



Regione Puglia



Comune di Cerignola



Provincia di Foggia

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE
DI UN PARCO AGROVOLTAICO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA,
DELLE OPERE CONNESSE E DELLE INFRASTRUTTURE INDISPENSABILI
Località Riscata - Comune di Cerignola (FG)

PROGETTO DEFINITIVO

CRG_REL.01
Relazione descrittiva

Proponente



Rinnovabili Sud Due

Via Della Chimica, 103 - 85100 Potenza (PZ)

Formato

A4

Scala

-

Progettista

Ing. Gaetano Cirone

Ing. Pietro Valente

Ing. Adele Oliveto

Geol. Emanuele Bonanno



Revisione	Descrizione	Data	Preparato	Controllato	Approvato
00	Prima emissione	10/02/2022	Ing. A.Oliveto	Ing. Gaetano Cirone	Ing. Gaetano Cirone

Sommario

1	PREMESSA	4
2	CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO E COERENZA DELLE OPERE DI PROGETTO	8
3	DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO.....	9
3.1	Descrizione delle Opere di Progetto	10
3.2	Analisi della Producibilità attesa	15
4	OPERE CIVILI	16
4.1	Approntamento aree di cantiere.....	16
4.2	Fabbricati.....	16
4.3	Strutture di sostegno dei moduli	19
4.4	Preparazione del terreno sull'area dell'impianto di generazione	25
4.5	Preparazione del terreno della stazione e recinzioni.....	25
4.6	Viabilità.....	25
4.7	Cavidotti	27
4.8	Impianto di irrigazione.....	28
4.9	Regimazione Idraulica	28
4.10	Recinzioni.....	29
4.11	Impianti di trattamento delle acque e vasche di raccolta	30
5	OPERE ELETTRICHE.....	31
5.1	Moduli Fotovoltaici	31
5.2	Inverter Fotovoltaici	33
5.3	Trasformatori	35
5.4	Cavidotti MT Interni	35
5.5	Cavidotto MT Esterno	36
5.6	Cabina di raccolta.....	36
5.7	Impianti ausiliari.....	36
5.8	Opere di Connessione	38
5.8.1	Opere di rete per la connessione	38
5.8.2	Opere di utenza per la connessione.....	38



5.8.3	Sottostazione Elettrica Utente	41
5.8.4	L'impianto di accumulo elettrochimico	44
6	PIANO COLTURALE	51
7	ANALISI DEI COSTI/BENEFICI	53
7.1	Costo di produzione dell'Energia da Fonte Rinnovabile	53
7.1.1	Prezzo Di Vendita dell'Energia in Italia	54
7.2	Costi Esterni	55
7.3	Benefici Globali	56
7.4	Benefici Locali	58
8	RICADUTE ECONOMICHE E SOCIALI	60
9	DISPONIBILITÀ DELLE AREE	61
10	TERRE DA SCAVO	61
11	PIANO DI DISMISSIONE DELL'IMPIANTO	61
12	RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI	62
13	MISURE DI MITIGAZIONE E COMPENSAZIONE	63

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 - Inquadramento territoriale con localizzazione opere di progetto	5
Figura 2 – Particolare Ortofoto con opere di progetto	6
Figura 3 – Ortofoto con opere di progetto e viabilità	12
Figura 4 – Ortofoto con layout impianto e legenda	13
Figura 5 – Particolari stralci sottocampo fotovoltaico e opere di connessione alla RTN	14
Figura 6 Vasca di fondazione in CAV	17
Figura 7 cabine in CAV	18
Figura 8 - Schema esemplificativo strutture di sostegno	20
Figura 9 - Particolari tracker monoassiali – Tipologia A	21
Figura 10 – Particolari tracker monoassiali – Tipologia B	22
Figura 11 – Particolare Sezione tracker monoassiali	23
Figura 12 – Particolare interasse fra i tracker	24
Figura 13 - Sezione tipo viabilità interna	26
Figura 14 - Stralcio planimetrico viabilità di accesso alla SE Terna e alla SE utente	26
Figura 15 - Tipico posa cavidotto su terreno	27
Figura 16 - Tipico recinzione perimetrale area impianto di generazione	29



Figura 17 - Tipico recinzione perimetrale SE utente	30
Figura 18 - Caratteristiche tecniche moduli fotovoltaici	32
Figura 19 - Caratteristiche tecniche inverter.....	34
Figura 20 - Sezione stallo RTN di connessione	38
Figura 21 - Scheda tecnica cavo AT con isolamento in XLPE	39
Figura 22 - Planimetria generale SE utente	42
Figura 23 – Particolare planimetria Stazione Utente SE	43
Figura 24 Classificazione degli ESS – Sistemi di storage elettrochimico	44
Figura 25 Modalità di funzionamento previste dell'impianto di accumulo	49
Figura 26 - Planimetria impianto di accumulo elettrochimico	50
Figura 27 – Particolare costruttivo – Interasse interfile tracker.....	51
Figura 28 - Andamento grafico del prezzo di vendita dell'energia – Dicembre 2021	54
Figura 29 - PUN – Prezzo Unico Nazionale - Periodo 2004-2020 - Prezzo medio di vendita dell'energia in Italia in €/MWh Fonte: sito internet Gestore Mercato Elettrico, gme.it	54

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 - Dati Società Proponente	7
Tabella 2 - Caratteristiche linea MT interna.....	35
Tabella 3 - Tabella riepilogativa campi di coltivazione ed estensione_ DA CORREGGERE	52
Tabella 4 – Sintesi dei risultati dell'Irex Report di Althesys	53
Tabella 5 - Analisi Costi/Benefici	59



1 PREMESSA

Il presente elaborato descrive il progetto per la realizzazione di un impianto Agro-Voltaico e delle relative opere di connessione ed infrastrutture indispensabili da realizzarsi alla Località Risicata del Comune di Cerignola, in provincia di Foggia.

Più nello specifico, il progetto riguarda la realizzazione un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile con potenza complessiva pari a **36,05 MW**.

La sua giustificazione intrinseca sta nel fatto di promuovere e realizzare la produzione energetica ricavata da fonte rinnovabile, e quindi con il notevole vantaggio di non provocare emissioni (liquide o gassose) dannose per l'uomo e per l'ambiente in un connubio con l'attività e la produzione agricola del sito stesso. Il progetto riguarda infatti la realizzazione di una tipologia di impianto agro voltaico, ovvero un "ibrido" tra agricoltura locale e infrastruttura fotovoltaica, di modo da poter sfruttare al meglio il potenziale solare senza sottrarre terra utile alla produzione alimentare.

L'impianto si sviluppa su un'area del tutto pianeggiante di complessivi circa 55 ettari di terreno, nel territorio di Cerignola, con le tipiche caratteristiche di antropizzazione comuni all'area del tavoliere. Nella zona non si rilevano caratteristiche naturalistiche di particolare rilievo. Nelle immediate vicinanze del sito non ci sono centri abitati: lo stesso centro abitato di Cerignola dista circa 7 Km da esso.

Il progetto mira a coniugare l'attività agricola con la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, mantenendo elevati standard di sostenibilità agronomica, ambientale, naturalistica. Il sistema agri-naturalistico-voltaico previsto, infatti, in continuità con la destinazione d'uso attuale dei luoghi e le tradizioni colturali del territorio, consente un corretto inserimento dell'iniziativa nel contesto territoriale, salvaguardando la produzione agricola e, contestualmente, agendo positivamente sul contesto botanico-vegetazionale e faunistico dell'area.

Le opere di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), come indicato nella STGM **C.P. 202100885**, prevedono il collegamento in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica a 380/150 kV della RTN da collegare in entra – esce alla linea 380 kV "Foggia – Palo del Colle". Si specifica, in merito, che la sottostazione 150/20kV di collegamento alla stazione Terna 380/150 "Cerignola" sarà condiviso con altri produttori mediante condivisione dello stallo (per maggiori dettagli si rimanda alle tavole grafiche delle opere di connessione).

Nello specifico, le opere di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) prevedono che l'impianto fotovoltaico sarà connesso alla RTN per il tramite di una stazione utente di trasformazione (SET), che consentirà di elevare la tensione dell'impianto di produzione dalla Media (MT - 30 kV) all'Alta (AT - 150 kV) Tensione, ed un sistema di sbarre AT, che raccoglierà l'energia prodotta sia dall'impianto in questione che da altri produttori con i quali si prevede di condividere lo stallo AT della SE RTN assegnato da Terna.

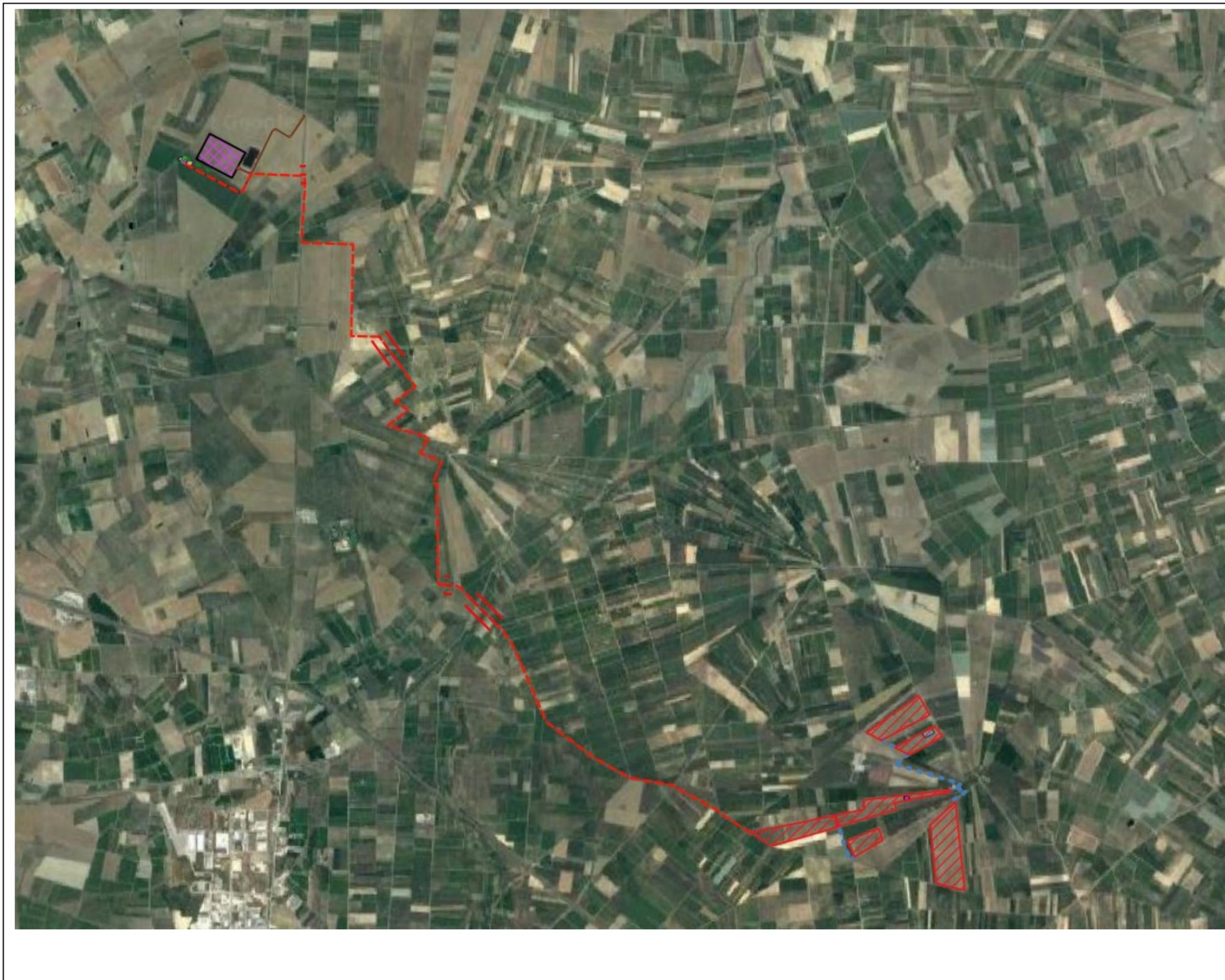
Il sistema di sbarre sarà connesso alla sezione a 150 kV della futura SE RTN "Cerignola" tramite cavo interrato AT, di lunghezza pari a circa **320 m**.

Nella fattispecie, la SET utente raccoglierà anche l'energia prodotta dal campo eolico della società RINNOVABILI SUD UNO S.R.L., da ubicarsi nel medesimo territorio.





Figura 1 - Inquadramento territoriale con localizzazione opere di progetto



LEGENDA

- Opere impianto
- Opere di progetto
 - Area impianto di generazione
 - Cavidotti MT interno
 - Cavidotto MT esterno
 - Cavidotto MT esterno
 - Cavidotto MT esterno in T.O.C.
 - SE utente
 - Cavidotto AT
 - Viab_Accesso_SE utente
 - Impianto di accumulo elettrochimico
 - SE utente area comune
 - Area cantiere impianto
 - Area cantiere SE utente
 - Opere autorizzate
 - Viab_Accesso_SE terna
 - SE Terna
 - Altre opere in autorizzazione
 - SE utente altri produttori

Figura 2 – Particolare Ortofoto con opere di progetto

Catastalmente, le particelle interessate all'area di impianto ricadono nei fogli catastali n. 131, 148, 149, e 151 del NCT di Cerignola; le particelle interessate sono evincibili da piano particellare grafico e descrittivo allegati al progetto, al quale si rimanda per maggiori dettagli.

L'impianto fotovoltaico di progetto ha lo scopo di produrre energia elettrica da fonte rinnovabile tramite l'installazione di moduli fotovoltaici su inseguitori monoassiali, per una potenza complessiva di **36,05 MWp**, con un'estensione pari a circa **55 ha** di terreno ed opportunamente sollevati da terra e posizionati in modo da essere congeniali all'attività agricola prevista sulla stessa area. I terreni dedicati alle colture agricole saranno quelli ubicati fra le interfile dei pannelli fotovoltaici, per una superficie complessiva utilizzabile ad uso agricolo pari a circa **22,80 ettari** di terreno.

La proponente è la società **Rinnovabili Sud Due S.r.l.**, una società di scopo che ha quale proprio oggetto sociale la costruzione e l'esercizio di impianti da fonte rinnovabile.

La **Rinnovabili Sud Due S.r.l.** fa parte del gruppo VSB (www.vsb.energy), multinazionale tedesca attiva da oltre vent'anni, che ha installato nel mondo oltre 1 GW di impianti da fonte rinnovabile.

I dati della società proponente sono i seguenti:

Proponente:	<i>Rinnovabili Sud Due S.r.l.</i>
Sede legale:	Via della Chimica n. 103 - 85100 Potenza
P.IVA e C.F.:	02079470767
Pec:	rinnovabilisuddue@pec.it
Tel.:	0971 281981

Tabella 1 - Dati Società Proponente



2 CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO E COERENZA DELLE OPERE DI PROGETTO

La proposta progettuale si inserisce nel contesto nazionale ed internazionale come uno dei mezzi per contribuire al raggiungimento degli obiettivi che gli stessi strumenti di pianificazione nazionale ed internazionale si pongono, contribuendo in particolar modo alla riduzione delle emissioni atmosferiche nocive, come previsto dal protocollo di Kyoto del 1997 che anche l'Italia, come tutti i paesi della Comunità Europea, ha ratificato negli anni passati, e contribuendo agli obiettivi di decarbonizzazione prefissati.

Inoltre, per la sua peculiarità della tipologia agro voltaica, si inserisce nella più ampia ottica della conciliazione fra la produzione energetica da fonte rinnovabile con la tutela dell'ambiente e delle sue diverse componenti, la conservazione delle potenzialità del territorio e la produzione agricola.

Oltre alle normative Comunitarie, Nazionali ed Internazionali prese a riferimento, gli strumenti presi in considerazione per l'individuazione dei vincoli presenti sul territorio interessato sono le leggi regionali (oltre alle nazionali) e le leggi in materia di tutela dei beni culturali, ambientali e paesaggistici, il P.U.T.T/p e il P.P.T.R. della regione PUGLIA, il Piano di Bacino stralcio assetto idrogeologico (P.A.I.) della Regione Puglia, il Piano Tutela delle Acque della regione Puglia, il PTCP della Provincia di Foggia, la cartografia relativa al vincolo idrogeologico del Corpo Forestale dello Stato, il Piano Faunistico Venatorio della Provincia di Foggia, il Piano Regionale di Qualità dell'Aria, il Quadro di Assetto dei Tratturi, il Piano regionale dei Trasporti; per l'individuazione delle aree sensibili dal punto di vista ambientale/ naturalistico si è fatto riferimento ai proposti Siti di importanza comunitaria individuati dal progetto Natura 2000 della Comunità Europea e ai parchi, riserve naturali ed aree protette presenti sul territorio della Regione Puglia, nonché al programma delle aree IBA e la rete ecologica pugliese.

Inoltre, si è fatto riferimento agli strumenti urbanistici vigenti nel Comune interessato alle opere di progetto, ovvero al Piano Regolatore Generale del comune di Cerignola (unico comune interessato a tutte le opere di progetto).

Infine, si è tenuto conto di quanto riportato nelle Linee Guida Nazionali di cui al D.M. 30.09.2010, nonché il regolamento regionale 30 dicembre 2010, n. 24 "Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia", Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR), adottato con Delibera di G.R. n.827 del 08-06-07, per quanto attiene i criteri di localizzazione dell'area di impianto.

Come esposto dettagliatamente nelle Relazioni del SIA – Studio di Impatto Ambientale – allegate al progetto, si evince che le opere di progetto non entrano in contrasto con le normative/leggi/strumenti pianificatori analizzati; infatti, le opere di progetto, ed in particolare, il layout di impianto, non interferiscono con alcun vincolo di alcun genere, né con le aree protette e né con le aree dichiarate non idonee all'installazione di impianti fotovoltaici dalle normative vigenti a livello nazionale (DM 09/2010) e regionale.



Le uniche interferenze individuate, non relative all'area di impianto, si riscontrano con le *opere di connessione*, e con esattezza col tracciato di cavidotto interrato di connessione: si rileva, infatti, che l'elettrodotto in cavo interrato di collegamento dal parco fotovoltaico alla Stazione Elettrica di Utenza intercetta dapprima un corso d'acqua e poi un tratturo, elementi tutelati ai sensi del D.Lgs. 42/2004 e dal PPTR regionali.

Le interferenze individuate saranno tuttavia risolte, in accordo con le norme tecniche di attuazione degli strumenti pianificatori di riferimento, mediante l'utilizzo della tecnica di Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC), ovvero una tecnica di perforazione orizzontale teleguidata, che non produce modifiche morfologiche delle aree attraversate, dell'alveo fluviale e né alterazione della vegetazione presente, tantomeno dell'aspetto esteriore dei luoghi, che rimarrà identico all'ante operam.

Si può quindi concludere che le opere di progetto sono esterne alle aree tutelate ai sensi del D.Lgs. 42/2004, e che la realizzazione delle opere di connessione in progetto non è in contrasto con le aree soggette a vincolo paesaggistico o archeologico derivanti dal DLgs 42/04 e dalla strumentazione pianificatoria regionale vigente; le interferenze riscontrate, infatti, sono limitate a brevi tratti di cavidotto interrato, che verranno risolte con tecnica TOC, in accordo con le NTA di riferimento, e che lasceranno immutato lo stato dei luoghi post intervento.

3 DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO

Il progetto prevede l'installazione di un impianto fotovoltaico della potenza complessiva di 36,05 MW, configurato con un sistema ad inseguitore solare mono-assiale, denominati tracker. L'inseguitore mono-assiale utilizza una tecnologia elettromeccanica per seguire ogni giorno l'esposizione solare Est-Ovest su un asse di rotazione orizzontale Nord-Sud, posizionando così i pannelli sempre con la perfetta angolazione per assorbire più radiazione luminosa possibile.

I pannelli fotovoltaici monocristallino vengono raggruppati in stringhe del singolo inseguitore e collegate direttamente sull'ingresso dedicato dell'inverter. Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici (inseguitore) saranno fissate al terreno attraverso dei pali prefabbricati in acciaio che verranno infissi nel terreno.

Poiché la proposta riguarda un progetto agri-voltaico, è previsto l'utilizzo di pannelli posti ad altezza e a distanza fra i filari adeguate alla conduzione dell'attività agricola, come risulta dalle relazioni e dalle tavole e particolari grafici dedicati ed allegati.

Un parco fotovoltaico, quale impianto tecnologico su terra, ha la caratteristica di potersi adattare alle condizioni orografiche e morfologiche del terreno: il suo sviluppo è orizzontale, e si adatta al meglio alle condizioni orografiche e morfologiche del terreno, seguendone l'andamento, la morfologia e l'orografia, e non producendo, quindi, un effetto troppo impattante sull'ambiente.

Inoltre, il parco agro-voltaico di progetto si inserirà nel contesto territoriale di interesse rispettandone le caratteristiche e la naturalità: l'installazione dei tracker seguirà l'andamento naturale del terreno, non interferirà negativamente con il territorio e con l'attuale assetto idro-geomorfologico del sito in quanto non occuperà gli alvei dei corsi d'acqua presenti e rispetterà il naturale deflusso delle dinamiche idrauliche presenti.



3.1 Descrizione delle Opere di Progetto

Il progetto di realizzazione dell'impianto Agro-fotovoltaico proposto, con potenza complessiva pari a 36,05 MW, e delle relative opere di connessione ed infrastrutture indispensabili da realizzarsi alla Località Riscata del Comune di Cerignola, in provincia di Foggia, ha le seguenti caratteristiche principali di impianto:

Estensione (ha)	Potenza (MW)	Rapporto ha / MW	Ubicazione NCT
54,5	36,05	1,51	AREA IMPIANTO Comune di Cerignola Fogli n. 131 - 148 – 149 – 151

Da un punto di vista elettrico, il sistema fotovoltaico all'interno dell'impianto è costituito da stringhe.

Una stringa è formata da 28 moduli collegati in serie, pertanto, la tensione di stringa è data dalla somma delle tensioni a vuoto dei singoli moduli, mentre la corrente di stringa coincide con la corrente del singolo modulo.

Moduli per stringa	Vmp (V)	Imp (A) - STC	Tensione stringa
28	34,6	17,49	968,8V

L'energia prodotta dai moduli fotovoltaici, raggruppati in stringhe (ovvero gruppi di 28 moduli collegati in serie tra loro, con tensione massima di stringa pari a circa 968,8 V), viene prima raccolta all'interno dei quadri di stringa, e da questi viene poi trasferita all'interno delle cabine di conversione e quindi successivamente nelle cabine trafo dove avviene l'innalzamento di tensione sino a 30 kV.

L'impianto è formato da 6 sottocampi di cui si riportano di seguito le caratteristiche.

Si precisa inoltre che in fase di progettazione esecutiva si potrà adottare una configurazione differente fermo restando la potenza complessiva dell'impianto.

Sottocampi	P _{trafo} (MW)	N° Moduli	N° di Stringhe	N° di Inverter
Campo 1	7,572	12516	447	32
Campo 2	3,964	6552	234	16
Campo 3	2,965	4900	172	12
Campo 4	12,807	21168	756	55
Campo 5	2,829	4676	167	11
Campo 6	5,912	9772	349	24



Da queste ultime l'energia prodotta viene trasportata nella **Cabina di Raccolta (CdR)**, posizionata all'interno dell'impianto.

In estrema sintesi l'impianto sarà composto da:

- a) **59584 moduli fotovoltaici** in silicio monocristallino (collettori solari) di potenza massima unitaria pari a 605 Wp, installati su inseguitori monoassiali da 56/28 moduli.
- b) **2125 stringhe**, ciascuna costituita da 28 moduli da 605 Wp ciascuno, collegati in serie. Tensione di stringa 968,8 V e corrente di stringa 17,49 A;
- c) **13 cabine di campo prefabbricate** contenenti il gruppo conversione (inverter);
- d) **13 cabine di campo prefabbricate** contenenti il gruppo trasformazione;
- e) **1 Una Cabina di Raccolta principale**, in cui viene raccolta tutta l'energia prodotta dall'impianto;
- f) **3 cabine di raccolta secondarie**, in cui viene raccolta l'energia delle cabine di campo;
- g) **1 locale guardiania**;
- h) **Cavidotti media tensione interni** per il trasporto dell'energia elettrica dalle cabine di trasformazione dai vari sottocampi alla *Cabina di Raccolta*;
- i) **Cavidotto media tensione esterno**, per il trasporto dell'energia dalla *Cabina di Raccolta* sino alla Sottostazione Elettrica Utente (SE utente) 30/150 kV;
- j) **Impianti ausiliari** (illuminazione, monitoraggio e controllo, sistema di allarme anti-intrusione e videosorveglianza, sistemi di allarme antincendio).
- k) **Una Sottostazione Elettrica Utente condivisa** in cui avviene la raccolta dell'energia prodotta (in MT a 30 kV), la trasformazione di tensione (30/150 kV) e la consegna (in AT a 150 kV). In essa sarà installato il trasformatore elevatore di Tensione 30/150 kV.
- l) **Impianto di accumulo elettrochimico** delle Potenza di **14 MW** e capacità **28 MWh**. L'impianto verrà realizzato all'interno dell'area di impianto (si rimanda al capitolo specifico per una descrizione dettagliata delle opere);
- m) **Cavidotto AT** di collegamento alla nuova Stazione Terna 380/150 "Foggia – Palo del Colle".

Per le opere su elencate saranno necessarie una serie di opere civili, oltre a quelle elettriche, descritte nei paragrafi successivi.

Si riportano di seguito alcuni stralci delle opere di progetto su ortofoto:



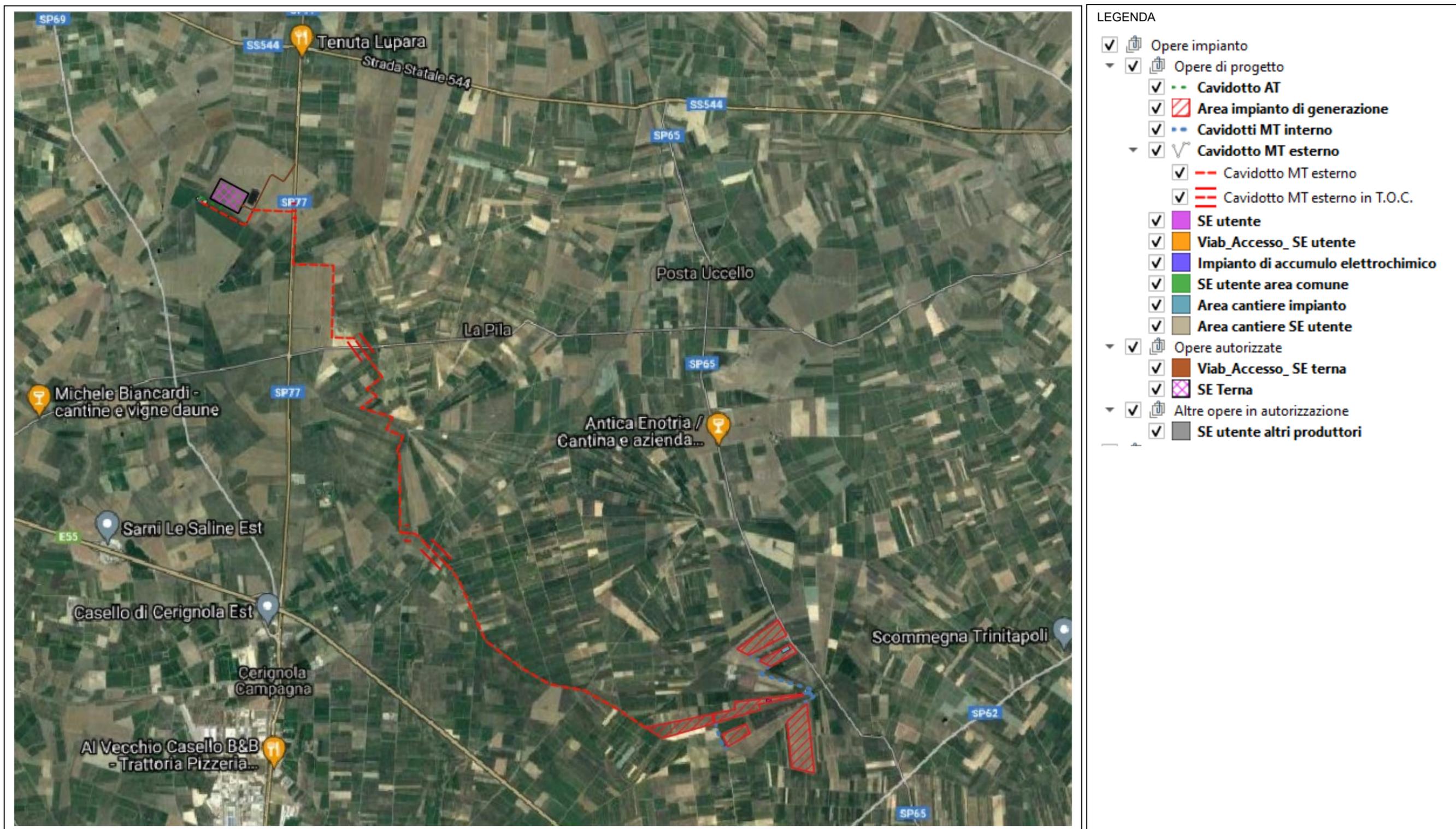


Figura 3 – Ortofoto con opere di progetto e viabilità



LEGENDA	
OPERE DI PROGETTO	
	Cabina di raccolta
	Cabina trasformazione
	Cabina inverter
	Locale Guardiania
	Traraker 56 moduli
	Traraker 28 moduli
	Recinzione perimetrale
	Viabilità interna di progetto
	Cavidotto media tensione interno all'impianto
	Cavidotto media tensione esterno
	Cancello - Ingresso
	Filari di uliveto superintensivo
	Vasconi esistenti da ripristinare per uso irriguo
OPERE ESISTENTI/FASCE DI RISPETTO	
	Elettrodotto aereo esistente MT/BT e fascia di rispetto (16 m)
	Elettrodotto aereo esistente AT e fascia di rispetto (55 m)
	Viabilità di accesso esistente
<p>PARTICOLARE FASCIA ARBOREA PERIMETRALE E DISTANZE DAI CONFINI</p>	
<p>NOTE: La fascia arborea verrà piantumata lungo l'intera recinzione perimetrale esterna eccetto le fasce di asservimento relative a servitù di elettrodotti aerei esistenti.</p>	

Figura 4 – Ortofoto con layout impianto e legenda

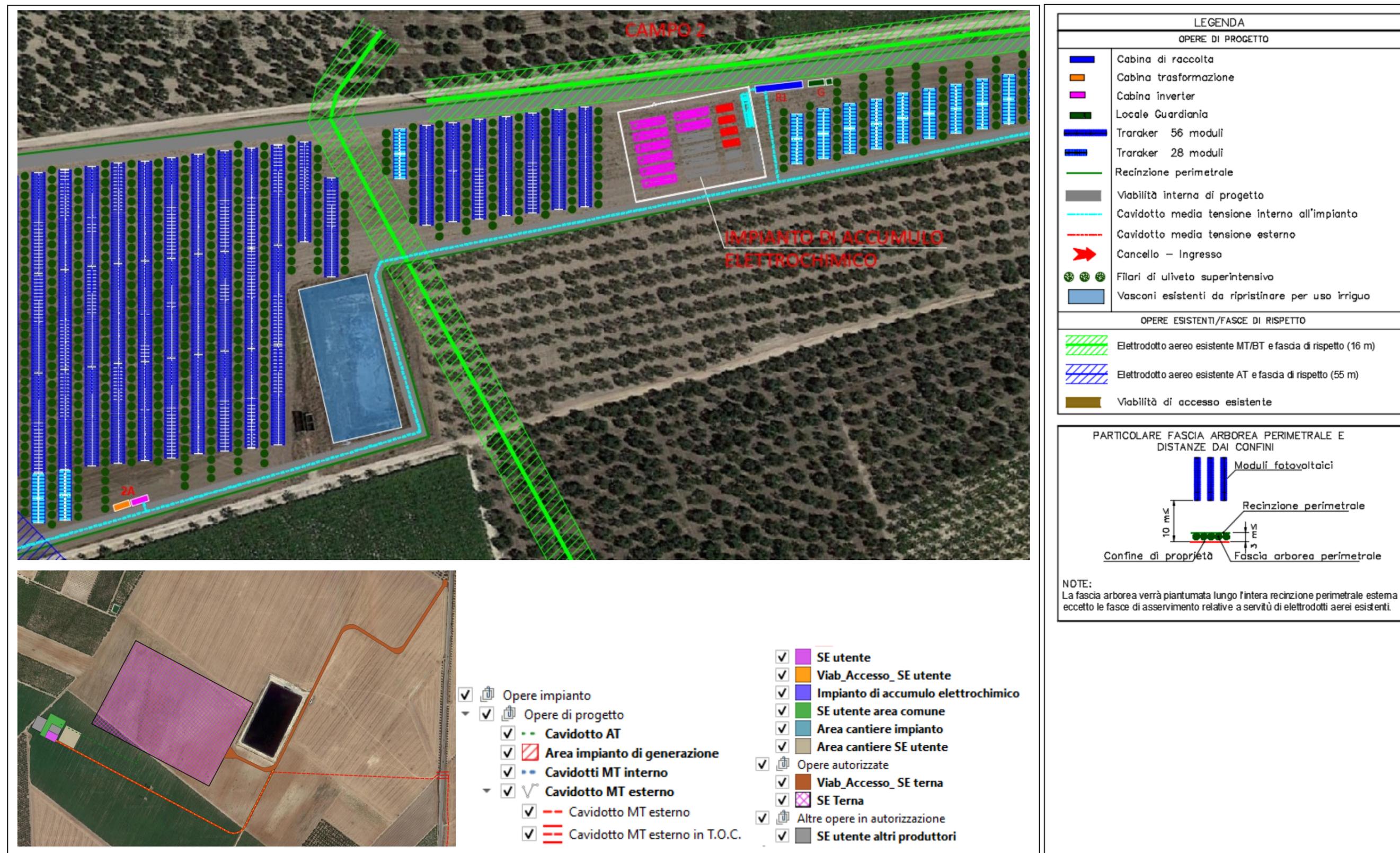


Figura 5 – Particolari stralci sottocampo fotovoltaico e opere di connessione alla RTN

Il Layout di impianto studiato prevede una buona fruibilità e flessibilità relativamente al profilo agricolo, sia in termini di accessibilità delle macchine agricole che di scelta delle colture e delle metodologie di coltivazione. Inoltre, il posizionamento dei pannelli secondo file parallele ed equidistanti consente di organizzare razionalmente il piano colturale e le operazioni agricole necessarie.

Maggiori dettagli si possono evincere dagli elaborati grafici allegati al progetto.

3.2 Analisi della Producibilità attesa

Le opere di progetto sono finalizzate a consentire la produzione di energia elettrica da sorgente fotovoltaica, nel rispetto delle condizioni per la sicurezza delle apparecchiature e delle persone.

Il parco fotovoltaico, della potenza complessiva totale di 36,05 MW, è suddiviso in sottocampi aventi moduli fotovoltaici a struttura ad inseguimento solare.

Esso è costituito da stringhe. Una stringa è formata da 28 moduli collegati in serie, pertanto, la tensione di stringa è data dalla somma delle tensioni a vuoto dei singoli moduli, mentre la corrente di stringa coincide con la corrente del singolo modulo.

Moduli per stringa	Vmp (V)	Imp (A) - STC	Tensione stringa
28	34,6	17,49	968,8 V

Il rendimento di un pannello (modulo) è la quantità di energia solare che un pannello riesce a convertire in energia elettrica per unità di superficie, ed è sempre il massimo rendimento alle condizioni standard STC (Standard Test Condition).

La produzione di energia elettrica è stimata considerando una vita utile dell'impianto pari a 30 anni, sulla base delle simulazioni condotte utilizzando il database PVsyst allegate alla relazione tecnica di progetto; da essa è risultato un **valore di producibilità attesa pari a 1747 kWh/kWp/anno**, per cui la produzione di energia elettrica si attesta in **63 GWh/anno**, per una produzione complessiva attesa in 30 anni che si attesta attorno ai 1890 GWh.

4 OPERE CIVILI

La realizzazione del progetto proposto richiederà l'esecuzione di alcune opere civili, quali le opere di recinzione, le opere di basamento delle cabine/prefabbricati/shelter, accessi, cunicoli per cavi, ecc.

Per quanto riguarda l'impianto nel senso stretto del termine, invece, le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici non richiederanno particolari opere civili, in quanto la struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici sarà ancorata a terra mediante pali battuti fino a profondità idonee.

Ad opere di realizzazione dell'impianto ultimate, i terreni eventualmente interessati dall'occupazione temporanea dei mezzi d'opera o dal deposito provvisorio dei materiali di risulta o di quelli necessari alle varie lavorazioni, saranno ripristinati.

4.1 Approntamento aree di cantiere

Le opere preliminari di sistemazione del suolo servono a garantire l'inquadramento dell'area di progetto, buona praticabilità del sito, stabilità al posizionamento delle strutture e ad evitare qualunque tipo di dissesto di ordine idrogeologico.

Si provvederà a convogliare le acque meteoriche nei luoghi di deflusso naturale, avendo cura di non modificare il normale deflusso, sia prima che dopo l'esecuzione degli interventi, realizzando, allo stesso tempo, ove necessario, le opere di regimazione idrauliche.

Tali operazioni permetteranno di procedere con l'individuazione delle diverse aree di cantiere che sono:

- Area di ingresso;
- Area di stoccaggio materiali e componenti dell'impianto (da approntare all'interno dell'area dell'impianto di generazione);
- Viabilità interna di servizio;
- Area occupata dalle strutture a sostegno dei moduli;
- Delimitazione area del cantiere con recinzione;
- Punti di posizionamento dei fabbricati/cabine.

4.2 Fabbricati

I fabbricati/manufatti cabina si rendono necessari per alloggiare alcuni componenti elettrici che, per loro natura e costituzione non possono stare all'esterno, quali inverter, trasformatori, quadri elettrici.

Area impianto di generazione

Nell'area dell'impianto di generazione verranno installati i seguenti manufatti prefabbricati in C.A.V (cemento armato vibrato):

- cabine di trasformazione;
- cabine di conversione (inverter);
- cabina per la guardiania;

- cabine di raccolta.

I prefabbricati in c.a.v. (cemento armato vibrato) sono strutture monolitiche a comportamento scatolare; sono realizzati con un processo di costruzione che permette un'ampia versatilità di soluzioni per ogni tipo di esigenza di installazione.

Le caratteristiche costruttive, garantendo un'elevata resistenza al carico dei pavimenti, permettono anche la movimentazione ed il trasporto dei manufatti completi delle apparecchiature.

Le pareti avranno spessori compresi tra i 7 e gli 8 cm, ed il tetto sarà a corpo unico con la struttura del chiosco, e sarà impermeabilizzato con guaina bituminosa in poliestere applicata a caldo.

Il pavimento, di spessore minimo pari 10 cm, verrà calcolato per sopportare un carico accidentale (costituito dalle apparecchiature e dal personale che effettuerà le manutenzioni) uniformemente distribuito di 600 kg/mq + 3000 Kg concentrati in mezzeria. Il peso dell'intero manufatto è di circa 3000 kg/ml.

Le vasche di fondazione in CAV sono realizzate in monoblocco in modo da creare una vasca stagna sottostante tutto il locale. Esse hanno altezza esterna compresa tra 60 - 90 cm., altezza interna 50 o 75 cm. e pareti spessore 15 cm, sono fornite complete di fori a frattura prestabilita con flange stagne in pvc per il passaggio dei cavi sui quattro lati.

Il progetto standard delle strutture verrà elaborato in conformità alle prescrizioni alle Norme Tecniche per le Costruzioni NTC2018.

Si riporta di seguito degli esempi di cabine in CAV.



Figura 6 Vasca di fondazione in CAV



Figura 7 cabine in CAV

Si precisa che in fase di progettazione esecutiva potranno essere adottate soluzioni differenti in merito alla tipologia delle cabine. Ad es. Shelter anziché cabine in CAV. La cabina tipo shelter, interamente prefabbricata, verrà realizzata mediante l'utilizzo di idonei profilati ad uso strutturale (ad es. profilati di acciaio, lamiera grecata, etc.), completi di idoneo e duraturo sistema di protezione superficiale (ad es. zincatura a caldo secondo UNI ISO 1461, verniciatura, etc) opportunamente dimensionati e posti in opera, per consentire l'alloggiamento e il fissaggio delle pareti perimetrali.

SE utente ed impianto di accumulo elettrochimico

Il fabbricato della SE utente è costituito da una struttura in c.a realizzata in opera a pianta rettangolare, delle dimensioni riportate nelle tavole allegare con copertura piana. All'interno verranno alloggiate le componenti impiantistiche.

Per l'impianto di accumulo elettrochimico si adotteranno cabine tipo shelter.

I container saranno progettati per ospitare le apparecchiature elettriche, garantendo idonee segregazioni per le vie cavi (canalizzazioni e pavimento flottante), isolamento termico e separazione degli ambienti, spazi di manutenzione e accessibilità dall'esterno.

I container rispetteranno i seguenti requisiti:

- resistenza al fuoco REI 120;

- contenimento di qualunque fuga di gas o perdita di elettrolita dalle batterie in caso di incidente;
- segregazione delle vie cavi (canalizzazioni e pavimento flottante); adeguati spazi di manutenzione e accessibilità dall'esterno ai singoli compartimenti;
- isolamento termico in poliuretano o lana minerale a basso coefficiente di scambio termico;
- pareti di separazione tra i diversi ambienti funzionali (stanze o locali);
- porte di accesso adeguate all'inserimento / estrazione di tutte le apparecchiature (standard ISO + modifica fornitore) e alle esigenze di manutenzione;
- I locali batterie saranno climatizzati con condizionatori elettrici "HVAC". Ogni container sarà equipaggiato con minimo due unità condizionatori;
- particolare cura sarà posta nella sigillatura della base del container batterie. Per il locale rack batterie saranno realizzati setti sottopavimento adeguati alla formazione di un vascone di contenimento, che impedisca la dispersione di elettrolita nel caso incidentale;
- sicurezza degli accessi: i container sono caratterizzati da elevata robustezza, tutte le porte saranno in acciaio rinforzato e dotate di dispositivi antintrusione a prevenire l'accesso da parte di non autorizzati.

I container batterie e inverter saranno appoggiati su una struttura in cemento armato, tipicamente costituita da una platea di fondazione appositamente dimensionata in base all'attuale normativa NTC 2018.

La quota di appoggio dei container sarà posta a circa 30 cm dal piano di campagna, al fine di evitare il contatto dei container con il suolo e con l'umidità in caso di pioggia. La superficie della piazzola di collocamento dei container sarà ricoperta con ghiaia. Si prevede che il percorso di accesso ai container (corridoio centrale tra le due file e zona perimetrale) potrà essere pavimentato con una semplice soletta in calcestruzzo tipo marciapiede.

Per maggiori circa le dimensioni ed i particolari costruttivi e tecnici si rimanda alle tavole grafiche di dettaglio allegate al progetto.

4.3 Strutture di sostegno dei moduli

I moduli fotovoltaici verranno fissati ad una struttura di sostegno ancorata a terra, nelle zone ove il terreno lo permette mediante pali battuti ad una profondità variabile a seconda delle caratteristiche di resistenza del terreno.

Il supporto a cui sono fissati i moduli fotovoltaici è libero di ruotare attorno al proprio asse, in direzione est – ovest, ed è dotato di un motore e di un orologio solare, tale per cui i moduli modificheranno il proprio orientamento così da seguire il sole durante la giornata, massimizzando la radiazione solare incidente sulla propria superficie.

Il sistema ha un movimento automatico mattina-sera (variazione dell'angolo di azimut), mentre l'inclinazione dei pannelli (angolo tilt) sarà eventualmente regolata manualmente agli equinozi in coincidenza con gli interventi di pulizia e controllo ai pannelli. L'impostazione di progetto dell'angolo di tilt è di 0° rispetto al piano orizzontale. La disposizione delle file e delle schiere all'interno delle stesse è tale da mantenere sempre un interasse costante in modo da impedire l'ombreggiamento reciproco tra i pannelli.

Di seguito si riporta uno schema esplicativo del sistema di sostegno dei pannelli e dell'inseguitore solare, rimandando alle tavole di progetto per ulteriori dettagli.

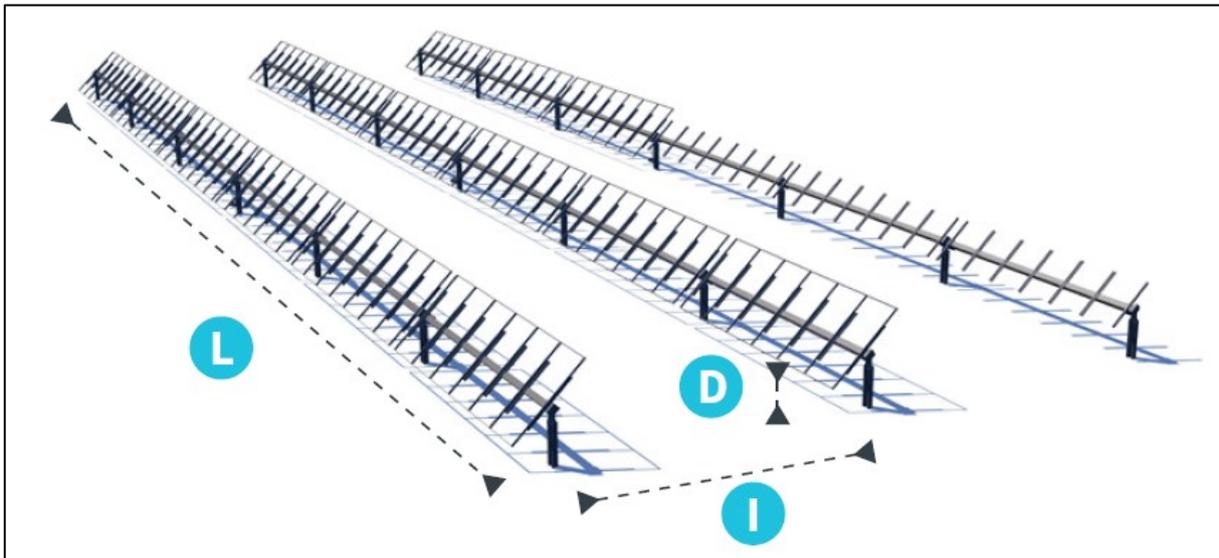


Figura 8 - Schema esemplificativo strutture di sostegno

Si adotteranno due tipologie di tracker:

- Tipo A: tracker con 56 moduli;
- Tipo B: tracker con 28 moduli (permettono l'occupazione delle aree di terreno in cui il tracker Tipo A non rientra per dimensione).

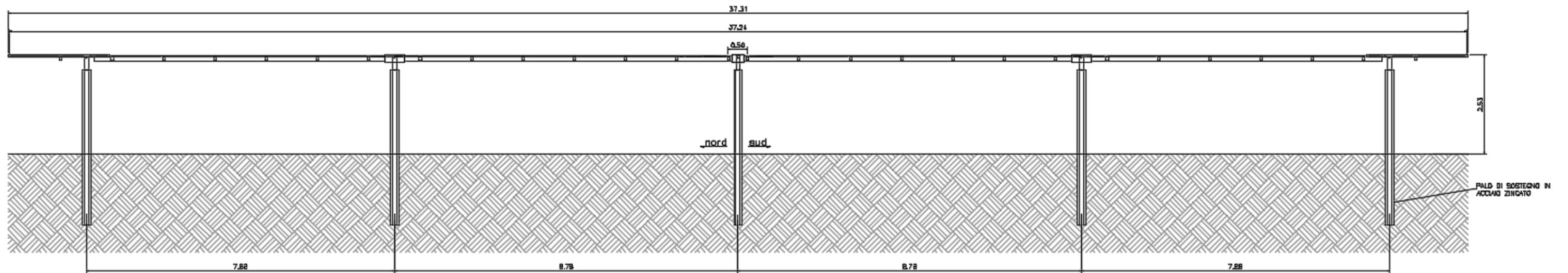
Si precisa inoltre che in fase di progettazione esecutiva potranno essere adottate soluzioni/configurazioni differenti in ragione delle disponibilità e delle innovazioni tecnologiche delle componenti sul mercato, fermo restando la potenza complessiva dell'impianto e l'area del terreno occupato dalle strutture.

Le strutture sono costituite da tubolari metallici in acciaio zincato a caldo opportunamente dimensionati, che verranno posizionati infissi nel terreno mediante battitura dei ritti di sostegno.

Si riportano di seguito degli stralci delle tavole grafiche allegate al progetto, relativi alla configurazione in pianta ed in sezione del tracker di progetto.

TRACKER-TIPO A 2X28 moduli

VISTA FRONTALE ($\beta = 0^\circ$)
Scale 1:50



VISTA DALL'ALTO
Scale 1:50

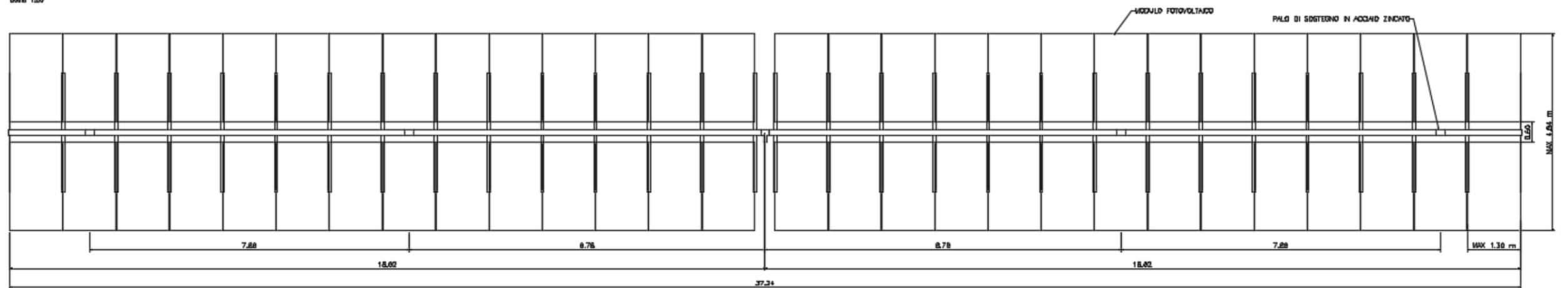


Figura 9 - Particolari tracker monoassiali – Tipologia A

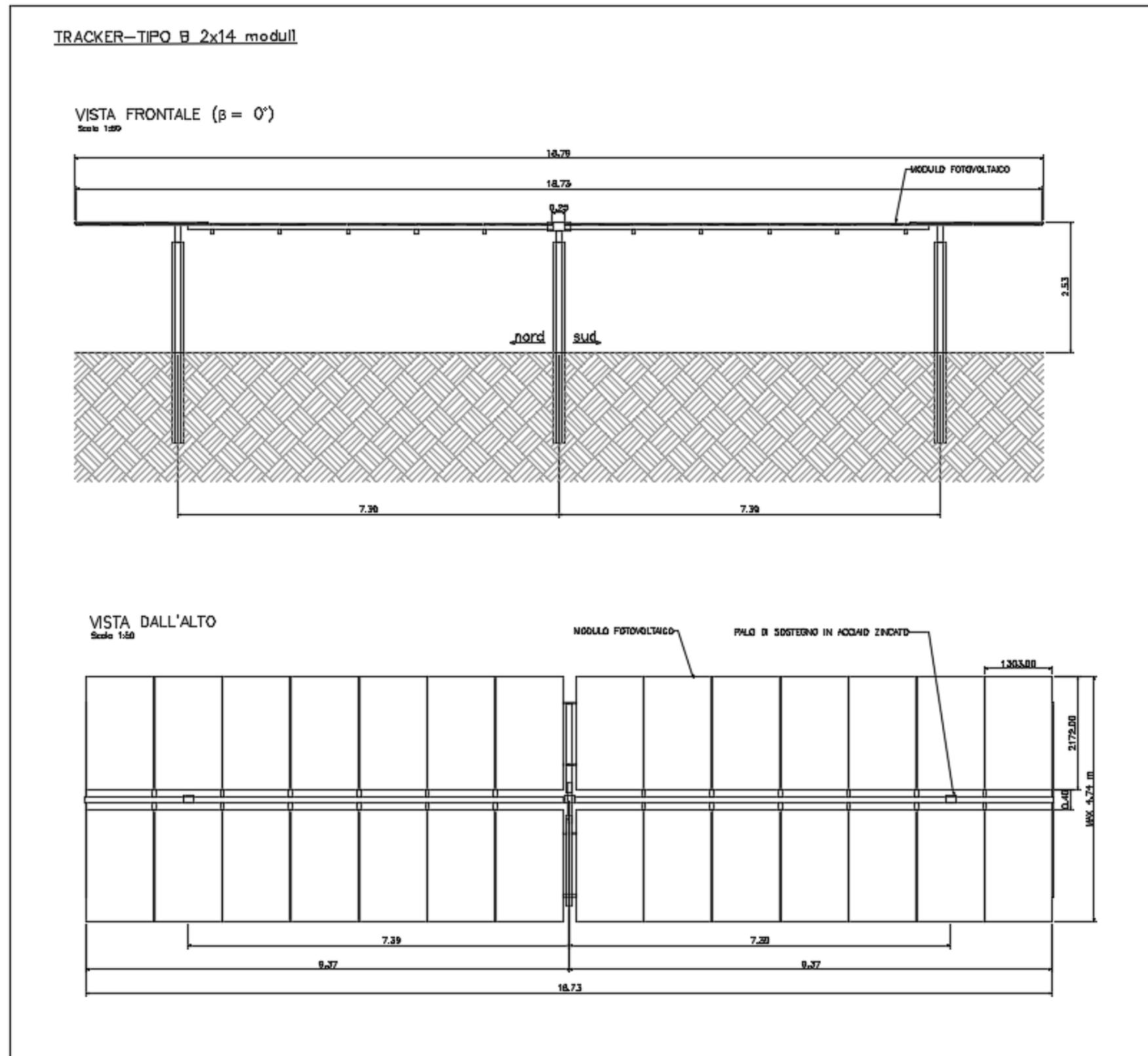


Figura 10 – Particolari tracker monoassiali – Tipologia B

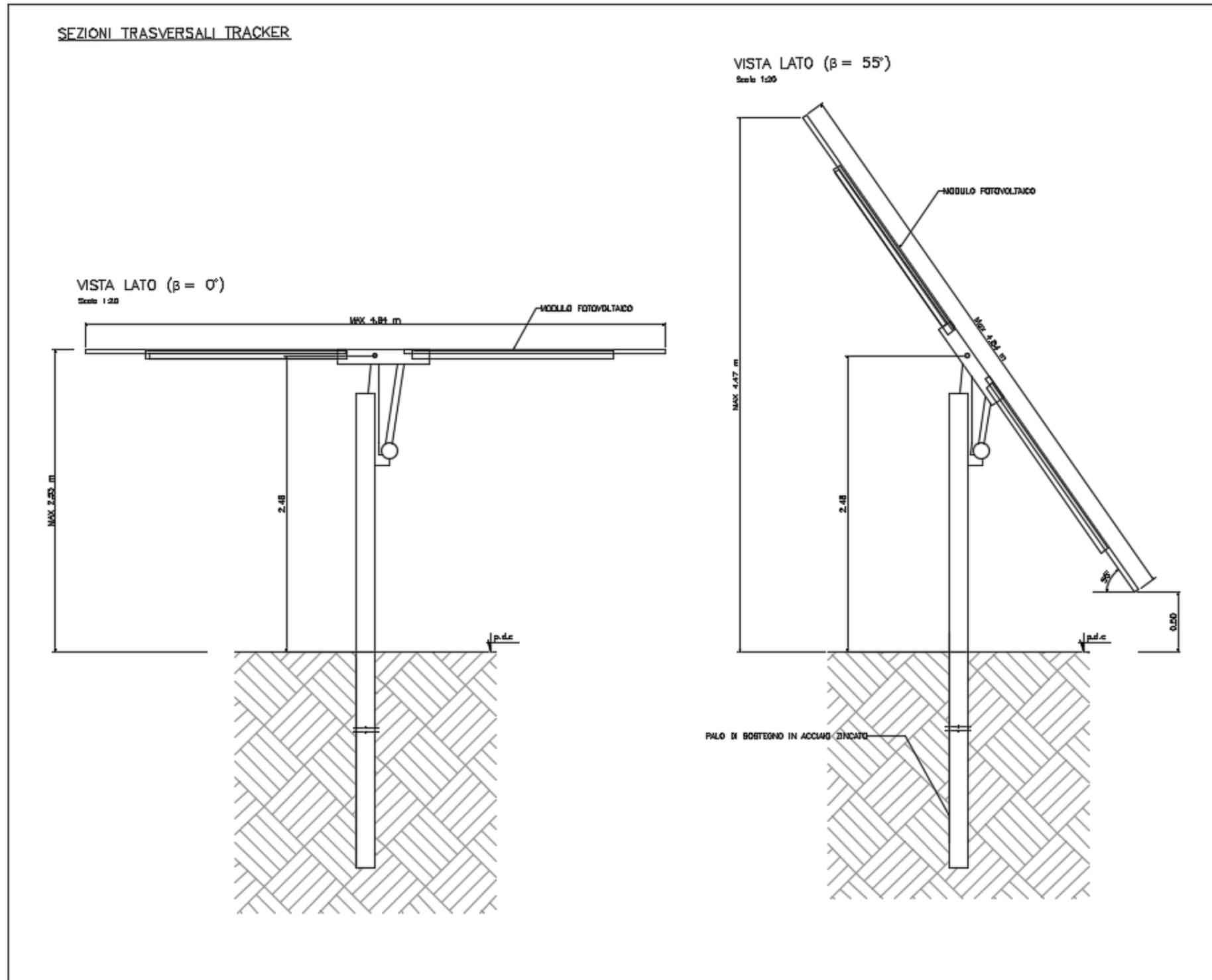


Figura 11 – Particolare Sezione tracker monoassiali

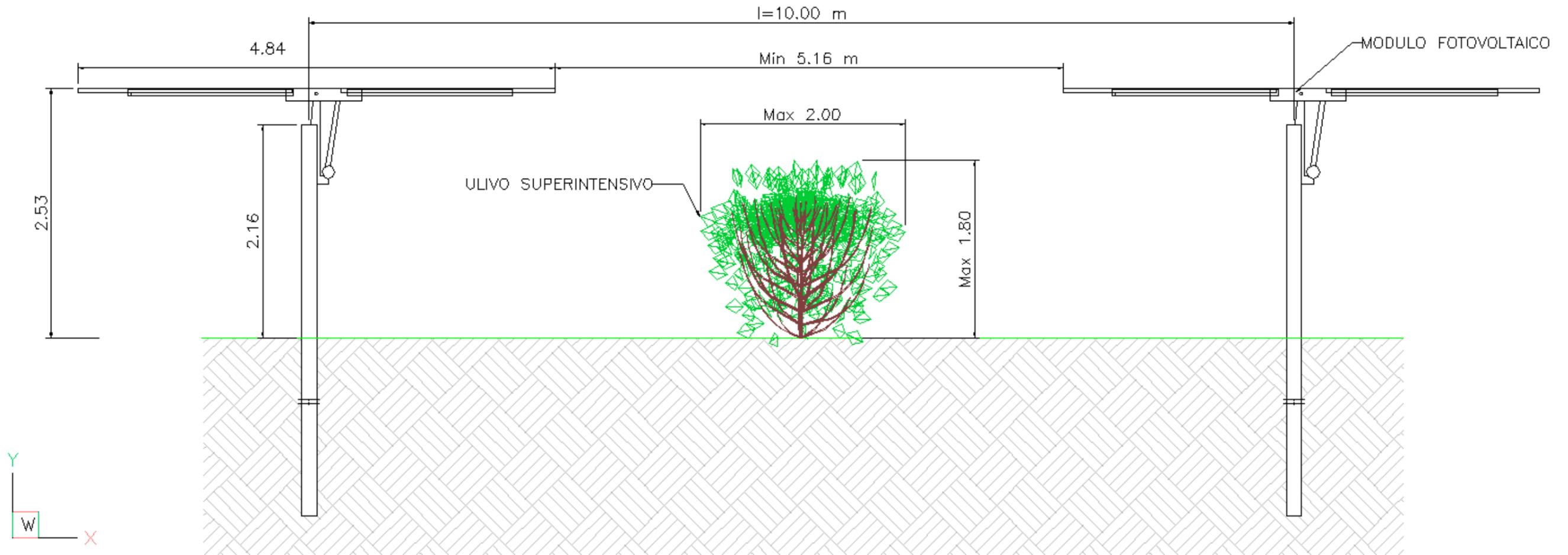


Figura 12 – Particolare interasse fra i tracker

L'interasse tra i Tracker è pari a 10 m, di modo da favorire il piano colturale studiato ad hoc per il progetto in essere.

4.4 Preparazione del terreno sull'area dell'impianto di generazione

L'area oggetto dell'impianto di generazione sarà interessata da una minima movimentazione di terreno legata alla realizzazione della viabilità di cantiere, realizzazione dei cavidotti interni ed al posizionamento dei manufatti cabine. I tracker saranno posizionati seguendo l'attuale andamento altimetrico del terreno, ovvero senza eseguire operazioni di livellamento.

I movimenti terra sono quantificati nella relazione "terre e rocce da scavo".

4.5 Preparazione del terreno della stazione e recinzioni

L'area su cui verrà realizzata la stazione di trasformazione 30/150 kV e l'impianto di accumulo elettrochimico si presenta nella sua configurazione naturale sostanzialmente pianeggiante. Sarà, perciò, necessario soltanto un minimo intervento di regolarizzazione con movimenti di terra molto contenuti per preparare l'area.

L'area sarà dapprima scoticata e livellata asportando un idoneo spessore di materiale vegetale (variabile dai 30 agli 50 cm); lo stesso verrà temporaneamente accatastato e successivamente riutilizzato in parte in sito per la risistemazione (ripristini e rinterri) delle aree adiacenti la nuova sottostazione, che potranno essere finite "a verde".

Dopo lo scotico del terreno saranno effettuati gli scavi ed i riporti fino alla quota di imposta delle fondazioni.

Successivamente l'area verrà opportunamente recintata.

4.6 Viabilità

La viabilità interna al parco fotovoltaico è progettata per garantire il transito di automezzi sia in fase di costruzione che di esercizio dell'impianto. Le nuove strade, realizzate in misto granulometrico stabilizzato al fine di escludere impermeabilizzazione delle aree e quindi garantire la permeabilità della sede stradale, avranno le larghezze della carreggiata carrabile minima di 4,00 m (massima 5 m) con livelletta che segue il naturale andamento del terreno senza quindi generare scarpate di scavo o rilevato.

Il pacchetto stradale dei nuovi tratti di viabilità sarà composto da uno strato di idoneo spaccato granulometrico proveniente da rocce o ghiaia, posato con idoneo spessore, mediamente pari a 30 cm.

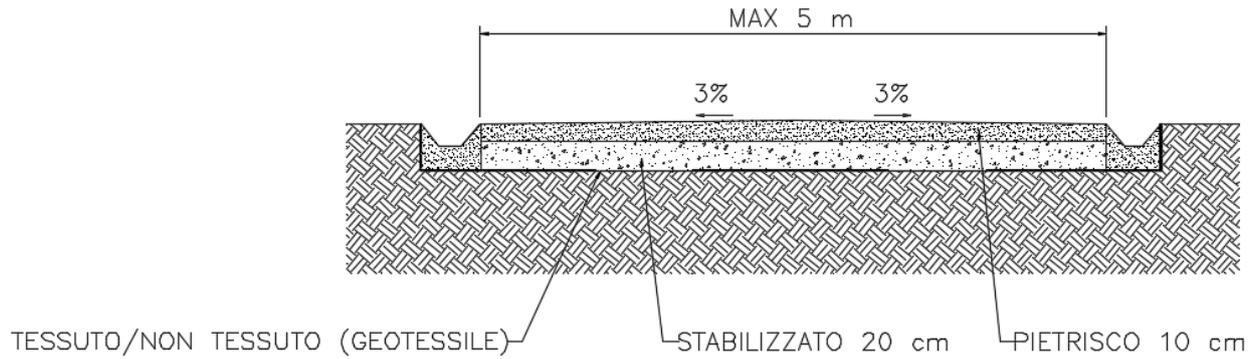


Figura 13 - Sezione tipo viabilità interna

Per il solo accesso all'area dell'impianto di rete di utenza per la connessione verrà realizzata un'apposita viabilità di lunghezza pari a circa 785 m, il cui tracciato piano altimetrico è definito nella specifica tavola di progetto allegata, mentre sarà condiviso l'accesso alla Stazione Terna (la cui realizzazione è stata già autorizzata), di cui si riporta di seguito uno stralcio.



- | | |
|---|--|
| <input checked="" type="checkbox"/> SE utente | <input checked="" type="checkbox"/> Cavidotto AT |
| <input checked="" type="checkbox"/> Viab_Accesso_SE utente | <input checked="" type="checkbox"/> Area impianto di generazione |
| <input checked="" type="checkbox"/> Impianto di accumulo elettrochimico | <input checked="" type="checkbox"/> Cavidotti MT interno |
| <input checked="" type="checkbox"/> SE utente area comune | <input checked="" type="checkbox"/> Cavidotto MT esterno |
| <input checked="" type="checkbox"/> Area cantiere impianto | <input checked="" type="checkbox"/> Cavidotto MT esterno |
| <input checked="" type="checkbox"/> Area cantiere SE utente | <input checked="" type="checkbox"/> Cavidotto MT esterno in T.O.C. |
| <input checked="" type="checkbox"/> Opere autorizzate | |
| <input checked="" type="checkbox"/> Viab_Accesso_SE terna | |
| <input checked="" type="checkbox"/> SE Terna | |
| <input checked="" type="checkbox"/> Altre opere in autorizzazione | |
| <input checked="" type="checkbox"/> SE utente altri produttori | |

Figura 14 - Stralcio planimetrico viabilità di accesso alla SE Terna e alla SE utente

4.7 Cavidotti

La posa dei cavidotti in MT di collegamento tra le cabine Inverter e di trasformazione interne alle stringhe dei sottocampi fotovoltaici fino alla cabina di raccolta e poi da queste verso la SE di Utenza verranno posati effettuando degli scavi in trincea. Gli scavi per le trincee per la posa dei cavi MT saranno effettuati con uno scavo a sezione obbligata, fino alla profondità di 1,3 metri; successivamente sarà depositato il terreno stesso proveniente dallo scavo. Dopo la posa del cavo, lo scavo verrà riempito con lo stesso terreno di risulta; ad una profondità dello scavo di circa 1 metro verrà posto un nastro segnalatore. A distanza opportuna, lungo il percorso del cavidotto, verranno posti dei pozzetti di ispezione, al fine di poter ispezionare il cavidotto ed effettuare le manutenzioni eventualmente necessarie durante la vita utile dell'impianto fotovoltaico. Il percorso del cavidotto potrà essere segnalato con dei cartelli appositi piantati lungo il tracciato. Il residuo del rinterro del cavidotto verrà riutilizzato o smaltito in discarica secondo quanto previsto dalla relazione "terre e rocce da scavo".

Per la connessione alla SE utente, sarà realizzato un cavidotto esterno nel quale verranno alloggiati 3 terne di cavi. Tale cavidotto sarà realizzato in TOC in caso di interferenze con la viabilità esistente e con il reticolo idrografico. Si riporta di seguito il tipologico per la posa di due terne di cavi su terreno.

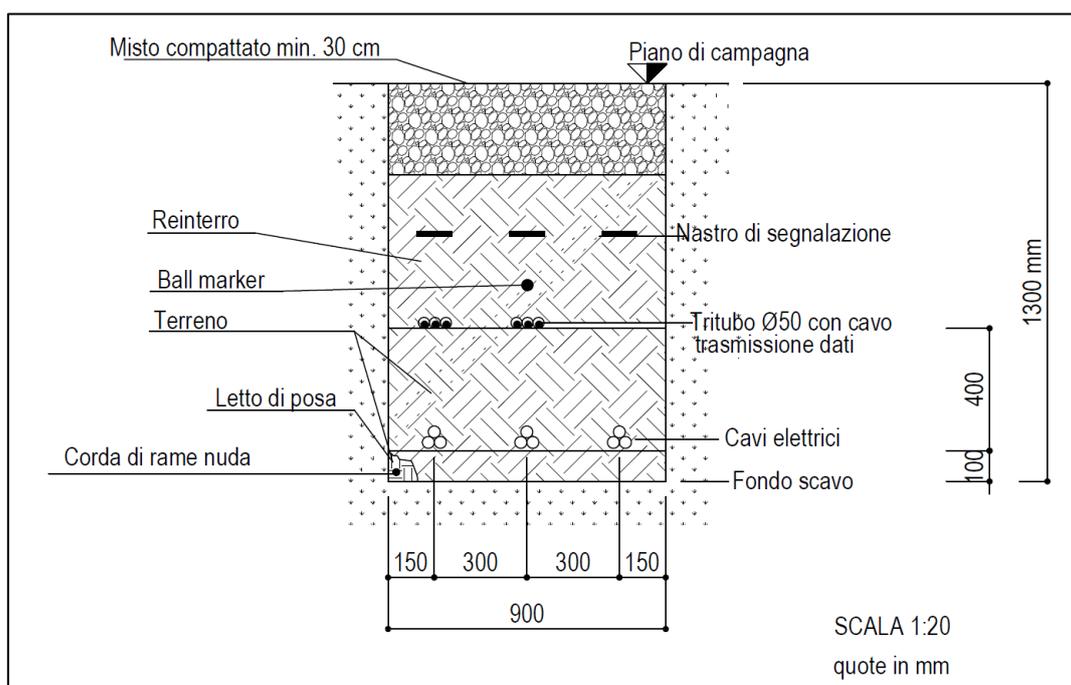


Figura 15 - Tipico posa cavidotto su terreno

La posa dei cavidotti BT avverrà con le stesse modalità descritte sopra. Tali cavidotti collegheranno i quadri di parallelo delle stringhe alle cabine di conversione (Inverter).

4.8 Impianto di irrigazione

Per la conduzione dell'attività agricola prevista, saranno realizzati degli impianti di irrigazione gestiti da una cabina irrigazione con centralina automatizzata con impianto a gocciolatoi auto-compensanti a lunga portata costituiti da una linea di adduzione principale di ml. 4610 m avente Ø mm. 120, una linea di adduzione secondaria di ml. 3460 m avente Ø mm. 90 e una linea di distribuzione di ml. 44346 m di tubazioni costituiti da ali gocciolanti Ø mm. 20.

L'intero impianto irriguo è alimentato da n. 2 prese d'acqua del Consorzio di Bonifica per la Capitanata della portata media complessiva di n. 10 l/s, e da due vasconi irrigui della capacità complessiva di mc. 24000 mc già presenti nell'area di impianto, il tutto sufficienti al fabbisogno irriguo per le irrigazioni di soccorso nei mesi estivi.

Per maggiori dettagli si rimanda al piano agronomico ed alla tavola del layout dell'impianto di irrigazione.

4.9 Regimazione Idraulica

Per la realizzazione dell'impianto saranno eseguiti esigui movimenti del terreno (scavi o riempimenti); le strade perimetrali ed interne saranno realizzate con materiale inerte semi permeabile e saranno mantenute alla stessa altezza del piano di campagna esistente mentre la recinzione sarà modulare con pannelli a maglia elettrosaldata. Questo farà sì che non si generino alterazioni piano altimetrici del sito, il che permetterà di mantenere il naturale deflusso delle acque meteoriche. Tuttavia, qualora in alcuni punti lo si ritenga necessario, la regimazione delle acque meteoriche verrà garantita attraverso la realizzazione di fossi di guardia lungo le strade o di altre opere quali canalizzazioni passanti sotto il piano stradale.

Gli shelter saranno leggermente rialzati rispetto al piano di campagna, ma, ciononostante, data la ridotta superficie da essi occupata, si ritiene che non possano in alcun modo ostacolare il naturale deflusso delle acque.

Per ciò che concerne la sottostazione utente, particolare cura sarà data alla realizzazione di sistemi drenanti (con l'utilizzo di materiali idonei, pietrame di varie dimensioni e densità) per convogliare le acque meteoriche in profondità sui fianchi della sottostazione.

Inoltre, all'interno della Sottostazione sarà realizzato un sistema di regimentazione delle acque meteoriche costituito da una rete idrica interrata che afferirà ad una vasca di trattamento. In particolare, verrà realizzato un sistema integrato per la raccolta ed il trattamento delle acque di prima pioggia (per la cui trattazione specifica e pre-dimensionamento si rimanda alla Relazione di Calcolo Preliminare degli Impianti).

Infine, il trasformatore sarà dotato di una vasca per la raccolta delle acque reflue, con disoleatore per le acque stesse. In condizioni normali di esercizio la vasca raccoglierà esclusivamente le acque meteoriche che cadranno o direttamente sulla superficie libera o indirettamente dopo aver bagnato il trasformatore. In condizioni di guasto, invece, la vasca di fondazione raccoglierà l'olio eventualmente fuoriuscito dalla macchina elettrica. Prima di ogni svuotamento, sarà fatta una attenta analisi dei reflui, con successivo smaltimento secondo le normative vigenti, e contestuale controllo del buon funzionamento ed efficientamento dell'intero impianto.



4.10 Recinzioni

La recinzione perimetrale dell'impianto sarà realizzata con paletti e reti plastificate colore verde con altezza massima pari a 2,30 m; sarà dotato inoltre di apposito varco per il transito della microfauna.

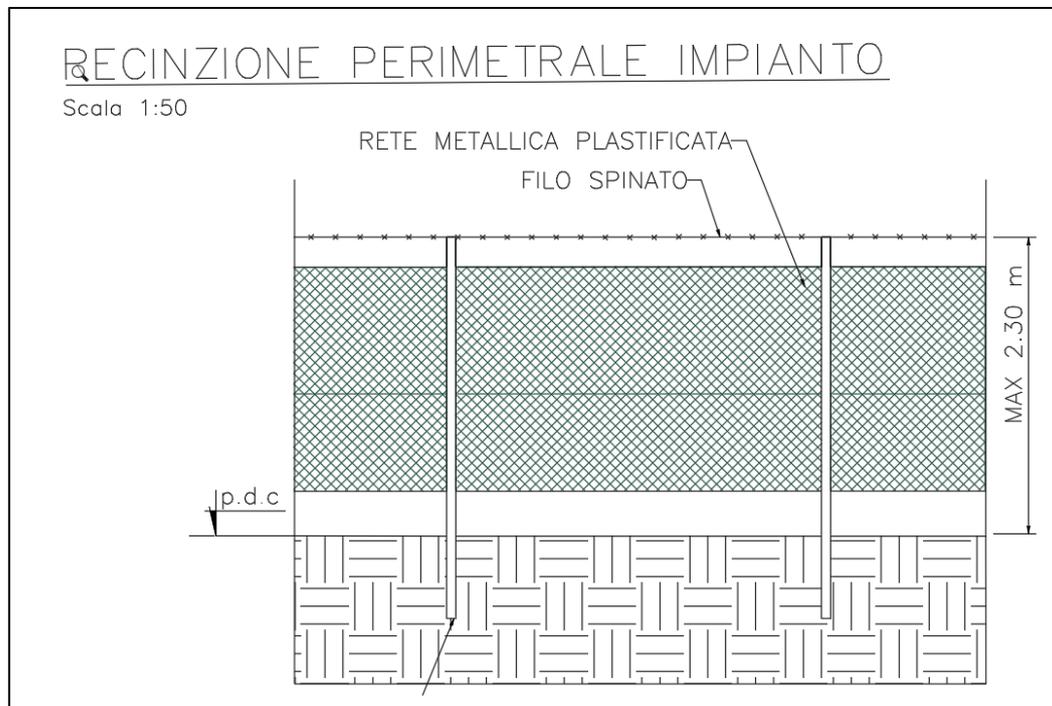


Figura 16 - Tipico recinzione perimetrale area impianto di generazione

La recinzione della SE utente e dell'impianto di accumulo elettrochimico sarà invece realizzata in c.a gettato in opera per la parte inferiore e pilastri in c.a.v. nella parte superiore. Le stazioni verranno dotate di accesso pedonale e carrabile.

Per maggiori dettagli si rimanda alle tavole grafiche allegate al progetto.

Si riporta di seguito uno stralcio della struttura.

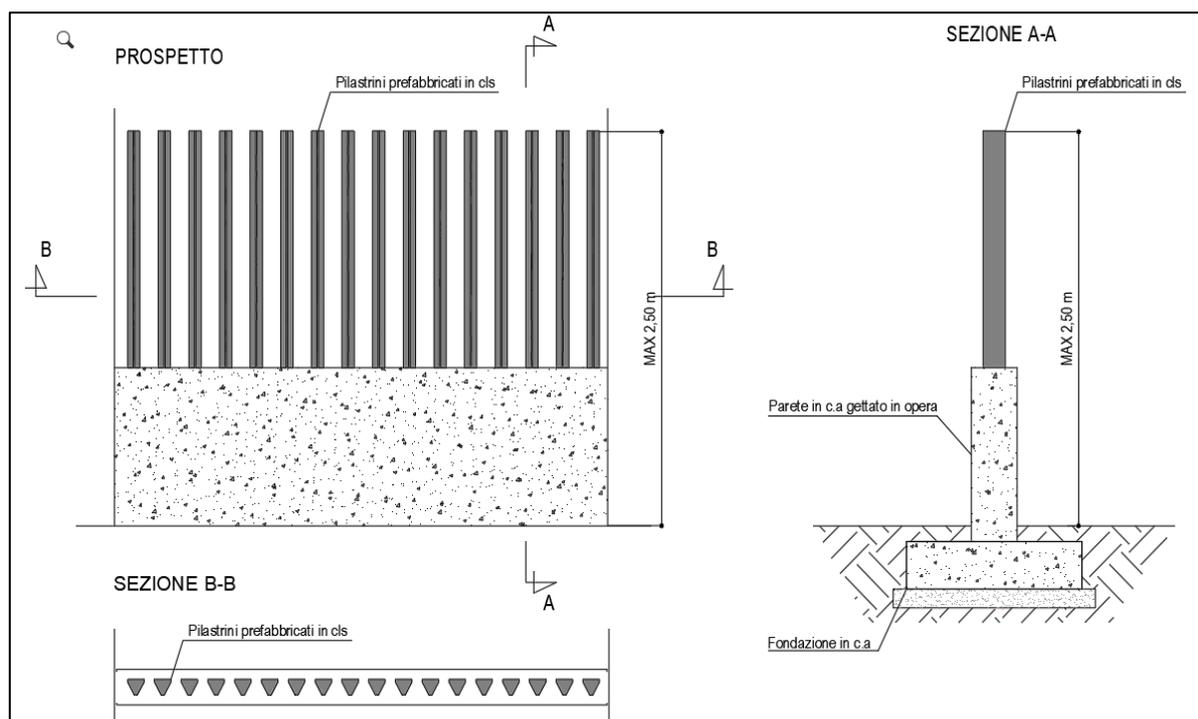


Figura 17 - Tipico recinzione perimetrale SE utente

4.11 Impianti di trattamento delle acque e vasche di raccolta

La stazione elettrica utente e l'impianto di accumulo elettrochimico saranno dotate di impianto di trattamento delle acque meteoriche.

Il funzionamento dell'impianto prevede che a seguito delle precipitazioni atmosferiche, le acque meteoriche di dilavamento del piazzale della sottostazione e dell'impianto di accumulo vengano convogliate in canalette grigliate di raccolta, da cui poi vengono canalizzate alla vasca per il trattamento depurativo di: grigliatura, accumulo, dissabbiatura e disoleazione.

In seguito a tale trattamento, le acque saranno recapitate mediante subirrigazione.

L'acqua depurata scorre in dei tubi, in PEAD, interrati disperdenti, per consentire la sua distribuzione lungo il percorso. L'acqua viene spinta nel collettore principale (mandata), tramite un'elettropompa sommersa, attualmente ubicata nella sezione finale della vasca depurativa.

Per il trattamento delle acque di lavamento del piazzale, in riferimento al *Regolamento Regionale n.26/2013*, si ritiene opportuno utilizzare il seguente schema di raccolta e trattamento delle acque:

- 1) pozzetto scolmatore (di by-pass);
- 2) vasca deposito temporaneo di prima pioggia;
- 3) sedimentatore;
- 4) disoleatore;
- 5) pozzetto d'ispezione.

Il trasformatore nella SE utente sarà inoltre dotato di apposita vasca di raccolta olio esausto.



5 OPERE ELETTRICHE

5.1 Moduli Fotovoltaici

Il modulo fotovoltaico trasforma la radiazione solare incidente sulla sua superficie in corrente continua che sarà poi convertita in corrente alternata dal gruppo di conversione. Esso risulta costituito dai seguenti componenti principali:

- celle di silicio cristallino;
- diodi di by-pass e diodi di blocco;
- vetri antiriflesso contenitori delle celle;
- cornice di supporto in alluminio anodizzato;
- cavi di collegamento con connettori.

I moduli fotovoltaici garantiranno una idonea resistenza al vento, alla neve, agli sbalzi di temperatura, in modo da assicurare un tempo di vita di almeno 30 anni. Ogni modulo sarà inoltre dotato di scatola di giunzione stagna, con grado di protezione IP65, contenente i diodi di by-pass ed i morsetti di connessione. I moduli fotovoltaici avranno una garanzia sul decadimento delle prestazioni che sarà non superiore al 10% nell'arco di almeno 20 anni.

Si riportano, nelle seguenti figure, le caratteristiche tecniche e dimensionali indicative che potrebbero avere i moduli fotovoltaici, precisando che **in fase di progettazione esecutiva potranno essere adottate soluzioni/configurazioni impiantistiche differenti in ragione delle disponibilità e delle innovazioni tecnologiche delle componenti sul mercato, fermo restando la potenza complessiva dell'impianto.**

PANNELLO FOTOVOLTAICO modello **VERTEX 605Wp**

Prodotto: TSM-DE20 - PRODUCT RANGE: 585 – 605 W



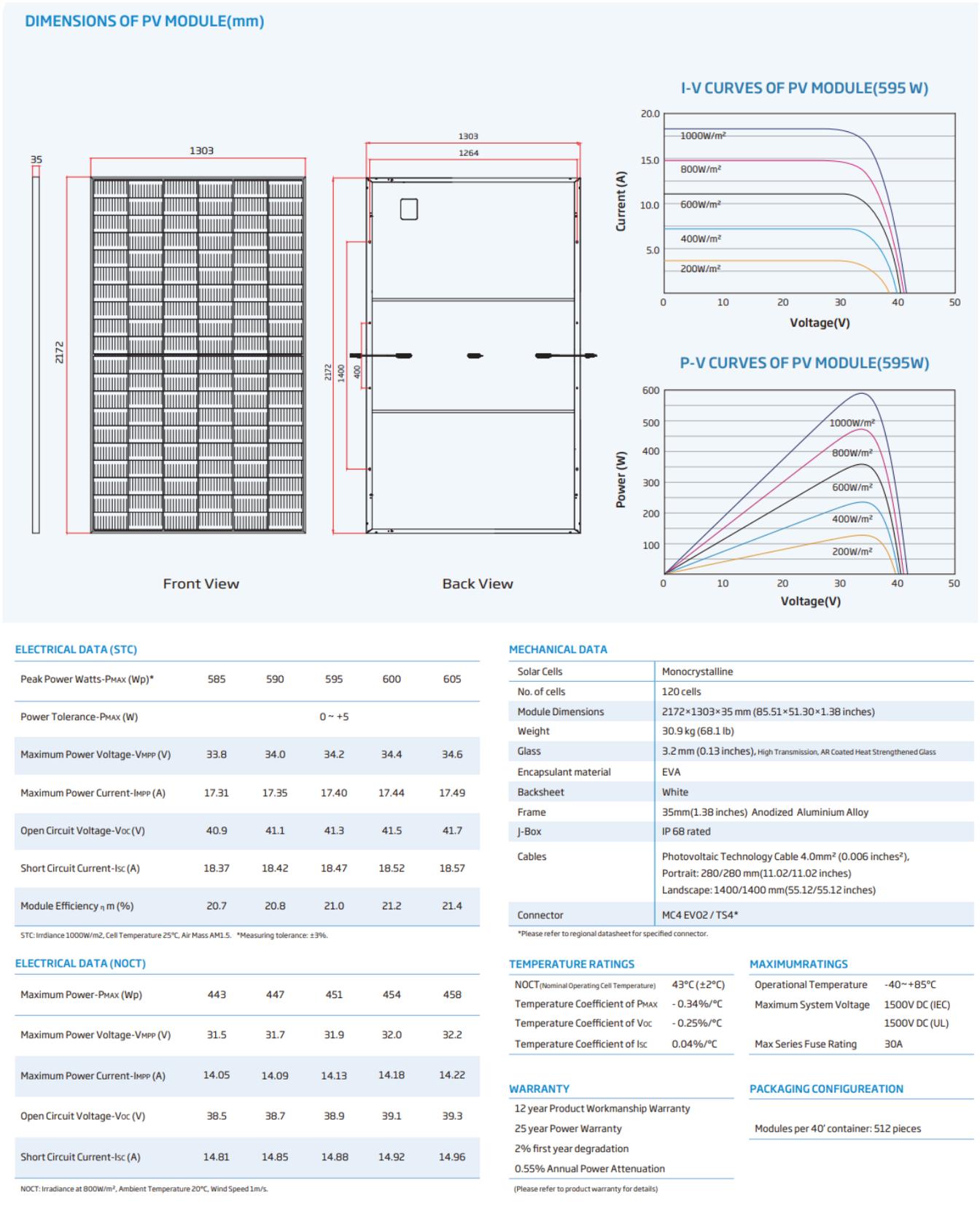


Figura 18 - Caratteristiche tecniche moduli fotovoltaici



5.2 Inverter Fotovoltaici

L'energia prodotta dai moduli fotovoltaici, raggruppati in stringhe (ovvero gruppi di 28 moduli collegati in serie tra loro, con tensione massima di stringa pari a circa 968,8 V), viene prima raccolta all'interno dei quadri di stringa, e da questi viene poi trasferita all'interno dei gruppi di conversione (Shelter) dove avviene:

- la conversione della corrente da continua in corrente alternata a 800 V – 50 Hz trifase;
- l'innalzamento di tensione sino a 30 kV.

Il gruppo di conversione o inverter sarà idoneo al trasferimento della potenza dal generatore fotovoltaico alla rete, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso del gruppo di conversione saranno compatibili con quelli del generatore fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita saranno compatibili con quelli del trasformatore presente nelle cabine di trasformazione MT/BT installati nelle cabine di sottocampo. L'autoconsumo degli inverter sarà minimo, massimizzando pertanto il rendimento di conversione e sarà assorbito dalla rete elettrica nel caso in cui il generatore solare non sia in grado di fornire sufficiente energia elettrica.

L'inverter non solo regolerà la potenza in uscita del sistema fotovoltaico ma servirà anche come controllo del sistema e come mezzo di ingresso dell'energia elettrica prodotta dal sistema FV dentro la rete in bassa tensione della centrale. Il gruppo di conversione sarà basato su inverter a commutazione forzata, con tecnica PWM (Pulse Width Modulation), privi di clock e/o riferimenti interni, in grado di operare in modo completamente automatico e di inseguire il punto di massima potenza (MPPT: maximum power point tracker) del generatore fotovoltaico. L'inverter sarà in ogni caso in grado di sostenere un sovraccarico di almeno 20% rispetto alla potenza nominale (di picco) del generatore fotovoltaico.

L'inverter avrà i seguenti requisiti:

- funzionamento completamente automatico;
- facilità di gestione, di verifica e di visualizzazione dei guasti;
- elevata affidabilità di servizio anche con temperatura ambiente elevate;
- raffreddamento a ventola.

Il gruppo di conversione sarà provvisto di tutte le protezioni previste dalla normativa vigente e di tutte le funzioni di misura, automazione, controllo, diagnostica e del sistema di tele-gestione. Difatti l'inverter avrà un sistema d'acquisizione dati e visualizzazione di produzione e dati d'esercizio oltre che a messaggi di errore. In alternativa consentirà il collegamento e/o l'interfaccia con un computer per registrare dati sull'energia istantanea e media prodotta dal sistema fotovoltaico, sarà quindi fornito software adatto ad acquisire, immagazzinare ed analizzare i dati in uscita dall'inverter.

Nel progetto in esame è prevista l'installazione di 13 cabine contenenti i gruppi conversione (inverter); le prestazioni dell'inverter saranno certificate da Ente accreditato da uno stato Europeo e garantiranno le seguenti caratteristiche:

- rendimento massimo sarà superiore a 93%;
- rendimento euro sarà superiore a 90%;
- alta efficienza anche a carico parziale;
- minimo consumo durante le fasi di avviamento, standby e di spegnimento;



- sistema di protezione dalle sovratensioni lato corrente continua;
- sistema di protezione dall'inversione di polarità.

Il gruppo di conversione sarà comunque conforme a quanto stabilito dalla Direttiva Europea 89/336 sulla compatibilità elettromagnetica, ed in particolare dovrà soddisfare i requisiti stabiliti dalle norme CEI 110-1, 110-7, 110-8, 110-31.

Di seguito si riassumono le caratteristiche indicative che potrebbero avere gli inverter previsti, precisando che **in fase di progettazione esecutiva potranno essere adottate soluzioni/configurazioni impiantistiche differenti in ragione delle disponibilità e delle innovazioni tecnologiche delle componenti sul mercato, fermo restando la potenza complessiva dell'impianto.**

SUN2000-215KTL-H0
 Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.00%
European Efficiency	≥98.60%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	50 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (189.6 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

Figura 19 - Caratteristiche tecniche inverter



5.3 Trasformatori

In ogni sottocampo sarà installato un trasformatore elevatore di potenza, del tipo ad olio con raffreddamento naturale in aria, ed avranno le seguenti specifiche:

Potenza nominale	2.500/3.500kVA
Tensione lato primario	30.000V
Tensione lato secondario	400V
Caduta di tensione in corto circuito	6%,

La stazione elettrica di trasformazione 150/30 e consegna in alta tensione sarà invece dotata di trasformatori di potenza aventi le seguenti caratteristiche:

Potenza nominale	60.000 kVA
Tensione lato primario	150.000V
Tensione lato secondario	30.000V
Caduta di tensione in corto circuito	6%,

5.4 Cavidotti MT Interni

Gli elettrodotti MT interni realizzano il collegamento dei sottocampi alla Cabina di Raccolta: gli shelter raccolgono l'energia prodotta dai moduli per convertirla da c.c. a c.a. e poi trasformarla da BT in MT. Saranno collegati con la Cabina di Raccolta in configurazione a "stella", cioè ognuno di essi avrà una linea dedicata. Un tale tipo di circuito ha il vantaggio, nel caso di guasto su parte dell'impianto, di perdere solo l'energia prodotta dalla parte di impianto in questione. Si formeranno così **6 sottocampi elettrici con 3 cabine di raccolta e 1 cabina principale**. Questa rete di collegamenti costituisce quello che in precedenza abbiamo definito **rete di cavidotti interni**. I cavi utilizzati saranno del tipo RG7H1R unipolare ad isolamento con elastomero termoplastico con conduttori di alluminio, aventi una sezione nominale adatta al trasporto dell'energia prodotta. Di seguito è riportato il dimensionamento dei tratti finali di ciascun sottocampo.

Linee MT interne all'impianto								
Cabina raccolta	Potenza (kWp)	Tensione (kV)	Corrente (A)	Sezione (mm²)	Portata (A)	Lunghezza CAD (m)	Ingr. In Cabina	Stima finale
R2	11	30	223	240	283.52	824	10	834
R3	12	30	243	240	283.52	860	10	870
R4	7	30	142	240	283.52	1500	10	1510
Storage	14	30	284	300	319.14	100	10	110

Tabella 2 - Caratteristiche linea MT interna

5.5 Cavidotto MT Esterno

Il cavidotto di media tensione esterno collegherà la cabina di raccolta posta all'interno dell'area dell'impianto di generazione alla SE utente. Il cavidotto è lungo circa 12,2 km.

I cavi utilizzati saranno 2 terne del tipo RG7H1R unipolare ad isolamento con elastomero termoplastico con conduttori di alluminio, aventi una sezione nominale di 630 mm².

I conduttori saranno posati a trifoglio.

Per maggiori dettagli si rimanda alla relazione specialistica sul calcolo degli impianti.

5.6 Cabina di raccolta

La Cabina di Raccolta, ubicata all'interno dell'impianto in prossimità del perimetro nella parte a nord, raccoglie l'energia prodotta dall'impianto.

Dalla Cabina di Raccolta, l'energia prodotta sarà convogliata (tramite linea interrata MT a 30 kV, di lunghezza pari a circa 12,2 km) nella Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV, in cui avverrà l'innalzamento di tensione (30/150 kV) e la successiva consegna (in AT a 150 kV) alla futura stazione TERNA 380/150 kV "Foggia – Palo del Colle", tramite la realizzazione di un sistema di sbarra a 150 kV che consentirà la connessione anche di altri Utenti Produttori, che, quindi, condivideranno il punto assegnato da Terna per la cessione dell'Energia prodotta.

All'interno della Cabina di Raccolta troverà alloggio l'armadio di media tensione costituito da:

- scomparti per l'arrivo delle linee dalle cabine di trasformazione, costituiti da sezionatori motorizzati isolati in aria, con involucro metallico 24 kV;
- scomparti partenza linea con sezionatore di terra (risalita cavi con involucro metallico 24 kV) per la partenza verso la Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV.

5.7 Impianti ausiliari

A servizio dell'impianto di produzione verranno installati gli impianti tecnologici necessari al suo funzionamento, tra cui:

- impianto di illuminazione;
- impianto telefonico;
- impianto di monitoraggio e telecontrollo;
- sistema di allarme antintrusione e videosorveglianza;
- sistema di allarme antincendio.

Per l'illuminazione esterna invece l'Impianto in progetto prevede un impianto di illuminazione perimetrale predisposto su torri faro lungo il perimetro dell'impianto e della sottostazione elettrica; esso sarà costituito da:

- tipo lampada: Proiettori LED, P_n = 250W;
- tipo armatura: proiettore direzionabile;
- funzione: illuminazione interno impianto notturna e antintrusione;
- distanza tra i pali: circa 40 m.

Il suo funzionamento sarà **esclusivamente legato alla sicurezza dell'impianto**. Ciò significa che qualora dovesse verificarsi una intrusione durante le ore notturne, il campo verrà automaticamente illuminato a giorno dai proiettori a led, installati sugli stessi pali montanti le telecamere dell'impianto di videosorveglianza. Quindi sarà a funzionamento discontinuo ed eccezionale. Inoltre, la direzione di proiezione del raggio luminoso sarà verso il basso, senza quindi oltrepassare la linea dell'orizzonte o proiettare la luce verso l'altro.

L'impianto di illuminazione sarà conforme alle normative previste, ed in particolare a quanto riportato all'art.6 della L.R. **N.15/05 "Misure urgenti per il contenimento dell'inquinamento luminoso e per il risparmio energetico", ed in particolare al comma 1, lettere a), b), e) ed f).**

L'impianto di allarme antintrusione e videosorveglianza consisterà di barriere perimetrali e sensori di movimento installati lungo la recinzione. Inoltre, verranno installate telecamere di videosorveglianza lungo il perimetro dell'impianto ed all'interno dei locali.

L'impianto di allarme antincendio consisterà di sensori ottici per la rilevazione fumi ed installati all'interno dei locali.

Tutti questi impianti verranno realizzati, se all'interno ei fabbricati generalmente con tubazioni posate a vista sulle strutture, mentre se all'esterno verranno per quanto possibile interrati. Pertanto, i materiali avranno le seguenti caratteristiche:

- Tubazioni in PVC rigido colore grigio RAL 7035 tipo pesante con Marchio Italiano di Qualità, autoestinguento e con livello di isolamento come previsto dalle Norme CEI 23-8 e 23-25; dimensioni come da tabella UNEL 37118; posato a vista sulle strutture, compreso accessori di fissaggio e giunzione, con particolare riferimento ai manicotti e ai raccordi e ghiera per ottenere un grado di protezione minimo IP40 oppure IP44.
- Cassette di derivazione da esterno in resina autoestinguento colore grigio, con coperchio fissato con viti e grado di protezione minimo IP557, fissate alle strutture con viti.
- Guaina flessibile in PVC autoestinguento con spirale rigida in PVC, superficie interna liscia, completa di appositi raccordi fissati alla guaina mediante dadi a pressione ed alle cassette o apparecchiature con dadi filettati.
- Cavi tipo FG7(O)R, uni/multipolari flessibili in rame con isolamento in gomma HPR e guaina in resina PVC di colore grigio tipo antifiamma (non propagante l'incendio);
- Cavi tipo FROR, multipolari flessibili in rame con isolamento in PVC e guaina in resina PVC di colore grigio chiaro tipo antifiamma (non propagante l'incendio), a Norme CEI 20-20 e CEI 20-22.
- Frutti di comando del tipo protetto IP40, fissati alle strutture, tipo modulare componibile in cassette portafrutto di resina autoestinguento.
- Prese CEE 17, interbloccate e con valvole fusibili, installate singolarmente o in composizione con altre, grado di protezione minimo IP44, corpo in materiale isolante autoestinguento, fissaggio a parete su apposite basi componibili in materiale isolante autoestinguento.
- Sezionatori e/o salvamotori ed altre apparecchiature simili in esecuzione protetta minimo IP44, altre caratteristiche come le prese CEE.



5.8 Opere di Connessione

La Soluzione Tecnica Minima Generale elaborata per il progetto in esame prevede che la centrale venga collegata in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica a 380/150 kV della RTN da collegare in entra – esce alla linea 380 kV “Foggia – Palo del Colle”.

Il nuovo elettrodotto in antenna a 150 kV per il collegamento della centrale alla nuova Stazione Elettrica della RTN costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 150 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

Al fine di razionalizzare l'utilizzo delle strutture di rete, sarà necessario condividere lo stallo in stazione con altri impianti di produzione.

5.8.1 Opere di rete per la connessione

Come anticipato, la stazione RTN di Cerignola è in fase di cantierizzazione e pertanto al momento non esiste alcuna opera; lo stallo cui andrà connesso l'impianto in oggetto sarà dotato dei seguenti componenti AT:

- trasformatore amperometrico - TA;
- interruttore;
- sezionatore orizzontale tripolare;
- trasformatore di tensione induttivo – TV;
- scaricatore;
- terminale per cavo interrato.

Di seguito viene riportata una sezione del futuro stallo di connessione.

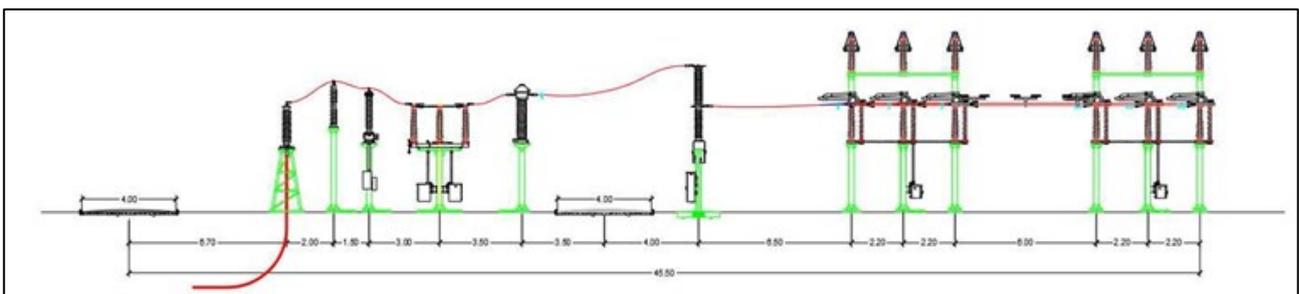


Figura 20 - Sezione stallo RTN di connessione

Per maggiori dettagli si rimanda agli elaborati grafici allegati al progetto.

5.8.2 Opere di utenza per la connessione

Le opere di utenza per la connessione consistono nella realizzazione delle seguenti opere:

- stazione utente di trasformazione 150/30 kV, comprendente un montante TR equipaggiato con scaricatori di sovratensione ad ossido di zinco, TV e TA (unici) per protezioni e misure fiscali, interruttore, sezionatore orizzontale tripolare ed isolatore rompi-tratta (202100885_PTO_04-00); inoltre sarà realizzato un edificio che ospiterà le apparecchiature di media e bassa tensione;
- stazione con sbarre AT di raccolta, con n. 3 stalli dedicati ad altrettanti produttori e n. 1 stallo destinato alla connessione verso la RTN con cavo interrato; il montante di uscita sarà equipaggiato con interruttore, sezionatore orizzontale tripolare, TV induttivo, scaricatori e terminali AT, mentre ciascuno dei montanti per produttori sarà dotato di colonnini porta sbarre e sezionatore verticale di sbarra. Per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato cod. 202100885_PTO_06-00.

La connessione tra le due stazioni di utenza avverrà in tubo rigido in alluminio, mentre la connessione tra il sistema di sbarre in condivisione e la SE RTN avverrà per mezzo di un conduttore costituito da una corda rotonda compatta e tamponata composta da fili di alluminio, conforme alla Norma IEC 60840 per conduttori di Classe 2; l'isolamento sarà composto da uno strato di polietilene reticolato (XLPE) della sezione di 1600 mm², adatto ad una temperatura di esercizio massima continuativa del conduttore pari a 90° (tipo ARE4H1H5E), come da scheda tecnica di seguito riportata:



Figura 21 - Scheda tecnica cavo AT con isolamento in XLPE

La sezione andrà eventualmente aggiornata in funzione della reale potenza da connettere sullo stallo RTN.

I cavi saranno installati con configurazione in piano, come riportato nel disegno allegato (cod. 202100885_05-00), all'interno di tubi diametro Ø250. La posa avverrà prevalentemente su terreno agricolo a meno del tratto all'interno della SE RTN; lungo il circuito si prevede la posa di un ulteriore tubo Ø 250 per la eventuale posa di cavi a fibre ottiche, oltre a due cavi di rame aventi sezione 120 mm^2 per l'eventuale connessione tra le maglie di terra delle stazioni di utenza e di quella RTN. Tale collegamento sarà comunque sezionabile all'interno di un pozzetto posto in prossimità dello stallo di connessione.

Per quanto concerne le modalità di posa del cavo AT, al momento si prevede una posa completamente

interrata; ad ogni modo saranno svolte ulteriori indagini (anche tramite utilizzo di georadar) per valutare la presenza di eventuali sottoservizi esistenti (cavi di potenza, condotte metalliche, gasdotti, ecc.) e, qualora se ne dovesse riscontrare la presenza, il tratto di cavidotto interessato sarà realizzato mediante trivellazione orizzontale controllata (T.O.C.).

Infine, relativamente alla gestione degli schermi del cavo AT, è noto che le correnti circolanti negli stessi sono uno dei fattori che contribuiscono a ridurre la portata. Esse sono generate dalle tensioni indotte dai campi magnetici, proporzionali alla corrente che scorre nel cavo, che si concatenano con lo schermo stesso. Ne risulta, come sempre accade quando un conduttore è percorso da corrente, una produzione di calore per effetto joule che può essere eliminata azzerando la circolazione negli schermi. Altro aspetto problematico risiede nel valore della tensione indotta nello schermo che risulta proporzionale, oltreché alla corrente, alla lunghezza ed alla geometria con cui sono disposti i conduttori. Il crescere di tale valore determina una sollecitazione sugli isolanti dei cavi.

Per limitare le tensioni indotte è possibile mettere a terra gli schermi dei cavi ma in questo modo si crea un percorso di circolazione di corrente, con ritorno attraverso il terreno, da cui scaturisce la riduzione di portata di cui si è detto in precedenza.

In generale ci sono due modi possibili con cui gestire gli schermi dei cavi:

- collegare a terra entrambe le estremità;
- collegare a terra una sola estremità.

Si analizzano di seguito i pregi e i difetti di ciascuna delle configurazioni.

Nel primo caso la tensione alla estremità degli schermi è nulla ma, come accennato, si crea un percorso attraverso cui scorre una corrente che determina una produzione di calore la quale, sommandosi a quella ordinaria, riduce la portata del cavo. Si sottolinea che la tensione indotta è nulla ai capi dello schermo, vincolati al potenziale di terra, ma non lungo il resto del percorso. Se quest'ultimo non è particolarmente lungo (minore di 5 km) non è necessario prevedere alcuna giunzione a terra dei punti intermedi. Altro aspetto peculiare di una siffatta gestione degli schermi sono i potenziali che si trasferiscono all'esterno delle stazioni elettriche, nel caso in cui l'estremità dello schermo lato-stazione sia collegata all'impianto di terra di quest'ultima.

Nel secondo caso, ovvero con una sola estremità dello schermo messa a terra e l'altra isolata, non si ha una circolazione di corrente, ma lungo il percorso del cavo le tensioni indotte possono divenire di entità tanto più problematica al crescere della lunghezza del collegamento. Tale configurazione andrebbe adottata per cavi brevi (massimo un km, come nel ns. caso).

Un sistema alternativo a quelli rappresentati e quello del cross bonding in aggiunta alla messa a terra di entrambe le estremità della linea. Esso consiste in un collegamento incrociato degli schermi, da effettuarsi ad ogni terzo di percorso, ed ha il vantaggio di evitare la circolazione di correnti e l'insorgenza di tensioni eccessive sugli schermi permettendo l'allungamento delle condutture. Lo svantaggio risiede nel maggior costo dei giunti. Tale soluzione è adottata nei cavi AT e quando le lunghezze sono notevoli.

Tra le descritte la modalità di gestione, vista la lunghezza del cavo AT, si è deciso di adottare la scelta progettuale del "single point bonding" che prevede l'atterramento degli schermi dei cavi AT:

- in corrispondenza della SE di Terna come diretto, con la raccomandazione che la messa a terra sia di tipo sconnettibile e avvenga in tre cassette distinte una per ciascuna fase;
- in corrispondenza della SE utente di raccolta come atterrato previa interposizione di scaricatori di sovratensione.

Tra il punto di atterramento diretto lato Terna e l'analogo del comune degli scaricatori sarà posato un conduttore dal 120 mmq in rame.

5.8.3 Sottostazione Elettrica Utente

Nella Sottostazione elettrica utente avviene la raccolta dell'energia prodotta (in MT a 30 kV), la trasformazione di tensione (30/150 kV) e la consegna (in AT a 150 kV). Essa sarà ubicata in prossimità della Stazione Elettrica Terna "Foggia – Palo del Colle".

Nello specifico, l'energia prodotta dall'impianto e raccolta nella CdR (Cabina di Raccolta) sarà convogliata (tramite linea interrata MT a 30 kV, di lunghezza pari a circa 12,2 km) nella Sottostazione Elettrica Utente 30/150 kV, in cui avverrà l'innalzamento di tensione (30/150 kV) e la successiva consegna (in AT a 150 kV) alla futura stazione TERNA 380/150 kV "Foggia – Palo del Colle", tramite la realizzazione di un sistema di sbarra a 150 kV che consentirà la connessione anche di altri Utenti Produttori, che quindi condivideranno il punto assegnato da Terna per la cessione dell'Energia prodotta.

Nella Sottostazione elettrica utente saranno realizzati:

- un edificio servizi, ospitante la sala Quadri MT, la Sala Quadri BT e Sala Controllo;
- gli stalli AT/MT, con trasformatore elevatore di Tensione BT/MT e apparecchiature elettromeccaniche.

Più in dettaglio, in essa sarà installato il trasformatore elevatore di Tensione 30/150 kV, con potenza pari a 55 MVA, munito di variatore di rapporto sotto carico (150+/- 10 x 1,25%), gruppo vettoriale YNd11, esercito con il centro stella lato AT non collegato a terra.

Saranno, inoltre, installati:



- gruppi di Misura (GdM) dell'energia prodotta, a loro volta costituiti dagli Apparecchi di Misura (AdM) e dai trasduttori di tensione (TV) e di corrente (TA). Particolare rilievo assumono a tal proposito il punto di installazione degli AdM, il punto e le modalità di prelievo di tensione e corrente dei relativi TA e TV, la classe di precisione dei singoli componenti del GdM;
- apparecchiature elettriche di protezione e controllo BT, MT, AT, ed altri impianti e sistemi che rendono possibile il sicuro funzionamento dell'intera installazione e le comunicazioni al suo interno e verso il mondo esterno;
- apparecchiature di protezione e controllo dell'intera rete MT e AT;
- area sbarre AT a 150 kV completa di apparecchiature AT per la connessione alla futura alla futura stazione Terna 380/150 kV "Cerignola".

La sottostazione verrà inoltre dotata degli impianti ausiliari citati nei paragrafi successivi.

Si riporta di seguito uno stralcio della planimetria della stazione. Tutti i particolari saranno dettagliati negli elaborati grafici dedicati alla SSE Utente allegati al progetto.

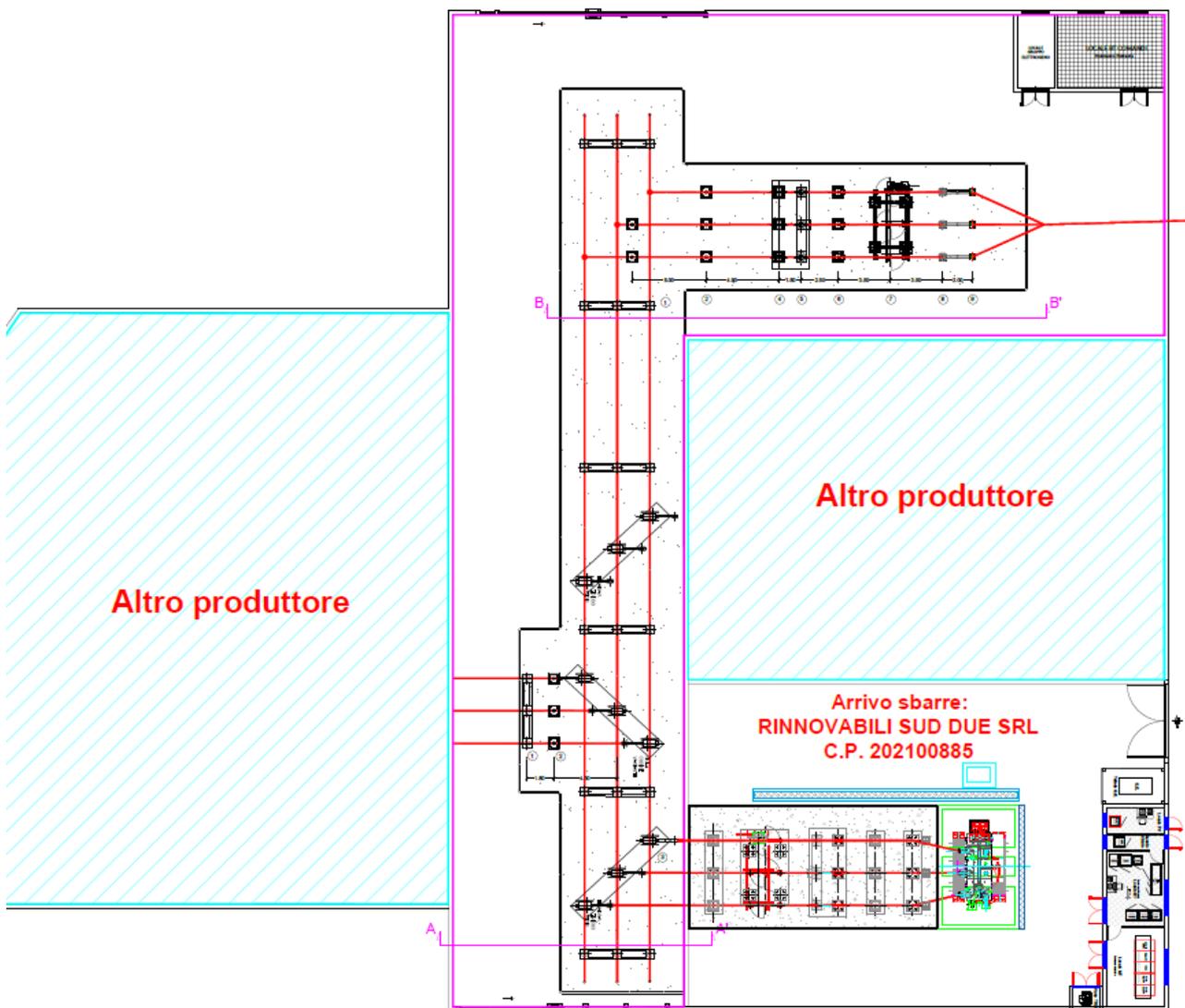


Figura 22 - Planimetria generale SE utente

PLANIMETRIA STAZIONE Scala 1:100

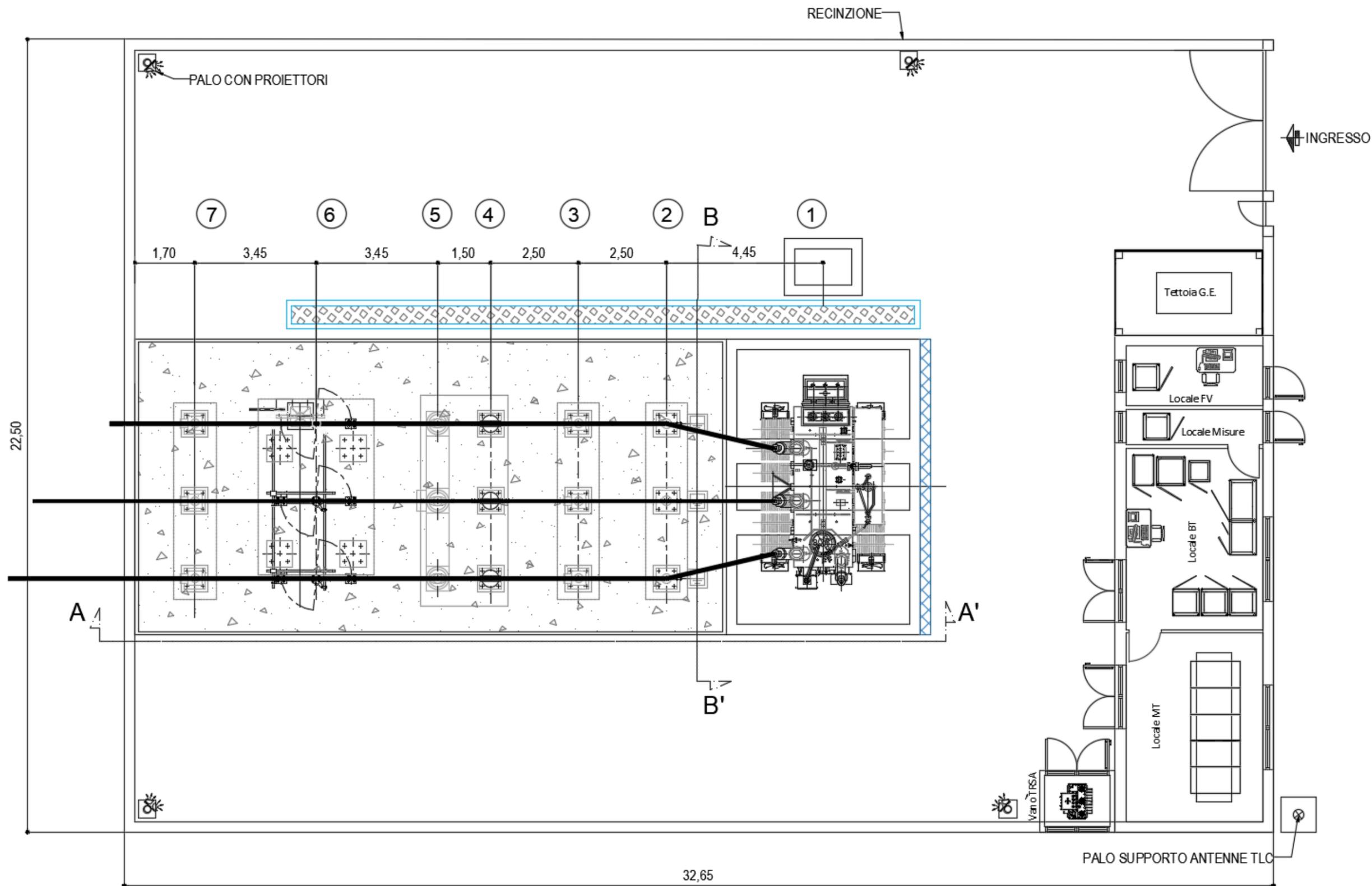


Figura 23 – Particolare planimetria Stazione Utente SE

5.8.4 L'impianto di accumulo elettrochimico

I sistemi di storage elettrochimico, più comunemente noti come batterie, sono in grado, se opportunamente gestiti, di essere asserviti alla fornitura di molteplici applicazioni e servizi di rete. Uno sviluppo sostenuto degli ESS, grazie appunto ai servizi che sono in grado di erogare verso la rete, è il fattore abilitante per una penetrazione di FRNP molto spinta, che altrimenti il sistema elettrico nazionale non sarebbe in grado di accogliere in maniera sostenibile per la rete. Una prima classificazione degli ESS (si veda anche la seguente figura) può essere fatta in base a chi eroga e/o beneficia di tali applicazioni e servizi (produttori di energia, consumatori, utility).

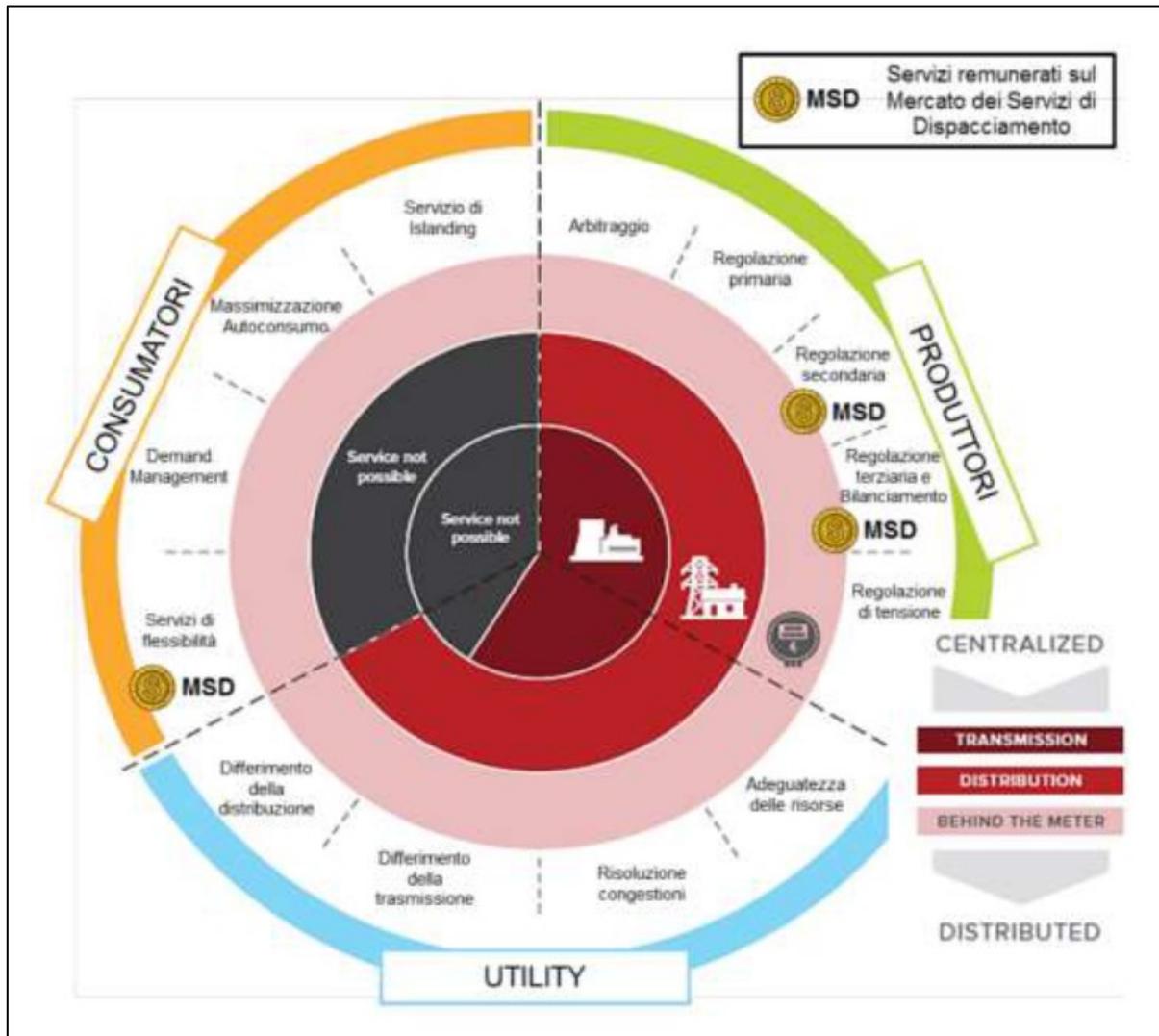


Figura 24 Classificazione degli ESS – Sistemi di storage elettrochimico

Limitatamente alle applicazioni di interesse per i Produttori, vengono di seguito elencate tutte le applicazioni e i servizi di rete che possono essere erogati dalle batterie:

- arbitraggio: differimento temporale tra produzione di energia (ad esempio da fonte rinnovabile non programmabile, FRNP) ed immissione in rete della stessa, per sfruttare in maniera conveniente la variazione del prezzo di vendita dell'energia elettrica;
- regolazione primaria di frequenza: regolazione automatica dell'erogazione di potenza attiva effettuata in funzione del valore di frequenza misurabile sulla rete e avente l'obiettivo di mantenere in un sistema elettrico l'equilibrio tra generazione e fabbisogno;
- regolazione secondaria di frequenza: regolazione automatica dell'erogazione di potenza attiva effettuata sulla base di un segnale di livello inviato da Terna e avente l'obiettivo di ripristinare gli scambi di potenza alla frontiera ai valori di programma e di riportare la frequenza di rete al suo valore nominale;
- regolazione terziaria e Bilanciamento: regolazione manuale dell'erogazione di potenza attiva effettuata a seguito di un ordine di dispacciamento impartito da Terna e avente l'obiettivo di:
 - ristabilire la disponibilità della riserva di potenza associata alla regolazione secondaria;
 - risolvere eventuali congestioni;
 - mantenere l'equilibrio tra carico e generazione.
 - regolazione di tensione: regolazione dell'erogazione di potenza reattiva in funzione del valore di tensione misurato al punto di connessione con la rete e/o in funzione di un set-point di potenza inviato da Terna.

Per il progetto in essere (potenza del parco pari a 36,05 MWp) la potenza nominale dell'impianto di accumulo è pari a **14 Mw**, con capacità della batteria, per garantire il funzionamento pari a 2 h, pari a **28 MWh**.

Il sistema di accumulo sarà basato sulla tecnologia agli ioni di litio.

Il collegamento del sistema di accumulo avverrà mediante interruttori posti nelle celle di media a 30 kV sul quadro generale di media tensione dell'impianto. I tratti di interconnessione tra i container saranno realizzati con tubi interrati, tipo corrugato doppia parete.

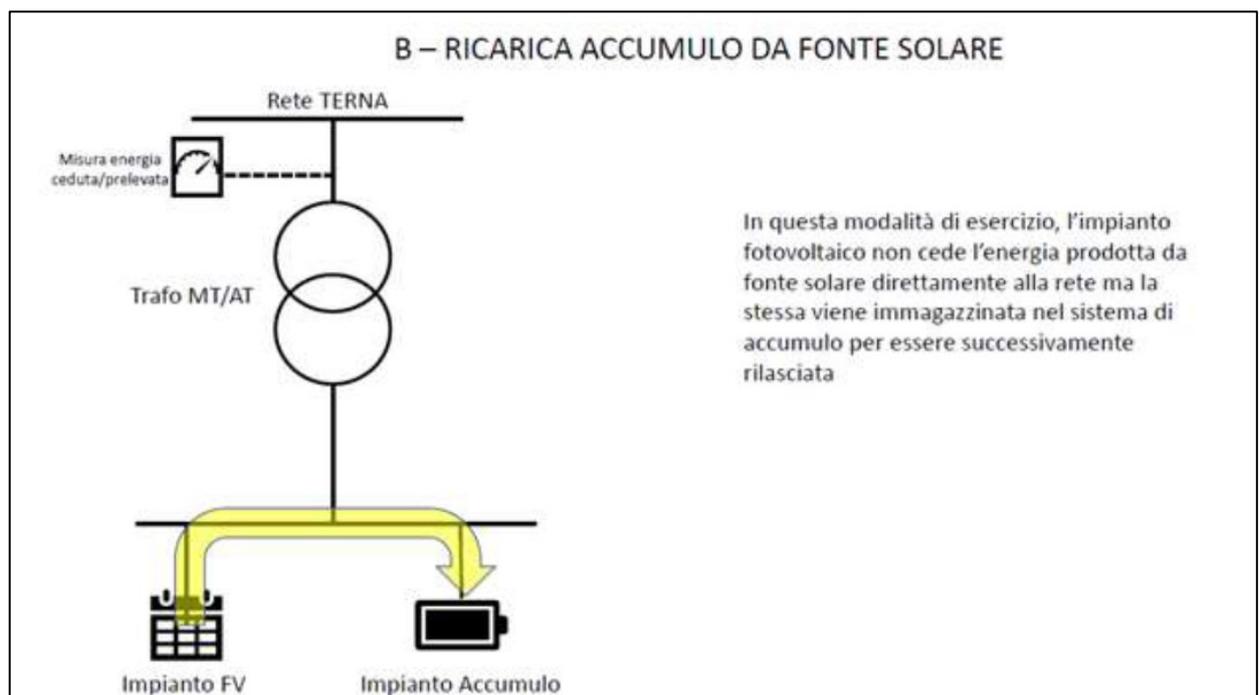
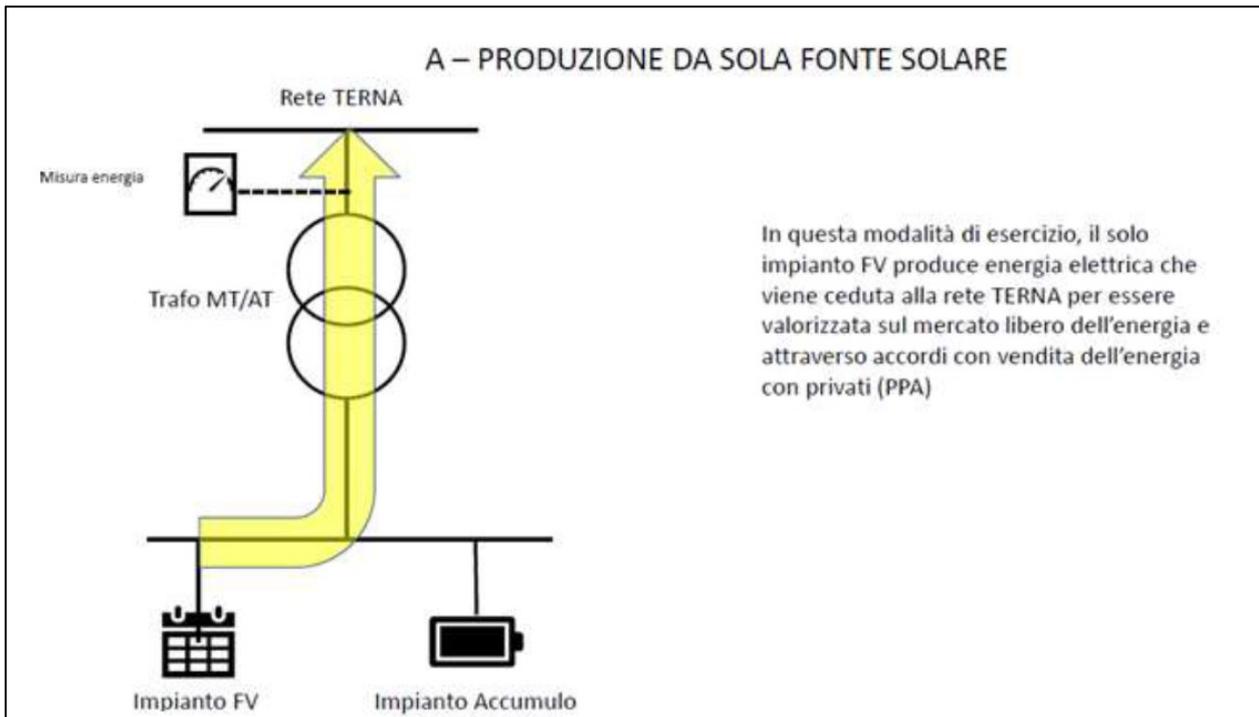
Nei punti di ingresso/uscita attraverso i basamenti dei container o tubi che saranno annegati nel calcestruzzo o tramite cavidotti. Saranno inoltre previsti pozzetti intermedi in cemento armato con coperchio carrabile.

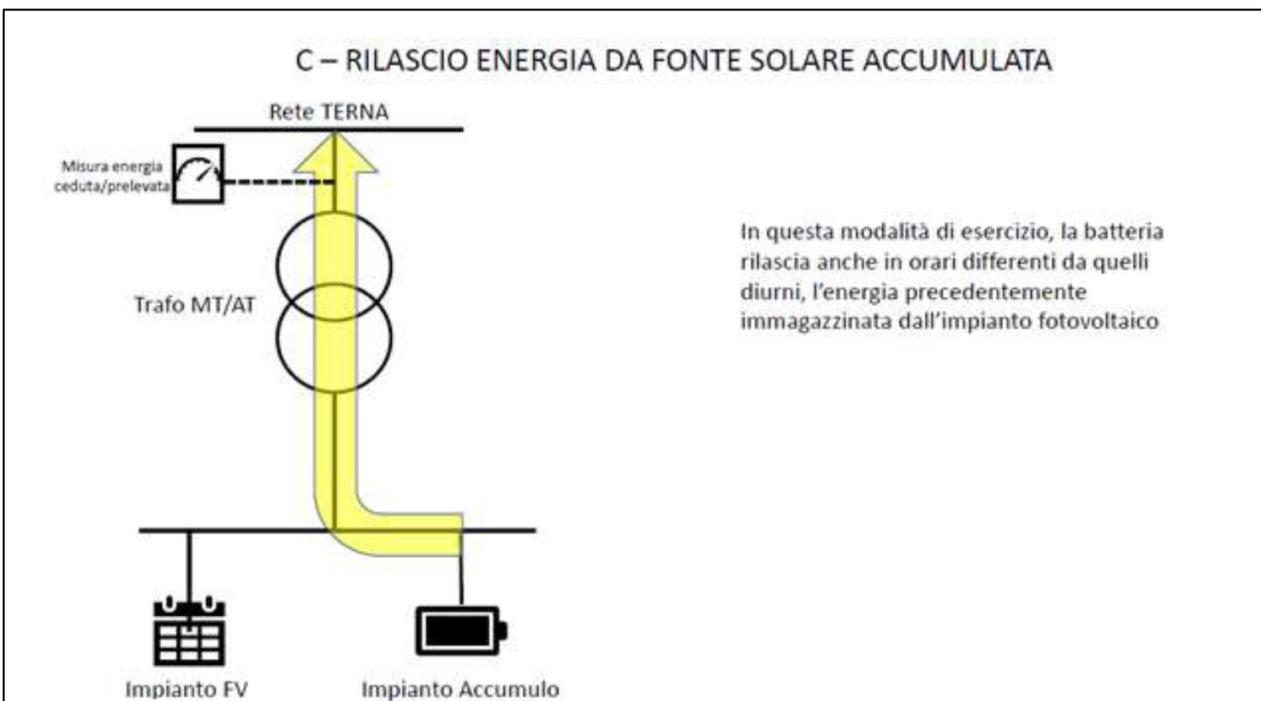
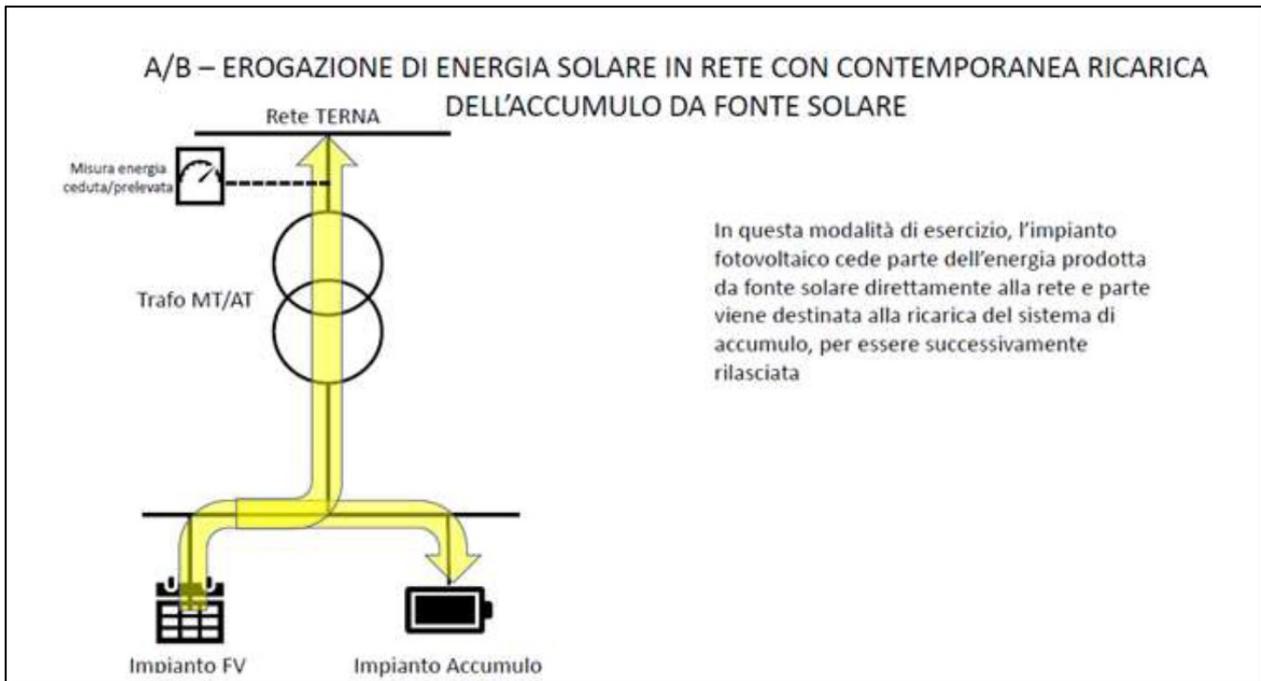
Tutti gli impianti elettrici saranno realizzati a regola d'arte, progettati e certificati ai sensi delle norme CEI EN vigenti. Le sezioni dell'impianto di accumulo saranno collegate all'impianto di terra della sottostazione tramite appositi dispersori.

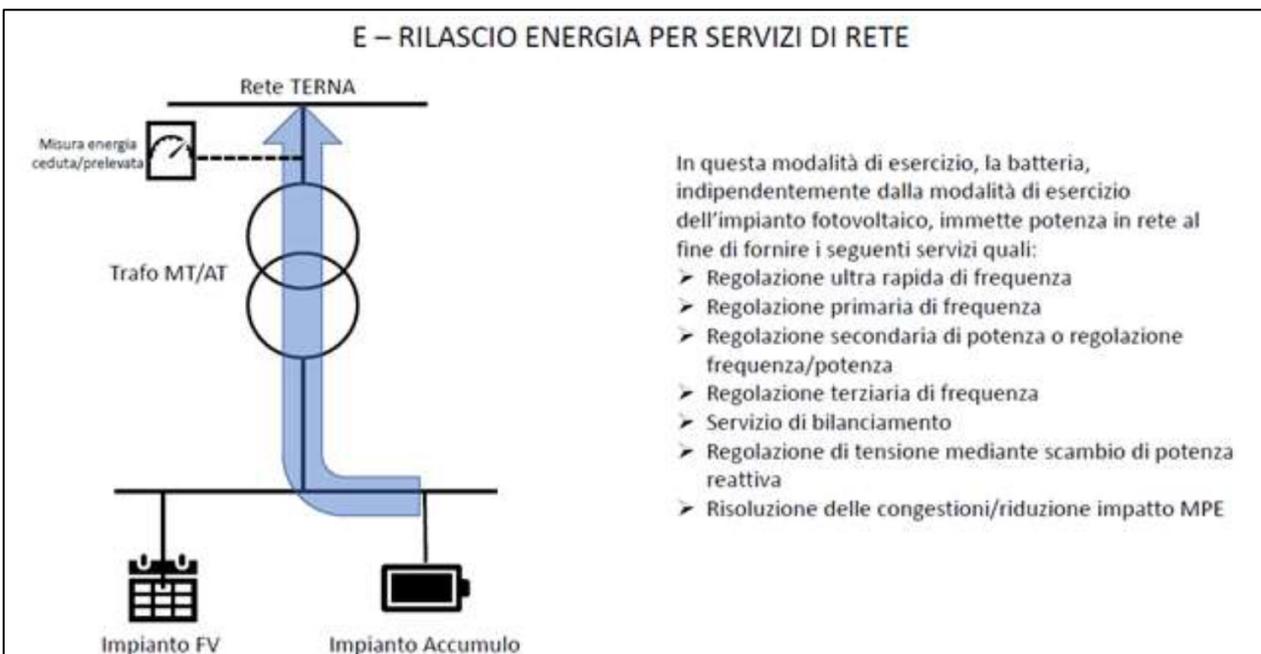
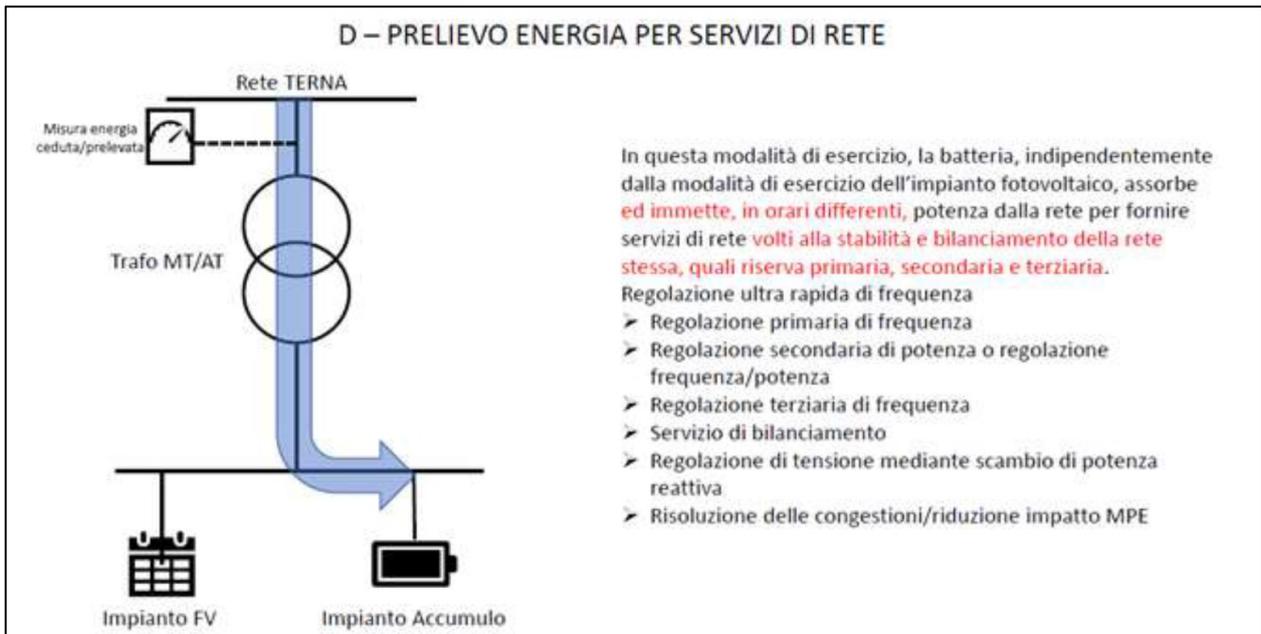
Il sistema antincendio sarà progettato e certificato in conformità alla regola dell'arte e normativa vigente.

Il sistema di batterie, quadri elettrici e ausiliari, è interamente contenuto all'interno di cabine in acciaio galvanizzato, di derivazione da container marini per trasporto merci di misure standard 40' ISO HC, opportunamente allestiti per l'utilizzo speciale.

Di seguito si descrivono le diverse modalità di funzionamento previste per detto sistema di accumulo:







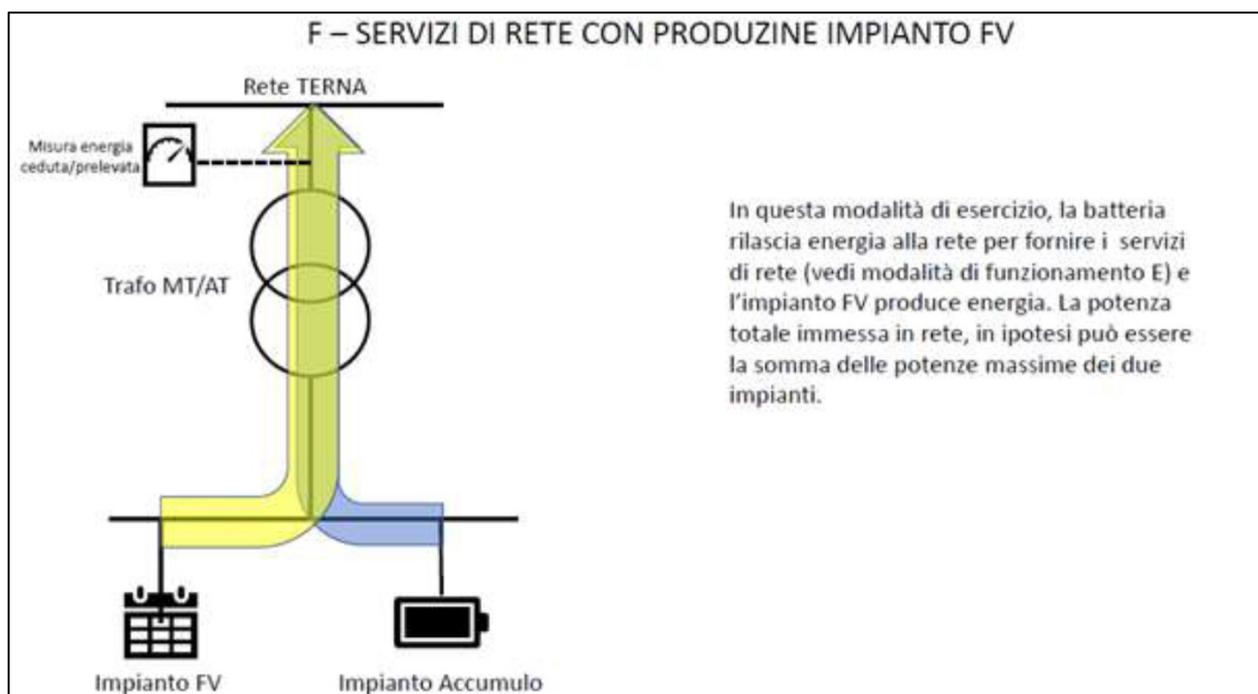


Figura 25 Modalità di funzionamento previste dell'impianto di accumulo

A fine vita il sistema di accumulo sarà disassemblato e, in conformità alle leggi vigenti, trasportato verso un centro autorizzato di raccolta e riciclaggio.

Si riporta di seguito uno stralcio della planimetria dell'impianto di accumulo.

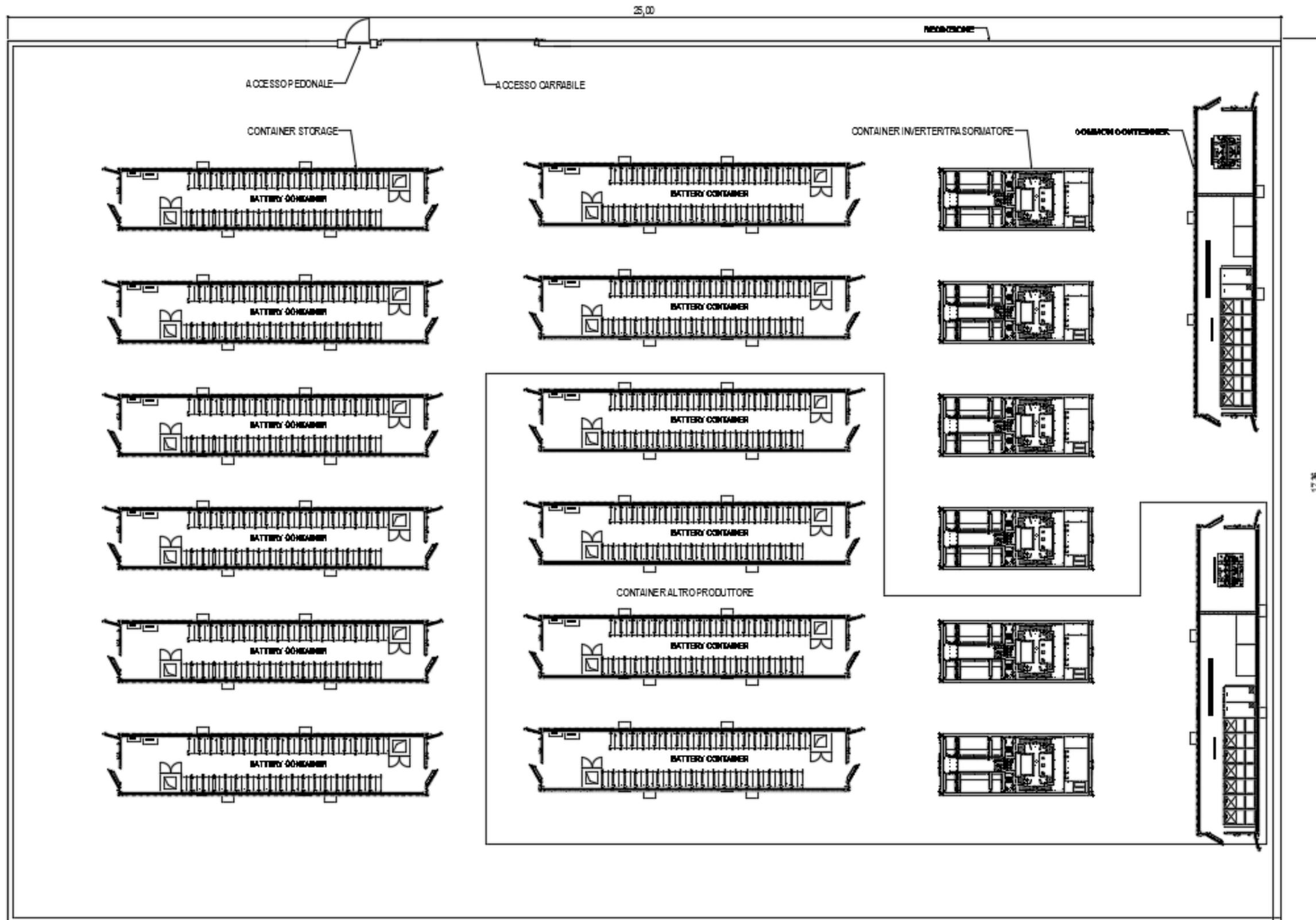


Figura 26 - Planimetria impianto di accumulo elettrochimico

6 PIANO COLTURALE

Nell'intento di combinare lo sfruttamento del terreno utilizzato per la realizzazione di un impianto FER con la possibile contemporanea conduzione dell'attività agricola, il progetto proposto prevede la rivalutazione dei terreni liberi dall'impianto mediante l'esercizio dell'attività agricola nello spazio libero tra le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici.

Per la progettazione di un piano agronomico adeguato, bisogna prendere in considerazione le coltivazioni eventualmente effettuate fino al momento della realizzazione del progetto Agro-Voltaico, valutare la capacità produttiva del terreno in funzione delle sue caratteristiche pedologiche a valutare la disponibilità delle risorse idriche disponibili.

A questo fine è stato condotto studio specialistico redatto da tecnico specializzato ed al progetto allegato. A seguito di questo studio condotto, la coltivazione che si è deciso di programmare in sinergia con la realizzazione dell'impianto è quella dell'oliveto superintensivo, in quanto nell'immediato intorno la maggior parte delle coltivazioni è costituita da uliveti, ed inoltre essa risulta compatibile con il layout dell'impianto fotovoltaico che permette che tra una fila e l'altra dei moduli fotovoltaici intercorre una distanza di circa 10,0 m sufficienti a garantire uno sviluppo corretto della pianta e a permetterne le pratiche agronomiche necessarie per il mantenimento e la cura delle stesse.

Si riporta di seguito uno stralcio della tavola dei particolari costruttivi.

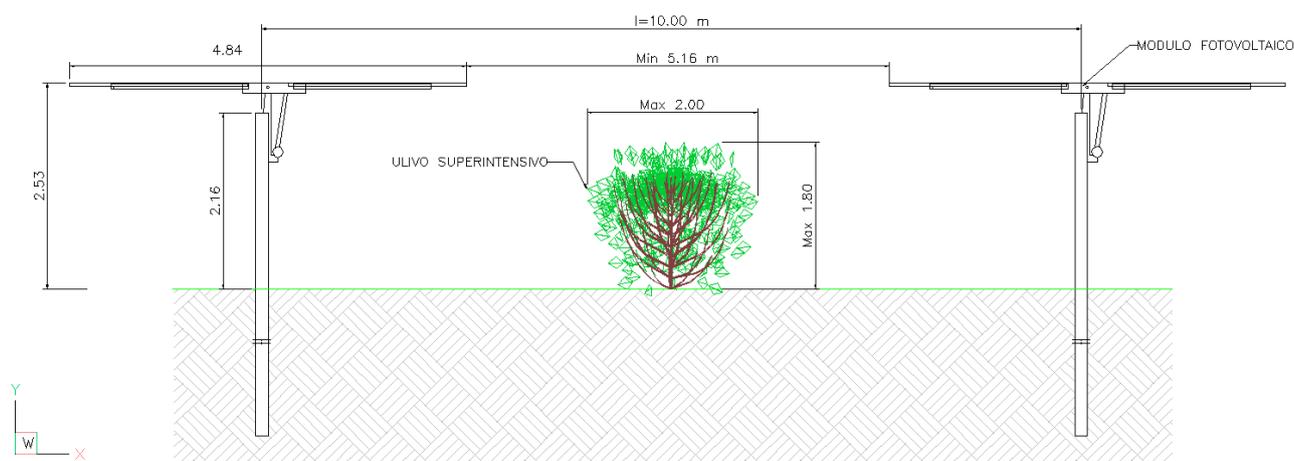


Figura 27 – Particolare costruttivo – Interasse interfile tracker

In aggiunta all'oliveto si andranno ad installare all'interno dell'area, un apiario formato da 15 arnie dalle quali sarà possibile ricavare una produzione di circa kg 300 di miele/anno.

Anche se a livello legislativo non vi è una definizione del concetto “agro-fotovoltaico” in questa sede si definisce come un impianto fotovoltaico, che nel rispetto dell’uso agricolo e/o zootecnico del suolo, anche quando collocato a terra, non inibisce tale uso, ma lo integra e supporta garantendo la continuità delle attività pre-esistenti ovvero la ripresa agricola e/o zootecnica e/o biodiversità sulla stessa porzione di suolo su cui insiste l’area di impianto, contribuendo così ad ottimizzare l’uso del suolo stesso con ricadute positive sul territorio in termini occupazionali, sociali ed ambientali” (def. GdL dell’Associazione ITALIA SOLARE).

Nella fattispecie, il layout di progetto è stato studiato in modo tale da creare sinergia anche con l’ambiente che ospita l’impianto da realizzare; su un’estensione totale di circa **55 ettari** di terreno su cui si sviluppa l’impianto, **circa 22,80 ettari** potranno essere sfruttati per le coltivazioni agricole e per le opere a mitigazione, secondo il prospetto ricavato e di seguito riportato:

Campi	Cultivar	Ettari coltivabili	N. piante	Piante/ha	Lunghezza TOT filari ml
1 - 6	Arbequina e Oliana	22,8	29.563	1.296	44.346

Tabella 3 - Tabella riepilogativa campi di coltivazione ed estensione_DA CORREGGERE

Il progetto Agro-voltaico sarà, in definitiva, costituito dai seguenti elementi:

- Un **impianto fotovoltaico**, descritto nei paragrafi precedenti e di cui alla relazione tecnica di dettaglio allegata al progetto;
- Un **arboreto superintensivo** - SHD 2.0 - di olive da olio con una superficie netta investita di **circa 22,80 ha** (con 29563 piante) costituito da:
 - o **N. 06 Campi di produzione** (Lotti da 1 a 6 A): per una superficie utile alla coltivazione di olive di varietà Arbequina e Oliana;
 - o **N. 06 impianti di irrigazione** gestiti da una cabina irrigazione con centralina automatizzata con impianto a gocciolatoi auto-compensanti a lunga portata;
 - o **N. 02 E-Station** di utenza esterna con colonnine di ricarica elettrica per le attrezzature da potatura manuale e delle machine agricole adibite alla pulizia, potatura e raccolta delle olive meccanizzate.

Per maggiori dettagli riguardanti sia il piano colturale che la relativa analisi costi/benefici si rimanda allo studio pedo-agronomico e ai relativi elaborati allegati al progetto.

7 ANALISI DEI COSTI/BENEFICI

Nel campo delle energie rinnovabili, la trasformazione dell'energia solare in elettricità costituisce uno dei settori più promettenti a livello globale, interessato in questi ultimi anni da un boom senza precedenti e che appare ben lontano dallo stabilizzarsi.

Verrà effettuata, di seguito, un'analisi dei costi di realizzazione del progetto rapportata all'analisi dei benefici derivanti dalla realizzazione dell'iniziativa proposta, sia a livello globale (considerando i flussi di benefici e costi che si verificano a livello globale) che a livello locale (considerando solo i flussi di benefici e costi esterni che si verificano localmente).

7.1 Costo di produzione dell'Energia da Fonte Rinnovabile

L'effettivo costo dell'energia prodotta con una determinata tecnologia è dato dalla somma dei *costi industriali e finanziari* sostenuti per la generazione elettrica lungo l'intero arco di vita degli impianti (*LCOE - Levelized COst of Electricity*) e dei *Costi Esterni* al perimetro dell'impresa sull'ambiente e sulla salute.

Il valore di LCOE sarà paragonato al prezzo di vendita dell'energia in Italia, per verificare il discostamento esistente fra il prezzo di vendita dell'energia ed il costo di produzione.

Il valore medio europeo del LCOE del fotovoltaico nel 2020 è stimato in 63,3 €/MWh per gli impianti commerciali e in 53,5 €/MWh per quelli utility scale (Fonte: Irex Report di Althesys, 2021).

Per il calcolo del LCOE si tengono in conto i costi industriali di realizzazione dell'impianto, i costi finanziari, i costi operativi e i costi di manutenzione dell'impianto che si ripetono annualmente.

Inoltre, tale valore tiene in conto anche il tasso di rendimento netto (depurato dall'inflazione), che remunera il capitale dell'investimento iniziale. In definitiva il valore del LCOE tiene in conto anche la remunerazione della società che detiene l'impianto.

Paese	Taglia impianto	LCOE (€/MWh)	LEOE (€/MWh)	Δ (€/MWh)	Δ%
Francia (Sud)	100 kW	58,5	84,9	26,4	45%
Germania	100 kW	60,0	69,6	9,5	16%
Italia (Nord)	100 kW	68,1	93,0	25,0	37%
Italia (Sud)	100 kW	56,3	93,0	36,7	65%
Paesi Bassi	100 kW	70,4	68,2	-2,2	-3%
Spagna	100 kW	47,3	34,0	-13,4	-28%
UK	50 kW	82,4	77,0	-5,5	-7%
Media commerciali		63,3	74,2	10,9	17%
Francia (Sud)	1 MW	53,1	55,7	2,6	5%
Germania	1 MW	53,5	49,7	-3,8	-7%
Italia (Sud)	1 MW	50,5	63,3	12,8	25%
Polonia	1 MW	57,8	49,0	-8,8	-15%
Spagna	1 MW	38,7	27,9	-10,8	-28%
UK	1 MW	67,2	60,6	-6,6	-10%
Media Utility Scale		53,5	51,0	-2,4	-5%

Tabella 4 – Sintesi dei risultati dell'Irex Report di Althesys



Per l'impianto in esame si ha che l'LCOE è basso rispetto alla media europea, in quanto l'impianto è localizzato nel sud Europa, in un'area in cui il livello di irraggiamento è di molto superiore alla media. Inoltre, le dimensioni dell'impianto permettono di avere economie di scala nei costi di costruzione, gestione e manutenzione dell'impianto.

7.1.1 Prezzo Di Vendita dell'Energia in Italia

Dai grafici di seguito riportati:

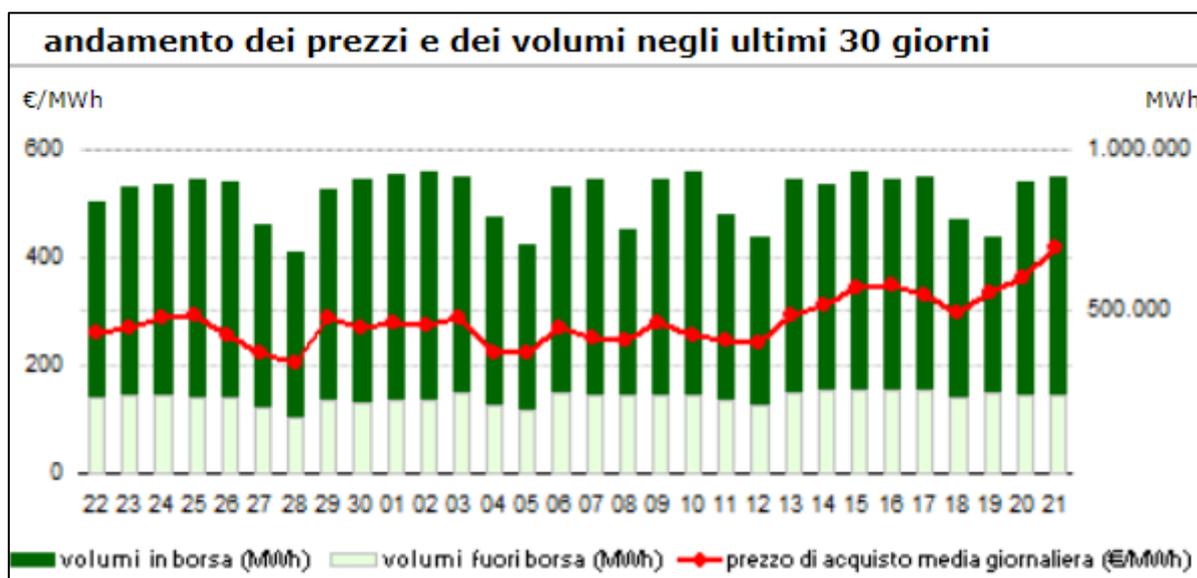


Figura 28 - Andamento grafico del prezzo di vendita dell'energia – Dicembre 2021
 Fonte: sito internet Gestore Mercato Elettrico, gme.it

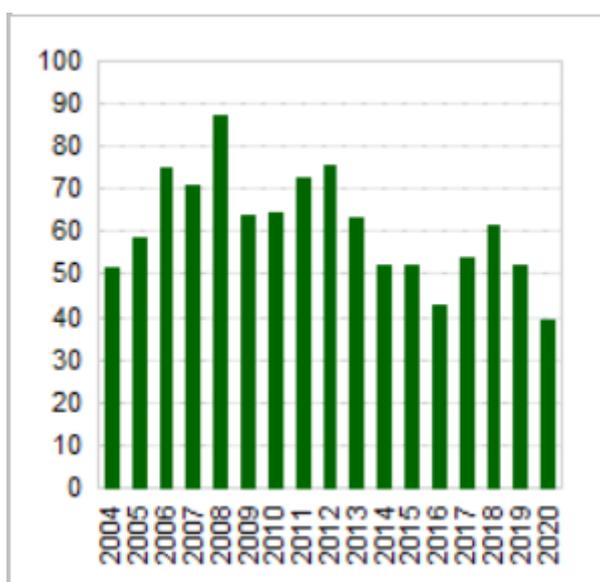


Figura 29 - PUN – Prezzo Unico Nazionale - Periodo 2004-2020 - Prezzo medio di vendita dell'energia in Italia in €/MWh
 Fonte: sito internet Gestore Mercato Elettrico, gme.it

si evince che **la produzione di energia da fonte solare fotovoltaica è remunerata dal prezzo di vendita sul mercato dell'energia**: il prezzo medio di vendita dell'energia per il 2018, infatti, è superiore a 60 €/MWh, a fronte di un LCOE medio per il fotovoltaico che è inferiore a 59 €/MWh.

Si dice che è stata ormai raggiunta la cosiddetta "Grid Parity" per il fotovoltaico.

7.2 Costi Esterni

In economia, un "costo esterno", chiamato anche "esternalità", si manifesta quando l'attività di produzione (o di consumo) di un soggetto influenza, negativamente o positivamente, il benessere di un altro soggetto, senza che chi ha subito tali conseguenze riceva una compensazione (nel caso di impatto negativo) o paghi un prezzo (nel caso di impatto positivo) pari al costo o al beneficio sopportato/ricevuto.

I "costi ambientali", che non rientrano nel prezzo di mercato e pertanto non ricadono sui produttori e sui consumatori, vengono globalmente imposti alla società, in quanto sono "esternalità negative" o "diseconomie", ed anche il solare fotovoltaico, come tutte le energie rinnovabili, ha il suo "costo ambientale", che rappresenta perciò un "costo esterno" non considerato nel valore dell'LCOE di cui al paragrafo precedente, e che andremo a stimare.

Le esternalità rilevanti nel caso di impianti per la produzione di energia da fonte solare fotovoltaica sono dovute a:

- 1) sottrazione di suolo, in particolare sottrazione di superfici coltivabili;
- 2) effetti sulla Idrogeologia;
- 3) effetti microclimatici;
- 4) effetti sull'attività biologica delle aree;
- 5) fenomeno dell'abbagliamento;
- 6) impatto visivo sulla componente paesaggistica;
- 7) costo dismissione degli impianti.

Inoltre, nella quantificazione dei costi esterni si dà anche una quantificazione monetaria alle seguenti variabili:

- a) emissioni generate nella costruzione dei componenti di impianto;
- b) residui ed emissioni generate durante la costruzione dell'impianto (utilizzo di mezzi pesanti per la costruzione e per il trasporto dei componenti, che generano ovviamente emissioni inquinanti in atmosfera;
- c) ai residui ed emissioni nella fase di esercizio degli impianti (rumore, campi elettromagnetici, generazione di olii esausti);
- d) ad eventi accidentali quali incidenti durante l'esercizio dell'impianto e incidenti sul lavoro durante la costruzione.

Per la stima dei costi esterni associati alla produzione di energia da fonte solare sono stati condotti diversi studi, di cui si riportano i dati nella seguente tabella:



Studi condotti	Costi esterni fotovoltaico (€/MWh)
RSE, 2014	2,00
Ecofys, 2014	14,20
REN 21, 2012	7,69
ExternE, 2005	6,11
MEDIA	7,5

Pertanto, assumeremo come “**costo esterno**” derivante dall’impianto fotovoltaico di progetto il valore di **7,5 € per MWh** prodotto, e considerando che il nostro impianto da **36,05 MW** ha un **valore di producibilità attesa pari a 1747 kWh/kWp/anno**, per cui produrrà **63 GWh/anno** di energia elettrica, si ha che i costi esterni imputabili all’impianto di progetto ammontano al seguente valore:

$$63.000.000 \text{ kWh} \times 0,0075 \text{ €/kWh} = 472.500 \text{ €/anno}$$

7.3 Benefici Globali

I principali benefici derivanti dalla produzione di energia da fonti rinnovabili a livello globale consistono principalmente alla mancata emissione di CO₂ ed altri gas inquinanti che, emessi in atmosfera, sono nocivi per la salute umana, oltre a rappresentare una delle principali cause del cosiddetto cambiamento climatico.

Nei costi esterni evitati grazie alla mancata produzione di CO₂ si considerano le esternalità connesse ai seguenti fattori:

- cambiamenti climatici;
- crescita dei costi sanitari per i cittadini;
- minor produttività dei lavoratori;
- costi di riparazione dei danni ambientali generati da fenomeni meteo climatici estremi.

Per la valutazione dei benefici globali derivanti dalla mancata emissione di CO₂ per ogni kWh prodotto da fonte fotovoltaica, prendiamo in considerazione:

- il costo utilizzato negli USA pari a **33 €/t di CO₂ emessa** in atmosfera (come costo esterno);

- uno studio dell'ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e Ricerca Ambientale) del 2015 che valuta che la sostituzione di un kWh prodotto da fonti fossili con uno prodotto da fonti rinnovabili consente di evitare l'emissione di **554,6g CO₂**. Tale valore tiene anche in conto il fatto che sebbene nella fase di esercizio le fonti rinnovabili non producano emissioni nocive, nella fase di costruzione dei componenti di impianto (p.e. moduli fotovoltaici), si genera una pur piccola quantità di emissioni di gas nocivi con effetto serra.

In riferimento alle considerazioni sopra riportate, possiamo, quindi, considerare che per ogni kWh prodotto dall'impianto fotovoltaico in oggetto sia abbia una mancata emissione di CO₂ in atmosfera quantificabile, da un punto di vista monetario, come di seguito:

$$0,033 \text{ €/kg} \times 0,5546 \text{ kg/kWh} = 0,018 \text{ €/kWh}$$

L'impianto proposto ha una potenza di **36,05 MWp** ed una produzione annua netta attesa di circa **1.747 kWh/kWp/anno**, per cui la produzione di energia elettrica si attesta in **63.000.000 kWh all'anno**, quantificato in un **beneficio annuo per mancata emissione di CO₂** pari a:

$$63.000.000 \text{ kWh} \times 0,018 \text{ €/kWh} = \underline{1.134.000 \text{ €/anno}} \quad \underline{\text{(BENEFICI GLOBALI)}}$$

Questo risultato va confrontato con il "**costo esterno**" generato dalla produzione di energia da fonte solare fotovoltaica precedentemente quantificato in **7,5 €/MWh (0,0075 €/kWh)**, e che aveva portato al seguente risultato:

$$63.000.000 \text{ kWh} \times 0,0075 \text{ €/kWh} = \underline{472.500 \text{ €/anno}} \quad \underline{\text{(COSTI ESTERNI)}}$$

Con evidente bilancio positivo in termini di benefici globali.

Altri benefici globali difficilmente quantificabili in termini monetari se rapportati ad un singolo impianto, sono i seguenti:

- riduzione del prezzo dell'energia elettrica, che è andato via via diminuendo grazie alla crescita di impianti eolici e fotovoltaici che hanno contribuito a far abbassare i prezzi sul mercato dell'energia, portando a forti riduzioni del PUN (Prezzo Unico Nazionale);
- riduzione del "fuelrisk" e miglioramento del mix e della sicurezza nazionale nell'approvvigionamento energetico, dato che la crescente produzione da fonti rinnovabili comporta una minore necessità di importazione di combustibili fossili, riducendo la dipendenza energetica dall'estero;
- esternalità evitate: oltre alla evitata emissione di CO₂ viene evitata anche l'emissione di altri agenti inquinanti quali NH₃, NOx, NMVOC, PM e SO₂, che generano aumento delle malattie, danni all'agricoltura, e danni agli edifici, e che generano ulteriori costi esterni, ovvero costi sociali;

- ricadute economiche dirette, derivanti dal fatto che la realizzazione di iniziative quali quello in progetto generano un valore aggiunto innescando tutta la filiera di finanziamento, progettazione, esecuzione e manutenzione dell'impianto;
- ricadute economiche indirette, quali l'aumento del PIL concretizzata con ricchezza pubblica e privata del Paese, con effetti positivi sui consumi, sulla creazione di nuove attività economiche e nei servizi;
- possibilità del conseguimento degli obiettivi imposti dalle normative comunitarie e nazionali, grazie alla decarbonizzazione, all'aumento di competitività e all'aumento della sicurezza nell'approvvigionamento e nella fornitura dell'energia.

Si può concludere, quindi, che la realizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto porterebbe benefici globali ben superiori al costo esterno generato dalla realizzazione dell'impianto stesso.

7.4 Benefici Locali

La realizzazione dell'Impianto proposto apporterà vantaggi oltre che a livello globale, appena visti, anche a livello locale, contribuendo con opportunità sia per la Comunità locale (opportunità occupazionali) e sia per l'Amministrazione Comunale (introiti derivanti dall'IMU, ad esempio).

Gli introiti del Comune di Cerignola, in quanto Amministrazione, sono riconducibili al contributo IMU derivante dalla realizzazione dell'impianto.

Facendo una stima di massima quantificata in un introito pari a € 1.000 per ogni ettaro occupato dall'impianto si ha che:

$$54,5 \text{ ha} \times 1000,00 \text{ €/ha} = 54.500,00 \text{ €/anno} \quad (\text{INTROITO IMU})$$

L'attività di gestione e manutenzione dell'impianto è stimata in 10.000 €/MWp ogni anno.

Assumendo, cautelativamente, che solo il 20% (2.000 €/MWp) sia appannaggio di imprese locali (sorveglianza, tagli del verde, piccole opere di manutenzione), si ha una stima di massima cautelativa di un ulteriore vantaggio economico per il territorio quantificato in:

$$36,05 \text{ MWp} \times 2.000 \text{ €/MWp} = 72.100 \text{ €/anno}$$

Per quanto concerne i costi di costruzione dell'impianto e delle relative opere di connessione si stima un costo pari a circa **600.000 €/MWp**.

Considerando, ancora in maniera cautelativa, che, di questi, il 15% (ovvero 90.000 €/MWp) sia a guadagno di imprese locali, avremmo complessivamente un introito di:

$$36,05 \text{ MWp} \times 90.000 \text{ €/MWp} = 3.244.500 \text{ €}$$



Non considerando (in via cautelativa) alcun tasso di attualizzazione, e spalmando guadagni di realizzazione sopra calcolati sui 30 anni di esercizio dell'impianto ipotizzati, si ha che:

$$3.244.500 \text{ €} / 30 \text{ anni} = 108.150 \text{ €/anno}$$

Inoltre, se si ipotizza che per la gestione operativa di un impianto da **36,05 MWp**, necessita l'assunzione di almeno **3 operatori** che, con cadenza giornaliera, si rechino presso l'impianto, e che queste maestranze debbano essere necessariamente del posto, si ha una ricaduta economica sul territorio quantificabile in circa **75.000 € /anno**.

Infine, ci sono i benefici ci sono quelli legati soprattutto alle attività di consulenza, quali servizi tecnici di ingegneria, servizi di consulenza fiscale, che tipicamente possono essere affidati a tecnici locali e non che non andiamo a quantificare.

In definitiva, abbiamo la seguente quantificazione dei benefici locali:

	BENEFICI LOCALI (€/anno)
IMU	54.500
Manutenzione impianto	72.100
Lavori di costruzione	108.150
Assunzioni per gestione operativa impianto	75.000
TOTALE €/ anno)	309.750

Nella tabella seguente si riporta il confronto riassuntivo tra la quantificazione dei costi esterni, dei benefici globali e dei benefici locali, ribadendo, peraltro, che i benefici globali e locali sono sicuramente sottostimati:

COSTI ESTERNI	BENEFICI GLOBALI	BENEFICI LOCALI
472.500 €/anno	1.134.000 €/anno	309.750 €/anno

Tabella 5 - Analisi Costi/Benefici

Dalle stime effettuate sin ora espone, e dal confronto dei valori riportati in tabella, si può concludere che il bilancio costi – benefici, sia a livello globale che a livello locale, riferito all'impianto in progetto, è positivo.

8 RICADUTE ECONOMICHE E SOCIALI

Abbiamo sin ora visto che la realizzazione dell'Impianto proposto apporterà vantaggi sia a livello globale che a livello locale, contribuendo, a livello globale, al raggiungimento degli obiettivi mondiali, europei e nazionali di "risparmio" di emissioni nocive nell'atmosfera e di decarbonizzazione, e contribuendo, a livello locale, con opportunità occupazionali e di introiti per l'Amministrazione Comunale (in termini di IMU, ad esempio).

In una visione globale del comparto, l'associazione Elettricità Futura stima un aumento di occupati nel settore delle fonti rinnovabili dal 2019 al 2030 di 37.000 unità.

Al momento, la maggior parte degli addetti è impiegato nel settore della manutenzione del parco fotovoltaico esistente, ma ci si aspetta un'ulteriore crescita del settore in seguito alla discesa del costo degli impianti e quindi della realizzazione dei primi impianti in "grid parity", quindi anche senza la presenza di incentivi pubblici.

Le figure professionali più richieste appartengono a tre tipologie:

- tecnici dotati di forte professionalità, per le attività di progettazione e sviluppo delle iniziative;
- impiegati commerciali, per la vendita sul mercato retail di impianti per l'autoconsumo;
- operai per la manutenzione e gestione degli impianti.

Secondo un'analisi del Worldwatch Institute, l'occupazione diretta creata per ogni miliardo di kWh prodotto da fonte fotovoltaica è di 542 addetti, mentre quella creata, per la stessa produzione di elettricità, dal nucleare e dall'utilizzo del carbone (compresa l'estrazione del minerale) è, rispettivamente, di 100 e 116 addetti.

La ricaduta positiva non si limita alla sola occupazione, dovendo considerare anche i proventi per i proprietari terrieri dall'utilizzo delle aree, i benefici per gli utenti dovuti ai miglioramenti infrastrutturali connessi all'iniziativa (strade, reti elettriche) e le imposte che l'attività genererà per l'erario.

Il rapporto benefici/costi ambientali è perciò nettamente positivo dato che il rispetto della natura e l'assenza totale di scorie o emissioni fanno dell'energia solare la massima risposta al problema energetico in termini di tutela ambientale.

Nel progetto in questione, per la fase di cantiere si stima di utilizzare, compatibilmente con il quadro economico di progetto e per le varie lavorazioni, le seguenti categorie professionali:

- lavori di preparazione del terreno e movimento terra: ruspisti, camionisti, gruisti, topografi, ingegneri/architetti/geometri;
- lavori civili (strade, recinzione, cabine): operai generici, operai specializzati, camionisti, carpentieri, saldatori;
- lavori elettrici (cavidotti, quadri, cablaggi, rete di terra, cabine): elettricisti, operai specializzati, camionisti, ingegneri;
- montaggio supporti pannelli: topografi, ingegneri, operai specializzati, saldatori;
- opere a verde: vivaisti, agronomi, operai generici.

Anche l'approvvigionamento dei materiali ad esclusione delle apparecchiature complesse, quali pannelli, inverter e trasformatori, verrà effettuato per quanto possibile nel bacino commerciale locale dell'area di progetto.

Successivamente, durante il periodo di normale esercizio dell'impianto, verranno utilizzate maestranze per la manutenzione, la gestione/supervisione dell'impianto, nonché ovviamente per la sorveglianza dello stesso.

Alcune di queste figure professionali saranno impiegate in modo continuativo, come ad esempio il personale di gestione/supervisione tecnica e di sorveglianza. Altre figure verranno impiegate occasionalmente a chiamata al momento del bisogno, ovvero quando si presenta la necessità di manutenzioni ordinarie o straordinarie dell'impianto. La tipologia di figure professionali richieste in questa fase sono, oltre ai tecnici della supervisione dell'impianto e al personale di sorveglianza, elettricisti, operai edili, artigiani e operai agricoli/giardinieri per la manutenzione del terreno di pertinenza dell'impianto (taglio dell'erba, sistemazione delle aree a verde ecc.).

9 DISPONIBILITÀ DELLE AREE

Le aree sulle quali sorgerà l'impianto agro-voltaico di progetto rientrano nella disponibilità della Proponente, *Rinnovabili Sud Due S.r.l.*, in forza del *contratto di opzione per la costituzione di diritto di superficie su terreno agricolo* sottoscritto tra la Società proponente ed i proprietari del terreno interessato. Per le particelle interessate dalle opere e dalle infrastrutture connesse all'impianto si rimanda all'elaborato "Piano Particolare di Esproprio" allegato al progetto.

10 TERRE DA SCAVO

Il progetto, come specificato in dettaglio nell'elaborato "Piano preliminare di utilizzo in sito terre e rocce da scavo", è previsto che circa il 70% del materiale rinvenente dagli scavi, sarà riutilizzato in cantiere, ed il restante 30% sarà inviato a centri di recupero.

Inoltre, è prevista una limitata produzione di rifiuti, in particolare asfalto, che sarà ad ogni modo inviata presso discariche autorizzate. In fase di progettazione esecutiva, previ accordi commerciali, si identificheranno le cave attive più vicine da utilizzare sia per il reperimento degli inerti necessari alla realizzazione delle opere, che per lo smaltimento e/o recupero del materiale rinvenente dagli scavi.

11 PIANO DI DISMISSIONE DELL'IMPIANTO

Il Piano di Dismissione è il documento che descrive il processo di dismissione di tutte le attività e fornisce una quantificazione dei relativi costi inerenti alle attività di dismissione e le modalità di gestione del materiale dismesso, utilizzando le più recenti modalità di smaltimento e privilegiando il recupero e riciclo dei materiali, da svolgersi a "fine vita impianto", per riportare lo stato dei luoghi alla condizione ante-operam.



Tuttavia, al termine della vita utile dell'impianto agri voltaico, l'attività agricola potrebbe non cessare, per cui alcune opere, quali la recinzione, l'impianto di video sorveglianza ed illuminazione, parte della viabilità interna utile al proseguo delle attività colturali, potrebbero non essere rimosse.

L'impianto sarà dismesso trascorso il periodo di autorizzazione all'esercizio previsto dalle normative di settore ed in particolare dalla **regione Puglia**, seguendo le prescrizioni normative in vigore a quella data.

Le fasi principali del piano di dismissione sono riassumibili nelle seguenti fasi:

- 1) Smantellamento impianto fotovoltaico e cavidotto;
- 2) Smantellamento Sottostazione Utente (SSE).

Per maggiori dettagli, si rimanda alla relazione "Piano di dismissione e ripristino" e relativo computo metrico.

12 RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI

Ad opere di realizzazione dell'impianto ultimate, i terreni eventualmente interessati dall'occupazione temporanea dei mezzi d'opera o dal deposito provvisorio dei materiali di risulta o di quelli necessari alle varie lavorazioni, saranno ripristinati.

Nel dettaglio, tali operazioni interesseranno le superfici destinate all' area principale di cantiere, ove sarà ripristinata tutta la superficie interessata, ed altre superfici quali le aree interessate dal deposito dei materiali rivenienti dagli scavi e dai movimenti materie.

Le opere di ripristino consisteranno nelle seguenti operazioni:

- 1) rimozione del terreno di riporto o eventuale rinterro, fino al ripristino della geomorfologia preesistente;
- 2) finitura con uno strato superficiale di terreno vegetale;
- 3) idonea preparazione del terreno per l'attecchimento;
- 4) eliminazione dalla superficie della pista e/o dell'area provvisoria di lavoro, ogni residuo di lavorazione o di materiali;
- 5) ripristino del regolare deflusso delle acque di pioggia attraverso la rete idraulica costituita dalle fosse campestri, provvedendo a ripulirle ed a ripristinarne la sezione originaria;
- 6) ripristinare la naturale pendenza originaria del terreno al fine di evitare ristagni.

13 MISURE DI MITIGAZIONE E COMPENSAZIONE

Il progetto di impianto agri-voltaico proposto è il risultato di scelte di localizzazione, di soluzioni tecniche e di valutazioni ambientali che assicurano un corretto inserimento nel territorio compatibilmente al contesto in cui si inserisce. Inoltre, sono state previste delle misure compensative atte a mitigare gli eventuali impatti residui della costruzione, esercizio e dismissione dell'impianto sulle varie componenti ambientali caratterizzanti l'area d'intervento, fra cui alcune saranno adottate prima che prenda avvio la fase di cantiere, mentre altre saranno adottate durante la realizzazione ed altre ancora durante la fase di esercizio del parco fotovoltaico.

Sono riportate di seguito le misure di mitigazione che, nella fattispecie, saranno adottate:

- *protezione del suolo dalla dispersione di oli e altri residui*, al fine di evitare possibili contaminazioni dovute a dispersioni accidentali che si potrebbero verificare durante la costruzione ed il funzionamento dell'impianto. Qualora durante la costruzione dell'impianto e durante il suo funzionamento, si verificasse spargimento di combustibili o lubrificanti, sarà asportata la porzione di terreno contaminata e trasportata alla discarica autorizzata più vicina. Le porzioni di terreno contaminate saranno definite, trattate e monitorate con i criteri prescritti dalla Parte Quarta del D.Lgs 152/06. Inoltre, durante il funzionamento dell'impianto si effettuerà un'adeguata gestione degli oli e degli altri residui dei macchinari, che saranno poi consegnati ad un ente autorizzato per adeguato trattamento.
- *conservazione del suolo vegetale*: in seguito alle operazioni di scavo o scoticamento per rendere pianeggianti le aree di cantiere, il terreno asportato sarà stoccato in cumuli non più alti di due metri e protetti con teli impermeabili per evitare la dispersione del suolo in caso di intense precipitazioni, di modo da poterlo successivamente riutilizzare come ultimo strato di riempimento sulle aree in cui saranno eseguiti i ripristini, al fine di evitare la perdita delle proprietà organiche e biotiche.
- *trattamento degli inerti*: il materiale inerte prodotto, sarà riutilizzato per il riempimento di scavi, per la pavimentazione delle strade di servizio e per il livellamento ove necessario. Gli inerti eventualmente non riutilizzati saranno conferiti alla discarica autorizzata per inerti più vicina, avendo cura di non creare quantità di detriti incontrollate e di non abbandonare materiali da costruzione o resti di escavazione in prossimità delle opere.
- *ripristino dell'area interessata al termine delle attività di costruzione*: prima della messa in esercizio dell'impianto, a chiusura cantiere, le aree interessate dall'occupazione temporanea dei mezzi d'opera o per lo stoccaggio dei materiali saranno ripristinati, ricreando la geomorfologia preesistente dell'area;
- *integrazione paesaggistica delle strutture*: l'inserimento dell'impianto nel contesto ambientale sarà mitigato dall'adozione di diverse misure di mitigazione: innanzitutto, trattandosi di impianto agri-voltaico la sottrazione di terreno alla produzione agricola sarà ridotta al minimo, in quanto l'attività agricola stessa sarà abbinata alla produzione di energia elettrica mediante la coltivazione del terreno compreso nelle interfila fotovoltaiche; inoltre verrà rispettata la maglia dei territori agricoli esistenti, il reticolo idrografico e la viabilità interpodereale esistente; sono state previste fasce arboree a verde come mitigazione ambientale e visiva che schermano l'impianto; esso è concepito in modo da assecondare la morfologia e l'andamento naturale del terreno, non occupa alvei dei corsi d'acqua presenti e non interferisce con il naturale deflusso delle dinamiche idrauliche presenti; alla base della recinzione è previsto uno spazio per il transito della piccola fauna.

Per tutto quanto sinora esposto, si può asserire, pertanto, a conclusione, che l'impianto in progetto proposto non produce impatti significativi e/o negativi sull'ambiente circostante.

