

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DEL NUOVO PARCO AGRI-NATURALISTICO-VOLTAICO  
DELL'ALTA MURCIA E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN  
LOCALITA' MASSERIA CAPUTI  
COMUNE DI MINERVINO MURGE (BAT)  
DENOMINAZIONE IMPIANTO - PVA005 MINERVINO - MASSERIA CAPUTI  
POTENZA NOMINALE 55 MW

## PROGETTO DEFINITIVO - SIA

### PROGETTAZIONE E SIA

**HOPE engineering**

ing. Fabio PACCAPELO

ing. Andrea ANGELINI

arch. Gaetano FORNARELLI

dott.ssa Anastasia AGNOLI

### AGRONOMIA E STUDI COLTURALI

dott.ssa Lucia PESOLA

### STUDI SPECIALISTICI E AMBIENTALI

MICROCLIMATICA  
dott.ssa Elisa GATTO

ARCHEOLOGIA  
dott.ssa Domenica CARRASSO

GEOLOGIA  
Apogeo Srl

ACUSTICA  
dott.ssa Sabrina SCARAMUZZI

FAUNISTICA  
dott. Fabio Mastropasqua

### INSERIMENTO PAESAGGISTICO

**Studio ALAMI**

Arch.Fabiano SPANO

Arch. Valentina Marta RUBRICHI

Arch. Susanna TUNDO

## R.2 RELAZIONI SPECIALISTICHE

### R.2.13 Relazione tecnica impianti elettrici e componentistiche elettriche

REV.	DATA	DESCRIZIONE
	02-24	prima emissione



## INDICE

<b>1. PREMESSA</b>	<b>3</b>
<b>2. INTRODUZIONE</b>	<b>4</b>
<b>3. LEGISLAZIONE VIGENTE</b>	<b>5</b>
<b>4. DEFINIZIONI</b>	<b>6</b>
4.1 IMPIANTO FOTOVOLTAICO	6
4.2 IMPIANTO PER LA CONNESSIONE	6
4.3 IMPIANTO DI RETE PER LA CONNESSIONE	6
4.4 IMPIANTO DI UTENZA PER LA CONNESSIONE	6
<b>5. INQUADRAMENTO DELL'OPERA</b>	<b>7</b>
5.1 DATI TECNICI	7
<b>6. DESCRIZIONE DEI COMPONENTI E DELLE SCELTE PROGETTUALI</b>	<b>9</b>
6.1 CARATTERISTICHE GENERALI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	9
6.2 CONNESSIONE ALLA RETE	10
6.3 DESCRIZIONE DEI SOTTOCAMPI COSTITUENTI L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	10
6.4 MODULO FOTOVOLTAICO	14
6.5 POWER STATION, CABINA DI RACCOLTA E CABINA DI VETTORIAMENTO	15
6.5.1 <i>Gruppo di conversione CC/CA</i>	18
6.6 SISTEMA DI ACCUMULO ENERGIA BESS	22
6.6.1 <i>Il DC-DC Converter</i>	22
6.6.2 <i>Disposizione Bess</i>	24
6.7 STRUTTURE DI SUPPORTO A INSEGUIMENTO MONOASSIALE	24
6.8 OPERE PRINCIPALI DA ESEGUIRSI	28
6.9 QUADRI ELETTRICI	29
6.9.1 <i>Quadri elettrici di sezionamento linee CC e parallelo stringhe</i>	29
6.9.2 <i>Quadro servizi ausiliari delle Power Station</i>	29
6.9.3 <i>Scomparti a 36 kV</i>	29
6.9.4 <i>Caratteristiche Scomparti a 36 kV</i>	29
6.9.5 <i>Sistema sbarre</i>	30
6.9.6 <i>Vano cavi</i>	30
6.10 CAVI E TUBAZIONI	30
6.11 SISTEMA DI TERRA (MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI E INDIRECTI)	31
6.12 SISTEMA DI MONITORAGGIO DELLE PRESTAZIONI	31
6.13 SISTEMA DI VIDEOSORVEGLIANZA	32
6.14 SISTEMI ANTINCENDIO	32



<b>7. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO DEL GENERATORE E DEI CAVIDOTTI A 36 KV</b>	<b>33</b>
<b>7.1 MODALITÀ DI CALCOLO</b>	<b>33</b>
<b>7.2 CALCOLO DELLA PORTATA</b>	<b>33</b>
<b>7.3 SCELTA DEL TIPO DI POSA CAVO A 36 kV</b>	<b>35</b>
<b>7.4 SCELTA DEL LIVELLO DI TENSIONE E DEL TIPO DI CAVO</b>	<b>35</b>
<b>7.5 DIMENSIONAMENTO DEI CAVI A 36 kV</b>	<b>36</b>
<b>7.6 CONDIZIONI OPERATIVE E VINCOLI</b>	<b>37</b>
<b>8. VALUTAZIONE DELLA PRODUCIBILITÀ</b>	<b>39</b>
<b>9. VERIFICHE E COLLAUDO</b>	<b>40</b>
<b>9.1 CERTIFICAZIONE</b>	<b>40</b>
<b>9.2 COLLAUDO</b>	<b>40</b>
<b>9.3 VERIFICHE DELL'IMPIANTO DI TERRA</b>	<b>40</b>
<b>9.4 VERIFICHE DEI SISTEMI DI MISURE</b>	<b>41</b>
<b>9.5 DOCUMENTAZIONE DA PRODURRE</b>	<b>41</b>
<b>10. ALLEGATO 1</b>	<b>42</b>



## 1. PREMESSA

Nella presente relazione sono descritte le opere elettriche necessarie alla realizzazione dell'impianto agrovoltaico che sfrutta la tecnologia fotovoltaica per convertire l'energia solare primaria in energia elettrica. L'impianto e le relative opere ed infrastrutture connesse saranno realizzate in località Masseria Caputi nel territorio comunale di Minervino Murge nella Provincia di Barletta-Andria-Trani (BT).

La progettazione è stata studiata utilizzando le tecnologie ad oggi presenti e disponibili sul mercato; considerando che la tecnologia fotovoltaica è in rapido sviluppo, dal momento della progettazione definitiva alla realizzazione dell'impianto le caratteristiche delle componenti principali (moduli fotovoltaici, inverter, strutture di supporto) potranno non essere più disponibili sul mercato e quindi potranno essere impiegate nella realizzazione tecnologie disponibili e più all'avanguardia, lasciando invariate le caratteristiche complessive e principali dell'intero impianto in termini di potenza massima di produzione e occupazione del suolo.



## 2. INTRODUZIONE

La conversione fotovoltaica consiste nella trasformazione diretta dell'energia solare in energia elettrica mediante dispositivi a stato solido, prodotti con metodi affini a quelli impiegati nell'industria elettronica. Essa mostra la più elevata efficienza di conversione dell'energia solare primaria in elettricità rispetto alle altre tecnologie rinnovabili.

La tecnologia fotovoltaica appare, nel lungo periodo, quella che consente lo sfruttamento più promettente e su grande scala delle fonti rinnovabili, soprattutto in Paesi come l'Italia, con alti livelli di insolazione e un potenziale energetico fotovoltaico pari a 47.000 miliardi di kWh/anno.

A differenza di talune fonti rinnovabili, il fotovoltaico beneficia della indipendenza del luogo di installazione rispetto alla fonte di energia: seppur in misura variabile, sulla superficie terrestre l'irraggiamento solare arriva ovunque, la fonte eolica e quella idroelettrica sono invece limitate a porzioni specifiche del territorio, laddove tali risorse si concentrano in misura idonea ad essere sfruttate, mentre la biomassa va coltivata in situ o comunque trasportata. Da ciò discende un ulteriore pregio del fotovoltaico: tali impianti sono gli unici idonei ad applicazioni di tipo locale, sono modulari e possono risolvere ovunque fabbisogni, capaci anche di alimentare autonomamente utenze isolate distanti dalla rete elettrica o protette da vincoli, tipo parchi naturali, isole, etc.



### 3. LEGISLAZIONE VIGENTE

Le principali normative e leggi di riferimento per la progettazione dell'impianto fotovoltaico sono:

- D.Lgs. 387/2003 in attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione della energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità;
- D.Lgs 28/2011 in 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
- Legge n. 10/1991 "Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia";
- Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili";
- Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28 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
- L.R. 16 Dicembre 2011, n. 16 - Norme in materia ambientale e di fonti rinnovabili
- DM 19.02.2007;
- DM 06.08.2010;
- DM 05.05.2011;
- norme CEI/IEC per la parte elettrica convenzionale;
- conformità al marchio CE per i componenti dell'impianto;
- norme CEI/IEC e/o JRC/ESTI per i moduli fotovoltaici;
- norme UNI/ISO per la parte meccanico/strutturale;
- D.lgs. n. 81/08 recante "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro";
- D.M. 37/08 norma per la sicurezza e realizzazione impianti elettrici;
- unificazioni Società Elettriche (E - DISTRIBUZIONE e/o altre) per le interfacce con la rete elettrica;
- CEI EN 61936-1 (Classificazione CEI 99-2): Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata.
- CEI EN 50522 (Classificazione CEI 99-3): Messa a terra degli impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata.
- norma CEI 11-20 per gli impianti di produzione;
- norma CEI 0-16 per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- delibera dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas ARG/elt 99/08 recante "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)" come successivamente modificato e integrato;
- "Guida per le connessioni alla rete elettrica di e-distribuzione, normativa E-DISTRIBUZIONE.

L'elenco normativo è riportato soltanto a titolo di promemoria indicativo; esso non è esaustivo per cui eventuali leggi o norme applicabili, anche se non citate, vanno comunque applicate. Le opere e installazioni saranno eseguite a regola d'arte in conformità alle Norme applicabili CEI, IEC, UNI, ISO vigenti, anche se non espressamente richiamate nel seguito.



## **4. DEFINIZIONI**

### **4.1 IMPIANTO FOTOVOLTAICO**

Il termine “impianto fotovoltaico” o “impianto” verrà di seguito utilizzato per identificare l’insieme dei pannelli fotovoltaici, degli inverter, dei trasformatori elevatori, della rete elettrica per il collegamento dei pannelli agli inverter e ai trasformatori (rete BT), della rete elettrica per il collegamento dei vari trasformatori fino al quadro generale a 36 kV posto nella cabina di Raccolta (rete a 36 kV), dell’impianto di videosorveglianza, dell’impianto di telecontrollo, degli impianti per servizi ausiliari, delle opere civili (recinzione viabilità ecc.) realizzate sull’area di impianto indicata negli elaborati grafici.

### **4.2 IMPIANTO PER LA CONNESSIONE**

L’impianto per la connessione è l’insieme degli impianti realizzati a partire dal punto di inserimento sulla rete esistente, necessari per la connessione alla rete di un impianto di produzione. L’impianto per la connessione è costituito dall’impianto di rete per la connessione e dall’impianto di utenza per la connessione

### **4.3 IMPIANTO DI RETE PER LA CONNESSIONE**

L’impianto di rete per la connessione è la porzione di impianto per la connessione di competenza del gestore di rete, compresa tra il punto di inserimento sulla rete esistente e il punto di connessione.

### **4.4 IMPIANTO DI UTENZA PER LA CONNESSIONE**

L’impianto di utenza per la connessione è la porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza del richiedente.



## 5. INQUADRAMENTO DELL'OPERA

La società **San Giorgio Energia S.r.l.**, facente parte del Gruppo Hope, con sede in Milano, Via Lanzone,31 intende realizzare un impianto agrovoltaiico avente codice pratica **202304767**, avente potenza nominale dei moduli fotovoltaici pari a **55.082,88 kWp**, ricadente sul territorio comunale di Minervino Murge, nella Provincia di Barletta-Andria-Trani (BT), in località Masseria Caputi.

Il progetto definitivo comprende le opere necessarie alla connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale, progettate in base alla **STMG** rilasciata dalla società di gestione Terna S.p.A. e regolarmente accettata dal Proponente.

L'area per la realizzazione dell'impianto è stata scelta a valle di considerazioni basate in primis sul rispetto dei vincoli intesi a contenere gli effetti modificativi del suolo ed a consentire l'esistenza dell'impianto nel rispetto dell'ambiente e delle attività umane in atto nell'area, ed in secondo luogo sui requisiti tecnici e di rendimento dell'impianto.

Il progetto è stato sviluppato studiando la disposizione dell'impianto sul territorio in relazione a numerosi fattori tra cui:

- radiazione incidente al suolo e fenomeni di ombreggiamento;
- orografia del sito;

Sulla base dei criteri sopra descritti, attraverso indagini e sopralluoghi in situ, è stata ipotizzata una configurazione dell'impianto che viene esaurientemente rappresentata negli elaborati allegati al presente progetto.

### 5.1 DATI TECNICI

Al fine di definire correttamente i valori delle potenze dell'impianto si ricorda che:

- **la potenza del generatore fotovoltaico o potenza di picco** è posta pari alla somma delle potenze in condizioni di funzionamento standard dei moduli fotovoltaici;
- **la potenza nominale dell'impianto** tiene conto della limitazione imposta, sui singoli sottocampi, dalla potenza nominale dell'inverter qualora questa sia minore della somma delle potenze STC dei moduli fotovoltaici.
- **la potenza in immissione** è invece calcolata considerando le previsioni dell'allegato A.68 al Codice di Rete di TERNA "Centrali Fotovoltaiche - Condizioni generali di connessione alle reti AT" che impone di considerare, ai soli fini della connessione, un fattore di carico pari 0,9 nel calcolo della potenza nominale degli inverter.

Luogo di installazione:	Località Masseria Caputi - Comune di Minervino Murge (BT)
Potenza di picco:	55.082,88 kWp
Potenza nominale dell'impianto fotovoltaico:	54.305,44 kW
Potenza in immissione:	49.194 kW
N° moduli fotovoltaici	76.504
Tipo strutture di sostegno:	Tracker ad inseguimento monoassiale
Angolo di azimuth ° (0°Sud – 90°Est):	variabile -60°/+60°



Tolleranza:	+/-2°
Angolo di tilt °:	0°
Rete di Raccolta:	36 kV
Rete di collegamento:	Tensione RTN 36 kV
Gestore della rete:	Terna
Coordinate geografiche:	Latitudine: 41.111752°, Longitudine: 16.139247°

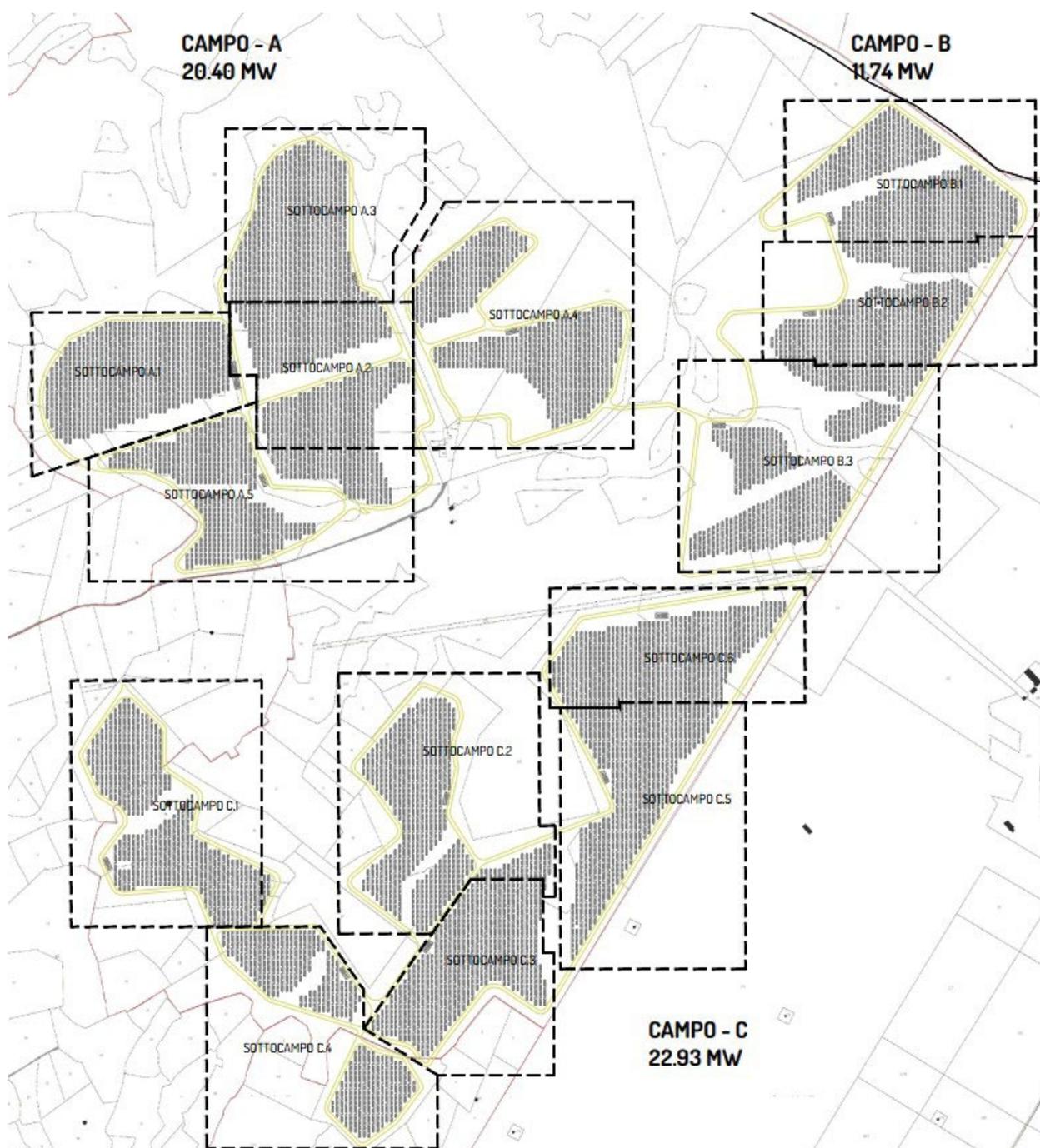


## 6. DESCRIZIONE DEI COMPONENTI E DELLE SCELTE PROGETTUALI

### 6.1 CARATTERISTICHE GENERALI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Le tavole allegate riportano la planimetria e lo schema elettrico generale dell'impianto fotovoltaico da cui si evidenziano le principali funzioni svolte dai vari sottosistemi e apparecchiature che compongono l'impianto stesso.

L'impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica in oggetto è suddiviso essenzialmente in tre aree, all'interno del quale sono disposti i tracker e le cabine Power Station, denominate a seconda dell'area di appartenenza:



*Layout aree di impianto*



Il campo fotovoltaico sarà composto da 76504 moduli di potenza unitaria pari a 720 W e riuniti in stringhe. Le stringhe sono costituite da moduli connessi in serie in modo da non superare una tensione a vuoto di 1500 Vdc anche in condizioni di basse temperature (il calcolo è stato fatto per una temperatura minima di -5°C).

In ciascun sottocampo le stringhe saranno realizzate collegando in serie 26 moduli e collegate al quadro di parallelo stringhe prima di essere collegate all'inverter centralizzato della relativa Power Station.

Ogni sottocampo raccoglierà la potenza del generatore in corrente continua e la convoglierà tramite cavidotti in CC verso i punti di raccolta, dove avverrà la conversione e trasformazione dell'energia prodotta. Tali punti di raccolta, non saranno né cabine prefabbricate né cabine posate in opera ma saranno delle Power Station poggiate su platea di fondazione composta dall'insieme dell'inverter centralizzati outdoor, il trasformatore elevatore MT/BT e i quadri BT e MT tutti Outdoor come meglio specificato nei paragrafi successivi. Una esigenza tecnica è rappresentata dalla ricerca del miglior accoppiamento possibile tra i livelli di tensione del generatore fotovoltaico con quelli del convertitore cc/ca, per il quale si registra un aumento dell'efficienza al diminuire del rapporto tra tensione di ingresso e uscita. Si osserva, innanzitutto, che quanto più alta è la tensione di lavoro, tanto minori risultano essere, a parità di potenza, le correnti in gioco nel circuito, determinando minori perdite elettriche.

## 6.2 CONNESSIONE ALLA RETE

L'impianto sarà connesso alla Rete di Trasmissione Nazionale RTN tramite la costruzione di un impianto elettrico per la connessione.

La consistenza dell'impianto di connessione è determinata in base alle indicazioni del gestore di rete che in questo caso è Terna S.p.A., il quale invia al soggetto richiedente (San Giorgio Energia S.r.l.) un preventivo di connessione contenente i costi di connessione e la Soluzione Tecnica Minima Generale per la connessione dell'impianto (STMG). La STMG rilasciata da Terna S.p.A con preventivo di connessione del 02/10/2023 codice pratica **202304767**, prevede che l'impianto fotovoltaico sarà connesso alla Rete di Trasmissione Nazionale mediante collegamento in antenna a 36 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) a 380/150 kV denominata "Andria". Secondo tale STMG, l'impianto di rete per la connessione sarà costituito dallo/gli stallo/i arrivo produttore a 36 kV nella suddetta stazione, mentre costituisce impianto di utenza il nuovo elettrodotto in antenna a 36 kV e la relativa cabina di vettoriamento, necessaria al sezionamento del cavidotto di vettoriamento e alla riduzione del numero di terne di cavi per il collegamento dell'impianto sulla Stazione Elettrica della RTN.

Si dovrà pertanto realizzare un impianto di rete per la connessione costituito dall'ampliamento della Stazione Elettrica 380/150 kV a 36 kV (vedi elaborati PTO) ed un impianto di utenza per la connessione costituito da un elettrodotto di vettoriamento a 36 kV e una cabina di vettoriamento a 36 kV tra il campo fotovoltaico e la Stazione Elettrica.

## 6.3 DESCRIZIONE DEI SOTTOCAMPI COSTITUENTI L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto fotovoltaico ha una potenza totale di 55.082,88 kWp e da punto di vista elettrico sono stati individuate tre linee MT interne per il raggruppamento dei Power Stations, scelti a seconda dei criteri sopra elencati e di seguito vengono riportate le caratteristiche generali:

<b>CAMPO A</b>	
<b>Sottocampo A.1</b>	<b>Area A.1</b>



N° moduli fotovoltaici (Huasun Himalaya G12 DS720 720 Wp)	5.720
N° moduli in serie (stringa)	26
N° stringhe	220
Potenza totale di picco	4.118,40 kWp
Tipo Sottostruttura	Struttura Tracker ad inseguimento monoassiale
N° Punti di Raccolta, Conversione e trasformazione (Power Station)	N. 1 Power Station
Componenti Power Station A.1	
- Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central SMA)	N. 1 Inverter da 4000 kVA
- Trasformatore MT/BT in olio 36/0,63 kV	N. 1 Trasformatore da 4000 kVA
- Quadro Servizi Ausiliari	N. 1 Quadro BT
- Quadro MT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 1 Quadro MT
<b>Sottocampo A.2</b>	<b>Area A.2</b>
N° moduli fotovoltaici (Huasun Himalaya G12 DS720 720 Wp)	5.552
N° moduli in serie (stringa)	26
N° stringhe	213
Potenza totale di picco	3.997,44kWp
Tipo Sottostruttura	Struttura Tracker ad inseguimento monoassiale
N° Punti di Raccolta, Conversione e trasformazione (Power Station)	N. 1 Power Station
Componenti Power Station A.1	
- Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central SMA)	N. 1 Inverter da 4000 kVA
- Trasformatore MT/BT in olio 36/0,63 kV	N. 1 Trasformatore da 4000 kVA
- Quadro Servizi Ausiliari	N. 1 Quadro BT
- Quadro MT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 1 Quadro MT
<b>Sottocampo A.3</b>	<b>Area A.3</b>
N° moduli fotovoltaici (Huasun, Himalaya G12 DS720 720 Wp)	5.480
N° moduli in serie (stringa)	26
N° stringhe	211
Potenza totale di picco	3.945,60 kWp
Tipo Sottostruttura	Struttura Tracker ad inseguimento monoassiale
N° Punti di Raccolta, Conversione e trasformazione (Power Station)	N. 1 Power Station
Componenti Power Station A.3	
- Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central SMA)	N. 1 Inverter da 4000 kVA
- Trasformatore MT/BT in olio 36/0,63 kV	N. 1 Trasformatore da 4000 kVA
- Quadro Servizi Ausiliari	N. 1 Quadro BT
- Quadro MT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 1 Quadro MT
<b>Sottocampo A.4</b>	<b>Area A.4</b>
N° moduli fotovoltaici (Huasun, Himalaya G12 DS720 720 Wp)	5.912
N° moduli in serie (stringa)	26
N° stringhe	227
Potenza totale di picco	4.256,64 kWp
Tipo Sottostruttura	Struttura Tracker ad inseguimento monoassiale
N° Punti di Raccolta, Conversione e trasformazione (Power Station)	N. 1 Power Station
Componenti Power Station A.4	
- Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central SMA)	N. 1 Inverter da 4000 kVA
- Trasformatore MT/BT in olio 36/0,63 kV	N. 1 Trasformatore da 4000 kVA
- Quadro Servizi Ausiliari	N. 1 Quadro BT



- Quadro MT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 1 Quadro MT
<b>Sottocampo A.5</b>	<b>Area A.5</b>
N° moduli fotovoltaici (Huasun, Himalaya G12 DS720 720 Wp)	5.680
N° moduli in serie (stringa)	26
N° stringhe	218
Potenza totale di picco	4.089,60 kWp
Tipo Sottostruttura	Struttura Tracker ad inseguimento monoassiale
N° Punti di Raccolta, Conversione e trasformazione (Power Station)	N. 1 Power Station
Componenti Power Station A.5	
- Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central SMA)	N. 1 Inverter da 4000 kVA
- Trasformatore MT/BT in olio 36/0,63 kV	N. 1 Trasformatore da 4000 kVA
- Quadro Servizi Ausiliari	N. 1 Quadro BT
- Quadro MT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 1 Quadro MT

<b>CAMPO B</b>	
<b>Sottocampo B.1</b>	<b>Area B.1</b>
N° moduli fotovoltaici (Huasun, modello Himalaya G12 DS720 720 Wp)	5.432
N° moduli in serie (stringa)	26
N° stringhe	210
Potenza totale di picco	3.911,04 kWp
Tipo Sottostruttura	Struttura Tracker ad inseguimento monoassiale
N° Punti di Raccolta, Conversione e trasformazione (Power Station)	N. 1 Power Station
Componenti Power Station B.1	
- Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central SMA)	N. 1 Inverter da 4000 kVA
- Trasformatore MT/BT in olio 36/0,63 kV	N. 1 Trasformatore da 4000 kVA
- Quadro Servizi Ausiliari	N. 1 Quadro BT
- Quadro MT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 1 Quadro MT
<b>Sottocampo B.2</b>	<b>Area B.2</b>
N° moduli fotovoltaici (Huasun, modello Himalaya G12 DS720 720 Wp)	5.440
N° moduli in serie (stringa)	26
N° stringhe	209
Potenza totale di picco	3.916,80 kWp
Tipo Sottostruttura	Struttura Tracker ad inseguimento monoassiale
N° Punti di Raccolta, Conversione e trasformazione (Power Station)	N. 1 Power Station
Componenti Power Station B.2	
- Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central SMA)	N. 1 Inverter da 4000 kVA
- Trasformatore MT/BT in olio 36/0,63 kV	N. 1 Trasformatore da 4000 kVA
- Quadro Servizi Ausiliari	N. 1 Quadro BT
- Quadro MT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 1 Quadro MT
<b>Sottocampo B.3</b>	<b>Area B.3</b>
N° moduli fotovoltaici (Huasun, Himalaya G12 DS720 720 Wp)	5.440



N° moduli in serie (stringa)	26
N° stringhe	209
Potenza totale di picco	3.916,80 kWp
Tipo Sottostruttura	Struttura Tracker ad inseguimento monoassiale
N° Punti di Raccolta, Conversione e trasformazione (Power Station)	N. 1 Power Station
Componenti Power Station B.3	
- Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central SMA)	N. 1 Inverter da 4000 kVA
- Trasformatore MT/BT in olio 36/0,63 kV	N. 1 Trasformatore da 4000 kVA
- Quadro Servizi Ausiliari	N. 1 Quadro BT
- Quadro MT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 1 Quadro MT

CAMPO C	
<b>Sottocampo C.1</b>	<b>Area C.1</b>
N° moduli fotovoltaici (Huasun, Himalaya G12 DS720 720 Wp)	5.504
N° moduli in serie (stringa)	26
N° stringhe	214
Potenza totale di picco	3.962,88 kWp
Tipo Sottostruttura	Struttura Tracker ad inseguimento monoassiale
N° Punti di Raccolta, Conversione e trasformazione (Power Station)	N. 1 Power Station
Componenti Power Station C.1	
- Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central SMA)	N. 1 Inverter da 4000 kVA
- Trasformatore MT/BT in olio 36/0,63 kV	N. 1 Trasformatore da 4000 kVA
- Quadro Servizi Ausiliari	N. 1 Quadro BT
- Quadro MT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 1 Quadro MT
<b>Sottocampo C.2</b>	<b>Area C.2</b>
N° moduli fotovoltaici (Huasun, Himalaya G12 DS720 720 Wp)	5.552
N° moduli in serie (stringa)	26
N° stringhe	213
Potenza totale di picco	3.997,44 kWp
Tipo Sottostruttura	Struttura Tracker ad inseguimento monoassiale
N° Punti di Raccolta, Conversione e trasformazione (Power Station)	N. 1 Power Station
Componenti Power Station C.2	
- Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central SMA)	N. 1 Inverter da 4000 kVA
- Trasformatore MT/BT in olio 36/0,63 kV	N. 1 Trasformatore da 4000 kVA
- Quadro Servizi Ausiliari	N. 1 Quadro BT
- Quadro MT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 1 Quadro MT
<b>Sottocampo C.3</b>	<b>Area C.3</b>
N° moduli fotovoltaici (Huasun Himalaya G12 DS720 720 Wp)	5.552
N° moduli in serie (stringa)	26
N° stringhe	213
Potenza totale di picco	3.997,44 kWp
Tipo Sottostruttura	Struttura Tracker ad inseguimento monoassiale
N° Punti di Raccolta, Conversione e trasformazione (Power Station)	N. 1 Power Station
Componenti Power Station C.3	
- Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central SMA)	N. 1 Inverter da 4000 kVA
- Trasformatore MT/BT in olio 36/0,63 kV	N. 1 Trasformatore da 4000 kVA
- Quadro Servizi Ausiliari	N. 1 Quadro BT
- Quadro MT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 1 Quadro MT
<b>Sottocampo C.4</b>	<b>Area C.4</b>



N° moduli fotovoltaici (Huasun Himalaya G12 DS720 720 Wp)	4000
N° moduli in serie (stringa)	26
N° stringhe	153
Potenza totale di picco	2.880,00 kWp
Tipo Sottostruttura	Struttura Tracker ad inseguimento monoassiale
N° Punti di Raccolta, Conversione e trasformazione (Power Station)	N. 1 Power Station
Componenti Power Station C.4 Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central SMA) Trasformatore MT/BT in olio 36/0,63 kV Quadro Servizi Ausiliari Quadro MT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 1 Inverter da 2660 kVA N. 1 Trasformatore da 2660 kVA N. 1 Quadro BT N. 1 Quadro MT
<b>Sottocampo C.5</b>	<b>Area C.5</b>
N° moduli fotovoltaici (Huasun Himalaya G12 DS720 720 Wp)	5.672
N° moduli in serie (stringa)	26
N° stringhe	218
Potenza totale di picco	4.083,84 kWp
Tipo Sottostruttura	Struttura Tracker ad inseguimento monoassiale
N° Punti di Raccolta, Conversione e trasformazione (Power Station)	N. 1 Power Station
Componenti Power Station C.5 - Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central SMA) - Trasformatore MT/BT in olio 36/0,63 kV - Quadro Servizi Ausiliari - Quadro MT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 1 Inverter da 4000 kVA N. 1 Trasformatore da 4000 kVA N. 1 Quadro BT N. 1 Quadro MT
<b>Sottocampo C.6</b>	<b>Area C.6</b>
N° moduli fotovoltaici (Huasun, Himalaya G12 DS720 720 Wp)	5.568
N° moduli in serie (stringa)	26
N° stringhe	214
Potenza totale di picco	4.008,96 kWp
Tipo Sottostruttura	Struttura Tracker ad inseguimento monoassiale
N° Punti di Raccolta, Conversione e trasformazione (Power Station)	N. 1 Power Station
Componenti Power Station C.6 - Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central SMA) - Trasformatore MT/BT in olio 36/0,63 kV - Quadro Servizi Ausiliari - Quadro MT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 1 Inverter da 4000 kVA N. 1 Trasformatore da 4000 kVA N. 1 Quadro BT N. 1 Quadro MT

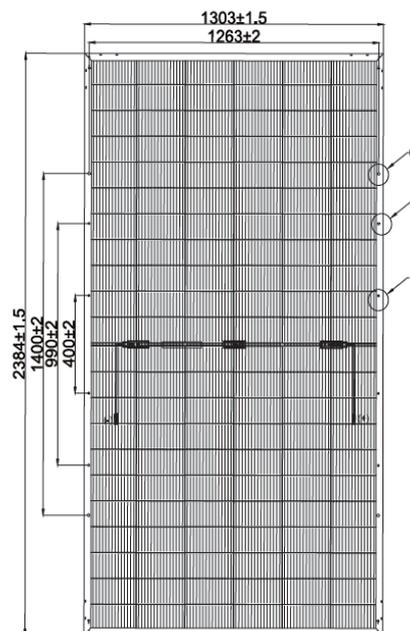
## 6.4 MODULO FOTOVOLTAICO

Il modulo fotovoltaico scelto è in silicio monocristallino Huasun, modello Himalaya G12 DS720, da 132 Celle, con potenza del singolo modulo pari a 720 W. I moduli sono del tipo “bifacciali”, cioè in grado di convertire in energia elettrica anche la radiazione solare riflessa dall’ambiente circostante e incidente sul retro dei moduli.

Si riporta di seguito un estratto della scheda tecnica con le principali caratteristiche del modulo utilizzato.



**Engineering Drawings** Unit: mm



*Dimensioni del modulo*

**Electrical Characteristics (STC\*)**

HS-210-B132	DS700	DS705	DS710	DS715	DS720
Maximum Power (Pmax)	700W	705W	710W	715W	720W
Module Efficiency (%)	22.53%	22.70%	22.86%	23.02%	23.18%
Optimum Operating Voltage (Vmp)	42.10V	42.25V	42.39V	42.54V	42.68V
Optimum Operating Current (Imp)	16.63A	16.69A	16.75A	16.81A	16.87A
Open Circuit Voltage (Voc)	50.13V	50.29V	50.44V	50.59V	50.74V
Short Circuit Current (Isc)	17.43A	17.49A	17.55A	17.61A	17.67A
Operating Module Temperature	-40 to +85 °C				
Maximum System Voltage	DC-1500V (IEC)				
Maximum Series Fuse	30A				
Power Tolerance	0~+5W				
Bifaciality	85% ± 5%				

\*STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, cell temperature 25 °C, AM=1.5. Tolerance of Pmax is within +/- 3%.

*Principali caratteristiche elettriche del modulo fotovoltaico*

## 6.5 POWER STATION, CABINA DI RACCOLTA E CABINA DI VETTORIAMENTO

Nella progettazione dell'impianto si è scelto di utilizzare delle **Power Station tipo SMA MVPS nelle taglie da 4000 kVA e da 2660 kVA** individuate in base alle potenze dei sottocampi che vanno a servire.

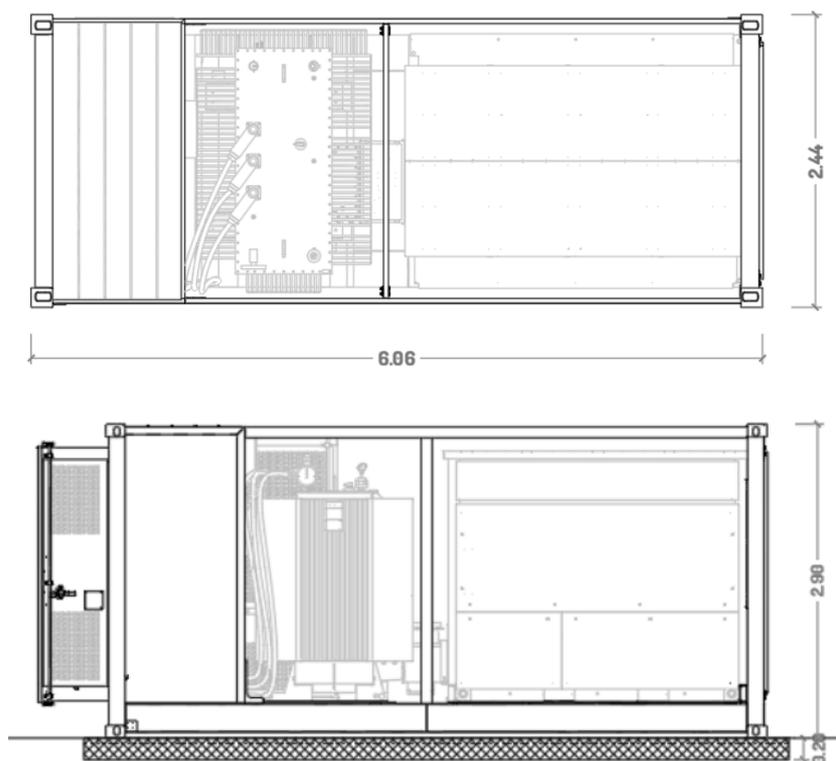
Il vantaggio delle Station deriva dal fatto che vengono assemblati e collaudati prima del loro arrivo al sito di utilizzo. L'integrazione con l'impianto principale è quindi molto rapida, e ciò consente di minimizzare le interruzioni del ciclo produttivo.

Un elemento imprescindibile di ogni Station è la piattaforma su cui viene montato. Oltre che fornire un supporto solido e specifico all'impianto, la piattaforma deve consentire un trasporto agevole e sicuro dello



Station dopo che è stato assemblato, e facilitarne l'accesso da parte degli addetti al funzionamento. Per questi motivi, ogni piattaforma deve essere progettata e costruita specificatamente per ogni singolo impianto Station.

Ogni singola Power Stations è un elemento prefabbricato delle dimensioni di 6x2.9x2.4 metri che contiene al suo interno l'inverter, il trasformatore, il quadro MT e tutte le componenti del BoS (Balance of System) necessarie per la trasformazione e l'innalzamento della corrente continua, in una configurazione ready to use.

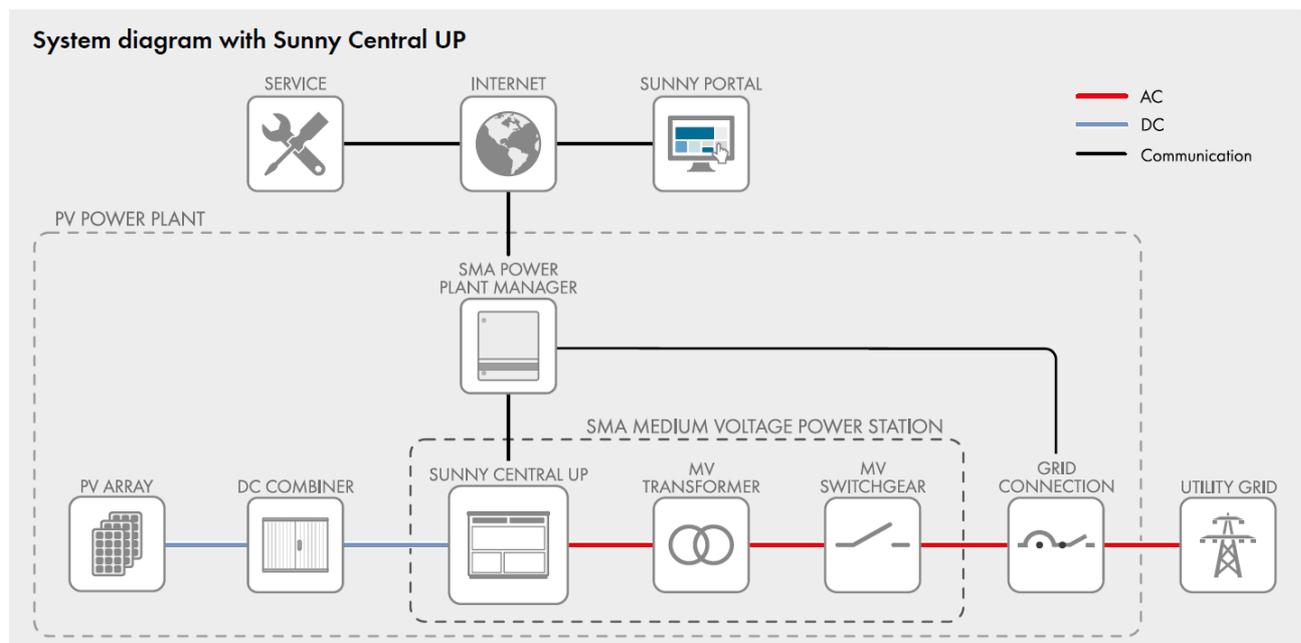


*Pianta e Sezione delle Power Station da 2660 kVA e 4000 kVA*



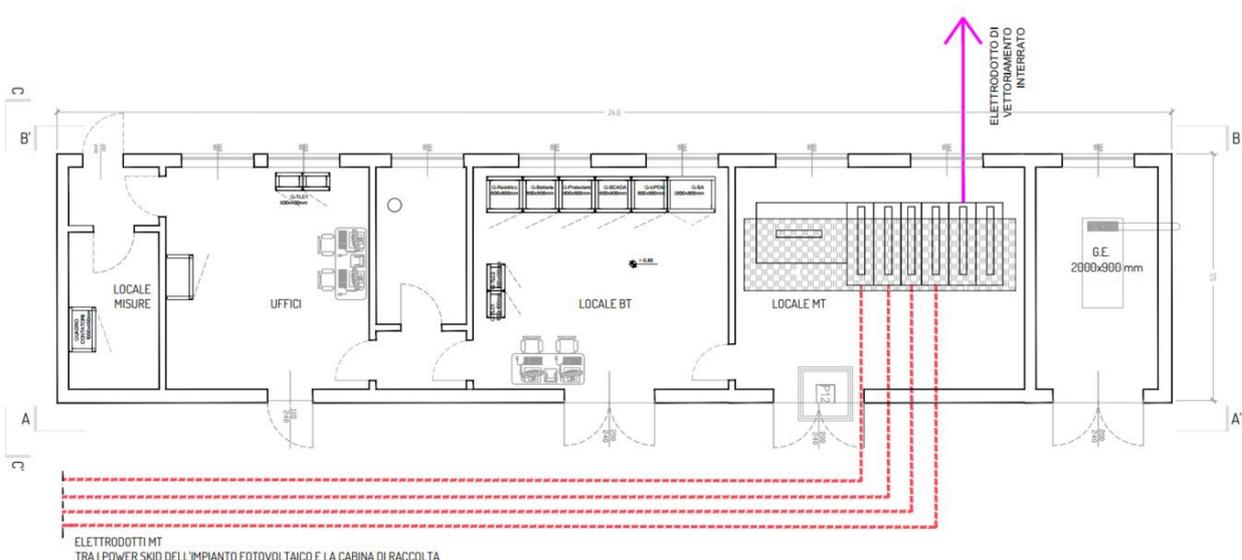
*Immagine del modulo SMA Powerstation*





Schema elettrico dell'elemento SMA Powerstation

La **Cabina di Raccolta e monitoraggio** è anch'essa un elemento prefabbricato posta in prossimità dell'ingresso al campo fotovoltaico, questo piccolo edificio avrà il compito di raccogliere tutte le linee provenienti dai Power Stations tramite stalli arrivo linea e di convogliarle nel Cavidotto di vettoriamento tramite stallo partenza linea per la connessione alla rete. Al suo interno sono inoltre posizionati i quadri relativi alla fornitura di energia elettrica per i servizi ausiliari dell'impianto, necessari ad esempio alla movimentazione dei tracker, il trasformatore per i servizi ausiliari ed i sistemi di monitoraggio e controllo per la verifica dell'impatto sulle colture, risparmio idrico, produttività agricola e recupero della fertilità del suolo.



Cabina di raccolta

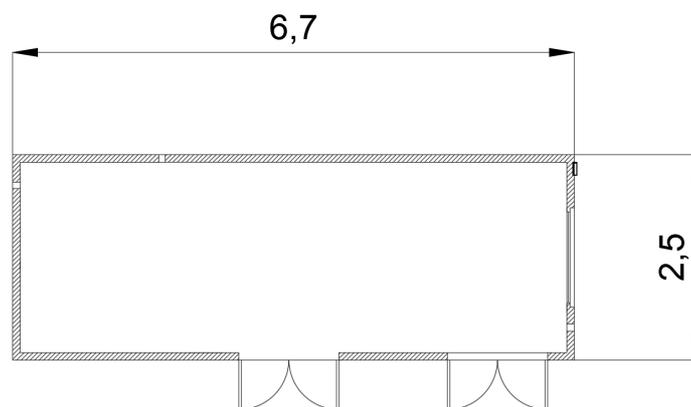


È prevista, nei pressi della Stazione Elettrica RTN, una **cabina di vettoriamento** a 36 kV atta a sezionare il cavidotto di vettoriamento e ridurre il numero di terne di cavi in ingresso alla Stazione elettrica RTN passando da 3 cavi tripolari MT a 36 kV a due terne di cavi unipolari in conformità alle specifiche previste da TERNA.

La **cabina di vettoriamento** sarà formata da un unico corpo corrispondente al locale a 36 kV.

La costruzione potrà essere di tipo tradizionale con struttura in c.a. e tamponature in muratura di laterizio rivestite con intonaco di tipo civile oppure di tipo prefabbricato (struttura portante costituita da pilastri prefabbricati in c.a.v., pannelli di tamponamento prefabbricati in c.a., finitura esterna con intonaci al quarzo). La copertura a tetto piano, sarà opportunamente coibentata ed impermeabilizzata.

Gli infissi saranno realizzati in alluminio anodizzato naturale.



*Cabina di vettoriamento*

### 6.5.1 GRUPPO DI CONVERSIONE CC/CA

La scelta dell'Inverter e della sua taglia va effettuata verificando che in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici, risultino verificate tutte le seguenti disuguaglianze:

$$V_m \min \geq V_{invMPPT\min}$$

$$V_m \max \leq V_{inv MPPT \max}$$

$$V_{oc} \max < V_{inv \max}$$

dove:

$V_m$  = tensione alla massima potenza, delle stringhe fotovoltaiche

$V_{inv MPPT \min}$  = tensione minima ammissibile dall'inverter per la ricerca del punto di massima potenza;

$V_{invMPPT\max}$  = tensione massima ammissibile dall'inverter per la ricerca del punto di massima potenza;

$V_{oc}$  = tensione a vuoto delle stringhe fotovoltaiche;

$V_{inv\max}$  = tensione massima in corrente continua ammissibile ai morsetti dell'inverter;

In base alle caratteristiche elettriche determinate con il dimensionamento del sistema, sarà selezionato l'inverter centralizzato più adatto. Nello specifico, saranno utilizzati inverter centralizzati posizionati in modo baricentrico per raccogliere l'energia prodotta dai pannelli fotovoltaici.

- Da un punto di vista generale, si richiedono le seguenti caratteristiche:



- conformità alle normative europee di sicurezza;
- disponibilità di informazione di allarme e di misura sul display integrato;
- funzionamento automatico, quindi semplicità d'uso e di installazione;
- sfruttamento ottimale del campo fotovoltaico con la funzione MPPT integrata;
- elevato rendimento globale;
- massima sicurezza, con il trasformatore di isolamento a frequenza di rete incorporato;
- forma d'onda di uscita perfettamente sinusoidale;
- possibilità di monitoraggio, di controllo a distanza e di collegamento a PC per la raccolta e l'analisi dei dati (interfaccia seriale RS485).

Gli inverter saranno certificati CE e muniti di opportuna certificazione sia sui rendimenti che sulla compatibilità elettromagnetica e non saranno dotati di trasformatore di isolamento ca/ca in uscita.

Di seguito si riportano i dati degli inverter outdoor scelti di potenza 2660 kVA e 4000 kVA:



Technical Data	MVPS 2660-S2	MVPS 2800-S2
<b>Input (DC)</b>		
Available inverters	1 x SC 2660 UP / 1 x SCS 2300 UP:XT	1 x SC 2800 UP / 1 x SCS 2400 UP:XT
Max. input voltage	1500 V	1500 V
Number of DC inputs	dependent on the selected inverters	
Integrated zone monitoring	○	
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
<b>Output (AC) on the medium-voltage side</b>		
Rated power at SC UP (at -25°C to +35°C / 40°C optional 50°C) <sup>1)</sup>	2667 kVA / 2400 kVA	2800 kVA / 2520 kVA
Charging power at SCS UP:XT (at -25°C to +25°C / 40°C optional 50°C) <sup>1)</sup>	2390 kVA / 2000 kVA	2515 kVA / 2100 kVA
Discharging power at SCS UP:XT (at -25°C to +25°C / 40°C optional 50°C) <sup>1)</sup>	2665 kVA / 2270 kVA	2800 kVA / 2380 kVA
Typical nominal AC voltages	10 kV to 35 kV	10 kV to 35 kV
AC power frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Transformer vector group Dy11 / YNd11 / YNy0	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Transformer cooling methods	KNAN <sup>2)</sup>	KNAN <sup>2)</sup>
Transformer no-load losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Transformer short-circuit losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Max. total harmonic distortion	< 3%	
Reactive power feed-in (up to 60% of nominal power)	○	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
<b>Inverter efficiency</b>		
Max. efficiency <sup>3)</sup> / European efficiency <sup>3)</sup> / CEC weighted efficiency <sup>4)</sup>	98.7% / 98.6% / 98.5%	98.7% / 98.6% / 98.5%
<b>Protective devices</b>		
Input-side disconnection point	DC load-break switch	
Output-side disconnection point	Medium-voltage vacuum circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester type I	
Galvanic isolation	●	
Internal arc classification medium-voltage control room (according to IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s	
<b>General Data</b>		
Dimensions (W / H / D)	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	
Weight	< 18 t	
Self-consumption (max. / partial load / average) <sup>1)</sup>	< 8.1 kW / < 1.8 kW / < 2.0 kW	
Self-consumption (stand-by) <sup>1)</sup>	< 370 W	
Ambient temperature -25°C to +45°C / -25°C to +55°C / -40°C to +45°C	● / ○ / ○	
Degree of protection according to IEC 60529	Control rooms IP23D, inverter electronics IP54	
Environment: standard / harsh	● / ○	
Degree of protection according to IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4)	● / ○	
Maximum permissible value for relative humidity	95% (for 2 months/year)	
Max. operating altitude above mean sea level 1000 m / 2000 m	● / ○	
Fresh air consumption of inverter	6500 m <sup>3</sup> /h	
<b>Features</b>		
DC terminal	Terminal lug	
AC connection	Outer-cone angle plug	
Tap changer for MV-transformer: without / with	● / ○	
Shield winding for MV-Transformer: without / with	● / ○	
Monitoring package	○	
Station enclosure color	RAL 7004	
Transformer for external loads: without / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○	
Medium-voltage switchgear: without / 1 feeder / 3 feeders		
2 cable feeders with load-break switch, 1 transformer feeder with circuit breaker, internal arc classification IAC A FL 20 kA 1 s according to IEC 62271-200	● / ○ / ○	
Short circuit rating medium voltage switchgear (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1s)	● / ○ / ○	
Accessories for medium-voltage switchgear: without / auxiliary contacts / motor for transformer feeder / cascade control / monitoring	● / ○ / ○ / ○ / ○	
Integrated oil containment: without / with	● / ○	
Industry standards (for other standards see the inverter datasheet)	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN50588-1, CSC Certificate	
● Standard features   ○ Optional features   – Not available		
Type designation	MVPS-2660-S2	MVPS-2800-S2

*Dati tecnici Inverter Sunny Central 2660 – UP*



Dati tecnici	Sunny Central 4000 UP	Sunny Central 4200 UP
<b>Lato CC</b>		
Range di tensione $V_{CC}$ (a 25 °C / a 50 °C)	da 880 a 1325 V / 1100 V	da 921 a 1325 V / 1050 V
Tensione CC min. $V_{CC, min}$ / Tensione d'avviamento $V_{CC, start}$	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V
Tensione CC max. $V_{CC, max}$	1500 V	1500 V
Corrente CC max $I_{CC, max}$	4750 A	4750 A
Corrente di cortocircuito max $I_{CC, sc}$	8400 A	8400 A
Numero ingressi CC	Sbarra collettrice con 26 collegamenti per polo, 24 fusibili su entrambi i poli (32 fusibili su polo singolo)	
Numero di ingressi CC con l'opzione di batteria connessa su lato CC	18 fusibili su entrambi i poli (36 su polo singolo) per FV e 6 fusibili su entrambi i poli per batterie	
Numero max di cavi CC per ogni ingresso CC (per ciascuna polarità)	2x 800 kcmil, 2x 400 mm <sup>2</sup>	
Zone Monitoring integrato	o	
Dimensioni di fusibili FV disponibili (per ingresso)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
La massima dimensione del fusibile di batteria disponibile (per ingresso)	750 A	
<b>Lato CA</b>		
Potenza nominale CA con $\cos \varphi = 1$ (a 35 °C / a 50 °C)	4000 kVA <sup>(2)</sup> / 3600 kVA	4200 kVA <sup>(2)</sup> / 3780 kVA
Potenza nominale CA con $\cos \varphi = 0,9$ (configurazione standard A68) (a 35 °C/a 50 °C) <sup>(4)</sup>	3600 kW <sup>(2)</sup> / 3240 kW	3780 kW <sup>(2)</sup> / 3402 kW
Potenza attiva nominale CA con $\cos \varphi = 0,8$ (a 35 °C / a 50 °C)	3200 kW <sup>(2)</sup> / 2880 kW	3360 kW <sup>(2)</sup> / 3024 kW
Corrente nominale CA $I_{CA, nom}$ (a 35 °C / a 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Fattore massimo di distorsione	< 3 % alla potenza nominale	< 3 % alla potenza nominale
Tensione nominale CA / Range di tensione nominale CA <sup>(1)</sup>	600 V / 480 V a 720 V	630 V / 504 V a 756 V
Frequenza di rete CA / Range	50 Hz / 47 Hz a 53 Hz 60 Hz / 57 Hz a 63 Hz	
Rapporto min di cortocircuito ai morsetti <sup>(1)</sup>	> 2	
Fattore di potenza a potenza nominale / Fattore di sfasamento regolabile <sup>(1)</sup>	1 / 0,8 induttivo fino a 0,8 capacitivo	
<b>Grado di rendimento europeo</b>		
Efficienza max <sup>(2)</sup> / efficienza efficienza <sup>(2)</sup> / efficienza CEC <sup>(3)</sup>	98,8 % / 98,6 % / 98,5 %	98,8 % / 98,7 % / 98,5 %
<b>Dispositivi di protezione</b>		
Dispositivo di disinserzione lato ingresso	Sezionatore di carico CC	
Dispositivo di sgancio lato uscita	Interruttore di potenza CA	
Protezione contro sovratensioni CC	Scaricatore di sovratensioni, tipo I e II	
Protezione da sovratensioni CA (opzionale)	Scaricatore di sovratensioni, classe I e II	
Protezione antifulmine (secondo IEC 62305-1)	Classe di protezione antifulmine III	
Monitoraggio dispersione a terra / Monitoraggio dispersione a terra remoto	o / o	
Monitoraggio dell'isolamento	o	
Classe di protezione del sistema elettronico / canale d'aria / campo di collegamento (secondo IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
<b>Dati generali</b>		
Dimensioni (L / A / P)	2815 / 2318 / 1588 mm (110,8 / 91,3 / 62,5 pollici)	
Peso	< 3700 kg / < 8158 lb	
Autoconsumo (max. <sup>(4)</sup> / carico parziale <sup>(3)</sup> / medio <sup>(4)</sup> )	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Autoconsumo (stand-by)	< 370 W	
Alimentazione ausiliaria	Trasformatore integrato da 8,4 kVA	
Range di temperature di funzionamento (opzionale) <sup>(1)</sup>	(-40 °C) -25 a 60 °C / (-40 °F) -13 °F a 140 °F	
Rumorosità <sup>(1)</sup>	65,0 dB(A)	
Range di temperature (stand-by)	-40 °C a 60 °C / -40 °F a 140 °F	
Range di temperature (in magazzino)	-40 °C a 70 °C / -40 °F a 158 °F	
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa (condensante / non condensante)	95% a 100% (2 mesi/anno) / 0% a 95%	
Altitudine operativa massima s.l.m. <sup>(1)</sup> 1000 m / 2000 m <sup>(1)</sup> / 3000 m <sup>(1)</sup>	● / o / o      ● / o / -	
Fabbisogno d'aria fresca	6500 m <sup>3</sup> /h	
<b>Dotazione</b>		
Collegamento CC	Capocorda a ogni ingresso (senza fusibile)	
Collegamento CA	sistema di sbarre (3 sbarre collettrici, una per ciascuna fase)	
Comunicazione	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Farbe involucro / Dach	RAL 9016 / RAL 7004	
Approvvigionamento per utilizzatori esterni	o (2,5 kVA)	
rispetta le norme e direttive	AR-N 4110, AR-N 4120 <sup>(3)</sup> , Arrêté du 23/04/08, CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, IEC 61547, UL 840 Cat. IV	
Norme CEM	IEC 55011, IEC 61000-6-2, FCC Part 15 Class A	
Rispetta direttive e standard di qualità	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Dotazione di serie    o Opzionale    - Non disponibile		
Denominazione del tipo	SC 4000 UP	SC 4200 UP

*Dati tecnici Inverter Sunny Central 4000 – UP*

I valori minimi e massimi della tensione di uscita del generatore fotovoltaico nelle condizioni operative limite previste (-5° C / 70° C) sono compatibili con il range di funzionamento dell'inverter che assicura l'inseguimento della massima potenza. Analogamente, la corrente massima di parallelo delle stringhe è inferiore alla corrente massima tollerata in ingresso dall'inverter.

Per elevare la tensione all'uscita degli inverter da 630 V a 36.000 V, si prevede l'utilizzo di trasformatori in olio ermetico di taglie differenti a seconda dell'inverter scelto e di seguito descritti nel dettaglio:



Grandezza	Valore
Potenza	2660 kVA, 4000 kVA
Frequenza	50 Hz
Tensione Primaria	36 kV
Tensione di ingresso max	630 V
Vcc%	6%
Regolazione, lato MT	$\pm 2 \times 2,5\%$
Gruppo Vettoriale	Dyn11
Raffreddamento	Olio

## 6.6 SISTEMA DI ACCUMULO ENERGIA BESS

Si prevede l'integrazione di un sistema di accumulo elettrico (BESS – Battery Energy Storage System) all'interno dell'impianto fotovoltaico per stabilizzare l'immissione di energia in Rete nonostante le fluttuazioni della risorsa primaria e i necessari servizi di manutenzione. Inoltre, un sistema di accumulo di energia fornisce capacità di stoccaggio con dispacciabilità controllata, in cui l'energia immagazzinata viene rilasciata quando i prezzi sul mercato spot raggiungono una certa soglia.

L'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico sarà accumulata nelle ore di picco ed immessa nella RTN durante le ore di bassa produzione. Non si prevede accumulo di energia prelevata dalla rete. La potenza del sistema di accumulo elettrochimico non andrà ad incidere sulla potenza totale in immissione atteso che questo funzionerà quando l'impianto fotovoltaico immetterà in Rete una potenza inferiore a quella nominale.

La tecnologia più promettente, per le applicazioni di accumulo distribuito di taglia medio-grande, è quella delle batterie agli ioni di litio che presenta una vita attesa molto lunga (fino a 5000 cicli di carica/scarica a DOD 80%), un rendimento energetico significativamente alto (generalmente superiore al 90%) con elevata energia specifica. Esse sono adatte ad applicazioni di potenza, sia tradizionali, sia quelle a supporto del sistema elettrico. Le caratteristiche delle batterie litio-ioni in termini di prestazioni relative alla potenza specifica, energia specifica, efficienza e durata, rendono queste tecnologie di accumulo particolarmente interessanti per le applicazioni "in potenza" e per il settore dell'automotive.

Nel caso specifico saranno utilizzati accumulatori a ioni di litio (LFP: litio-ferro-fosfato) che permettono di ottenere elevate potenze specifiche in rapporto alla capacità nominale.

Le batterie sono alloggiare all'interno di container e sono raggruppate in stringhe. Le stringhe vengono messe in parallelo e accoppiate ad un DC – DC converter.

Le batterie sono di tipo ermetico e sono in grado di resistere, ad involucro integro, a sollecitazioni termiche elevate ed alla fiamma diretta. Esse non costituiscono aggravio al carico di incendio.

Le celle sono collegate in serie (16 oppure 18) per raggiungere la tensione massima in corrente continua al DC -DC converter e parallelati per raggiungere la potenza e la capacità di progetto (potenza di 500 kW per la tipologia di DC – DC converter utilizzato visibile nel datasheet e capacità di 2 MWh per Container).

### 6.6.1 IL DC-DC CONVERTER

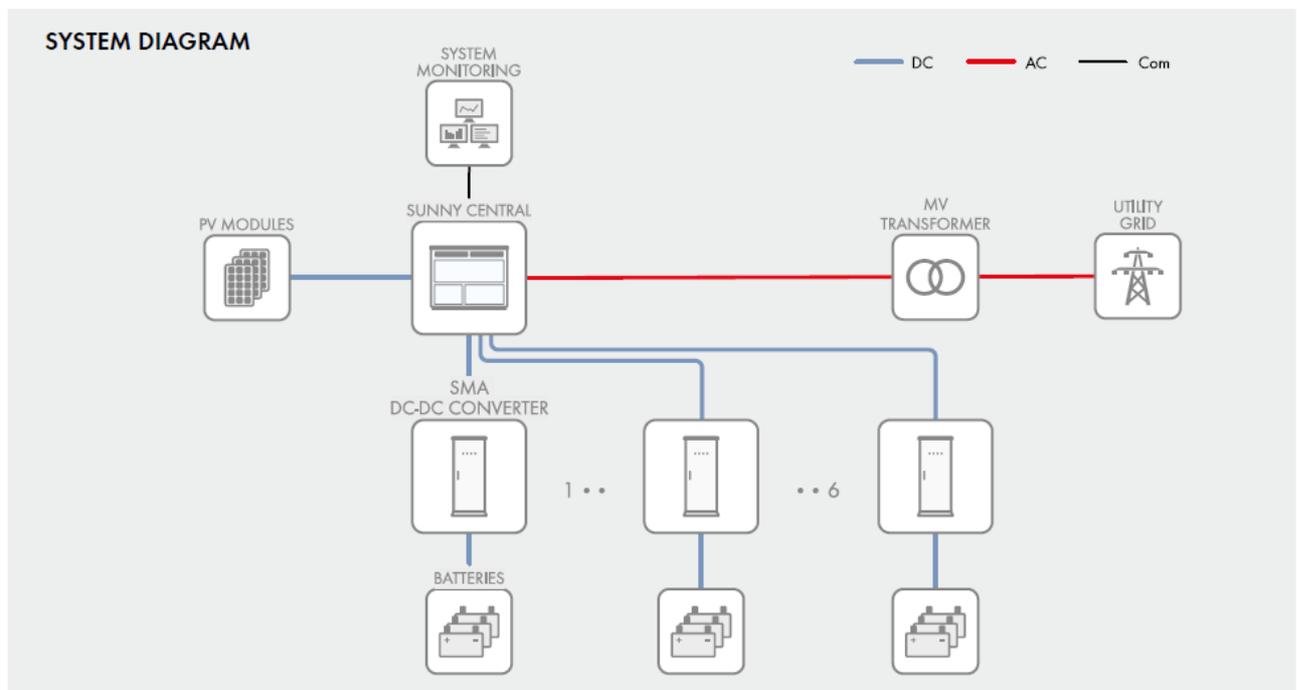
Il DC-DC Converter, oltre alle batterie di accumulo elettrochimico, è un componente fondamentale per il sistema di accumulo, esso fa da "ponte" tra gli accumulatori e gli inverter, permettendo il collegamento diretto di questi ultimi con i container batterie. Questo collegamento permette di risparmiare sulla scelta



degli inverter bidirezionali DC/AC ed evita l'utilizzo di ulteriori trasformatori per il trasferimento di energia dal BESS alla rete e viceversa.

Il DC-DC Converter serve per controllare e gestire i flussi bidirezionali di energia permettendo alle batterie di caricarsi o scaricarsi secondo le diverse esigenze, attraverso le conversioni DC/DC interfacciandosi continuamente con gli ingressi CC dell'Inverter.

I DC – DC converter collegati agli inverter, nello specifico prevedono che un lato CC sia collegato alle batterie e che l'altra parte in DC sia collegata agli ingressi CC riservati alla connessione delle batterie (gli Inverter Sunny Central adottati hanno la possibilità effettuare al più sei collegamenti DC per l'accoppiamento con le batterie).



*Schema elettrico di collegamento del DC – DC Converter alla Powerstation*



Technical Data	SMA DC-DC CONVERTER without installed Metering Kit	SMA DC-DC CONVERTER with installed Metering Kit
<b>Electrical Data</b>		
Max. continuous power (at 30 °C)	500 kW at 1000 VDC 600 kW at 1200 VDC to 1500 VDC	
Battery input voltage range	550 V to 1500 V	
PV input voltage range	550 V to 1500 V	
Max. continuous current (at 30 °C)	+/- 500 A	
Supply voltage	120 V, 1-ph, 60 Hz, 600 VA 230 V, 1-ph, 50 Hz, 600 VA 277 V, 1-ph, 60 Hz, 600 VA	
Accuracy on power and energy measurements	<1.5 %	<0.5 %
Battery technology	compatible with all common battery technologies	
<b>Efficiency</b>		
Average efficiency	98.2 %	
<b>Protective devices</b>		
Battery-side disconnection point	Circuit breaker in the battery system and/or internal converter fusing	
PV-side disconnection point	Fusing inside the Sunny Central	
Ground-fault monitoring and insulation monitoring	Use of monitoring in the Sunny Central	
Overvoltage protection for auxiliary supply	●	
<b>General Data</b>		
Dimensions (W / H / D)	960.1 / 2029.5 / 983.0 mm (37.8 / 79.9 / 38.7 in)	
Weight	653 kg (1440 lb)	
Operating temperature	-25 °C to 55 °C (-13 °F to 131 °F)	
Storage temperature	-40 °C to 70 °C (-40 °F to 158 °F)	
Noise emission (sound pressure level at a distance of 10 m)	< 65 db(A)	
Cooling method	Forced air-cooling	
Degree of protection of enclosure	IP54 / UL Type 3R	
Application in unprotected outdoor environments	●	
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	95%	
Maximum operating altitude above MSL 1000 m / 2000 m / 3000 m	● / ○ / ○ (earlier temperature-dependent de-rating)	
Fresh air consumption	2720 m³/h (96000 ft³/h)	
<b>Equipment</b>		
Cable entry	Bottom	
Communication / protocols	Modbus TCP / IP	
System monitoring	Real-time monitoring with automated alerts and data storage	
Status lights	On the front for operating mode, alert and error state	
Factory-installed DC meter (Metering Kit) with high accuracy (0.2%)	–	●
Warranty: 5 / 10 / 15 years	● / ○ / ○	
Certificates and approvals	CE Label, CISPR 11:2015+A1:2016, CSA 22.2 #107, EN 62109-1, FCC Part 15 Class A, IEC-ES-AS156, IEC 61000-6-2, IEC 62109-1, IEEE 693, UL 1741, UL 62109-1	
Type designation and material number	DPS-500 without installed Metering Kit 205607-00.01	DPS-500 with installed Metering Kit 205606-00.01

#### Dati Accumulo DC -DC Converter

### 6.6.2 DISPOSIZIONE BESS

L'impianto di accumulo sarà costituito da 28 Container Batteria ognuno di capacità pari a 2 MWh e 28 DC -DC Converter di potenza unitaria pari a 500 kW disposti ed assemblati nei vari sottocampi per dare una potenza complessiva pari a 14 MW.

In particolare, si formeranno piazzole composte da 2 DC – DC Converter collegati a 2 Container batteria per ogni sottocampo, aventi potenza totale di 1 MW. Ogni DC – DC Converter sarà collegato all'ingresso CC batterie dell'Inverter posizionato all'interno del sottocampo di appartenenza.

### 6.7 STRUTTURE DI SUPPORTO A INSEGUIMENTO MONOASSIALE

I moduli fotovoltaici sono montati su degli inseguitori modulari monoassiali formati da robusti pali infissi nel terreno su cui sono montati i "porta moduli" girevoli. Il sistema è movimentato da un azionamento lineare controllato da un programma astronomico in grado di inseguire il sole durante tutto l'arco della giornata, soluzione che garantisce una maggiore efficienza del sistema, massimizzando l'energia prodotta. Sulla struttura meccanica degli inseguitori sono montati i pannelli fotovoltaici; il movimento automatico permette



ai pannelli di essere sempre orientati in modo ottimale rispetto al sole, limitando così le perdite per effetto della riflettività. La stessa struttura è realizzata appositamente per accogliere i moduli fotovoltaici con le caratteristiche di tenuta al vento necessarie per la zona d'installazione.

L'inseguitore monoassiale è caratterizzato da una tipologia d'inseguimento azimutale su singolo asse con sistema di controllo autoconfigurante basato sul programma astronomico con backtracking per il controllo dell'ombreggiamento reciproco. Il range di rotazione va da + 60° a - 60° con un errore massimo d'inseguimento di 2°. Il sistema di azionamento è caratterizzato da un motore passo passo che può essere alimentato direttamente dalla rete a 20-30 V o attraverso una batteria interna controllato da un sistema SCADA proprietario mediante protocollo MODBUS.

L'algoritmo di inseguimento è basato sul cosiddetto orologio astronomico, ovvero, spiegato in maniera del tutto generale, un orologio che mostra, in aggiunta all'ora corrente, informazioni di carattere astronomico. Nel nostro caso, ovviamente, sarà di interesse solamente la posizione del Sole nel cielo, con la quale, tramite un apposito algoritmo, si potrà comandare il movimento degli inseguitori al fine di ottimizzare la captazione.

L'altezza da terra, pari a circa 3,35 m al mozzo degli inseguitori monoassiali, consente il passaggio di qualsiasi tipologia di mezzo agricolo, l'interdistanza di 9 metri a cui sono posti i filari determina una interferenza minima rispetto a qualsiasi attività agricola che si intende svolgere. Nel caso specifico in esame l'utilizzo di tali strutture è certamente la soluzione che garantisce la massima integrazione tra impianto e attività agricole: le colture estensive che si svolgeranno nei terreni in questione, infatti, richiedono l'utilizzo di macchine agricole di grandi dimensioni.



*Vantaggi dei sistemi SolarGik-Solardege*



Nel dimensionamento dell'impianto sono state utilizzate le caratteristiche di base fornite da SolarGik-Solaredge in base agli accordi commerciali e tecnici stabiliti. Sul punto si precisa che nella fase di progettazione esecutiva saranno definite nel dettaglio le strutture di supporto, analizzando tutte le soluzioni disponibili in quel momento sul mercato aderenti a quella rappresentata nel presente progetto definitivo.

La tecnologia selezionata per l'impianto agrivoltaico Masseria Caputi fa riferimento al tracker monoassiale SolarGik. L'immagine seguente ne descrive le principali caratteristiche tecniche.

GENERAL	
Tracking Range	120° (-60° to +90°)
Tracking System	Single axis
Panel Orientation	2-Landscape
2L Benefits	Higher bifacial gains, optimized shading, rotation around center of gravity
Tracker Size	Tracker length ranges between 8-24 modules
Ground Coverage Ratio	GCR 30-65%
Modules Supported	All available modules
Energy Gain vs. Fixed Tilt	Up to 25%, site specific
Tracker Output	Up to 13 kW DC
Slope Tolerance	N-S: up to 30% E-W: any slope
String Voltage	Compatible with any string size

*Tracker monoassiale - caratteristiche principali*

Il modulo base della struttura a inseguimento è un elemento in acciaio zincato a caldo della lunghezza di circa 10 metri sul quale saranno installati 8 moduli bifacciali, installati in modalità landscape, ossia con il lato lungo parallelo all'asse di rotazione del tracker.

Ogni elemento è dotato di motori elettrici che ne consentono la rotazione lungo l'asse, il tracker è fissato al suolo tramite fondazioni a vite o a palo infisso a seconda delle caratteristiche del terreno, i singoli tracker verranno sistemati lungo filari. Questo sistema consente un distanziamento tra le file di tracker estremamente variabile. Il pitch selezionato per il progetto in oggetto è di 9 metri.

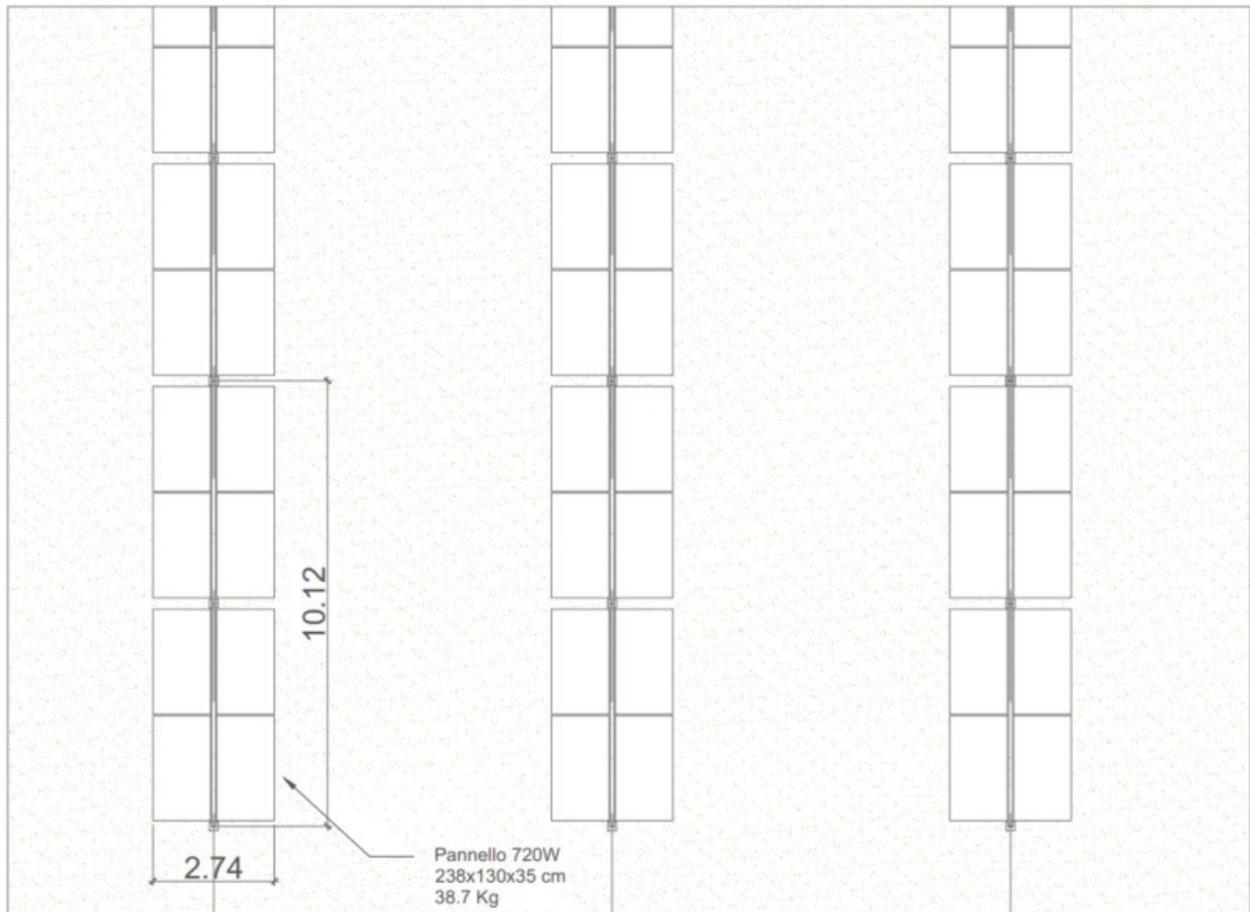
In base alle caratteristiche dei mezzi agricoli da utilizzare si è inoltre individuata l'altezza al mozzo delle strutture dell'impianto agrivoltaico Masseria Caputi, che sarà pari a 3,35 metri.

Si rimanda agli elaborati specialistici e allo Studio di Impatto Ambientale per i dettagli sugli studi agronomici e modellistici condotti.

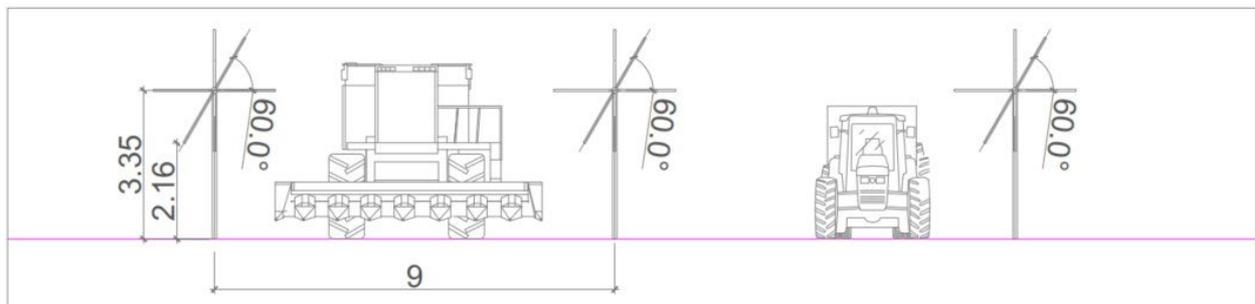
La scelta di questa struttura particolarmente vantaggiosa e tecnologica permette l'adattamento delle strutture all'orografia del posto.

I tracker hanno una struttura piccola e ridondante e permettono di seguire in maniera accurata la variazione di curvatura del suolo. I tracker in oggetto permettono infatti di adattarsi a terreni con pendenza massima del 30%, risultando tra i migliori in commercio su questo aspetto. Ne consegue la possibilità di essere installati senza eseguire alcun intervento di livellamento e riporto di terreno, per colmare eventuali avvallamenti e il perfetto rispetto dell'orografia dei suoli.





*La struttura a inseguimento dimensioni*



*Sezione trasversale tipica*





*Tracker monoassiale SolarGik, immagine di riferimento*

## 6.8 OPERE PRINCIPALI DA ESEGUIRSI

Di seguito sono riportate le principali lavorazioni che si effettueranno nell'area di impianto:

- preparazione area impianto fotovoltaico;
- realizzazione viabilità interna al campo in strada brecciata;
- realizzazione recinzione perimetrale impianto fotovoltaico;
- realizzazione di platea per posa dei Power Station, punto di raccolta, conversione e di trasformazione dell'energia;
- posa dei Power Station comprensivi di Inverter, Quadri BT e a 36 kV e Trasformatore MT/BT;
- realizzazione elettrodotto a 36 kV;
- realizzazione impianto fotovoltaico:
  - infissione pali metallici nel terreno senza modificare l'attuale natura del terreno;
  - fissaggio delle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici;
  - fissaggio dei pannelli sulle strutture;
  - realizzazione dei collegamenti elettrici fra i moduli stessi per formare la stringa;
  - posa dei quadri di parallelo stringhe;
  - realizzazione dei collegamenti elettrici fra i quadri di parallelo stringhe e gli inverter, previo scavo nell'area di campo, posa in opera dei cavi elettrici, e realizzazione dei pozzetti elettrici per l'ispezione dei cavi;
  - realizzazione impianto videosorveglianza, illuminazione e antintrusione.



## 6.9 QUADRI ELETTRICI

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico necessita di una serie di quadri per il collegamento elettrico dei componenti sia nella sezione in corrente continua che in quella in alternata (bassa tensione e media tensione). L'installazione sarà predisposta con tutti gli elementi di protezione elettrica previsti dalla normativa vigente sia contro i contatti diretti (interruttori) che contro quelli indiretti (differenziali).

Tutti i quadri elettrici installati in interno avranno un grado di protezione almeno IP41. Quelli in esterno avranno tutti grado di protezione IP65.

### 6.9.1 QUADRI ELETTRICI DI SEZIONAMENTO LINEE CC E PARALLELO STRINGHE

I quadri di sezionamento e parallelo hanno la funzione di:

- Sezionamento delle stringhe del generatore fotovoltaico in ingresso;
- Eseguire il parallelo stringhe per la raccolta vicino ai pannelli prima di collegarli all'inverter centralizzato.

I quadri previsti sono realizzati in PVC e fissati alle strutture di sostegno tramite staffe in modo che il quadro si trovi ad altezza idonea per interventi di manutenzione senza attrezzature aggiuntive.

### 6.9.2 QUADRO SERVIZI AUSILIARI DELLE POWER STATION

Il quadro generale servizi ausiliari ha la funzione di alimentare e proteggere le utenze del sottocampo.

Il quadro è previsto realizzato in PVC per esterno.

### 6.9.3 SCOMPARTI A 36 KV

Gli scomparti di media tensione a 36 kV saranno del tipo *8DJH-36 RRL* per esterno montati sulla Power Station direttamente in fabbrica. Saranno composti da un parallelo sbarre con due partenze linee, per effettuare l'entra-esce con le altre Station, e uno scomparto protezione Trasformatore 36/0.63 kV.

### 6.9.4 CARATTERISTICHE SCOMPARTI A 36 KV

Lo scomparto avrà un involucro realizzato in acciaio inossidabile resistente alla corrosione. Le pareti dei recipienti e le boccole per i collegamenti elettrici e i meccanismi di manovra vengono unite mediante moderne procedure di saldatura, formando così un sistema di pressione sigillato. I dispositivi di manovra e le sbarre posizionate nel contenitore del quadro sono protetti da influenze esterne quali umidità, inquinamento, polvere, gas aggressivi e piccoli animali. Il quadro adatto anche per applicazioni in climi estremi o in condizioni ambientali aggressive.

Ogni singolo pannello ha il proprio contenitore del quadro. Nei blocchi di pannelli, i dispositivi di commutazione di più pannelli condividono un contenitore del quadro.

Lo scomparto viene riempito in fabbrica con esafluoruro di zolfo (SF<sub>6</sub>). Questo gas è atossico, chimicamente inerte e presenta un'elevata rigidità dielettrica. Non sono necessari lavori a gas in loco. Anche durante il funzionamento non è necessario controllare lo stato del gas o ricaricare.

Per monitorare la densità del gas, ogni Scomparto del quadro è dotata di un indicatore di pronto per il servizio sul fronte operativo. Si tratta di un indicatore meccanico rosso / verde, autocontrollato e indipendente dalla temperatura e dalle variazioni della pressione dell'aria ambiente.



### 6.9.5 SISTEMA SBARRE

La sbarra è tripolare racchiusa nell'involucro del quadro. Per i singoli pannelli e opzionalmente anche per i blocchi di pannelli, può essere interconnessa lateralmente con le sbarre dei pannelli adiacenti mediante giunti isolati in modo da realizzare un sistema di sbarre continuo. Non sono necessarie opere a gas per il montaggio o per eventuali successivi ampliamenti del quadro.

### 6.9.6 VANO CAVI

Per tutti i collegamenti principali, cavo-trasformatore-interruttore, i cavi sono collegati tramite passanti in resina colata che conducono al contenitore del quadro. Le boccole sono progettate come sistema a cono esterno secondo DIN EN 50181.

Il vano cavi è accessibile dal fronte. Un interblocco meccanico assicura che il coperchio del vano

I passanti nelle partenze, cavo-interruttore corrispondono all'interfaccia tipo C (DIN EN 50181). Sono adatti per il collegamento di cavi con connettori maschio isolati in corrispondenza del contatto bullonato M16. Il test del cavo può essere eseguito direttamente sulla terminazione se vengono utilizzati connettori a T per cavi adeguati. È quindi possibile omettere una presa di prova separata.

Nella versione standard le partenze del trasformatore sono dotate di passanti di interfaccia tipo C con contatto bullonato. Opzionalmente sono disponibili anche boccole del tipo di interfaccia B.

## 6.10 CAVI E TUBAZIONI

Le linee elettriche prevedono conduttori di tipo idoneo per le due sezioni d'impianto (continua, alternata) in rame e in alluminio. Il dimensionamento delle condutture è a norma CEI e la scelta del tipo di cavi è armonizzata anche con la normativa internazionale.

Le sezioni dei cablaggi sono state calcolate in modo che rispettino le cadute di tensione massime indicate nella seguente tabella, incluse le possibili perdite per terminali intermedi e i limiti di riscaldamento raccomandati dal produttore dei conduttori.

Zona	Caduta di tensione massima riferita alla tensione nominale continua del sistema (%)
Sezione CC	<1,5
Sezione CA	<1,5

La posa sarà viceversa realizzata come segue:

- Sezione in corrente continua
  - Cablaggio interno del generatore fotovoltaico: cavi in posa libera fissati alle strutture di sostegno protetti dalla sagoma della carpenteria, fascette anti-UV ed equipaggiati ai terminali di stringa con connettori IP65 (cavo tipo TECSUN PV1-F 6 mm<sup>2</sup>);
  - Cablaggio generatore fotovoltaico - quadri di parallelo e sezionamento stringhe: cavi in posa libera fissata alle strutture di sostegno protette dalla sagoma della carpenteria, o in posa intubata in PVC corrugato (cavo tipo TECSUN PV1-F 6 mm<sup>2</sup>);
  - Cablaggio quadri di parallelo e sezionamento stringhe - Inverter: cavi in posa intubata in PVC corrugato (cavo tipo H1Z2Z2-K 2x(1x150) mm<sup>2</sup>).



- Cablaggio BESS – Inverter: cavi in posa intubata in PVC corrugato (cavo tipo H1Z2Z2-K 2x(1x240) mm<sup>2</sup>).
- Sezione in corrente alternata  
La sezione in corrente alternata AC tra inverter, trasformatore e quadri BT e MT sarà realizzata in fabbrica sui Power Station con la seguente tipologia:
- **Cablaggio inverter - Trasformatore:** sbarre BT flessibili 3x(2x2400 mm<sup>2</sup>);
- **Cablaggio Trasformatore Quadro Media Tensione:** cavi protetti in posa libera MV-105 3x(1x2/0 AWG);

Per quanto riguarda la sezione in corrente alternata AC esercita a 36 kV costituita dai cavidotti interrati necessari per l'interconnessione tra le Power Station e la cabina di raccolta oltre che dall'elettrodotta di vettoriamento si rinvia al successivo capitolo.

### 6.11 SISTEMA DI TERRA (MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI E INDIRETTI)

Il sistema di distribuzione della sezione in corrente continua sarà del tipo IT (flottante senza punti a terra) con protezione da primo guasto con relè di isolamento elettrico, mentre la distribuzione in alternata sarà del tipo TN-S.

La rete principale di terra è composta da due reti di terra collegate tra loro:

- Rete di terra del generatore fotovoltaico costituita da varie sbarre di rame unite da cavi nudi di rame di 35 mm<sup>2</sup> di sezione ai quali di collega la struttura metallica e le cassette di parallelo;
- Rete di terra dei Power Station (inverter e centro di trasformazione) costituita da anelli di terra situati sotto ciascuna platea, ognuno formato da sbarre di rame unite da un cavo nudo di 50 mm<sup>2</sup> di sezione.
- Rete di terra della cabina di raccolta costituita da un anello di terra situato sotto la platea e formato da sbarre di rame unite da un cavo nudo di 50 mm<sup>2</sup> di sezione.

La protezione contro i contatti diretti è assicurata dalla scelta di moduli fotovoltaici in classe II certificata (senza messa a terra della cornice), dai cablaggi con cavi in doppio isolamento (isolamento delle parti attive) e dall'utilizzo di involucri e barriere secondo la normativa vigente.

### 6.12 SISTEMA DI MONITORAGGIO DELLE PRESTAZIONI

Il sistema di monitoraggio consisterà in un hardware ed un software in grado di monitorare e registrare le variabili fisiche ed elettriche principali durante l'esercizio dell'impianto e di inviare i dati dall'impianto ad un server web da cui sono gestiti e memorizzati. Tutte le informazioni di operazione potranno essere consultate sia nei valori istantanei che negli storici valutando l'evoluzione delle variabili (giorno, mese, anno, ecc.). Il sistema sarà corredato di tutti gli allarmi necessari alla visibilità totale dell'impianto ai tecnici preposti alla sorveglianza, per un intervento manutentivo in caso di anomalia di funzionamento in tempi molto veloci, spesso ancor prima che si verifichi un guasto.

Attraverso un sistema di gestione locale e remoto, è possibile conoscere e gestire in tempo reale, dalla Centrale di Controllo, l'andamento delle:

- Variabili ambientali (temperatura, intensità del vento);
- Variabili di funzionamento (potenza erogata, energia prodotta, tensioni, correnti, temperatura dei moduli ecc.).

Il sistema permette la consultazione in tempo reale (tramite una password) e da qualsiasi luogo, mediante l'accesso web attraverso un normale PC.

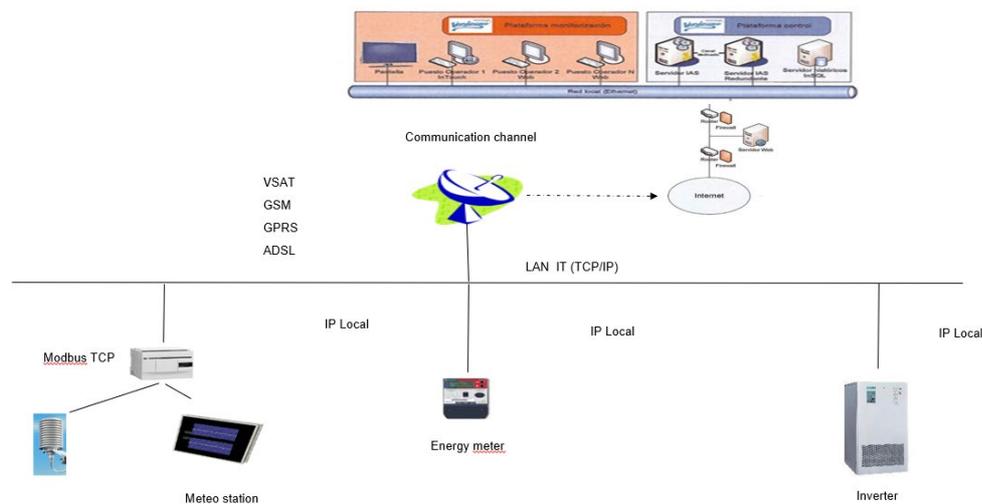
Il sistema di monitoraggio sarà composto dai seguenti componenti principali:

- Stazione di supervisione remota che consentirà di:



- Evidenziare eventuali allarmi dalla stazione locale collegata;
  - Monitorare e comandare la stazione locale, collegata tramite linea dedicata;
  - Elaborazione dei dati di esercizio e report di prestazione annuale.
- Accesso Web del Cliente per le stesse operazioni di cui al punto precedente
- Le pagine video del software operativo generate sulle stazioni (locale e remota) riporteranno:

- Layout disposizione moduli ed apparecchiature del campo fotovoltaico;
- Stato dei dispositivi di comando e protezione;
- Stato e dati di produzione dei singoli gruppi di conversione;
- Dati di produzione istantanea del generatore fotovoltaico;
- Macro-trend di produzione (giornaliera, mensile);
- Allarmi o anomalie di funzionamento;
- Storico degli allarmi.



## 6.13 SISTEMA DI VIDEOSORVEGLIANZA

Gli elementi che compongono il sistema di videosorveglianza proposto saranno i seguenti:

- Sottosistema di controllo antintrusione: protezione perimetrale con barriera ad infrarossi;
- Sottosistema di controllo a circuito chiuso televisivo;
- Sottosistema di comunicazione.

La protezione del sistema di videosorveglianza consisterà nell'installazione di un sistema antintrusione di tipo perimetrale con barriera a raggi infrarossi combinato con telecamere sorvegliate reciprocamente a circuito chiuso in modo da verificare visivamente lo stato della barriera ad infrarossi.

Il sistema antintrusione permetterà la gestione degli allarmi e la attivazione dei dispositivi sia localmente che da remoto.

I dissuasori addizionali saranno sonori con sirene ad alta potenza dotate di lampade a luce flash.

## 6.14 SISTEMI ANTINCENDIO

Sono previsti sistemi ad estintore su cabine e Power Station e alcuni estintori aggiuntivi per eventuali focolai lontani (sterpaglia, erba secca, ecc.).



## 7. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO DEL GENERATORE E DEI CAVIDOTTI A 36 KV

### 7.1 MODALITÀ DI CALCOLO

Partendo dalla modellazione del sistema con i parametri dei generatori, dei trasformatori, si introducono i parametri dei cavi e si risolve il problema del load flow con il metodo di Newton – Raphson utilizzando un software proprietario e si verifica se sono rispettati i vincoli imposti sulla portata, caduta di tensione, perdite di potenze, etc.

Il processo è iterativo, nel senso che, se uno dei vincoli non è rispettato si aumenta la sezione dei cavi, e si risolve di nuovo il problema.

Questa operazione sarà ripetuta fino a quando tutti i vincoli saranno rispettati.

Per la scelta delle caratteristiche delle apparecchiature elettriche e per la scelta definitiva dei cavi, si risolve il problema del corto circuito con la norma IEC 60909/2001 equivalente alla norma CEI 11-25, sulla rete precedentemente modellata (con i cavi che rispettano tutti i vincoli imposti).

Risolto il problema del corto circuito, si verifica se tutti i cavi precedentemente scelti, sono in grado di sostenere la corrente presunta di corto circuito per 0,5 secondi. Se si verifica che una data linea non è in grado di sostenere il corto circuito, si aumenta la sezione e si procede di nuovo alla verifica, il tutto fino a quando i risultati sono coerenti.

### 7.2 CALCOLO DELLA PORTATA

Una delle principali caratteristiche funzionali dei cavi interrati è la portata nominale al limite termico  $I_n$ , intesa come la massima intensità di corrente che può circolare in un conduttore, in condizioni di servizio, senza che la temperatura sia superiore a quella massima ammissibile  $\theta_{max}$  dell'isolante. Ovviamente questo valore di temperatura varierà a seconda delle caratteristiche dielettriche dell'isolante impiegato e, di conseguenza, la corrente che può circolare nel conduttore dipende fortemente dal tipo di isolante adoperato che, come precedentemente osservato, è la parte più sensibile alle sollecitazioni elettriche e termiche.

Considerando che il cavo è isolato in XLPE (polietilene reticolato), oppure in E4 o in P1 la temperatura massima ammissibile per l'isolante vale:

$\theta_{max}=90^\circ$  (caso peggiorativo)

Un altro parametro termico da tener presente è la temperatura dell'ambiente di posa del cavo, che varia a seconda delle sue condizioni di posa e, per ciascuna di esse, tiene conto della situazione ambientale più sfavorevole allo smaltimento del calore. In particolare, si è scelto:

$\theta_{amb}=20^\circ$  (come previsto dalla CEI 20-21 per l'Italia)

quale temperatura del terreno di posa.

Si definisce salto termico totale  $\Delta\theta_{tot}$  la quantità (funzione della portata  $I_n$ ):

$$\Delta\theta_{tot}=\theta_{max} - \theta_{amb}=f(I)$$

Il salto termico totale è un limite di temperatura che non deve essere superato. Infatti, la trasmissione di elevati valori di energia elettrica comporta notevoli difficoltà legate, oltre che al tipo di isolante e alle dimensioni del cavo, anche al modo in cui il calore viene smaltito all'esterno. Inoltre, la vita dell'isolante, intesa come l'intervallo di tempo durante il quale il cavo può esercitare le funzioni per le quali è stato realizzato, cala bruscamente se il salto termico totale viene superato.



Assegnato  $\Delta\theta_{tot}$ , lo scopo del progetto termico è quello di determinare la portata massima ammissibile del cavo. Per determinare la portata occorre valutare l'intera potenza che si dissipa all'interno del cavo (ovvero la potenza termica che si genera al suo interno per effetto dei diversi fenomeni di perdita che hanno sede nei vari strati). Nota la potenza termica, sarà possibile valutare i salti di temperatura  $\Delta\theta$  relativi a ogni strato di cui è composto il cavo. A ciascun elemento del cavo, infatti, compete un diverso salto di temperatura, oltre che una diversa potenza dissipata, e la somma di questi  $\Delta\theta$  non dovrà superare  $\Delta\theta_{tot}$ .

Il progetto termico viene effettuato facendo riferimento alla norma tecnica Norma CEI 20-21, in modo tale da determinare la portata in regime permanente in funzione della temperatura ambiente e modalità di posa. Le elaborazioni di calcolo ed i risultati sono ottenuti, come riportato dalle tabelle sotto riportate, utilizzando la procedura indicata dalla norma:

$$I = [\Delta\theta_{tot} - Wd(0,5T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4))] / (RT_1 + nR(1 + \lambda_1)T_2 + nR(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4))^{1/2}$$

dove:

- $Wd = \omega C U^2 \tan \delta$  (perdite dell'isolante per unità di lunghezza)
- $C = \epsilon / 18 \ln(D_i/d_c)$  (capacità dell'isolante per unità di lunghezza)
- $R = R'(1 + Y_s + Y_p)$  [ $\Omega/m$ ] (resistenza in corrente alternata del conduttore)
- $R' = R_0[1 + \alpha_{20}(\theta - 20)]$  [ $\Omega/m$ ] (resistenza in corrente continua)
- $Y_s$  (fattore dell'effetto pelle)
- $Y_p$  (fattore dell'effetto di prossimità)
- $X_s^2 = 8\pi f 10^{-7} K_p/R'$
- $\lambda = \lambda_1 + \lambda_2$  (fattore di perdita nelle guaine e nello schermo ( $\lambda_2 = 0$  cavo non armato))
- $T_1$  (resistenza termica dell'isolante)
- $T_2$  (resistenza termica dell'imbottitura tra isolante e guaina esterna)
- $T_3$  (resistenza termica del rivestimento esterno del cavo)
- $T_4 = 1,5/3,14 \rho_T \ln(16L_3/D_e s^2)$  (resistenza termica tra la superficie del cavo ed il mezzo ambiente per una terne)
- $\rho_T$  (resistività termica del terreno)
- $T_4'$  (resistenza termica tra superficie esterna del cavo ed il mezzo ambiente per due terne affiancate)
- $T_4''$  (resistenza termica tra superficie esterna del cavo ed il mezzo ambiente per tre terne affiancate)

I cavi saranno posati direttamente a contatto con il terreno. La profondità di posa è di 1,2 m e le terne che seguiranno lo stesso tracciato saranno affiancate ad una distanza, rispetto ai cavi più interni, di 0,3 m asse-asse. La portata dei cavi affiancati è calcolata tenendo conto anche del riscaldamento causato su di esso dalle correnti che effettivamente percorrono gli altri cavi posti nello stesso scavo. Tale calcolo per i vari casi previsti è fatto applicando il principio dell'immagine termica proposta dalla norma CEI 20-21.

Nelle tabelle sotto riportate sono illustrati i risultati dei calcoli di portata in base al numero di terne affiancate per le tagli di cavi che si utilizzeranno nella realizzazione della rete elettrica.

È importante sottolineare che la portata dei cavi dipende fortemente dalla resistività termica del mezzo che circonda il cavo interrato. Per il calcolo delle portate di corrente è stato utilizzato un valore di resistenza termica del terreno di 1 K·m/W.

È importante sottolineare che la resistenza termica dei terreni, lungo il percorso degli elettrodotti di collegamento dei sottocampi con la cabina di raccolta e di questa con la Stazione Elettrica (SE) a 380/150 kV della RTN, cambia di molto a seconda della tipologia dei terreni che si hanno dalla zona del campo fotovoltaico fino ad arrivare alla zona della Stazione.



### 7.3 SCELTA DEL TIPO DI POSA CAVO A 36 KV

Tutti i cavidotti MT interni al campo fotovoltaico saranno interrati ad una profondità non inferiore a 1,10 m. Per quanto riguarda il cavidotto MT di vettoriamento dell'energia di collegamento tra la cabina di raccolta interna al campo fotovoltaico e la Stazione Elettrica a 380/150 kV della RTN mediante stallo arrivo linea, sarà interrato ad una profondità di circa 1,50 m su sede propria o su banchina di strada esistente in conglomerato bituminoso.

I cavi saranno posati su un letto di terreno vegetale oppure di terreno vagliato rinveniente dallo stesso scavo in modo tale da avere una resistenza pari a 1 K·m/W. Verranno posati anche i nastri segnalatori disposti superiormente ai cavi ad almeno 30 cm.

Gli scavi ed i ripristini sulle eventuali carreggiate stradali saranno eseguiti secondo le modalità descritte nelle tavole del progetto esecutivo civile.

Per i cavi, in generale, si definiscono le seguenti modalità di posa:

- L: Cavi direttamente interrati senza protezione meccanica supplementare;
- M: Cavi direttamente interrati con protezione meccanica supplementare (lastra piana M.1 o apposito tegolo M.2);
- N: Cavi in tubo interrato;
- O: Cavi in condotti;
- P: Cavi in cunicolo affiorante;
- Q: Cavo in cunicolo interrato;
- R: Cavo in acqua (posato sul fondo R.1 o interrato sul fondo R.2).

### 7.4 SCELTA DEL LIVELLO DI TENSIONE E DEL TIPO DI CAVO

Ai sensi della norma CEI 11-17, in funzione della tensione nominale del sistema pari a 36 kV, si ottiene:

- valore della tensione massima  $U_n=36$  kV;
- categoria A oppure B cui corrisponde una durata massima per ogni singolo caso di funzionamento con fase a terra da 1 fino a 8 ore;
- tensione di isolamento a campo elettrico radiale  $U_0=21$  kV.

Tra i vari cavi con materiale conduttore in alluminio, è possibile utilizzare cavi ARE4H5(AR)E - ARE4H5(AR)EX 36 kV che sono normati, per quanto riguarda le prove sui materiali, dalla norma CEI. Tutte le verifiche sono state effettuate considerando i dati elettrici e costruttivi forniti dalla committenza nonché i datasheet Prysmian.

Di seguito si riportano le caratteristiche dei vari tipi di cavo.

- ✓ Cavo tipo ARE4H5(AR)E - Cavo tipo ARE4H5(AR)EX
  - Anima costituita da Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio
  - Strato Semiconduttivo interno costituito da miscela estrusa
  - Strato Isolante costituito da Miscela di polietilene reticolato (qualità DIX 8)
  - Strato Semiconduttivo esterno costituito da miscela estrusa
  - Rivestimento protettivo in Nastro semiconduttore igroespandente
  - Schermatura costituita da Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale ( $R_{max}$  3Ω/Km)
  - Protezione meccanica con Materiale Polimerico (Air Bag)
  - Guaina di Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2)



- Il cavo ha una temperatura massima di funzionamento in condizioni ordinarie di 90°C, una temperatura massima ammissibile in corto circuito di 250 °C.

Per i tratti con cavi di sezione minore fino a 400 mmq si utilizzeranno cavi tripolari ad elica visibile tipo ARE4H5(AR)EX o similari mentre laddove risulteranno necessari cavi di sezione maggiore (500 – 630 mmq) si utilizzeranno cavi unipolari tipo ARE4H5(AR)E

Tipo:	ARE4H5(AR)EX
Tensione nominale [kV]:	36
Formazione e sezione [mm <sup>2</sup> ]:	3x1x50
Resistenza a 20 °C [Ω/km]:	0.641
Resistenza a 90 °C [Ω/km]:	0.822
Reattanza [Ω/km]:	0.152
Capacità chilometrica [μF/km]:	0.147

Tabella 1 – Caratteristiche cavo 3x1x50

Tipo:	ARE4H5(AR)EX
Tensione nominale [kV]:	36
Formazione e sezione [mm <sup>2</sup> ]:	3x95
Resistenza a 20 °C [Ω/km]:	0.320
Resistenza a 90 °C [Ω/km]:	0.411
Reattanza [Ω/km]:	0.134
Capacità chilometrica [μF/km]:	0.193

Tabella 1 – Caratteristiche cavo 3x95

Tipo:	ARE4H5(AR)EX
Tensione nominale [kV]:	18/30
Formazione e sezione [mm <sup>2</sup> ]:	3x1x120
Resistenza a 20 °C [Ω/km]:	0.253
Resistenza a 90 °C [Ω/km]:	0.325
Reattanza [Ω/km]:	0.127
Capacità chilometrica [μF/km]:	0.215

Tabella 4 – Caratteristiche cavo 3x1x120

Tipo:	ARE4H5(AR)EX
Tensione nominale [kV]:	36
Formazione e sezione [mm <sup>2</sup> ]:	3x185
Resistenza a 20 °C [Ω/km]:	0.164
Resistenza a 90 °C [Ω/km]:	0.201
Reattanza [Ω/km]:	0.119
Capacità chilometrica [μF/km]:	0.252

Tabella 5 – Caratteristiche cavo 3x185

Tipo:	ARE4H5(AR)E
Tensione nominale [kV]:	36
Formazione e sezione [mm <sup>2</sup> ]:	3x630
Resistenza a 20 °C [Ω/km]:	0.0469
Resistenza a 90 °C [Ω/km]:	0.0635
Reattanza [Ω/km]:	0.094
Capacità chilometrica [μF/km]:	0.357

Tabella 6 – Caratteristiche cavo 3x630

## 7.5 DIMENSIONAMENTO DEI CAVI A 36 kV

Nelle tabelle sottostanti si riportano i dati e i risultati dei calcoli effettuati a piena potenza per tutti i cavidotti MT di collegamento tra le Power Station e la cabina di raccolta. Inoltre, sono state effettuate le verifiche di portata e caduta di tensione sull'elettrodotto MT di collegamento tra la Cabina di raccolta e la Stazione Elettrica 380/150/36 kV:

	Tratto								
--	--------	--	--	--	--	--	--	--	--



N. Sottocampo			Lunghezza Tratto [m]	Sezione [mmq]	Corrente di impiego da load flow [A]	Portata Conduttore (n° terne affiancate) [A]	Margine di sicurezza sul carico [%]	Caduta di tensione sulla linea [%]	Verifica Caduta di tensione
Campo A	1	A5-A2	231	50	65,45	138,7 (2)	52,81	0,06	OK
		A2-A1	24	70	129,4	168,82 (2)	23,35	0,01	OK
		A1-CR	1.577	185	195,44	264,54 (3)	26,12	0,31	OK
	2	A3-A4	410	50	63,35	138,7 (2)	54,33	0,1	OK
		A4-CR	968	95	131,5	183,31 (3)	28,26	0,25	OK
Campo B	1	B1-B2	238	50	63,05	161,28 (1)	60,91	0,06	OK
		B2-B3	460	50	125,79	161,28 (1)	22	0,23	OK
		B3-CR	373	185	188,54	264,54 (3)	28,73	0,07	OK
Campo C	1	C1-C4	615	50	64,25	161,28 (1)	60,16	0,16	OK
		C4-C3	258	50	110,18	161,28 (1)	31,68	0,11	OK
		C3-CR	1.210	120	174,13	230,64 (2)	24,5	0,34	OK
	2	C2-C5	504	50	63,95	138,7 (2)	53,9	0,13	OK
		C5-C6	538	70	129,4	168,82 (2)	23,35	0,19	OK
		C6-CR	130	150	193,63	256,79 (2)	24,6	0,03	OK

Tabella 7: Dimensionamento e verifica della portata e cdt cavidotti a 36 kV interni all'impianto fotovoltaico (potenza erogata 100%)

Cavidotto di vettoriamento a 36 kV	Tratto	Lunghezza Tratto [m]	Sezione [mmq]	Corrente di impiego da Load Flow [A]	Portata Conduttore (n° Terne affiancate) [A]	Margine di sicurezza sul carico [%]	Caduta di tensione sulla linea [%]	Verifica Caduta di tensione
	CR - CV	17.800	630,00	883,25	1528,99 (3)	42,23	1,86	OK
	CV - RTN	50	630,00	883,25	1123,87 (2)	21,41	0,01	OK

Tabella 8: Dimensionamento e verifica della portata e cdt dei due tratti del cavidotto di vettoriamento a 36 kV (potenza erogata 100%)

Dai risultati ottenuti, si può constatare che, in regime di funzionamento ordinario (caso di massima potenza erogata), i vincoli impostati sono verificati su ogni tratto di linea.

## 7.6 CONDIZIONI OPERATIVE E VINCOLI

Per i calcoli elettrici relativi ai cavidotti, si sono considerate le seguenti condizioni:

di carico:

- potenza max generatore fotovoltaico afferente ad un Inverter: 4249,44 kW;
- Tensione nominale elettrodotto: 36 kV
- di posa dei conduttori:
- tipologia di posa: direttamente interrato;
- profondità di posa: 1,00/1,2 m;
- temperatura del terreno: 25°C;

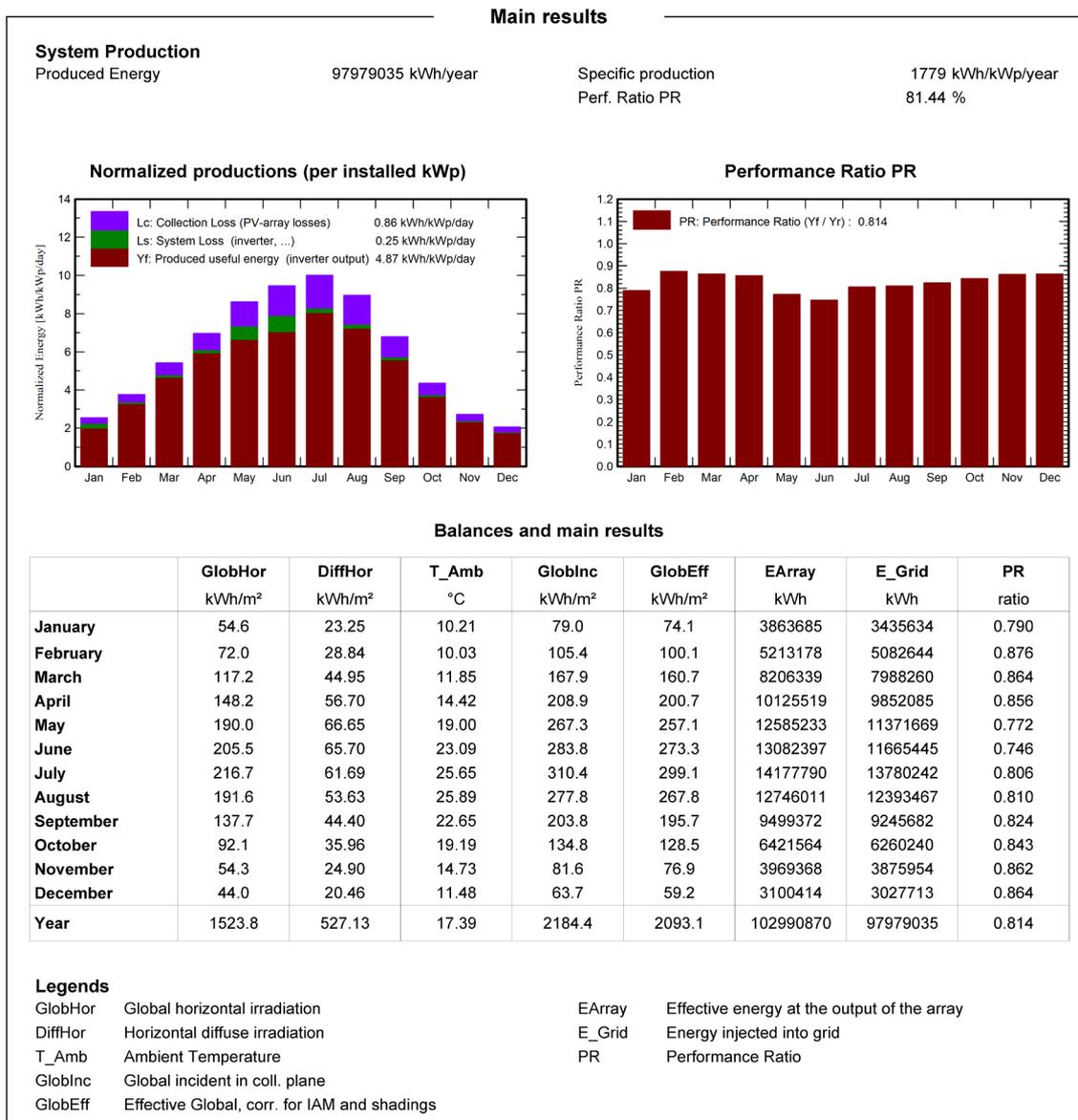


- resistività termica del terreno: 1 K·m/W;
- distanza di posa: 25 cm;
- numero totale massimo di terne nello stesso scavo: 3;
- Si sono considerati i seguenti vincoli, imposti dal corretto funzionamento degli impianti e dalla scelta della soluzione più economica:
- massima caduta di tensione per collegamento tra due Power Station  $\Delta V = 0,32\%$ ;
- massima caduta di tensione per collegamento tra Power Station e Cabina di Raccolta  $\Delta V = 0,5\%$ ;
- tempo di intervento protezione  $t=0,5$  s;
- massime perdite ammesse sulle linee: 2,5%;
- massimo carico previsto per il cavo: 80 %.



## 8. VALUTAZIONE DELLA PRODUCIBILITÀ

È stata eseguita una stima della producibilità, utilizzando l'applicazione PVsyst, elaborata da Group of Energy Institute of the Sciences of the Environment, University of Geneva, attraverso la quale troviamo il valore della producibilità elettrica annua per ogni kWp e la produzione totale annua dell'impianto.



Per ulteriori dettagli consultare l'allegato 1.



## 9. VERIFICHE E COLLAUDO

### 9.1 CERTIFICAZIONE

A seguito della realizzazione dell'impianto l'Installatore dovrà rilasciare un certificato di collaudo ai fini del rilascio della dichiarazione di conformità ai sensi del DM 37/08.

### 9.2 COLLAUDO

Al termine delle installazioni saranno eseguite a cura dell'installatore tutte le prove di collaudo tecnico-funzionale necessarie per assicurare la conformità delle opere alla progettazione esecutiva, la qualità delle stesse ed il loro corretto funzionamento.

L'impianto fotovoltaico e i relativi componenti saranno realizzati nel rispetto delle norme tecniche vigenti e ai sensi di quanto previsto dalle Norme CEI 82-25 e DM 37/08;

I moduli fotovoltaici saranno provati e verificati da laboratori accreditati, per le specifiche prove necessarie alla verifica dei moduli, in conformità alla norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025. Tali laboratori sono accreditati EA (European Accreditation Agreement) o hanno stabilito con EA accordi di mutuo riconoscimento.

Gli impianti fotovoltaici saranno realizzati con componenti che assicurino l'osservanza delle due seguenti condizioni:

a)  $P_{cc} > 0,85 * P_{nom} * I/I_{stc}$

dove:

- $P_{cc}$  è la potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del  $\pm 2\%$ ;
- $P_{nom}$  è la potenza nominale del generatore fotovoltaico;
- $I$  è l'irraggiamento [ $W/m^2$ ] misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del  $\pm 3\%$ ;
- $I_{stc}$ , pari a  $1000 W/m^2$ , è l'irraggiamento in condizioni di prova standard;

Tale condizione è stata verificata per  $I > 600 W/m^2$ .

b)  $P_{ca} > 0,9 * P_{cc}$

dove:

- $P_{ca}$  è la potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente generata dai moduli fotovoltaici continua in corrente alternata, con precisione migliore del  $2\%$ .

La misura della potenza  $P_{cc}$  e della potenza  $P_{ca}$  deve essere effettuata in condizioni di irraggiamento ( $I$ ) sul piano dei moduli superiore a  $600 W/m^2$ .

Verranno effettuate esami a vista, verifica di tensioni e correnti di stringa, misura dell'isolamento dei circuiti e verifica dei collegamenti equipotenziali. Tutte le prove di collaudo eseguite sul campo saranno eseguite in contraddittorio con il Committente o un suo rappresentante (Direzione lavori o Collaudatore).

Per tutte le altre forniture saranno eseguite le prove richieste dalla normativa tecnica.

Di tutte le prove eseguite, sia in fabbrica che in sito, l'installatore consegnerà al committente appositi verbali di collaudo.

### 9.3 VERIFICHE DELL'IMPIANTO DI TERRA

L'impianto di terra sarà verificato mediante esami a vista e prove prima della messa in servizio dell'impianto. Pertanto, sarà effettuata la verifica dell'impianto di terra con la produzione della Dichiarazione di Conformità rilasciata dall'installatore della messa in servizio dell'impianto per consegnare copia al Committente.



Le modalità di prova dell'efficienza dell'impianto di terra saranno effettuate con le seguenti verifiche:

- continuità elettrica dell'impianto di terra al partire dal dispersore fino alle masse e masse estranee collegate;
- isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;

Le misure saranno effettuate, per quanto possibile, con l'impianto nelle ordinarie condizioni di funzionamento.

#### **9.4 VERIFICHE DEI SISTEMI DI MISURE**

Come condizione preliminare all'attivazione dell'impianto, il sistema di misura sarà sottoposto a verifica di prima posa da parte del responsabile dell'installazione e manutenzione dello stesso. Inoltre, si verificherà la teleleggibilità dei dati di misura del contatore da parte del sistema centrale di telelettura.

#### **9.5 DOCUMENTAZIONE DA PRODURRE**

Dovranno essere emessi e rilasciati dall'installatore i seguenti documenti:

- manuale di uso e manutenzione, inclusivo della pianificazione consigliata degli interventi di manutenzione;
- dichiarazione attestante le verifiche effettuate e il relativo esito;
- dichiarazione di conformità ai sensi del D.M. 37/08 (ex legge 46/90, articolo 1, lettera a);
- certificazione rilasciata da un laboratorio accreditato circa la conformità alla norma CEI EN 61215, per moduli al silicio cristallino;
- certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate;
- garanzia sull'intero impianto e sulle relative prestazioni di funzionamento.

La ditta installatrice, oltre ad eseguire scrupolosamente quanto indicato nel presente progetto, dovrà eseguire tutti i lavori nel rispetto della REGOLA DELL'ARTE



## 10. ALLEGATO 1



Version 7.4.5

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

Project: Minervino

Variant: Nuova variante di simulazione

No 3D scene defined, no shadings

System power: 55.07 MWp

Minervino Murge - Italy

**Author**  
Hope Engineering srl (italy)





**PVsyst V7.4.5**

VC0, Simulation date:  
 20/02/24 13:04  
 with v7.4.5

**Project: Minervino**

Variant: Nuova variante di simulazione

Hope Engineering srl (italy)

**Project summary**

<b>Geographical Site</b> <b>Minervino Murge</b> Italy	<b>Situation</b> Latitude 41.12 °N Longitude 16.13 °E Altitude 437 m Time zone UTC+1	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Meteo data</b> Minervino Murge NASA-SSE satellite data 1983-2005 - Sintetico		

**System summary**

<b>Grid-Connected System</b> <b>PV Field Orientation</b> <b>Orientation</b> Tracking plane, horizontal N-S axis Axis azimuth 0 °	<b>No 3D scene defined, no shadings</b> <b>Tracking algorithm</b> Astronomic calculation	<b>Near Shadings</b> No Shadings
<b>System information</b> <b>PV Array</b> Nb. of modules 76492 units Pnom total 55.07 MWp	<b>Inverters</b> Nb. of units 14 units Pnom total 56.00 MWac Pnom ratio 0.983	
<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)		

**Results summary**

Produced Energy	97979035 kWh/year	Specific production	1779 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	81.44 %
-----------------	-------------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
Single-line diagram	8





**PVsyst V7.4.5**

VC0, Simulation date:  
 20/02/24 13:04  
 with v7.4.5

**Project: Minervino**

Variant: Nuova variante di simulazione

Hope Engineering srl (italy)

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>	<b>No 3D scene defined, no shadings</b>	
<b>PV Field Orientation</b>	<b>Tracking algorithm</b>	<b>Trackers configuration</b>
<b>Orientation</b>	Astronomic calculation	No 3D scene defined
Tracking plane, horizontal N-S axis		
Axis azimuth 0 °		
<b>Models used</b>		
Transposition Perez		
Diffuse Perez, Meteorom		
Circumsolar separate		
<b>Horizon</b>	<b>Near Shadings</b>	<b>User's needs</b>
Free Horizon	No Shadings	Unlimited load (grid)

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>	<b>Inverter</b>	
Manufacturer Huasun	Manufacturer SMA	
Model Himalaya G12 Series HS-210-B132 DS720 720W cells (Custom parameters definition)	Model Sunny Central 4000 UP (Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power 720 Wp	Unit Nom. Power 4000 kWac	
Number of PV modules 76492 units	Number of inverters 14 units	
Nominal (STC) 55.07 MWp	Total power 56000 kWac	
Modules 2942 string x 26 In series	Operating voltage 880-1325 V	
<b>At operating cond. (50°C)</b>	Pnom ratio (DC:AC) 0.98	
Pmpp 50.64 MWp		
U mpp 1015 V		
I mpp 49881 A		
<b>Total PV power</b>	<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC) 55074 kWp	Total power 56000 kWac	
Total 76492 modules	Number of inverters 14 units	
Module area 237611 m <sup>2</sup>	Pnom ratio 0.98	
Cell area 215226 m <sup>2</sup>		

**Array losses**

<b>Array Soiling Losses</b>	<b>Thermal Loss factor</b>	<b>DC wiring losses</b>
Loss Fraction 3.0 %	Module temperature according to irradiance	Global array res. 0.45 mΩ
	Uc (const) 20.0 W/m <sup>2</sup> K	Loss Fraction 2.0 % at STC
	Uv (wind) 0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s	
<b>Module Quality Loss</b>	<b>Module mismatch losses</b>	<b>Strings Mismatch loss</b>
Loss Fraction 0.0 %	Loss Fraction 2.0 % at MPP	Loss Fraction 0.2 %
<b>IAM loss factor</b>		
Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526		
0°	30°	50°
1.000	0.998	0.981
60°	70°	75°
0.948	0.862	0.776
80°	85°	90°
0.636	0.403	0.000

**System losses**

<b>Unavailability of the system</b>
Time fraction 2.0 %
7.3 days,
3 periods





**PVsyst V7.4.5**

VC0, Simulation date:  
20/02/24 13:04  
with v7.4.5

**Project: Minervino**

Variant: Nuova variante di simulazione

Hope Engineering srl (italy)

**AC wiring losses**

Inv. output line up to injection point	
Inverter voltage	600 Vac tri
Loss Fraction	2.00 % at STC
Inverter: Sunny Central 4000 UP	
Wire section (14 Inv.)	Copper 14 x 3 x 2500 mm <sup>2</sup>
Average wires length	248 m





Project: Minervino

Variant: Nuova variante di simulazione

Hope Engineering srl (italy)

PVsyst V7.4.5

VC0, Simulation date:  
 20/02/24 13:04  
 with v7.4.5

Main results

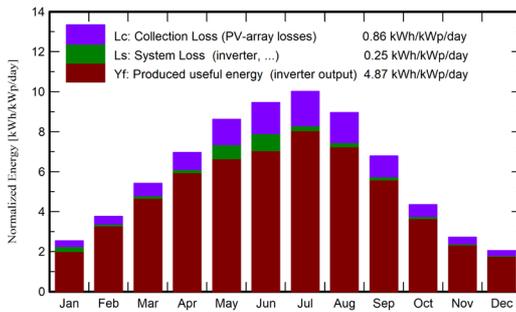
System Production

Produced Energy 97979035 kWh/year

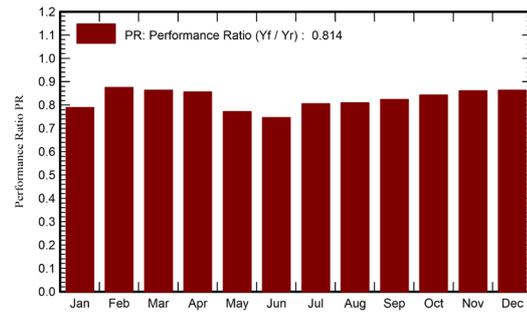
Specific production  
 Perf. Ratio PR

1779 kWh/kWp/year  
 81.44 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	ratio
January	54.6	23.25	10.21	79.0	74.1	3863685	3435634	0.790
February	72.0	28.84	10.03	105.4	100.1	5213178	5082644	0.876
March	117.2	44.95	11.85	167.9	160.7	8206339	7988260	0.864
April	148.2	56.70	14.42	208.9	200.7	10125519	9852085	0.856
May	190.0	66.65	19.00	267.3	257.1	12585233	11371669	0.772
June	205.5	65.70	23.09	283.8	273.3	13082397	11665445	0.746
July	216.7	61.69	25.65	310.4	299.1	14177790	13780242	0.806
August	191.6	53.63	25.89	277.8	267.8	12746011	12393467	0.810
September	137.7	44.40	22.65	203.8	195.7	9499372	9245682	0.824
October	92.1	35.96	19.19	134.8	128.5	6421564	6260240	0.843
November	54.3	24.90	14.73	81.6	76.9	3969368	3875954	0.862
December	44.0	20.46	11.48	63.7	59.2	3100414	3027713	0.864
Year	1523.8	527.13	17.39	2184.4	2093.1	102990870	97979035	0.814

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		





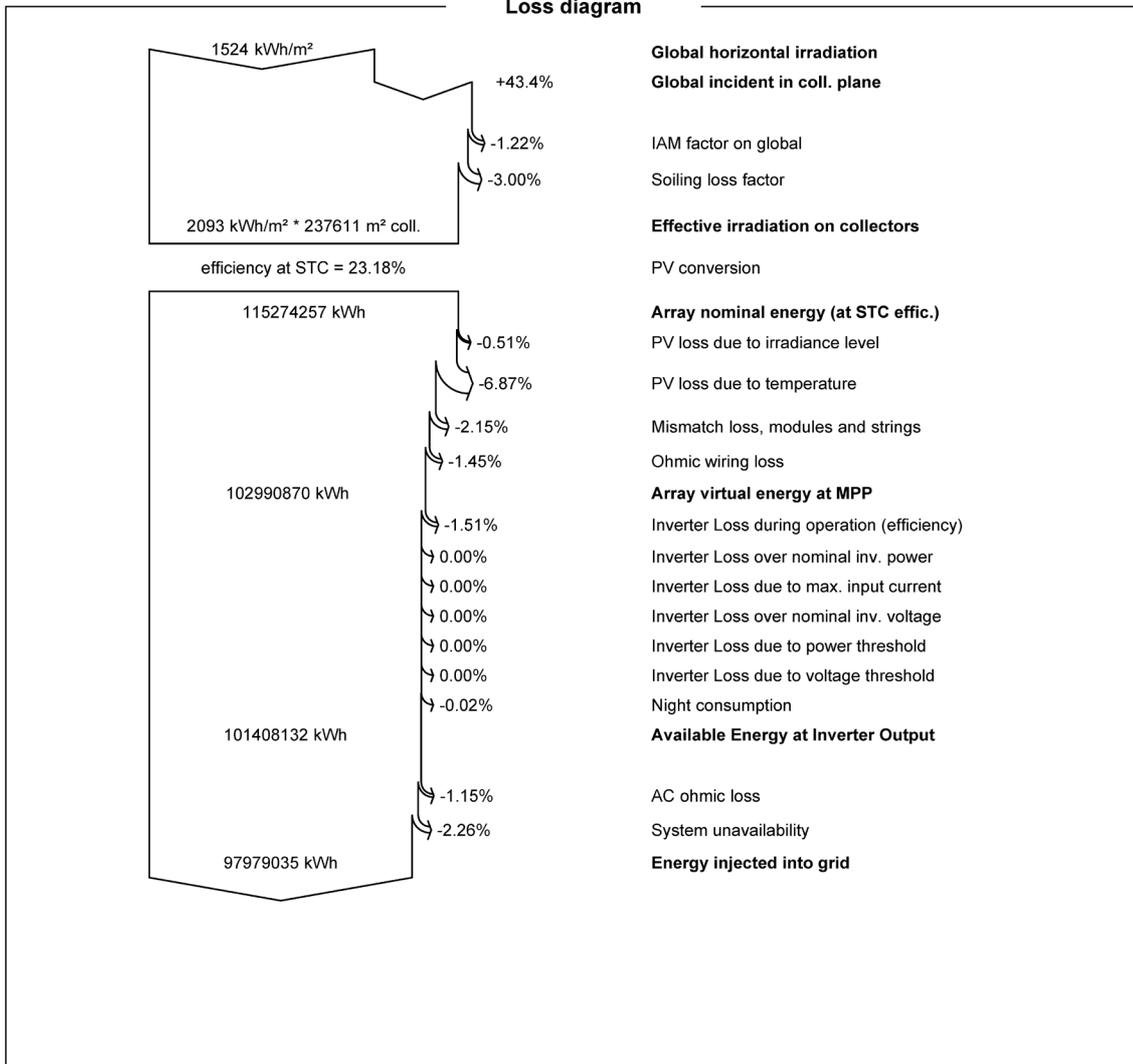
**PVsyst V7.4.5**  
 VCO, Simulation date:  
 20/02/24 13:04  
 with v7.4.5

**Project: Minervino**

Variant: Nuova variante di simulazione

Hope Engineering srl (italy)

**Loss diagram**





**PVsyst V7.4.5**  
VC0, Simulation date:  
20/02/24 13:04  
with v7.4.5

Project: Minervino

Variant: Nuova variante di simulazione

Hope Engineering srl (italy)

Predef. graphs

