



# REGIONE SICILIA

## CITTA' METROPOLITANA DI PALERMO

### LIBERO CONSORZIO COMUNALE DI TRAPANI

PROGETTO: Località Impianto  
 COMUNE DI GIBELLINA (TP) CONTRADA MAGIONE  
 COMUNE DI MONREALE (PA) CONTRADE SPIZZECA, PARRINO E TORRETTA  
Località Connessione  
 COMUNE DI GIBELLINA (TP) CONTRADA CASUZZE  
Località Area di produzione Idrogeno  
 COMUNI DI GIBELLINA (TP)-POGGIOREALE (TP) CONTRADA ABITA DI SOPRA

Oggetto: **PROGETTO DEFINITIVO**  
 Realizzazione impianto agro-fotovoltaico denominato "S&P 9" con  
 potenza di picco 110.271 kWp e potenza nominale 100.000,00 kW  
 con annessa produzione di Idrogeno

CODICE ELABORATO:

PROPONENTE	TIPOLOGIA DOCUMENTO	PROGRESSIVO	REV
SP9	REL	001	00

EPD = ELABORATO DEL PROGETTO DIGITALE;      REL = RELAZIONE;  
 ADD = ALTRA DOCUMENTAZIONE;              IST = ISTANZA

DATA:  
22/01/2022

ELABORATO: SP9REL001\_00-SeP\_9-IMPIANTO-IT-  
RELAZIONE\_TECNICA


Rev.	Data Rev.	Data Rev.

TAV:  
REL001


PAGINE:  
111

PROGETTISTI:

Ing. Sapienza Angelo



Ing. Rizzuto Vincenzo



SPAZIO RISERVATO PER LE APPROVAZIONI

SOCIETA':

**S&P 9 S.R.L.**  
 SICILIA E PROGRESSO  
 sede legale: Corso dei Mille 312, 90047 Partinico (PA)  
 C.F.: 06974380823 tel.: 0919865917 - fax: 0918902855  
 email: sviluppousep9@gmail.com  
 pec: sviluppousep9@pec.it



## INDICE

<b>1</b>	<b>PREMESSA .....</b>	<b>3</b>
1.1.	SOGGETTO PROPONENTE.....	3
<b>2</b>	<b>PRESENTAZIONE DEL PROGETTO .....</b>	<b>4</b>
2.1	INQUADRAMENTO TERRITORIALE .....	4
2.2	CARATTERISTICHE GENERALI DEL PROGETTO.....	21
<b>3</b>	<b>RIFERIMENTI NORMATIVI.....</b>	<b>24</b>
3.1	NORME E INDIRIZZI COMUNITARI.....	24
3.2	NORME E INDIRIZZI NAZIONALI .....	25
3.2.1	Norme .....	25
3.3	NORME E INDIRIZZI REGIONALI .....	25
3.3.1	Norme .....	25
<b>4</b>	<b>DESCRIZIONE DEL PROGETTO .....</b>	<b>27</b>
4.1	DIMENSIONE E CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO .....	27
4.2	TECNOLOGIE E TECNICHE ADOTTATE.....	39
4.3	CARATTERISTICHE DELLA SEZIONE DI BASSA TENSIONE .....	63
4.4	RETE DI MEDIA TENSIONE E PERCORSO CAVIDOTTO.....	66
4.5	AREA DI IMPIANTO DESTINATA ALLA PRODUZIONE DI IDROGENO .....	71
4.6	IMPIANTO DI RETE .....	79
4.7	AREA DI IMPIANTO DESTINATA ALLA PRODUZIONE DI IDROGENO .....	86
4.8	PREDISPOSIZIONE E ANALISI DI SOLUZIONI DI ACCUMULO ENERGETICO .....	93
<b>5</b>	<b>RISORSE NATURALI .....</b>	<b>104</b>
5.1	MATERIALI E RISORSE NATURALI IMPIEGATE .....	104
<b>6</b>	<b>SICUREZZA DELL'IMPIANTO.....</b>	<b>106</b>
6.1	PROTEZIONE DA CORTO-CIRCUITI SUL LATO D-C DELL'IMPIANTO .....	106
6.2	PROTEZIONE DA CONTATTI ACCIDENTALI LATO D-C DELL'IMPIANTO .....	106
6.3	PROTEZIONE DALLE FULMINAZIONI.....	106
6.4	SICUREZZA SUL LATO AC.....	107
6.5	IMPIANTO DI MESSA A TERRA.....	107
<b>7</b>	<b>VERIFICA TECNICO-FUNZIONALE .....</b>	<b>108</b>
<b>8</b>	<b>PRESTAZIONI .....</b>	<b>108</b>
<b>9</b>	<b>RICADUTE OCCUPAZIONALI .....</b>	<b>110</b>
<b>10</b>	<b>DATI CLIMATICI E IRRAGGIAMENTO .....</b>	<b>111</b>

## 1 PREMESSA

L'energia solare è la fonte più diffusa di energia, disponibile ovunque ed in modo gratuito. Con le attuali tecnologie è possibile, per mezzo di generatori a celle fotovoltaiche, convertire la luce solare in energia elettrica, ovvero la produzione di energia avviene solo in presenza della luce solare e sarà tanto più grande quanto maggiore sarà l'insolazione diretta ed il tempo di esposizione dei moduli fotovoltaici ai raggi del sole.

La produzione di energia fotovoltaica è utilizzabile dove è prodotta e la sua diffusione riduce le linee di interconnessione ad alta tensione, ovvero facendo la cosiddetta "micro-generazione diffusa" e le minigrig locali.

Più in generale, l'applicazione della tecnologia fotovoltaica consente:

- La produzione di energia elettrica nel luogo di utilizzo della stessa;
- la produzione di energia elettrica senza alcun tipo di inquinamento;
- Il risparmio di combustibile fossile;
- La riduzione di immissione di anidride carbonica nell'atmosfera;
- La riduzione di immissione di NOx e SOx nell'atmosfera;
- Produzione energetica azzerando l'inquinamento acustico;
- Un incremento occupazionale ed economico sul tessuto produttivo locale;
- Un ritorno economico dell'investimento negli anni di vita dell'impianto.

### 1.1. Soggetto Proponente

S&P 9 s.r.l., redattrice del progetto, è una società attiva nella produzione di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, in particolar modo, dal solare fotovoltaico. È iscritta presso la Camera di Commercio di Palermo con n. Rea PA-428827, Partita IVA 06974380823, ha sede legale presso Partinico (PA) in corso dei Mille n. 312.

S&P 9 s.r.l. si propone di realizzare un impianto agro-fotovoltaico, per sé stessa con consegna alla rete dell'energia prodotta, curando in proprio tutte le attività necessarie.

Nella filosofia progettuale di S&P 9 s.r.l. si intende valorizzare l'energia prodotta con tecnologia fotovoltaica, contestualizzando al meglio l'impianto nel rispetto delle caratteristiche territoriali e ambientali peculiari dei siti in cui essi vengono realizzati con l'implementazione del progetto agronomico per la produzione di prodotti tipici locali

quali olio d'oliva, miele, sulla ed erbe officinali; investendo in tali risorse si intende contribuire al miglioramento ambientale delle aree di progetto.

## 2 PRESENTAZIONE DEL PROGETTO

### 2.1 Inquadramento territoriale

S&P 9 s.r.l. intende realizzare in Contrada Magione e Casuzze, nel Comune di Gibellina (TP) ed in Contrada Spizzeca, Parrino e Torretta, nel Comune di Monreale (PA), e in contrada Abita Di Sopra, nei comuni di Poggioreale (TP) e Gibellina (TP), un impianto agro-fotovoltaico ad inseguimento monoassiale per la produzione di energia elettrica con annessa produzione di idrogeno.

L'impianto che la S&P 9 srl presenta in autorizzazione è composto da:

- Campi agro-fotovoltaici, siti in Contrada Magione nel Comune di Gibellina (TP), in Contrada Spizzeca, Parrino e Torretta, nel Comune di Monreale (PA), ed in Contrada Abita di Sopra, nei Comuni di Gibellina (TP) e Poggioreale (TP);
- Stazione di trasformazione e consegna Rete-Utente, nel Comune di Gibellina (TP) in Contrada Casuzze;
- Area di produzione di idrogeno, in Contrada Abita di Sopra, nei Comuni di Gibellina (TP) e Poggioreale (TP);
- Cavidotti di collegamento MT (30kV), nei Comuni di Monreale (PA), Gibellina (TP) e Poggioreale (TP).

L'impianto si sviluppa su una superficie lorda complessiva di circa 276,63 Ha di cui:

- 47,39 ha appartenenti all'area di impianto ricadente nel Comune di Gibellina (TP) Contrada Magione;
- 77,92 ha appartenenti all'area di impianto ricadente nel Comune di Monreale (PA), Contrada Spizzeca;
- 48,78 ha appartenenti all'area di impianto ricadente nel Comune di Monreale (PA), Contrada Parrino;
- 68,51 ha appartenenti all'area di impianto ricadente nel Comune di Monreale (PA),



Contrada Torretta;

- 24,63 ha appartenenti alla stazione utente-rete sita nel Comune di Gibellina (TP) in Contrada Casuzze;
- 9,41 ha appartenenti all'area di impianto e produzione di idrogeno verde, in Contrada Abita di Sopra, nei Comuni di Gibellina (TP) e Poggioreale (TP).

Gli impianti agro-fotovoltaici avranno una potenza di 110.271 kWp (100.000,00 kW) e l'energia prodotta sarà ceduta alla rete elettrica di alta tensione, tramite la costruenda stazione di trasformazione a 220 kV, idonea ad accettare la potenza. L'impianto dedicato alla produzione di idrogeno avrà invece una potenza di circa 35 MW.

L'area di interesse ricade nella Zona Territoriale Omogenea "ZONA E", ossia Zona Agricola e non vi è alcun tipo di vincolo in corrispondenza delle strutture, locali e attrezzature che compongono l'impianto.

L'area ricade all'interno del bacino idrografico BAC-045 Fiume San Bartolomeo e del bacino idrografico BAC-057 Fiume del Belice, secondo il piano del bacino dell'assetto idrogeologico (PAI).

Le coordinate geografiche (baricentro approssimativo) dei siti di impianto e della stazione sono:

Coordinate Stazione e Rete- Utente	Coordinate Abita di Sopra	Coordinate Magione	Coordinate Spizzec a	Coordinate Parrino	Coordinate Torretta
Lat: 37.82604 0° Long: 12.94185 2°	Lat: 37.81221 3° Long: 13.01601 1°	Lat: 37.82598 9° Long: 12.91323 7°	Lat: 37.82745 5° Long: 13.01177 7°	Lat: 37.83737 8° Long: 13.06001 2°	Lat: 37.83434 8° Long: 13.09017 9°

Di seguito si riporta l'ubicazione delle aree di impianto e della stazione elettrica di consegna visti da Google Earth (Fig. 1) e su ortofoto (Fig. 2A-2B – 2C – 2D – 2E- 2F).

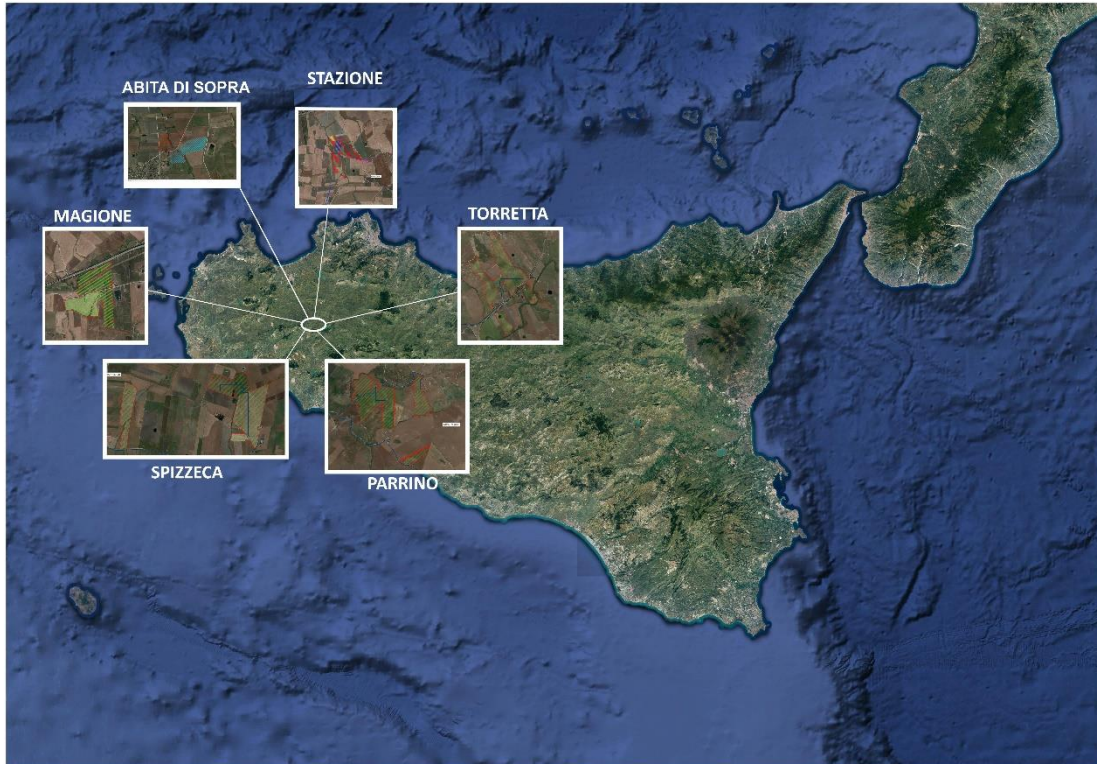
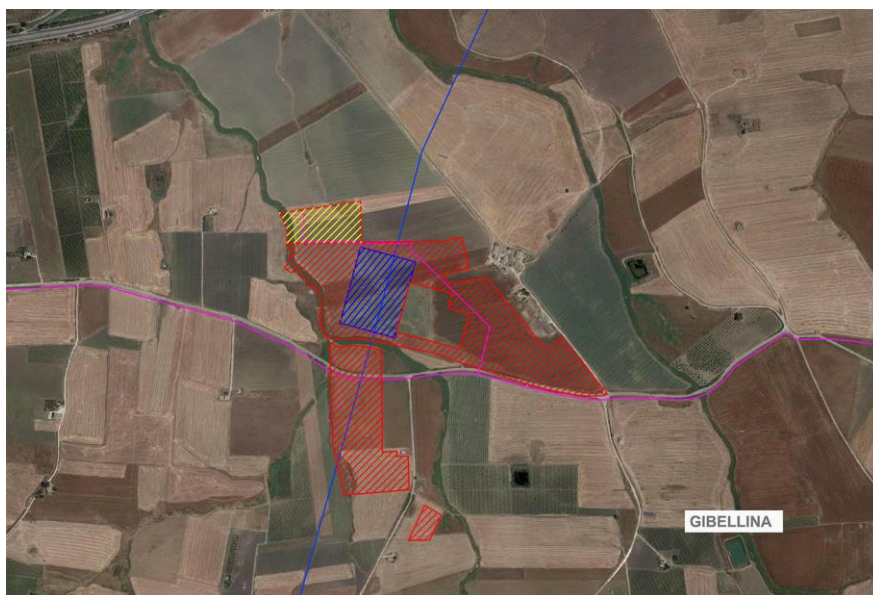


Figura 1 – Ubicazione area impianto e stazione di consegna (Google Earth)



LEGENDA

- Site d'intervento
- Tracciato cavidotto AT
- ▨ Area interessata alla stazione AT rete-utente
- ▨ Area stazione di rete
- ▨ Area stazione utente

Figura 2 A - Ortofoto dell'area della stazione ricadente sul territorio di Gibellina (TP) **Contrada Casuzze** e cavidotto di connessione



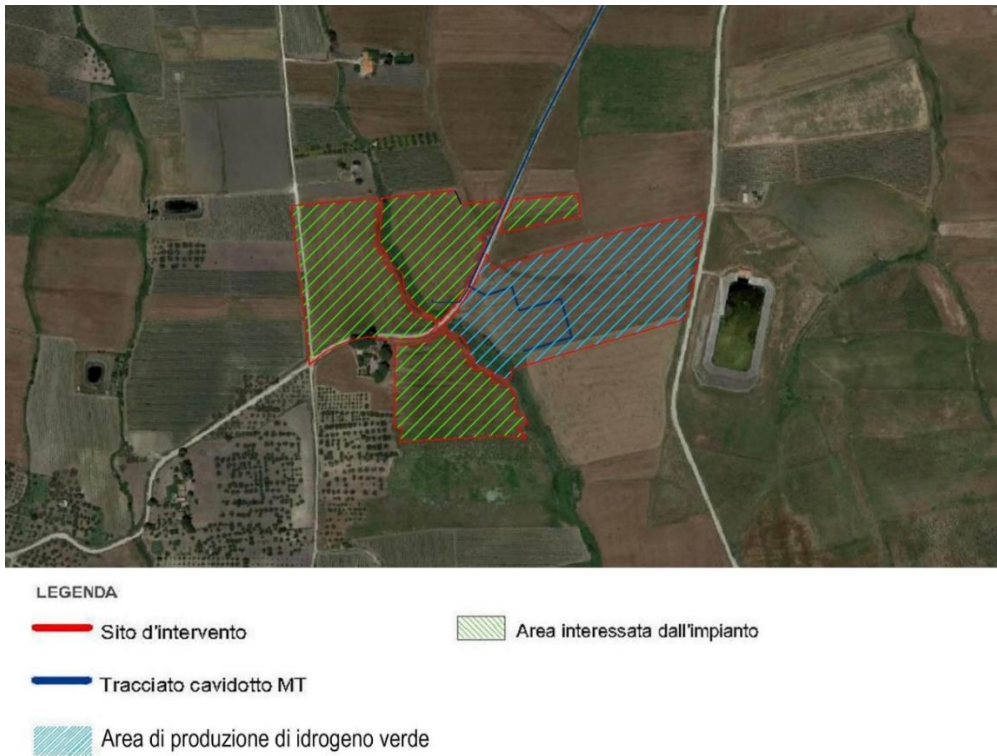


Figura 2 B - Ortofoto dell'area di produzione di idrogeno ricadente in **Contrada Abita di Sopra**, nei territori di **Gibellina (TP)** e **Poggioreale (TP)** e cavidotto di connessione



Figura 2 C - Ortofoto dell'area di impianto ricadente in **Contrada Magione (Gibellina-TP)** e cavidotto di connessione



Figura 2 D - Ortofoto dell'area di impianto ricadente in **Contrada Spizzeca (Monreale-PA)** e cavidotto di connessione

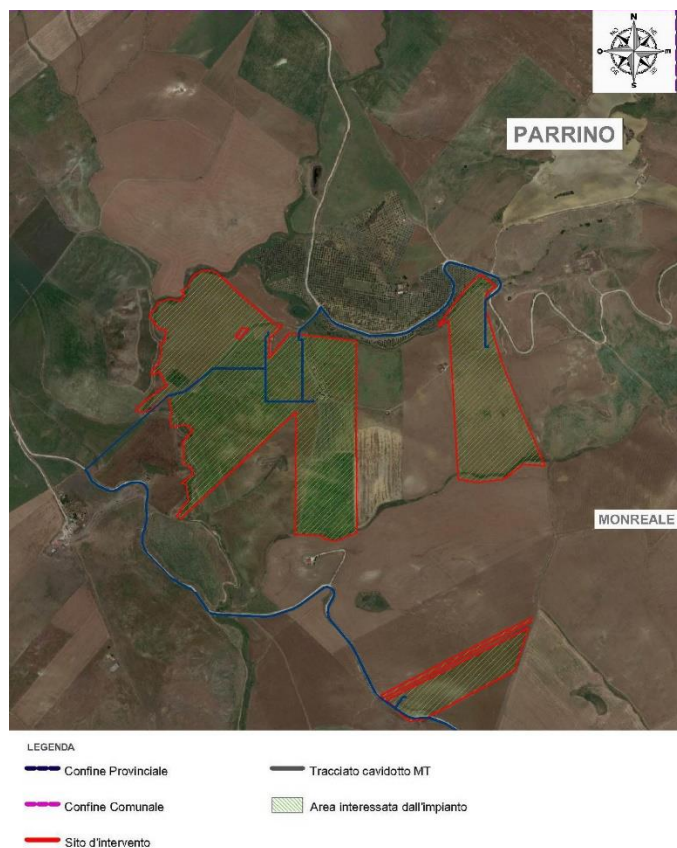


Figura 2 E - Ortofoto dell'area di impianto ricadente in **Contrada Parrino (Monreale-PA)** e cavidotto di connessione



Figura 2 F - Ortofoto dell'area di impianto ricadente in **Contrada Torretta (Monreale-PA)** e cavidotto di connessione

Il sito dell'impianto agro-fotovoltaico è individuato nella Tavoletta "**Santa Ninfa**", Foglio N°257, Quadrante II, Orientamento N.E., Tavoletta "**Gibellina**", Quadrante III, Orientamento N.O., nella Tavoletta "**Monte Bruca**", Quadrante III, Orientamento N.E., nella Tavoletta "**Montepietroso**", Foglio N°258, Quadrante IV, Orientamento S.O. e nella Tavoletta "**Camporeale**", Foglio N° 258, Quadrante IV, Orientamento S.E. della Carta d'Italia scala 1: 25.000 edita dall'I.G.M. (Figura 3) e nelle sezioni 606150 (sito Magione), 606160 (stazione rete-utente), 607130 (sito Spizzeca, Parrino e Abita di Sopra) e 6071401 (sito Torretta), della Carta Tecnica Regionale in scala 1: 10.000 (Figure 4-5).

La S&P 9 s.r.l. ha ottenuto dal gestore di rete Terna la soluzione tecnica minima generale (STMG) per connettere 100 MWn sul territorio di Gibellina in data 20/10/2021 (cod. pratica 202100900), la quale prevede che il parco fotovoltaico venga collegato alla Linea AT del distributore tramite la costruenda stazione MT da 220 kV.



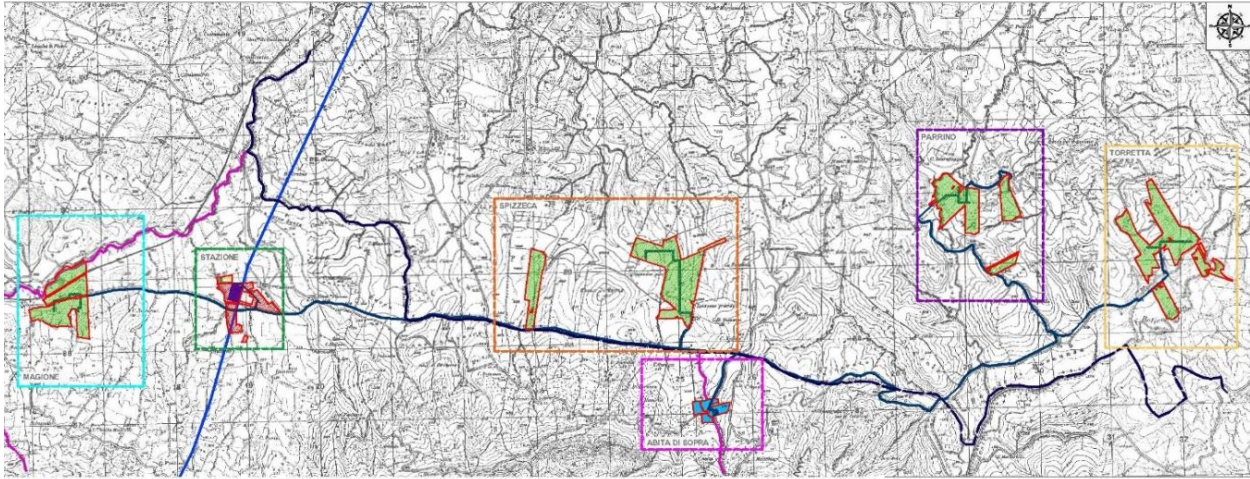


Figura 3 – Inquadramento territoriale di S&P 9 I.G.M. scala 1:25.000 (TAV. IT-COG)

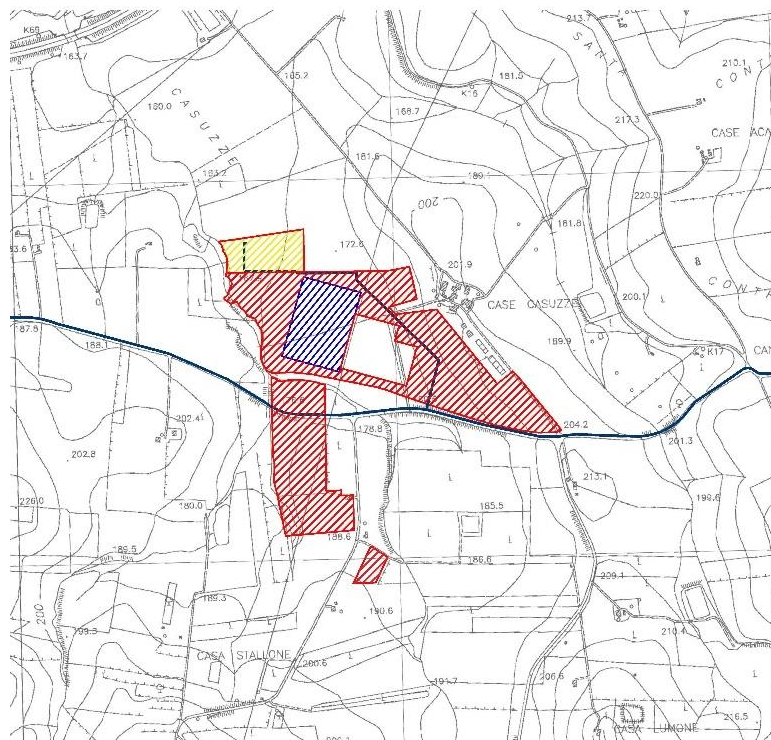


Figura 4 A – Inquadramento territoriale dell'area della stazione ricadente sul territorio di Gibellina (TP - Contrada Casuzze) su C.T.R. scala 1:10.000 (TAV. IT-COG)



Figura 4 B – Layout della stazione ricadente sul territorio di Gibellina (TP - **Contrada Casuzze**) con cavidotto (TAV. IT-LAY)

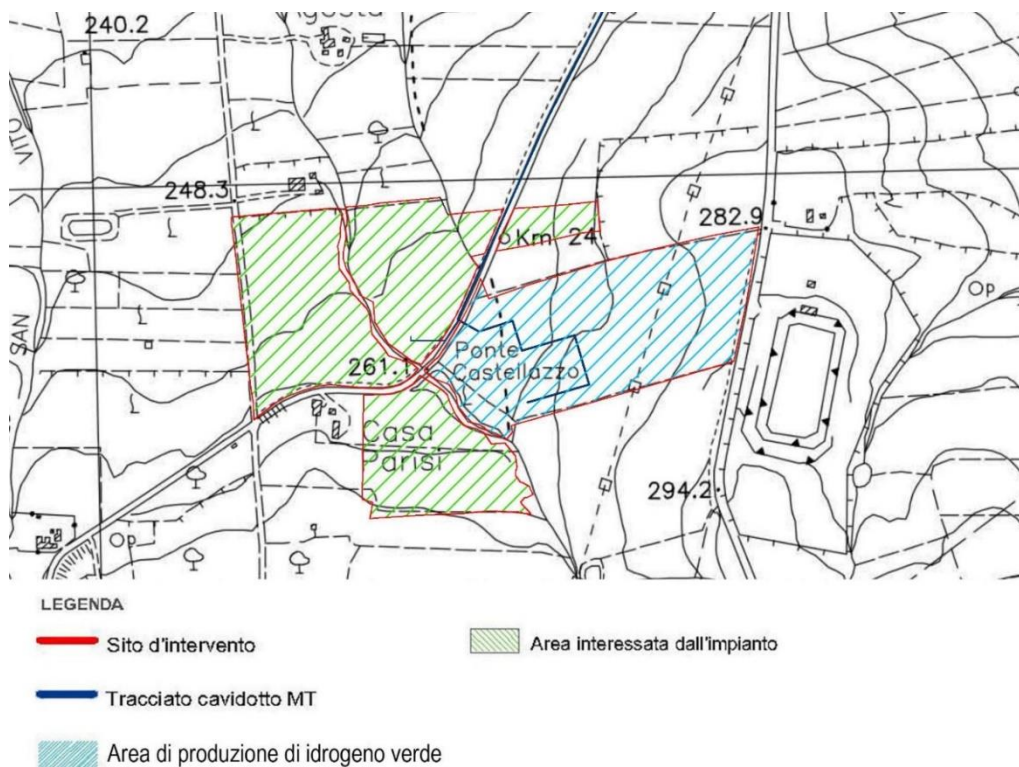


Figura 4 C – Inquadramento territoriale dell'area di produzione di idrogeno ricadente in **Contrada Abita di Sopra**, nei territori di Gibellina (TP) e Poggioreale (TP) e cavidotto di connessione



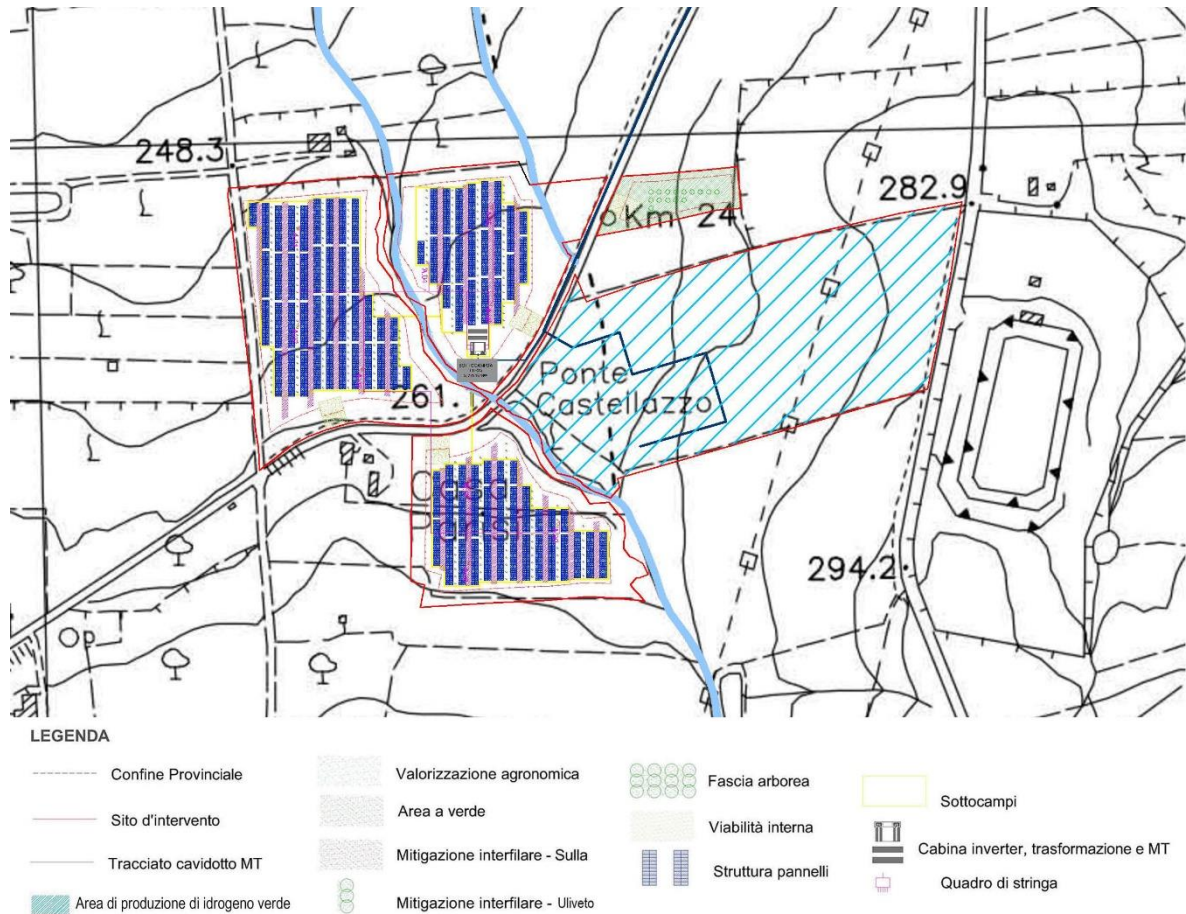


Figura 4 D – Layout dell'area di produzione di idrogeno ricadente in **Contrada Abita di Sopra**, nei territori di Gibellina (TP) e Poggioreale (TP) e cavidotto di connessione



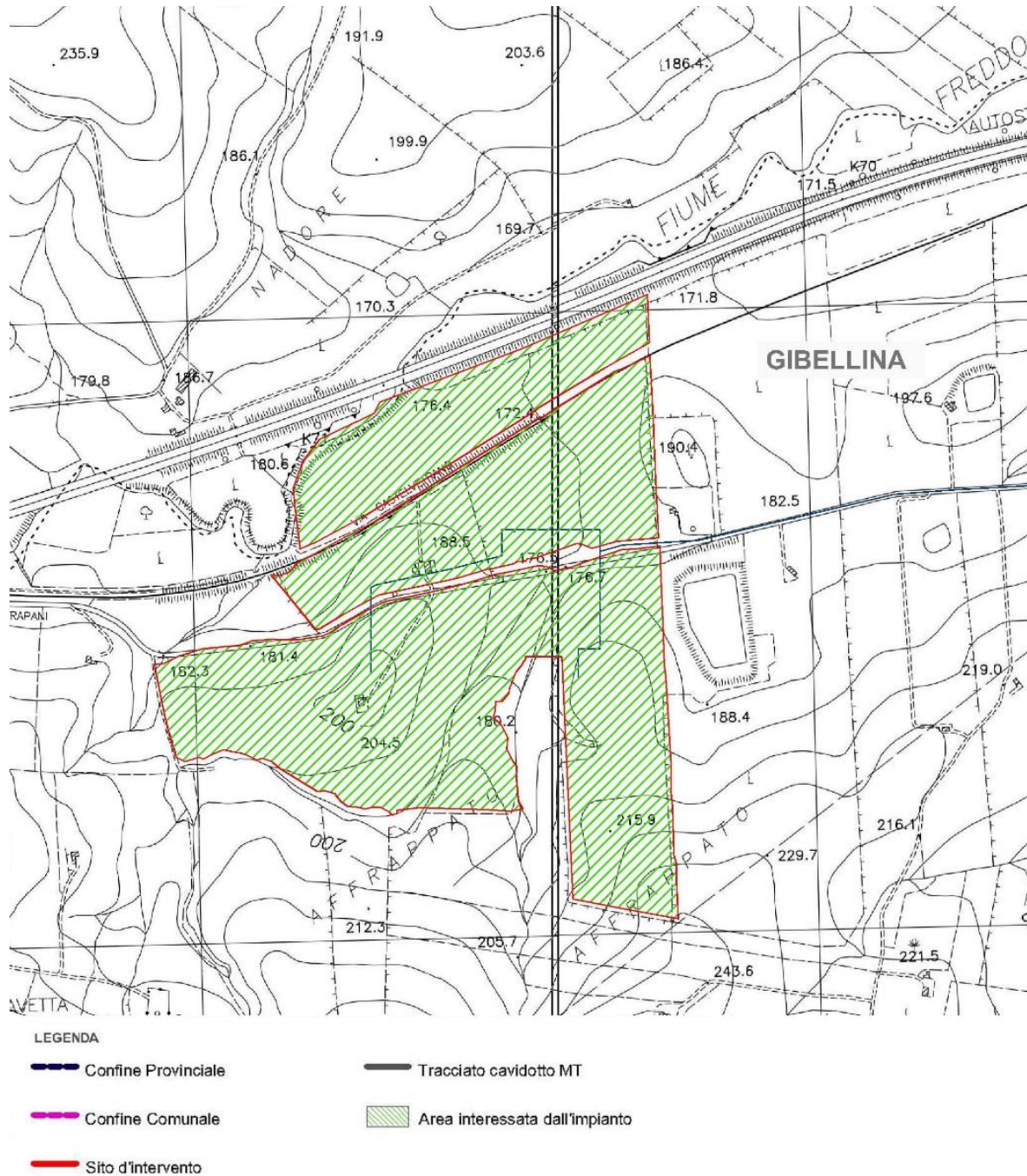


Figura 5 A– Inquadramento territoriale dell’impianto ricadente in **Contrada Magione** su C.T.R. scala 1:10.000



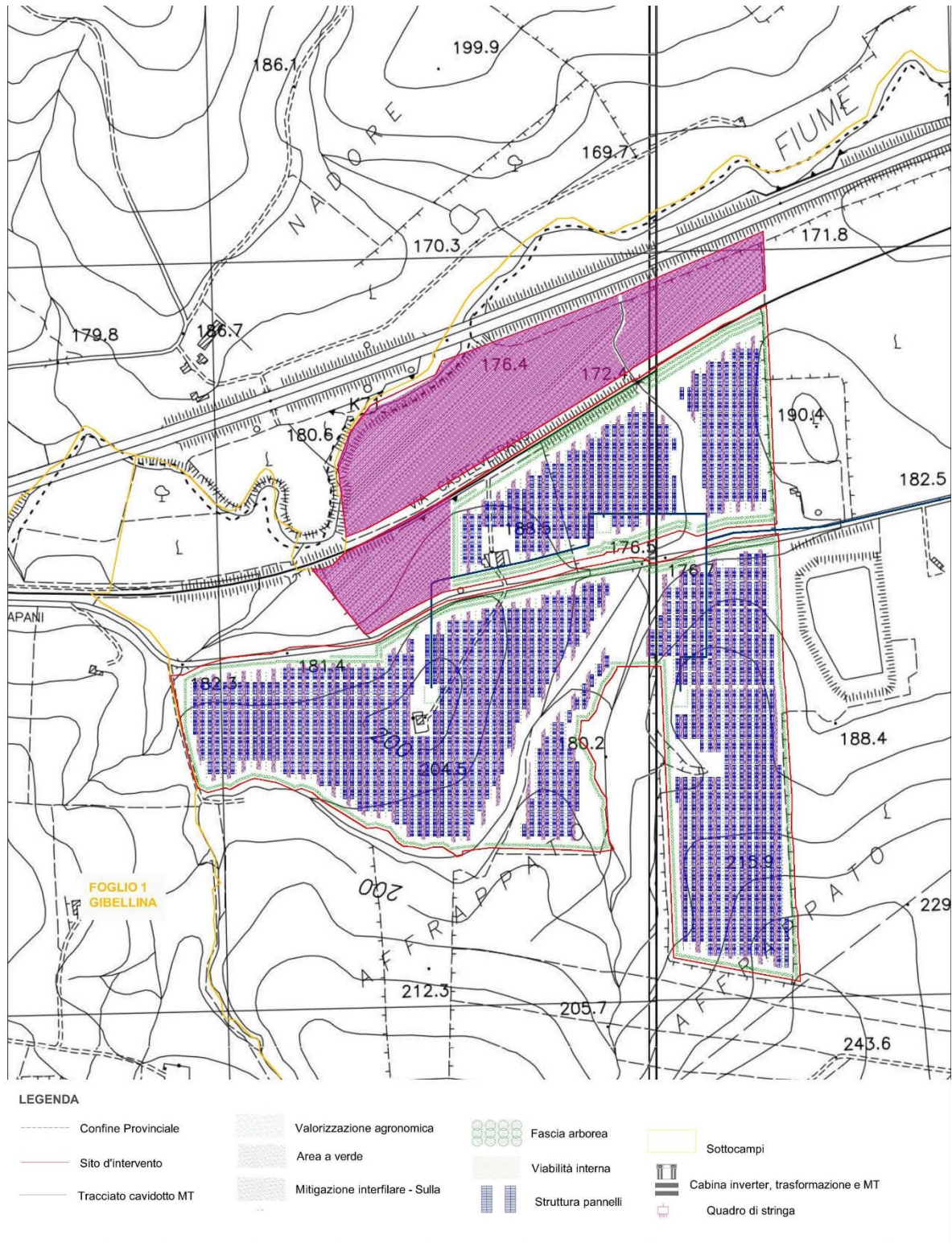


Figura 5 B – Layout dell'impianto ricadente in **Contrada Magione** con cavidotto

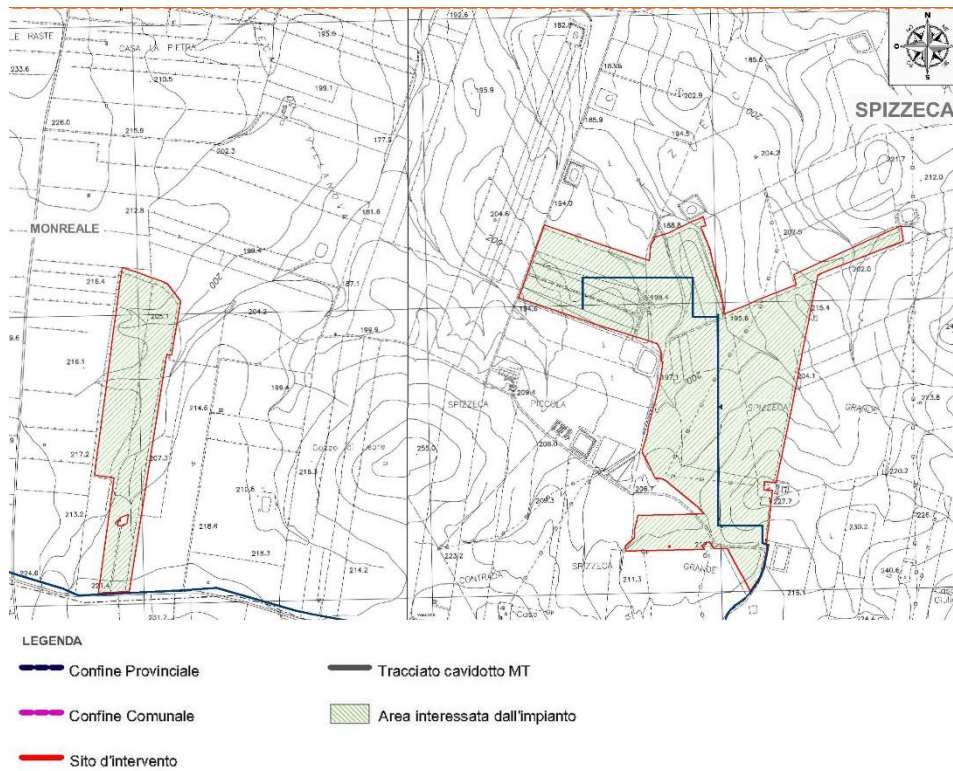


Figura 6 A – Inquadramento territoriale dell'impianto ricadente in **Contrada Spizzeca** su C.T.R. scala 1:10.000

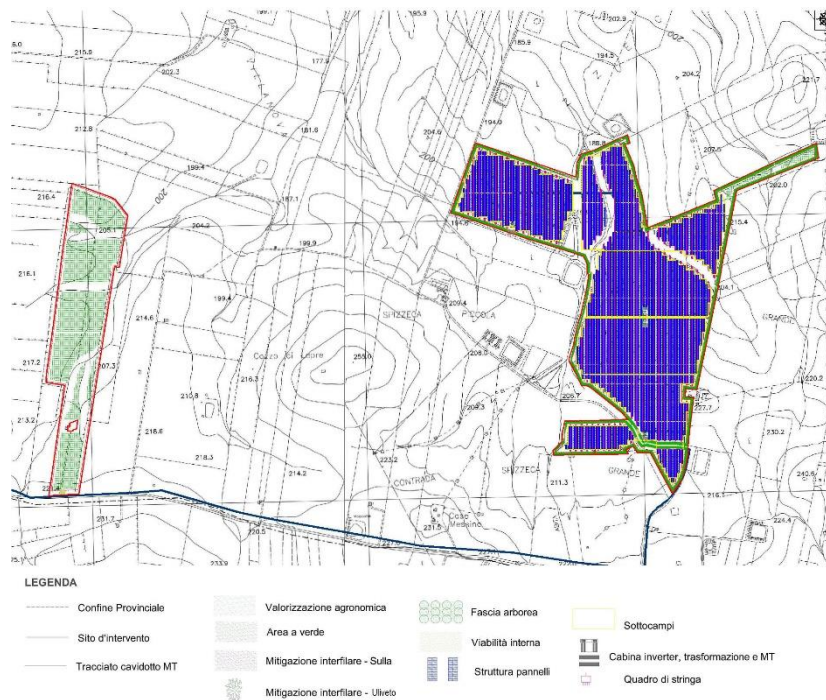


Figura 6 B– Layout dell'impianto ricadente in **Contrada Spizzeca** con cavidotto



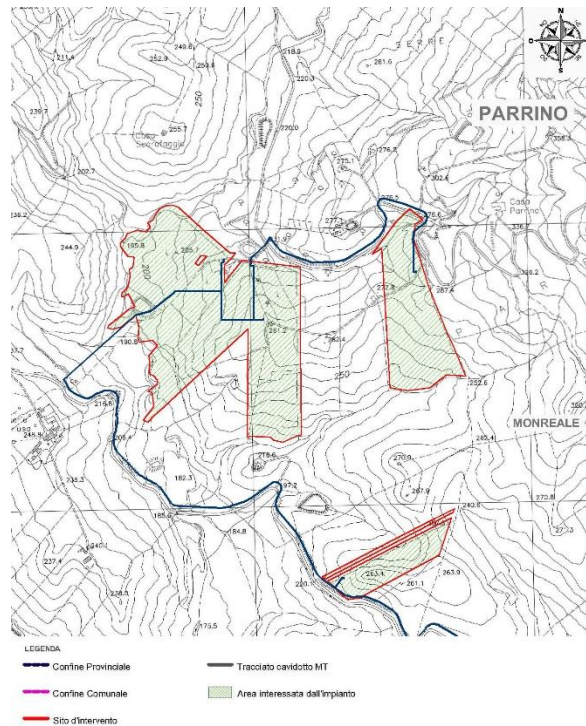


Figura 7 A – Inquadramento territoriale dell'impianto ricadente in **Contrada Parrino** su C.T.R. scala 1:10.000

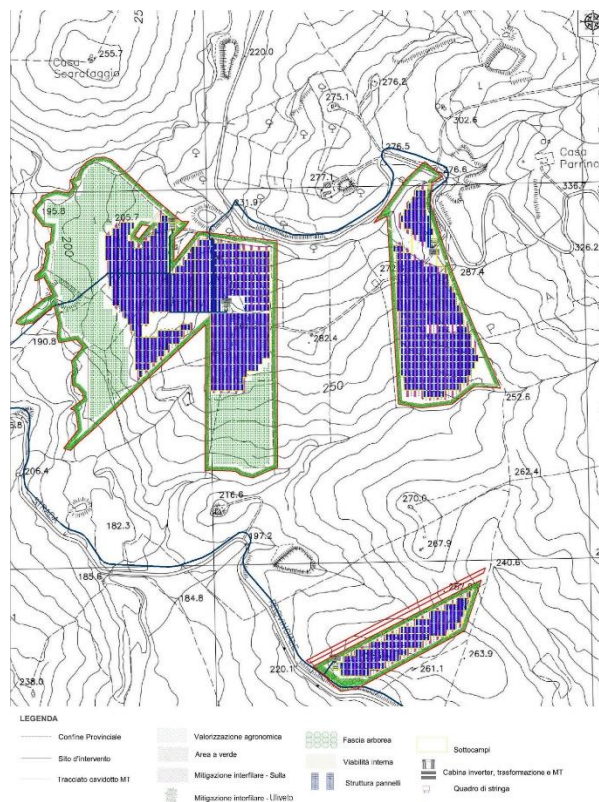


Figura 7 B – Layout dell'impianto ricadente in **Contrada Parrino** con cavidotto

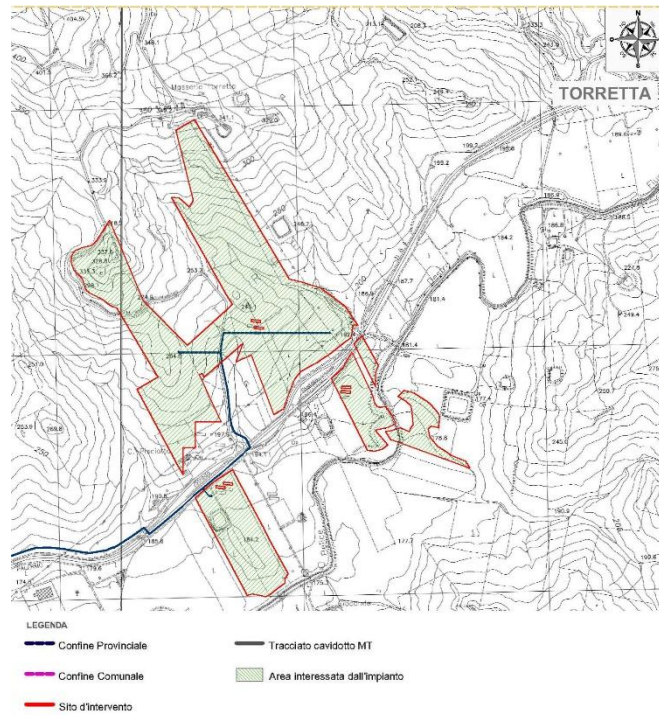


Figura 8 A – Inquadramento territoriale dell'impianto ricadente in **Contrada Torretta** su C.T.R. scala 1:10.000

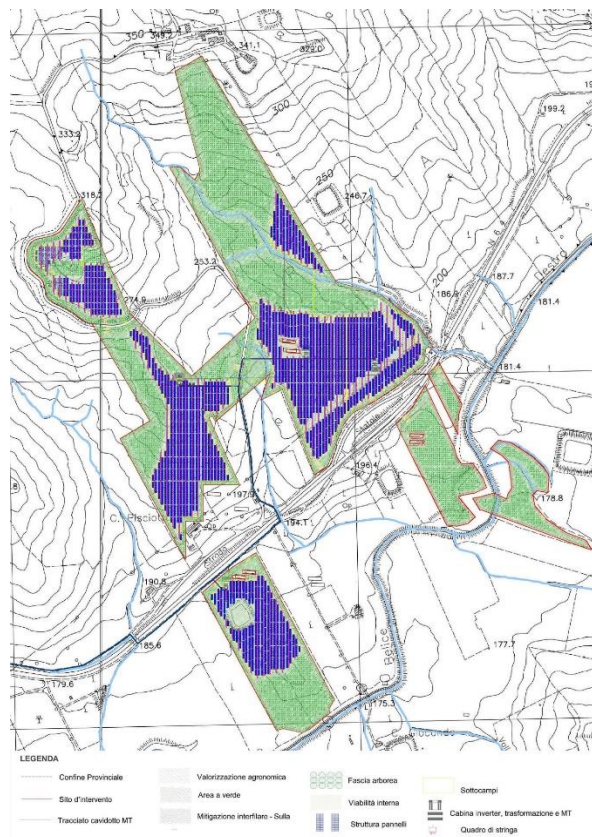


Figura 8 B – Layout dell'impianto ricadente in **Contrada Torretta** con cavidotto



L'accesso all'area in cui sarà realizzato l'impianto S&P 9 è raggiungibile attraverso due bretelle principali: l'autostrada A29 Palermo – Mazara del Vallo con uscita Gallitello e la SS 624 Palermo-Sciacca; il sito dell'impianto e della relativa stazione di trasformazione è raggiungibile attraverso una serie di strade statali (SS 119 Gibellina) e provinciali (tra cui la SP 9, SP 12, SP 20, SP 37, SP 106 e SP 107) che garantiscono il collegamento oltre che con l'impianto anche con i Comuni limitrofi. Il collegamento ferroviario viene assicurato dalla linea ferroviaria Palermo - Salemi - Gibellina che dista circa 4,4 km dall'impianto agro-fotovoltaico sito in Contrada Magione, circa 5,7 km dall'impianto agro-fotovoltaico sito in Contrada Spizzeca, circa 17 km dall'impianto agro-fotovoltaico sito in Contrada Parrino, circa 19,5 km dall'impianto agro-fotovoltaico sito in Contrada Torretta, circa 3 Km dalla stazione di consegna, sita in Contrada Casuzze, e circa 13 km dall'area di produzione di idrogeno, sita in contrada Abita di Sopra(vedi figura 9 A e 9 B).

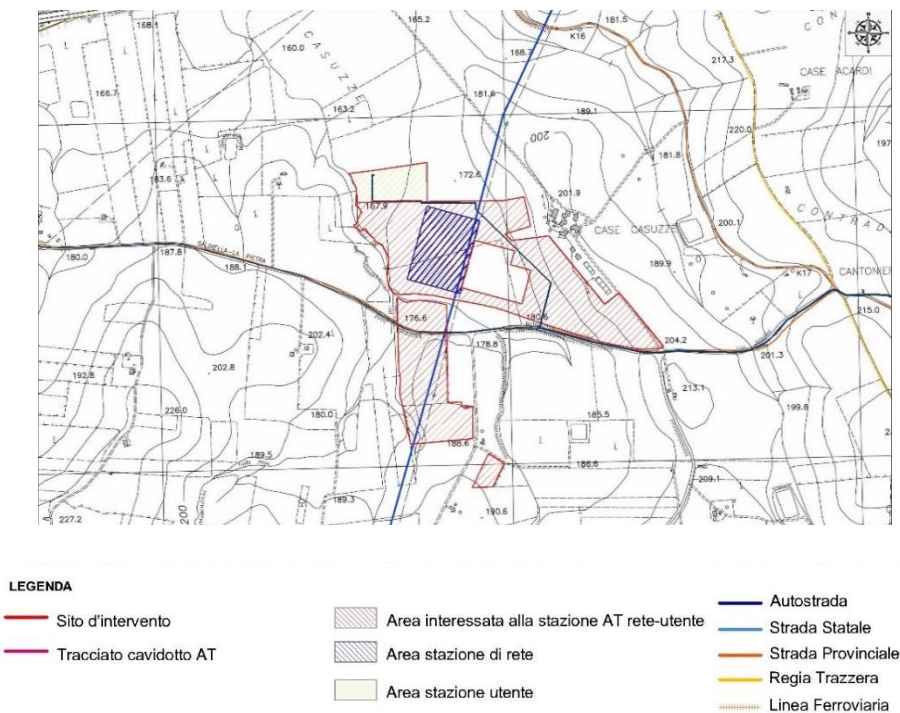


Figura 9 A – Carta infrastrutture e viabilità dell'area della stazione ricadente sul territorio di Gibellina (TP) - Contrada Casuzze

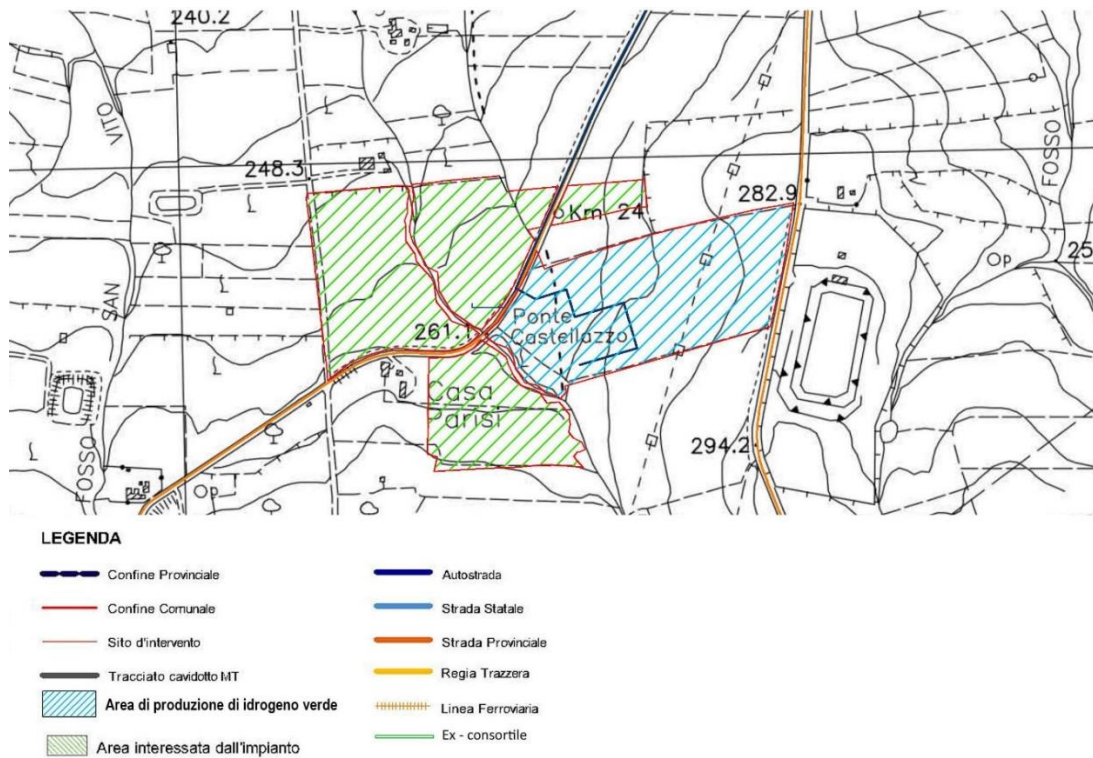


Figura 9 B – Carta infrastrutture e viabilità dell'area di produzione di idrogeno, ricadente nei territori di Gibellina (TP) e Poggioreale (TP) - **Contrada Abita di Sopra**

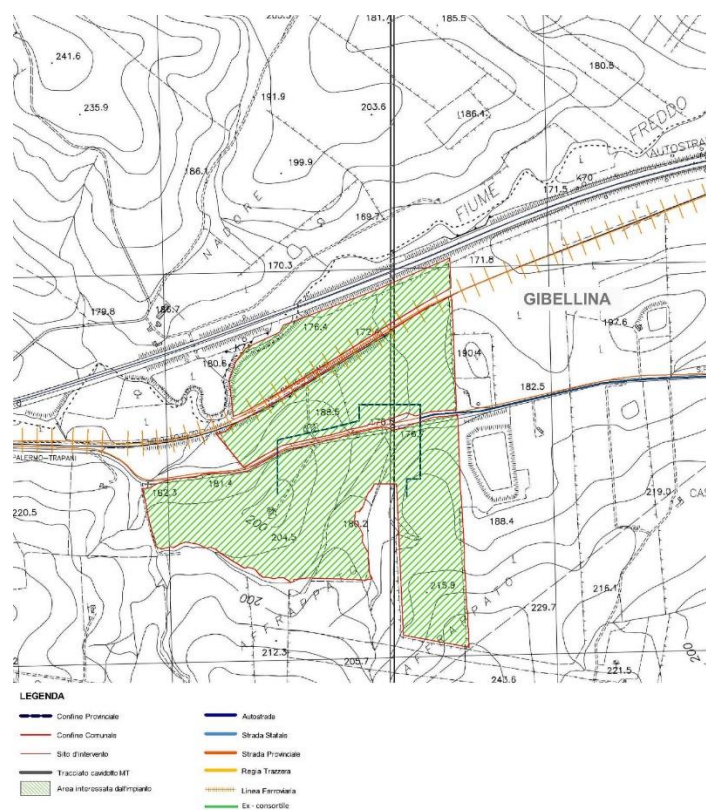


Figura 9 C – Carta infrastrutture e viabilità dell'area dell'area d'impianto, ricadente nel territorio di Gibellina (TP) - **Contrada Magione**



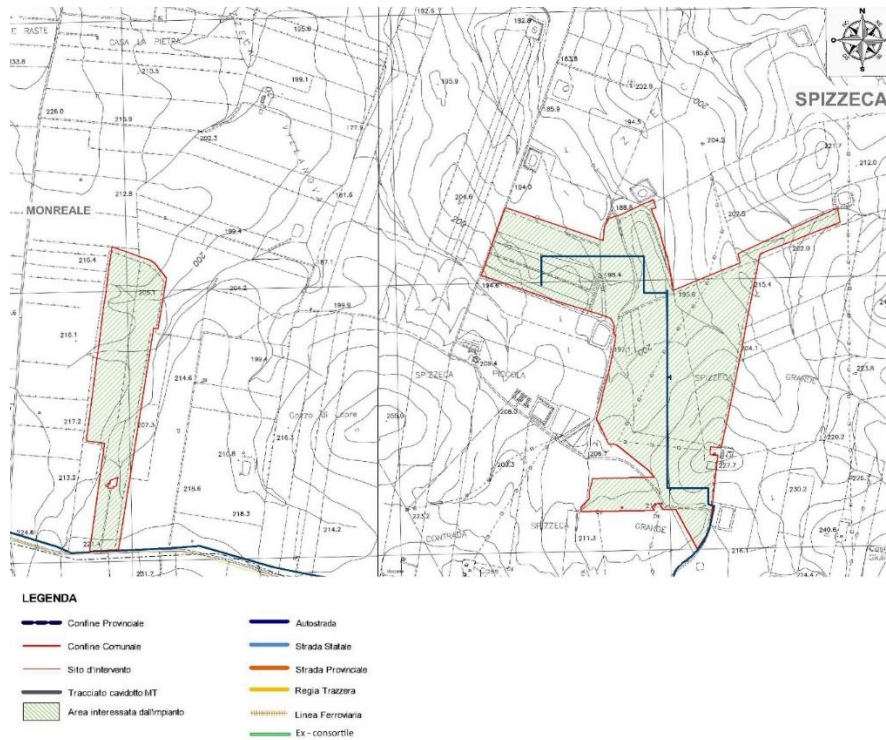


Figura 9 D – Carta infrastrutture e viabilità dell'area dell'area d'impianto, ricadente nel territorio di Monreale (PA) **Contrada Spizeca**

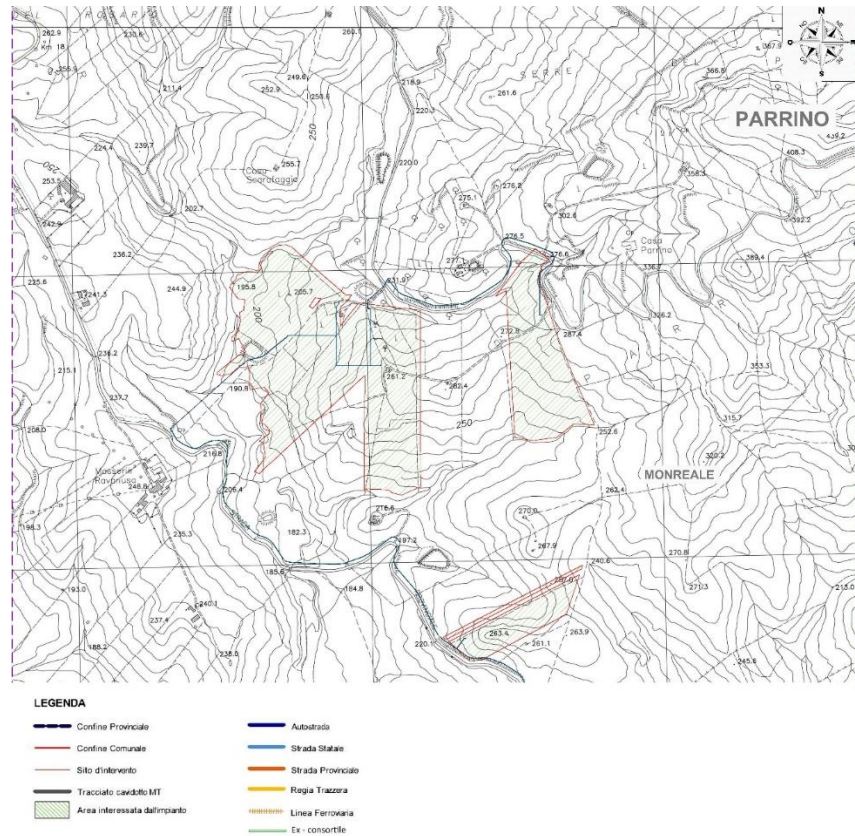


Figura 9 E – Carta infrastrutture e viabilità dell'area dell'area d'impianto, ricadente nel territorio di Monreale (PA) - **Contrada Parrino**



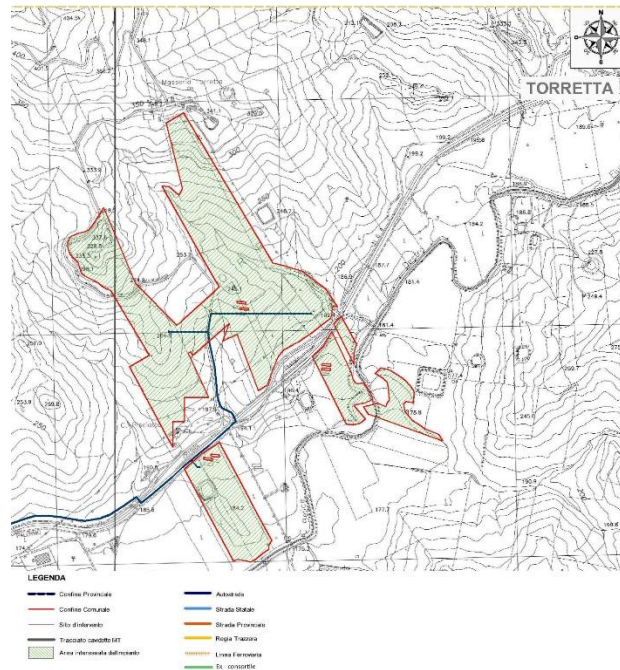


Figura 9 F – Carta infrastrutture e viabilità dell’area dell’area d’impianto, ricadente nel territorio di Monreale (PA) - **Contrada Torretta**

## 2.2 Caratteristiche generali del progetto

L’impianto che la S&P 9 srl presenta in autorizzazione è composto da:

- Campi agro-fotovoltaici, siti in Contrada Magione nel Comune di Gibellina (TP) ed in Contrada Spizzeca, Parrino e Torretta, nel Comune di Monreale (PA) e in Contrada Abita di Sopra, nei Comuni di Gibellina (TP) e Poggioreale (TP);
- Stazione di trasformazione e consegna Rete-Utente, nel Comune di Gibellina (TP) in Contrada Casuzze;
- Area di produzione di idrogeno, in Contrada Abita di Sopra, nei Comuni di Gibellina (TP) e Poggioreale (TP);
- Cavidotti di collegamento MT (30kV), nei Comuni di Monreale (PA) e Gibellina (TP).

La S&P 9 s.r.l. ha ottenuto dal gestore di rete Terna la soluzione tecnica minima generale (STMG) per connettere 100 MWn sul territorio di Gibellina in data 20/10/2021 (cod. pratica 202100900), la quale prevede che il parco fotovoltaico venga collegato alla Linea AT del distributore tramite la costruenda stazione MT da 220 kV.

Al fine di avere la massima efficacia ed efficienza dall'impianto, si prevede una struttura elettrica ad albero con un quadro generale in Media Tensione all'interno del locale di controllo previsto nel lotto del terreno precedentemente identificato. In considerazione di ciò, avremo linee di produzione indipendenti da collegare a valle dei locali di trasformazione e a monte dei locali di misura e consegna.

L'impianto agro-fotovoltaico convoglierà l'energia prodotta alla nuova stazione a 220 kV; a tal fine, occorrerà trasformare l'energia dal valore di tensione di 30 kV (in uscita dal campo fotovoltaico) al valore di tensione di 220 kV previsto alle sbarre della stazione della RTN; pertanto, per la consegna dell'energia elettrica prodotta dall'impianto agro-fotovoltaico sarà realizzata una stazione di trasformazione RTN 220/30 kV. Detta stazione di consegna sarà collegata alle sbarre di parallelo della stazione RTN tramite un unico stallo esercito alla stessa tensione di rete: 220 kV. È prevista la soluzione con installazione a terra “non integrata” con pannelli fotovoltaici, del tipo SUNTECH ULTRA V Plus con una potenza di picco di 590 Wp, disposti su strutture ad inseguimento monoassiale.

Tali supporti, saranno in acciaio zincato e saranno opportunamente distanziati sia per evitare l'ombreggiamento reciproco, sia per avere lo spazio necessario al passaggio dei mezzi nella fase di installazione. Tale soluzione permette di ottimizzare l'occupazione del territorio massimizzando al contempo la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile. La struttura impiegata verrà fissata al suolo tramite zavorre in CLS armato adeguatamente dimensionate per resistere alle varie sollecitazioni.



Figura 9: esempio tipologia di pannelli monoassiali

Il progetto Agro-Fotovoltaico proposto, oltre a mitigare l'impatto paesaggistico alla realizzazione dell'impianto agro-fotovoltaico e della relativa stazione elettrica, avrà come obiettivo quello di valorizzare dal punto di vista agronomico e paesaggistico il territorio locale con una proposta innovativa, avviando un graduale processo di valorizzazione economico-agrario.

Gli interventi agronomici consigliati e connessi alla realizzazione dell'impianto risultano essere:

- Impianti di oliveti semi-intensivi, per la produzione di olio, nelle aree destinate a verde;
- Impianto interfilare di ulivi, per la produzione di olio;
- Impianto interfilare di sulla, per la produzione di foraggio;
- Pascoli melliferi permanenti, per la produzione di miele, a copertura di tutta la superficie investita dal progetto;
- Linee frangivento composte da piante arbustive ed arboree, con l'utilizzo di essenze adatte ad incrementare il potenziale mellifero e la biodiversità del sito in tutte le fasce perimetrali.

Tutti gli elementi, visti nel loro complesso, risultano essere di fondamentale importanza in quanto, dal punto di vista ecosistemico, determinano la formazione di una rete di corridoi e gangli locali che, nello specifico, rendono biopermeabile il territorio nei confronti degli spostamenti della fauna selvatica e, in particolare, crea una serie di habitat di nidificazione e alimentazione in grado di incrementare la biodiversità locale.

All'impianto agro-fotovoltaico proposto è annesso anche un impianto di produzione di idrogeno: l'idrogeno, per le sue caratteristiche e la sua versatilità, svolge un ruolo importante nella transizione energetica, sia perché consente di immagazzinare energie rinnovabili sia perché aiuta a contribuire all'eliminazione dei combustibili fossili in tutti i settori economici.

Di fronte a un futuro basato sullo sviluppo sostenibile e sulla decarbonizzazione della nostra economia, il vettore energetico dell'idrogeno pulito, prodotto da energie rinnovabili, sta guadagnando sempre più importanza. All'interno di questo campo, l'idrogeno prodotto con l'energia solare è presentato come un modo adatto per immagazzinare, sotto forma di energia chimica, l'energia del sole.

La produzione di Idrogeno dall'elettrolisi dell'acqua alimentata da energia elettrica pulita, cioè da fonti rinnovabili, non produce quindi emissioni di gas serra, ed è dunque totalmente

rispettosa dell'ambiente e della popolazione.

Questo processo permette di ottenere il cosiddetto idrogeno verde, ed è quello che si propone di fare la S&P 9 srl, utilizzando l'energia rinnovabile del sole per produrre idrogeno mediante elettrolisi dell'acqua.

### 3 RIFERIMENTI NORMATIVI

---

#### 3.1 Norme e indirizzi comunitari

- Comunicazione della Commissione Europea "Energy Roadmap 2050 (COM (2011) 885/2)".
- Comunicazione della Commissione Europea "EUROPA 2020 - Una strategia per una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva".
- Direttiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.
- Comunicazione della Commissione del 10 gennaio 2007, "Tabella di marcia per le energie rinnovabili. Le energie rinnovabili nel 21° secolo: costruire un futuro più sostenibile".
- Direttiva 2003/96/CE del Consiglio del 27 ottobre 2003 che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità.
- Direttiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 27 settembre 2001 "Energie rinnovabili: promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili".
- Direttiva 2001/77/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 27 settembre 2001 "Energie rinnovabili: promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili";
- Libro Bianco della Commissione Europea pubblicato il 26 Novembre 1997 sullo sviluppo delle fonti rinnovabili;
- DIR / 2016 /2309 / CE ADR Accordo europeo relativo al trasporto internazionale di merci pericolose su strada;
- DIR 2008/68 / CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 24 settembre 2008, relativo al trasporto interno di merci pericolose;

- DIR 2004/54 / CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 29 aprile 2004, relativa ai requisiti minimi di sicurezza per le gallerie della rete stradale transeuropea;
- Scheda di sicurezza SDS Eiga067A.

## 3.2 Norme e indirizzi nazionali

### 3.2.1 Norme

- Legge 23 luglio 2009, n. 99 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia".
- Legge 23 agosto 2004, n. 239 "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia".
- D.Lgs. 387 del 29 dicembre 2003 concernente l'attuazione della Direttiva 2001/77/CE.
- Legge 1 giugno 2002 n. 120 "Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici fatto a Kyoto l'11 Dicembre 1997.
- Legge 9 gennaio 1991 n. 10 "Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso nazionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia".

## 3.3 Norme e indirizzi regionali

### 3.3.1 Norme

- 05/07/2013 - Con decreto del 12 giugno 2013 è stato istituito nella Regione Sicilia il registro regionale delle fonti energetiche regionali;
- Decreto Presidenziale 18 luglio 2012, n. 48: Regolamento recante norme di attuazione dell'art. 105, comma 5, della legge regionale 12 maggio;
- 17/05/2006 – Decreto dell'Assessorato del Territorio e dell'Ambiente della Regione Sicilia: "Criteri relativi ai progetti per la realizzazione di impianti per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del sole". Pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Regione Sicilia il 01/06/2006; 2010, n. 11. (Regolamento in materia di energia da fonti rinnovabili);
- 17/05/2006 - Decreto Regionale n. 11142 dell'Assessorato del Territorio e dell'Ambiente: "Criteri relativi ai progetti per la realizzazione di impianti per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del sole", stabilisce le direttive, i

criteri e le modalità procedurali, ai fini dell'emissione dei provvedimenti di cui al D.P.R. 12 aprile 1996 e successive modifiche ed integrazioni e relativi ai progetti per la realizzazione di impianti per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del sole, nell'ambito del territorio siciliano. Tale decreto è stato adottato nelle more dell'approvazione del PEARS.

- 22/07/2016 - Con Delibera della Giunta Regionale n. 241 del 12 luglio 2016 vengono individuate, in Sicilia, le aree non idonee all'installazione degli impianti eolici in attuazione dell'articolo 1 della L.R. 20 novembre 2015, n. 29;
- 27/11/2015 - Pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale della Regione Sicilia la Legge sulle "Norme in materia di tutela delle aree caratterizzate da vulnerabilità ambientale e valenze ambientali e paesaggistiche". Tale legge stabilisce che con delibera della Giunta, da emettere entro 180 giorni, saranno stabiliti i criteri e sono individuate le aree non idonee alla realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonte eolica di potenza superiore a 20 kW. Vengono inoltre stabilite alcune regole riguardanti la disponibilità giuridica dei suoli interessati alla realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili di energia;
- Decreto Assessorato all'Energia del 12 agosto 2013 ha disciplinato il calendario delle conferenze dei servizi in attuazione del Decreto dell'Assessorato all'Energia del DGR n. 231 del 2 luglio 2013 - Approvazione di una proposta di legge regionale da sottoporre all'esame dell'Assemblea Regionale Siciliana che prevede il divieto di autorizzazione di impianti eolici con esclusione di quelli per autoconsumo;
- 14/12/2006 - Circolare: Impianti di produzione di energia eolica in Sicilia, in relazione alla normativa di salvaguardia dei beni paesaggistici. Decreto Assessoriale del Territorio e l'Ambiente n. 43 del 10-09-2003 della Regione Sicilia: Direttive per l'emissione dei provvedimenti relative ai progetti per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento.

## 4 DESCRIZIONE DEL PROGETTO

### 4.1 Dimensione e caratteristiche dell'impianto

L'impianto agro-fotovoltaico (esclusa la stazione rete-utente) in progetto prevede l'installazione a terra, su un lotto di terreno di estensione totale di 2.520.000 m<sup>2</sup> di pannelli fotovoltaici (moduli) in silicio monocristallino della potenza unitaria di 590 Wp. Attualmente l'area interessata dall'intervento è in destinazione agricola (Zona agricola speciale E).

L'impianto del progetto S&P 9 è previsto nei Comuni di Monreale (PA), Gibellina e Poggioreale (TP), in particolare:

- La realizzazione del sito ricadente nel territorio di Gibellina (TP) Contrada Magione (Fig. 10 A), è individuata al N.C.T del comune di Gibellina nel foglio di mappa n. 2, occupando le particelle n. 2, 5, 6, 8, 17, 18, 70, 73, 83, 84, 95;
- La realizzazione del sito ricadente nel territorio di Monreale (PA) Contrada Spizzeca (Fig. 10 B), è individuata al N.C.T del comune di Monreale nel foglio di mappa n. 180, occupando le particelle n. 5, 7, 10, 71, 72, 73, 74, 79, 348, e nel foglio di mappa n. 182, occupando le particelle n. 4, 47, 52, 61, 104, 134, 135, 138, 180, 198, 199, 207, 218, 280, 299, 300, 319, 322, 336, 337, 338, 355;
- La realizzazione del sito ricadente nel territorio di Monreale (PA) Contrada Parrino (Fig. 10 C), è individuata al N.C.T del comune di Monreale nel foglio di mappa n. 185, occupando le particelle n. 123, 124, 125, 196, 198, 209, 211, 227 e nel foglio di mappa n. 187, occupando le particelle n. 15, 17, 23, 28, 62, 90, 92, 93, 124, 156, 157, 171, 210, 211, 214, 216, 218, 252;
- La realizzazione del sito ricadente nel territorio di Monreale (PA) Contrada Torretta (Fig. 10 D), è individuata al N.C.T del comune di Monreale nel foglio di mappa n. 190, occupando le particelle n. 12, 30, 32, 38, 48, 62, 63, 64, 65, 69, 72, 73, 91, 93, 94, 95, 96, 110, 130, 162, 242, 268, 275, 276, 277, 278, 279, 280, 319, 320, 344, 379, 381, 417, 419, 420, 421, 438, 450 e nel foglio di mappa n. 196, occupando le particelle n. 268, 319, 320;
- La realizzazione della stazione di trasformazione (SE di Rete – Impianto di Rete) e consegna (SE di Utenza – Impianto di Utenza) (Fig. 10 E) è prevista nel comune di Gibellina (TP), individuata al N.C.T. di Gibellina nel foglio di mappa n. 5, alle

particelle n. 6, 191, 194, 195, 196, 197, 198, 282, 285, 293, e nel foglio di mappa n. 7 alle particelle n. 28, 49, 50, 114, 115, 216, 219, 130, 210, 211, 212, 213, 214, 215, 220;

- La realizzazione dell'area di produzione di idrogeno (Fig. 10 F) è prevista nel comune di Gibellina e Poggioreale (TP), individuato al N.C.T. di Gibellina nel foglio di mappa n. 13, alle particelle n. 179, 180, nel foglio di mappa n. 14, alle particelle n. 3, 6, 9, 150, ed al N.C.T. di Poggioreale al foglio di mappa n. 1 alle particelle 20, 39, 41.



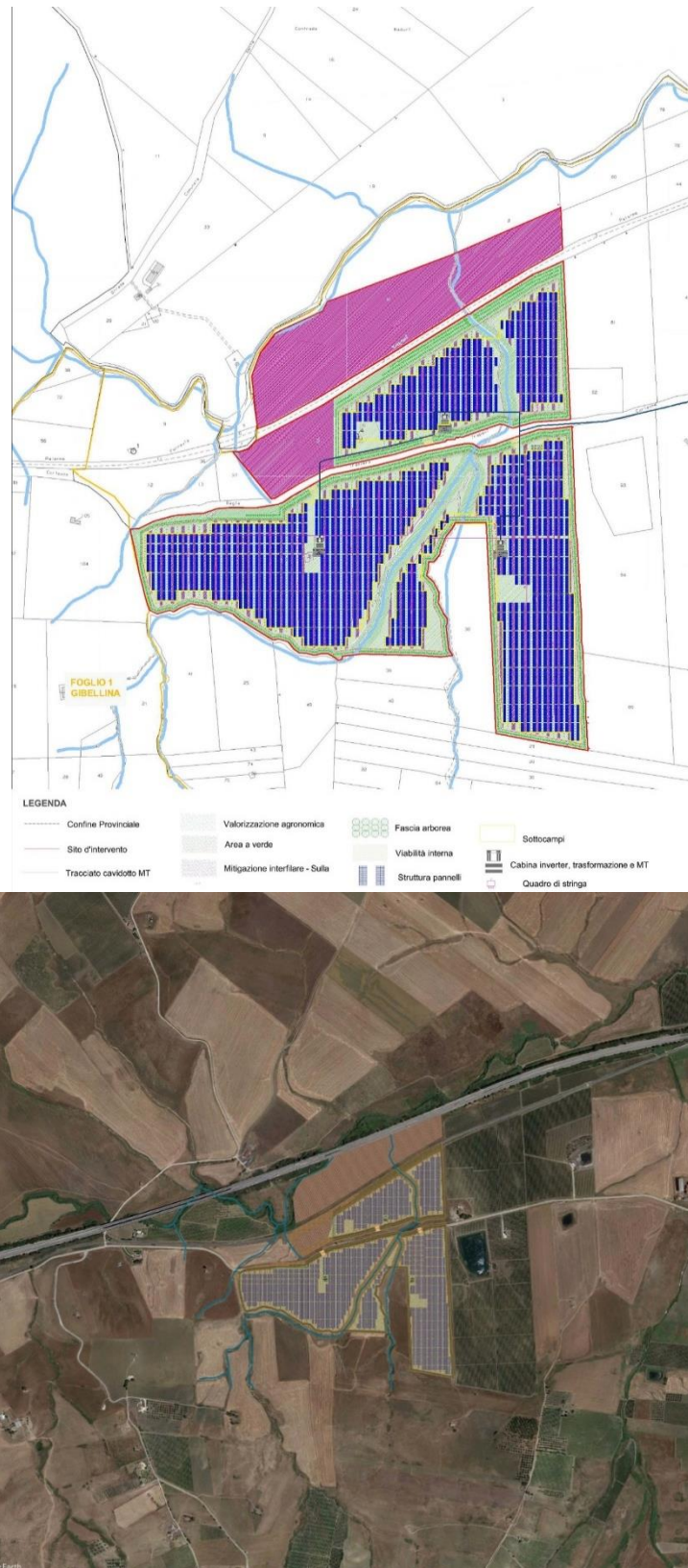


Figura 10 A – Layout dell’area d’impianto ricadente nel territorio di Monreale (PA) -  
**Contrada Magione** su base catastale e su ortofoto (Tav: SP9EPD004\_00)



Figura 10 B – Layout dell'area d'impianto ricadente nel territorio di Monreale - Contrada Spizeca su base catastale e su ortofoto (Tav: SP9EPD004\_00)



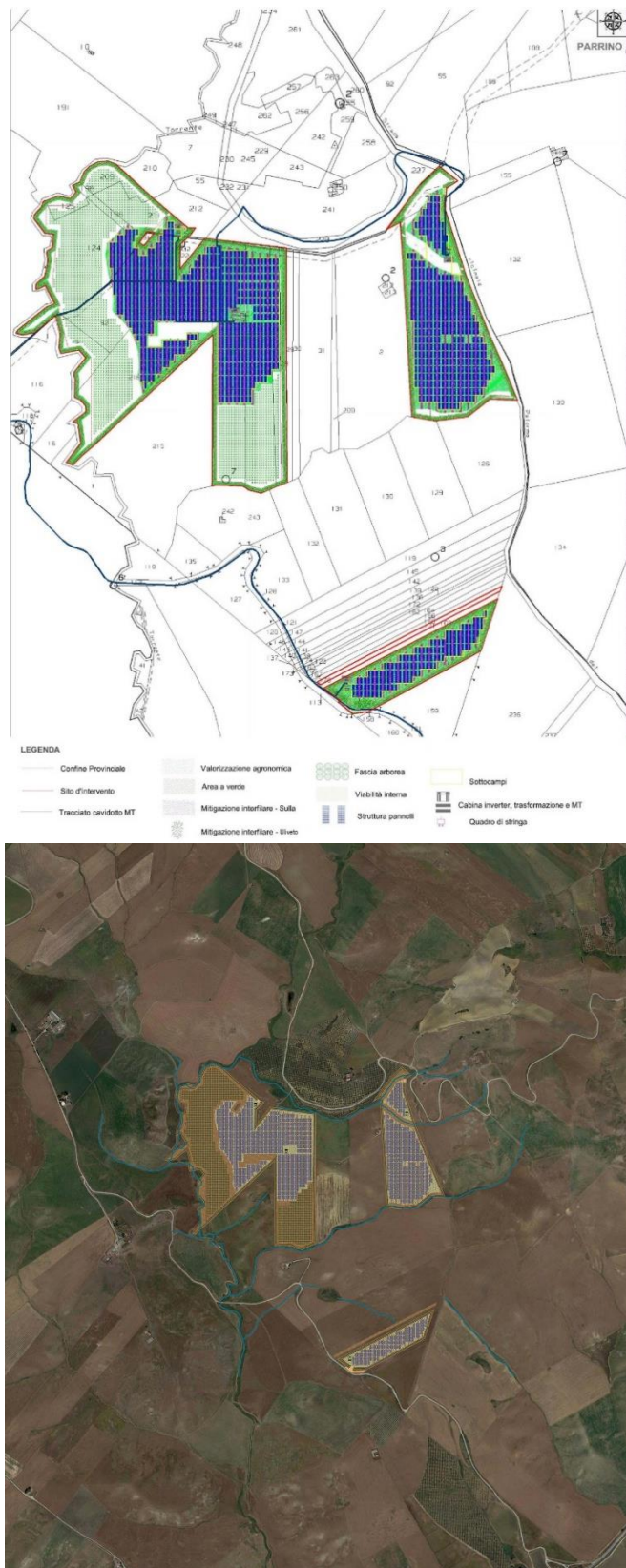


Figura 10 C – Layout dell’area d’impianto ricadente nel territorio di Monreale (PA) - Contrada Parrino su base catastale e su ortofoto (Tav: SP9EPD004\_00)

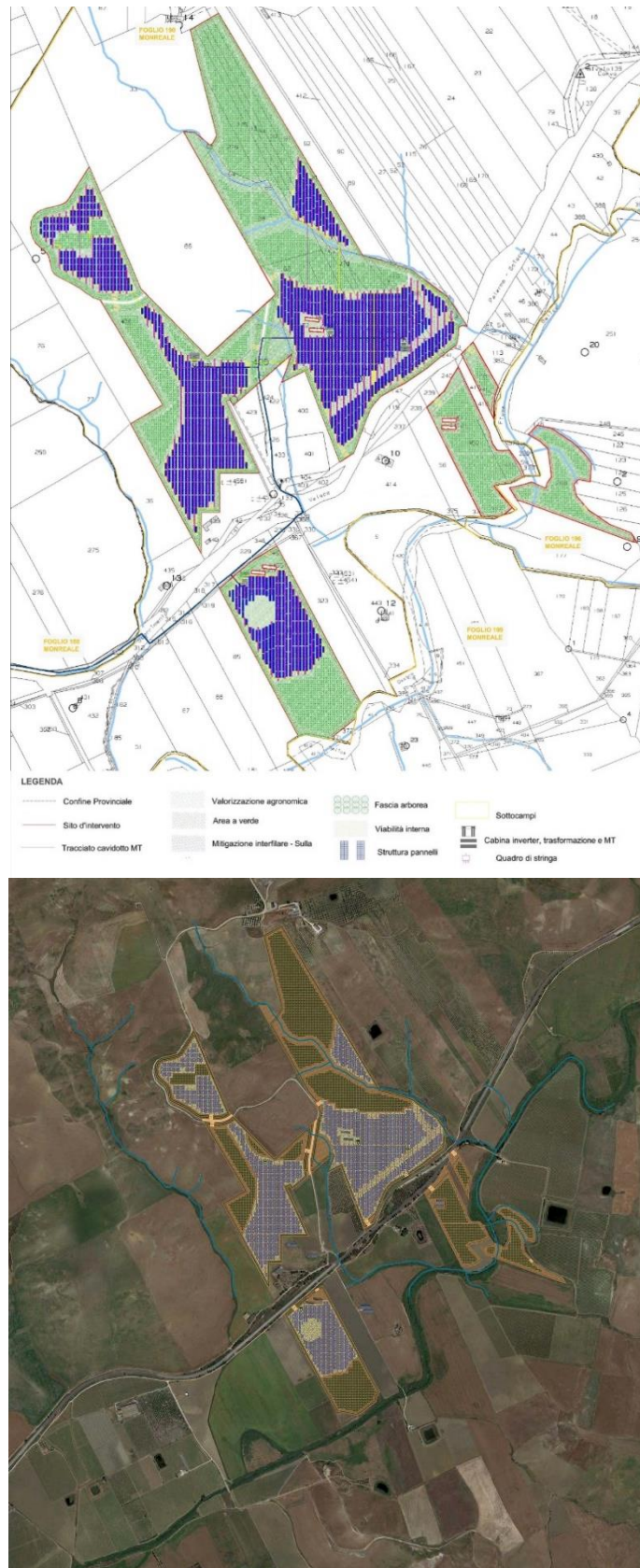


Figura 10 D – Layout dell'area d'impianto ricadente nel territorio di Monreale (PA) - Contrada Torretta su base catastale e su ortofoto (Tav: SP9EPD004\_00)



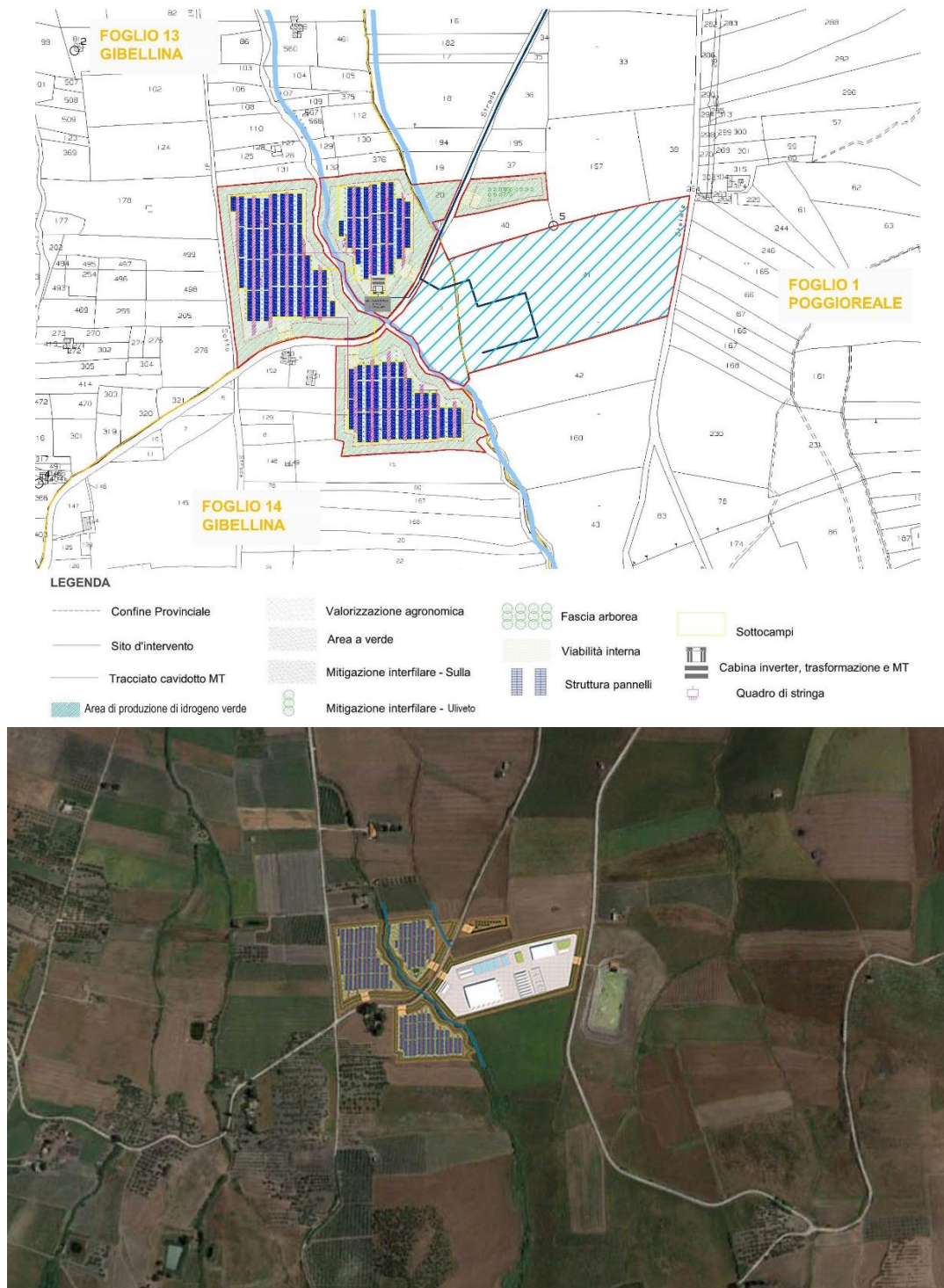


Figura 10 E – Layout dell'area di impianto e produzione di idrogeno ricadente nei territori di Gibellina (TP) e Poggioreale - **Contrada Abita di Sopra** su base catastale e su ortofoto



Figura 10 E – Layout della stazione rete-utente ricadente nel territorio di Gibellina (TP) -  
**Contrada Casuzze** su base catastale

Il rendimento e la produttività di un impianto agro-fotovoltaico dipendono da numerosi fattori, non soltanto dalla Potenza nominale e dall'efficienza dei pannelli installati.

La resa complessiva dell'impianto dipende anche dal posizionamento dei pannelli, dalla struttura elettrica del loro collegamento in stringhe e sottocampi, dalla tipologia e dalle prestazioni dei componenti di raccolta e conversione dell'energia prodotta, dalla tipologia e dalla lunghezza dei cablaggi e dei cavi utilizzati per il trasporto dell'energia.

Oltre al posizionamento dei pannelli in configurazione fissa che consente di massimizzare la captazione di energia radiante del sole nelle fasce orarie centrali della giornata, esistono anche tecnologie di inseguimento solare che possono essere ad un asse o a due assi.

Tali tecnologie prevedono il montaggio dei pannelli su strutture dotate di motorizzazione che opportunamente sincronizzate e comandate a seconda della latitudine del sito di installazione, modificano l'inclinazione dei pannelli durante l'intera giornata per far sì che questi si trovino sempre nella posizione ottimale rispetto all'incidenza dei raggi solari.

L'inseguimento monoassiale prevede che i pannelli siano montati con esposizione a sud e ruotano attorno all'asse est-ovest durante il giorno. Per l'impianto in progetto si è optato per una tecnologia ad inseguimento monoassiale che permette di avere con ingombri praticamente simili a quelli richiesti da una configurazione fissa una producibilità superiore di almeno il 25% durante l'anno. Tale soluzione permette di ottimizzare l'occupazione di territorio massimizzando al contempo la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

La struttura impiegata verrà fissata al suolo tramite zavorre in CLS armato adeguatamente dimensionate per resistere alle varie sollecitazioni.

L'area di impianto ha un'estensione di circa 2.766.300 m<sup>2</sup> e l'ubicazione è prevista su un terreno classificato urbanisticamente come area "Agricola" dal Comune di Monreale (PA) e dal Comune di Gibellina e Poggioreale (TP).

I pannelli saranno montati su strutture ad inseguimento monoassiale in configurazione bifilare.

I pannelli fotovoltaici hanno dimensioni 2.464 x 1.134 mm, incapsulati in una cornice di alluminio anodizzato dello spessore di 35 mm, per un peso totale di 31,1 kg ognuno.

Le strutture su cui sono montati sono realizzate in acciaio al carbonio galvanizzato, resistente alla corrosione, costituite da un palo verticale e collegati a profilati in orizzontale che costituiscono la superficie di alloggiamento dei pannelli fotovoltaici.

L'altezza media dell'asse di rotazione delle strutture è di 2,8 m dal suolo, com'è visibile dalla sezione nella figura che segue.

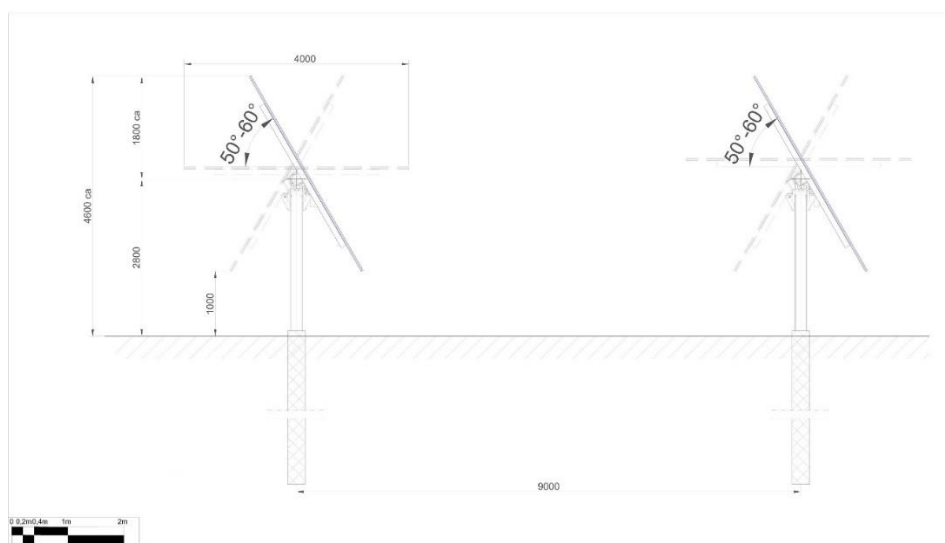


Fig11: Profilo longitudinale struttura

Il progetto prevede 1.145 strutture mono stringa di lunghezza 16 m (ovvero 28 moduli) e 2.765 strutture bi stringa di lunghezza 32 m (ovvero 56 moduli), per un totale di 6.675 stringhe fotovoltaiche ed una potenza complessiva installata di 110.271 MWp (100,000 MW).

L'impianto sarà corredato di 16 cabine di campo, un edificio di controllo e una stazione di elevazione utente da connettersi alla stazione di rete.

Le cabine di campo sono costituite da:

- Energia prodotta con predisposizione all'accumulo;
- Trasformatore MT/BT;
- Quadri MT;
- Servizi di cabina;
- Container Storage con predisposizione all'accumulo.

L'impianto è diviso in sottocampi. Nelle cabine di campo CT tramite degli inverter avviene la trasformazione della corrente continua generata dai moduli fotovoltaici in corrente alternata in bassa tensione (BT). Successivamente, tramite dei trasformatori la corrente in BT viene elevata in media tensione (MT) a 30.000 V.

Le cabine di campo sono, a loro volta, collegate alla stazione di elevazione utente che riceve la corrente alternata in MT prodotta dall'impianto agro-fotovoltaico e la trasforma in AT per essere poi veicolata sulla RTN. I cavidotti delle linee BT e MT sono interni all'impianto agro-fotovoltaico, mentre il cavidotto MT a 30.000 V passa a lato della viabilità comunale e provinciale esistente e per un tratto finale su terreno agricolo.

I cavidotti BT prevedono delle sezioni di scavo per l'alloggiamento rispettivamente di 100 cm di profondità per 100 cm di larghezza.

I cavidotti MT prevedono delle sezioni di scavo per l'alloggiamento rispettivamente di 150 cm di profondità per 60 cm di larghezza; si utilizzeranno tipologie di scavi differenti.

L'impianto agro-fotovoltaico "S&P 9", pertanto, è connesso alla rete elettrica nazionale RTN sulla linea AT Partinico-Partanna (figura 12).





Figura 12 – Rete elettrica nazionale RTN sulla linea AT Partinico-Partanna (carta Terna)

La connessione si compone fisicamente di due impianti:

- Impianto di utenza;
- Impianto di rete.

L'impianto sarà dotato di viabilità interna e perimetrale, due accessi carrabili, recinzione perimetrale, sistema di illuminazione e videosorveglianza.

I due accessi carrabili all'area saranno costituiti da un cancello a un'anta scorrevole in scatolari metallici largo 6 m e montato su pali in acciaio fissati al suolo con plinti di fondazione in cls armato collegati da cordolo.

La recinzione perimetrale sarà realizzata con rete in acciaio zincato plastificata verde alta 2 m, collegata a pali di acciaio alti 2 m, infissi direttamente nel suolo per una profondità di 50 cm.

Per consentire il passaggio della fauna di piccola taglia saranno realizzati dei passaggi di dimensioni 20 x 20 cm ogni 4 m di recinzione (figura 14-15).

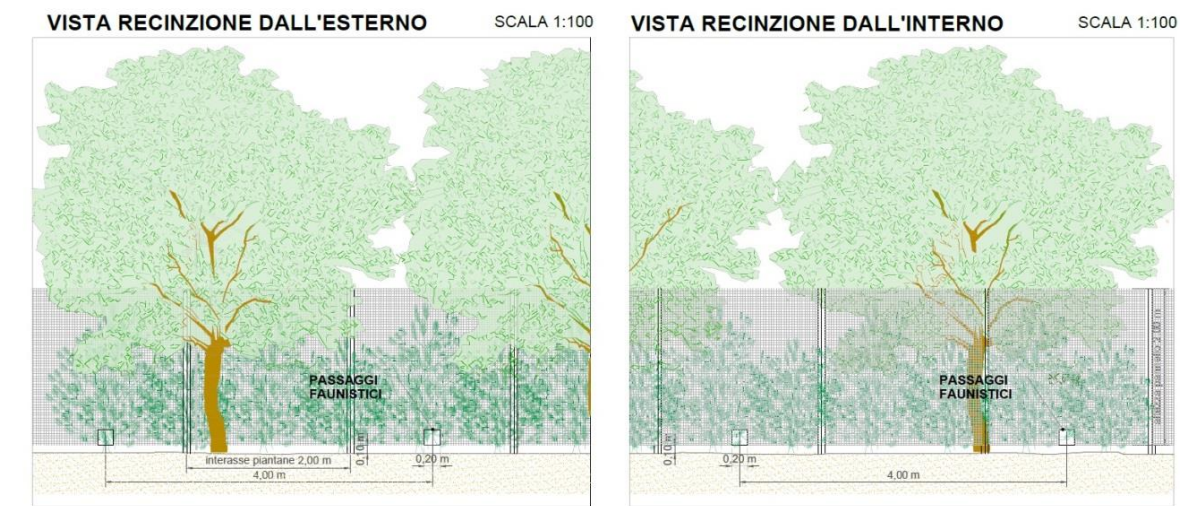


Figura 14 – Prospetto recinzione perimetrale con mitigazione

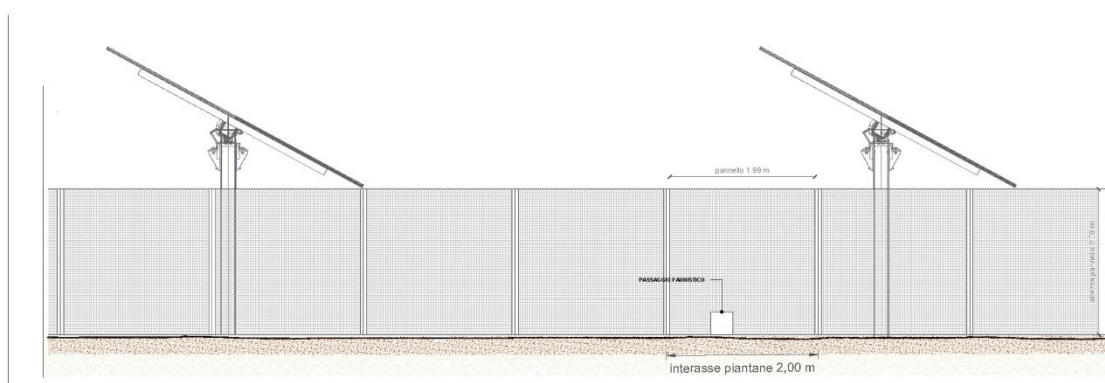


Figura 15 – Prospetto recinzione perimetrale senza mitigazione

La viabilità interna sarà larga 3 m e sarà realizzata in terra battuta. La viabilità di accesso esterno alla stazione utente avrà le stesse caratteristiche di quella interna dell'impianto. Il sistema di illuminazione e videosorveglianza sarà montato su pali in acciaio zincato fissati al suolo con plinto di fondazione in cls armato. I pali avranno una altezza massima di 3,5 m, saranno dislocati ogni 50 m lungo la recinzione e su di essi saranno montati i corpi illuminanti a led (che si attiveranno in caso di allarme/intrusione) e le videocamere del sistema di sorveglianza. I cavi di collegamento del sistema saranno alloggiati nello scavo perimetrale già previsto per il passaggio dei cavidotti dell'impianto agro-fotovoltaico. Nella fase di funzionamento dell'impianto non sono previsti consumi di energia, eccezion fatta per il sistema di illuminazione e videosorveglianza che avrà una sua linea di alimentazione elettrica tradizionale. Le apparecchiature di conversione dell'energia generata dai moduli (inverter e trasformatori), nonché i moduli stessi, non richiedono fonti di alimentazione elettrica.

Il funzionamento dell'impianto agro-fotovoltaico non richiede ausilio o presenza di personale addetto, tranne per le eventuali operazioni di riparazione guasti o manutenzioni ordinarie e straordinarie e per lo svolgimento delle attività agronomiche. Con cadenza saltuaria sarà necessario provvedere alla pulizia dell'impianto, che si divide in due operazioni: lavaggio dei pannelli fotovoltaici per rimuovere lo sporco naturalmente accumulatosi sulle superfici captanti (trasporto eolico e meteorico) e insieme alla manutenzione programmata dell'impianto elettrico e la gestione del Piano Agro-fotovoltaico con tutte le attività agricole connesse.

#### 4.2 Tecnologie e tecniche adottate

L'impianto, complessivamente di 110.271 kWp (100.000,00 kWh) sarà composto da 17 inverter: n. 9 inverter di tipo Ingecon Sun Double + Dual Inverters con potenza nominale di 7,200 MWp, n. 3 inverter di tipo Ingecon Sun Single + Dual Inverters con potenza nominale di 5,400 MWp, n.3 inverter Sun Dual Inverter con potenza nominale di 3,600 MWp, n.2 inverter Sun Single Inverter con potenza nominale di 1,800 MWp.

Lo schema di progetto utilizzato pertanto considera:

- Pannelli fotovoltaici
- Inverter Ingecon
- Inverter Ingecon Storage
- Sistema di Controllo PV Plant Control System Ingecon
- Predisposizione all'accumulo con Battery Fluence Sunflex

A seguire lo schema elettrico e le schede tecniche dei componenti che compongono il progetto.

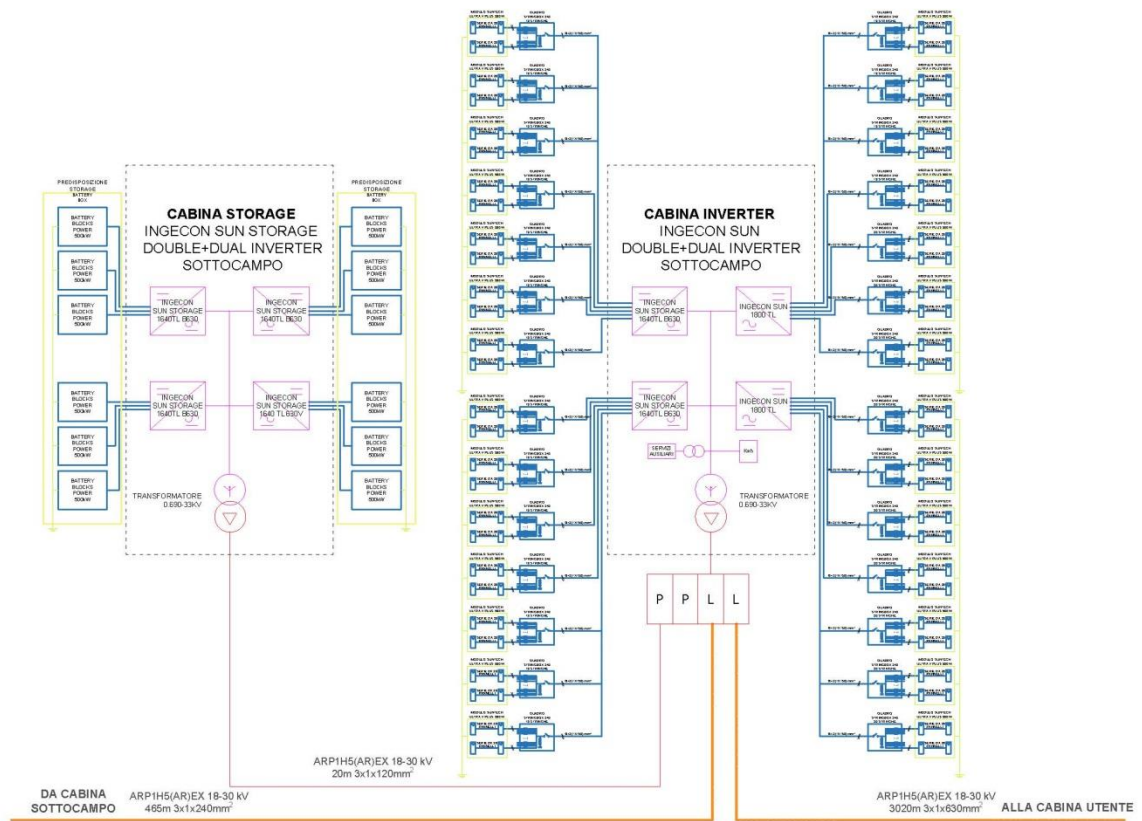


Fig 16: Schema elettrico (TAV. IT-SEU)



INGECON

SUN

PowerStation  
1,500 Vdc

**MEDIUM VOLTAGE  
INVERTER STATION,  
CUSTOMIZED  
UP TO 7.20 MVA**

### From 2100 to 7200 kVA

This brand new medium voltage solution integrates all the devices required for a multi-mega-watt system.

#### **Maximize your investment with a minimal effort**

Ingeteam's Inverter Station is a compact, customizable and flexible solution that can be configured to suit each customer's requirements. It is supplied together with up to four photovoltaic inverters (two dual inverters). The main equipments such as inverters and MV transformer are suitable for outdoor installation and the IP54 shelter includes in two separate compartments the MV switchgear and the LV auxiliary equipments. The LV compartment can be implemented with auxiliary devices provided by the customer and is available with forced air cooling or air conditioner cooling system.

#### **Higher adaptability and power density**

This PowerStation is now more versatile, as it presents the MV transformer integrated into a steel base frame together with the MV switchgear. Moreover, it features the greatest power density on the market: 326 kW/m<sup>3</sup>.

#### **Plug & Play technology**

This MV solution integrates power conversion equipment –up to 7.20 MVA-, liquid-filled hermetically sealed transformer up to 34.5 kV and provision for low voltage equipment. The MV Mini-Skid is delivered pre-assembled for a fast on-site connection with up to four PV inverters from Ingeteam's B Series central inverter family.

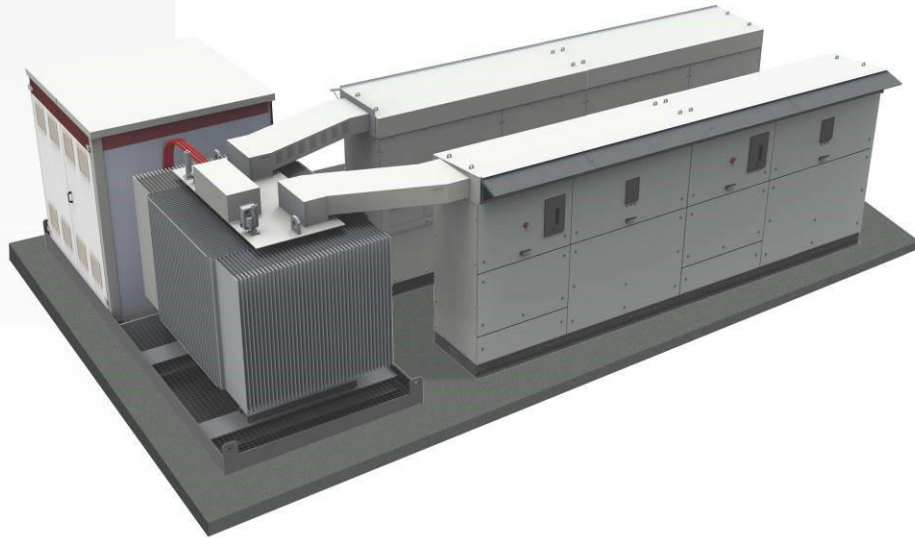
#### **Complete accessibility**

Thanks to the lack of housing, the inverters and the transformer can have immediate access. Furthermore, the design of the B Series central inverters has been conceived to facilitate maintenance and repair works.

#### **Maximum protection**

Ingeteam's B Series central inverters integrate the latest generation electronics and a much more efficient electronic protection. Apart from that, they feature the main electrical protections and they deploy grid support functionalities, such as low voltage ride-through capability, reactive power deliverance and active power injection control.

Furthermore, the electrical connection between the inverters and the transformer is fully protected from direct contact.



[www.ingeteam.com](http://www.ingeteam.com)  
[solar.energy@ingeteam.com](mailto:solar.energy@ingeteam.com)

**Ingeteam**

## Medium voltage inverter station, customized up to 7.20 MVA

### CONSTRUCTION

- Steel base frame.
- Suitable for slab or piers mounting.
- Compact design, minimizing freight costs.

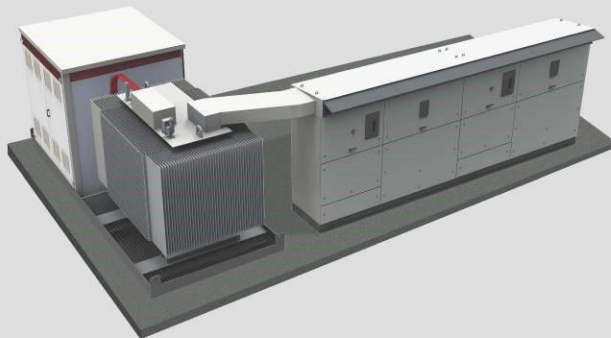
### STANDARD EQUIPMENT

- Up to four inverters with an output power of 7.20 MVA.
- Liquid-filled hermetically sealed transformer up to 34.5 kV.
- Oil-retention tank.
- Shelter for installation of LV equipment.
- Minimum installation at project site installation at project site.

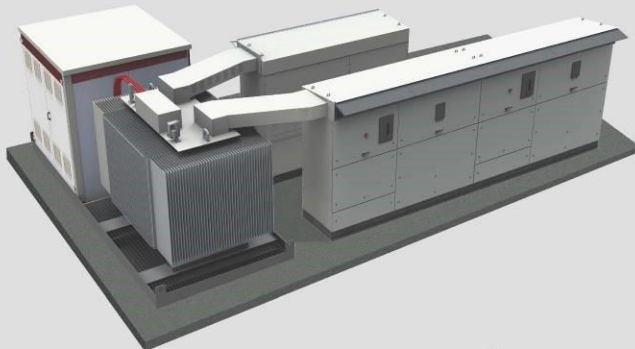
### OPTIONS UPON REQUEST

- Electrical gear as per customer necessities: low voltage distribution panels, auxiliary transformers, SCADA panels, and integration on shelter.
- Metering equipment.
- Remote communications.
- Start-up at the system site.

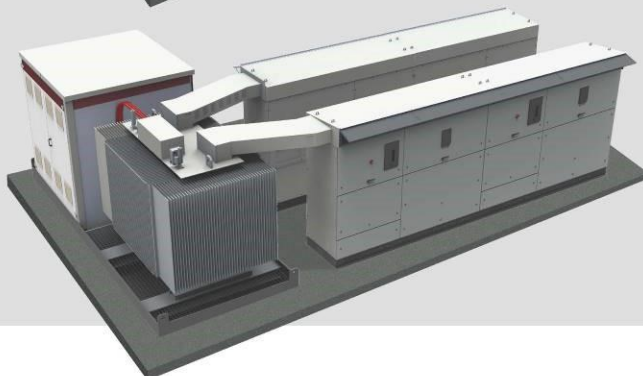
### Three possible configurations



**Dual Inverter Station**  
From 2,100 up to 3,600 kVA.



**Single Inverter +  
Dual Inverter Station**  
From 3,150 up to 5,400 kVA.



**Two Dual Inverter Stations**  
From 4,200 up to 7,200 kVA.

**Ingeteam**

Medium voltage inverter station, customized up to 7.2 MVA

STANDARD EQUIPMENT

- From one up to four inverters with an output power of 7.2 MVA.
- Liquid-filled hermetically sealed transformer up to 34.5 kV with reduced power losses.
- LV/MV Shelter integrating the LV panel, MV switchgear and auxiliary services transformer.

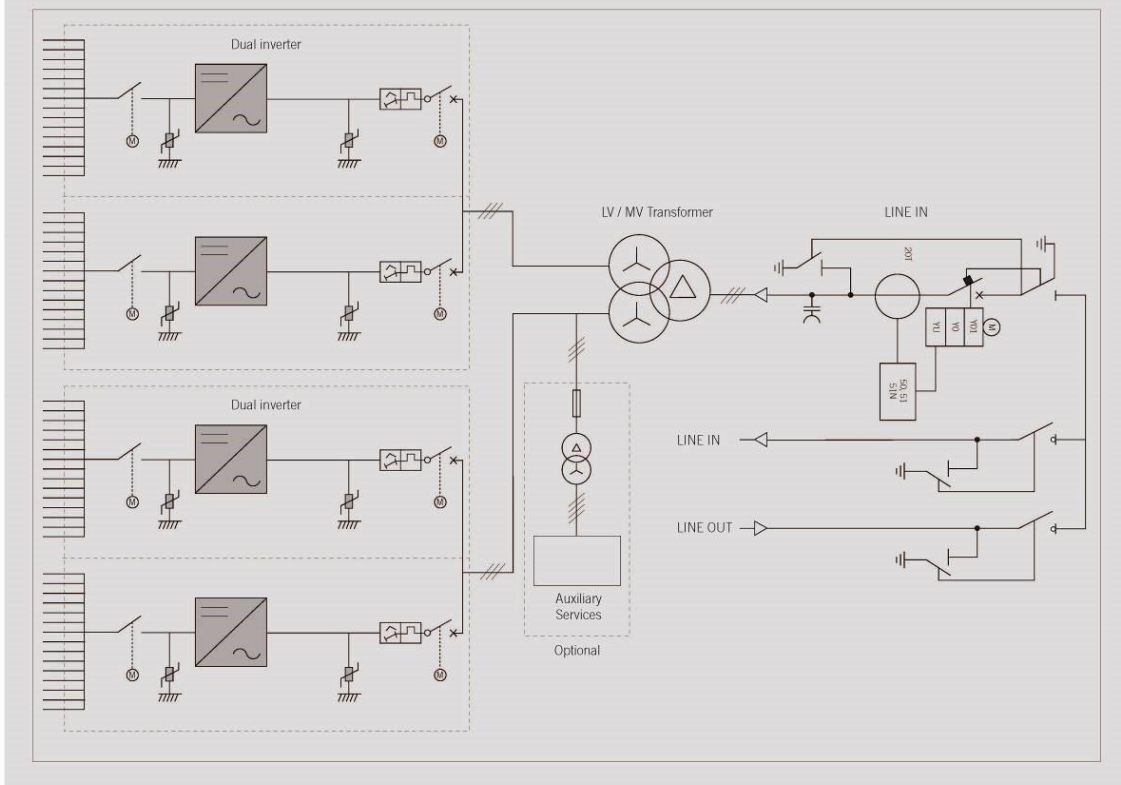
OPTIONS UPON REQUEST

- Electrical gear as per customer necessities:
- Low voltage distribution panels.
  - UPS for auxiliary services.
  - Start-up at the system site.
  - Air conditioning cooling system.
  - High-speed Ethernet / Fiber Optic communication system for a plug-and-play connection to the PPC or SCADA.
- INGECON® SUN StringBox with 16, 24 or 32 input strings.
  - Gateway for the grid operator to monitor and control the PV plant by using standard protocols, like IEC61850, IEC60870-5-101/104, DNP 3.0, etc.
  - Sand trap kit.
  - Meteo station.
- Energy meter for the auxiliary services and/or energy production.
  - Insulation monitoring relay for the IT systems.
  - Reactive power regulation without PV power.
  - Ground connection of the PV array.

	SKL - Dual Inverter	SKL - Single + Dual Inverter	SKL - Double Dual Inverter
Number of inverters	2	3	4
Rated power @50 °C / 122 °F	3,227 kVA	4,840 kVA	6,454 kVA
Max. power @30 °C / 86 °F	3,586 kVA	5,379 kVA	7,172 kVA
Voltage class	24 - 36 kV	24 - 36 kV	24 - 36 kV
Installation altitude <sup>(1)</sup>	Up to 4,500 m (14,765 ft)	Up to 4,500 m (14,765 ft)	Up to 4,500 m (14,765 ft)
Operating temperature range	-20 °C to +60 °C / -4 °F to +140 °F	-20 °C to +60 °C / -4 °F to +140 °F	-20 °C to +60 °C / -4 °F to +140 °F

Notes: <sup>(1)</sup> For installations beyond 1,000 m (3,280 ft), please contact Ingeteam's solar sales department.

Configuration with two dual inverters



Ingeteam

**Long-lasting design**

These inverters have been designed to guarantee a long life expectancy. Standard 5 year warranty, extendable for up to 25 years.

**Grid support**

The INGECON® SUN PowerMax B Series has been designed to comply with the grid connection requirements, contributing to the quality and stability of the electric system. These inverters therefore feature a low voltage ride-through capability, and can deliver reactive power and control the active power delivered to the grid. Moreover, they can operate in weak power grids with a low SCR.

**Ease of maintenance**

All the elements can be removed or replaced directly from the inverter's front side, thanks to its new design.

**Easy to operate**

The INGECON® SUN PowerMax inverters feature an LCD screen for the simple and convenient monitoring of the inverter status and a range of internal variables. The display also includes a number of LEDs to show the inverter operating status with warning lights to indicate any incidents. All this helps to simplify and facilitate maintenance tasks.

**Monitoring and communication**

Ethernet communications supplied as standard. The following applications are included at no extra cost: INGECON® SUN Manager, INGECON® SUN Monitor and its Smartphone version Web Monitor, available on the App Store. These applications are used for monitoring and recording the inverter's internal operating variables through the Internet (alarms, real time production, etc.), in addition to the historical production data.

Two communication ports available for each inverter (one for monitoring and one for plant controlling), allowing fast and simultaneous plant control.

**PROTECTIONS**

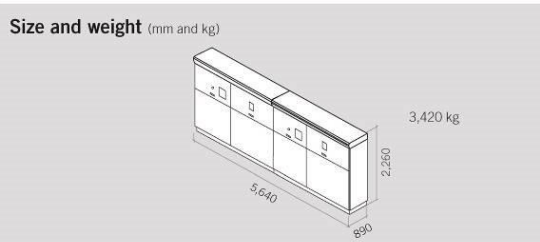
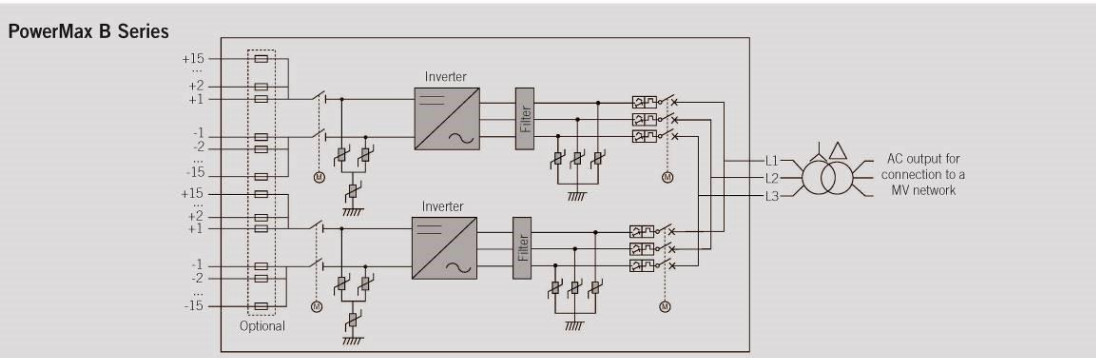
- DC Reverse polarity.
- Short-circuits and overloads at the output.
- Anti-islanding with automatic disconnection.
- Insulation failure DC.
- Up to 15 pairs of fuse-holders per power block.
- Lightning induced DC and AC surge arresters, type II.
- Motorized DC switch to automatically disconnect the inverter from the PV array.
- Low voltage ride-through capability.
- Motorized AC circuit breaker.
- Hardware protection via firmware.
- Additional protection for the power stack, as it is air-cooled by a closed loop.

**OPTIONAL ACCESSORIES**

- Insulation failure AC.
- Grounding kit.
- Heating kit, for operating at an ambient temperature of down to -30 °F.
- DC surge arresters type I+II.
- DC fuses.
- Monitoring of the group currents at the DC input.
- PID prevention kit (PID: Potential Induced Degradation).
- Night time reactive power injection.
- Sand trap kit.
- Integrated DC combiner box.

**ADVANTAGES OF THE B SERIES**

- Higher power density.
- Latest generation electronics.
- More efficient electronic protection.
- Night time supply to communicate with the inverter at night.
- Enhanced performance.
- Easier maintenance thanks to its new design and enclosure.
- Lightweight spares.
- It allows to ground the PV array.
- Components easily replaceable.





Realizzazione impianto agro-fotovoltaico con annessa produzione di idrogeno "S&P 9"  
Potenza 110.271 kWp – 100.000,00 kW

**INGECON**

**SUN**

PowerMax B Series 1,500 V<sub>dc</sub>

	1640TL B630	1665TL B640	1690TL B650	1740TL B670	1800TL B690
<b>Input (DC)</b>					
Recommended PV array power range <sup>(1)</sup>	1,620 - 2,128 kWp	1,646 - 2,162 kWp	1,672 - 2,196 kWp	1,723 - 2,263 kWp	1,775 - 2,330 kWp
Voltage Range MPP <sup>(2)</sup>	910 - 1,300 V	922 - 1,300 V	937 - 1,300 V	965 - 1,300 V	994 - 1,300 V
Maximum voltage <sup>(3)</sup>	1,500 V				
Maximum current	1,850 A				
N° inputs with fuse holders	6 up to 15 (up to 12 with the combiner box)				
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)				
Type of connection	Connection to copper bars				
Power blocks	1				
MPPT	1				
Max. current at each input	From 40 A to 350 A for positive and negative poles				
<b>Input protections</b>					
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I-II optional)				
DC switch	Motorized DC load break disconnect				
Other protections	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton				
<b>Output (AC)</b>					
Power IP54 @30 °C / @50 °C	1,637 kVA / 1,473 kVA	1,663 kVA / 1,496.5 kVA	1,689 kVA / 1,520 kVA	1,741 kVA / 1,567 kVA	1,793 kVA / 1,613 kVA
Current IP54 @30 °C / @50 °C	1,500 A / 1,350 A				
Power IP56 @27 °C / @50 °C <sup>(4)</sup>	1,637 kVA / 1,449 kVA	1,663 kVA / 1,472 kVA	1,689 kVA / 1,495 kVA	1,741 kVA / 1,541 kVA	1,793 kVA / 1,587 kVA
Current IP56 @27 °C / @50 °C <sup>(4)</sup>	1,500 A / 1,328 A				
Rated voltage <sup>(5)</sup>	630 V IT System	640 V IT System	650 V IT System	670 V IT System	690 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz				
Power Factor <sup>(6)</sup>	1				
Power Factor adjustable	Yes, 0-1 (leading / lagging)				
THD (Total Harmonic Distortion) <sup>(7)</sup>	<3%				
<b>Output protections</b>					
Overvoltage protections	Type II surge arresters				
AC breaker	Motorized AC circuit breaker				
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection				
Other protections	AC short circuits and overloads				
<b>Features</b>					
Maximum efficiency	98.9%				
Euroefficiency	98.5%				
Max. consumption aux. services	4,250 W				
Stand-by or night consumption <sup>(8)</sup>	90 W				
Average power consumption per day	2,000 W				
<b>General Information</b>					
Operating temperature	-20 °C to +60 °C				
Relative humidity (non-condensing)	0 - 100%				
Protection class	IP54 (IP56 with the sand trap kit)				
Maximum altitude	4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingeteam's solar sales department)				
Cooling system	Air forced with temperature control (230 V phase + neutral power supply)				
Air flow range	0 - 7,800 m <sup>3</sup> /h				
Average air flow	4,200 m <sup>3</sup> /h				
Acoustic emission (100% / 50% load)	<66 dB(A) at 10m / <54.5 dB(A) at 10m				
Marking	CE				
EMC and security standards	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100				
Grid connection standards	IEC 62116, Arrêté 23-04-2008, CEI 0-16 Ed. III, Terna A68, G59/2, BDEW-Mittelspannungsrichtlinie:2011, P.O.12.3, South African Grid code (ver 2.6), Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruan Grid code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, GGC&CGC China, DEWA (Dubai) Grid code, Jordan Grid Code				

**Notes:** <sup>(1)</sup> Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions <sup>(2)</sup> V<sub>mpp,min</sub> is for rated conditions (V<sub>ac</sub>=1 p.u. and Power Factor=1) <sup>(3)</sup> Consider the voltage increase of the 'V<sub>oc</sub>' at low temperatures <sup>(4)</sup> With the sand trap kit <sup>(5)</sup> Other AC voltages and powers available upon request <sup>(6)</sup> For P<sub>out</sub>>25% of the rated power <sup>(7)</sup> For P<sub>out</sub>>25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4 <sup>(8)</sup> Consumption from PV field when there is PV power available.

**Ingeteam**

**INGECON**

**SUN STORAGE**

PowerMax B Series  
1,500 V<sub>dc</sub>

**THREE-PHASE  
TRANSFORMERLESS  
BATTERY INVERTER**

**860TL B330 / 1170TL B450 / 1325TL B510 /  
1380TL B530 / 1500TL B578 / 1560TL B600 /  
1640TL B630**

The INGECON® SUN STORAGE PowerMax is a three-phase bidirectional battery inverter that can be used in grid-connected and stand-alone systems. This inverter offers a high-power density in a single power block, providing different configurable operating modes. Besides, it features the same technology as Ingeteam's PV inverters, facilitating the supply of spare parts.

**Easy maintenance**

String inverter philosophy has been applied in the design of this central inverter, facilitating the inverter usage. Moreover, the input and output lines are integrated into the same cabinet, in order to make maintenance work easier.

**Battery management**

The INGECON® SUN STORAGE PowerMax features a highly advanced battery control technology, ensuring the maximum life of the storage system. The battery temperature could be controlled at all times ensuring an enhanced lifespan of the accumulator. This inverter is 100% compatible with Ingeteam's PV inverters.

**Software included**

Included at no extra cost the software INGECON® SUN Manager for monitoring and recording the inverter data over the Internet. Ethernet communications are supplied as standard.

The INGECON® SUN STORAGE PowerMax three-phase inverter complies with the most demanding international standards.

**Standard 3 year warranty, extendable for up to 25 years**

**PROTECTIONS**

- Output short-circuits and overloads.
- Insulation failures.
- Motorized DC load break disconnect.
- IP66 protection class for the electronics.
- DC and AC surge arresters, type 2.
- Motorized AC circuit breaker.

**INTEGRATED ACCESSORIES**

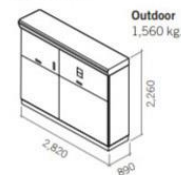
- Ethernet communication.
- DC pre-charge system.
- AC pre-charge system.

**OPTIONAL ACCESSORIES**

- DC fuses.
- Heating kit, for operating at an ambient temperature of -30 °C (-22 °F).



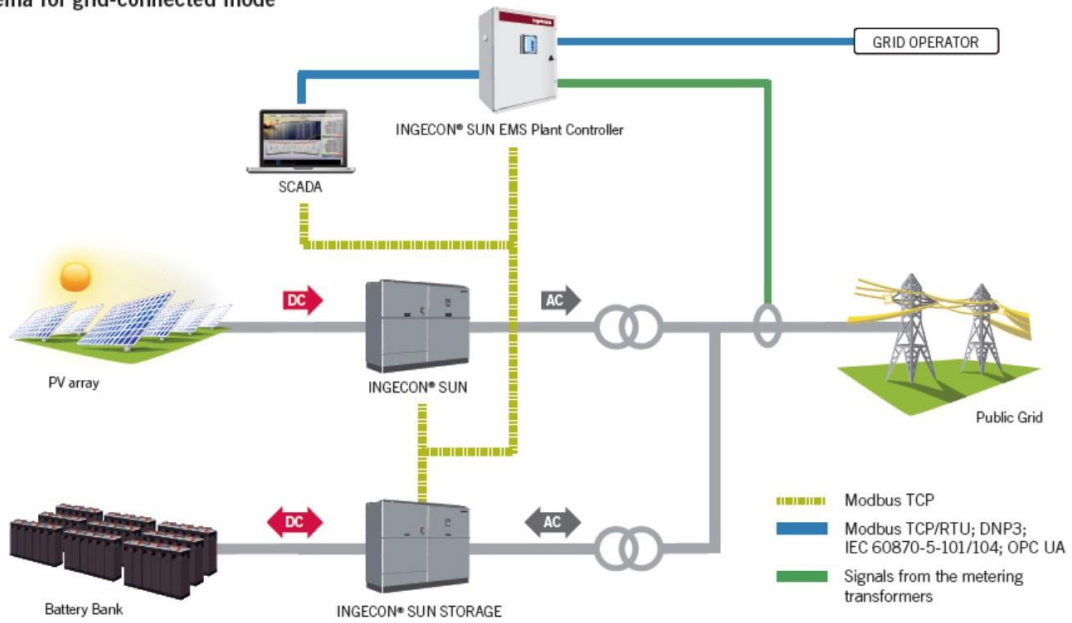
**Size (mm)**



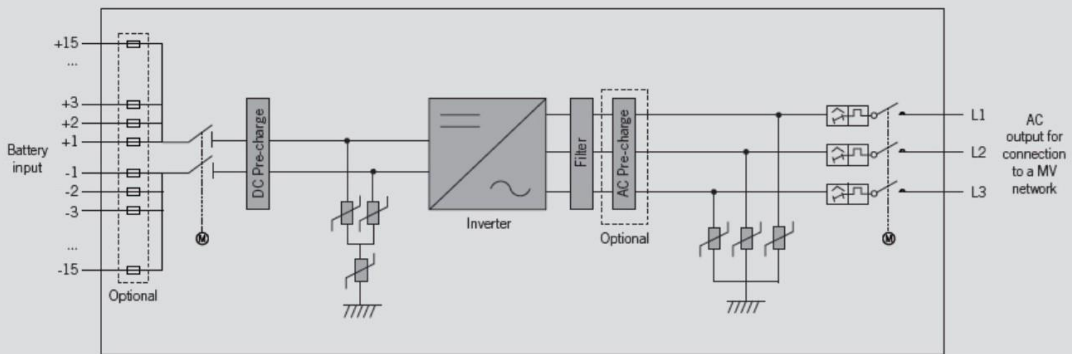
[www.ingeteam.com](http://www.ingeteam.com)  
[solar.energy@ingeteam.com](mailto:solar.energy@ingeteam.com)

**Ingeteam**

Schema for grid-connected mode



SUN STORAGE PowerMax



Ingeteam



INGECON

SUN

EMS Plant Controller

## PV PLANT CONTROL SYSTEM

The INGECON® SUN EMS Plant Controller helps the grid operator to manage the PV plant performance and to guarantee the quality and stability of the electricity supply.

### Maximum PV plant control

An advanced algorithm combined with a fast and efficient communications system, with response times of less than one second, permit precise control of the active and reactive power delivered by the plant to the grid.

The INGECON® SUN EMS Plant Controller controls the PV inverters, ensuring compliance with the grid operator's requirements at the PV plant connection point. It is also possible to manage energy storage systems and other devices such as diesel generators, through the use of INGECON® SUN STORAGE Power Max inverters.



This is a flexible system that can easily be adapted to the needs and configurations of each particular plant, whilst complying with the country-specific standards and regulations.

### Description of the complete system

A PV plant with a plant controller typically consists of:

- INGECON® SUN EMS Plant Controller, comprising two basic systems: metering and control. It can additionally incorporate a communication channel with the grid operator in order to receive the operating set-points.
- INGECON® SUN PV inverters connected to the PV array.
- INGECON® SUN STORAGE battery inverters connected to the energy storage system. Only when energy storage systems are required to cover situations in which the solar radiation is too low or to provide energy for night-time use.
- SCADA, plant monitoring system.
- Communications network. Connecting the INGECON® SUN EMS Plant Controller with the different inverters, transmitting the operating setpoints and monitoring the status of the equipment.

### Continuous communication with all the devices

The Power Plant Controller permits the dynamic reception of the grid operator's set-points. For this purpose, a number of communication protocols are incorporated such as Modbus TCP / RTU, DNP3, IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104 and OPC UA. Likewise, it is also possible to add digital and analogue I/O modules in order to extend the communication capabilities with third-party devices.

Furthermore, the INGECON® SUN EMS Plant Controller permits communication with the plant SCADA to transmit the connection point data. It is also possible a manual control for temporary maintenance or engineering operations.

[www.ingeteam.com](http://www.ingeteam.com)  
[solar.energy@ingeteam.com](mailto:solar.energy@ingeteam.com)

**Ingeteam**

I moduli saranno raggruppati in stringhe da 28 pannelli connessi in serie.

Le stringhe saranno poi connesse in parallelo in modo da rispettare i limiti di corrente e di tensione dell'inverter. La potenza totale installata sarà di 110.271 kWp (100.000 kW).

L'uscita in AC di ciascun inverter verrà collegata a un trasformatore. In particolare gli inverter Ingecon Sun Double + Dual Inverters da 7.200 MWp verranno connessi a un trasformatore da 8.000 kVA che trasformerà l'uscita dell'inverter da 600 V a 30 kV. Gli inverter Ingecon Sun Single + Dual Inverters da 5.400 MWp verranno connessi a un trasformatore da 6.000 kVA che trasformerà l'uscita dell'inverter da 600 V a 30 kV. Gli inverter Ingecon Sun Dual Inverters da 3.600 MWp verranno connessi a un trasformatore da 4.000 kVA che trasformerà l'uscita dell'inverter da 690 V a 30 kV. Gli inverter Ingecon Sun Single Inverters da 1.800 MWp verranno connessi a un trasformatore da 4.000 kVA che trasformerà l'uscita dell'inverter da 690 V a 30 kV.

### **Inclinazione dei moduli fotovoltaici**

L'inclinazione dei pannelli viene definita in base all'incidenza dei raggi solari in modo da massimizzare la produzione. Il sistema porta moduli viene descritto in dettaglio nel paragrafo relativo alla struttura.

### **Ombre e distanze fra le strutture**

L'inseguitore stesso sarà dotato di un sistema di "back tracking" che eviterà per tutto l'anno che le strutture si facciano ombra tra di loro.

### **Pannelli Fotovoltaici**

I valori di radiazione disponibile sulla superficie dei moduli con orientazione sud e installati ad una determinata inclinazione, il rendimento stesso dei moduli e la loro potenza nominale, sono parametri determinanti per definire la produzione elettrica dei pannelli. I pannelli sono elementi di generazione elettrica e possono essere connessi in serie o parallelo, a seconda della tensione nominale richiesta. I pannelli sono costituiti da un numero ben definito di celle fotovoltaiche protette da un vetro e incapsulate in un materiale plastico. Il tutto racchiuso dentro una cornice metallica, che in alcuni casi non è presente (glass-glass).

Le cellule fotovoltaiche sono costituite di silicio. Questo materiale permette che il pannello produca energia dal mattino alla sera, sfruttando tutta l'energia messa a disposizione dal sole.

Uno strato antiriflesso incluso nel trattamento della cella assicura uniformità di colore, rendendo il pannello esteticamente più apprezzabile.

Grazie alla robusta cornice metallica in alluminio anodizzato, capace di sostenere il peso e le dimensioni del modulo e grazie alla parte frontale costituita da vetro temprato antiriflesso con basso contenuto di ferro, i pannelli soddisfano le restrittive norme di qualità a cui sono sottoposti, riuscendo ad adattarsi alle condizioni ambientali di installazione per tutta la vita utile del pannello.

La scatola di derivazione contiene le connessioni per polo positivo e negativo e include 2 diodi che permettono di ridurre le perdite di energia dovute a ombreggiamento parziale dei moduli, proteggendo inoltre elettricamente il modulo durante il verificarsi di questa situazione.

Grazie alla loro robustezza, non hanno problemi ad adattarsi a condizioni ambientali avverse e come precedentemente affermato hanno una vita utile superiore ai 20 anni.

I pannelli saranno connessi all'impianto di terra secondo la normativa vigente. Per questo progetto è stato selezionato il seguente pannello: SUNTECH ULTRA V Plus – 156 HALF-CELL MONOFACIAL MODULE (570-590 W).

Per le caratteristiche si vedano le figure seguenti.



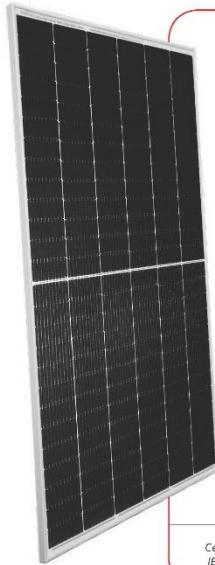


# Ultra V Plus

156 HALF-CELL MONOFACIAL MODULE

## 570-590W

STPXXXS - C78/Vmh



### Features

- High module conversion efficiency**  
Module efficiency up to 21.1 % achieved through advanced cell technology and manufacturing process
- Suntech current sorting process**  
Up to 2 % power loss caused by current mismatch could be diminished by current sorting technique to maximize system power output
- Excellent weak light performance**  
More power output in weak light condition, such as cloudy, morning and sunset
- Lower operating temperature**  
Lower operating temperature and temperature coefficient increases the power output
- Extended wind and snow load tests**  
Module certified to withstand extreme wind (2400 Pascal) and snow loads (5400 Pascal) \*
- Withstanding harsh environment**  
Reliable quality leads to a better sustainability even in harsh environment like desert, farm and coastline

Certifications and standards:  
IEC 61215, IEC 61730, conformity to CE



### Trust Suntech to Deliver Reliable Performance Over Time

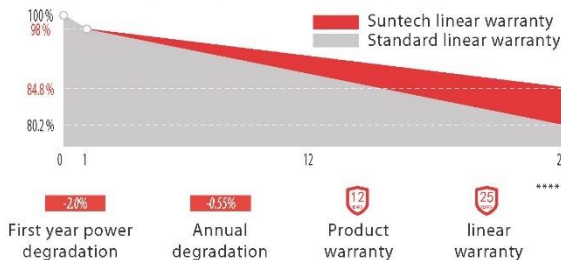
- World-class manufacturer of crystalline silicon photovoltaic modules
- Rigorous quality control meeting the highest international standards: ISO 9001, ISO 14001 and ISO17025
- Regular independently checked production process from international accredited institute/company
- Tested for harsh environments (IEC 61701, IEC 62716, DIN EN 60068-2-68) \*\*\*\*
- Long-term reliability tests
- 2 x 100% EL inspection ensuring defect-free modules

### Special Cell Design



MBB technology decreases the distance between bus bars and finger grid line which is benefit to power increase. Half-cell aims to eliminate the cell gap to increase module efficiency.

### Industry-leading Warranty based on nominal power



### IP68 Rated Junction Box



The Suntech IP68 rated junction box ensures an outstanding waterproof level, supports installations in all orientations and reduces stress on the cables.

\* Please refer to Suntech Standard Module Installation Manual for details. \*\* Suntech reserves the right to the final interpretation of the warranty by Munich Re.  
 \*\*\* WEEE only for EU market. \*\*\*\* Please refer to Suntech Product Near-coast Installation Guide for details.  
 \*\*\*\*\* Please refer to Suntech Limited Warranty for details.



**Electrical Characteristics**

STC	STPXXXS-C78/Vmh				
Maximum Power at STC (Pmax)	590W	585W	580W	575W	570W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	45.36V	45.18V	45.00V	44.82V	44.64V
Optimum Operating Current (Imp)	13.01A	12.95A	12.89A	12.83A	12.77A
Open Circuit Voltage (Voc)	53.79V	53.61V	53.44V	53.26V	53.08V
Short Circuit Current (Isc)	13.91A	13.85A	13.79A	13.73A	13.67A
Module Efficiency	21.1%	20.9%	20.8%	20.6%	20.4%
Operating Module Temperature	-40 °C to +85 °C				
Maximum System Voltage	1500 V DC (IEC)				
Maximum Series Fuse Rating	25 A				
Power Tolerance	0/+5 W				

STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, module temperature 25 °C, AM=1.5;  
Tolerance of Pmax is within +/- 5%  
For tracker installation, please turn to Suntech for mechanical load information.

NMOT	STPXXXS-C78/Vmh				
Maximum Power at NMOT (Pmax)	445.4W	441.7W	438.0W	434.3W	430.5W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	41.9V	41.7V	41.6V	41.4V	41.2V
Optimum Operating Current (Imp)	10.63A	10.58A	10.54A	10.49A	10.44A
Open Circuit Voltage (Voc)	50.5V	50.4V	50.2V	50.0V	49.9V
Short Circuit Current (Isc)	11.18A	11.13A	11.09A	11.04A	10.99A

NMOT: Irradiance 800 W/m<sup>2</sup>, ambient temperature 20 °C, AM=1.5, wind speed 1 m/s.

**Temperature Characteristics**

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	42 ± 2 °C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.36%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.304%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.050%/°C

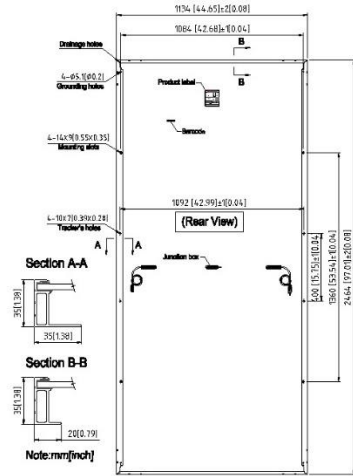
**Mechanical Characteristics**

Solar Cell	Monocrystalline silicon 182 mm
No. of Cells	156 (6 × 26)
Dimensions	2464 × 1134 × 35 mm (97.0 × 44.6 × 1.4 inches)
Weight	31.1 kgs (68.6 lbs.)
Front Glass	3.2 mm (0.126 inches)
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP68 rated (3 bypass diodes)
Output Cables	4.0 mm <sup>2</sup> Portrait: (-) 350 mm and (+) 160 mm in length Landscape: (-) 1400 mm and (+) 1400 mm in length or customized length
Connectors	MC4 EVO2, Cable 01S

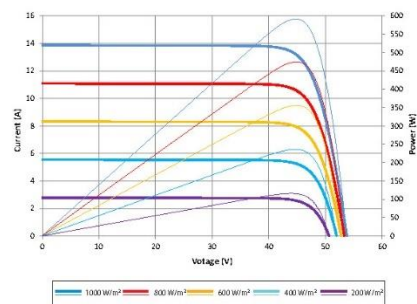
**Packing Configuration**

Container	40' HC
Pieces per pallet	31
Pallets per container	18
Pieces per container	558
Packaging box dimensions	2493 × 1130 × 1270 mm
Packaging box weight	1010 kg

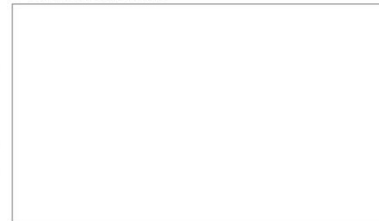
Information on how to install and operate this product is available in the installation instruction. All values indicated in this data sheet are subject to change without prior announcement. The specifications may vary slightly. All specifications are in accordance with standard EN 50980. Color differences of the modules relative to the figures as well as discolorations of/in the modules which do not impair their proper functioning are possible and do not constitute a deviation from the specification.



Current-Voltage & Power-Voltage Curve (590S)



**Dealer information**



### Struttura portamoduli

Come struttura porta-moduli è stata selezionata la seguente opzione:

- Inseguitore mono-assiale orizzontale

La struttura verrà dimensionata secondo la normativa locale in termini di carichi di vento e neve e secondo la normativa sismica locale. Il sistema inseguitore realizza l'inseguimento del sole ruotando da est a ovest su un asse orizzontale nord-sud. Dalla figura 17 alla figura 20 vengono mostrati i particolari costruttivi degli inseguitori installati.

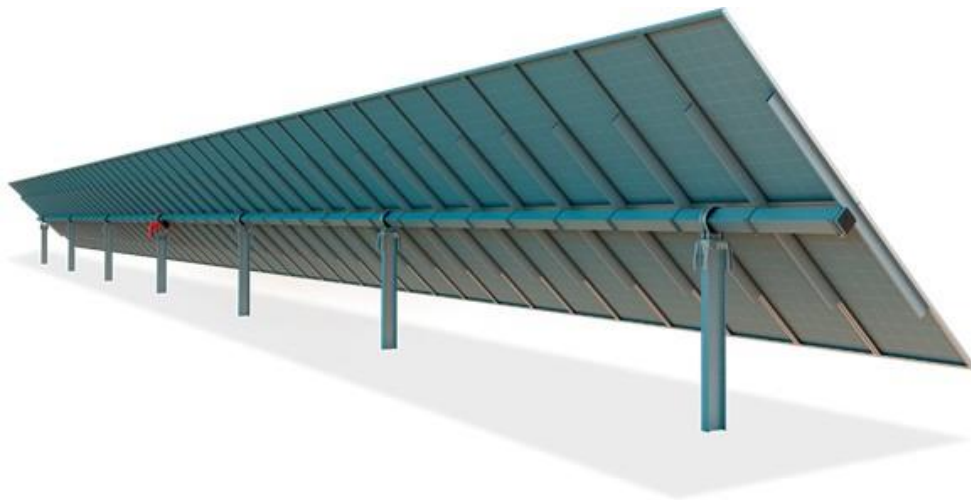


Figura 17– Esempio struttura porta-moduli da installare

In generale, l'inseguitore è dotato di una barra centrale mossa da un attuttore che trasmette il movimento a diverse file (inseguitore multi-fila). In caso di inseguitore monofila, ciascuna fila avrà il proprio attuttore. La rotazione massima permessa è di  $\pm 55^\circ$ .

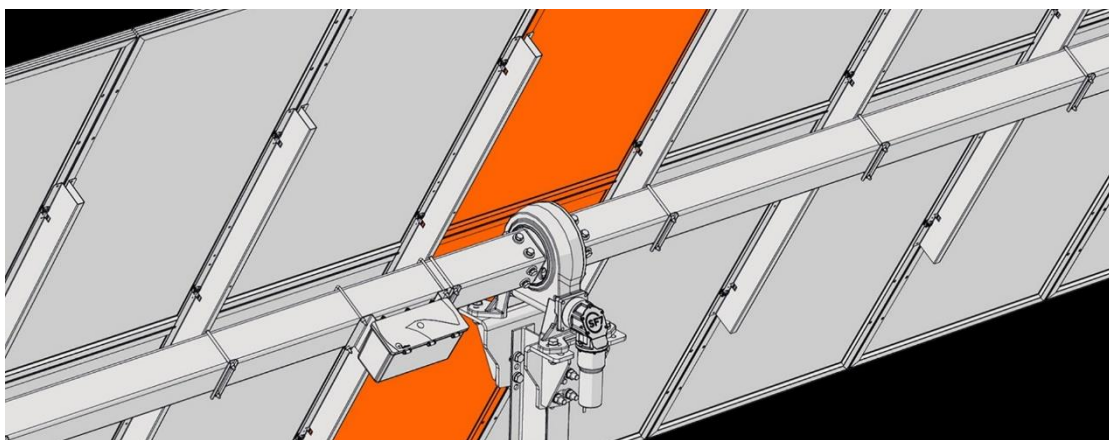


Figura 18 – Particolare dell'inseguitore installato



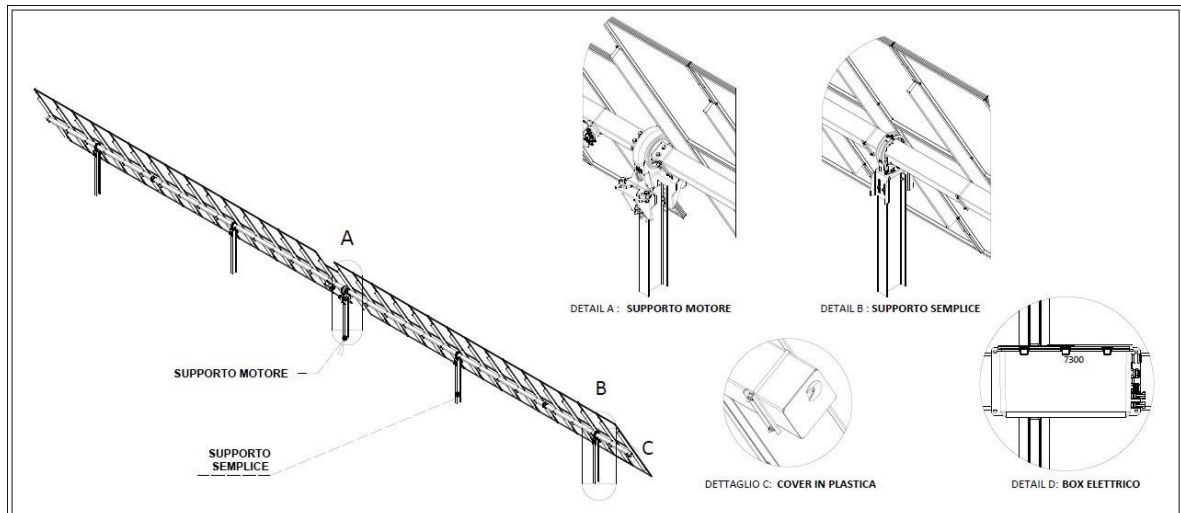


Figura 19 – Particolari costruttivi degli inseguitori installati

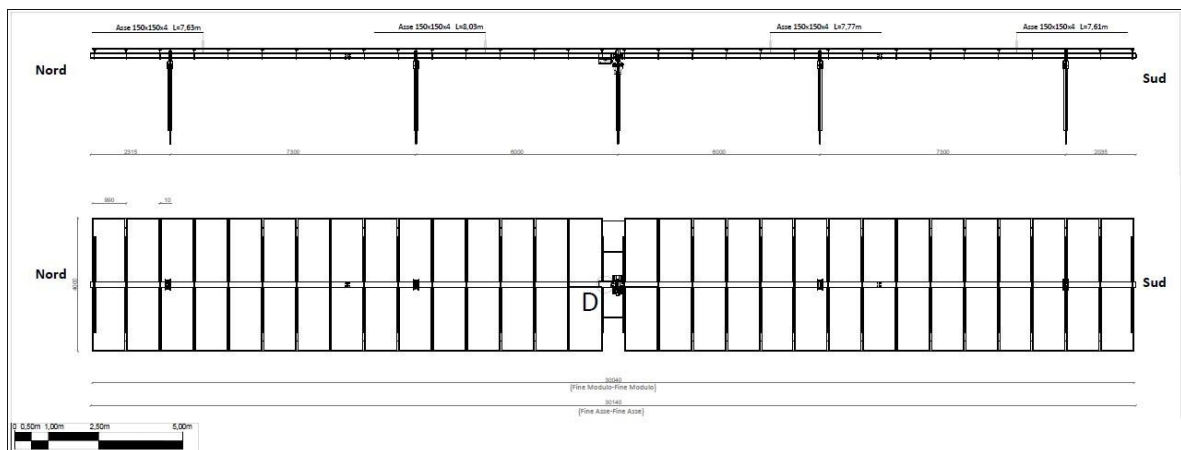


Figura 20 – Particolare vista in sezione e in planimetria delle strutture

Nel caso in oggetto, è stato selezionato l'inseguitore monofila, che si adatta meglio all'andamento non omogeneo del terreno e la distanza tra le file sarà di 9 m.

L'impianto conterrà in totale 3.910 inseguitori. Il sistema di controllo dell'inseguimento verrà programmato attraverso un algoritmo con orologio astronomico che tiene conto della traiettoria solare. Le figure seguenti mostrano un impianto realizzato con questo tipo di inseguitore e le dimensioni dell'inseguitore stesso.



### Cablaggi e cavi

La connessione elettrica fra i moduli fotovoltaici avviene tramite cavi (in classe d'isolamento II) terminati all'interno delle cassette di terminazione dei moduli, oppure con connettori rapidi del tipo "multi-contact" collegati con altri già assemblati in fabbrica sulle cassette.

I cavi, con materiali resistenti ai raggi UV, garantiscono il corretto funzionamento degli impianti fotovoltaici nel corso della loro vita utile (almeno 30 anni).

I cavi di energia sono dimensionati in modo da limitare le cadute di tensione, ma la loro sezione è determinata anche in modo da assicurare una durata di vita soddisfacente dei

conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio.

La corrente massima (portata) ammissibile, per periodi prolungati, di qualsiasi conduttore viene calcolata in modo tale che la massima temperatura di funzionamento non superi il valore appropriato, per ciascun tipo di isolante, indicato nella Tab. 52D della Norma CEI 64-8.

Le portate dei cavi in regime permanente relative alle condutture da installare sono verificate secondo le tabelle CEI-UNEL 35024, per posa in aria, e CEI-UNEL 35026, per posa interrata, applicando ai valori individuati, dei coefficienti di riduzione che dipendono dalle specifiche condizioni di posa e dalla temperatura ambiente. Nei casi di cavi con diverse modalità di posa, è effettuata la verifica per la condizione di posa più gravosa. Le sezioni dei cavi sono verificate anche dal punto di vista della caduta di tensione, alla massima corrente di utilizzo, secondo quanto riportato nelle Norme CEI 64-8.

Le verifiche suddette sono effettuate mediante l'uso delle tabelle CEI-UNEL 35023. I cavi di energia dovranno essere sistemati in maniera da semplificare e minimizzare le operazioni di cablaggio.

In particolare, la discesa dei cavi occorre che sia protetta meccanicamente mediante installazione in tubi, il cui collegamento al quadro elettrico e agli inverter avvenga garantendo il mantenimento del livello di protezione degli stessi.

In particolare si tiene conto nel dimensionamento di tali conduttori della riduzione della portata in base alle condizioni di posa in opera, ovvero:

- **Portata su passerella forata (CEI 64-8/5-12)**

$$I_z = I_0 \times k_1 \times k_2 \text{ Dove:}$$

- $I_0$  è la portata del conduttore in aria libera a 30°;
- $K_1$  e  $K_2$  sono due fattori di correzione dovuti rispettivamente alla temperatura ed al tipo di posa.

Per tutti i casi ricadenti in questo tipo di posa, si deve considerare:

- $K_1 = 0,87$  (cavo FG7(O)R, temp. a 45°);



- $K_1 = 0,797$  (in alternativa, cavo H07RN-F, temp. 45°);
- $K_2 = 0,72$  (passerella orizzontale forata, n. circuiti del fascio 10,  $T = 45^\circ\text{C}$ ).

• **Portata in cavidotto in cls (CEI 64-8/5-12)**

$$I_z = I_0 \times k_1 \times k_2$$

Dove:

- $I_0$  è la portata del conduttore in aria libera a 30°;
- $K_1$  e  $K_2$  sono due fattori di correzione dovuti rispettivamente alla temperatura ed al tipo di posa.

Per tutti i casi ricadenti in questo tipo di posa, si deve considerare:

- $K_1 = 0,87$  (cavo FG7(O)R, temp. a 45°);
- $K_1 = 0,797$  (in alternativa, cavo H07RN-F, temp. 45°);
- $K_2 = 0,8$  (canale unico, n. circuiti pari a 2,  $T = 45^\circ\text{C}$ ).

• **Portata tubazione interrata (CEI – UNEL 35026)**

$$I_z = I_0 \times k_1 \times k_2 \times k_3 \times k_4$$

Dove:

- $I_0$  è la portata del conduttore in aria libera a 30°;
- $K_1$ ,  $K_2$  e  $K_3$  sono fattori di correzione dovuti rispettivamente alla temperatura ed al tipo di posa gli ultimi due;
- $K_4$  è un fattore di correzione dovuto alla resistività del terreno.

Per tutti i casi ricadenti in questo tipo di posa, si deve considerare:

- $K_1 = 0,85$  (cavo FG7(O)R e FG7(O)M1, temp. a 40°);
- $K_1 = 0,87$  (in alternativa, cavo FG7(O)M2, temp. 40°);
- $K_1 = 0,58$  (in alternativa, cavo FG7(O)M2, temp. 70°);
- $K_1 = 0,77$  (in alternativa, cavo H07RN-F, temp. 40°);
- $K_2 = 0,25$  (con distanza tra i tubi di 0,25 m e un cavo per ogni tubo).
- $K_3 = 0,98$  (profondità di posa 1 m).

La messa in opera dei cavi di energia viene realizzata in modo da evitare, durante l'esercizio ordinario, eventuali azioni meccaniche sugli stessi.

I conduttori impiegati nell'esecuzione degli impianti saranno contraddistinti dalle colorazioni previste dalle vigenti tabelle di unificazione CEI-UNEL.

In particolare i conduttori di neutro e protezione dovranno essere contraddistinti, rispettivamente ed esclusivamente, con il colore blu chiaro e con il bi-colore gialloverde, mentre i conduttori di fase saranno contraddistinti in modo univoco, per tutto l'impianto, dai colori: nero, grigio (cenere) e marrone.

### **Cadute di tensione ammesse**

Le sezioni dei conduttori calcolate in funzione della potenza impegnata e delle lunghezze dei vari circuiti (la caduta di tensione non deve superare il 4% della tensione a vuoto nel lato AC e il 2% nel lato DC) saranno scelte tra quelle unificate. In ogni caso non dovranno essere superati i valori delle portate di corrente ammesse, per i diversi tipi di conduttori, riportate dalle tabelle unificate CEIUNEL.

Le formule analitiche adottate sono le seguenti:

$$\Delta U = \frac{r \cdot I \cdot L}{1000} \quad \Delta U\% = \frac{\Delta U \cdot 100}{U}$$

Dove  $r$  è la resistenza lineare [ $\Omega/\text{km}$ ] relativa al conduttore utilizzato,  $L$  è la lunghezza del tratto di linea,  $I$  la corrente ed  $U$  la tensione nominale.

### **Coordinamento delle protezioni**

La Norma CEI 64.8 all'articolo 433.2 impone per il coordinamento cavo-protezione le seguenti relazioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad I_f \leq 1,45 \cdot I_z$$

In cui:

- $I_b$  è la corrente di impiego del carico;
- $I_n$  è la corrente nominale dell'apparecchiatura di protezione;
- $I_z$  è la portata del cavo;
- $I_f$  corrente di sicuro intervento dell'apparecchiatura di protezione entro il tempo convenzionale.

È da notare che in caso di apparecchi di protezione conformi alla Norma CEI 23-3, se è verificata la relazione  $I_n \leq I_z$ , è automaticamente verificata anche la relazione  $I_f \leq 1,45 I_n$ . Tale norma impone infatti per gli interruttori automatici ad uso domestico e similare  $I_f = 1,45 I_n$ . Detta condizione vale anche per gli interruttori conformi alla norma CEI EN 60947-2 per i quali  $I_f = 1,3 I_n$ .

Per la parte in corrente continua, non protetta da interruttori automatici o fusibili nei confronti delle sovracorrenti e del corto circuito,  $I_b$  risulta pari alla corrente nominale dei moduli fotovoltaici in corrispondenza della loro potenza di picco, mentre  $I_b$  e  $I_f$  possono entrambe essere poste uguali alla corrente di corto circuito dei moduli stessi, rappresentando questa un valore massimo non superabile in qualsiasi condizione operativa. In assenza di dispositivi di protezione contro le sovracorrenti, la seconda relazione non risulta applicabile alla parte in corrente continua. La portata dei cavi è calcolata secondo quanto previsto dai seguenti documenti normativi:

CEI-UNEL 35024/1: cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria.

CEI-UNEL 35026: cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata.

### **Impianto di rilevazione incendi**

L'impianto di rilevazione incendi sarà realizzato a vista entro tubazione rigida in pvc con in fine di rivelare un incendio in ogni ambiente delle cabine prefabbricate attraverso avvisatori ottico/acustici.

L'impianto, sarà costituito da una centrale di segnalazione da installare nel locale di controllo, comunicante con segnalatori ottici/acustici situati in loco, e con comunicatore telefonico per la segnalazione remota. La stessa centrale dovrà, inoltre, acquisire i segnali provenienti dai pulsanti manuali a rottura di vetro.

Per l'impianto, inoltre, sarà predisposta un'alimentazione primaria (rete normale) ed una secondaria, tramite gruppo statico di continuità con un funzionamento in emergenza non inferiore a 30 minuti.

## Impianto di ventilazione e condizionamento

Nelle cabine con apparecchiature elettriche ed elettroniche sarà prevista una ventilazione forzata con estrattori e griglie di estrazione. Il dimensionamento della taglia degli estrattori è effettuato tenendo conto dei volumi di aria di ricambio necessari per il mantenimento delle temperature di funzionamento delle apparecchiature al di sotto di quelle massime consentite. La cabina controllo sarà dotata di un impianto di ventilazione forzato con griglie di ripresa nel vano bagno e doccia, mentre l'anti-bagno sarà nereggiata naturalmente con apertura finestra.

## Impianto idrico e fognante

Per i servizi è prevista una cabina dedicata prefabbricata dalle dimensioni adeguate riportata negli elaborati grafici progettuali, per cui lo smaltimento dei liquami, avviene attraverso il collegamento alla fossa IMHOFF. La fossa di depurazione IMHOFF è di forma cilindrica ed è composta da un contenitore esterno in polietilene, sedimentatore in polietilene, setto di separazione e turistica interna; il coperchio è del tipo pedonale fissato con viti ed è dotato di accesso separato per il prelievo dei fanghi. La fossa di depurazione IMHOFF, di dimensioni standard presenti in commercio e di seguito riportate, è totalmente interrata ed ha accesso dall'alto a mezzo di apposite aperture: essa è ubicata all'esterno del fabbricato e distante non meno di 10 metri dalle fondazioni del prefabbricato.

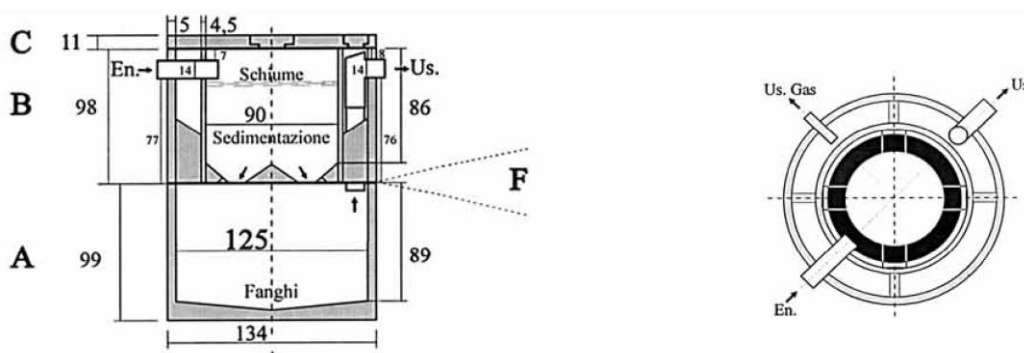


Figura 41 - Fossa IMHOFF

La condotta di scarico in PVC del diametro interno di mm 110, a perfetta tenuta, è intervallata da pozzetti di ispezione. La condotta di scarico, prima di giungere alla fossa IMHOFF, è intercettata da apposito pozzetto, a valle, prima della vasca, sarà costruito un pozzetto per la campionatura dei reflui.



Caratteristiche Fossa IMHOFF:

- Numero utenti: 5;
- Dimensioni diametro interno: 110 cm;
- Altezza esterna: 165,5 cm;
- Litri: 920 l;
- Peso: 1.429 kg.

La fossa IMHOFF è caratterizzata da due comparti distinti per il deposito e la digestione dei fanghi: detti comparti sono comunicanti tramite feritoie poste al fondo dell'imbuto di tramoggia del primo comparto.

Il primo comparto è la camera di sedimentazione e deposito a forma di tramoggia con pareti che finiscono ad imbuto con inclinazione non superiore a 60° il quale permette ai reflui uno stazionamento di circa 4-6 ore. Le fessure poste al fondo della tramoggia permettono al fango di precipitare nel sottostante compartimento in cui si svolge la digestione e decomposizione.

Il secondo comparto è la camera di digestione dei fanghi in cui avviene la fermentazione ovvero la digestione e decomposizione e la sua mineralizzazione ad opera dei germi anaerobici. I reflui convogliati dalla condotta fognante confluiscono nella vasca di sedimentazione e vi sostano per un periodo di 4-6 ore. Le acque da chiarificare, scorrendo lentamente attraverso la ghiera di sedimentazione, consentono alle sostanze leggere di galleggiare e a quelle pesanti di depositarsi sul fondo della vasca di digestione, passando attraverso la stretta fessura posta alla base del comparto di sedimentazioni.

I fanghi depositati verranno estratti normalmente ogni tre mesi. Le acque reflue dopo aver subito il processo depurativo nella fossa IMHOFF vengono convogliate nell'adiacente pozzo perdente.

L'approvvigionamento idrico avverrà tramite riserva d'acqua potabile della capacità di 10.000 litri, con cassa interrata. L'impianto idrico sarà servito da una elettropompa di portata e prevalenza adeguate al fine per garantire il servizio richiesto. L'acqua calda sanitaria sarà garantita da un boiler elettrico di 30 litri, posto nelle immediate vicinanze dei servizi.

## Inverters

L'inverter è una parte fondamentale dell'installazione. Esso permette la conversione dell'energia in corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici.

Le apparecchiature selezionate saranno 17 inverter: n. 9 inverter di tipo Ingecon Sun Double + Dual Inverters con potenza nominale di 7,200 MWp, n. 3 inverter di tipo Ingecon Sun Single + Dual Inverters con potenza nominale di 5,400 MWp, n.3 inverter Sun Dual Inverter con potenza nominale di 3,600 MWp, n.2 inverter Sun Single Inverter con potenza nominale di 1,800 MWp.

Gli inverter verranno posizionati in maniera tale da ridurre le perdite e le sezioni dei cavi nei tratti in continua. L'inverter selezionato assicura il massimo rendimento nelle condizioni di installazione e la riduzione di fermate inattese. L'inverter sarà dotato di un sistema master-slave automatico, modulare e ridondante. Ogni notte l'inverter selezionerà il master in base all'energia prodotta da ciascuno dei moduli slave. In questo modo il carico di lavoro verrà distribuito omogeneamente fra tutti i moduli. Il modulo master avrà disponibili fino a 10 curve di efficienza, utilizzabili per ottenere il massimo rendimento in tutti i ranghi di potenza. Il modulo master gestirà i moduli slave in modo da massimizzarne l'efficienza.

Il sistema di ventilazione indipendente in ciascun modulo riduce il consumo di energia. L'inverter riduce al minimo l'uso dell'energia in stand-by e a basso carico. Ciascuna zona calda del modulo ha 4 ventilatori indipendenti controllati attraverso dei sensori di temperatura opportunamente posizionati. La potenza in uscita dall'inverter si riduce lievemente fino ad arrivare a 50°C grazie al sovradimensionamento degli IGBT, al disegno meccanico e al sistema di ventilazione. A partire da 50 °C si ha un "derating" come mostrato nei grafici successivi.

La gestione e il supporto di rete è un'altra funzione molto importante di cui è dotato l'inverter. Per questo è dotato di un'interfaccia di controllo di potenza (PCI) capace di seguire le istruzioni che provengono dall'operatore di rete. L'inverter è capace di regolare la potenza attiva in funzione della frequenza di rete, in conformità con la normativa vigente. In caso di buchi di tensione o guasti in rete, l'inverter avrà la possibilità di immettere potenza reattiva per contribuire alla stabilità della rete stessa. La parte elettronica dell'inverter rimarrà completamente isolata dall'esterno, realizzando così una protezione massima senza l'ausilio di filtri anti polvere.

### 4.3 Caratteristiche della sezione di bassa tensione

#### Circuiti in bassa tensione Corrente Continua (DC)

I pannelli verranno collegati in serie tra di loro a formare le stringhe e successivamente connessi in quadri stringa (string box). Da questi quadri uscirà una linea indipendente che li collegherà al centro in cui sono installati gli inverter.

#### Quadri stringa

Verranno installati quadri stringa con la funzione di proteggere e monitorare le linee provenienti dalle stringhe. I quadri avranno 16, 24 e 32 ingressi, collegando tra loro le stringhe degli inseguitori. Ciascun inseguitore conterrà 1 o 2 stringhe, collegate in parallelo tramite una scatola di derivazione ermetica.

I quadri stringa verranno montati opportunamente sulla struttura dell'inseguitore, in una posizione tale da ridurre i percorsi dei cavi.

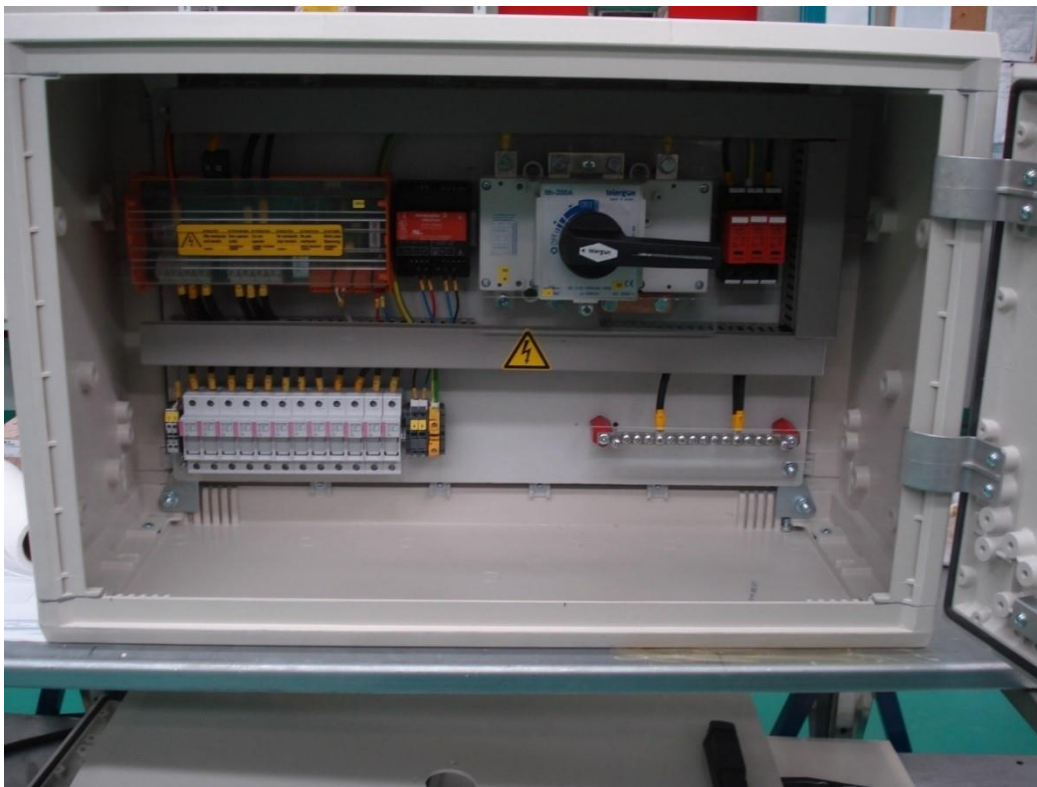


Figura 21 – Esempio particolare quadro stringa

### **Circuiti in bassa tensione Corrente Alternata (AC)**

Verranno installati interruttori magnetotermici ad azionamento manuale, con potere di cortocircuito superiore al livello di cortocircuito calcolato nella posizione di installazione con la funzione di proteggere tutti i circuiti in AC.

Per quanto riguarda la protezione da contatti indiretti, verranno utilizzati dispositivi differenziali fissati su barra DIN. I dispositivi principali (dispositivo di generatore, di interfaccia e generale) saranno conformi alla norma vigente.

### **Rete di bassa tensione: Servizi Ausiliari**

È previsto un quadro generale servizi ausiliari, alimentato attraverso un trasformatore dedicato, che alimenterà i seguenti circuiti:

- Quadro elettrico Sala Controllo;
- Illuminazione esterna, circuito antintrusione (CCTV) ecc.;
- UPS.

Inoltre, in ciascun edificio Inverter-Trasformatore, verrà installato un trasformatore da 30 kVA, alimentato dall'uscita AC dell'inverter, che fornirà alimentazione ai seguenti circuiti:

- Centro di trasformazione-inverter;
- Illuminazione;
- Circuiti di emergenza;
- Ventilazione;
- Circuito motori inseguitore;
- Circuiti String boxes di primo livello;
- Circuiti vari;

Tutti i circuiti saranno realizzati in conduttore di rame tipo 0,6/1kV, con percorsi interrati su tubo corrugato o su passerella metallica. In corrispondenza delle connessioni i quadri verranno posati su tubi di acciaio. Le derivazioni verranno realizzate in scatole ermetiche mediante morsettiere. Gli ingressi e le uscite delle scatole verranno realizzate con premistoppa. Ciascuna scatola verrà identificata con un codice univoco indelebile e chiaramente visibile per poter facilitarne la manutenzione. Tutte le masse e le canalizzazioni metalliche saranno connesse all'impianto di terra.



## Quadri Elettrici

Oltre al quadro di parallelo in AC e al quadro dei Servizi Ausiliari, in ciascun edificio Inverter-Trasformatore verrà installato un quadro elettrico generale, il più prossimo possibile al trasformatore, che fornirà alimentazione a tutte le utenze del centro. I quadri saranno di tipo metallico di dimensioni standardizzate, con porta frontale liscia e dotati di segregazione per morsettiera e connessioni. Ciascun quadro sarà dotato di interruttore generale multipolare per ciascuna linea di ingresso che arrivi dal quadro generale. L'interruttore sarà di tipo modulare o scatolato, secondo la taglia richiesta.

Ciascun circuito di illuminazione sarà dotato di interruttore magnetotermico differenziale da 30 mA mentre i circuiti relativi agli altri carichi saranno dotati di interruttore magnetotermico differenziale da 300 mA o 500 mA a seconda del caso, in maniera da assicurare le selettività.

Tutti gli interruttori e il quadro stesso saranno chiaramente identificati mediante etichette, che riporteranno le informazioni sui circuiti che alimentano. Le connessioni e i cavi saranno anch'essi chiaramente identificati con etichetta e raggruppati ordinatamente tramite fascette.

## Centro Inverter-Trasformatore

Gli inverter verranno posizionati in maniera tale da minimizzare i percorsi dei cavi in DC e, conseguentemente, minimizzare le perdite. Gli inverter verranno installati in edificio prefabbricato in cemento, container metallico, o su una base di cemento armato in caso di installazioni outdoor, rispettando le prescrizioni del fabbricante. Verrà installato un edificio inverter-trasformatore per ogni gruppo. Per i dettagli si veda lo schema unifilare allegato.

In fase di progettazione definitiva si illustreranno i dettagli del centro. In caso di edifici prefabbricati, verrà installato un sistema di ventilazione forzata che mantenga la temperatura interna all'interno di valori adeguati al il funzionamento dell'inverter.

Gli inverter verranno posizionati in maniera che ci sia sufficiente spazio per le operazioni di manutenzione.

#### 4.4 Rete di media tensione e percorso cavidotto

L'impianto ha una potenza di 110.271 kWp (100.000,00 kW) comprenderà in totale 17 inverter suddivisi come di seguito:

- n. 9 Ingecon Sun Double + Dual Inverters da 7,200 MWp;
- n. 3 Ingecon Single + Dual Inverters da 3,600 MWp;
- n.3 inverter Sun Dual Inverter da 3,600 MWp;
- n.2 inverter Sun Single Inverter da 1,800 MWp.

Per i dettagli si veda lo schema unifilare allegato.

Verranno installati in totale 16 centri inverter-trasformatore. L'impianto di media tensione sarà costituito da 2 circuiti a 30 kV che connettono i centri inverter-trasformatore.

Le principali apparecchiature di media tensione saranno:

- Celle modulari con isolamento in gas tipo RMU, costituite da 2 celle di linea e una cella trasformatore, installate nei centri inverter trasformatore;
- Celle modulari con isolamento in aria o gas installate nel centro generale di distribuzione.

Attraverso la trasformazione MT la tensione verrà elevata per poter connettere l'impianto alla Rete di Trasmissione Nazionale.

Caratteristiche del trasformatore:

**Potenza 468 MVA – ONAN-ONAF**

**Rapporto di trasformazione: 0,690/30 kV**

**Z = 8,5 %**

I cavidotti di collegamento dell'impianto saranno realizzati completamente interrati. Nelle figure seguenti sono riportate le sezioni dei cavidotti BT e MT desunte dagli elaborati del progetto definitivo allegati al SIA.

Come mostrato in Figura 22 il punto di connessione alla rete sarà raggiunto attraverso un tratto di circa 565 metri (U-V Ex consortile n. 38), un tratto di circa 610 metri (T-U Bretella SS624), un tratto di circa 40 metri (S-T Bretella SS624), un tratto di circa 1.400 metri (M-S Bretella SS624), un tratto di circa 520 metri (Q-R Ex consortile n.36), un tratto di circa 160 metri (P-Q Strada Interpodereale), un tratto di circa 400 metri (N-O Strada Vicinale

Ravanusa), un tratto di circa 3.170 metri (M-N SP 47 bis), un tratto di circa 2.300 metri (K-L Bretella SS624), un tratto di circa 3.600 metri (K-L SP 9), un tratto di circa 1000 metri (K-W SP12), un tratto di circa 790 metri (I-K Regiam trazzera 343), un tratto di circa 550 metri (I-J Strada Interpodereale), un tratto di circa 2.810 metri (H-I Regia trazzera 343), un tratto di circa 2.305 metri (G-H Regia trazzera 349), un tratto di circa 75 metri (F-G SP 12), un tratto di circa 745 metri (B-F SP 37), un tratto di circa 25 metri (D-E SP 37), un tratto di circa 2.560 metri (B-C SP 37), un tratto di circa 10 metri (A-B SP 37) che si immette all'interno della stazione utente. Il cavidotto verrà realizzato interamente nel sottosuolo utilizzando nella maggior parte dei casi la tecnica no-dig, ad una profondità 1.50 m rispetto al piano stradale o di campagna, dalla generatrice superiore del cavidotto per quanto riguarda la linea MT.

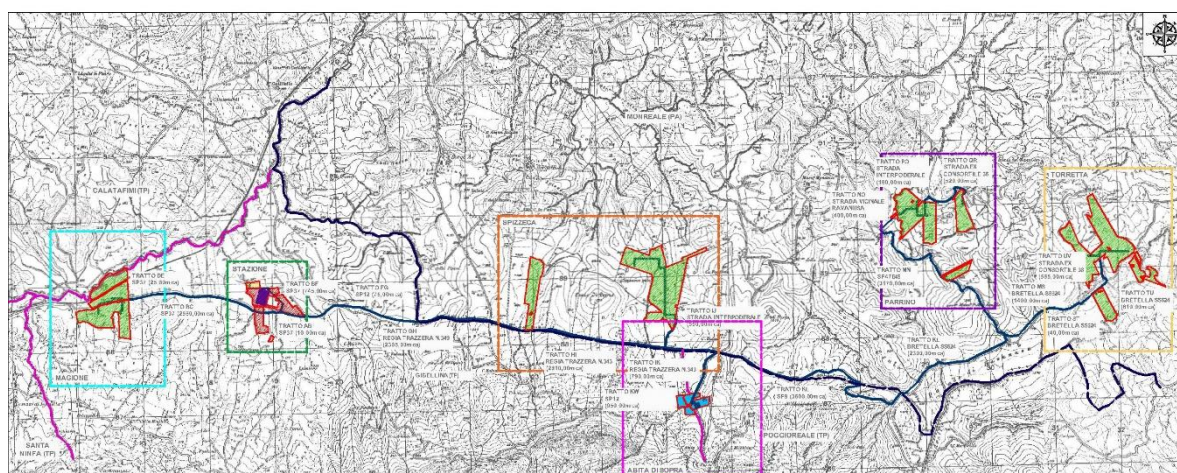


Figura 22 – Percorso del cavidotto di connessione (TAV. IT-COG)

In particolare, per la posa dei cavidotti MT, nel collegamento tra l'impianto, la stazione di smistamento e la stazione utente-rete, verrà usata come già detto la tecnologia no-dig, la quale permette la posa in opera di tubazioni e cavi interrati o il recupero funzionale, parziale o totale, o la sostituzione di condotte interrate esistenti senza ricorrere agli scavi a cielo aperto, evitando le manomissioni di superficie ed eliminando così pesanti e negativi impatti sull'ambiente sia naturale che costruito, sul paesaggio, sulle strutture superficiali e sulle infrastrutture di trasporto. Il successivo riempimento del cavo sarà effettuato con modalità differenti a seconda del tratto di strada interessata e secondo gli standard realizzativi prescritti.

Il riempimento del cavo sarà effettuato con modalità differenti a seconda del tratto di strada interessata e secondo gli standard realizzativi prescritti. La profondità minima di posa per le strade di uso pubblico è fissata dal Nuovo Codice della Strada ad 1 m dall'estradosso della protezione; per tutti gli altri suoli e le strade di uso privato valgono i

seguenti valori, dal piano di appoggio del cavo, stabiliti dalla norma CEI 11-17.

Parallelismi ed attraversamenti tra cavi di energia ed altre canalizzazioni regolamentari dalla CEI 11-17 Terza Ediz.				
Tipologia di coesistenza	Norma di riferimento	Distanza		Note
		A	B	
Coesistenza tra cavi di energia e cavi di telecomunicazione interrati				
Incroci tra cavi	6.1.01		≥0,30m	Il cavo posto superiormente deve essere protetto per una lunghezza non inferiore a 1 m con uno dei dispositivi descritti al punto 6.1.04; detti dispositivi devono essere posti simmetricamente rispetto all'altro cavo
Parallelismo tra cavi	6.1.02	≥0,30m		E' preferibile la posa alla maggiore distanza possibile. Semmai non si dovesse potere assicurare nemmeno la distanza di 0,30m si deve applicare sul cavo posato alla minore profondità, oppure su entrambi i cavi quando la differenza di quota tra essi è minore di 0,15m, uno dei dispositivi di protezione di cui al punto 6.1.04
Coesistenza tra cavi di energia e tubazioni o serbatoi metallici interrati				
Incroci tra cavi di energia e tubazioni metalliche	6.3.01		≥0,50m	Il cavo posto superiormente deve essere protetto per una lunghezza non inferiore a 1 m con uno dei dispositivi descritti al punto 6.1.04; detti dispositivi devono essere posti simmetricamente rispetto all'altro cavo
Parallelismo tra cavi di energia e tubazioni metalliche	6.3.02	≥0,30m		E' preferibile la posa alla maggiore distanza possibile. Semmai non si dovesse potere assicurare nemmeno la distanza di 0,30m si deve applicare sul cavo posato alla minore profondità, oppure su entrambi i cavi quando la differenza di quota tra essi è minore di 0,15m, uno dei dispositivi di protezione di cui al punto 6.1.04
Coesistenza tra cavi di energia e gasdotti	6.3.03			La coesistenza di gasdotti interrati e cavi di energia è regolamentata dal D.M. 24.11.1964

**Dispositivi di sicurezza** di cui al punto 6.1.04: i dispositivi devono essere costituiti da involucri (cassette o tubi) preferibilmente in acciaio zincato a caldo (Norma CEI 7-6) o inossidabile con pareti di spessore non inferiore ai 2 mm. Sono ammessi involucri protettivi differenti da quelli sopra descritti purché presentino adeguata resistenza meccanica e siano, quando il materiale di cui sono costituiti lo renda necessario, protetti contro la corrosione.

Il riempimento della trincea e il ripristino della superficie devono essere effettuati, nella generalità dei casi, ossia in assenza di specifiche prescrizioni imposte dal proprietario del suolo, rispettando i volumi indicati nell'elaborato di progetto. La presenza dei cavi deve essere rilevabile mediante l'apposito nastro monitore posato a non meno di 0,2 m dall'estradosso del cavo ovvero della protezione.

Durante l'esecuzione dei lavori sarà prestata particolare attenzione ai sotto servizi presenti sul posto e a tutte le possibili interferenze riscontrabili lungo il percorso dei cavidotti, come visibile in allegato.



L'andamento delle linee dei cavidotti (interni o esterni all'impianto), varierà in funzione alle interferenze riscontrate durante la posa del cavo e ognuna di esse sarà sottopassata.

I cavidotti BT prevedono delle sezioni di scavo per l'alloggiamento rispettivamente di 100 cm di profondità per 100 cm di larghezza ed hanno una lunghezza totale di 25.360 m

I cavidotti MT interni alle aree di impianto (realizzati su strada in terra battuta), prevedono delle sezioni di scavo per l'alloggiamento rispettivamente di 150 cm di profondità per 60 cm di larghezza ed hanno lunghezza totale di 5.025 m.

I cavidotti MT esterni alle aree di impianto (realizzati su strada asfaltata), verranno realizzati con tecnologia no-dig per una lunghezza totale di circa 16.865 m.

Alcune tratte di cavi in MT ricadono in aree soggette a vincolo, atteso che i cavi MT saranno integralmente interrati, si può affermare la sostanziale compatibilità del progetto con il P.T.P.R..

Saranno altresì ripristinate tutte le pavimentazioni preesistenti fino alla completa ricomposizione dello stato di fatto. A lavoro ultimato tutti i ripristini dovranno trovarsi alla stessa quota del piano preesistente, senza presentare dossi o avvallamenti.

Nelle figure successive si riportano oltre ai dettagli dei cavidotti, le sezioni tecniche con particolari costruttivi delle varie interferenze.

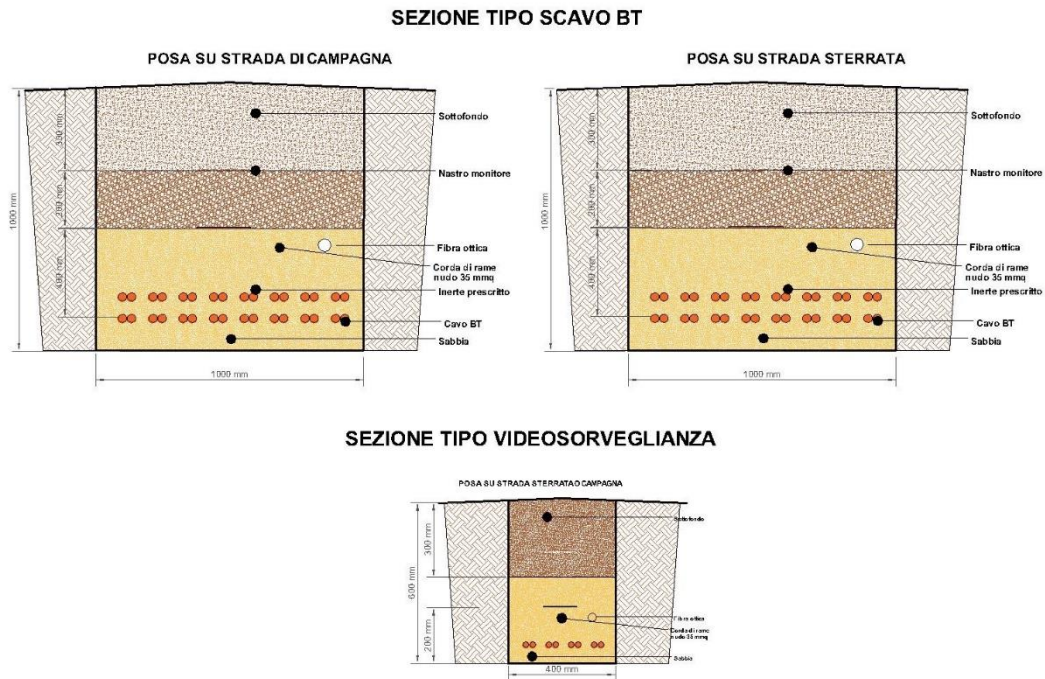


Figura 20 – Particolare sezione tipo cavo interrato BT (elaborato SP9EPD006)

**TIPOLOGIA DI SCAVO LINEA DI CONNESSIONE**

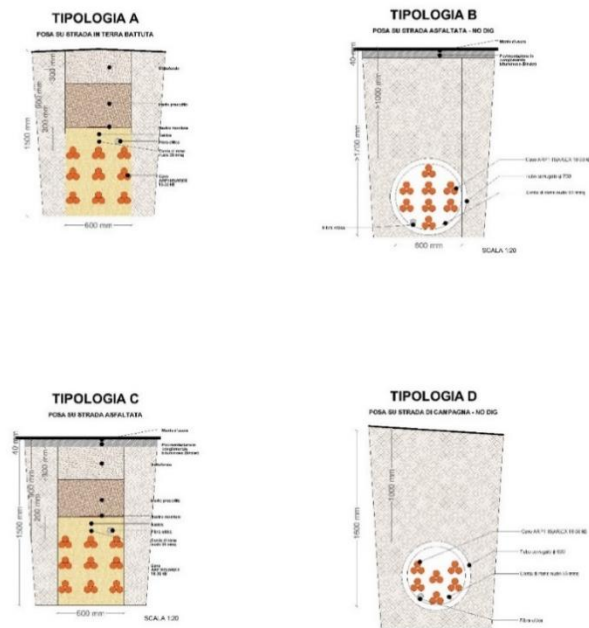


Figura 24 A– Particolare sezione tipo cavo interrato MT e particolari della sezione stradale (elaborato SP9EPD006)

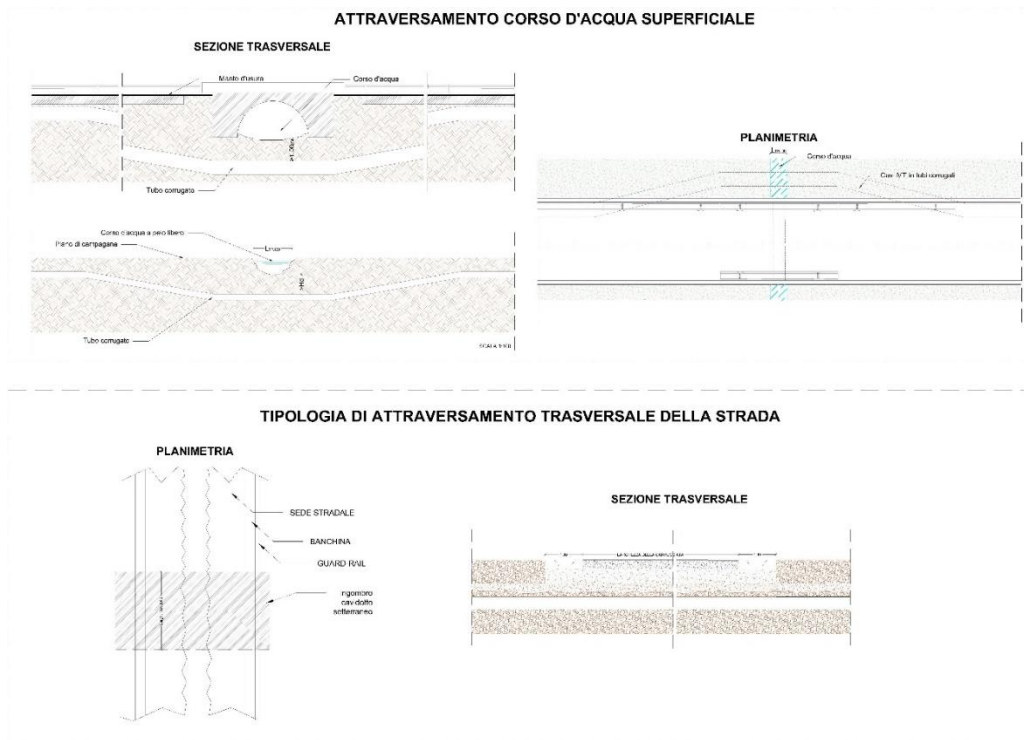


Figura 25 – Particolare attraversamento corso d'acqua superficiale e tipologia di attraversamento su strada

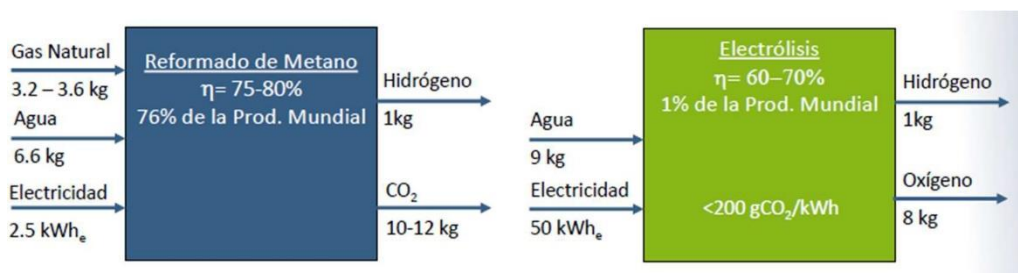
#### 4.5 Area di impianto destinata alla produzione di idrogeno

L'idrogeno, per le sue caratteristiche e la sua versatilità, svolge un ruolo importante nella transizione energetica, sia perché consente di immagazzinare energie rinnovabili sia perché aiuta a contribuire all'eliminazione dei combustibili fossili in tutti i settori economici.

Di fronte a un futuro basato sullo sviluppo sostenibile e sulla decarbonizzazione della nostra economia, il vettore energetico dell'idrogeno pulito, prodotto da energie rinnovabili, sta guadagnando sempre più importanza. All'interno di questo campo, l'idrogeno prodotto con l'energia solare è presentato come un modo adatto per immagazzinare, sotto forma di energia chimica, l'energia del sole.

Il 98,5% della produzione totale di H<sub>2</sub> mondiale è costituito da combustibili fossili, pari a 800 MtCO<sub>2</sub> emessi all'anno in tutto il mondo.

Come è visibile nella figura seguente, per 1 kg di Idrogeno prodotto da metano vengono rilasciati in atmosfera da 10 a 12 kg di CO<sub>2</sub>; la produzione di Idrogeno per elettrolisi invece permette di produrre, 1 Kg di idrogeno e fino ad 8 kg di Ossigeno:



Confronto tra la generazione di H2 da metano e la generazione di H2 mediante elettrolisi dell'acqua

La produzione di Idrogeno dall'elettrolisi dell'acqua alimentata da energia elettrica pulita, cioè da fonti rinnovabili, non produce quindi emissioni di gas serra, ed è dunque totalmente rispettosa dell'ambiente e della popolazione.

Questo processo permette di ottenere il cosiddetto idrogeno, ed è quello che si propone di fare la S&P 9 srl, utilizzando l'energia rinnovabile del sole per produrre idrogeno mediante elettrolisi dell'acqua.

L'obiettivo di questo Progetto è quello di realizzare un impianto agro-fotovoltaico con una capacità netta massima in corrente alternata di 110 MWac. L'energia prodotta sarà così distribuita:

- il 30 % servirà a fornire energia elettrica all'impianto di generazione di idrogeno;
- Il 70 % sarà immesso nella rete elettrica nazionale attraverso la costruzione di una linea di connessione di media tensione di circa 7,2 km che andrà dall'impianto solare alla sottostazione di Gibellina;

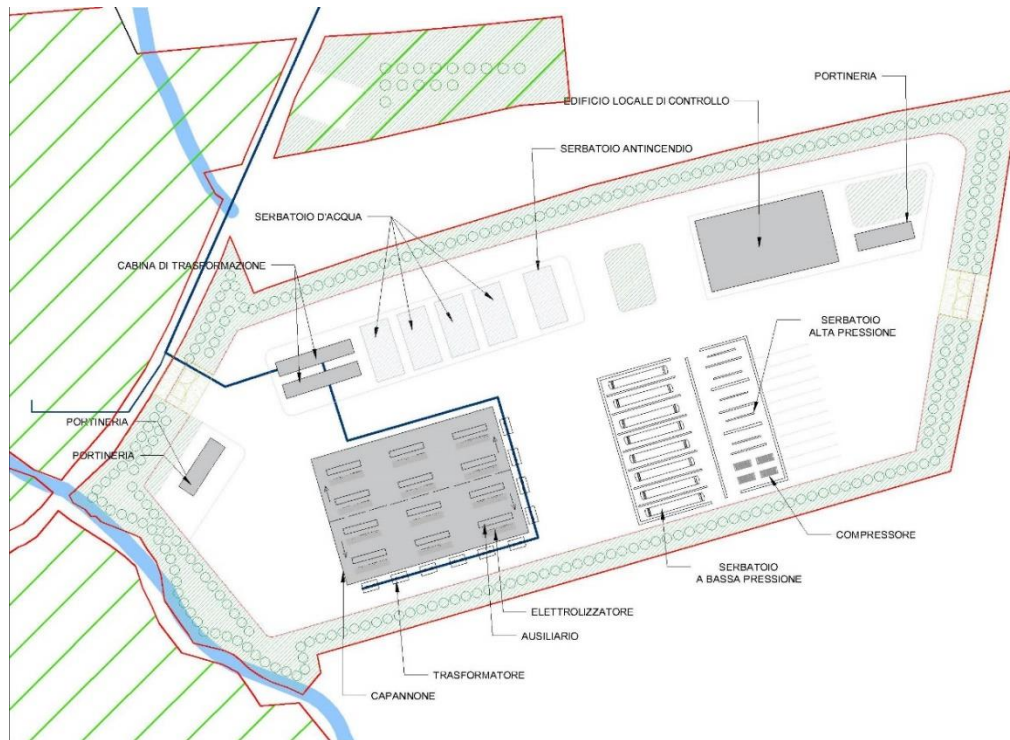
La realizzazione dell'area di produzione di idrogeno è prevista nei comuni di Gibellina e Poggioreale (TP), individuata al N.C.T. di Gibellina nel foglio di mappa n. 13, occupando le particelle n. 179, 180, nel foglio di mappa n. 14 occupando le particelle n. 3, 6, 9, 150 al N.C.T. di Poggioreale nel foglio di mappa n. 1, occupando le particelle n. 20, 39, 41.

Nella tabella seguente sono riassunte le infrastrutture e le attrezzature costituenti l'area dedicata alla generazione di idrogeno:

Componente	Caratteristiche
Serbatoi Di stoccaggio dell'acqua	Usati per immagazzinare l'acqua utile ad alimentare gli elettrolizzatori direttamente nel sito di produzione dell'idrogeno.



Elettrolizzatori	Sono alimentati da elettricità e acqua generando idrogeno e ossigeno. Saranno installati 35 MW di potenza di elettrolizzatori. Sono alloggiati in container precedentemente assemblati e sono accompagnati da depuratori che permetteranno di purificare l'acqua prima di utilizzarla negli elettrolizzatori.
Serbatoi di conservazione a bassa pressione	Usati per stoccare l'idrogeno gassoso generato a 20 bar.
Compressori	Sono usati per comprimere il gas idrogeno prodotto.
Serbatoi di accumulo ad alta pressione	Sono recipienti usati per stoccare l'idrogeno ad alta compressione (30 bar).
Sala operativa e manutenzione dell'area di impianto dedicata all'idrogeno	Questo edificio comprende una sala di controllo, una sala tecnica e una sala polivalente e sanitaria. In caso di allarme o guasto, il computer di controllo lo rileverà grazie ai sensori installati nelle apparecchiature di produzione e avviserà il personale di stabilimento. In caso di necessità verrà chiamata una ditta specializzata ed autorizzata per la manutenzione correttiva dell'impianto. Comprende anche uno spazio per lo stoccaggio dei pezzi di ricambio, un'officina e un magazzino per rifiuti.
Area di carico camion	Area in cui parcheggeranno gli autocarri per il trasporto dell'idrogeno



Dettaglio del layout dell'area dedicata alla produzione di idrogeno sita in C. da Abita di sopra nei comuni di Gibellina e Poggioreale (TP)

### Serbatoi di stoccaggio dell'acqua

Per funzionare, l'elettrolizzatore ha bisogno di acqua: si stima infatti che siano necessari circa 15 litri di acqua (pulita e di ottima qualità) per produrre un chilogrammo di idrogeno.

L'approvvigionamento idrico sarà effettuato tramite autocisterna o autobotti che riempiranno i serbatoi di stoccaggio dell'acqua immagazzinandola direttamente nel sito di produzione dell'idrogeno per alimentare gli elettrolizzatori.



Camion che trasporta acqua con una capacità di 20 m<sup>3</sup>

Verranno installati 4 serbatoi fuori terra, ciascuno con una capacità di 250 m<sup>3</sup> (più un serbatoio antincendio). La risorsa idrica immagazzinata dai serbatoi nell'area di impianto sarà necessaria e sufficiente a mantenere l'impianto in funzione per circa una settimana; per la produzione di idrogeno si stima un consumo annuo di circa 16.500 m<sup>3</sup> /anno, considerando un funzionamento dell'impianto di 8 ore al giorno.

### **Elettrolizzatori**

Sono la parte più importante del sistema, essendo responsabili della dissociazione dell'acqua in ossigeno e idrogeno. Gli elettrolizzatori sono alloggiati in container precedentemente assemblati. Ogni container è lungo circa 12 metri, largo 2 metri e alto fino a 5 metri.

Gli elettrolizzatori sono costituiti da diversi "stacks" che sono le parti operative degli elettrolizzatori in cui l'acqua viene dissociata per formare idrogeno. All'ingresso degli "stacks" di elettrolisi, sono incluse delle unità di trattamento per demineralizzare l'acqua prima che venga sottoposta al processo, in modo che sia più pura possibile.

La corrente elettrica che passa tra i due elettrodi, immersi nell'acqua demineralizzata, inizia a dissociare l'idrogeno dall'ossigeno, che vengono raccolti in due camere separate: l'ossigeno viene estratto e rilasciato in atmosfera dopo il suo trattamento per riciclare l'acqua residua, mentre l'idrogeno prodotto viene purificato dalle ultime tracce di ossigeno e vapore acqueo tramite le unità di trattamento e purificazione degli ausiliari quando lascia l'elettrolizzatore. Da questa unità fuoriesce un idrogeno di elevata purezza a 20 bar.

L'impianto agro-fotovoltaico disporrà di 35 MW di potenza di elettrolizzatori.

Le capacità produttive dell'area adibita alla generazione di idrogeno sono di seguito dettagliate:

- Produzione media giornaliera di idrogeno: 8.775 kg/giorno;
- Produzione annua di idrogeno: 3.205 ton/anno;
- Produzione media giornaliera di ossigeno: 70.197 kg/giorno;
- Produzione annua di ossigeno: 25.639 ton/anno.

La produzione di ossigeno annuale è equivalente alla produzione di ossigeno di circa 3.600 ettari di foresta.

La tecnologia scelta per il processo di elettrolisi è l'utilizzo di membrane a scambio protonico PEM (membrana a scambio protonico). In questa tecnologia, il catodo e l'anodo della cellula sono separati da una membrana che permette la permeazione dei protoni (ioni di idrogeno) attraverso di essa. I protoni formano la molecola di idrogeno al catodo, mentre l'ossigeno si forma all'anodo. L'elettrolita è a diretto contatto con la membrana.

La tecnologia PEM presenta, rispetto ad altre tecnologie, i seguenti vantaggi:

- densità di corrente più elevata, che si traduce nel poter sfruttare in modo più efficiente la produzione elettrica generata dal fotovoltaico.
- elevata purezza dell'idrogeno. È particolarmente importante per l'uso dell'idrogeno nelle celle a combustibile utilizzate nei veicoli, che richiedono idrogeno di elevata purezza. L'utilizzo di altre tecnologie richiederebbe apparecchiature aggiuntive per la purificazione del flusso di idrogeno risultante, con una maggiore complessità tecnica e maggiori costi di installazione.
- Pressione di uscita maggiore. Con la tecnologia PEM la pressione dell'idrogeno può raggiungere attualmente valori fino a 30 bar e si prevede che questo valore aumenterà nei prossimi anni, il che diminuisce il rapporto di compressione nella fase successiva per l'uso dell'idrogeno in mobilità (350-450 bar nel caso degli autobus);
- Non utilizzano sostanze inquinanti. A differenza della tecnologia alcalina che utilizza prodotti chimici, la tecnologia PEM necessita solo di acqua demineralizzata ed elettricità.
- Attrezzatura compatta. Le dimensioni delle apparecchiature con tecnologia PEM sono inferiori rispetto alle apparecchiature con tecnologia alcalina a parità di potenza di progetto, quindi i requisiti di superficie sono ridotti.





Elettrolizzatore e suoi ausiliari

### Serbatoi di stoccaggio a bassa pressione

L'idrogeno gassoso generato dall'elettrolisi ad una pressione di 20 bar, viene stoccato alla pressione di generazione in serbatoi "accumulo". È prevista l'installazione di 8 serbatoi cilindrici orizzontali a parete singola in acciaio al carbonio (Misure D. 2.800 mm x L. 20.172 mm. Capacità 115.000 litri) con la quale ogni serbatoio avrà una capacità di stoccaggio di 188 kg di idrogeno).



Serbatoi intermedi cilindrici da 82 m<sup>3</sup> tra 20 e 80 bar

### Compressori

Data la sua bassa densità volumica a una pressione di 20 bar, l'idrogeno deve quindi essere compresso ad alta pressione per la distribuzione. Se non compresso infatti, occuperebbe

grandi volumi. Il processo di compressione dell'idrogeno ad alta pressione consiste in diversi stadi di compressione ed è accompagnato da un processo di raffreddamento del gas in modo che non raggiunga temperature troppo elevate. Verranno installati due compressori multistadio a membrana d'idrogeno dotati di una capacità di compressione di 4.500 Nm<sup>3</sup>/h, in grado di comprimere l'idrogeno fino ad una pressione di 500 bar, per il suo trasporto e la sua distribuzione.

La figura seguente mostra l'unità di compressione di un impianto di produzione di



idrogeno.

Compressore a idrogeno ad alta pressione

### **Serbatoi di stoccaggio ad alta pressione**

Una volta compresso ad alta pressione, l'idrogeno viene stoccato in serbatoi tubolari, a resistenza di tipo IV, costituiti cioè da polimeri lineari con materiali compositi. Questi serbatoi consentono di disaccoppiare le fasi di compressione ad alta pressione dalla fase di riempimento dei semirimorchi.

Verranno installati 5 set di 3 tubi di stoccaggio dell'idrogeno ad alta pressione (500 bar) per un totale di 15 tubi di stoccaggio orizzontali ad alta pressione. I tubi avranno le seguenti misure: D. 401 mmxL.10.360 mm, e saranno in grado di immagazzinare fino a 622 kg di idrogeno al giorno, con una capacità di stoccaggio di 41,5 kg di idrogeno ciascuno.



Serbatoi a forma di tubo per stoccaggio ad alta pressione

### Uso dell'idrogeno

L'idrogeno prodotto sarà trasportato da camion. Affinché i camion possano raccogliere l'idrogeno prodotto, l'impianto sarà dotato di un'area di carico e manovra per i camion. I camion arriveranno allo stabilimento vuoti, parcheggeranno nell'area di carico e attenderanno il completamento dell'intero processo (si stima una durata compresa tra i 45 e i 60 minuti).

#### 4.6 Impianto di rete

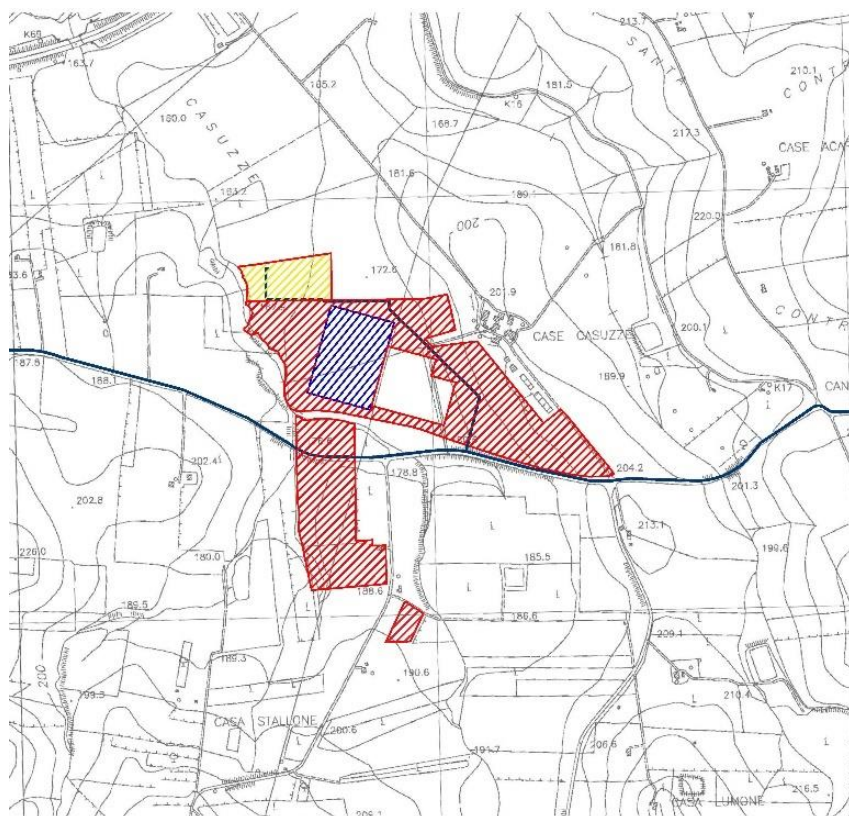
La realizzazione della stazione di trasformazione (SE di Rete – Impianto di Rete) e consegna (SE di Utente – Impianto di Utente) è prevista nel comune di Gibellina (TP), individuata al N.C.T. di Gibellina nel foglio di mappa n. 5, occupando le particelle n. 6, 191, 194, 195, 196, 197, 198, 282, 285, 293, e nel foglio di mappa n. 7 occupando le particelle n. 28, 49, 50, 114, 115, 216, 219, 130, 210, 211, 212, 213, 214, 215, 220 (Fig. 26).

L'ubicazione della stazione è prevista su un terreno classificato, urbanisticamente, come area "Agricola" dal Comune di Gibellina (TP).





Figura 26 – Layout su catastale stazione di Rete – Utente



**LEGENDA**






-  Sito d'intervento
-  Tracciato cavidotto AT
-  Area interessata alla stazione AT rete-utente
-  Area stazione di rete
-  Area stazione utente

Figura 27 – Planimetria generale stazione Rete – Utente



## Stazione elettrica di Rete

La stazione elettrica di rete (SE di Rete) Gibellina (vedi figura 28) rientra nella tipologia delle "Stazioni di Trasformazione", in quanto connette due reti a differente livello di tensione. La configurazione adottata è quella a doppia sbarra, presenta le sezioni rispettivamente a 220 kV, interamente isolate in aria (AIS – Air insulated substation).

### Sezione a 220 kV

La sezione a 220 kV è costituita da:

- n. 1 sistema a doppia sbarra con sezionatori di terra sbarre ad entrambe le estremità e TVC di sbarra su un lato;
- n. 2 stalli linea;

La stazione elettrica sarà connessa in configurazione entra-esce alla linea Partanna-Partinico della RTN mediante i due stalli linea suddetti denominati rispettivamente "stallo linea Partanna" e "stallo linea Partinico".

Il singolo stallo linea è costituito dalle seguenti apparecchiature:

- n. 2 bobina onde convogliate, installate su 2 delle 3 fasi ed appese al portale arrivo linea;
- n. 1 terna di trasformatori di tensione capacitivi per esterno;
- n. 1 sezionatore orizzontale tripolare 220 kV con lame di terra;
- n. 1 terna di trasformatori di corrente per protezioni e misure, isolati in gas SF6;
- n. 1 interruttore tripolare 220 kV isolato in SF6;
- n. 1 sezionatore verticale tripolare 220 kV per connessione al sistema sbarre.

Le distanze tra le varie apparecchiature rispettano le distanze minime consentite al fine di ridurre al minimo le indisonibilità per manutenzione.

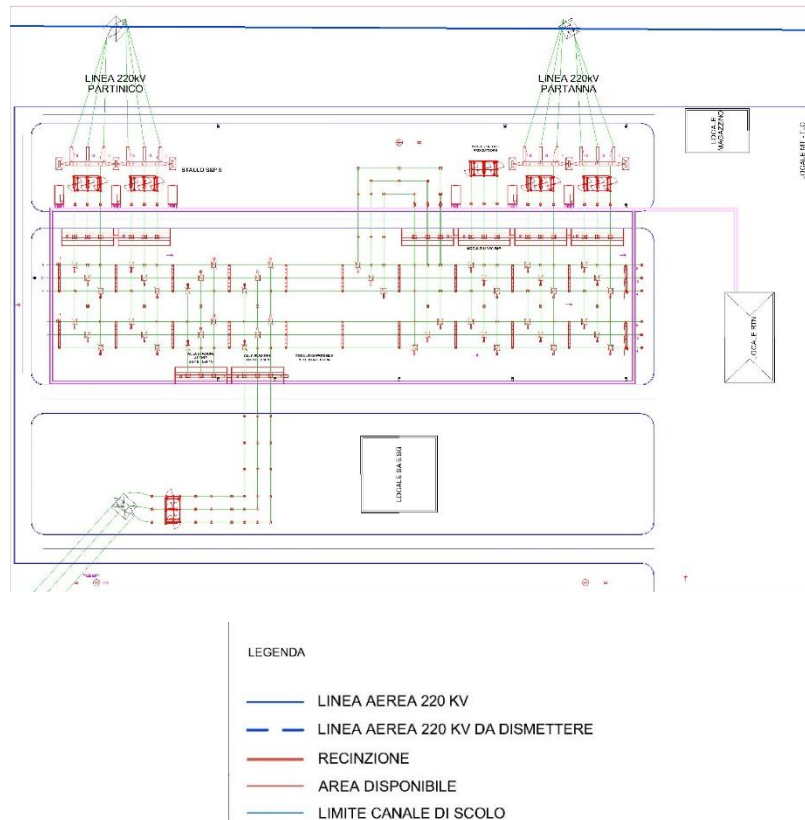


Figura 28 – Pianta elettromeccanica generale - Rete

### Stazione elettrica Utente

La stazione elettrica Utente è costituita da un raggruppamento di diverse singole sezioni di utente, con relativi edifici tecnici adibiti al controllo e alla misura dell'energia prodotta ed immessa in rete. Esternamente alla recinzione, sarà realizzata una strada di servizio, di 4,00 m di larghezza, che si collegherà alla viabilità preesistente. La viabilità di nuova formazione sarà progettata e realizzata nel rispetto dell'ambiente fisico in cui viene inserita; verrà infatti realizzata previo scorticamento del terreno vegetale esistente per circa uno spessore di 40-50 cm, con successiva realizzazione di un sottofondo di ghiaia a gradazione variabile, e posa di uno strato in misto granulare stabilizzato opportunamente compattato. In nessun caso è prevista la posa di conglomerato bituminoso.

Per l'ingresso alla stazione, saranno previsti dei cancelli carrabili larghi 6,00 m di tipo scorrevole oltre a dei cancelli di tipo pedonale, entrambi inseriti fra pilastri e puntellature in conglomerato cementizio armato.

Sarà inoltre previsto, lungo la recinzione perimetrale della stazione, un ingresso indipendente dell'edificio per il punto di consegna dei servizi di terzi.

Le principali apparecchiature MT, costituenti la sezione 220 kV, saranno le seguenti: trasformatori di potenza, interruttore tripolare, sezionatori tripolari orizzontali con lame di messa a terra, trasformatori di corrente e di tensione (induttivi e capacitivi) per misure e protezione. Dette apparecchiature sono rispondenti alle Norme tecniche CEI. Le caratteristiche nominali principali sono le seguenti:

- Tensione massima: 250 kV;
- Trasformatore di potenza: 120 KVA
- Rapporto di trasformazione AT/MT: 220 kV/ 30 kV;
- Potenza di targa: 100/120 MVA;
- Tipo di raffreddamento: ONAN/ONAF;
- Interruttore tripolare in SF6;
- Sezionatori orizzontali con lame di messa a terra;
- Trasformatori di corrente;
- Trasformatori di tensione capacitivi;
- Trasformatori di tensione induttivi.

Le prestazioni verranno definite in sede di progetto esecutivo.

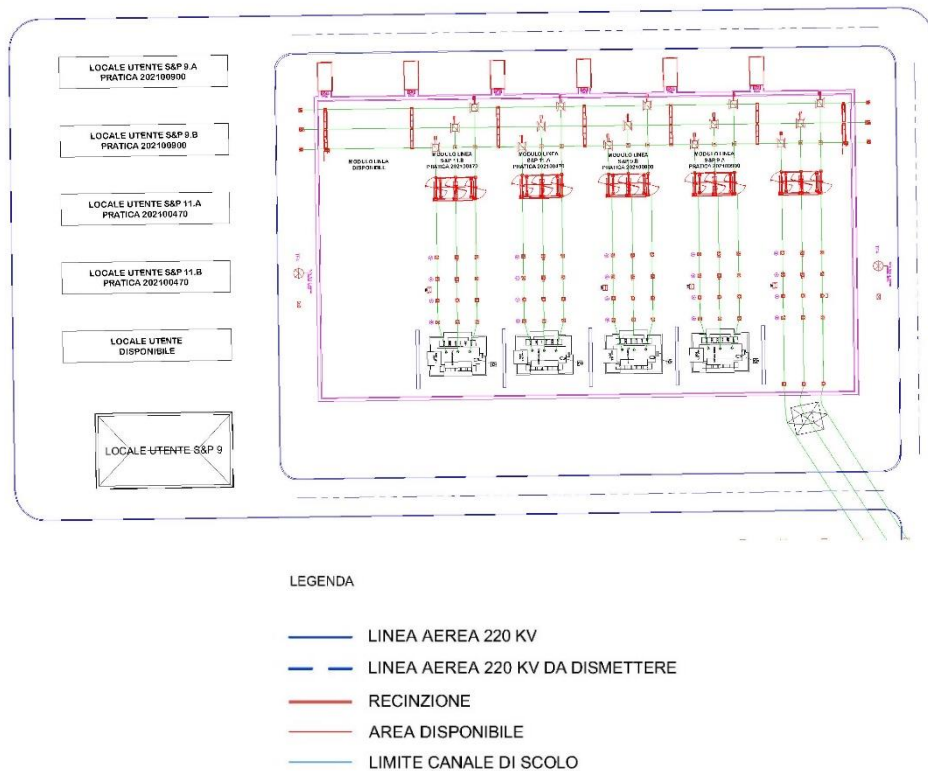


Figura 29 – Pianta elettromeccanica generale – Stazione utente

### Disposizione elettromeccanica

L'intera stazione in progetto, di trasformazione (SE di Rete) e consegna (SE di Utenza) sarà del tipo con isolamento in aria a doppio sistema di sbarre (per la stazione di rete) e a singolo sistema di sbarre (per la stazione utente). Essa sarà complessivamente così costituita:

- Sezione di sbarre a 220 kV;
- Montanti trasformatori 220 kV e misure fiscali;
- Montante di collegamento con impianto di Terna;
- Quadri MT 30 kV;
- Trasformatori di potenza 220/30 kV;

Ciascun quadro MT è adibito alla raccolta dell'energia prodotta e ognuno di essi afferisce al trasformatore. Per ognuno dei quadri MT è prevista una sezione per il prelievo di energia per i servizi ausiliari di montante e una sezione per un eventuale



rifasamento.

Nelle stazioni Rete-Utente sono previsti fabbricati adibiti per:

- Quadri MT e BT;
- Comando e controllo;
- Magazzini;
- I servizi di telecomunicazione;
- Il locale misure;
- I servizi ausiliari;
- Depositi e locali igienici.

I fabbricati, verranno ubicati lungo le mura perimetrali della stazione di Trasformazione di consegna (SE Utente), ad una distanza minima da ogni parte in tensione non inferiore ai 10 metri.

I fabbricati avranno pianta rettangolare con altezza fuori terra di circa 4,00 m e sarà destinato a contenere i quadri di protezione e controllo, i servizi ausiliari, i telecomandi, il locale misura, deposito e servizi igienici e il quadro MT. I fabbricati destinati agli impianti fotovoltaici, e nello specifico per quanto riguarda i relativi quadri MT, risulteranno identici tra loro.

I fabbricati saranno realizzati con struttura portante in c.a. e con tamponatura esterna in mattoni forati intonacati; i serramenti saranno di tipo metallico. La copertura dei fabbricati sarà realizzata con un tetto piano.

L'impermeabilizzazione del solaio sarà eseguita con l'applicazione di idonee guaine impermeabili in resine elastomeriche. Particolare cura verrà osservata ai fini dell'isolamento termico impiegando materiali isolanti idonei in funzione della zona climatica e dei valori minimi e massimi dei coefficienti volumici globali di dispersione termica, nel rispetto delle norme di cui alla legge n. 373 e successivi aggiornamenti, nonché alla legge n.10 del 09.01.91 e s.m.i.

Saranno previsti i principali impianti tecnologici come rilevazione fumi e gas, condizionamento, antintrusione, etc.

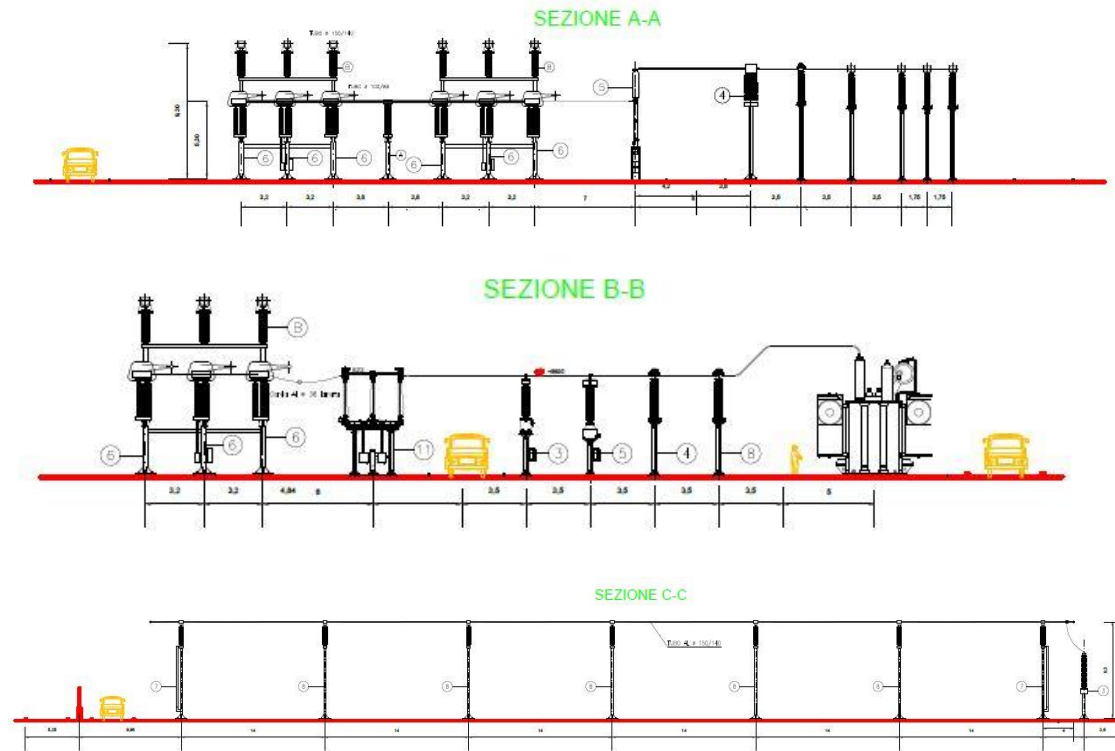


Figura 30 – Profili stazione rete – utente

#### 4.7 Area di impianto destinata alla produzione di idrogeno

L'idrogeno, per le sue caratteristiche e la sua versatilità, svolge un ruolo importante nella transizione energetica, sia perché consente di immagazzinare energie rinnovabili sia perché aiuta a contribuire all'eliminazione dei combustibili fossili in tutti i settori economici.

Di fronte a un futuro basato sullo sviluppo sostenibile e sulla decarbonizzazione della nostra economia, il vettore energetico dell'idrogeno pulito, prodotto da energie rinnovabili, sta guadagnando sempre più importanza. All'interno di questo campo, l'idrogeno prodotto con l'energia solare è presentato come un modo adatto per immagazzinare, sotto forma di energia chimica, l'energia del sole.

Il 98,5% della produzione totale di H2 mondiale è costituito da combustibili fossili, pari a 800 MtCO<sub>2</sub> emessi all'anno in tutto il mondo.

Come è visibile nella figura seguente, per 1 kg di Idrogeno prodotto da metano vengono rilasciati in atmosfera da 10 a 12 kg di CO<sub>2</sub>; la produzione di Idrogeno per elettrolisi invece permette di produrre, 1 Kg di idrogeno e fino ad 8 kg di Ossigeno:



Confronto tra la generazione di H2 da metano e la generazione di H2 mediante elettrolisi dell'acqua

La produzione di Idrogeno dall'elettrolisi dell'acqua alimentata da energia elettrica pulita, cioè da fonti rinnovabili, non produce quindi emissioni di gas serra, ed è dunque totalmente rispettosa dell'ambiente e della popolazione.

Questo processo permette di ottenere il cosiddetto idrogeno, ed è quello che si propone di fare la S&P 9 srl, utilizzando l'energia rinnovabile del sole per produrre idrogeno mediante elettrolisi dell'acqua.

L'obiettivo di questo Progetto è quello di realizzare un impianto agro-fotovoltaico con una capacità netta massima in corrente alternata di 107 MWac. L'energia prodotta sarà così distribuita:

- il 30 % servirà a fornire energia elettrica all'impianto di generazione di idrogeno;
- Il 70 % sarà immesso nella rete elettrica nazionale attraverso la costruzione di una linea di connessione di media tensione di circa 7,2 km che andrà dall'impianto solare alla sottostazione di Gibellina;

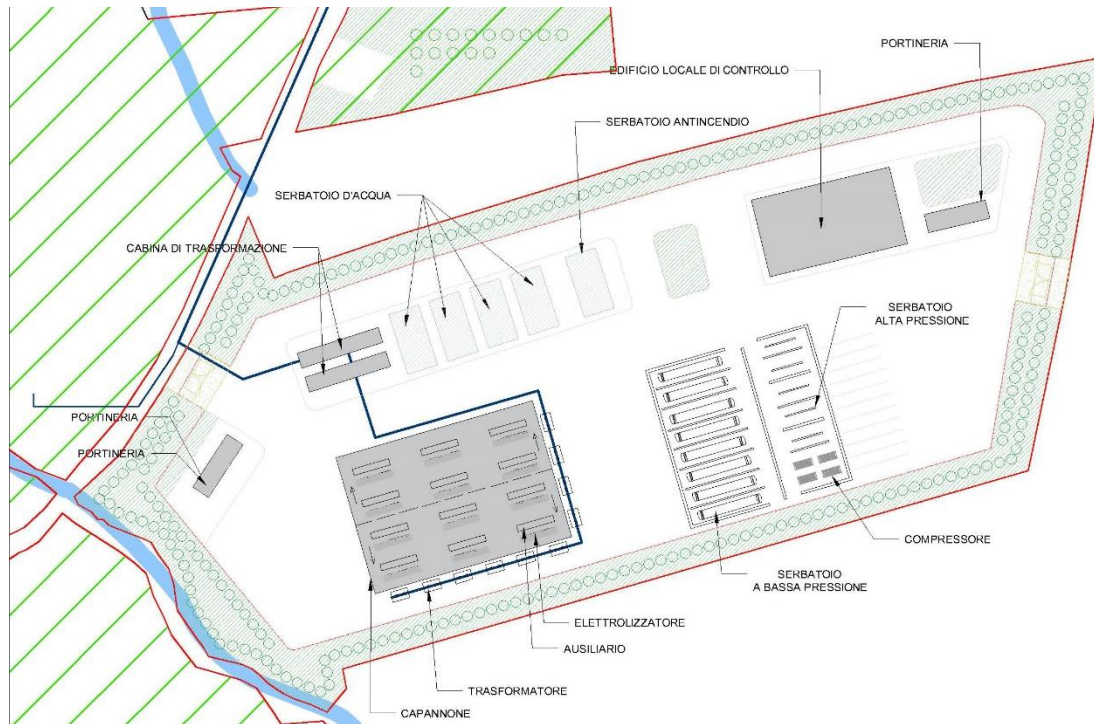
La realizzazione dell'area di produzione di idrogeno è prevista nei comuni di Gibellina e Poggioreale (TP), individuata al N.C.T. di Gibellina nel foglio di mappa n. 13, occupando le particelle n. 179, 180, nel foglio di mappa n. 14 occupando le particelle n. 3, 6, 9, 150 al N.C.T. di Poggioreale nel foglio di mappa n. 1, occupando le particelle n. 20, 39, 41.

Nella tabella seguente sono indicate le infrastrutture e le attrezzature costituenti l'area dedicata alla generazione di idrogeno:

Componente	Caratteristiche
Serbatoi Di stoccaggio dell'acqua	Usati per immagazzinare l'acqua utile ad alimentare gli elettrolizzatori direttamente nel sito di produzione dell'idrogeno.

Elettrolizzatori	Sono alimentati da elettricità e acqua generando idrogeno e ossigeno. Saranno installati 35 MW di potenza di elettrolizzatori. Sono alloggiati in container precedentemente assemblati e sono accompagnati da depuratori che permetteranno di purificare l'acqua prima di utilizzarla negli elettrolizzatori.
Serbatoi di conservazione a bassa pressione	Usati per stoccare l'idrogeno gassoso generato a 20 bar.
Compressori	Sono usati per comprimere il gas idrogeno prodotto.
Serbatoi di accumulo ad alta pressione	Sono recipienti usati per stoccare l'idrogeno ad alta compressione (30 bar).
Sala operativa e manutenzione dell'area di impianto dedicata all'idrogeno	Questo edificio comprende una sala di controllo, una sala tecnica e una sala polivalente e sanitaria. In caso di allarme o guasto, il computer di controllo lo rileverà grazie ai sensori installati nelle apparecchiature di produzione e avviserà il personale di stabilimento. In caso di necessità verrà chiamata una ditta specializzata ed autorizzata per la manutenzione correttiva dell'impianto. Comprende anche uno spazio per lo stoccaggio dei pezzi di ricambio, un'officina e un magazzino per rifiuti.
Area di carico camion	Area in cui parcheggeranno gli autocarri per il trasporto dell'idrogeno





Dettaglio del layout dell'area dedicata alla produzione di idrogeno sita in C. da Abita di sopra nei comuni di Gibellina e Poggioreale (TP)

### Serbatoi di stoccaggio dell'acqua

Per funzionare, l'elettrolizzatore ha bisogno di acqua: si stima infatti che siano necessari circa 15 litri di acqua (pulita e di ottima qualità) per produrre un chilogrammo di idrogeno.

L'approvvigionamento idrico sarà effettuato tramite autocisterna o autobotti che riempiranno i serbatoi di stoccaggio dell'acqua immagazzinandola direttamente nel sito di produzione dell'idrogeno per alimentare gli elettrolizzatori.



Camion che trasporta acqua con una capacità di 20 m<sup>3</sup>

Verranno installati 4 serbatoi fuori terra, ciascuno con una capacità di 250 m<sup>3</sup> (più un serbatoio antincendio). La risorsa idrica immagazzinata dai serbatoi nell'area di impianto sarà necessaria e

sufficiente a mantenere l'impianto in funzione per circa una settimana; per la produzione di idrogeno si stima un consumo annuo di circa 48.000 m<sup>3</sup>/anno.

### **Elettrolizzatori**

Sono la parte più importante del sistema, essendo responsabili della dissociazione dell'acqua in ossigeno e idrogeno. Gli elettrolizzatori sono alloggiati in container precedentemente assemblati. Ogni container è lungo circa 12 metri, largo 2 metri e alto fino a 5 metri.

Gli elettrolizzatori sono costituiti da diversi "stacks" che sono le parti operative degli elettrolizzatori in cui l'acqua viene dissociata per formare idrogeno. All'ingresso degli "stacks" di elettrolisi, sono incluse delle unità di trattamento per demineralizzare l'acqua prima che venga sottoposta al processo, in modo che sia più pura possibile.

La corrente elettrica che passa tra i due elettrodi, immersi nell'acqua demineralizzata, inizia a dissociare l'idrogeno dall'ossigeno, che vengono raccolti in due camere separate: l'ossigeno viene estratto e rilasciato in atmosfera dopo il suo trattamento per riciclare l'acqua residua, mentre l'idrogeno prodotto viene purificato dalle ultime tracce di ossigeno e vapore acqueo tramite le unità di trattamento e purificazione degli ausiliari quando lascia l'elettrolizzatore. Da questa unità fuoriesce un idrogeno di elevata purezza a 20 bar.

L'impianto agro-fotovoltaico disporrà di 35 MW di potenza di elettrolizzatori.

Le capacità produttive dell'area adibita alla generazione di idrogeno sono di seguito dettagliate:

- Produzione media giornaliera di idrogeno: 8.775 kg/giorno;
- Produzione annua di idrogeno: 3.205 ton/anno;
- Produzione media giornaliera di ossigeno: 70.197 kg/giorno;
- Produzione annua di ossigeno: 25.639 ton/anno.

La produzione di ossigeno annuale è equivalente alla produzione di ossigeno di circa 3.600 ettari di foresta.

La tecnologia scelta per il processo di elettrolisi è l'utilizzo di membrane a scambio protonico PEM (membrana a scambio protonico). In questa tecnologia, il catodo e l'anodo della cellula sono separati da una membrana che permette la permeazione dei protoni (ioni di idrogeno) attraverso di essa. I protoni formano la molecola di idrogeno al catodo, mentre l'ossigeno si forma all'anodo. L'elettrolita è a diretto contatto con la membrana.

La tecnologia PEM presenta, rispetto ad altre tecnologie, i seguenti vantaggi:

- densità di corrente più elevata, che si traduce nel poter sfruttare in modo più efficiente la produzione elettrica generata dal fotovoltaico.
- elevata purezza dell'idrogeno. È particolarmente importante per l'uso dell'idrogeno nelle celle a combustibile utilizzate nei veicoli, che richiedono idrogeno di elevata purezza. L'utilizzo di altre tecnologie richiederebbe apparecchiature aggiuntive per la purificazione del flusso di idrogeno risultante, con una maggiore complessità tecnica e maggiori costi di installazione.
- Pressione di uscita maggiore. Con la tecnologia PEM la pressione dell'idrogeno può raggiungere attualmente valori fino a 30 bar e si prevede che questo valore aumenterà nei prossimi anni, il che diminuisce il rapporto di compressione nella fase successiva per l'uso dell'idrogeno in mobilità (350-450 bar nel caso degli autobus);
- Non utilizzano sostanze inquinanti. A differenza della tecnologia alcalina che utilizza prodotti chimici, la tecnologia PEM necessita solo di acqua demineralizzata ed elettricità.
- Attrezzatura compatta. Le dimensioni delle apparecchiature con tecnologia PEM sono inferiori rispetto alle apparecchiature con tecnologia alcalina a parità di potenza di progetto, quindi i requisiti di superficie sono ridotti.



Elettrolizzatore e suoi ausiliari

### Serbatoi di stoccaggio a bassa pressione

L'idrogeno gassoso generato dall'elettrolisi ad una pressione di 20 bar, viene stoccato alla pressione di generazione in serbatoi "accumulo". È prevista l'installazione di 8 serbatoi cilindrici orizzontali a parete singola in acciaio al carbonio (Misure D. 2.800 mm x L. 20.172 mm. Capacità 115.000 litri) con la quale ogni serbatoio avrà una capacità di stoccaggio di 188 kg di idrogeno).



Serbatoi intermedi cilindrici da 82 m3 tra 20 e 80 bar

### Compressori

Data la sua bassa densità volumica a una pressione di 20 bar, l'idrogeno deve quindi essere compresso ad alta pressione per la distribuzione. Se non compresso infatti, occuperebbe grandi volumi.

Il processo di compressione dell'idrogeno ad alta pressione consiste in diversi stadi di compressione ed è accompagnato da un processo di raffreddamento del gas in modo che non raggiunga temperature troppo elevate. Verranno installati due compressori multistadio a membrana d'idrogeno dotati di una capacità di compressione di 4.500 Nm<sup>3</sup>/h, in grado di comprimere l'idrogeno fino ad una pressione di 500 bar, per il suo trasporto e la sua distribuzione.

La figura seguente mostra l'unità di compressione di un impianto di produzione di idrogeno.



Compressore a idrogeno ad alta pressione



### Serbatoi di stoccaggio ad alta pressione

Una volta compresso ad alta pressione, l'idrogeno viene stoccato in serbatoi tubolari, a resistenza di tipo IV, costituiti cioè da polimeri lineari con materiali compositi. Questi serbatoi consentono di disaccoppiare le fasi di compressione ad alta pressione dalla fase di riempimento dei semirimorchi.

Verranno installati 5 set di 3 tubi di stoccaggio dell'idrogeno ad alta pressione (500 bar) per un totale di 15 tubi di stoccaggio orizzontali ad alta pressione. I tubi avranno le seguenti misure: D. 401 mm x L. 10.360 mm, e saranno in grado di immagazzinare fino a 622 kg di idrogeno al giorno, con una capacità di stoccaggio di 41,5 kg di idrogeno ciascuno.



Serbatoi a forma di tubo per stoccaggio ad alta pressione

### Uso dell'idrogeno

L'idrogeno prodotto sarà trasportato da camion. Affinché i camion possano raccogliere l'idrogeno prodotto, l'impianto sarà dotato di un'area di carico e manovra per i camion. I camion arriveranno allo stabilimento vuoti, parcheggeranno nell'area di carico e attenderanno il completamento dell'intero processo (si stima una durata compresa tra i 45 e i 60 minuti).

#### 4.8 Predisposizione e analisi di soluzioni di accumulo energetico

Al fine di avere la massima efficacia ed efficienza dall'impianto, si riporta di seguito la soluzione prevista per l'accumulo di energia rinnovabile da fonte solare prodotta da fornire in orari prestabiliti, ovviando al problema dell'aleatorietà tipica in generale delle fonti rinnovabili e dell'impossibilità di generare energia fotovoltaica nelle ore non solari.

In particolare si riportano nella seguente tabella, il numero di container di accumulo previste a regime nei prossimi anni, e la capacità di accumulo prevista.

CAPACITÀ DI ACCUMULO ENERGETICO			
Numero Blocks Power Accumulo	Capacità di Accumulo Energetico per ogni Blocks Power (kWh)	Numero di Batterie per Blocks Power	Massima capacità di Accumulo (MWh)
60	500	180	30

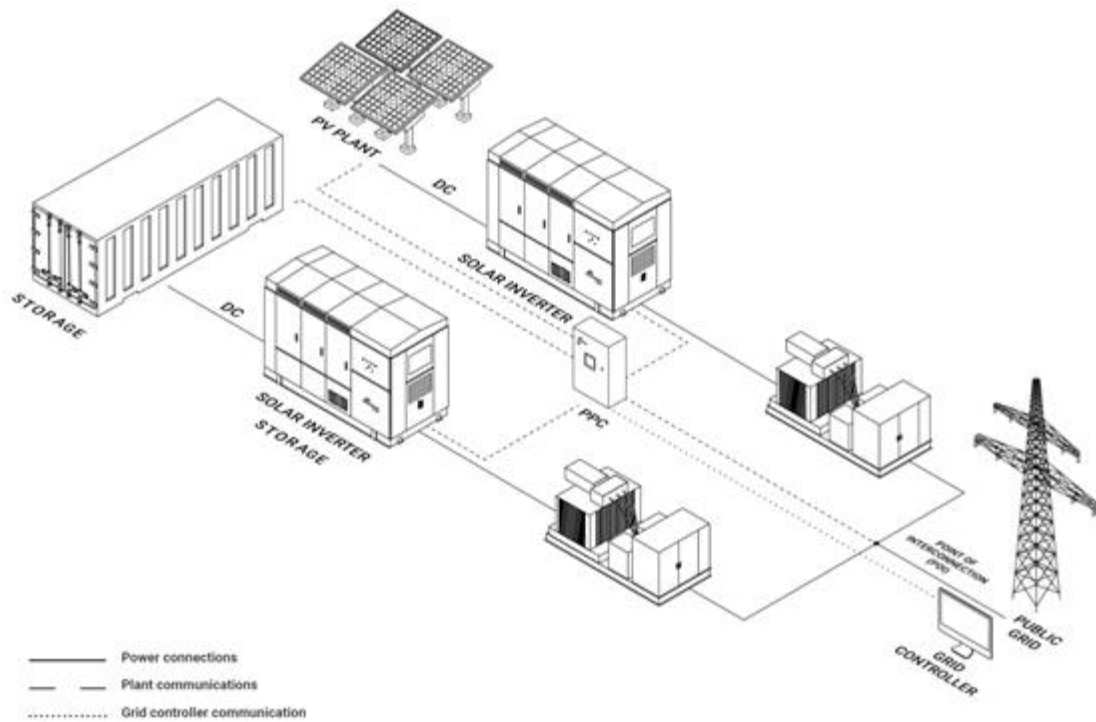
I sistemi di accumulo per grandi centrali fotovoltaiche permettono di dare una mano importante alla flessibilità di rete e alla stabilizzazione della frequenza della stessa.

Inoltre permetteranno di abbassare i costi dell'energia a beneficio di cittadini e industria, attività commerciali ecc, scaricando energia nella rete quando i prezzi sono massimi.

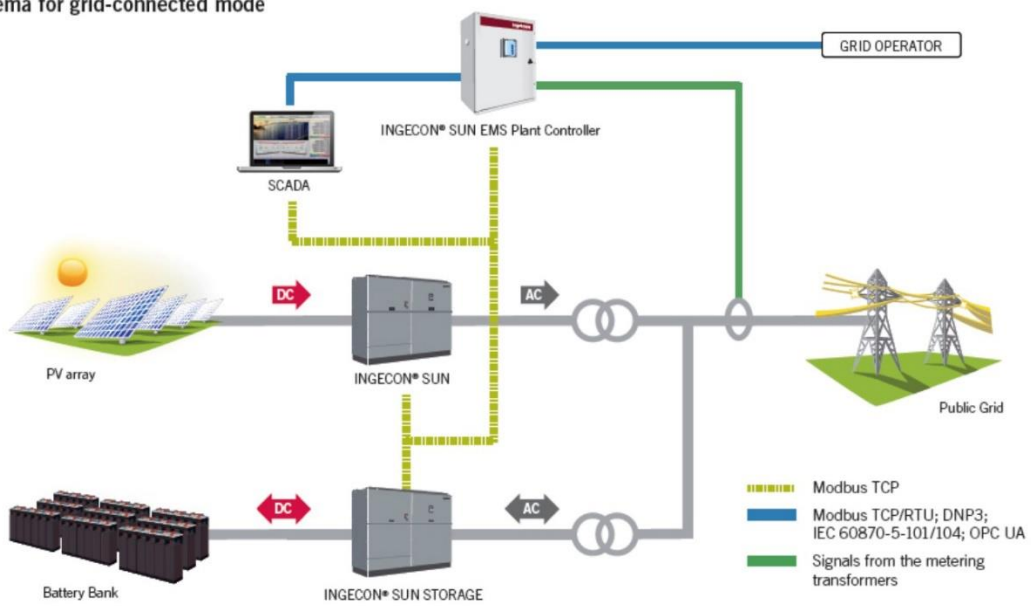
Al momento ci sono molte tecnologie e soluzioni che competono per conquistare il mercato che a breve sarà enorme. Si adatterà il progetto in funzione alle prossime soluzioni che si dimostreranno migliori. Al momento la soluzione prevista è l'utilizzo di container che conterranno batterie al Litio della Fluence "Fluence Sunflex Energy Storage". Si riportano nei paragrafi seguenti le caratteristiche tecniche di tali elementi.

Lo schema di progetto utilizzato pertanto considera:

- Pannelli fotovoltaici
- Inverter Ingecon
- Inverter Ingecon Storage
- Sistema di Controllo PV Plant Control System Ingecon
- Battery Fluence Sunflex con predisposizione all'accumulo



Schema for grid-connected mode



**INGECON**

**SUN STORAGE**

PowerMax B Series  
1,500 V<sub>dc</sub>

**THREE-PHASE  
TRANSFORMERLESS  
BATTERY INVERTER**

**860TL B330 / 1170TL B450 / 1325TL B510 /  
1380TL B530 / 1500TL B578 / 1560TL B600 /  
1640TL B630**

The INGECON® SUN STORAGE PowerMax is a three-phase bidirectional battery inverter that can be used in grid-connected and stand-alone systems. This inverter offers a high-power density in a single power block, providing different configurable operating modes. Besides, it features the same technology as Ingeteam's PV inverters, facilitating the supply of spare parts.

**Easy maintenance**

String inverter philosophy has been applied in the design of this central inverter, facilitating the inverter usage. Moreover, the input and output lines are integrated into the same cabinet, in order to make maintenance work easier.

**Battery management**

The INGECON® SUN STORAGE PowerMax features a highly advanced battery control technology, ensuring the maximum life of the storage system. The battery temperature could be controlled at all times ensuring an enhanced lifespan of the accumulator. This inverter is 100% compatible with Ingeteam's PV inverters.

**Software included**

Included at no extra cost the software INGECON® SUN Manager for monitoring and recording the inverter data over the Internet. Ethernet communications are supplied as standard.

The INGECON® SUN STORAGE PowerMax three-phase inverter complies with the most demanding international standards.

**Standard 3 year warranty, extendable for up to 25 years**

**PROTECTIONS**

- Output short-circuits and overloads.
- Insulation failures.
- Motorized DC load break disconnect.
- IP66 protection class for the electronics.
- DC and AC surge arresters, type 2.
- Motorized AC circuit breaker.

**INTEGRATED ACCESSORIES**

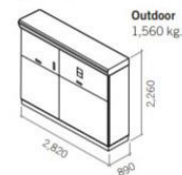
- Ethernet communication.
- DC pre-charge system.
- AC pre-charge system.

**OPTIONAL ACCESSORIES**

- DC fuses.
- Heating kit, for operating at an ambient temperature of -30 °C (-22 °F).



**Size (mm)**



[www.ingeteam.com](http://www.ingeteam.com)  
[solar.energy@ingeteam.com](mailto:solar.energy@ingeteam.com)

**Ingeteam**



Realizzazione impianto agro-fotovoltaico con annessa produzione di idrogeno "S&P 9"  
Potenza 110.271 kWp – 100.000,00 kW

INGECON

SUN

PowerMax B Series 1,500 V<sub>dc</sub>

	1640TL B630	1665TL B640	1690TL B650	1740TL B670	1800TL B690
<b>Input (DC)</b>					
Recommended PV array power range <sup>(1)</sup>	1,620 - 2,128 kWp	1,646 - 2,162 kWp	1,672 - 2,196 kWp	1,723 - 2,263 kWp	1,775 - 2,330 kWp
Voltage Range MPP <sup>(2)</sup>	910 - 1,300 V	922 - 1,300 V	937 - 1,300 V	965 - 1,300 V	994 - 1,300 V
Maximum voltage <sup>(3)</sup>	1,500 V				
Maximum current	1,850 A				
N° inputs with fuse holders	6 up to 15 (up to 12 with the combiner box)				
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)				
Type of connection	Connection to copper bars				
Power blocks	1				
MPPT	1				
Max. current at each input	From 40 A to 350 A for positive and negative poles				
<b>Input protections</b>					
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)				
DC switch	Motorized DC load break disconnect				
Other protections	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton				
<b>Output (AC)</b>					
Power IP54 @30 °C / @50 °C	1,637 kVA / 1,473 kVA	1,663 kVA / 1,496.5 kVA	1,689 kVA / 1,520 kVA	1,741 kVA / 1,567 kVA	1,793 kVA / 1,613 kVA
Current IP54 @30 °C / @50 °C	1,500 A / 1,350 A				
Power IP56 @27 °C / @50 °C <sup>(4)</sup>	1,637 kVA / 1,449 kVA	1,663 kVA / 1,472 kVA	1,689 kVA / 1,495 kVA	1,741 kVA / 1,541 kVA	1,793 kVA / 1,587 kVA
Current IP56 @27 °C / @50 °C <sup>(4)</sup>	1,500 A / 1,328 A				
Rated voltage <sup>(5)</sup>	630 V IT System	640 V IT System	650 V IT System	670 V IT System	690 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz				
Power Factor <sup>(6)</sup>	1				
Power Factor adjustable	Yes, 0-1 (leading / lagging)				
THD (Total Harmonic Distortion) <sup>(7)</sup>	<3%				
<b>Output protections</b>					
Overvoltage protections	Type II surge arresters				
AC breaker	Motorized AC circuit breaker				
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection				
Other protections	AC short circuits and overloads				
<b>Features</b>					
Maximum efficiency	98.9%				
Euroefficiency	98.5%				
Max. consumption aux. services	4,250 W				
Stand-by or night consumption <sup>(8)</sup>	90 W				
Average power consumption per day	2,000 W				
<b>General Information</b>					
Operating temperature	-20 °C to +60 °C				
Relative humidity (non-condensing)	0 - 100%				
Protection class	IP54 (IP56 with the sand trap kit)				
Maximum altitude	4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingeteam's solar sales department)				
Cooling system	Air forced with temperature control (230 V phase + neutral power supply)				
Air flow range	0 - 7,800 m <sup>3</sup> /h				
Average air flow	4,200 m <sup>3</sup> /h				
Acoustic emission (100% / 50% load)	<66 dB(A) at 10m / <54.5 dB(A) at 10m				
Marking	CE				
EMC and security standards	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100				
Grid connection standards	IEC 62116, Arrêté 23-04-2008, CEI 0-16 Ed. III, Terna A68, G59/2, BDEW-Mittelspannungsrichtlinie:2011, P.O.12.3, South African Grid code (ver 2.6), Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruan Grid code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, GGC&CGC China, DEWA (Dubai) Grid code, Jordan Grid Code				

**Notes:** <sup>(1)</sup> Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions. <sup>(2)</sup> V<sub>mp</sub>.min is for rated conditions (V<sub>dc</sub>=1 p.u. and Power Factor=1) <sup>(3)</sup> Consider the voltage increase of the 'V<sub>oc</sub>' at low temperatures <sup>(4)</sup> With the sand trap kit <sup>(5)</sup> Other AC voltages and powers available upon request <sup>(6)</sup> For P<sub>out</sub>>25% of the rated power <sup>(7)</sup> For P<sub>out</sub>>25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4 <sup>(8)</sup> Consumption from PV field when there is PV power available.

Ingeteam

INGECON

SUN

EMS Plant Controller

## PV PLANT CONTROL SYSTEM

The INGECON® SUN EMS Plant Controller helps the grid operator to manage the PV plant performance and to guarantee the quality and stability of the electricity supply.

### Maximum PV plant control

An advanced algorithm combined with a fast and efficient communications system, with response times of less than one second, permit precise control of the active and reactive power delivered by the plant to the grid.

The INGECON® SUN EMS Plant Controller controls the PV inverters, ensuring compliance with the grid operator's requirements at the PV plant connection point. It is also possible to manage energy storage systems and other devices such as diesel generators, through the use of INGECON® SUN STORAGE Power Max inverters.



This is a flexible system that can easily be adapted to the needs and configurations of each particular plant, whilst complying with the country-specific standards and regulations.

### Description of the complete system

A PV plant with a plant controller typically consists of:

- INGECON® SUN EMS Plant Controller, comprising two basic systems: metering and control. It can additionally incorporate a communication channel with the grid operator in order to receive the operating set-points.
- INGECON® SUN PV inverters connected to the PV array.
- INGECON® SUN STORAGE battery inverters connected to the energy storage system. Only when energy storage systems are required to cover situations in which the solar radiation is too low or to provide energy for night-time use.
- SCADA, plant monitoring system.
- Communications network. Connecting the INGECON® SUN EMS Plant Controller with the different inverters, transmitting the operating setpoints and monitoring the status of the equipment.

### Continuous communication with all the devices

The Power Plant Controller permits the dynamic reception of the grid operator's set-points. For this purpose, a number of communication protocols are incorporated such as Modbus TCP / RTU, DNP3, IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104 and OPC UA. Likewise, it is also possible to add digital and analogue I/O modules in order to extend the communication capabilities with third-party devices.

Furthermore, the INGECON® SUN EMS Plant Controller permits communication with the plant SCADA to transmit the connection point data. It is also possible a manual control for temporary maintenance or engineering operations.

[www.ingeteam.com](http://www.ingeteam.com)  
[solar.energy@ingeteam.com](mailto:solar.energy@ingeteam.com)

**Ingeteam**

Ogni container può contenere circa 550 batterie ed ogni container potrebbe accumulare fino a 1,4 MWh di energia.





## Fluence SunFlex Energy Storage™ Specifications

### SYSTEM SPECIFICATIONS

<b>Rated AC Power (25°C / 50°C)</b>	Up to 3.3MVA / 3.0MVA*
<b>Grid Voltage</b>	11kV, 13.8kV, 20kV, 34.5kV (other options available)
<b>Grid Frequency</b>	50Hz / 60Hz
<b>Reactive Power</b>	Four-quadrant control, 0.9 leading to 0.9 lagging at rated power†
<b>Inverter Efficiency</b>	98.5%
<b>Operating Temperature</b>	-20°C to 50°C
<b>Altitude</b>	De-rated over 2,000 meters
<b>Seismic Rating</b>	Tested to Zone 4
<b>Design Lifetime</b>	Up to 25 years with battery augmentation, usage dependent
<b>Operational Capabilities</b>	Dispatchable PV, Ramp Rate Limiting, Frequency Regulation, Primary Frequency Response, Automatic Voltage Regulation, Contingency Response
<b>System Response Time</b>	Max capacity change in <1 second
<b>Control &amp; Monitoring</b>	Controls include HMI, SCADA, Data Historian, Application Agents, and Patented Performance Algorithms
<b>External Control Interface</b>	SCADA and EMS integration available via common protocols including DNP3
<b>Standards Compliance</b>	NEC, UL1741, Rule 21, other common grid codes, IEEE519, UL1973, UL1642

\* Higher rated power available at increased MPPT minimum DC voltage  
† Additional reactive capability upon request

### PV INTERFACE

<b>Max DC Voltage (open circuit)</b>	1500Vdc
<b>MPPT Min DC Voltage</b>	849Vdc
<b>PV Inputs</b>	Up to 36
<b>Max PV Short Circuit Current</b>	≥ 8kA‡

### BATTERY SPECIFICATIONS

<b>Battery Block Power</b>	500kW
<b>Number of Battery Blocks</b>	Up to 6
<b>Battery Duration</b>	2+ hours
<b>Round Trip Efficiency (DC/DC)</b>	Varies by configuration
<b>Enclosure Dimensions</b>	Standard ISO container or customized to project requirements
<b>Cooling</b>	Air-to-air DX
<b>Fire Suppression</b>	Non-aqueous (i.e. inert gas or aerosol)
<b>Battery Monitoring</b>	Including state of charge, state of health, max/min cell voltage, max/min cell temperature, power limits, current limits, component failures, ground fault
<b>Battery Chemistry</b>	Advanced lithium ion sealed cells or similar

‡ Pending final design

### About Fluence™



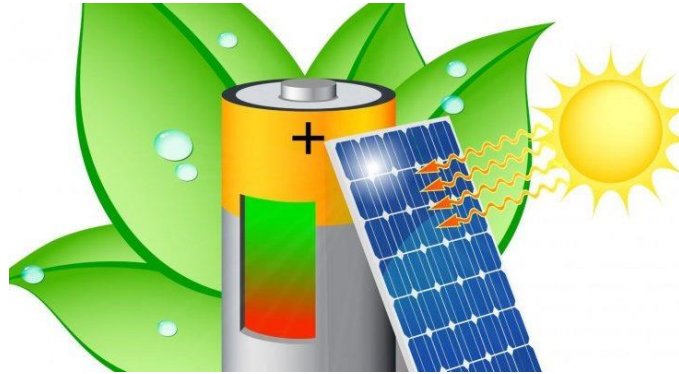
Fluence, a Siemens and AES company, is the leading global energy storage technology solutions and services company that combines the agility of a technology company with the expertise, vision, and financial backing of two industry powerhouses. Building on the pioneering work of AES Energy Storage and Siemens energy storage, Fluence's goal is to create a more sustainable future by transforming the way we power our world. Fluence offers proven energy storage technology solutions designed to address the diverse needs and challenges of customers in a rapidly transforming energy landscape, providing design, delivery, and integration in over 160 countries.

TS-001-02-EN



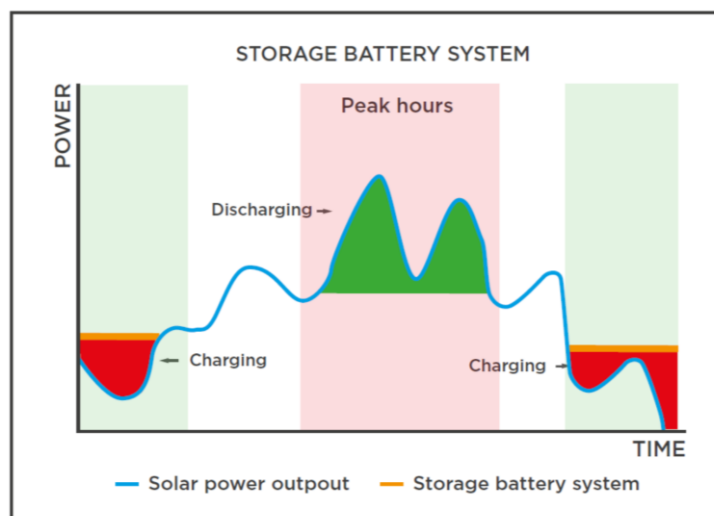
I sistemi di accumulo pertanto offrono notevoli vantaggi alla rete. In modo particolare:

- Load leveling;
- Renewable integration;
- Peak power shaving;
- Grid support;
- Frequency regulation system.



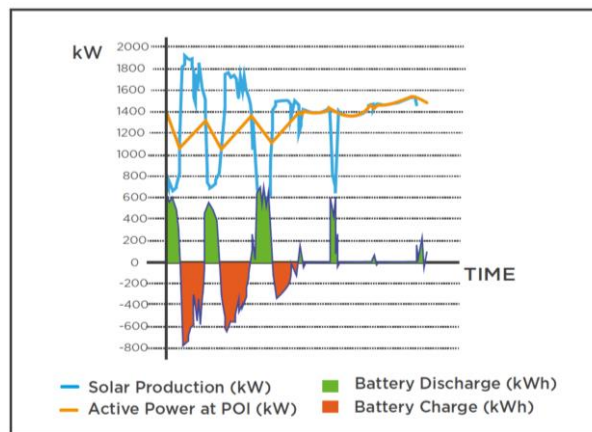
### Load leveling

Gli Inverter con sistema di accumulo sono in grado di immagazzinare energia durante i periodi di bassa richiesta dalla rete, al fine di fornire in seguito questa energia quando c'è una domanda più alta. Permette inoltre agli operatori di rete di fornire elettricità con un'origine rinnovabile più alta. Poiché la generazione FV potrebbe non essere disponibile allo stesso tempo del picco di domanda, questo facilita la flessibilità e integrazione della generazione rinnovabile nella rete.



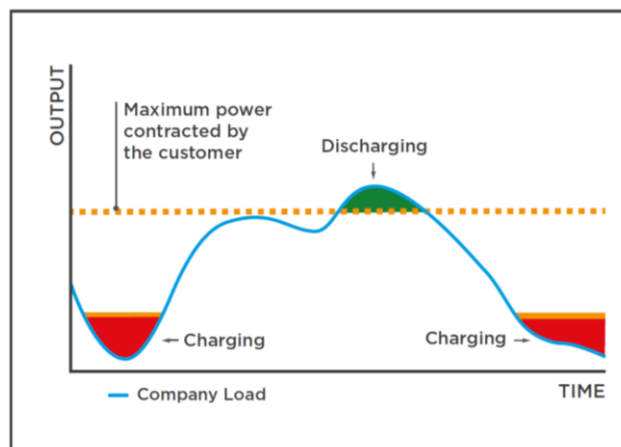
## Renewable integration

Gli Inverter con sistema di accumulo attenuano la natura intermittente delle fonti di energia rinnovabile, per fornire una disponibilità di potenza più fluida. Gli inverter controllano la potenza che viene introdotta in rete e riducono l'impatto di fluttuazioni di potenza istantanea dovute a condizioni improvvise o transitorie. Il sistema controlla potenza fotovoltaica uscita dall'inverter e si assicura che rimanga sempre entro i requisiti di rete.



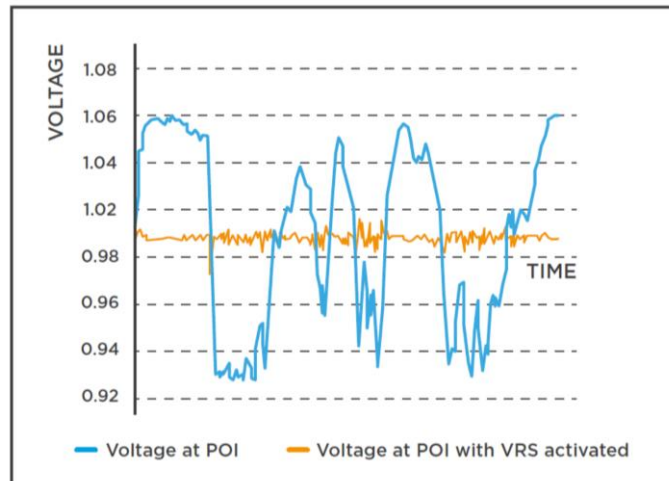
## Peak power shaving

Consegnare energia immagazzinata alla rete durante i periodi di alta domanda, riduce il carico sulla rete di distribuzione e aumenta significativamente la sua efficienza. L'energia è immagazzinata invece di essere immessa in rete durante i periodi di bassa domanda, con il sequenziale aumentando del carico sulla rete. Tuttavia, durante il periodo di picco questa energia immagazzinata viene quindi immessa in rete, riducendo la domanda. Il risultato è un appiattimento della curva di domanda, e pertanto l'accensione di generatori più costosi e inquinanti.



## Grid support

Gli Inverter con sistema di accumulo aiutano l'integrazione di fonti rinnovabili, contribuendo a mantenere la stabilità della rete e la qualità dell'energia. Aiutano a sostenere la tensione di rete generando capacità o corrente induttiva.

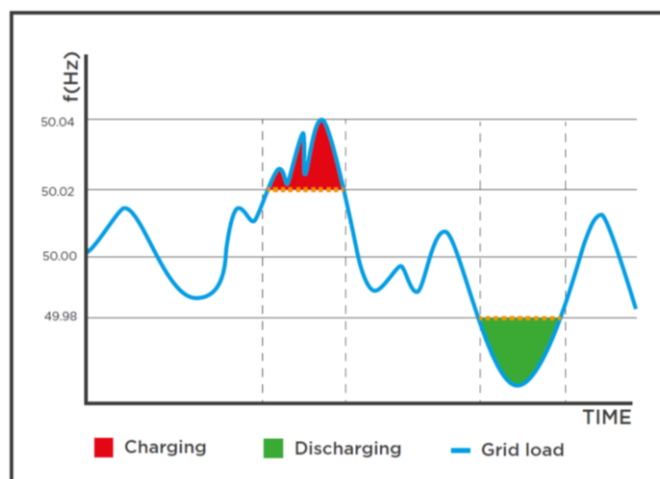


## Frequency regulation system

Gli Inverter con sistema di accumulo offrono la possibilità di regolare la frequenza della rete in entrambe le direzioni.

Quando c'è una sovrافrequenza della rete (generazione > domanda) la potenza di uscita dell'inverter è ridotta e questa energia è immagazzinata.

Quando c'è una sotto-frequenza della rete (generazione < domanda) la potenza di uscita dell'inverter è aumentata - si scaricano le batterie e si inietta più energia sulla rete.



## 5 RISORSE NATURALI

### 5.1 Materiali e risorse naturali impiegate

La superficie totale dei terreni in disponibilità della S&P 9 s.r.l. per la realizzazione del presente progetto è di 2.766.300 m<sup>2</sup>. Della superficie disponibile, quella effettivamente occupata dalle installazioni di progetto è riconducibile alla proiezione in pianta dei moduli fotovoltaici e all'area di sedime delle cabine di campo, cabine MT e stazione utente.

Con questa assunzione di base, la superficie occupata dall'impianto si attesta intorno al 21 % della superficie totale disponibile, come meglio dettagliato nella tabella sotto riportata:

SCHEMA DI RIEPILOGO	
	mq
Superficie totale strutture	591.942
Superficie totale cabine	850
Superficie edificio di controllo	150
Totale superf. coperta	592.942
Superficie totale comparto	2.766.300
<b>Indice di copertura</b>	<b>21,43 %</b>

Riepilogo dati impianto

Verranno realizzate delle piazzole per gli inverter e per la loro realizzazione si prevede uno scotico del manto erboso superficiale dei primi 30 cm di terreno pari a 7.759 mc, con un successivo scavo di altri 30 cm per un totale di terreno scavato pari a 1.959 mc.

Tale materiale sarà riutilizzato in loco per rimodellamenti puntuali dei percorsi e la parte eccedente sarà utilizzata in sito per livellamenti e rimodellamenti necessari al posizionamento delle strutture.

Per l'alloggiamento dei cavidotti BT all'interno degli impianti è previsto uno scotico di 8.809 mc e uno scavo di 17.753 mc per una rimozione totale di 26.562 mc di terreno.

Per l'alloggiamento dei cavidotti MT interni all'impianto è previsto uno scotico di 900 mc e uno scavo di 3.596 mc per una rimozione totale di 4.496 mc di terreno.

Il terreno risultato dallo scotico per la posa dei cavi BT/MT sarà completamente riutilizzato



per il riempimento dello scavo, la restante parte sarà utilizzata nell'impianto per livellamenti durante l'installazione delle strutture e delle cabine.

Lo scavo per l'alloggiamento del cavidotto MT di collegamento dell'impianto all'area di produzione di idrogeno e alla RTN, verrà realizzato con tecnologia NO-DIG e comporterà la rimozione di circa 26.224 mc di terreno, e di circa 18 mc di asfalto. Circa il 55% del terreno escavato per il cavidotto MT sarà riutilizzato per il riempimento dello scavo, la restante parte sarà utilizzata nell'impianto per rimodellamenti puntuali durante l'installazione delle strutture e delle cabine.

La realizzazione della recinzione comporterà l'impiego di circa 31.693 m di rete metallica e circa 15.847 pali posizionati con un passo di circa 2 m.

L'impianto di illuminazione e videosorveglianza prevede l'installazione di 634 pali in acciaio zincato, ognuno corredato di plinto di fondazione, corpo illuminante e telecamera, relativi cablaggi.

Le altre risorse e materiali impiegati comprendono i moduli fotovoltaici, l'acciaio per le strutture e la relativa carpenteria, le strutture prefabbricate delle cabine con i relativi cavidotti, i materiali per i plinti di fondazione (calcestruzzo, sabbia, inerti e acqua, ferri di armatura), i serbatoi di stoccaggio dell'acqua, i serbatoi di stoccaggio dell'idrogeno, i macchinari utili al processo di produzione di idrogeno (elettrolizzatori, compressori, ausiliari). Tali materiali saranno forniti direttamente dalla ditta installatrice, e non sono preventivamente computabili (fatta eccezione per il numero dei moduli fotovoltaici che, come già descritto, ammonterà a 6.675 e delle strutture che saranno 1.145 monostringa e 2.765 bistringa).

È opportuno precisare che, delle risorse naturali impiegate, la parte riferita alla occupazione o sottrazione di suolo è in gran parte teorica: il terreno sottostante i pannelli infatti rimane libero e allo stato naturale, così come il soprasuolo dei cavidotti. In definitiva, solo la parte di suolo interessata dalle viabilità di impianto e dalle cabine risulta, a progetto realizzato, modificata rispetto allo stato naturale ante operam. Durante la fase di funzionamento dell'impianto è previsto l'utilizzo di limitate risorse e materiali.

Considerato che le operazioni di manutenzione e riparazione impiegheranno materiali elettrici e di carpenteria forniti direttamente dalle ditte appaltatrici, l'unica risorsa

consumata durante l'esercizio dell'impianto è costituita dall'acqua demineralizzata usata per il lavaggio dei pannelli, quantificabile in circa 54 m<sup>3</sup> per lavaggio sull'intero impianto.

## 6 SICUREZZA DELL'IMPIANTO

---

### 6.1 Protezione da corto-circuiti sul lato D-C dell'impianto

Gli impianti fotovoltaici sono realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di un determinato numero di pannelli fotovoltaici, a loro volta realizzati attraverso il collegamento in serie di una serie di celle fotovoltaiche, inglobate e sigillate in un unico modulo di insieme.

Per quanto sopra, tali impianti conservano le caratteristiche elettriche della singola cella, semplicemente a livelli di tensione a corrente superiori a seconda del numero di celle in serie/parallelo. Essendo le stringhe composte da una serie di generatori di corrente (i moduli fotovoltaici), la loro corrente di corto-circuito è di poco superiore alla corrente nel punto di massima potenza.

### 6.2 Protezione da contatti accidentali lato D-C dell'impianto

Le tensioni continue sono particolarmente pericolose per la vita, poiché, il contatto con una tensione di 400 VDC (tensione tipica delle stringhe), può avere conseguenze letali.

Per ridurre il rischio di contatti pericolosi, il campo agro-fotovoltaico lato DC è assimilabile ad un sistema IT, cioè flottante da terra. Infatti, la presenza del trasformatore di isolamento all'interno dell'inverter, permette la separazione galvanica tra il lato corrente continua (DC) e quello di corrente alternata (AC). In tal modo, affinché un contatto sia realmente pericoloso, occorre che si entri in contatto contemporaneamente con entrambe le polarità del campo. Il contatto accidentale con una sola delle polarità, non provoca nella pratica conseguenza, a meno che, una delle polarità non sia casualmente in contatto con la massa.

Per prevenire tale eventualità, gli inverter sono muniti di un opportuno dispositivo di rilevazione degli squilibri verso massa, che ne provoca l'immediato spegnimento e l'emissione di una segnalazione di allarme.

### 6.3 Protezione dalle fulminazioni

Un campo agro-fotovoltaico correttamente collegato a massa, non altera in alcun modo l'indice della località di montaggio e di conseguenza la probabilità di accadimento di fulminazione.

In generale, tali fenomeni atmosferici, possono risultare dannosi per le apparecchiature elettroniche di condizionamento della potenza e non per i moduli fotovoltaici.

Per quanto sopra, al fine di ridurre eventuali danni dovuti a possibili sovratensioni, i quadri di parallelo sono muniti di SPD su entrambe le polarità di uscita. Tali SPD, al fine di prevenire eventuali incendi, sono inseriti in appositi scomparti anti-deflagranti.

In caso di sovratensioni, tali apparecchiature provocano l'immediato spegnimento degli inverter e l'emissione di un segnale di allarme.

#### 6.4 Sicurezza sul lato AC

La limitazione delle correnti del campo agro-fotovoltaico comporta analoga limitazione anche nelle correnti di uscita dagli inverter. Al fine di assicurare nel miglior modo possibile tale parte dell'impianto esistono tre livelli di sicurezza già descritti nei precedenti paragrafi.

#### 6.5 Impianto di messa a terra

L'impianto di terra, conforme alle normative vigenti, è composto da un anello esterno in treccia rame nuda collegata a dispersori posti ai vertici degli angoli del campo agro-fotovoltaico e connessa ad un anello interno alla cabina e alle linee di terra afferenti dalle cabine di trasformazione. Le strutture di sostegno sono collegate alla rete di terra realizzata in prossimità delle strutture stesse.

## 7 VERIFICA TECNICO-FUNZIONALE

Al termine dei lavori, verranno effettuate le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

- Corretto funzionamento dell'impianto agro-fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- Continuità elettrica e connessioni tra moduli;
- Messa a terra di masse e scaricatori;
- Isolamento dei circuiti elettrici dalle masse.

## 8 PRESTAZIONI

Al termine dei lavori dovrà essere effettuato un collaudo dell'impianto, il cui verbale sarà firmato da un professionista iscritto all'albo professionale. Tale collaudo sarà finalizzato alla verifica delle prestazioni dell'impianto secondo quanto prescritto dall'allegato 1 al DM 19/02/07. Per gli impianti fotovoltaici devono essere rispettate le seguenti condizioni:

$$P_{cc} > 0,85 * P_{nom} * I / ISTC$$

In cui:

- $P_{cc}$  è la potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del 2%;
- $P_{nom}$  è la potenza nominale del generatore fotovoltaico;
- $I$  è l'irraggiamento espresso in  $W/m^2$  misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del 3%;
- $ISTC$  pari a  $1000 W/m^2$  è l'irraggiamento in condizioni di prova standard. Tale condizione sarà verificata per  $I > 600 W/m^2$ .

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

In cui:

- $P_{ca}$  è la potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione con precisione migliore del 2%;



Tale condizione sarà verificata per  $P_{ca} > 90 \%$  della potenza di targa del gruppo di conversione. In caso di temperatura delle celle superiore a  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  (temperatura delle condizioni standard STC) la verifica delle prestazioni potrà tenere conto delle perdite termiche.

## 9 RICADUTE OCCUPAZIONALI

Il territorio in cui si intende realizzare l'opera è privo di poli produttivi o anche di singole realtà produttive che riescano a soddisfare la sempre crescente richiesta occupazionale.

L'area in cui ricade l'iniziativa appartiene territorialmente ai Comuni di Gibellina, Poggioreale (TP) e di Monreale (PA).

Il progetto rappresenterà per il territorio una grandissima opportunità occupazionale, sia in fase di realizzazione dell'impianto, che in fase di esercizio. La fase di realizzazione dell'impianto, infatti, durerà circa 24 mesi ed è previsto che in questo lasso di tempo vengano impiegate delle unità con mansioni varie, che spaziano dalle figure tecniche alla figura del manovale. Non va trascurato neanche il fenomeno legato all'indotto, in quanto ragionevolmente sia i materiali, che i fornitori di servizi a corredo dell'attività principale (movimento terra, sondaggi geognostici, etc.) saranno anch'esse imprese del luogo.

Per quanto esposto l'intervento di progetto risulta essere assolutamente positivo.

Inoltre, S&P 9 s.r.l., prevede di realizzare un piano Agro-fotovoltaico il quale garantirà un positivo impatto occupazionale. Il nostro modello prevede, infatti, un notevole beneficio economico sul territorio, non solo diretto ma anche indiretto.

Tra i benefici diretti annotiamo a titolo di esempio l'occupazione degli agricoltori attivi nei campi, il coinvolgimento delle aziende, non solo agricole, locali durante la fase di avvio del progetto, il conferimento di subappalti per quanto concerne i servizi Agro-Fotovoltaico (gestione del verde, pulizia dei moduli installati, manutenzione generale).

Tra i benefici economici indiretti possiamo prevedere un incremento della produttività delle aziende ricettive e ristorative locali sia durante la fase di cantiere che post-operam.

In tale contesto, verrà sempre data la priorità all'utilizzo della manodopera e delle eccellenze locali al fine, come accennato precedentemente, di avviare un processo di continuo sviluppo non solo occupazionale ma anche formativo, cercando di coinvolgere, quanto più possibile, le istituzioni locali.

## 10 DATI CLIMATICI E IRRAGGIAMENTO

L'area del progetto presenta buone caratteristiche territoriali e di irraggiamento solare tanto da risultare di interesse per più di una società operanti nel settore fotovoltaico.

L'inclinazione e l'orientamento dei moduli variano in modo che il piano della superficie captante sia sempre correttamente orientato rispetto ai raggi solari. Ciò avviene grazie all'utilizzo della struttura di tipo monoassiale che consente una movimentazione giornaliera da Est a Ovest tramite motoriduttori. L'orientazione base dell'asse longitudinale delle strutture avrà una direzione Nord-Sud. La distanza tra due strutture vicine sarà tale da evitare fenomeni di ombreggiamento, tenuto conto delle posizioni assunte dai pannelli.

Dall'analisi del sito e dalla progettazione sviluppata "ad hoc" si evidenzia la totale assenza di ombreggiamenti.

Al fine del calcolo della producibilità di cui di seguito si riportano i risultati, si è considerato il database del JRC (Joint Research Centre) in quanto sito ufficiale della commissione europea e mappato secondo il PVGIS.

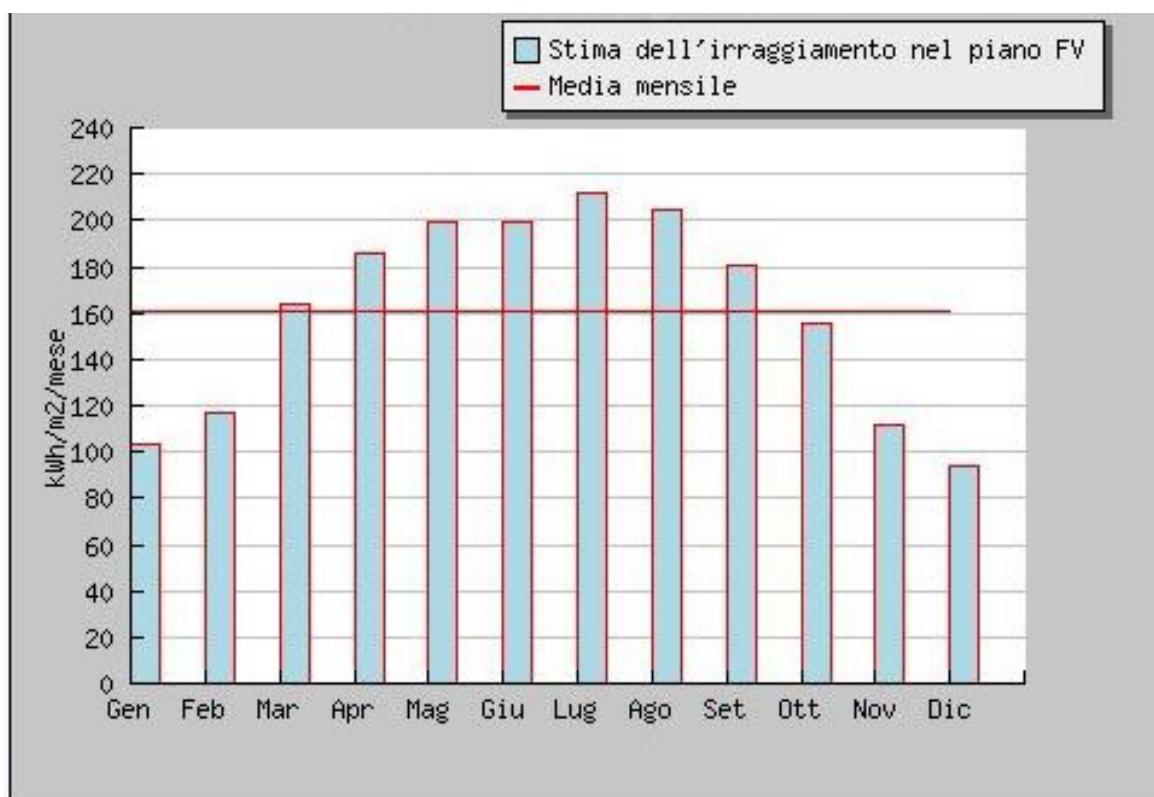


Figura 52 – Radiazione mensile sul piano dei moduli

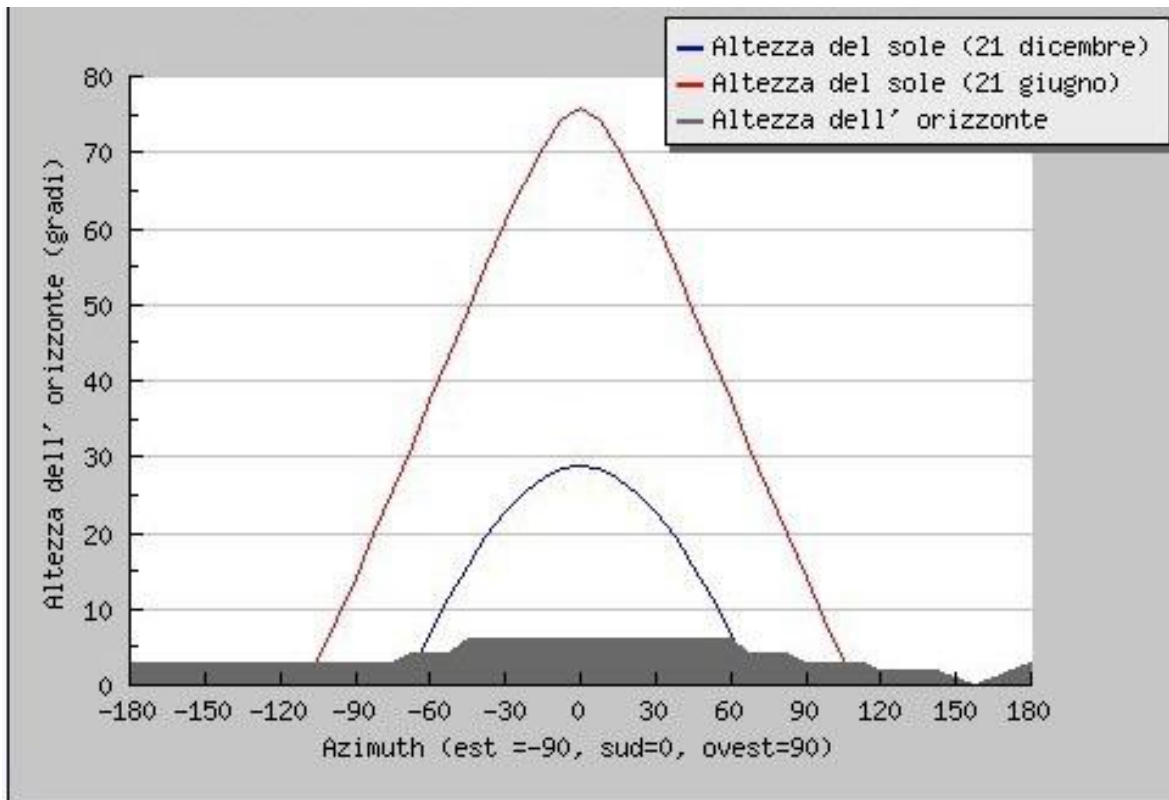


Figura 53 - Riproduzione del Percorso solare

Irraggiamento (nel piano FV) per:			Inclin.=30 gr., Orient.=0 gr.
Mese	Irraggiamento mensile (kWh/m2)	Irraggiamento giornaliero (kWh/m2)	
Gen	104	3.3	
Feb	117	4.2	
Mar	164	5.3	
Apr	186	6.2	
Mag	199	6.4	
Giu	200	6.7	
Lug	211	6.8	
Ago	205	6.6	
Set	180	6.0	
Ott	156	5.0	
Nov	112	3.7	
Dic	94	3.0	
<b>Media annuale</b>	<b>161</b>	<b>5.3</b>	
Irraggiamento totale annuo (kWh/m2)		<b>1927</b>	

Figura 54 - Tabella riassuntiva dell'irraggiamento sul piano dei moduli

In considerazione della latitudine e degli alti carichi cui saranno sottoposti i pannelli durante i mesi estivi, di seguito viene effettuata anche un'analisi dell'irradiazione e delle temperature ambientali in una giornata del mese di agosto.



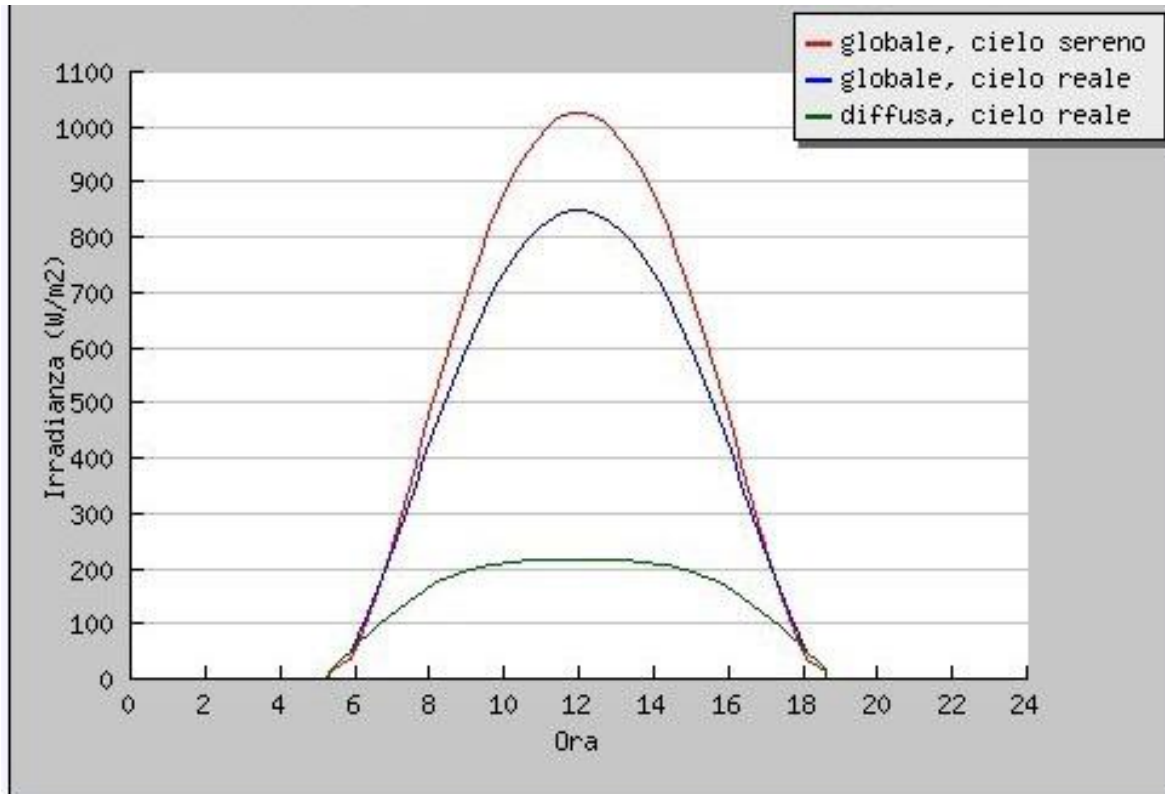


Figura 55 - Irradianza (agosto)

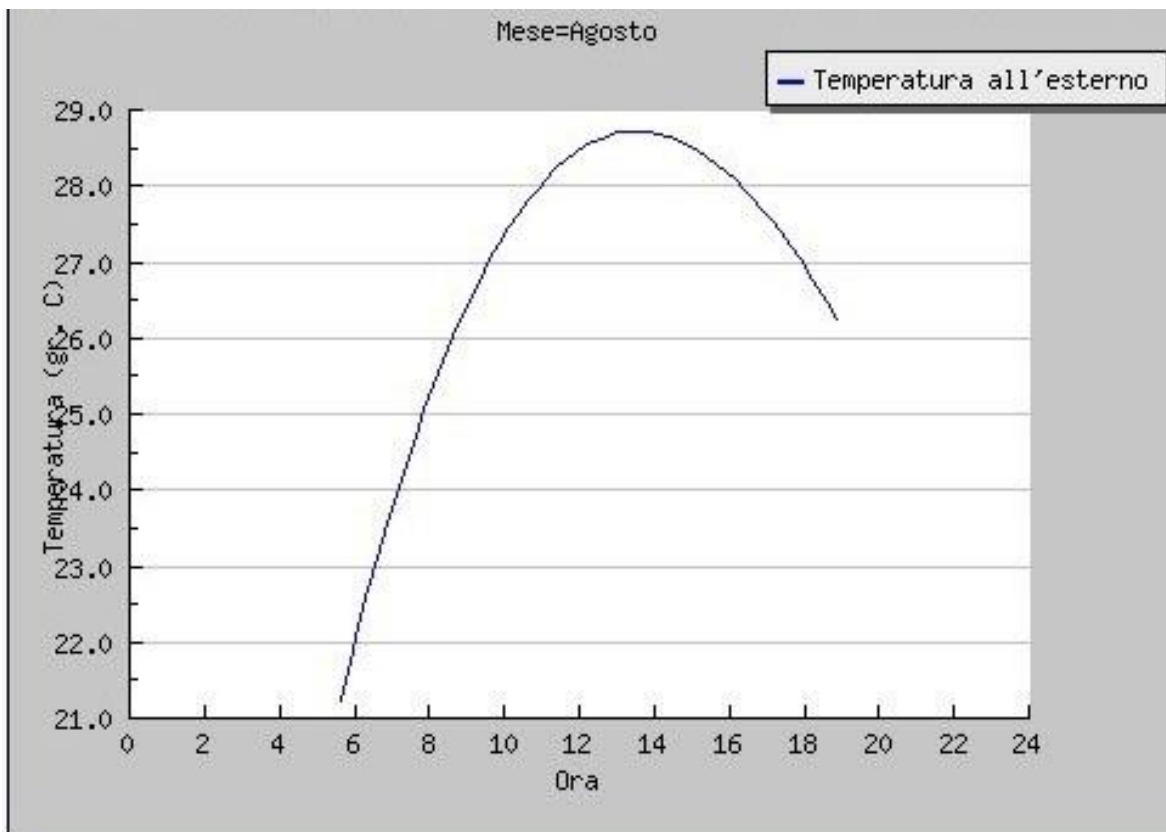


Figura 56 - Andamento della Temperatura (agosto)