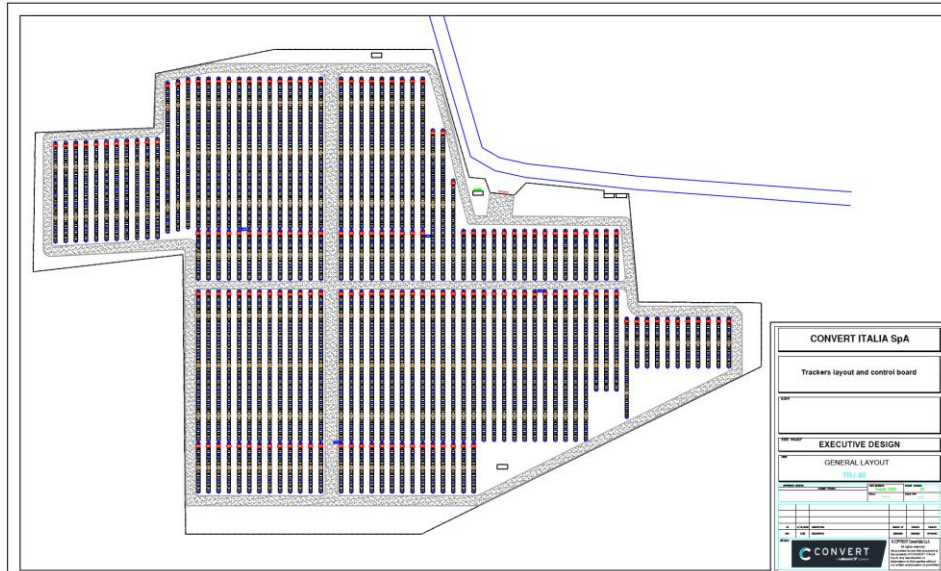


Customized



Tracker Configuration

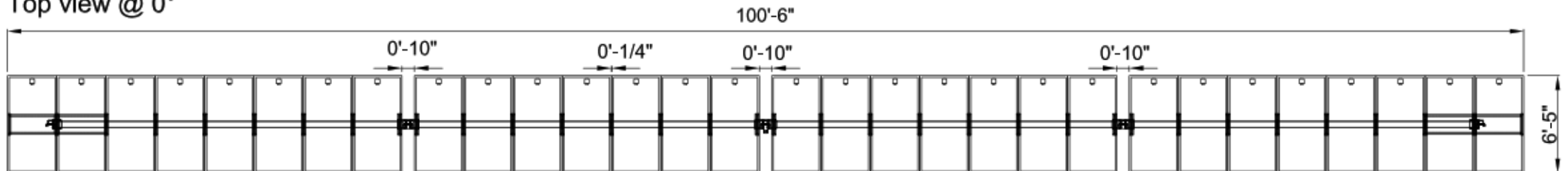
Layout Optimization



Convert TRJ Architecture

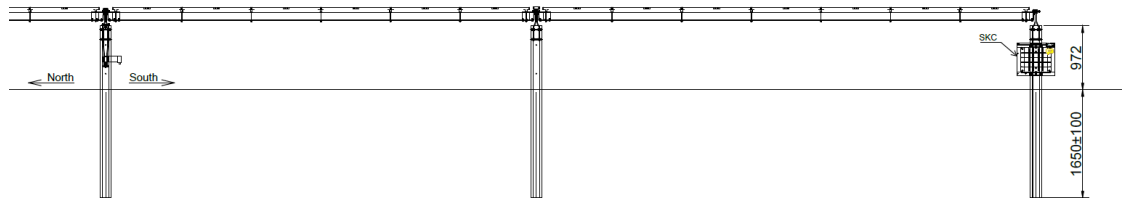
- Optimized to adapt to land geometry & topography minimizing civil costs and increasing density
- Modular design reduces alignment and installation field labor
- Balanced model eliminates module (dead) load to optimize steel and increase system life
- Short rows significantly decrease torsion loads and eliminate dampers and other “band-aid” systems

Top view @ 0°

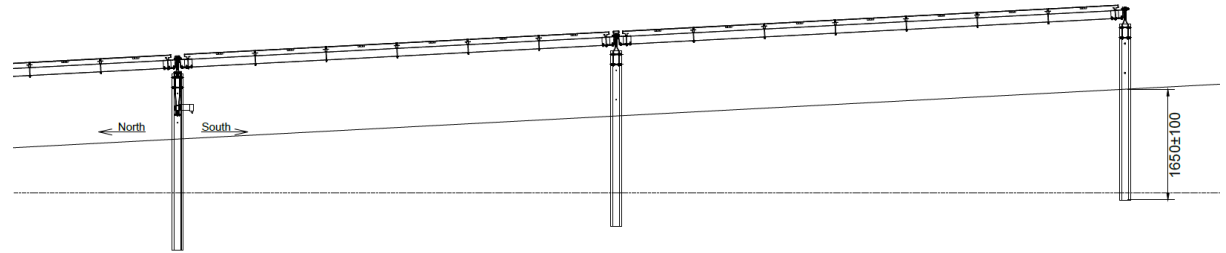


Slope Tollerances

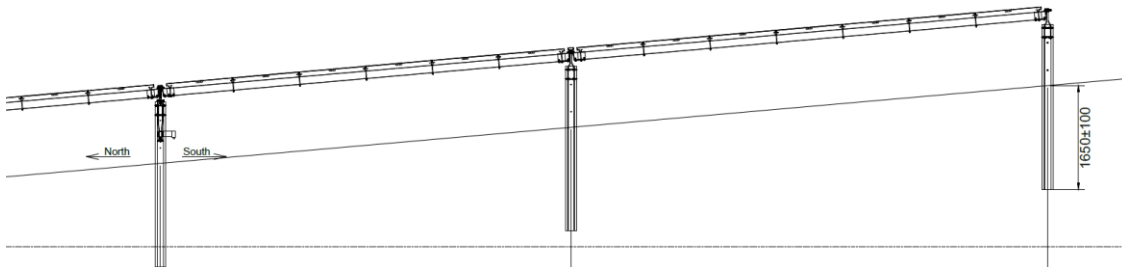
Ground 0°



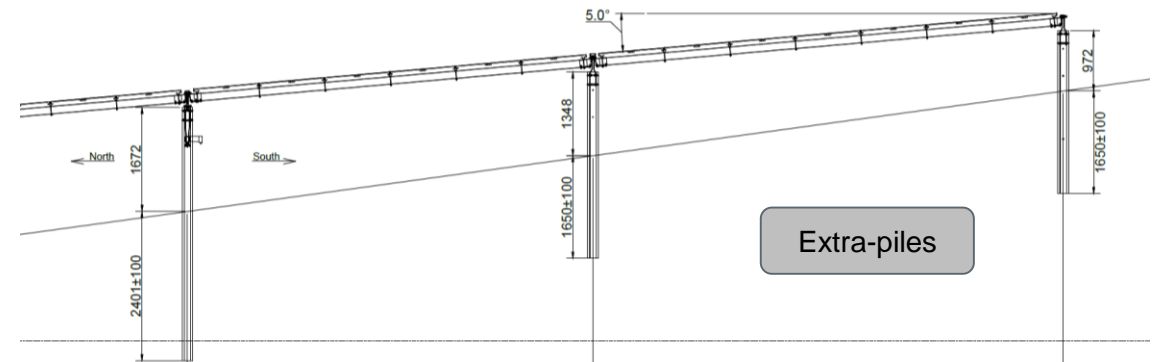
Ground 3° = 5%



Ground 5° = 8,7%



Ground 8° = 14% - Tracker 5°

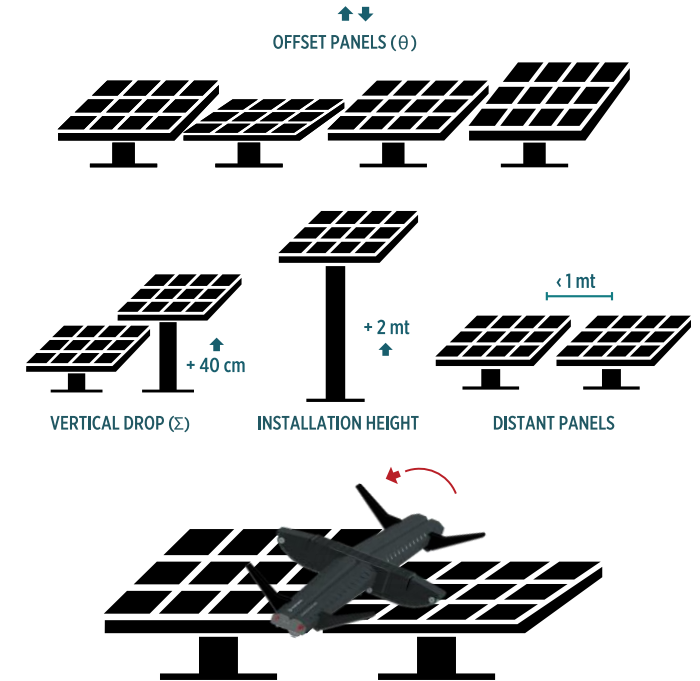


Cleaning Solution



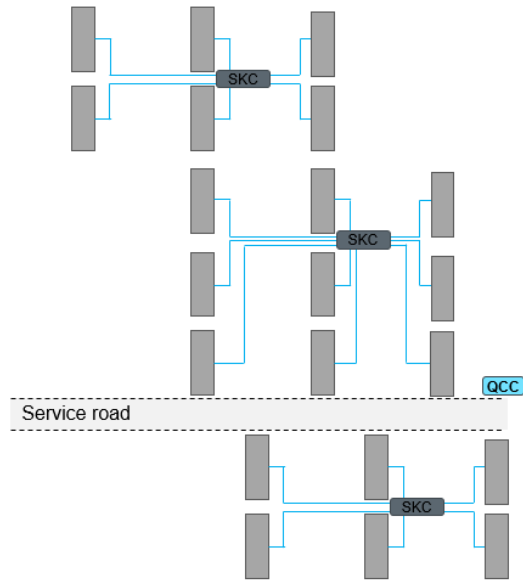
 **SANDSTORM R6** *The robot that cleans solar panels. Anywhere. Autonomously.*

- Self-driving & self-powered technology
- Dry-cleaning (no use of water)
- Thermographic analysis (preventive & predictive maintenance of modules)
- Bifacial solar panels cleaning
- Low maintenance costs
- Proprietary software (interventions in real time at no cost)
- 30% less of current for cleaning
- 90% less of economic loss (due to dust/sand)

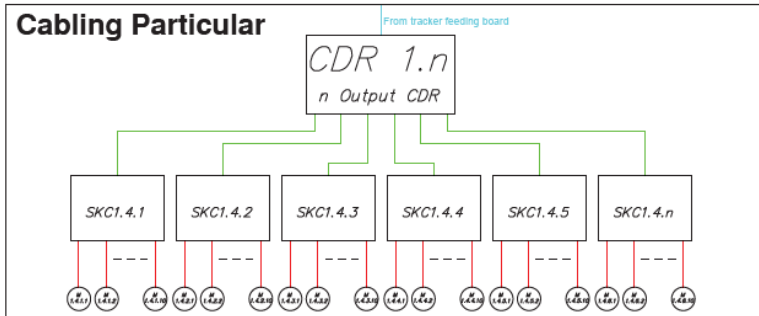


TRJ10

SKC Architecture



Cabling Particular



Legend of power cables

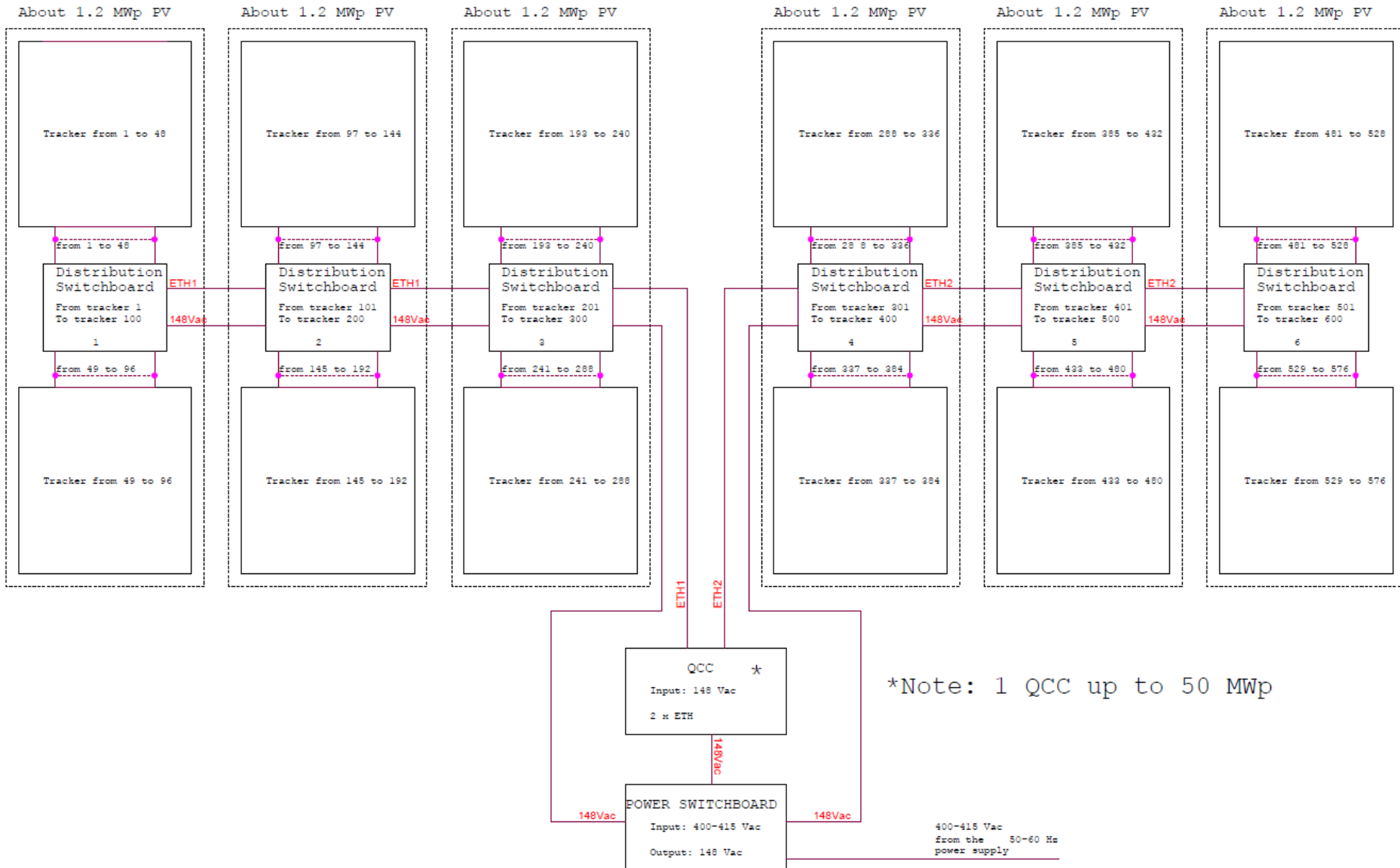
- 3P+N+T (FG70R 5G)
- 1P+N+T (FG70R 3G)
- Motor Cable (FG70R 7G)

Controller Features

- Each SKC operates 10 individual motors supporting each row with a data aggregation system
- The motor is AC powered, brushless, and IP65 certified. The system is UL and CE listed.
- SKC can be operated in the field with controls and LEDs for quick commissioning and troubleshooting
- No batteries or other replaceable components ensuring 30+ year life of system



Schematic view



TRJ 100M system

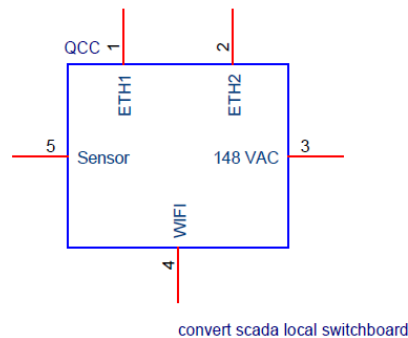
The 100M system combines the simplicity of installation and maintenance.

The great versatility of the 100M system allows to adapt it into every condition. Every plant design can be optimized in order to reduce the cable length (daisy chain connection), so it allows to save costs and installation time.

The system is composed by three main parts:

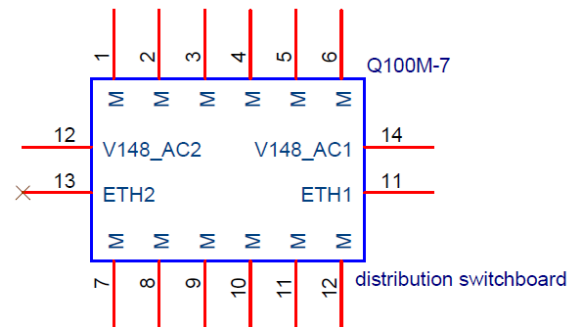
1) QCC central unit switchboard:

monitors and controls tracking of the whole plant. Wired or wireless network that connects all the devices present.



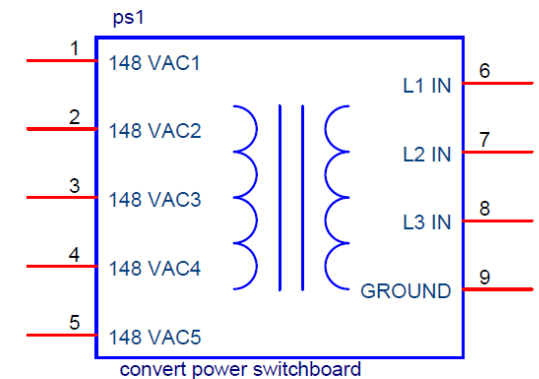
2) Distribution Switchboard:

connects the actuators with the QCC and the Power Switchboard. Each Distribution Switchboard can connect up to 100 actuators



3) Power Switchboard:

provides the 3phase power supply to the motors. Each Power Switchboard can supply up to 550 actuators



Technical spec

The great versatility of the 100M system allows to adapt every plant design in order to reduce the cable length, allowing to save costs and installation time.

- Up to 100 motors per Distribution Switchboard
- Up to 10 motors in daisy chain per each exit
- Up to 250 m of cabling per each exit

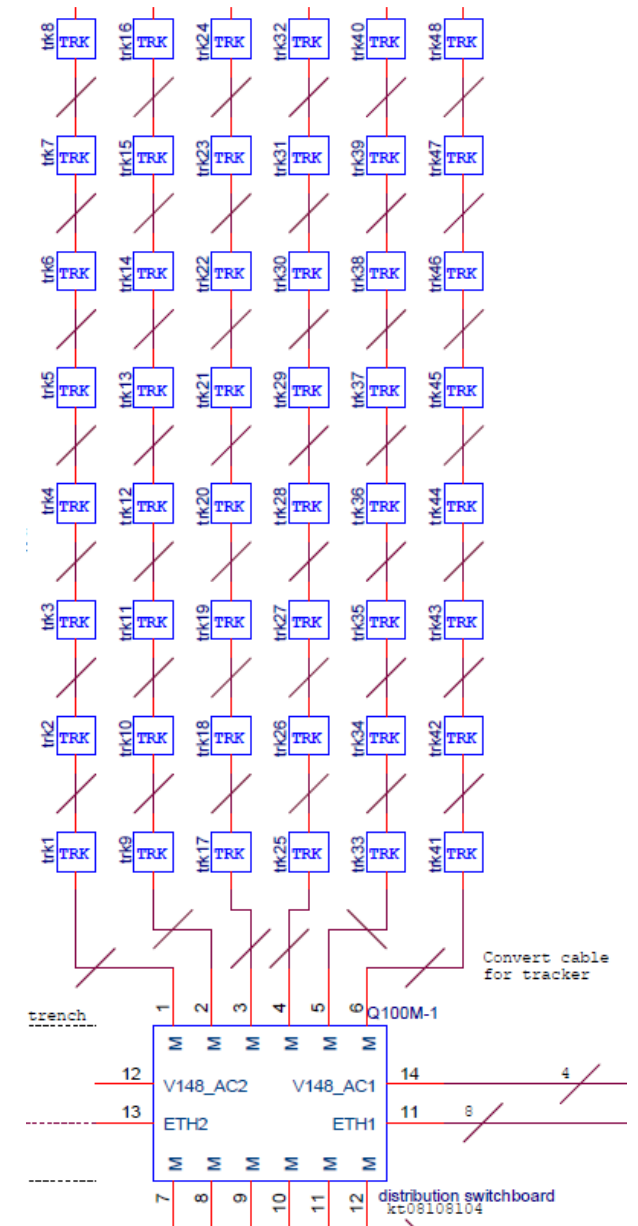
Actuators:

- AC – 3phase

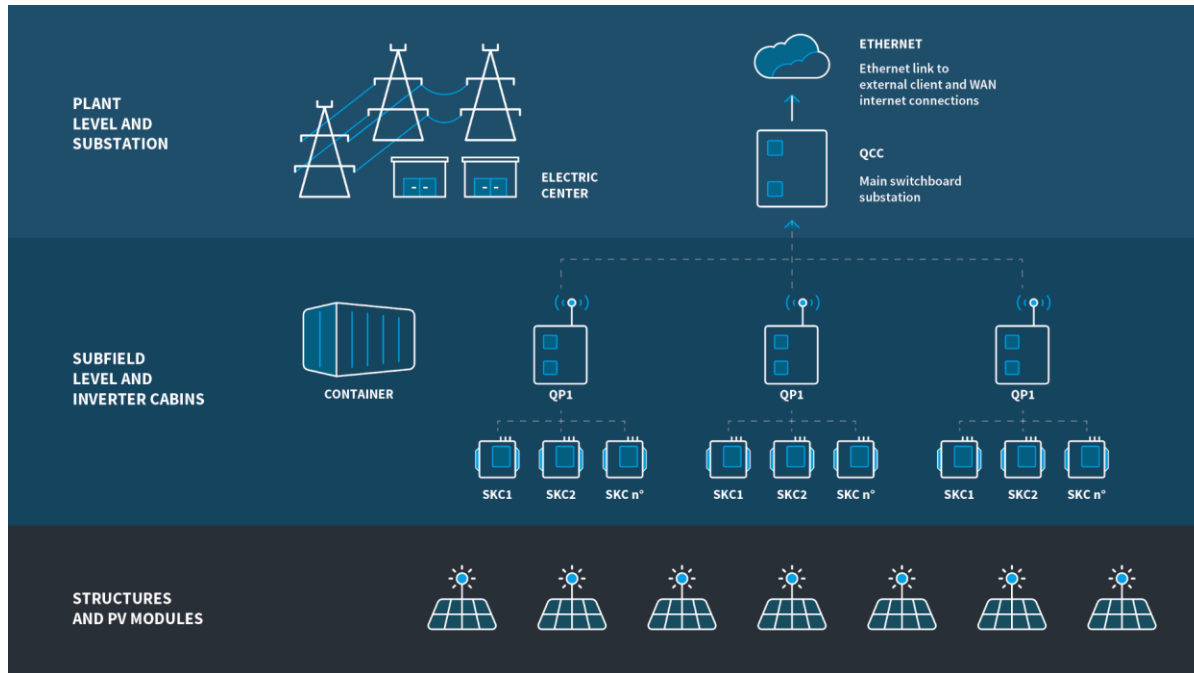
Example:

4 distribution switchboard; 80 motors each

- Distribution Switchboard: $P_{abs} = \sim 2,3 \text{ kW}$
- Power Switchboard: $P_{abs} = \sim 2,3 \text{ kW} * 4 = \sim 9,3 \text{ kW}$



TRJ-AI: Tracker Control System



- Real time data acquisition of tracker performance metrics with alarm capabilities
- Remote maintenance capacity including firmware updates and full row by row control
- Simple and automated commissioning process
- Integrated weather monitoring station with wind speed, direction, snow, irradiance
- Seamless integration with higher level plant SCADA system

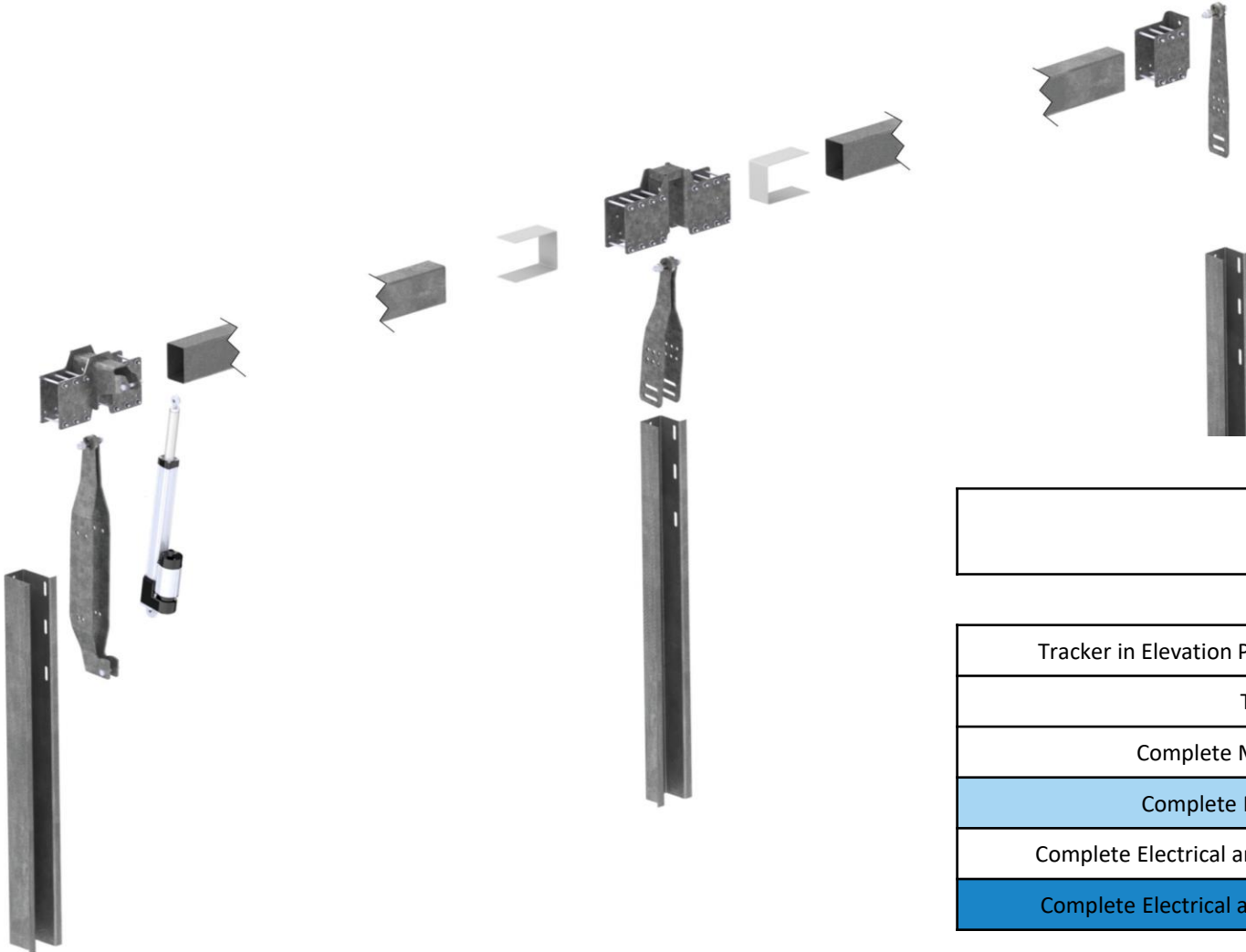


Global situation		DEVICE	TRACKER	WEATHER ZONES			
		Comm error	Motor fault	Comm error	Gust alarm	Snow pre alarm	Sun alarm
ALARMS		3	4	1	1	1	1
TOT/TEM		18	2370	237	4	1	2
		Missing comm/fault	Man. mode	Missing comm/fault	Wind alarm	Snow alarm	Sun alarm
FAULTS		2	5	1	1	1	1
TOT/TEM		18	237	237	4	1	2



ZONE	GUST ALARM		WIND ALARM		OTHER PARAMS		
ID	1	Gust In Threshold (m/s)	20	Wind In Threshold (m/s)	16	Safe Pos NS (deg)	0
Name	Wind zone	Gust Out Threshold (m/s)	16	Wind Out Threshold (m/s)	16	Safe Pos W (deg)	5
Enabled	True	Gust In Delay (s)	5	Wind In Delay (s)	1800	Safe Pos E (deg)	-5
		Gust Out Delay (s)	300	Wind Out Delay (s)	600	Predominant Wind Direction (deg)	270
						Influence cone (deg)	10

Simple Design, Efficient Installation



- Small number of assemblies and no specialized tools allow for lowest installation time
- Short rows = less grading, lower cost
- Spherical self lubricated bearing and generous tolerances compensate for inaccuracies and simplifies alignment

Activity	(man hours/ MWp)
SUMMARY TIMETABLE OF TRACKER INSTALLATION	
Tracker in Elevation Part Mechanical Assembly (no pile ramming, electrical wiring, or modules)	157.5
Tracker Mechanical Assembly including Pile Ramming	165.1
Complete Mechanical Installation including PV modules (fixing with Rivets)	257.8
Complete Mechanical Installation including PV modules (fixing with Bolts)	291.4
Complete Electrical and Mechanical Installation including PV modules (PV Modules with Rivets)	270.0
Complete Electrical and Mechanical Installation including PV modules (PV Modules with Bolts)	303.7

* 14MW 550Wp Module, Eclipse-M 3rd Party Study

Lavori di realizzazione di un parco agro-fotovoltaico denominato "Bernalda 1" con potenza in immissione pari a 14.1 MW integrato con un sistema di accumulo e relative opere di connessione

A.5. Relazione tecnica impianto fotovoltaico e sistema di accumulo

Allegato 4: Scheda tecnica inverter di stringa

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Smart String-Level Disconnect(SSLD)	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
AC Grounding Fault Protection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤112 kg
Operating Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

Lavori di realizzazione di un parco agro-fotovoltaico denominato "Bernalda 1" con potenza in immissione pari a 14.1 MW integrato con un sistema di accumulo e relative opere di connessione

A.5. Relazione tecnica impianto fotovoltaico e sistema di accumulo

Allegato 5: Scheda tecnica power station impianto di accumulo

MV POWER STATION

4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2



MVPS-4000-S2 / MVPS-4200-S2 / MVPS-4400-S2 / MVPS-4600-S2



Resistente

- La stazione e tutti i componenti sono sottoposti a test
- Perfetta per condizioni ambientali estreme

Pratica

- Sistema "plug and play"
- Completamente preassemblata per un'installazione e messa in servizio semplice

Conveniente

- Semplicità di progetto e installazione
- Costi di trasporto ridotti grazie alla piattaforma da 20 piedi

Flessibile

- Un unico design per tutto il mondo
- DC-Coupling Ready
- Numerose opzioni

MV POWER STATION 4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2

Soluzione chiavi in mano per centrali fotovoltaiche

Con la potenza fornita dai nuovi inverter centralizzati Sunny Central UP e Sunny Central Storage UP e i componenti di media tensione appositamente studiati, la nuova MV Power Station offre una densità di potenza maggiore e può essere fornita chiavi in mano in tutto il mondo. Ideale per la nuova generazione di centrali fotovoltaiche da 1500 V_{CC}, la soluzione integrata nel container da 20 piedi assicura semplicità di trasporto e rapidità di montaggio e messa in servizio. La MVPS e tutti i componenti sono sottoposti a test. La MV Power Station garantisce la massima sicurezza dell'impianto, massimi rendimenti energetici, e minimi rischi operativi. Naturalmente la MV Power Station è predisposta per i collegamenti CC.

MV POWER STATION

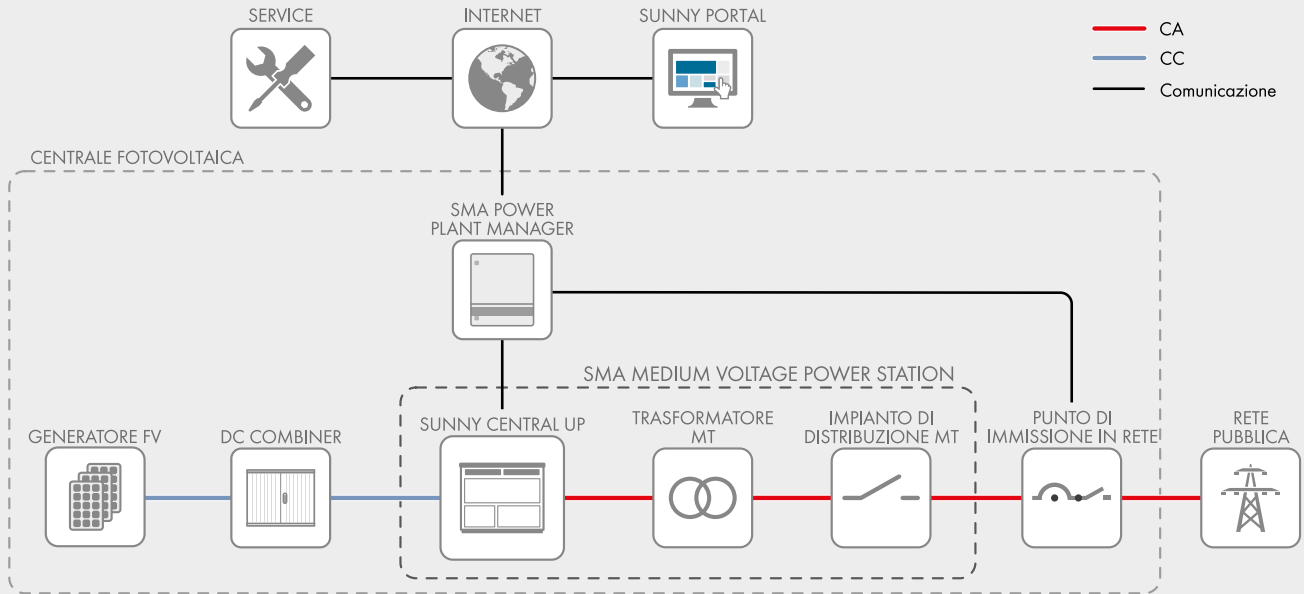
4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2

Dati tecnici	MVPS 4000-S2	MVPS 4200-S2
Ingresso (CC)		
Inverter selezionabili	1 x SC 4000 UP oppure 1 x SCS 3450 UP oppure 1 x SCS 3450 UP-XT	1 x SC 4200 UP oppure 1 x SCS 3600 UP oppure 1 x SCS 3600 UP-XT
Tensione d'ingresso max	1500 V	1500 V
Numero ingressi CC	a seconda dell'inverter scelto	
Zone Monitoring integrato	○	
Amperaggi disponibili dei fusibili (per ciascun ingresso)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Uscita (CA) lato di media tensione		
Potenza nominale con SC UP (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	4000 kVA / 3400 kVA	4200 kVA / 3570 kVA
Potenza nominale con SCS UP (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	3450 kVA / 2880 kVA	3620 kVA / 3020 kVA
Potenza di carica SCS UP-XT (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	3450 kVA / 2880 kVA	3620 kVA / 3020 kVA
Potenza di scarica con SCS UP-XT (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	4000 kVA / 3400 kVA	4200 kVA / 3570 kVA
Tensioni nominali tipiche CA	da 11 kV a 35 kV	
Frequenza di rete CA	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Gruppo vettoriale del trasformatore Dy11 / YNd11 / YNy0	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Tipo di raffreddamento del trasformatore	KNAN ²⁾	KNAN ²⁾
Perdite standard a vuoto del trasformatore / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Perdite standard di corto circuito del trasformatore / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Fattore massimo di distorsione	< 3%	
Immissione di potenza reattiva (fino a max 60% della potenza nominale)	○	
Fattore di potenza a potenza nominale / fattore di sfasamento regolabile	1 / 0,8 induttivo fino a 0,8 capacitivo	
Rendimento inverter		
Grado di rendimento max ³⁾ / Grado di rendimento europeo ³⁾ / Grado di rendimento CEC ⁴⁾	98,7% / 98,6% / 98,5%	98,7% / 98,6% / 98,5%
Dispositivi di protezione		
Dispositivo di disinserzione lato ingresso	Sezionatore di carico CC	
Dispositivo di sgancio lato uscita	Interruttore a vuoto MT	
Protezione contro sovratensioni CC	Scaricatore di sovratensioni tipo I	
Separazione galvanica	●	
Resistenza ad archi elettrici cabina elettrica MT (secondo IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s	
Dati generali		
Dimensioni container ISO da 20 piedi (L / A / P)	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	
Peso	< 18 t	
Autoconsumo (max / carico parziale / medio) ¹⁾	< 8,1 kW / < 1,8 kW / < 2,0 kW	
Autoconsumo (stand-by) ¹⁾	< 370 W	
Temperatura ambiente da -25°C a +45°C / da -25°C a +55°C / da -40°C a +45°C	● / ○ / ○	
Grado di protezione secondo IEC 60529	Cabine elettriche IP23D, elettronica inverter IP54	
Ambiente: standard / critico	● / ○	
Grado di protezione secondo IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4)	● / ○	
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa	95% (per 2 mesi/anno)	
Altitudine operativa max. s.l.m. 1000 m / 2000 m	● / ○	
Fabbisogno d'aria fresca inverter	6500 m ³ /h	
Dotazione		
Collegamento CC	Capicorda	
Collegamento CA	Connettore angolare conico esterno	
Tap changer per trasformatore di media tensione: senza / con	● / ○	
Avvolgimento di schermatura per trasformatore MT: senza / con	● / ○	
Pacchetto monitoraggio	○	
Colore involucro cabina	RAL 7004	
Trasformatore per utilizzatori esterni: senza / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○	
Impianto di distribuzione in media tensione: senza / 1 feeder / 3 feeder	● / ○ / ○	
2 feeder con sezionatore di carico, 1 feeder trasformatore con interruttore di potenza, resistenza ad arco elettrico interno IAC A FL 20 kA 1 s secondo IEC 62271-200	● / ○ / ○	
Resistenza ai cortocircuiti impianto di distribuzione in media tensione (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1 s)	● / ○ / ○	
Accessori dei quadri di distribuzione in media tensione: senza / contatti ausiliari / motore per feeder trasformatore / collegamento a cascata / monitoraggio	● / ○ / ○ / ○ / ○	
Contenitore di raccolta olio integrato: senza / con	● / ○	
Standard (per ulteriori standard si veda la scheda tecnica dell'inverter)	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN50588-1, CSC Certificate	
● Dotazione di serie ○ Opzionale – Non disponibile		
Denominazione del tipo	MVPS-4000-S2	MVPS-4200-S2

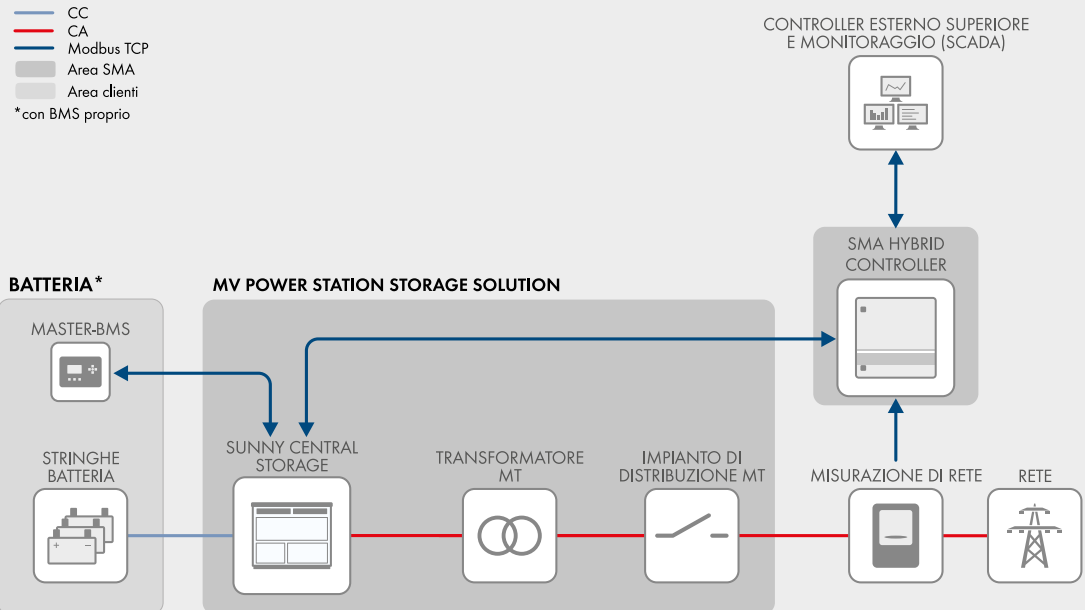
- 1) Dati riferiti all'inverter. Per ulteriori dettagli si veda la scheda tecnica dell'inverter.
 2) KNAN = estere con raffreddamento naturale ad aria
 3) Efficienza misurata sull'inverter senza autoalimentazione
 4) Efficienza misurata sull'inverter con autoalimentazione

Dati tecnici	MVPS 4400-S2	MVPS 4600-S2
Ingresso (CC)		
Inverter selezionabili	1 x SC 4400 UP oppure 1 x SCS 3800 UP oppure 1 x SCS 3800 UP-XT	1 x SC 4600 UP oppure 1 x SCS 3950 UP oppure 1 x SCS 3950 UP-XT
Tensione d'ingresso max	1500 V	1500 V
Numero ingressi CC	a seconda dell'inverter scelto	
Zone Monitoring integrato	○	
Amperaggi disponibili dei fusibili (per ciascun ingresso)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Uscita (CA) lato di media tensione		
Potenza nominale con SC UP (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	4400 kVA / 3740 kVA	4600 kVA / 3910 kVA
Potenza nominale con SCS UP (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	3800 kVA / 3170 kVA	3960 kVA / 3310 kVA
Potenza di carica SCS UP-XT (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	3800 kVA / 3170 kVA	3960 kVA / 3310 kVA
Potenza di scarica con SCS UP-XT (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	4400 kVA / 3740 kVA	4600 kVA / 3910 kVA
Tensioni nominali tipiche CA	da 11 kV a 35 kV	da 11 kV a 35 kV
Frequenza di rete CA	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Gruppo vettoriale del trasformatore Dy11 / YNd11 / YNy0	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Tipo di raffreddamento del trasformatore	KNAN ²⁾	KNAN ²⁾
Perdite standard a vuoto del trasformatore / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Perdite standard di corto circuito del trasformatore / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Fattore massimo di distorsione	< 3%	
Immissione di potenza reattiva (fino a max 60% della potenza nominale)	○	
Fattore di potenza a potenza nominale / fattore di sfasamento regolabile	1 / 0,8 induttivo fino a 0,8 capacitivo	
Rendimento inverter		
Grado di rendimento max ³⁾ / Grado di rendimento europeo ³⁾ / Grado di rendimento CEC ⁴⁾	98,7% / 98,6% / 98,5%	98,7% / 98,6% / 98,5%
Dispositivi di protezione		
Dispositivo di disinserzione lato ingresso	Sezionatore di carico CC	
Dispositivo di sgancio lato uscita	Interruttore a vuoto MT	
Protezione contro sovratensioni CC	Scaricatore di sovratensioni tipo I	
Separazione galvanica	●	
Resistenza ad archi elettrici cabina elettrica MT (secondo IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s	
Dati generali		
Dimensioni container ISO da 20 piedi (L / A / P)	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	
Peso	< 18 t	
Autoconsumo (max / carico parziale / medio) ¹⁾	< 8,1 kW / < 1,8 kW / < 2,0 kW	
Autoconsumo (stand-by) ¹⁾	< 370 W	
Temperatura ambiente da -25°C a +45°C / da -25°C a +55°C / da -40°C a +45°C	● / ○ / ○	
Grado di protezione secondo IEC 60529	Cabine elettriche IP23D, elettronica inverter IP54	
Ambiente: standard / critico	● / ○	
Grado di protezione secondo IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4)	● / ○	
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa	95% (per 2 mesi/anno)	
Altitudine operativa max. s.l.m. 1000 m / 2000 m	● / ○	
Fabbisogno d'aria fresca inverter	6500 m ³ /h	
Dotazione		
Collegamento CC	Capicorda	
Collegamento CA	Connettore angolare conico esterno	
Tap changer per trasformatore di media tensione: senza / con	● / ○	
Avvolgimento di schermatura per trasformatore MT: senza / con	● / ○	
Pacchetto monitoraggio	○	
Colore involucro cabina	RAL 7004	
Trasformatore per utilizzatori esterni: senza / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○	
Impianto di distribuzione in media tensione: senza / 1 feeder / 3 feeder	● / ○ / ○	
2 feeder con sezionatore di carico, 1 feeder trasformatore con interruttore di potenza, resistenza ad arco elettrico interno IAC A FL 20 kA 1 s secondo IEC 62271-200	● / ○ / ○	
Resistenza ai cortocircuiti impianto di distribuzione in media tensione (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1 s)	● / ○ / ○	
Accessori dei quadri di distribuzione in media tensione: senza / contatti ausiliari / motore per feeder trasformatore / collegamento a cascata / monitoraggio	● / ○ / ○ / ○ / ○	
Contentore di raccolta olio integrato: senza / con	● / ○	
Standard (per ulteriori standard si veda la scheda tecnica dell'inverter)	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN50588-1, CSC Certificate	
● Dotazione di serie ○ Opzionale – Non disponibile		
Denominazione del tipo	MVPS-4400-S2	MVPS-4600-S2

Schema impianto con Sunny Central UP



Schema impianto con Sunny Central Storage UP



Lavori di realizzazione di un parco agro-fotovoltaico denominato "Bernalda 1" con potenza in immissione pari a 14.1 MW integrato con un sistema di accumulo e relative opere di connessione

A.5. Relazione tecnica impianto fotovoltaico e sistema di accumulo

Allegato 6: Scheda tecnica inverter per impianto di accumulo

SCS 3450 UP / SCS 3600 UP / SCS 3800 UP / SCS 3950 UP



Efficient

- Up to 4 inverters can be transported in one standard shipping container
- Higher power density

Robust

- Intelligent air cooling system OptiCool for efficient cooling
- Suitable for outdoor use in all climatic ambient conditions worldwide

Flexible

- One device for all applications
- Stand-alone device or turnkey solution with SMA medium-voltage system

Versatile

- Integrated battery communication
- Customized monitoring and control of inverters
- Grid management functions for dynamic grid support
- Integrated voltage supply for internal consumption and external loads

SUNNY CENTRAL STORAGE UP

Battery inverter for large-scale storage systems

With an output of up to 3960 kVA and system voltages up to 1500 V DC, the SMA Sunny Central Storage allows for more efficient and flexible system design for battery power plants. A separate voltage supply and additional space are available for the installation of customer equipment. The intelligent cooling system OptiCool ensure smooth operation even in extreme ambient temperature.

SUNNY CENTRAL STORAGE UP

Technical Data	SCS 3450 UP	SCS 3600 UP
Battery side (DC)		
Operating DC voltage range V_{DC}	880 V to 1500 V	921 V to 1500 V
Max. DC current $I_{DC, max}$	4750 A	
Fuse characteristic for battery connection - pre-arcing integral limit single DC busbar / split DC busbar ^{12) 14)}	10.75 MA ² s / 8.0 MA ² s	
Single DC busbar 36 connections per pole / split DC busbar 12/12/12 connections per pole / fused single DC busbar 22 connections per pole ¹⁵⁾	● / ○ / ○	
DC connection	with terminal lug	
Grid side (AC)		
Nominal AC power at 1200 Vdc and $\cos \phi = 1.0$ (at 25 °C)	3450 kW	3620 kW
AC apparent power at 1200 Vdc (at 25 °C / at 40 °C / at 50 °C) ^{3) 13)}	3450 kVA / 3140 kVA / 2930 kVA	3620 kVA / 3290 kVA / 3075 kVA
Max. AC current $I_{AC, max}$ (at 25 °C / at 40 °C / at 50 °C)	3320 A / 3020 A / 2820 A	3320 A / 3020 A / 2820 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / AC voltage range ^{1) 8)}	600 V / 480 V to 720 V	630 V / 504 V to 756 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁹⁾	> 2	
Cos Phi at rated power / displacement Cos Phi adjustable ^{8) 10)}	1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited	
AC connection	with busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Efficiency		
Max. efficiency ²⁾	98.8%	
Protective Devices		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Insulation monitoring	●	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3700 kg / < 8200 lb	
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal (8.4 kVA transformer) / external auxiliary power supply	● / ○	
Noise emission ⁷⁾	65.0 dB(A)	
Operating temperature range (optional) ⁸⁾	(-40 °C) -25 °C to 60 °C / (-40 °F) -13 °F to 140 °F	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL ⁸⁾ 1000 m / 2000 m ¹¹⁾	● / ○	
Fresh air consumption	6500 m ³ /h	
Features		
Grid forming / black start ready	○ / ○	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1 / -2, AR-N 4110 / 4120, Arrêté du 23/04/08 IEC 61000-6-2, EN 55011, CISPR11, FCC Part 15 Class A	
EMC standards	IEC 61000-6-2, EN 55011, CISPR11, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
Type designation	SCS 3450 UP	SCS 3600 UP

● Standard features ○ Optional — Not available

- 1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion
- 2) Efficiency measured without internal power supply
- 3) AC apparent power at higher dc voltages on request
- 4) Self-consumption at rated operation
- 5) Self-consumption at < 75% Pn at 25 °C
- 6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% Pn at 25 °C
- 7) Sound pressure level at a distance of 10 m
- 8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets

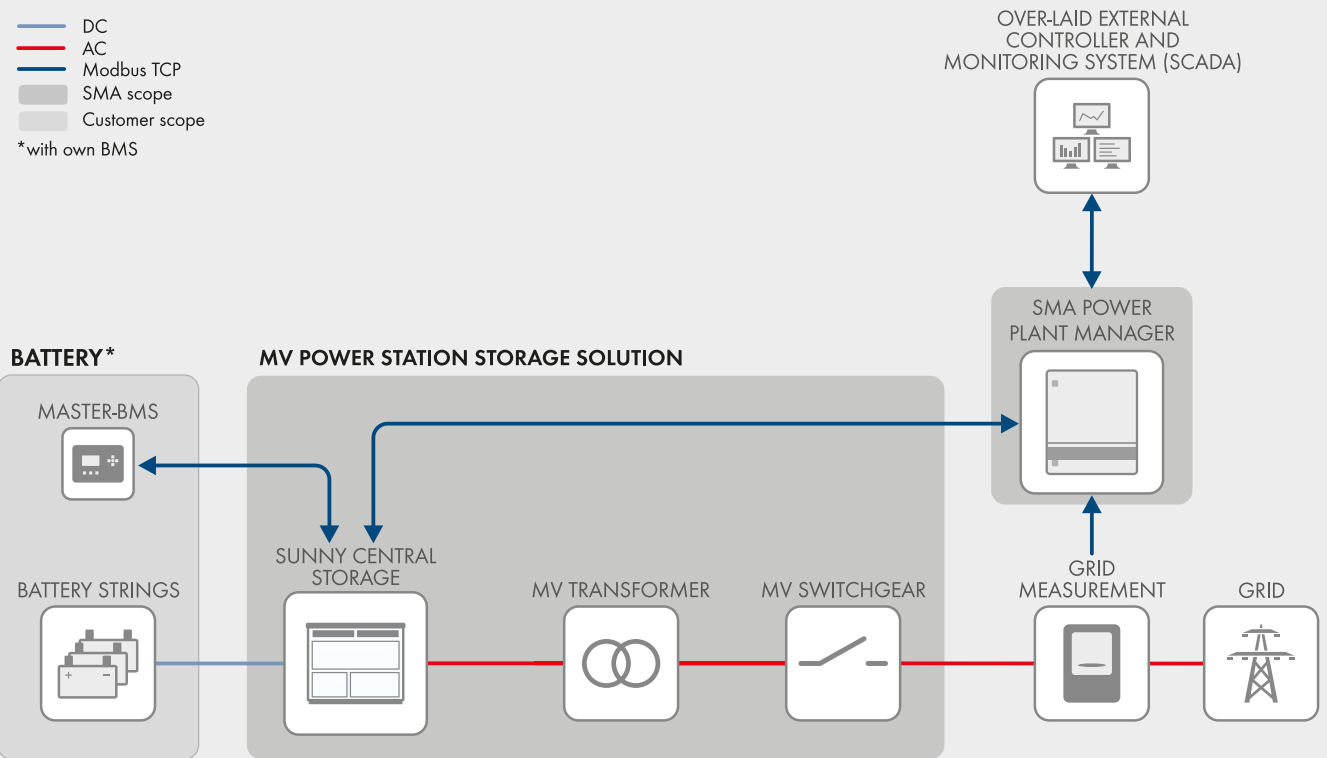
- 9) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA
- 10) Max. power values (S/P/Q) can be requested based on project specific design
- 11) Earlier temperature-dependent de-rating and reduction of DC open-circuit voltage
- 12) Battery short circuit disconnection has to be done on the battery side with ultra rapid battery string or group fuses, e.g. fuse type aR/aBat & DC time constant Tau (L/R) <= 1 ms
- 13) Depending on the ratio of reactive power (cos φ), an extended power derating may occur
- 14) Please check the manual for further information
- 15) fused DC input equipped with optional 750 A, 900 A or 1250 A fuses

Technical Data	SCS 3800 UP	SCS 3950 UP
Battery side (DC)		
Operating DC voltage range V _{DC}	962 V to 1500 V	1003 V to 1500 V
Max. DC current I _{DC, max}	4750 A	
Fuse characteristic for battery connection - pre-arcing integral limit single DC busbar / split DC busbar ^{12) 14)}	10.75 MA ² s / 8.0 MA ² s	
Single DC busbar 36 connections per pole / split DC busbar 12/12/12 connections per pole / fused single DC busbar 22 connections per pole ¹⁵⁾	● / ○ / ○	
DC connection	with terminal lug	
Grid side (AC)		
Nominal AC power at 1200 Vdc and cos φ = 1.0 (at 25 °C)	3800 kW	3960 kW
AC apparent power at 1200 Vdc (at 25 °C / at 40 °C / at 50 °C) ^{3) 13)}	3800 kVA / 3455 kVA / 3230 kVA	3960 kVA / 3610 kVA / 3365 kVA
Max. AC current I _{AC, max} (at 25 °C / at 40 °C / at 50 °C)	3320 A / 3020 A / 2820 A	3320 A / 3020 A / 2820 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / AC voltage range ^{1) 8)}	660 V / 528 V to 759 V	690 V / 552 V to 759 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁹⁾	> 2	
Cos Phi at rated power / displacement Cos Phi adjustable ^{8) 10)}	1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited	
AC connection	with busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Efficiency		
Max. efficiency ²⁾	98.8%	
Protective Devices		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Insulation monitoring	●	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3700 kg / < 8200 lb	
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal (8.4 kVA transformer) / external auxiliary power supply	● / ○	
Noise emission ⁷⁾	65.0 dB(A)	
Operating temperature range (optional) ⁸⁾	(-40 °C) -25 °C to 60 °C / (-40 °F) -13 °F to 140 °F	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL ⁸⁾ 1000 m / 2000 m ¹¹⁾	● / ○	
Fresh air consumption	6500 m ³ /h	
Features		
Grid forming / black start ready	○ / ○	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1 / -2, AR-N 4110 / 4120, Arrêté du 23/04/08	
EMC standards	IEC 61000-6-2, EN 55011, CISPR11, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
Type designation	SCS 3800 UP	SCS 3950 UP

● Standard features ○ Optional — Not available

SYSTEM DIAGRAM

- DC
 - AC
 - Modbus TCP
 - SMA scope
 - Customer scope
- *with own BMS



Grid-connected functions

- Setpoints for active and reactive power
- Static grid support Q(U), P(f)
- Dynamic grid support (FRT)
- Active islanding detection (AID)
- High compatibility with different battery types

Compatible with energy management system functionalities

- External static grid supporting functions
- Ramp-rate control of PV power
- Peak shaving
- Energy shifting
- Genset optimization control
- Reducing necessary spinning reserve of gensets
- Battery start-up and stop sequence
- Operates the battery within optimal operation window
- Grid Forming
- Black Start