



REGIONE PUGLIA



PROVINCIA di FOGGIA



COMUNE di MANFREDONIA



<p>PropONENTE</p>	<p>LUCKY WIND s.p.a. Piazza C. Battisti, 27 71121 Foggia Tel. 0881.630470-630404 Fax 0881.630417 P.IVA 02116900719</p> 				
<p>PROGETTAZIONE GENERALE, ELETTRICA E COORDINAMENTO</p>	 <p>STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA MEZZINA dott. ing. Antonio Via T. Solis 128 71016 San Severo (FG) Tel. 0882.228072 Fax 0882.243651 e-mail: info@studiomezzina.net</p>   				
<p>STUDIO PAESAGGISTICO E AMBIENTALE</p>	 <p>Arch. Antonio Demaio Tel. 0881.756251 Fax 1784412324 E-Mail: sit.vega@gmail.com</p>	<p>STUDIO GEOLOGICO E IDRAULICO</p>	<p>Studio di Geologia Tecnica & Ambientale Dott.sa Geol. Giovanna Amedei Via Pietro Nenni, 4 - 71012 Rodi Garganico (Fg) Tel./Fax 0884.965793 Cell. 347.6262259 E-Mail: giovannaamedei@tiscali.it</p>		
<p>STUDIO ARCHEOLOGICO</p>	 <p>Dott. Vincenzo Ficco Tel. 0881.750334 E-Mail: info@archeologicasrl.com</p>	<p>STUDIO NATURALISTICO</p>	<p>Dott. Forestale Luigi Lupo Corso Roma, 110 71121 Foggia E-Mail: luigilupo@libero.it</p>		
<p>STUDIO ACUSTICO</p>	<p>Arch. Marianna Denora Via Savona, 3 - 70022 Altamura (BA) Tel. Fax 080 3147468 E-Mail: info@studioprogettazioneacustica.it</p>	<p>STUDIO SICUREZZA</p>	 <p>Ing. Antonio Falcone Tel. 0884.534378 Fax. 0884.534378 E-Mail: ing.falcone@alice.it</p>		
<p>OPERA</p>	<p>Progetto definitivo per la realizzazione dell'impianto agro-fotovoltaico integrato con allevamento ovi-caprino, di potenza pari a 49,912 MWp, e sistema di accumulo di energia elettrica di 25MW/50MWh, con potenza complessiva ai fini della connessione pari a 75 MW, su terreni con vincolo ZVN (zone a vulnerabilità da nitrati - d.g.r. n. 1408 del 06/09/2016), come programma di riconversione temporanea e miglioramento bio-strutturale dei suoli oggetto dell'intervento e delle falde sotterranee, finalizzato al recupero del loro valore agronomico, nonché delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio dell'impianto.</p>				
<p>PROCEDIMENTO</p>	<p style="text-align: center;">ISTANZA DI AUTORIZZAZIONE UNICA ai sensi dell'art. 12 del D.lgs. 387/2003 e s.m.i.</p>				
<p>OGGETTO</p>	Folder: Relazioni e documenti del progetto definitivo dell'impianto			Sezione: A	
	Nome Elaborato: JOQSENO_RelazioneTecnicaProgetto.pdf			Codice Elaborato: A13	
	Descrizione Elaborato: Relazione Tecnica del progetto				
<p>02</p>	<p>Dicembre 2020</p>	<p>Integrazioni procedimento A.U.</p>	<p>Ing. M. A. Merlino</p>	<p>Ing. A. Mezzina</p>	<p>LUCKY WIND S.p.a.</p>
<p>01</p>	<p>Gennaio 2020</p>	<p>Progetto definitivo per Istanza di A.U.</p>	<p>Ing. M. A. Merlino</p>	<p>Ing. A. Mezzina</p>	<p>LUCKY WIND S.p.a.</p>
<p>00</p>	<p>Luglio 2019</p>	<p>Richiesta di V.I.A.</p>	<p>Ing. M. A. Merlino</p>	<p>Ing. A. Mezzina</p>	<p>LUCKY WIND S.p.a.</p>
<p>Rev.</p>	<p>Data</p>	<p>Oggetto della revisione</p>	<p>Elaborazione</p>	<p>Verifica</p>	<p>Approvazione</p>
<p>Scala: /</p>		<p>Codice Pratica JOQSENO</p>			
<p>Formato: A4</p>					



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. ing. Antonio
Via T. Solis, 128 - 71016 San Severo (FG)
P. IVA 02037220718
☎ 0882-228072 / ☎ 0882-243651
✉: info@studiomezzina.net



PROPONENTE:

LUCKY WIND s.p.a.

Sede Legale: Piazza C. Battisti, 27 | 71121 Foggia
Tel.: 0881.630470-630404 | Fax 0881.630417
C.F. e P.IVA 02116900719

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO INTEGRATO CON ALLEVAMENTO OVI-CAPRINO, DI POTENZA PARI A 49,912 MWp, E SISTEMA DI ACCUMULO DI ENERGIA ELETTRICA DI 25MW/50MWH, CON POTENZA COMPLESSIVA AI FINI DELLA CONNESSIONE PARI A 75 MW, SU TERRENI CON VINCOLO ZVN (ZONE A VULNERABILITÀ DA NITRATI - D.G.R. N. 1408 DEL 06/09/2016), COME PROGRAMMA DI RICONVERSIONE TEMPORANEA E MIGLIORAMENTO BIO-STRUTTURALE DEI SUOLI OGGETTO DELL'INTERVENTO E DELLE FALDE SOTTERRANEE, FINALIZZATO AL RECUPERO DEL LORO VALORE AGRONOMICO, NONCHÉ DELLE OPERE CONNESSE E DELLE INFRASTRUTTURE INDISPENSABILI ALLA COSTRUZIONE E ALL'ESERCIZIO DELL'IMPIANTO.

RELAZIONE TECNICA

SOMMARIO

1.	CARATTERISTICHE GENERALI DELL'OPERA.....	4
1.1	Premessa	4
1.2	MODALITÀ DI CONNESSIONE ALLA RTN.....	6
1.3	Inquadramento territoriale dell'area di progetto.....	8
2.	NORME E LEGGI.....	12
2.1	Leggi di riferimento.....	12
2.2	Norme e/o guide di riferimento	13
2.3	Elenco degli Enti competenti per il loro rilascio compresi i soggetti gestori delle reti infrastrutturali	15
3.	CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	17
3.1	Consistenza dell'impianto fotovoltaico	17
3.2	Sottoimpianto OVEST	18
3.3	Sottoimpianto EST	21
3.4	RIEPILOGO GENERALE COSTITUZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	23
3.5	Moduli fotovoltaici	25
3.6	Strutture di sostegno del generatore fotovoltaico.....	28
3.7	Collegamenti elettrici del campo fotovoltaico	31
3.8	Inverter solare	33
3.9	CABINE ELETTRICHE di conversione cc/CA e trasformazione bt/MT.....	36
3.10	locali tecnici	40
4.	RETE ELETTRICA DI DISTRIBUZIONE.....	42
4.1	Linee di media tensione.....	42
4.2	Linee di bassa tensione.....	47
5.	CABINA PRIMARIA PRODUTTORE 30/150KV	49
5.1	Schema di CONDIVISIONE DI STALLO.	49
5.2	UBICAZIONE DELLA SOTTOSTAZIONE PRODUTTORE.....	50
5.3	Profilo piano altimetrico dell'area.	51
5.4	Dimensionamento di massima della cabina primaria produttore e scelte progettuali.	51
5.5	Struttura della Sottostazione Produttore.....	52
5.6	Locali tecnici della Sottostazione produttore.....	53
5.7	LAYOUT DELLO STALLO PER LA CONNESSIONE ALLA SE-RTN	56
6.	IMPIANTO DI STORAGE.....	60
6.1	GENERALITÀ SUI SISTEMI DI STORAGE.....	60
6.2	Il ruolo dello storage.....	62
6.3	Principali caratteristiche del progetto	63
6.4	UBICAZIONE e layout DELLA STAZIONE DI ACCUMULO.....	70
7.	PROTEZIONI ELETTRICHE.....	72



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
 MEZZINA dott. ing. Antonio
 Via T. Solis, 128 - 71016 San Severo (FG)
 P. IVA 02037220718
 ☎ 0882-228072 / 📠 0882-243651
 ✉ info@studiomezzina.net



8.	SISTEMA DI MISURA DELLA ENERGIA	73
8.1	Misura energia al punto di consegna.....	73
9.	IMPIANTI AUSILIARI DI CAMPO.....	74
9.1	Generalità	74
9.2	Impianto di illuminazione	74
9.3	Impianto di rivelazione intrusione.....	77
9.4	Impianto di video-sorveglianza.....	79
10.	IMPIANTO DI SUPERVISIONE E CONTROLLO.....	82
11.	IMPIANTO DI MESSA A TERRA	84
12.	PROTEZIONE SCARICHE ATMOSFERICHE.....	86
12.1	Riduzione del rischio fulminazione - accorgimenti costruttivi.....	86
12.2	Riduzione del rischio fulminazione - installazione SPD.....	87
13.	DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO E SUE FASI.....	88
13.1	Realizzazione intervento.....	88
13.2	CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI DI ESECUZIONE	89
13.3	DISMISSIONE DELL'IMPIANTO	90
14.	ANALISI RICADUTE SOCIALI-OCCUPAZIONALI	91
14.1	L'impianto fotovoltaico.....	91
14.2	L'allevamento ovini da latte e carne.....	92

STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA

Ing. Mezzina Antonio

1. CARATTERISTICHE GENERALI DELL'OPERA

1.1 PREMESSA

La presente relazione è relativa alla progettazione definitiva dell'Impianto Agro-Fotovoltaico **integrato con allevamento ovi-caprino**, che la società **LUCKY WIND S.P.A.** intende realizzare in località "PANETERIA DEL CONTE", Comune di Manfredonia (FG), e delle opere connesse ed infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio dell'impianto, anch'esse interamente nel Comune di Manfredonia, alla località "POSTA MACCHIA ROTONDA", con potenza teorica di picco del generatore fotovoltaico pari a circa **49,912 MWp**, e sistema di accumulo di energia elettrica di **25MW/50MWh** e potenza ai fini della connessione pari a **75 MW**.

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

In Fig. 1 è rappresentato schematicamente il principio di funzionamento di un generatore fotovoltaico, dal punto di generazione al punto di trasformazione da bassa a media tensione.

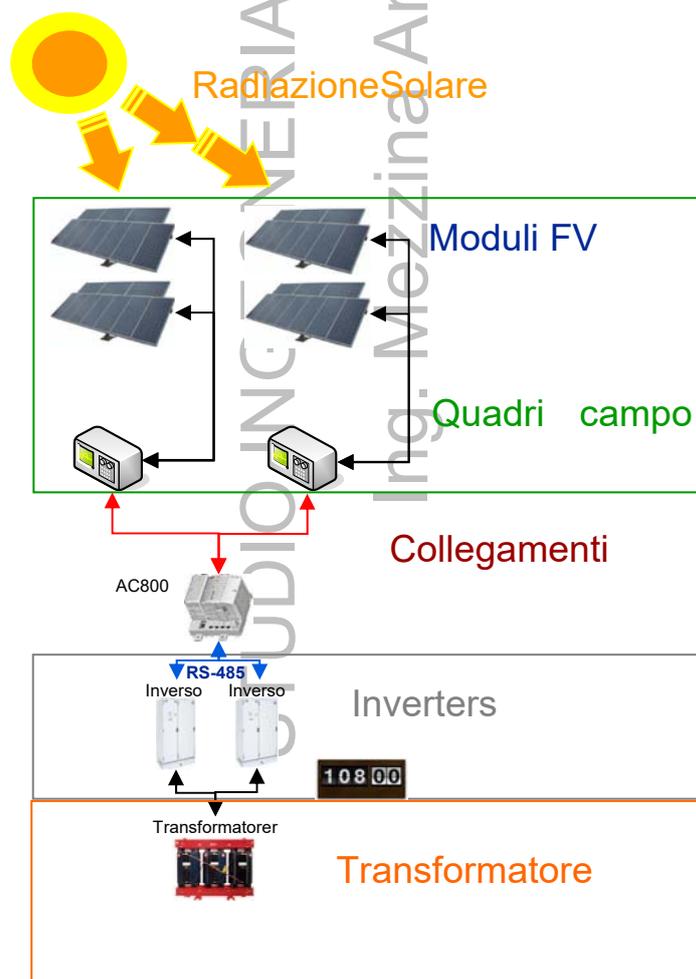


Fig. 1. Schema di principio del generatore fotovoltaico



Il progetto è stato inizialmente presentato in Valutazione di Impatto Ambientale in data [06/08/2019](#), acquisita al protocollo [2019/0000041199](#), cui seguiva Comunicazione di avvio del Procedimento ed indizione della Conferenza dei Servizi per il giorno 5 Marzo 2020, con codice pratica [2019/00067VIA](#).

Successivamente il progetto è stato presentato presso il Servizio Energie Rinnovabili, Reti ed Efficienza Energetica mediante istanza di Autorizzazione Unica ai sensi del Decreto n. 387/2003, con codice pratica [JQQSENO](#). Il 17/04/2020 il competente ufficio riscontrava l'istanza, dichiarandone l'improcedibilità, e richiedendo di integrare la documentazione allegata all'istanza.

Nella versione depositata il progetto prevedeva di connettersi alla RTN sfruttando una Stazione di Trasformazione-elevazione già esistente ed esercita, di proprietà della Lucky Wind S.R.L., all'interno della quale sarebbe stato realizzato un nuovo montante di trasformazione MT/AT con un sistema di sbarre, ed un nuovo locale tecnico dedicato.

Nel lasso di tempo intercorso tra la prima presentazione del progetto e le attuali integrazioni, gli obiettivi imposti dal Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNEIC) in termini di incremento delle energie da fonte rinnovabile hanno determinato, quale effetto collaterale, un decremento sempre maggiore della qualità della Rete di Trasmissione nazionale, a causa della natura instabile della generazione da fonte rinnovabile. Tale problema tecnico può essere mitigato, mantenendo alta la qualità dei servizi forniti dal sistema elettrico nazionale, grazie all'utilizzo di [SISTEMI DI STOCCAGGIO](#) dell'energia, che consentono di modulare l'energia immessa in rete.

Nel PNEIC è indicato come obiettivo al 2030 la realizzazione di 6 GW di sistemi di accumulo per abilitare la Transizione Energetica: tra di essi, sebbene sia previsto che la quota maggiore sia coperta da impianti di pompaggio, un ruolo rilevante è ricoperto anche dai sistemi di accumulo elettrochimico, anche noti come Energy Storage Systems (ESS).

Inoltre, sui terreni di che trattasi le competenti Autorità in materia Agraria hanno apposto il vincolo ZVN (Zone a Vulnerabilità da Nitrati - D.G.R. n. 1408 del 06/09/2016) che, per qualunque coltivazione agricola, impone l'obbligo di rispettare un rigido disciplinare di regole e limitazioni nonché un programma pluriennale di riconversione, necessario al miglioramento e recupero del loro valore agronomico. Tuttavia, i programmi di riconversione, prevedendo una forte riduzione del contributo "chimico" nelle coltivazioni, si basano fondamentalmente sulla limitazione delle colture praticabili in modo da sfruttare solo le caratteristiche geologiche del terreno coadiuvate dall'apporto idrico esterno (corsi d'acqua, impianti di irrigazione, etc.), il che, per i terreni oggetto del presente studio, stante la loro caratteristica geologica di natura prevalentemente argillosa e la mancanza di qualsivoglia apporto idrico artificiale (trattasi di zona esclusa dal comprensorio idrico del Consorzio di Bonifica di Capitanata), comporterebbe nei fatti la loro messa a riposo e quindi, nessuna coltivazione.

Pertanto la società proponente, per superare tale criticità, ha inteso migliorare il progetto già presentato trasformandolo in un progetto di tipo agro-fotovoltaico integrato con allevamento ovino.

La proponente intende pertanto, in definitiva, modificare il progetto con le seguenti componenti:

- un sistema di accumulo elettrochimico da 25MW di potenza e con una capacità di 50MWh;
- Una sottostazione produttore autonoma.
- L'integrazione con un allevamento ovino.

1.2 MODALITÀ DI CONNESSIONE ALLA RTN

La proponente **LUCKY WIND S.P.A.** ha ottenuto Preventivo di Connessione dal Gestore di rete TERN A SpA, con lettera Prot. TERN A/P2019 0088706 del 17.12.2019, codice Pratica 201900135, la cui Soluzione Tecnica Minima Generale prevede la connessione “... in antenna a 150kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della RTN 380/150kV di Manfredonia.” stabilendo altresì la necessità di condivisione dello Stallo in Stazione con altri realizzandi impianti di produzione.



Fig. 1. Inquadramento su ortofoto opere di Rete: in blu, l'elettrodotto dorsale MT 20kV; in Ciano, la SSE Produttore; in Arancio, l'area dedicata a Storage; in verde chiaro, le apparecchiature AT per la condivisione Stallo; in viola, l'elettrodotto AT 150kV per la condivisione stallo; in Verde, l'area occupata dalla esistente SE TERNA; in rosso, la posizione dello Stallo 150kV di rete esistente.

L'impianto oggetto della presente relazione condividerà lo Stallo di Rete esistente in SE “Manfredonia” con l'impianto riconducibile alla società Lucky Wind 4 S.r.l., (codice pratica **2011/07005145**).



In particolare, i due impianti costituiranno una connessione del tipo in condominio (o a grappolo) di alta tensione e condivideranno lo stallo cavo di alta tensione ed il cavo interrato AT di collegamento alla SE Manfredonia. Il condominio così costituito sarà connesso ad un unico stallo produttore, già esistente ed in esercizio in capo alla Società Lucky Wind 4 s.r.l., in SE-RTN TERNA di Manfredonia, che costituirà l'impianto di rete per la connessione.

Il layout delle Sottostazioni e dell'area condominiale tra i produttori è stato definito mediante apposito accordo privato, secondo la rappresentazione planimetrica riportata in **fig. 2**.

Con istanza del 26.05.2020 la Società, presentando l'opportuna e necessaria documentazione, depositava istanza di Benestare Tecnico per le opere di Rete al gestore di rete nazionale.

Con successiva istanza di riesame del 30.07.2020 la Società richiedeva a TERNA la modifica della potenza di connessione da 50MW a 75MWp, comunicando la miglioria progettuale consistente nell'aggiunta del sistema di accumulo da 25MWp.

STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA

Ing. Mezzina Antonio

1.3 INQUADRAMENTO TERRITORIALE DELL'AREA DI PROGETTO

L'area su cui verrà realizzato il progetto è sita nella regione **Puglia**, in Provincia di Foggia, nel territorio comunale di **Manfredonia**. Le coordinate geografiche baricentriche del sito di installazione del generatore fotovoltaico sono:

Latitudine
41°26'30"N

Longitudine
15°46'41"E



Fig. 2. Inquadramento di ampio raggio su ortofoto dell'area di intervento, situata all'incirca a circa 18km ad Est di Foggia, e circa 23km a SUD-Ovest di Manfredonia: a SUD, individuata con segnaposto azzurro, la centrale fotovoltaica; in rosso, il percorso dell'elettrodotto dorsale; a NORD, individuata con segnaposto rosso, il punto di connessione alla RTN.

Le aree necessarie alla realizzazione del Generatore Fotovoltaico sono nella disponibilità della Società Proponente grazie ad accordi già stabiliti con la Ditta Proprietaria dei Fondi, per mezzo di contratti preliminari di diritto di superficie, servitù di passaggio e cavidotto, ed accordi di condivisione di stallo per la connessione alla RTN.



Fig. 3. Planimetria su ortofoto del Progetto, tra le località Panetteria del Conte/Borgo Fonte Rosa e Posta Macchiarotonda (entrambe in agro di Manfredonia). In evidenza la pianificazione sovraordinata interferente.

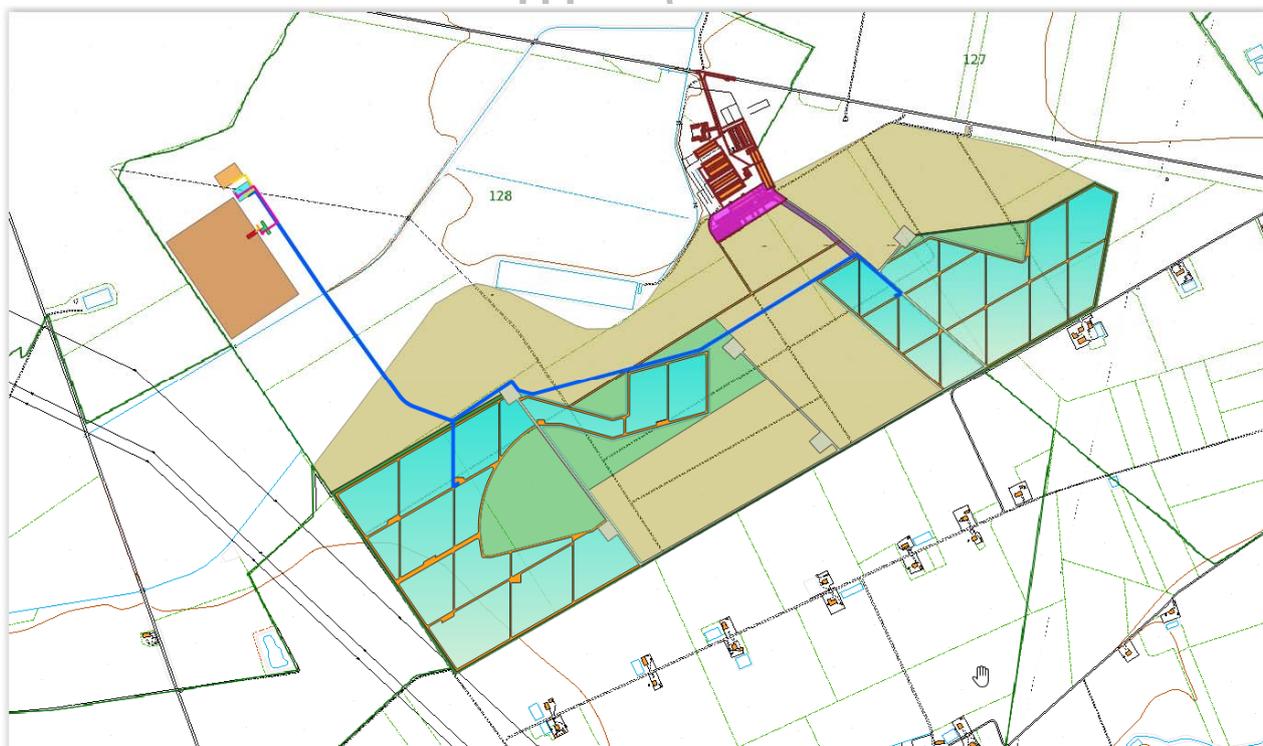


Fig. 4. Dettaglio planimetrico su CTR - area Parco Fotovoltaico, in località "Masseria Panetteria del Conte". In Celeste, le aree impegnate dal generatore Fotovoltaico; in verde, le aree destinate a pascolo. In seppia, le aree destinate a coltivazione; Con tratto blu, le linee dorsali MT a 20kV; in alto a sinistra sono visibili, dall'alto verso il basso, lo Storage, la Sottostazione Produttore, le opere per la condivisione stallo. In Magenta, l'area destinata a ricovero delle greggi.

Dati del sito:

- **Temperatura: variazioni** tra la minima e la massima di -3°C e $+45^{\circ}\text{C}$;
- **Vento:** la condizione estrema del vento (3 secondi, periodicità 50 anni) alla massima altezza di installazione dei moduli è stimata in 35 m/s ;
- **Frequenza di fulminazione:** il sito è caratterizzato da 0.5 impatti/ km^2 all'anno;
- **Grandine:** evento straordinario;
- **Neve:** evento straordinario.
- **Sismicità: zona 2**

Nella successiva **Fig. 5** sono riportati i gradienti di irraggiamento sul territorio nazionale con evidenziata l'area dell'intervento.



Fig. 5. Grado di irraggiamento annuale sul territorio nazionale

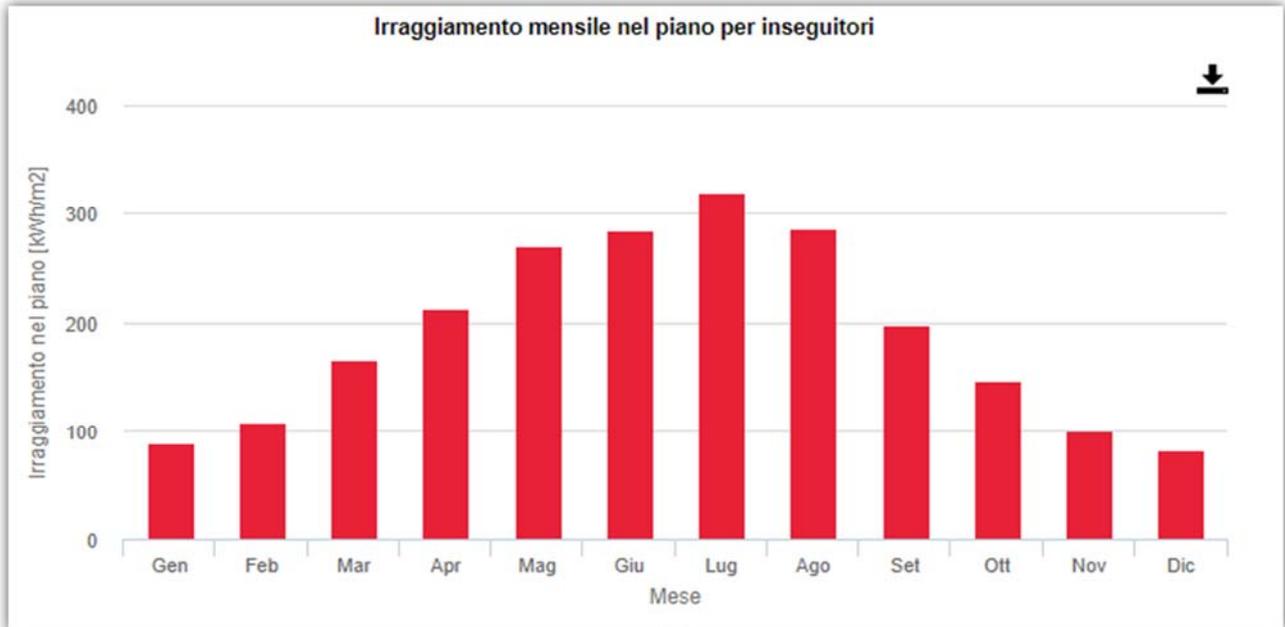


Fig. 6. Grado di irraggiamento complessivo sul piano dei moduli mensile in località Panetteria del Conte (fonte PVGIS)

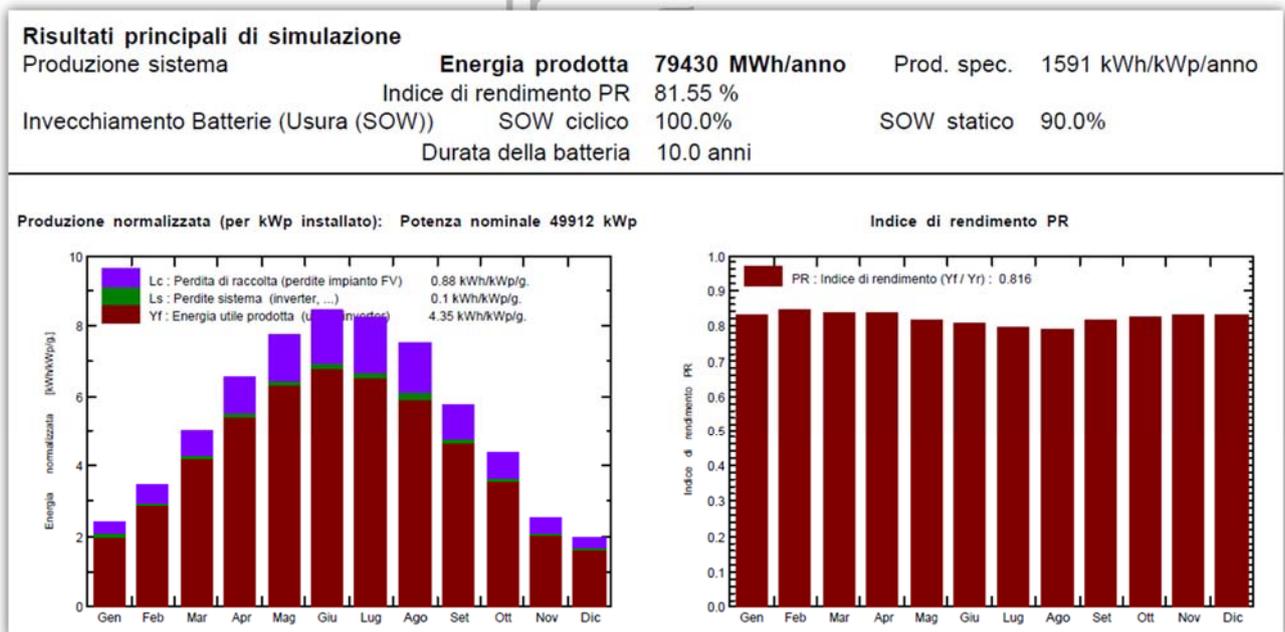


Fig. 7. Stima della producibilità dell'impianto (elaborazione PVSYSY, dati meteo METEONORM 7.2)

2. NORME E LEGGI

2.1 LEGGI DI RIFERIMENTO

- LRif1. D.Lgs. 9 aprile 2008 n. 81 “Attuazione dell’art. 1 della legge 3 aprile 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”;
- LRif2. D.Lgs. 3 agosto 2009, n. 106 “Disposizioni integrative e correttive del D. Lgs. 9 aprile 2008 n. 81 in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”;
- LRif3. Legge n. 186/1968: “Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici”;
- LRif4. D.M. 16-02-82: “Modificazioni del decreto ministeriale 27 settembre 1965, concernente la determinazione delle attività soggette alle visite di prevenzione”;
- LRif5. D.P.R. 380/1, capo V: “Norme per la sicurezza degli impianti”.
- LRif6. D.P.R. n° 462 del 22 ottobre 2001 “Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici pericolosi”;
- LRif7. “Testo Unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative”, approvato con D.L. 26/10/1995 n. 504 ed integrato con le modifiche apportate dal D. Lgs. 02/02/2007 n. 26
- LRIF8. Delibera AEEG n. 88/07 “Disposizioni in materia di misura dell’energia elettrica prodotta da impianti di generazione”
- LRif9. D.Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387 Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- LRif10. D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152 “Norme in materia ambientale”.
- LRif11. D.Lgs. 30 maggio 2008, n. 115 “Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE.
- LRif12. Decreto Interministeriale 2017 – SEN2017
- LRif13. L.R. PUGLIA n.11 /2001, “Norme sulla valutazione dell’impatto ambientale”;
- LRif14. L.R. PUGLIA 21 ottobre 2008, n. 31, “Norme in materia di produzione di energia da fonti rinnovabili e per la riduzione di immissioni inquinanti e in materia ambientale”.



- LRif15. D.G.R. PUGLIA n. 176 del 16/02/2015 e ss.mm.ii. "Piano Paesaggistico Territoriale Regionale".
- LRif16. D.G.R. 1748 del 15/12/2000 "Piano Urbanistico Territoriale Tematico "Paesaggio" (PUTT/p)"
- LRif17. Delibera Autorità di Bacino della Puglia, n. 25 del 15.12.2004 "Adozione del Piano di Bacino della Puglia, Stralcio "assetto idrogeologico" e delle relative misure di salvaguardia.", e ss.mm.ii.;
- LRif18. D.G.R. 3029/2010," Approvazione della Disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica"
- LRif19. L.R. 24/2010, "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".
- LRif20. L.R. 25/2012, "R egolazione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.";
- LRif21. Regolamento regionale 29/2012, Modifiche urgenti, ai sensi dell'art. 44 comma 3 dello Statuto della Regione Puglia (L.R. 12 maggio 2004, n. 7), del Regolamento Regionale 30 dicembre 2012, n. 24 "Regolamento attuativo del Decreto del Ministero dello Sviluppo 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.";
- LRif22. D.G.R. 2122 del 23/10/2012, "Indirizzi per l'integrazione procedimentale e per la valutazione degli impatti cumulativi di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nella Valutazione di Impatto Ambientale.";
- LRif23. L.R. n.38 del 16/07/2018, Modifiche e integrazioni alla legge regionale 24 settembre 2012, n. 25 (Regolazione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili)".

2.2 **NORME E/O GUIDE DI RIFERIMENTO**

I documenti normativi e/o guide di riferimento, congiuntamente alle varianti e/o errata corrige eventualmente intervenute, sono da intendersi applicabili nella loro edizione in vigore al momento di emissione del presente documento.

L'applicazione di eventuali varianti e/o errata corrige che intervengano dopo l'emissione del presente documento ma prima della realizzazione delle opere potrà essere sottoposta all'attenzione del progettista da parte del soggetto responsabile della costruzione.

- NRif1. CEI 64-8: “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua”;
- NRif2. CEI 82-25 “Guida alla realizzazione di sistemi di generazione di energia fotovoltaica collegati alle reti elettriche dei sistemi di Media e Bassa Tensione”.
- NRif3. CEI 11-25 (EN 60909-0): “Correnti di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata, Parte 0: Calcolo delle correnti”;
- NRif4. CEI 99-2 (EN 61936-1) “Impianti elettrici a tensione > 1 kV c.a.”;
- NRif5. CEI 99-3 (EN 50522) “Messa a terra degli impianti elettrici a tensione > 1 kV c.a.”
- NRif6. CEI 9-17 – 2006 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica Linee in cavo”;
- NRif7. CEI 99-5 “Guida per l’esecuzione degli impianti di terra delle utenze attive e passive connesse ai sistemi di distribuzione con tensione superiore a 1 kV in c.a.”;
- NRif8. CEI 64-14 “Guida alle verifiche degli impianti elettrici utilizzatori”;
- NRif9. CEI EN 50618 “Cavi elettrici per impianti fotovoltaici”
- NRif10. EI EN 60076-11 “Trasformatori di potenza – Parte 11: trasformatori di tipo a secco”
- NRif11. CEI EN 62305-1 “Protezione contro i fulmini. Parte 1: principi generali”;
- NRif12. CEI EN 62305-2 “Protezione contro i fulmini. Parte 2: valutazione del rischio dovuto al fulmine”;
- NRif13. CEI EN 62305-3 “Protezione contro i fulmini. Parte 3: danno materiale alle strutture e pericolo per le persone”;
- NRif14. CEI EN 62305-4 “Protezione contro i fulmini. Parte 4: impianti elettrici ed elettronici nelle strutture”;
- NRif15. CEI 99-4 “Guida per l’esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale”;
- NRif16. CEI 0-16 “Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica”;
- NRif17. ENEL “Guida per le connessioni alla rete elettrica di ENEL distribuzione”, ed. 5.0. Marzo 2015;



2.3 ELENCO DEGLI ENTI COMPETENTI PER IL LORO RILASCIO COMPRESI I SOGGETTI GESTORI DELLE RETI INFRASTRUTTURALI

Nel prospetto che segue viene riportato l'elenco, comunque non esaustivo, degli Enti competenti per il rilascio dei pareri e nulla osta:

N	Ente	PEC
1	Comune di Manfredonia	protocollo.generale@cert.comune.foggia.it
2	Telecom Italia SpA	telecomitalia@pec.telecomitalia.it
3	ARPA Puglia-Dipartimento Prov.le di Foggia	dap.fg.arpapuglia@pec.rupar.puglia.it
4	Area Politiche per lo Sviluppo, il Lavoro e l'Innovazione -Servizio Energia, Reti e Infrastrutture materiali per lo sviluppo	servizio.energiesinnovabili@pec.rupar.puglia.it
5	Area Politiche per la mobilità e qualità urbana -Servizio Assetto del Territorio, Ufficio Paesaggio	servizio.assettoterritorio@pec.rupar.puglia.it
6	Area Politiche per l'Ambiente le Reti e la Qualità Urbana, Servizio tutela delle acque	servizio.tutelacque@pec.rupar.puglia.it
7	Area Politiche per l'Ambiente, le Reti e la Qualità Urbana -Ufficio Espropri	ufficioespropri.regionepuglia@pec.rupar.puglia.it
8	Area Politiche per la riqualificazione, la tutela e la sicurezza ambientale e per l'attuazione delle opere pubbliche -Servizio LL.PP. Ufficio coordinamento strutture tecniche provinciale Foggia	ufficio.coord.stp.fg@pec.rupar.puglia.it
9	Area Politiche per lo sviluppo economico, lavoro e innovazione - Servizio Attività Economiche Consumatori, Ufficio controllo e gestione del P.R.A.E.	attivitaestrattive@pec.rupar.puglia.it
10	Dipartimento agricoltura, sviluppo rurale ed ambientale -Sezione Foreste, servizio territoriale Foggia	servizio.foreste.fg@pec.rupar.puglia.it
11	Dipartimento agricoltura, sviluppo rurale ed ambientale -Sezione Risorse Idriche	servizio.risorseidriche@pec.rupar.puglia.it
12	Ufficio Provinciale Sezione Agricoltura di Foggia	upa.foggia@pec.rupar.puglia.it
13	Ufficio Parco Tratturi Provincia di Foggia	parcotratturi.foggia@pec.rupar.puglia.it
14	Provincia di Foggia	protocollo@cert.provincia.foggia.it
15	Ministero per i Beni e le Attività Culturali -Direzione Regionale	mbac-dr-pug@mailcert.beniculturali.it
16	Soprintendenza Archeologia, Belle Arti e Paesaggio per le province di Barletta-Andria-Trani e Foggia	mbac-sabap-fg@mailcert.beniculturali.it
17	Soprintendenza per i Beni Archeologici per la Puglia	mbac-sba-pug@mailcert.beniculturali.it
18	Ministero Sviluppo Economico -Dipartimento per le Comunicazioni - Ispettorato Territoriale Puglia -Basilicata	dgat.div03.isppbm@pec.mise.gov.it



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
 MEZZINA dott. ing. Antonio
 Via T. Solis, 128 - 71016 San Severo (FG)
 P. IVA 02037220718
 ☎ 0882-228072 / 📠 0882-243651
 ✉ info@studiomezzina.net



N	Ente	PEC
19	Ministero dello Sviluppo Economico -Direzione Generale per l'Energia e le Risorse Minerarie -UNMIG -Ufficio 14	dgsunmig.div04@pec.mise.gov.it
20	Direzione Generale Territoriale Sud – Sezione U.S.T.I.F.	Dgt.sudbari@pec.mit.gov.it
21	Ministero della Difesa – Direzione Generale dei Lavori e del Demanio	geniodife@postacert.difesa.it
22	Comando VV.F. Foggia	com.prev.foggia@cert.vigilfuoco.it
23	Aeronautica Militare -Comando III Regione Aerea Reparto Territorio e Patrimonio -Ufficio Servitù Militari	aeroscuoleaeroregione3@postacert.difesa.it
24	Marina Militare Comando in Capo del Dipartimento Militare Marittimo dello Jonio e del Canale d'Otranto-Comando Militare Esercito Puglia	maridipart.taranto@postcert.difesa.it
25	Comando Militare Esercito "Puglia" (CRFC)	cme_puglia@postacert.difesa.it
26	Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Meridionale Sede Puglia	segreteria@pec.adb.puglia.it
27	ENAC -Direzione Operazioni SUD c/o Blocco Tecnico ENAV -CAAV Napoli	protocollo@pec.enac.gov.it
28	ENAV S.p.A.	protocollogenerale@pec.enav.it
29	Provincia di Foggia Servizio Ambiente	protocollo@cert.provincia.foggia.it
30	Area Politiche per l'Ambiente le Reti e la Qualità Urbana, Servizio tutela delle acque	servizio.tutelacque@pec.rupar.puglia.it
31	Area Politiche per l'Ambiente le Reti e la Qualità Urbana, Servizio Urbanistica	serviziourbanistica.regione@pec.rupar.puglia.it
32	SNAM RETE GAS -Distretto Sud-Orientale	distrettosor@pec.snamretegas.it
33	TERNA Spa c/o TERNA RETE ITALIA Spa	info@pec.terna.it ternareteitaliaspa@pec.terna.it
34	ENEL Distribuzione SPA	e-distribuzione@pec.e-distribuzione.it
35	ASL Foggia	aslfg@mailcert.aslfg.it
36	Centro Informazioni Geotopografiche Aeronautiche (CIGA)	aerogeo@postacert.difesa.it
37	Agenzia delle Dogane di Foggia	dogane.foggia@pec.adm.gov.it
38	ANAS s.p.a.	servizioclienti@postacert.stradeanas.it
39	Consorzio per la Bonifica della Capitanata	consorzio@pec.bonificacapitanata.it
40	Acquedotto Pugliese S.p.A.	acquedotto.pugliese@pec.aqp.it

3. CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

3.1 CONSISTENZA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

In questo paragrafo riportiamo una descrizione generale e sintetica dell'impianto fotovoltaico allo scopo di inquadrare da subito le sue linee e le caratteristiche generali. Nel seguito di questa relazione si approfondiranno in dettaglio tutti gli aspetti tecnici dell'impianto fotovoltaico.

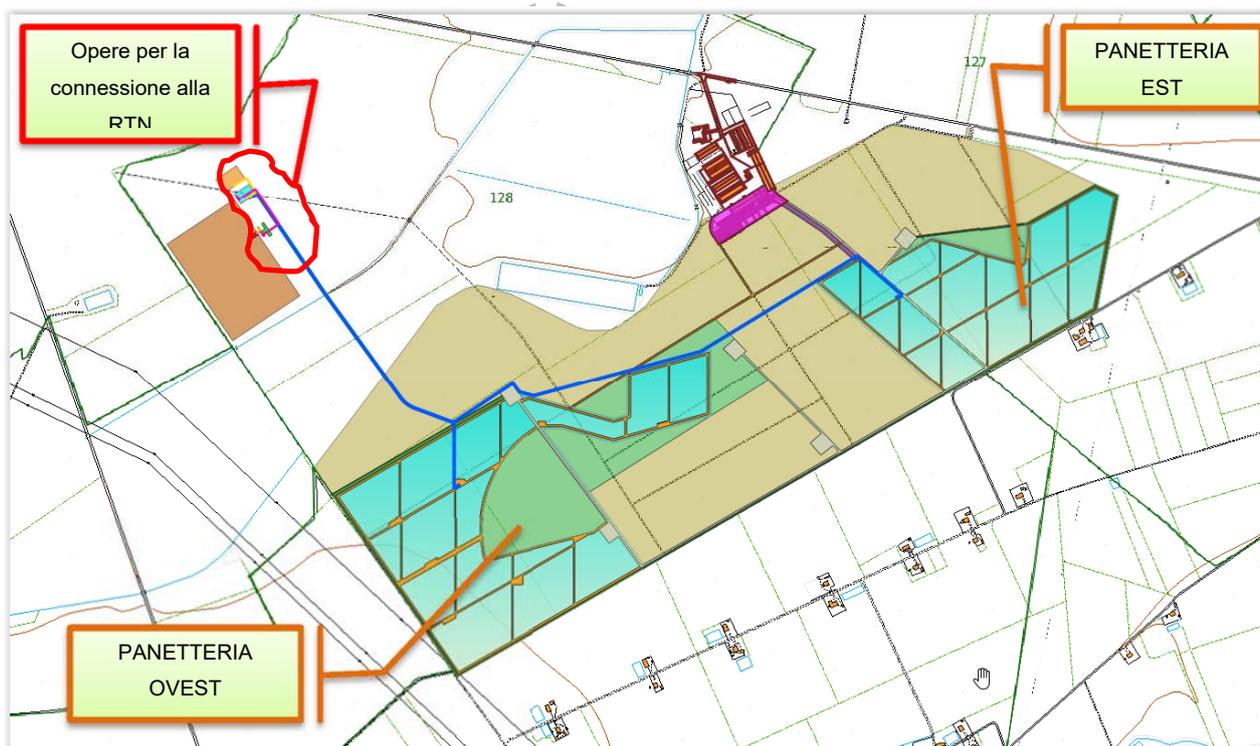


Fig. 8. Layout impianto con identificazione dei due Sotto Impianti Ovest ed EST, elettrodotto dorsale (in blu), e opere per la connessione (in alto a sinistra) su C.T.R.

La centrale fotovoltaica si svilupperà su un'area complessiva lorda di circa **67ha 46a 50ca**, corrispondenti alla superficie utile dei fondi acquisiti.

La superficie effettivamente impegnata dal generatore fotovoltaico, al netto delle perimetrazioni vincolistiche e orografiche, ed interna alla recinzione e viabilità di servizio, è invece di circa **45ha 05a 00ca**, a cui corrisponde una densità di potenza pari a:

$$D = P / S = 49.912.000 / 450.500 = 1,10 \text{ MWp/Ha}$$

L'impianto Fotovoltaico sarà strutturato in **4** sottocampi elettricamente indipendenti, raggruppati in due **SottoImpianti** planimetricamente distinti:



1. Il sottoimpianto EST, della potenza di circa **20,0 MWp** (19,971 Mwp);
2. Il sottoimpianto Ovest, della potenza di circa **30,0MWp** (29,940 Mwp);

I vari sottocampi dei due Sottolimpianti sono strutturati ad anello, facendo capo, mediante elettrodotti interrati in MT, a 4 Cabine di Raccolta-MASTER. Da ciascuna delle Cabine master l'energia viene conferita in SSE tramite un elettrodotto dorsale, di formazione varia e più innanzi specificato.

3.2 SOTTOIMPIANTO OVEST

Il sottoimpianto fotovoltaico "OVEST" avrà una potenza di 29.940 kWp e sarà a sua volta costituito da 2 sottocampi fotovoltaici.

I 2 sottocampi, suddivisi in 9 subcampi, saranno costituiti come segue:

- 1 sottocampo sarà costituito da 4 cabine di trasformazione bT/MT (3 cabine SLAVE, 1 cabina MASTER), ciascuna facente capo ad un subcampo da circa **3,3MWp**, con trasformatori di potenza circa pari a **3.150kVA**, per una potenza complessiva pari a **13,314MWp**;
- Un sottocampo avrà 5 cabine di trasformazione bT/MT (4 cabine SLAVE, 1 cabina MASTER), ciascuna facente capo ad un subcampo da circa **3,3MWp**, con trasformatori di potenza circa pari a **3.150kVA**, per una potenza complessiva pari a **16,626MWp**;

Le suddette cabine di ciascun sottocampo saranno elettricamente collegate ad anello fino alla cabina MT denominata "Cabina MASTER", da cui si diparte il cavidotto dorsale di connessione alla RTN. La scelta di realizzare tale sottoimpianto fotovoltaico suddiviso in 9 subcampi FTV costituisce un buon compromesso tra esigenze di continuità di servizio e limitazione dei costi dell'impianto.

Il sottoimpianto OVEST è composto e strutturato nel modo qui di seguito descritto:

1. n. 1 generatore fotovoltaico (sottocampo: 1) da **13,314MWp**, costituito da 4 cabine di trasformazione; ogni cabina riceverà 17 inverter della potenza di **175kwp**. In particolare:
 - a. Le prime due cabine (Tipico A) saranno alimentate da 6 inverter su ciascuno dei quali confluiranno 408 moduli della potenza di **460Wp**, raggruppati in 34 stringhe da 12 moduli, per un totale di 2448 moduli, e da 11 inverter alimentati da 4752 moduli da **460Wp** raggruppati in 36 stringhe da 12 moduli. Pertanto la potenza complessiva afferente ad ogni cabina di trasformazione Tipico A sarà pari a **3.312 MWp**, per un totale di moduli pari a **7200**.

- b. Le altre due cabine (Tipico B) avranno 3 inverter su ciascuno dei quali confluiranno 408 moduli della potenza di 460Wp, raggruppati in 34 stringhe da 12 moduli, per un totale di 1224 moduli, e da 14 inverter alimentati da 6048 moduli da 460Wp raggruppati in 36 stringhe da 12 moduli. Pertanto la potenza complessiva afferente ad ogni cabina di trasformazione Tipico B sarà pari a 3.345 MWp, per un totale di moduli pari a 7272.

Denominazione settore	area lorda al netto delle ombre [Ha a ca]	Tipo tracker	N. pannelli per tracker	n. Tracker	n. pannelli	stringhe	potenza [kW]	Potenza [MW]	densità specifica [MW/ha]
Panetteria OVEST 30MW	21 90 91	Soltec_48	48	132	6336		2.914,56	2,915	
		Soltec_72	72	816	58752		27.025,92	27,026	
		subtot.		948	65088		29.940,48	29,940	1,37
subcampo 1.1	02 86 50	Soltec_48	48	12	576		264,96	0,265	
		Soltec_72	72	92	6624		3.047,04	3,047	
		subtot.		104	7200		3.312,00	3,312	1,16
subcampo 1.2	02 82 00	Soltec_48	48	6	288		132,48	0,132	
		Soltec_72	72	96	6912		3.179,52	3,180	
		subtot.		102	7200		3.312,00	3,312	1,17
subcampo 1.3	03 00 00	Soltec_48	48	21	1008		463,68	0,464	
		Soltec_72	72	87	6264		2.881,44	2,881	
		subtot.		108	7272		3.345,12	3,345	1,12
subcampo 1.4	02 99 50	Soltec_48	48	24	1152		529,92	0,530	
		Soltec_72	72	85	6120		2.815,20	2,815	
		subtot.		109	7272		3.345,12	3,345	1,12
TOTALI	11 68 00			423	28.944		13.314,24	13,314	1,14

Sottocampi	Tipico Cabina MT	n. Cabina MT	N. Inverter	Stringhe per inverter	Moduli per stringa	Moduli per inverter	stringhe subtot	stringhe tot	Potenza per Inv.	Fattore Impiego Inverter	Moduli subtot	Moduli tot	Potenza nom per cabina [kW]
1	a	1	6	34	12	408	204	600	187,68	1,07	2448	7200	3312
			11	36	12	432	396		198,72	1,14	4752		
	a	2	6	34	12	408	204	606	187,68	1,07	2448	7200	3312
			11	36	12	432	396		198,72	1,14	4752		
	b	3	3	34	12	408	102	504	187,68	1,07	1224	7272	3345,12
			14	36	12	432	504		198,72	1,14	6048		
	b	4	3	34	12	408	102	504	187,68	1,07	1224	7272	3345,12
			14	36	12	432	504		198,72	1,14	6048		
Tot. Sottocampo											28944	13314,24	

2. n. 1 generatore fotovoltaico (sottocampo: 2) da 16,626 MWp, costituito da 5 cabine di trasformazione; ogni cabina riceverà 17 inverter della potenza di 175kw. In particolare:

- a. Le prime tre cabine (Tipico A) saranno alimentate da 6 inverter su ciascuno dei quali confluiranno 408 moduli della potenza di 460Wp, raggruppati in 34 stringhe da 12 moduli, per un totale di 2448 moduli, e da 11 inverter alimentati da 4752 moduli da 460Wp raggruppati in 36 stringhe da 12 moduli. Pertanto la potenza complessiva afferente ad ogni

cabina di trasformazione Tipico **A** sarà pari a **3.312 MWp**, per un totale di moduli pari a **7200**.

- b. Le altre due cabine (Tipico **B**) avranno **3** inverter su ciascuno dei quali confluiranno **408** moduli della potenza di **460Wp**, raggruppati in **34** stringhe da **12** moduli, per un totale di **1224** moduli, e da **14** inverter alimentati da **6048** moduli da **460Wp** raggruppati in **36** stringhe da **12** moduli; Pertanto la potenza complessiva afferente ad ogni cabina di trasformazione Tipico **B** sarà pari a **3.345 MWp**, per un totale di moduli pari a **7272**.

Denominazione settore	area lorda al netto delle ombre [Ha a ca]	Tipo tracker	N. pannelli per tracker	n. Tracker	n. pannelli	stringhe	potenza [kW]	Potenza [MW]	densità specifica [MW/ha]
subcampo 2.1	02 92 00	Soltec_48	48	15	720		331,20	0,331	
		Soltec_72	72	90	6480		2.980,80	2,981	
		subtot.		105	7200		3.312,00	3,312	1,13
subcampo 2.2	02 88 50	Soltec_48	48	15	720		331,20	0,331	
		Soltec_72	72	91	6552		3.013,92	3,014	
		subtot.		106	7272		3.345,12	3,345	1,16
subcampo 2.3	03 22 00	Soltec_48	48	9	432		198,72	0,199	
		Soltec_72	72	95	6840		3.146,40	3,146	
		subtot.		104	7272		3.345,12	3,345	1,04
subcampo 2.4	03 22 00	Soltec_48	48	18	864		397,44	0,397	
		Soltec_72	72	88	6336		2.914,56	2,915	
		subtot.		106	7200		3.312,00	3,312	1,03
subcampo 2.5	03 22 00	Soltec_48	48	12	576		264,96	0,265	
		Soltec_72	72	92	6624		3.047,04	3,047	
		subtot.		104	7200		3.312,00	3,312	1,03
TOTALI	15 46 50			525	36.144		16.626,24	16,626	1,08

Sottocampi	Tipico Cabina MT	n. Cabina MT	N. Inverter	Stringhe per inverter	Moduli per stringa	Moduli per inverter	stringhe tot	Potenza per Inv.	Fattore Impiego Inverter	Moduli subtot	Moduli tot	Potenza cabina [kW]
2	a	1	6	34	12	408	204	187,68	1,07	2448	7200	3312
			11	36	12	432	396	198,72	1,14	4752		
	a	2	6	34	12	408	204	187,68	1,07	2448	7200	3312
			11	36	12	432	396	198,72	1,14	4752		
	a	3	6	34	12	408	204	187,68	1,07	2448	7200	3312
			11	36	12	432	396	198,72	1,14	4752		
	b	4	3	34	12	408	102	187,68	1,07	1224	7272	3345,12
			14	36	12	432	504	198,72	1,14	6048		
	b	5	3	34	12	408	102	187,68	1,07	1224	7272	3345,12
			14	36	12	432	504	198,72	1,14	6048		
Tot. Sottocampo										36144	16626,24	

- 9 cabine di trasformazione in totale;
- n.2 cabina per room controllo e apparecchiature elettroniche e locale guardiania);
- 153 inverter tipo HUAWEI SUN2000-185KTL-H1, di potenza nominale pari a 175KWp (185kVA).

3.3 SOTTOIMPIANTO EST

Il sottoimpianto fotovoltaico “EST” avrà una potenza di **19.971 kWp** e sarà anch’esso costituito da **2** sottocampi fotovoltaici.

I **2** sottocampi, suddivisi in **6** subcampi, saranno costituiti come segue:

- **1** sottocampo sarà costituito da **3** cabine di trasformazione bT/MT (**2** cabine SLAVE, **1** cabina MASTER), ciascuna facente capo ad un subcampo da circa **3,3MWp**, con trasformatori di potenza circa pari a **3.150kVA**, per una potenza complessiva pari a **9,969MWp**;
- Un sottocampo avrà **3** cabine di trasformazione bT/MT (**2** cabine SLAVE, **1** cabina MASTER), ciascuna facente capo ad un subcampo da circa **3,3MWp**, con trasformatori di potenza circa pari a **3.150kVA**, per una potenza complessiva pari a **10,002MWp**;

Le suddette cabine di ciascun sottocampo saranno elettricamente collegate ad anello fino alle cabine MT denominate “Cabina MASTER”, da cui si dipartono i dueavidotti dorsali di connessione alla RTN. La scelta di realizzare tale sottoimpianto fotovoltaico suddiviso in **6** subcampi FTV costituisce un buon compromesso tra esigenze di continuità di servizio e limitazione dei costi dell’impianto.

Il sottoimpianto EST è composto e strutturato nel modo qui di seguito descritto:

1. n. **1** generatore fotovoltaico (sottocampo: **1**) da **9,969MWp**, costituito da **3** cabine di trasformazione; ogni cabina riceverà **17** inverter della potenza di **175kw**. In particolare:
 - a. Le prime due cabine (Tipico **A**) saranno alimentate da **6** inverter su ciascuno dei quali confluiranno **408** moduli della potenza di **460Wp**, raggruppati in **34** stringhe da **12** moduli, per un totale di **2448** moduli, e da **11** inverter alimentati da **4752** moduli da **460Wp** raggruppati in **36** stringhe da **12** moduli. Pertanto la potenza complessiva afferente ad ogni cabina di trasformazione Tipico **A** sarà pari a **3.312 MWp**, per un totale di moduli pari a **7200**.
 - b. L’altra cabina (Tipico **B**) avranno **3** inverter su ciascuno dei quali confluiranno **408** moduli della potenza di **460Wp**, raggruppati in **34** stringhe da **12** moduli, per un totale di **1224** moduli, e da **14** inverter alimentati da **6048** moduli da **460Wp** raggruppati in **36** stringhe da **12** moduli. Pertanto la potenza complessiva afferente ad ogni cabina di trasformazione Tipico **B** sarà pari a **3.345 MWp**, per un totale di moduli pari a **7272**.

Denominazione settore	area lorda al netto delle ombre [Ha a ca]	Tipo tracker	N. pannelli per tracker	n. Tracker	n. pannelli	stringhe	potenza [kW]	Potenza [MW]	densità specifica [MW/ha]
Panetteria EST 20MW	21 90 91	Soltec_48	48	126	6048		2.782,08	2,782	
		Soltec_72	72	519	37368		17.189,28	17,189	
		subtot.		645	43416		19.971,36	19,971	0,91
1.1	02 88 00	Soltec_48	48	9	432		198,72	0,199	
		Soltec_72	72	94	6768		3.113,28	3,113	
		subtot.		103	7200		3.312,00	3,312	1,15
1.2	02 82 00	Soltec_48	48	9	432		198,72	0,199	
		Soltec_72	72	94	6768		3.113,28	3,113	
		subtot.		103	7200		3.312,00	3,312	1,17
1.3	03 14 16	Soltec_48	48	21	1008		463,68	0,464	
		Soltec_72	72	87	6264		2.881,44	2,881	
		subtot.		108	7272		3.345,12	3,345	1,06
TOTALI	08 84 16			314	21.672		9.969,12	9,969	1,13

Sottocampi	Tipico Cabina MT	n. Cabina MT	N. Inverter	Stringhe per inverter	Moduli per stringa	Moduli per inverter	stringhe subtot	stringhe tot	Potenza per Inv.	Fattore Impiego Inverter	Moduli subtot	Moduli tot	Potenza nom per cabina [kW]	
1	a	1	6	34	12	408	204		187,68	1,07	2448	7200	3312	
			11	36	12	432	396	600	198,72	1,14	4752			
	a	2	6	34	12	408	204		187,68	1,07	2448	7200	3312	
			11	36	12	432	396		198,72	1,14	4752			
	b	3	3	34	12	408	102		187,68	1,07	1224	7272	3345,12	
			14	36	12	432	504		198,72	1,14	6048			
	Tot. Sottocampo											21672	9969,12	

2. n. 1 generatore fotovoltaico (sottocampo: 2) da **10,002 MWp**, costituito da **3** cabine di trasformazione; ogni cabina riceverà **17** inverter della potenza di **175kwp**. In particolare:
- La prima cabina (Tipico A) sarà alimentata da **6** inverter su ciascuno dei quali confluiranno **408** moduli della potenza di **460Wp**, raggruppati in **34** stringhe da **12** moduli, per un totale di **2448** moduli, e da **11** inverter alimentati da **4752** moduli da **460Wp** raggruppati in **36** stringhe da **12** moduli. Pertanto la potenza complessiva afferente alla cabina di trasformazione Tipico A sarà pari a **3.312 MWp**, per un totale di moduli pari a **7200**.
 - Le altre due cabine (Tipico B) avranno **3** inverter su ciascuno dei quali confluiranno **408** moduli della potenza di **460Wp**, raggruppati in **34** stringhe da **12** moduli, per un totale di **1224** moduli, e da **14** inverter alimentati da **6048** moduli da **460Wp** raggruppati in **36** stringhe da **12** moduli; Pertanto la potenza complessiva afferente ad ogni cabina di trasformazione Tipico B sarà pari a **3.345 MWp**, per un totale di moduli pari a **7272**.

Denominazione settore	area lorda al netto delle ombre [Ha a ca]	Tipo tracker	N. pannelli per tracker	n. Tracker	n. pannelli	stringhe	potenza [kW]	Potenza [MW]	densità specifica [MW/ha]
2.1	02 98 00	Soltec_48	48	12	576		264,96	0,265	
		Soltec_72	72	93	6696		3.080,16	3,080	
		subtot.		105	7272		3.345,12	3,345	1,12
2.2	03 38 00	Soltec_48	48	33	1584		728,64	0,729	
		Soltec_72	72	79	5688		2.616,48	2,616	
		subtot.		112	7272		3.345,12	3,345	0,99
2.3	03 22 00	Soltec_48	48	42	2016		927,36	0,927	
		Soltec_72	72	72	5184		2.384,64	2,385	
		subtot.		114	7200		3.312,00	3,312	1,03
TOTALI	09 58 00			331	21.744		10.002,24	10,002	1,04

Sottocampi	Tipico Cabina MT	n. Cabina MT	N. Inverter	Stringhe per inverter	Moduli per stringa	Moduli per inverter	stringhe tot	Potenza per Inv.	Fattore Impiego Inverter	Moduli subtot	Moduli tot	Potenza cabina [kW]
2	a	1	6	34	12	408	204	187,68	1,07	2448	7200	3312
			11	36	12	432	396	198,72	1,14	4752		
	b	2	3	34	12	408	102	187,68	1,07	1224	7272	3345,12
			14	36	12	432	504	198,72	1,14	6048		
	b	3	3	34	12	408	102	187,68	1,07	1224	7272	3345,12
			14	36	12	432	504	198,72	1,14	6048		
Tot. Sottocampo											21744	10002,24

3. 6 cabine di trasformazione in totale;
4. n.2 cabine per room controllo e apparecchiature elettroniche e locale guardiania;
5. 102 inverter tipo HUAWEI SUN2000-185KTL-H1, di potenza nominale pari a 175KWp (185kVA).

3.4 RIEPILOGO GENERALE COSTITUZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO.

Denominazione settore	area lorda al netto delle ombre [Ha a ca]	Tipo tracker	N. pannelli per tracker	n. Tracker	n. pannelli	stringhe	potenza [kW]	Potenza [MW]	densità specifica [MW/ha]
Panetteria OVEST 30MW	21 90 91	Soltec_48	48	132	6336		2.914,56	2,915	
		Soltec_72	72	816	58752		27.025,92	27,026	
		subtot.		948	65088		29.940,48	29,940	1,37
Panetteria O-1	11 68 00	Soltec_48	48	63	3024		1.391,04	1,391	
		Soltec_72	72	360	25920		11.923,20	11,923	
		subtot.		423	28944		13.314,24	13,314	1,14
Panetteria O-1	15 46 50	Soltec_48	48	69	3312		1.523,52	1,524	
		Soltec_72	72	456	32832		15.102,72	15,103	
		subtot.		525	36144		16.626,24	16,626	1,08

Denominazione settore	area lorda al netto delle ombre [Ha a ca]	Tipo tracker	N. pannelli per tracker	n. Tracker	n. pannelli	stringhe	potenza [kW]	Potenza [MW]	densità specifica [MW/ha]
Panetteria EST 20MW	21 90 91	Soltec_48 Soltec_72	48	126	6048		2.782,08	2,782	
			72	519	37368		17.189,28	17,189	
			subtot.		645	43416		19.971,36	19,971
Panetteria E-1	08 84 16	Soltec_48 Soltec_72	48	39	1872		861,12	0,861	
			72	275	19800		9.108,00	9,108	
			subtot.		314	21672		9.969,12	9,969
Panetteria E-1	09 58 00	Soltec_48 Soltec_72	48	87	4176		1.920,96	1,921	
			72	244	17568		8.081,28	8,081	
			subtot.		331	21744		10.002,24	10,002
Denominazione settore	area lorda al netto delle ombre [Ha a ca]	Tipo tracker	N. pannelli per tracker	n. Tracker	n. pannelli	stringhe	potenza [kWp]	Potenza [MWp]	densità specifica [MW/ha]
Panetteria 50MW	43 81 82	Soltec_48 Soltec_72	48	258	12384		5.696,64	5,697	
			72	1335	96120		44.215,20	44,215	
			subtot.		1593	108504	9042	49.911,84	49,912

In definitiva l'impianto fotovoltaico, costituito dall'insieme dei due Sottosistemi Ovest e EST, sarà caratterizzato da:

- 1) 108504 moduli fotovoltaici della potenza di 460Wp cadauno;
- 2) 255 inverter da 185kVA;
- 3) 9042 stringhe da 12 moduli cadauna;
- 4) 15 cabine di trasformazione bT/MT 0,8/20kV;
- 5) 2 Cabine Locali tecnici bT;
- 6) 2 Cabine Locale Guardiania;
- 7) 4 sottocampi di potenza, rispettivamente, **13,314MWp, 16,626MWp; 10,002MWp, 9,969MWp.** per una potenza di picco complessiva del generatore fotovoltaico pari a **49,912 MWp**
- 8) 4 elettrodotti dorsali per la connessione tra le cabine Master di ciascun Subcampo e la SSE, di lunghezze pari a circa **2500m, 2250m, 1050m, 1350m.**
- 9) Una sottostazione elettrica Produttore 20/150kV, per la connessione alla RTN. Situata nei pressi della esistente Stazione Elettrica TERNA "Manfredonia" situata in località Macchiarotonda.
- 10) Una Stazione di accumulo situata nei pressi della Stazione Elettrica Produttore 20/150kV.

3.5 MODULI FOTOVOLTAICI

Per questa fase di progettazione definitiva del generatore fotovoltaico ci si è basati sull'impiego di un pannello fotovoltaico in silicio monocristallino scelto fra le macchine tecnologicamente più avanzate presenti sul mercato, dotato di una potenza nominale pari a **460Wp**, costruito da **Sunpower**, appartenente alla **Serie X**, modello **X21-460-COM**, le cui caratteristiche tecniche sono qui di seguito riepilogate:

SERIE X



SUNPOWER®

SunPower Serie X: X21-460-COM

SunPower® Modulo commerciale

I moduli SunPower Serie X combinano la migliore efficienza, durata e garanzia disponibili oggi sul mercato, risultando in maggiore energia e risparmio nel lungo periodo.^{1,2}

Massima Potenza, Minor Spazio

Genera più energia nello spazio disponibile, aiutando la tua azienda a raggiungere gli obiettivi in materia di sostenibilità e risparmio.

Energia e risparmi di lunghissima durata

Progettati per produrre il 60% di energia in più a parità di spazio per oltre 25 anni in condizioni reali, come in presenza di ombre parziali ed elevate temperature.²



Migliore Affidabilità, Migliore Garanzia

Con oltre 25 milioni di moduli installati in tutto il mondo, la tecnologia SunPower ha dimostrato di durare nel tempo. Ecco perché supportiamo i nostri moduli con la migliore garanzia del settore, 25 anni sia sulla potenza che sul prodotto, compresa la più alta garanzia sulla potenza nel settore fotovoltaico.



Fondamentalmente differente. E migliore.



La cella solare Maxeon® SunPower

- Consente la più alta efficienza disponibile a livello di modulo²
- Affidabilità incomparabile³
- La solida base metallica brevettata previene rotture e corrosione




Sostenibile come la sua energia

- Classificato al primo posto nella Silicon Valley Toxics Coalition 2017 Solar Scorecard⁴
- Primo modulo fotovoltaico a ottenere il riconoscimento Cradle to Cradle Certified™ Silver⁵
- Contribuisce a più categorie LEED rispetto ai moduli convenzionali⁶



Fig. 9. Estratto dal datasheet del pannello fotovoltaico di progetto

Il pannello è basato sulla cella solare monocristallina brevettata **MAXEON** caratterizzata dalla più alta efficienza disponibile attualmente a livello di modulo, oltre ad essere caratterizzato da una perdita di efficienza annua molto bassa, quantificata dal costruttore in circa il 10% dopo 25 anni.

PROPRIETA' ELETTRICHE (STC)		
Modulo		SM-DE17M(II)
Potenza massima (Pmax)	[W]	460
Tensione MPP (Vmpp)	[V]	77.3
Corrente MPP (Impp)	[A]	5.95
Tensione a vuoto (Voc)	[V]	90.5
Corrente corto circuito (Isc)	[A]	6.39
Rendimento dei moduli	[%]	21.3
Temperatura di esercizio	[°C]	-40 ~ +85
Massima tensione di sistema	[V]	1500
Massima corrente inversa	[A]	20
Tolleranza della potenza (%)	[%]	± 5

PROPRIETA' MECCANICHE	
Celle	128 (8 x 16)
Tipo delle celle	Monocristallino Maxeon III
Misura delle celle	156 x 156 mm
Barre collettrici delle celle	MBB
Dimensioni (L x P x H)	2.067 x 1046 x 46
Massimo carico	Neve: 5.400Pa
	Vento: 2400 Pa
Peso	25.4 kg
Tipo di connettore	MC4 EVO2 / TS4*
Scatola di giunzione	IP65 con 3 diodi di bypass
Cavo di connessione (L)	2 x4mmq, 1230mm (landscape)
Copertura frontale	Vetro anti riflesso 3.2mm temperato alta trasmissione
Telaio	Alluminio anodizzato classe 2

CERTIFICAZIONI E GARANZIA	
Certificazioni	IEC 61215, IEC 61730-1/-2, UL1703
	IEC 62716 (test ammoniaca)
	IEC 61701(test corrosione acqua salata)
	ISO9001:2008☑️ISO14001:2004☑️OHSAS18001
Resistenza del modulo al fuoco	Class C secondo UL 1703:2002
Garanzia sul prodotto	25 anni
Garanzia sulla resa di Pmax (tolleranza ±5 %)	25 anni garanzia -2% primo anno + lineare -0.55%

COEFFICIENTI DI TEMPERATURA		
NOCT	[°C]	45 ± 2
Pmpp	[%/°C]	-0,29
Voc	[%/°C]	-0,30
Isc	[%/°C]	0,05

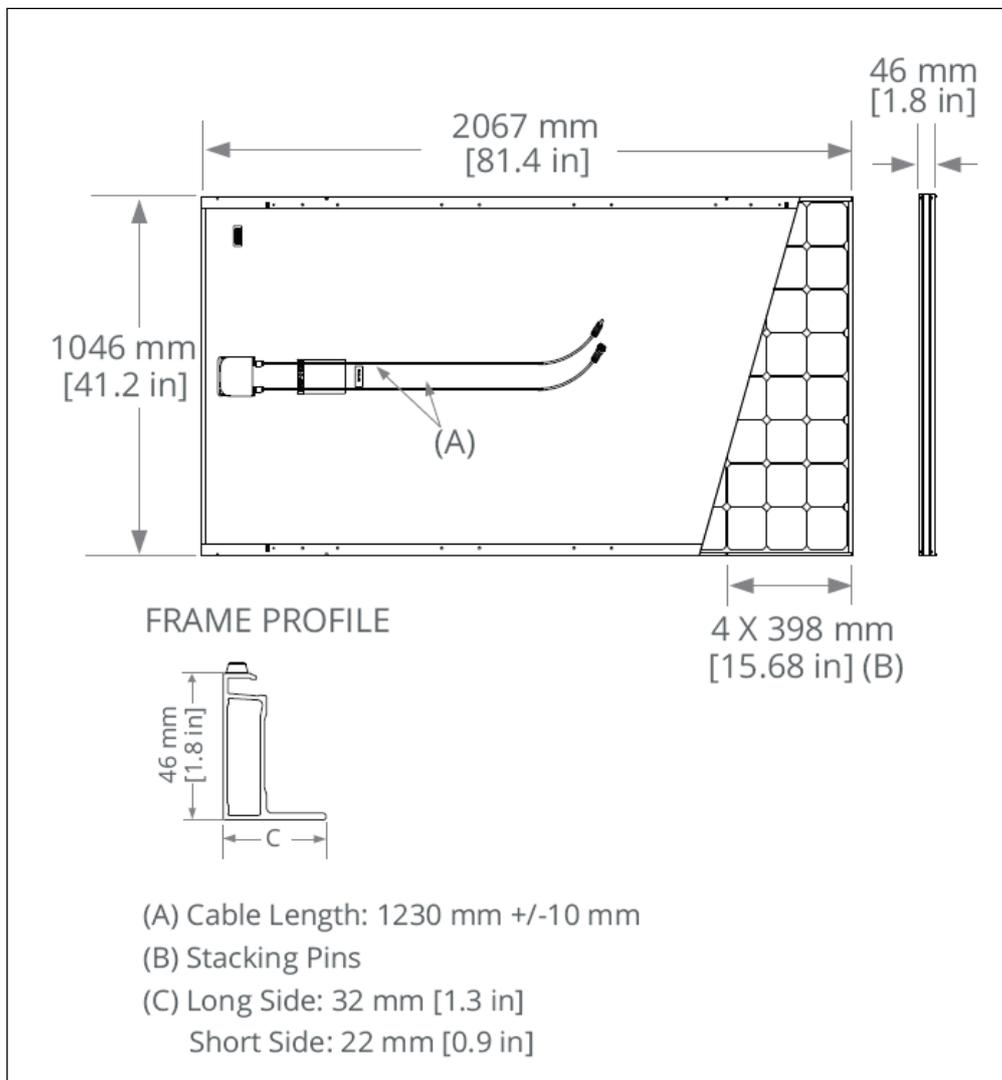


Fig. 10. Estratto dal datasheet del pannello fotovoltaico di progetto: Caratteristiche dimensionali.

In fase realizzativa il pannello potrà essere sostituito da altri analoghi modelli, anche di potenza unitaria superiore, di dimensioni differenti e/o differente tecnologia di conversione, mono o bifacciali, anche di altri costruttori (ad es. Trinasolar, Longi Solar, Canadian Solar, Jinko ed altri) in relazione allo stato dell'arte della tecnologia al momento della realizzazione del Parco, lasciando invariata o di minimizzando l'impronta al suolo a parità di potenza complessivamente installata.

3.6 **STRUTTURE DI SOSTEGNO DEL GENERATORE FOTOVOLTAICO**

I moduli fotovoltaici saranno installati su strutture ad inseguimento solare di tipo “monoassiale”.

Gli inseguitori solari monoassiali inseguono le radiazioni luminose ruotando intorno a un unico asse e, in base all’orientamento dell’asse, possono essere distinti in:

- *Inseguitore Monoassiale di tilt o “bloccaggio”*; la rotazione avviene intorno all’asse est-ovest, coprendo l’angolo di tilt. Di norma la variazione dell’angolo viene eseguita manualmente due volte l’anno.
- *Inseguitore Monoassiale di “rollio”*; insegue il sole nella sua volta celeste durante le ore centrali della giornata, invertendo il movimento nelle ore dell’alba e del tramonto per evitare gli ombreggiamenti.
- *Inseguitore Monoassiale di “azimut”*; la rotazione avviene intorno all’asse verticale collocato perpendicolarmente al suolo.

L’impianto progettato si avvale di inseguitori monoassiali di rollio **ad asse orizzontale** (la rotazione avviene attorno ad un asse parallelo al suolo, orientato NORD-SUD, con inseguimento EST-OVEST).

La scelta progettuale è caduta sull’inseguitore monoassiale **SF7** prodotto dalla **Soltec** che, rispetto ad analoghi sistemi concorrenti, consente l’installazione dei moduli fotovoltaici posizionati con il lato maggiore perpendicolare all’asse, consentendo un guadagno di densità di potenza installata a parità di suolo impegnato, tanto da riuscire a raggiungere una densità di potenza installata pari a **0,94MW/ha**.



Fig. 11. layout di impianto ad inseguitori monoassiali di rollio, con pannelli montati perpendicolarmente all’asse di rotazione.

CONFIGURAZIONE PROGETTUALE

Interdistanza (I)	[m]	7,2m
Lunghezza blocco inseguimento (L)	[m]	38,30 e 25,70
Altezza dal terreno (D_{min})	[m]	Min 1,30
Altezza dal terreno (D_{max})	[m]	Max. 4,70m

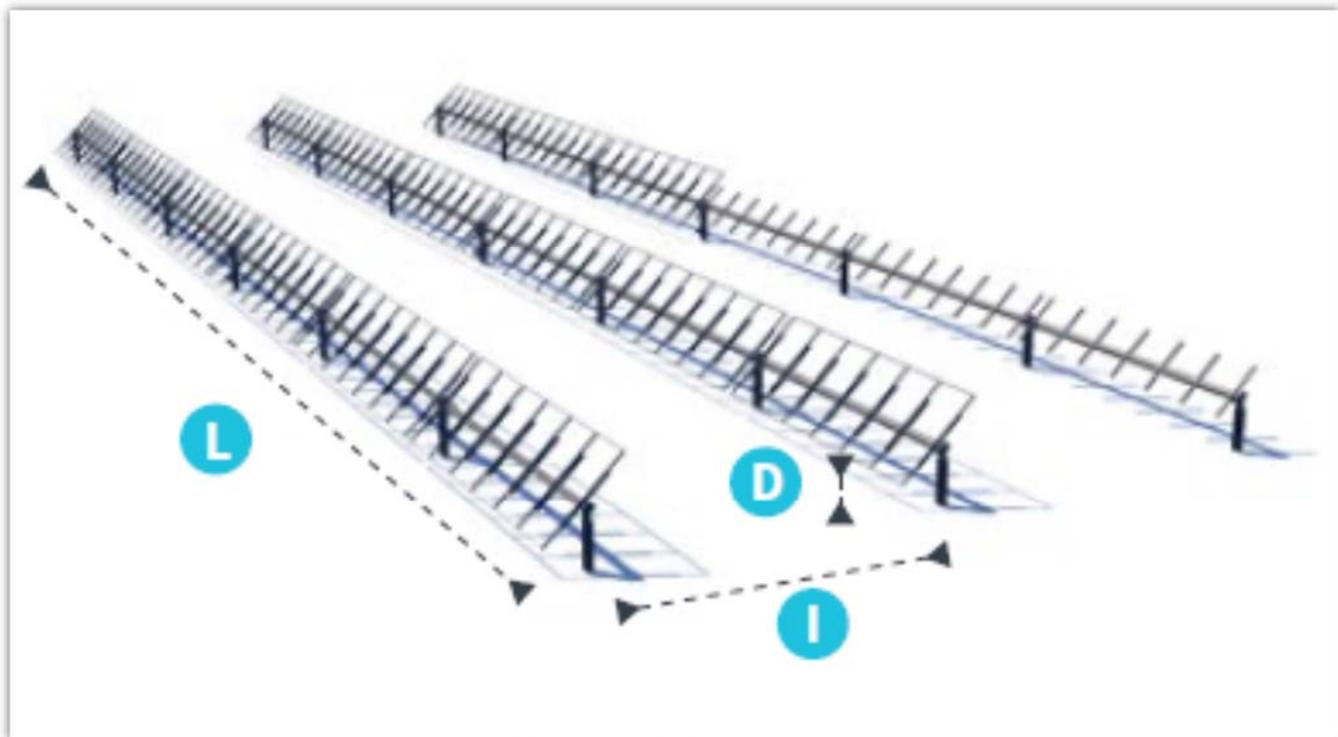


Fig. 12. Schema di principio disposizione Tracker

Questo inseguitore è in grado di movimentare i pannelli solari tramite un sistema GPS in grado di determinare la posizione ottimale dei pannelli non solo rispetto al Sole ma anche tenendo conto degli ombreggiamenti reciproci tra le file di inseguitori, a cui pone rimedio con il meccanismo del “backtracking”, retrocedendo l’inclinazione dei moduli oltre determinati angoli solari in modo da evitare gli ombreggiamenti reciproci e parziali.

Le file di inseguitori (TRACKER) saranno collocate ad una interdistanza mutua asse-asse pari a 7.2m. Tale distanza è stata determinata in relazione alla natura agro-fotovoltaica proposta per l’impianto, che prevede la coesistenza con uso agricolo del suolo scoperto. L’interdistanza scelta costituisce l’optimum tra le esigenze di massimizzare la producibilità specifica (all’aumentare della distanza si riducono gli ombreggiamenti reciproci) e l’esigenza di massimizzare la potenza di picco installata.

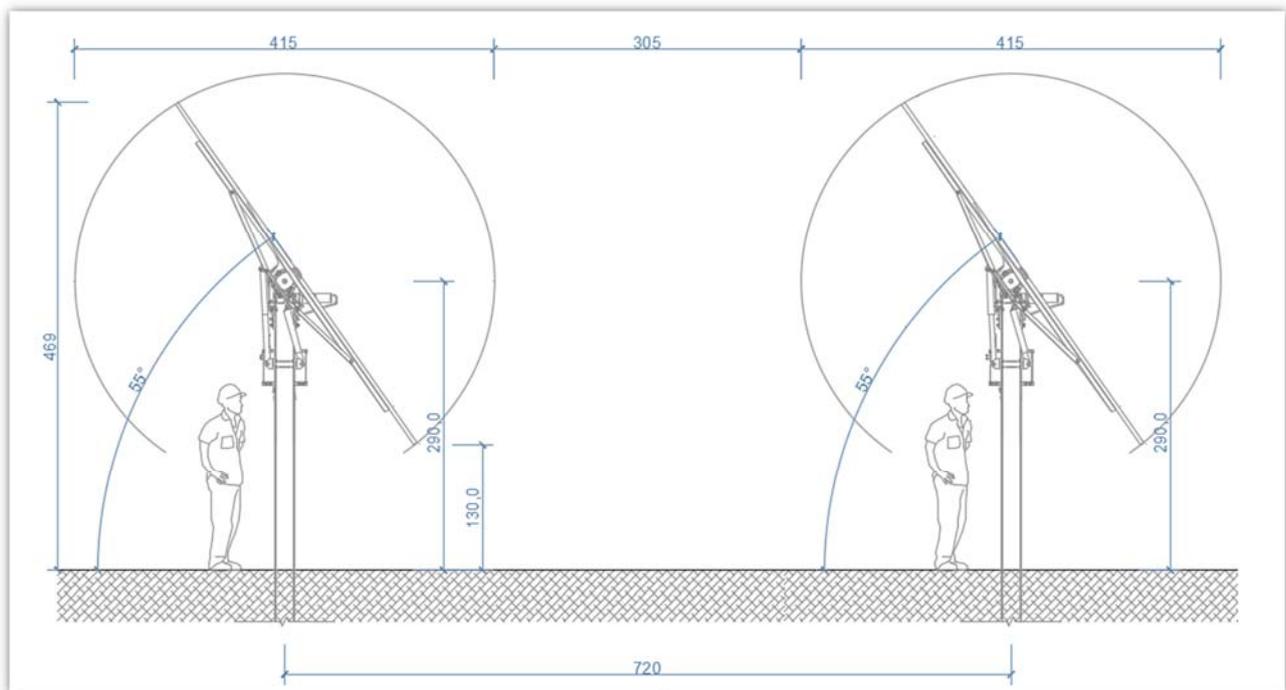


Fig. 13. Vista in sezione laterale del tracker, con altezze minime e massime raggiunte dai moduli nelle posizioni di estrema rotazione

In fase realizzativa l'inseguitore potrà essere sostituito da altri analoghi modelli, anche di altri costruttori concorrenti (ad es. TRJ, Zimmermann, ed altri) in relazione allo stato dell'arte della tecnologia al momento della realizzazione del Parco.

Le strutture saranno fissate al terreno mediante pali a battimento, o mediante fondazioni a vite, posizionati circa ogni 6 fotovoltaici, ad una distanza compresa tra circa 6.00m e circa 6.70m. Tale tipologia di fissaggio è compatibile con la natura del terreno, essendo quest'ultimo di tipo naturale. Per il dimensionamento delle strutture si rimanda alla preposta relazione di Calcoli Preliminari Strutture.

La dimensione del palo, nonché la sua profondità esatta di interrimento, saranno calcolati in fase di progettazione esecutiva considerando le caratteristiche geologiche e geotecniche del terreno, nonché i carichi a cui le schiere di moduli fotovoltaici saranno sottoposti (principalmente: peso proprio e spinta del vento sui moduli). Tali pali avranno in testa una piastra in acciaio per il fissaggio della struttura rotante di sostegno dei moduli FTV.

L'intera struttura sarà realizzata in acciaio zincato o corten; alcuni componenti secondari potranno essere in alluminio o polimerici.

3.7 COLLEGAMENTI ELETTRICI DEL CAMPO FOTOVOLTAICO

Il collegamento elettrico tra i singoli moduli è del tipo “in serie”, in maniera tale da formare una stringa di 12 moduli: tale collegamento avverrà mediante i cavi in dotazione ai singoli moduli, ed impiego di cavi “solari”, ubicati sul retro della struttura portante e caratterizzati da tensione nominale $U_0 = 1.5\text{kV DC}$, dimensionati secondo necessità.

La tensione massima di stringa è stata calcolata conservativamente a -10° , anche se i dati meteo storici del sito indicano un valore minimo di -3°C ; il valore teorico calcolato è di

- **Voc a -10°C : 1175 V** per stringhe con 12 moduli da 460 Wp.

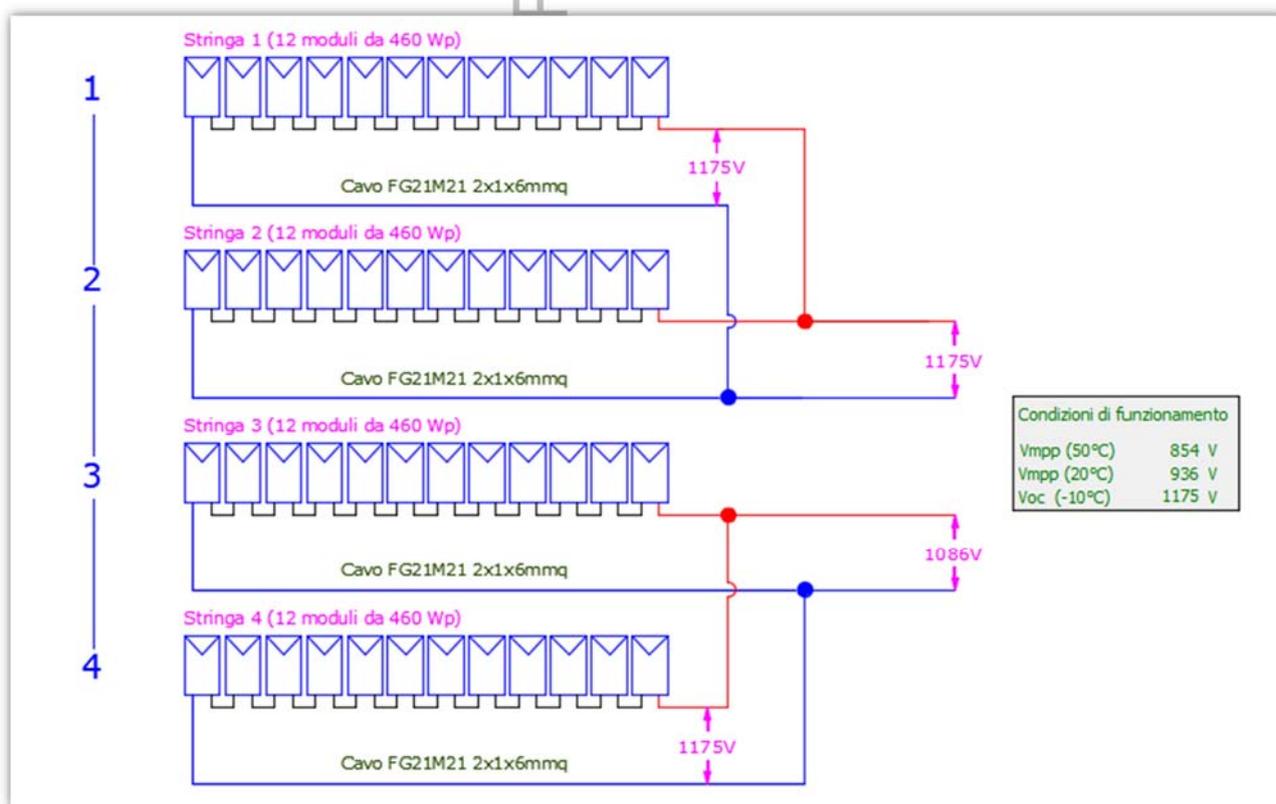


Fig. 14. Particolare collegamenti in serie moduli fotovoltaici

Le stringhe fanno capo direttamente ai 9 ingressi MPPT dell’inverter, così come indicato sul disegno di progetto. All’interno dell’inverter è effettuato il collegamento in parallelo delle stringhe.

Il numero di stringhe che fanno capo a ciascun inverter sono comunque definite nel progetto di dettaglio.

Nel campo fotovoltaico sono impiegati inverter in configurazione multi MPPT, con ogni inverter avente 36 ingressi suddivisi in 9 MPPT così come indicato nello stralcio seguente tratto dagli elaborati tecnici.

Per il campo fotovoltaico saranno installati in totale 255 inverter, il quale svolgerà la funzione di raccogliere e mettere in parallelo un certo numero di stringhe nonché sezionare e proteggere le stesse da sovracorrenti e sovratensioni per mezzo di sezionatore, fusibili di adeguata portata e scaricatori di sovratensione.

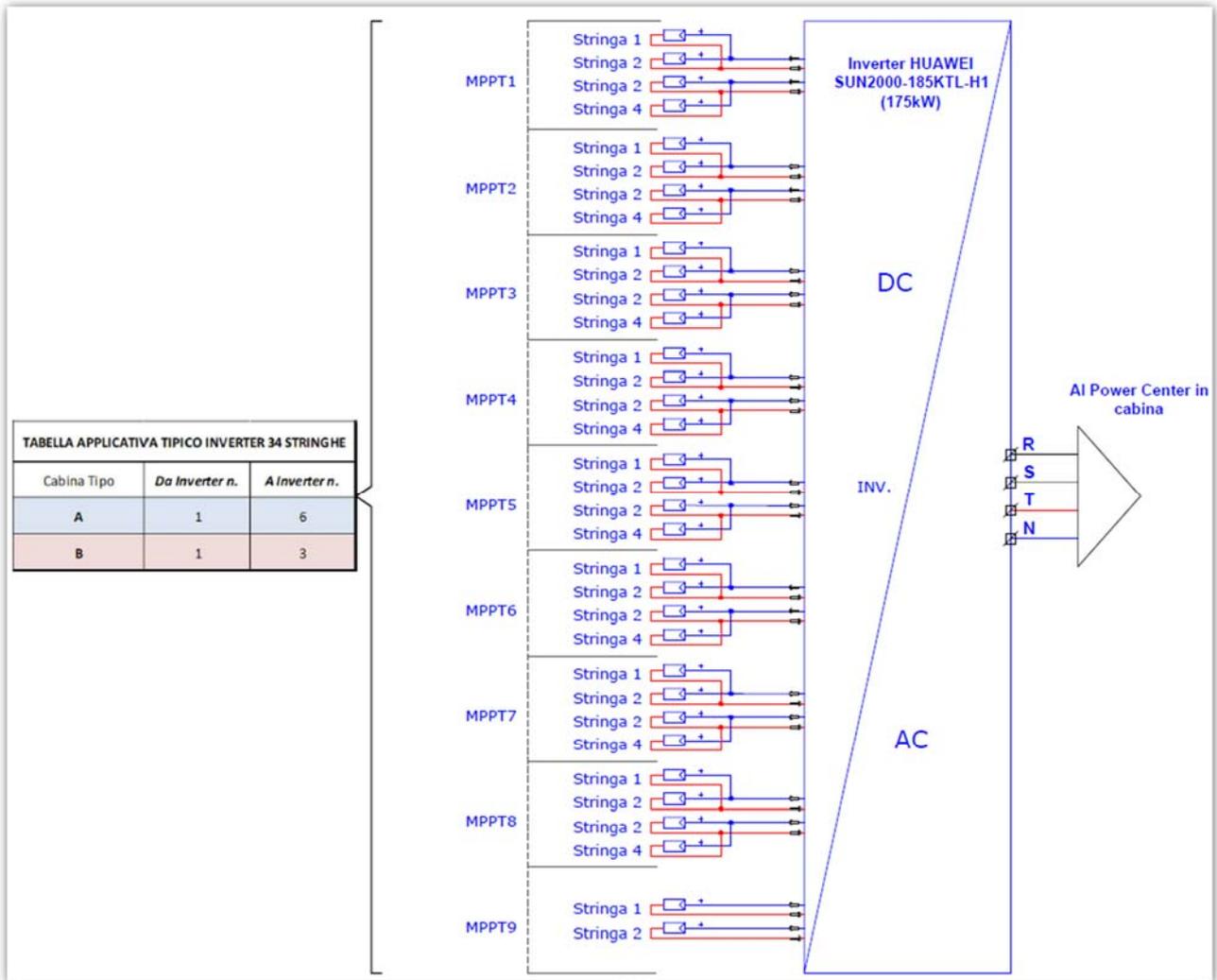


Fig. 15. Particolare collegamento in serie moduli fotovoltaici – configurazione 34 stringhe

STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
 Ing. M.

3.8 **INVERTER SOLARE**

Gli inverter per la conversione dell'energia da corrente continua a corrente alternata 50Hz sono apparecchiature di stringa di costruzione **HUAWEI**, modello **SUN2000-185KTL-H1** con funzionalità in grado di sostenere la tensione di rete e contribuire alla regolazione dei relativi parametri.

Per ragioni di semplicità costruttiva ed eleganza progettuale, i subcampi sono stati dimensionati in sole due taglie, tutti con il medesimo numero di inverter.

In ogni subcampo (ciascun subcampo confluisce in una cabina) sono presenti **17** inverter di identica tipologia installati in campo sulle strutture di sostegno dei tracker come meglio specificato nelle tavole di progetto.

Le apparecchiature hanno tutte la stessa taglia: le caratteristiche elettriche principali degli inverter che verranno adottati sono riassunte nella seguente tabella.





STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
 MEZZINA dott. ing. Antonio
 Via T. Solis, 128 - 71016 San Severo (FG)
 P. IVA 02037220718
 ☎ 0882-228072 / ☎ 0882-243651
 ✉: info@studiomezzina.net



SUN2000-185KTL-H1

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	99.03%
European Efficiency	98.69%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 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	175,000 W @40°C, 168,000 W @45°C, 150,000 W @50°C
Max. AC Apparent Power	185,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	185,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	126.3 A @40°C, 121.3 A @45°C, 108.3 A @50°C
Max. Output Current	134.9 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
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, Bluetooth/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)	84 kg (185.2 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
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Code	IEC 61727, IEC 62910, P.O. 12.3, RD 1699, RD 661, RD 413, RD 1565, RD 1663, UNE 206007-1, UNE 206006

In base alle caratteristiche elettriche dei pannelli fotovoltaici e degli inverter, sono state determinate le formazioni di stringa, costituite da 12 moduli in serie raggruppate in parallelo nei quadri di Stringa.



Ciascun inverter sarà dotato di sistema MPPT, ossia di dispositivo elettronico per l'inseguimento della massima potenza del modulo FTV al variare delle condizioni di irraggiamento solare.

Gli inverter avranno le seguenti principali caratteristiche di dettaglio:

- Commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 11-20;
- Dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza);
- Integrato con sistema di protezione, sincronizzazione ed interfaccia di protezione con la rete;
- Equipaggiato con display per visualizzazione allarmi, dati elettrici e totalizzatore bidirezionale di energia prodotta;
- Equipaggiato con data logger per la memorizzazione dei dati;
- Ingresso cc da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT;
- Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 11-20 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico;
- Grado di protezione adeguato all'ubicazione in prossimità del campo fotovoltaico (IP65);
- Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto;
- Certificato secondo documento Enel DK 5950 e C.E.I. 1120
- Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8
- Conformità marchio CE.



3.9 CABINE ELETTRICHE DI CONVERSIONE CC/CA E TRASFORMAZIONE BT/MT.

3.9.1 Caratteristiche generali

Le cabine elettriche di trasformazione bt/MT hanno la funzione di accogliere i componenti necessari a convertire l'energia elettrica a bassa tensione proveniente dagli inverter dell'impianto fotovoltaico, in energia elettrica a media tensione grazie al trasformatore elettrico presente in ogni cabina.

Le cabine citate saranno di due tipologie: una cabina tipo MASTER e l'altra denominata SLAVE.

Tali cabine saranno composte dai seguenti locali e/o vani:

- un locale trasformatore, dove sarà installato un trasformatore in resina bT/MT e un quadro di bassa tensione (AUX) derivabile dal secondario del trasformatore tramite un altro trasformatore 270/400 V, essendo la tensione secondaria del trasformatore di cabina pari a 270V;
- un locale quadri MT, dove saranno installati i moduli Interruttore di Manovra Sezionatore sottocarico (I.M.S) per la configurazione ad anello delle cabine elettriche, ed un modulo Interruttore SF6 con sezionatore e partenza cavo posto a protezione e sezionamento del trasformatore stesso.

Per l'impianto fotovoltaico è stata prevista l'installazione in totale di n. 29 Cabine, delle quali 24 saranno cabine elettriche di conversione CC/AC e trasformazione bt/MT, due saranno cabine di raccolta, tre saranno cabine locali tecnici.

Le cabine saranno di dimensioni idonee ad accogliere i componenti necessari alla conversione, trasformazione e sezionamento dell'energia prodotta dall'impianto, oltre ad i necessari locali tecnici adibiti a sale di controllo dell'impianto e apparecchiature elettriche ed elettroniche di gestione.

Il costruttore, modello e potenza delle apparecchiature effettivamente utilizzate potranno variare in fase realizzativa, secondo lo stato della tecnica e/o necessità di Rete (ad esempio adeguamento a variazioni dell'attuale allegato A68 del codice di Rete), riservandosi anche di passare alla configurazione progettuale ad inverter centralizzato.

3.9.2 Trasformatore bT/MT

Il trasformatore **bt/MT**, situato in ciascuna Cabina di trasformazione, ha la funzione di trasformare la tensione convertita da ogni inverter da bassa a media.

Il trasformatore adottato sarà del tipo dry type cast-oil **MT/bt - 20/0,6-0,80kVA**, e potrà essere adottato nella taglia unica da **3150kVA**, per ragioni di semplicità manutentiva, interventiva e gestionale del magazzino ricambi.

Di seguito si riportano le seguenti caratteristiche elettriche di un trafo MT/bT da 3150kVA, rispondente alle necessità tecniche di progetto, precisando che le caratteristiche definitive saranno stabilite soltanto in fase esecutiva:



STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
MEZZINA dott. ing. Antonio
Via T. Solis, 128 - 71016 San Severo (FG)
P. IVA 02037220718
☎ 0882-228072 / 📠 0882-243651
✉: info@studiomezzina.net



OPP Number: TDS rev0
Date: 17-07-2018

Technical Specification – Item 10 – Preliminary

Characteristic		
Product name		Dry Type CAST-COIL Transformer
Application		SUN2000-185KTL-H1
Country of origin		Spain
Equivalent rated power	[kVA]	3150
Primary voltage	[V]	20000
Primary tapplings		+/-2x2.5%
Secondary voltage at no load	[V]	1500
Primary insulation level	[kV]	LI 170 / AC 70 / Um 36
Secondary insulation level	[kV]	LI 20/ AC 10 / Um 3.6
Frequency	[Hz]	50
Number of phases		3
Vector group		Dyn11 or similar
Ambient temperature max./monthly/annual average	°C	40 / 30 / 20
Max. average temperature rise (HV/LV)	[K/K]	100 / 100 (or 125/125)
Environmental, climatic, fire class		E2, C2, F1
Insulation class (HV/LV)		F/F (H/H)
Temperature class (HV/LV)		F/F (H/H)
Painting termination		C2H, RAL 7035
Altitude (a.s.l.)	[m]	< 1000
Location		Indoor
Performance values		
Standards		EU548/2014, EN50588-1
Impedance	[%]	6 (±10% Tol.)
No load losses	[W]	4370 (+0% Tol.)
Load losses at 129 °C	[W]	24200 (+0% Tol.)
Sound power level (LWA)	[dB(A)]	74 (+3dB. Tol.)
Preliminary dimensions and weight IP00		
Length	[mm]	2600
Width	[mm]	1300
Height	[mm]	2900
Distance between wheels	[mm]	1070 x 1070
Total weight	[kg]	9700
Type of design IP00		
Cooling		AN
Primary winding conductor material		Al
Secondary winding conductor material		Al
Winding manufacturing (HV/LV)		Encapsulated / Impregnated sealed
Standard Features/Accessories		
Off load circuit tap changer on primary winding		
1xPT100P temperature sensor per LV coil		
T-154 temperature control device		
Bi-Directional wheels		
Standard aluminium rating plate in italian language		
Earthing terminals		
Documentation in italian language		

Per tutti i componenti sin qui elencati ci si riserva di effettuare la scelta finale in fase esecutiva del progetto, sulla base dello stato dell'arte della tecnica al momento della realizzazione dell'impianto, scegliendo anche altri modelli e/o altri costruttori (ad es. Huawei, Siemens, ed altri).



3.9.3 CABINE: caratteristiche costruttive generali

Le cabine saranno manufatti di tipo prefabbricato, tutti della medesima taglia e caratteristiche costruttive generali.

All'interno di ogni cabina Master e SLAVE, come detto, sarà presente:

- un locale trasformatore;
- un locale quadri, dove saranno installati:
 1. quadri MT, con due moduli Interruttore di Manovra Sezionatore sottocarico (I.M.S) per la configurazione ad anello delle cabine elettriche, un modulo Interruttore SF6 con sezionatore e partenza cavo posto a protezione e sezionamento del trasformatore stesso;
 2. quadro MT composto da un modulo di arrivo linea MT enel, costituito da un interruttore MT in vuoto dotato di relè di protezione (50-51-51N) CEI 0-16, da un modulo misurazione per effettuare misure sul contatore di produzione, due moduli Interruttore di Manovra Sezionatore sottocarico (I.M.S) per la configurazione ad anello delle cabine elettriche, un modulo Interruttore in vuoto con relè di protezione (50-51) CEI 0-16 per protezione e sezionamento del trasformatore;
 3. quadro Power Center di cabina (QPC-X.1) costituito da armadio in metallo IP40, posto a protezione degli inverter e del trasformatore trifase 800/400V – 20kVA per i servizi ausiliari di cabina;
 4. quadro elettrico servizio ausiliari per l'alimentazione dei servizi ausiliari delle cabine SLAVE e per tutte le utenze presenti nella cabina MASTER, per l'alimentazione del gruppo di continuità monofase da 6kVA, posto a protezione dei circuiti ausiliari di sicurezza di cabina;
 5. quadro contatore di produzione;
 6. quadro contatore servizi ausiliari.

Dal punto di vista costruttivo, i locali saranno realizzati con struttura portante a pannelli prefabbricati, trattati internamente ed esternamente con intonaco murale plastico formulato con resine speciali e pigmenti di quarzo ad elevato potere coprente ed elevata resistenza agli agenti esterni anche per ambienti marini, montani ed industriali con atmosfera altamente inquinata.

I pannelli prefabbricati saranno poggiati su una platea in c.a. semi interrata a sua volta poggiata su una superficie in magrone livellante in calcestruzzo magro, Su apposite mensole degli elementi verticali, al di sotto del vano Quadri MT, poggerà il solaio costituente il pavimento, anch'esso prefabbricato, di spessore 12 cm calcolato per sopportare un carico uniformemente distribuito non inferiore a 400 kg/m².

In tal modo resterà realizzata una vasca sottostante il pavimento, idonea ad accogliere il passaggio dei cavi elettrici MT e bT.

Il tetto sarà impermeabilizzato con guaina bituminosa a caldo di spessore atto a garantire un coefficiente medio di trasmissione termica di 3.1 W/Cm^2 .

Il manufatto sarà completo di porte, griglie e finestre.

Nelle cabine di trasformazione dovrà essere sempre presente il corredo antinfortunistico completo composto almeno dai seguenti accessori:

1. pedana isolante a 26 kV oppure tappeto isolante a 36 kV posto a terra davanti al quadro MT;
2. guanti isolanti a 36 kV e relativo porta guanti;
3. schema dell'impianto di cabina del lato MT e BT;
4. cartello indicativo della tensione (sulla porta ed internamente alla cabina);
5. cartello monitore di avviso di pericolo con simbolo del teschio (all'interno della cabina);
6. cartello monitore indicante il divieto di ingresso alle persone non autorizzate (sulla porta di accesso);
7. cartello di soccorso per colpiti da corrente elettrica;
8. cartello monitore con indicazione di lavori in corso (da tenere a disposizione per eventuali lavori).

CABINA MASTER

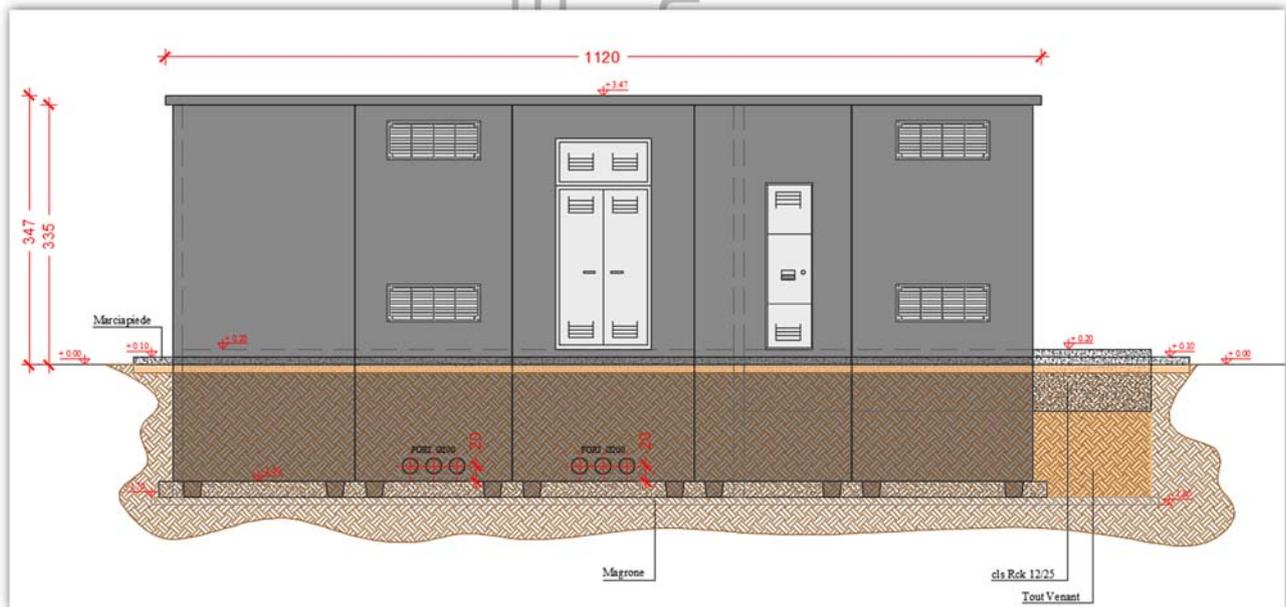


Fig. 16. Prospetto anteriore cabina Master

Il chiosco della cabina di trasformazione MASTER avrà dimensioni in pianta pari a **11.20m x 3.36m** e **altezza di 3,47m** (altezza dal piano di campagna). Tale manufatto sarà costituito da una vasca sottostante la stessa cabina elettrica di dimensioni in pianta pari a **7.505m x 2.92m** e **altezza di 1,50m**. La vasca servirà per il passaggio dei cavi elettrici di collegamento tra le diverse apparecchiature interne alla cabina nonché

consentire l'ingresso dei cavi provenienti dalle altre apparecchiature dell'impianto fotovoltaico come meglio specificato nelle figure seguenti e nelle tavole di progetto.

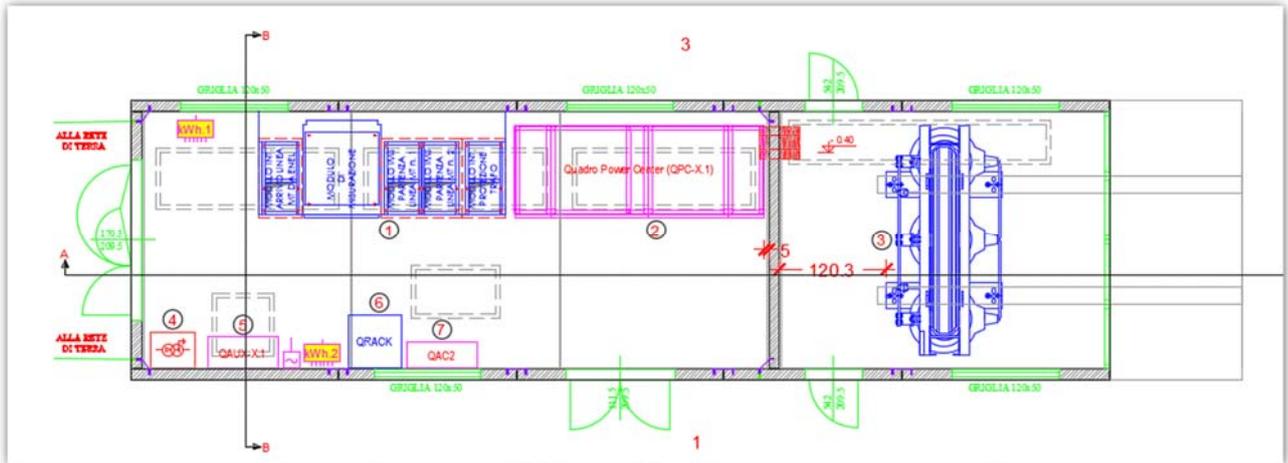


Fig. 17. Vista in pianta della Cabina Master.

Al suo interno saranno realizzati due vani con le seguenti caratteristiche:

- locale trasformatore di dimensioni 3,705x2,92m, dove sarà installato un trasformatore in resina MT/bt - 20/1,5kV – 3150kVA dalle seguenti caratteristiche:
- un locale apparecchiature di dimensioni 7,055x2,92m dove saranno installati i quadri in precedenza descritti.

3.10 LOCALI TECNICI

Nell'impianto saranno installati anche quattro ulteriori fabbricati, delle medesime dimensioni della cabina master:

- Due denominati "Locale bT", destinati ad accogliere i soli locali e room controllo: il gruppo di continuità, il trasformatore dei Servizi Ausiliari ed un vano ufficio uso SCADA. Uno per ciascuno dei due sottocampi;
- Due denominati "Locali Guardiania", deputati al servizio di sorveglianza.

4. RETE ELETTRICA DI DISTRIBUZIONE

4.1 LINEE DI MEDIA TENSIONE

Il sistema di distribuzione MT di collegamento per ciascun subcampo ha una configurazione del tipo ad anello: in particolare è prevista una cabina denominata MASTER con la triplice funzione di punto di connessione all'arrivo del cavo dalla Cabina di Raccolta, di centro di trasformazione e di punto di fine serie-richiusura anello. Nei centri di trasformazione l'energia elettrica prodotta è elevata ad un valore di tensione maggiore di quello nominale al fine di consentirne la trasmissione rispettando le esigenze di contenimento delle perdite, e di equilibrare le tensioni dei vari subcampi.

Tutte le linee elettriche MT interne al campo fotovoltaico seguiranno il più possibile il tracciato delle strade di nuova realizzazione o, laddove necessario, seguiranno le corsie libere tra le file di tracker.

I cavi MT utilizzati saranno della tipologia ARE4H5E 12/20kV in accordo alla norma IEC 60502/CEI 20-13: conduttore unipolare, in corda rigida compatta a fili di alluminio, in accordo alla norma CEI 20-29, classe 2, con strato semiconduttore in mescola estrusa termoindurente, isolante XLPE, semiconduttore estruso saldato, nastro semiconduttivo antiumidità, schermo a nastro di alluminio laminato, guaina esterna in MDPE, colore rosso.

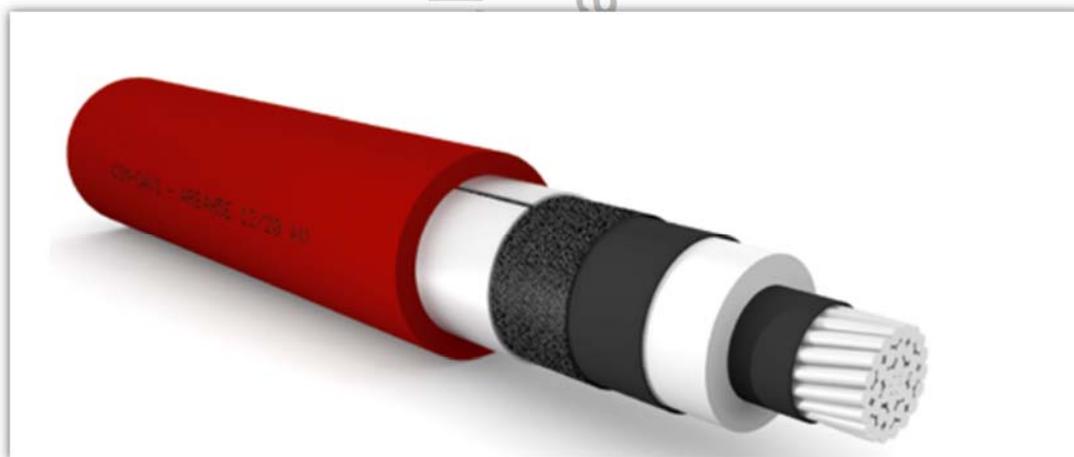


Fig. 19. Particolare degli strati costitutivi di un cavo MT ARE4H5E

Per la distribuzione in media tensione sono impiegate le seguenti formazioni di cavo per i due gruppi di 3 e 2 sottocampi:

Per la distribuzione in media tensione sono impiegate le seguenti formazioni di cavo per i quattro sottocampi:

- **Sottocampo 1** - il sottocampo 1, raggrupperà quattro cabine di cui la prima denominata MASTER e le altre tre denominate SLAVE. Verrà pertanto realizzato un'entra ed esci da ciascuna cabina per consentire la configurazione ad anello.
 - Per la realizzazione del cavidotto tra le cabine slave e la cabina master verrà utilizzato un cavo ARE4H5R con grado di isolamento 12/20kV, con conduttori in alluminio avvolti ad elica visibile, di sezione nominale 185 mmq (tra le cabina 1.4 – 1.3 - 1.2) e 240mmq (tra 1.2 e 1.1 e tra 1.4 e 1.1) , in configurazione a singola terna;
 - Per la realizzazione del cavidotto tra la cabina master 1.1 e SSE verrà utilizzato un cavo ARE4H5R con grado di isolamento 12/20kV, con conduttori in alluminio avvolti ad elica visibile, di sezione nominale 400 mmq, in configurazione a singola terna (**Dorsale 1.1**);

- **Sottocampo 2** – il sottocampo 2, raggrupperà invece cinque cabine di cui la prima denominata MASTER e le altre quattro denominate SLAVE. Verrà pertanto realizzato un entra-esci per consentire la configurazione ad anello.
 - Per la realizzazione del cavidotto tra le cabina slave e la cabina Master verrà utilizzato un cavo ARE4H5R con grado di isolamento 12/20kV, con conduttori in alluminio avvolti ad elica visibile, di sezione nominale pari a 240mmq (tra cabine 2.2 -2.3 – 2.4 -2.5) e 400mmq (tra 2.1-2.2 e tra 2.5-2.1), in configurazione a singola terna;
 - Per la realizzazione del cavidotto tra la cabina master 2.1 e la SSE verrà utilizzato un cavo ARE4H5R con grado di isolamento 12/20kV, con conduttori in alluminio avvolti ad elica visibile, di sezione nominale 400 mmq, in configurazione a doppia terna (**Dorsale 2.1 e Dorsale 2.2**);

- **Sottocampi 3-4** – i due sottocampi 3-4, appartenenti al sottoimpianto EST da 20MW, raggrupperanno invece tre cabine ciascuno, di cui la prima denominata MASTER e le altre due denominate SLAVE. Verrà pertanto realizzato un entra-esci per consentire la configurazione ad anello.
 - Per la realizzazione del cavidotto interno tra le cabina slave e la cabina Master verrà utilizzato un cavo ARE4H5R con grado di isolamento 12/20kV, con conduttori in alluminio avvolti ad elica visibile, di sezione nominale 185 mmq, in configurazione a singola terna;
 - Per la realizzazione del cavidotto tra le cabine master 3.1 e 4.1 con la SSE verrà utilizzato un cavo ARE4H5R con grado di isolamento 12/20kV, con conduttori in alluminio avvolti ad

elica visibile, di sezione nominale 400 mmq, in configurazione a singola terna per ciascuno dei sottocampi (**Dorsale 3 e Dorsale 4**).

In definitiva dal parco fotovoltaico si dipartiranno 5 linee dorsali:

- **Dorsale 1:** 3x1x4000mmq;
- **Dorsale 2.1:** 3x1x400mmq;
- **Dorsale 2.2:** 3x1x400mmq;
- **Dorsale 3:** 3x1x400mmq
- **Dorsale 4:** 3x1x400mmq

I terminali cavo M.T. saranno del tipo plug-in mentre i giunti saranno del tipo autorestringente o termorestringente per posa direttamente interrata. Nella figura sottostante si mostra un giunto termorestringente.

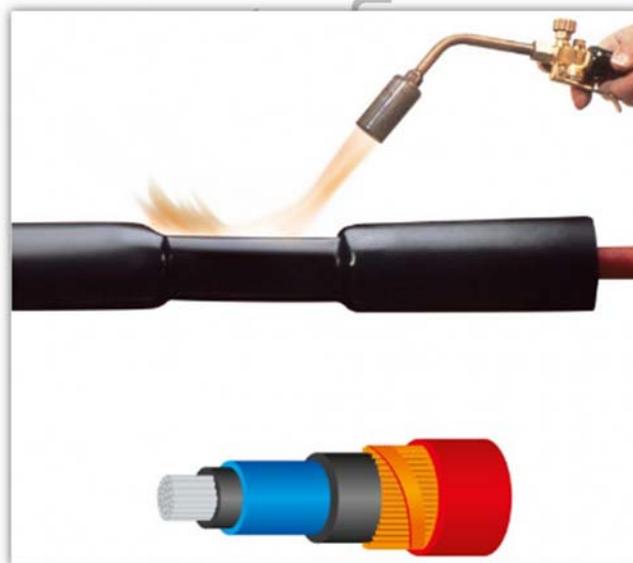


Fig. 20. - Schema di esecuzione di un giunto MT

In corrispondenza dei giunti saranno collegati a terra gli schermi dei cavi MT.

All'interno del parco, i cavi saranno posati direttamente interrati, principalmente lateralmente alla viabilità nuova e da realizzare, in uno scavo avente profondità dal piano stradale compresa tra 1 e 1,2m circa, con larghezza variabile a seconda della formazione.

Il cavo verrà adagiato su un letto di sabbia di spessore pari a 0,10m e sarà ricoperto da un ulteriore strato di sabbia di spessore minimo pari a 0,30m, tale cassonetto ospiterà anche la fibra ottica direttamente posata in terreno, o posata all'interno di un tubo PVC di protezione Ø50; sul cavo sarà posato un tegolino

in plastica per la protezione meccanica.

Infine, ad una distanza di circa 0,20m dal cavo di fibra, superiormente, verrà posato il nastro segnalatore. Successivamente lo scavo verrà ripristinato secondo le condizioni iniziali.

I cavi in fibra ottica saranno direttamente posati in terreno e giuntati (lunghezza dipendente dalla pezzatura commerciale) mediante idonee giunzioni ottiche entro scatola di contenimento e protezione del tipo con chiusura a cerniera complete di schede, vassoietti portagiunti e giunzioni di fibra. Per la realizzazione delle giunzioni dei conduttori in fibra, e per consentire l'infilaggio e lo sfilaggio dei conduttori nel caso di posa in tubo, saranno realizzati pozzetti rompitratta in cls con chiusino posati all'interno delle nicchie. Il cavo sarà a 12 e/o 24 fibre monomodali 9/125 µm.

CAVO IN FIBRA OTTICA MONOTUBETTO PER ESTERNO

CAVO IN FIBRA OTTICA MONOTUBETTO PER ESTERNO CON PROTEZIONE ANTIRODITORE SUPER-RINFORZATA, MAX. 24 FIBRE

APPLICAZIONI
 Per uso esterno in impianti di cablaggio strutturato (dorsale di campus).
 Per uso esterno in reti di telecomunicazione; TV via cavo.
 Facile da installare in cavedi, tunnel, trincee o tubazioni, anche adatto all'interro diretto.

Una semplice struttura del cavo completamente dielettrica con una protezione antiroditore maggiorata. Durata prevista maggiore di 30 anni.

GUIDA ALLA INSTALLAZIONE E ALLA MANIPOLAZIONE
 Quando si stendono e si installano i cavi in fibra ottica è vitale non eccedere i valori specifici della forza di tiro, del raggio di curvatura e della temperatura. I metodi di installazione devono essere in accordo con gli standard comuni.
 Per facilitare l'inserimento in tubature per mezzo di aria compressa o cavo pilota possono essere usati lubrificanti certificati (esempio paraffina). È sconsigliato l'uso di sapone o di lubrificanti comuni. Se un cavo ha bisogno di essere fissato, devono essere evitate riduzioni > 3 mm.
 Il gel all'interno del tubetto può essere rimosso usando tessuto impregnato di trementina. È consigliabile proteggere le teste del cavo durante lo stoccaggio.



CARATTERISTICHE COSTRUTTIVE

Specifiche del cavo (Costruzione in accordo con la norma IEC 60794)

- Rivestimento primario della fibra ottica: $\varnothing 250 \pm 15 \mu\text{m}$
- Tubetto centrale tamponato in gel (privo di silicone) contenente fino a 24 fibre
 Codice colore delle fibre:
 1-12: rosso-naturale-giallo-blu-verde-viola-marrone-nero-arancio-turchese-rosa-bianco
 13-24: rosso-naturale-giallo-blu-verde-viola-marrone-grigio-arancio-turchese-rosa-bianco
anellate in nero
- Fibra di vetro come elemento di tiro e protezione antiroditore incrementata fino a **52800 TEX**
- Giacca esterna in polietilene nero resistente ai raggi UV
 Identificazione COM-CAVI MULTIMEDIA - tipo di cavo-numero x tipo di fibre + data-marcatura metrica- P/N

Dati meccanici - Protezione antiroditore extra rinforzata

- n° fibre	max.	24
- \varnothing tubetto centrale	mm	4,2
- \varnothing nominale/max.	mm	10,2/10,5
- Peso	kg/km	106,2
- Energia di fiamma	kJ/m	2200

Fig. 21. scheda tecnica cavo in fibra ottica

Di seguito si riportano alcune tipologie delle sezioni di scavo del progetto che riguardano sia i cavi interni che esterni al parco fotovoltaico:

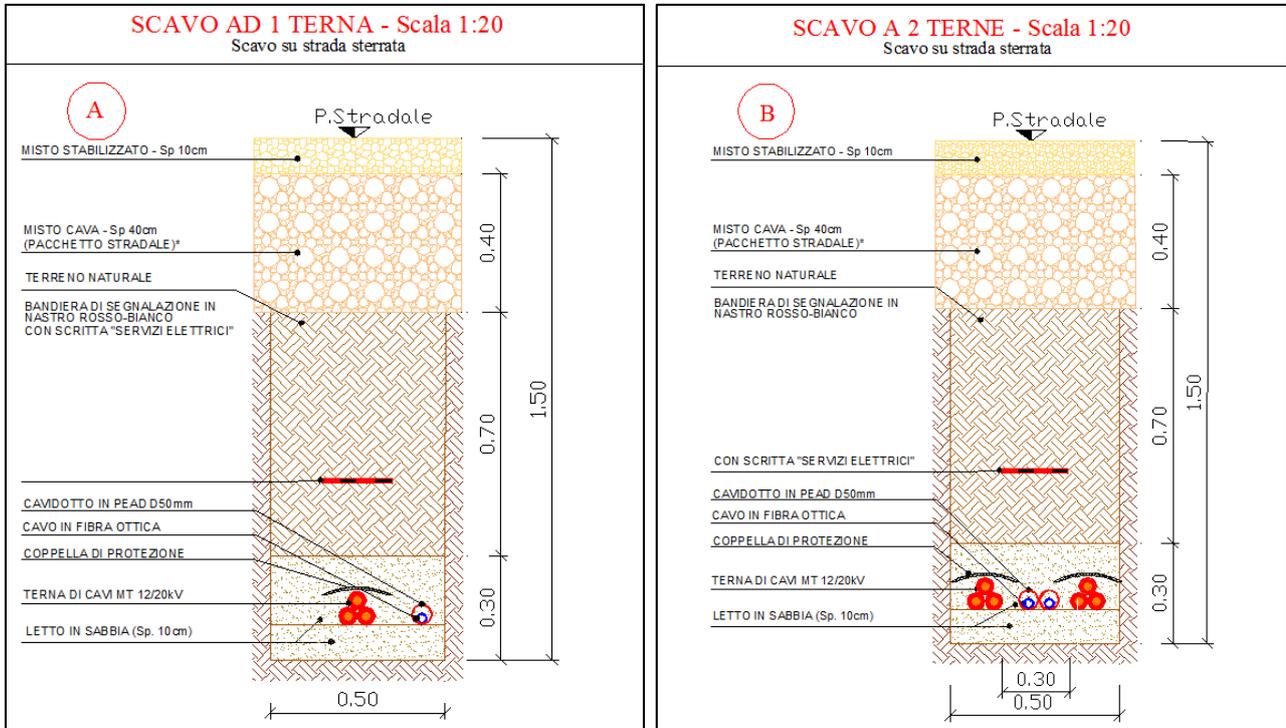


Fig. 22. Particolare scavo MT ad una e due terne.

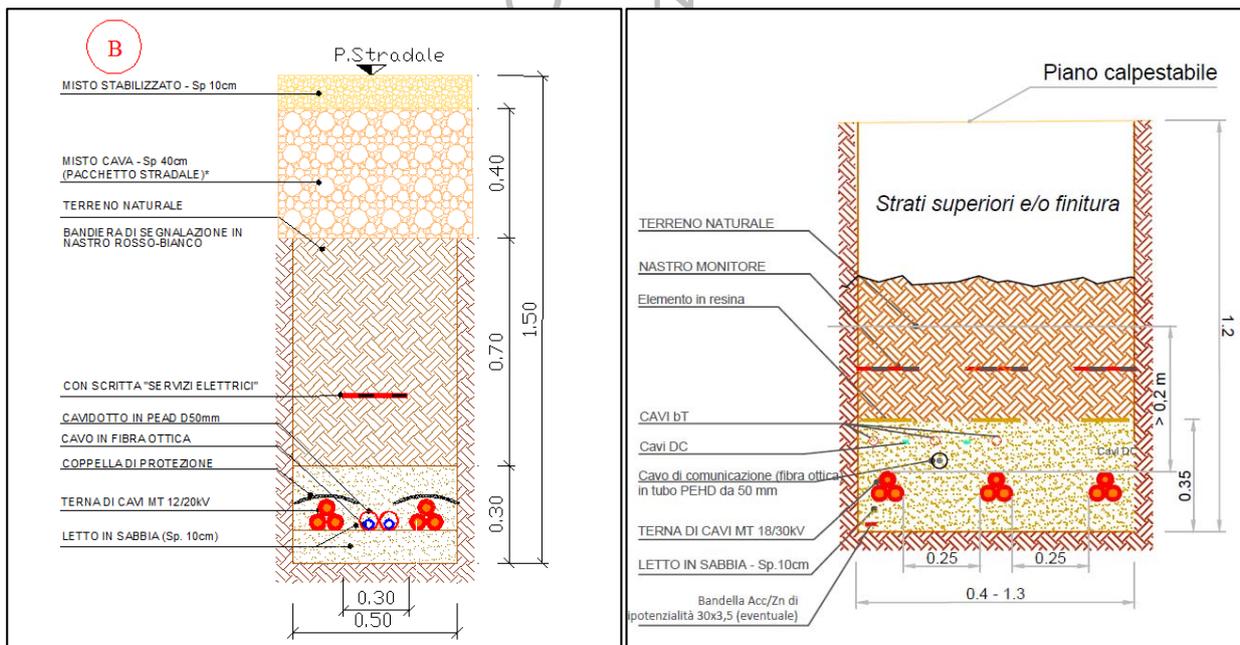


Fig. 23. A Sx, Particolare scavo MT a tre terne; a dx, con presenza di cavi BT

4.2 LINEE DI BASSA TENSIONE

Tutte le condutture elettriche interrato saranno realizzate con cavi tipo ARG16OR16 0,6/1kV direttamente posati in trincea, su strato di allettamento in sabbia. Tali elettrodotti saranno posati ad una profondità di circa 1m rispetto al piano di campagna. Per la posa degli elettrodotti sarà quindi realizzato uno scavo di profondità 110cm e larghezza variabile secondo la formazione delle linee provenienti dagli inverter di stringa. Eseguito lo scavo, prima della posa dei cavidotti sarà realizzato un letto di sabbia dello spessore di circa 10cm; inoltre dopo la posa dei cavi essi saranno ricoperti con uno strato superiore di sabbia di spessore pari a 20cm. La parte rimanente dello scavo sarà riempito con terreno risultante dallo scavo, ovvero completando la richiusura con un pacchetto di tipo stradale carrabile in misto stabilizzato, secondo necessità. Il terreno di risulta, privo di scorie, sarà distribuito in loco, ovvero trasportato a discarica autorizzata qualora contaminato da scorie di lavorazione.

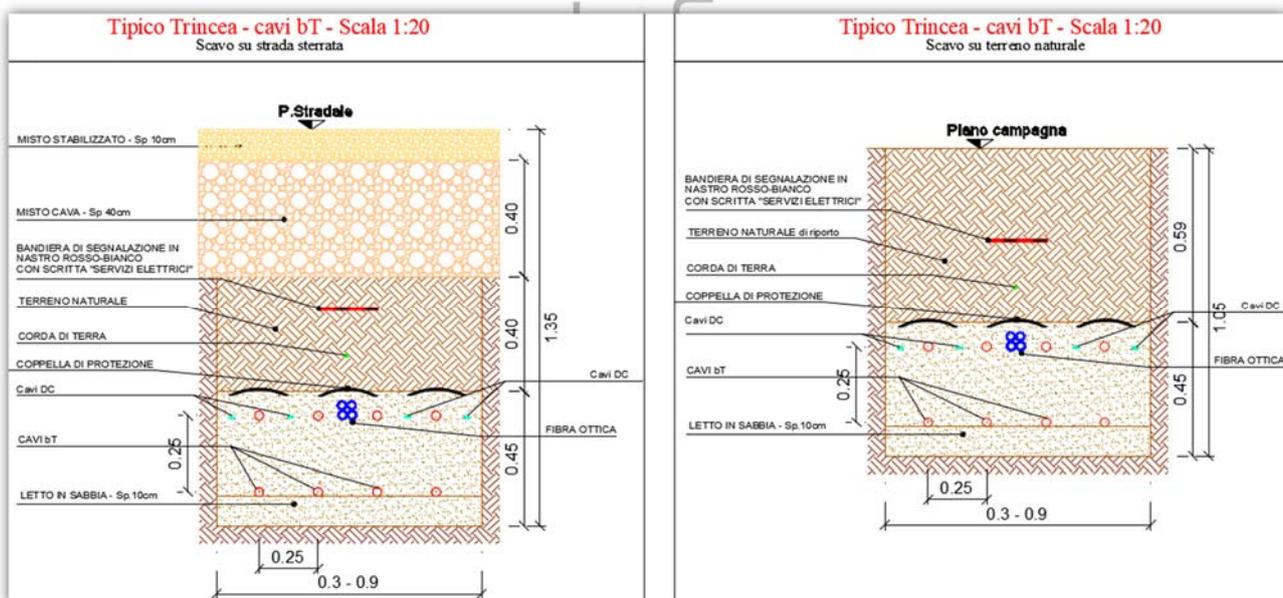


Fig. 24. Particolare tipici trincee per cavidotti bT, in formazione variabile, rispettivamente su strada sterrata e su terreno naturale.

Lungo il percorso degli elettrodotti saranno realizzati dei pozzetti elettrici con funzione di rompitratta e/o derivazione rispettivamente per i tratti lineari più lunghi e per i punti di cambiamento di direzione. I pozzetti saranno con corpo in cls prefabbricato e chiusura superiore di chiusura in cls. Il fondo del pozzetto dovrà essere di tipo drenante per consentire il facile deflusso delle acque che in esso si raccolgono. Tutti i collegamenti dei cavi dovranno essere realizzati in apposite scatole o pozzetti di derivazione e/o rompitratta; non sono ammessi collegamenti direttamente all'interno delle tubazioni e cavidotti. Nelle scatole di derivazione i collegamenti saranno eseguiti mediante appositi morsetti a cappello IPXD di sezione adeguata al numero e sezione dei conduttori da collegare. Nei pozzetti interrati invece i



collegamenti di cavi saranno eseguiti esclusivamente mediante giunti a resina colata di dimensioni e numero di vie adeguate al numero e formazione dei cavi da giuntare. Tutti i cavi si attesteranno ai morsetti delle apparecchiature mediante appositi terminali a capocorda a crimpare. Si rimanda alle tavole grafiche di progetto per lo schema di dettaglio della posa di detti cavi, di cui si sono riportate alcune miniature in fig. 25.

STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA

Ing. Mezzina Antonio

5. CABINA PRIMARIA PRODUTTORE 20/150KV

5.1 SCHEMA DI CONDIVISIONE DI STALLO.

Le opere di rete necessarie per la connessione sono quelle previste dal già richiamato Preventivo di Connessione del Gestore di rete TERNA SpA, lettera Prot. TERNA/P2019 0088706 del 17.12.2019, codice Pratica 201900135, la cui Soluzione Tecnica Minima Generale prevede la connessione “... *in antenna a 150kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della RTN 380/150kV di Manfredonia.*” stabilendo altresì la necessità di condivisione dello Stallo in Stazione con altri realizzandi impianti di produzione.

L’impianto oggetto della presente relazione condividerà lo Stallo di Rete esistente in SE “Manfredonia” con l’impianto riconducibile alla società Lucky Wind 4 S.r.l., (codice pratica 2011/07005145).

In particolare, i due impianti costituiranno una connessione del tipo in condominio (o a grappolo) di alta tensione e condivideranno lo stallo cavo di alta tensione ed il cavo interrato AT di collegamento alla SE Manfredonia. Il condominio così costituito sarà connesso ad un unico stallo produttore, già esistente ed in esercizio in capo alla Società Lucky Wind 4 s.r.l., in SE-RTN TERNA di Manfredonia, che costituirà l’impianto di rete per la connessione.

Il layout delle Sottostazioni e dell’area condominiale tra i produttori è stato definito mediante apposito accordo privato, secondo la rappresentazione planimetrica in appresso riportata:

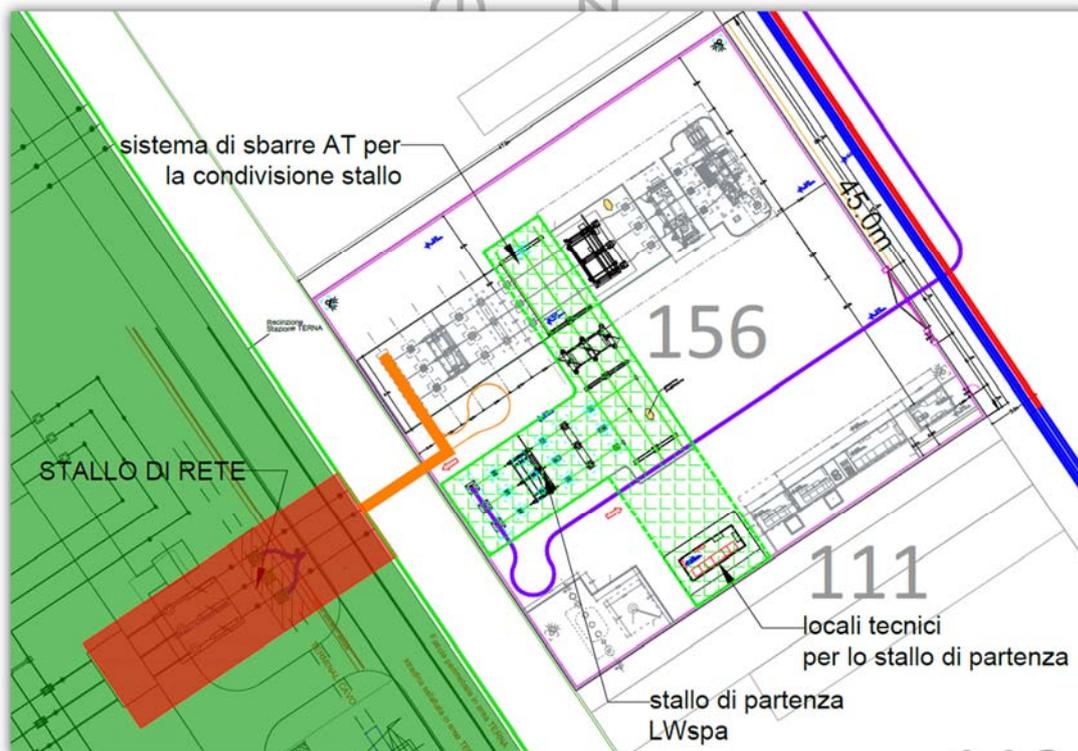


Fig. 25. Stralcio planimetrico con evidenza delle nuove apparecchiature da realizzare nella SSE Lucky Wind 4 per la condivisione dello Stallo AT in area Terna.

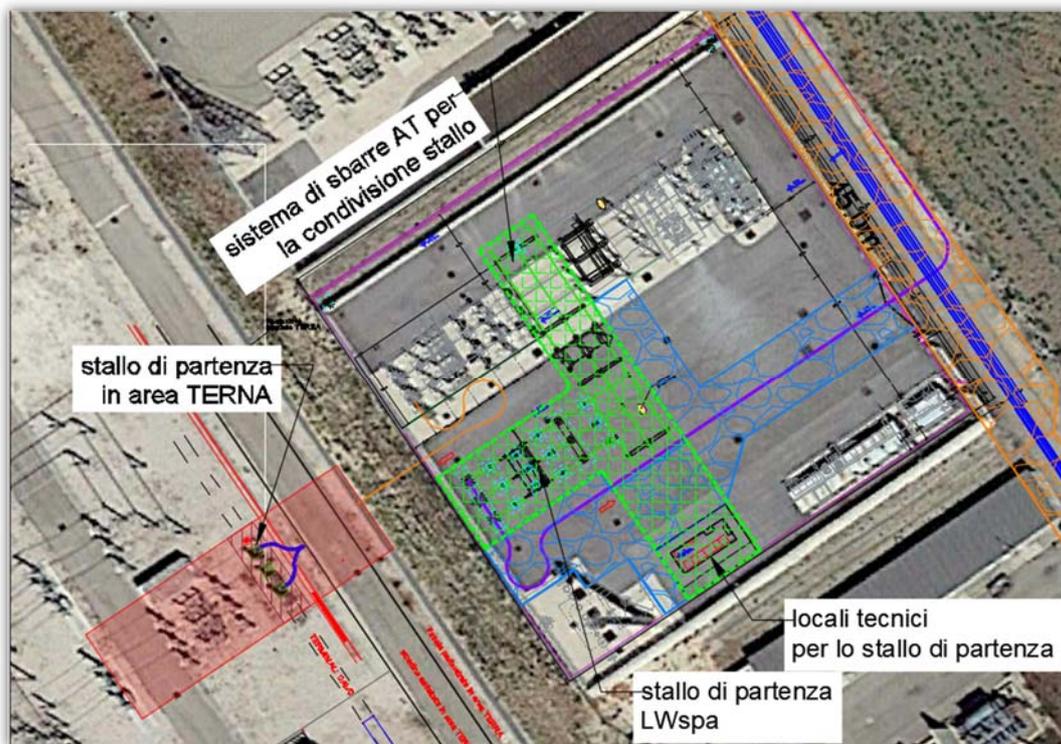


Fig. 26. Stralcio planimetrico su ortofoto: come evidente, sia la SSE LW4 per la condivisione di stallo, sia lo stallo in area TERNA sono già esistenti e funzionanti.

L'accordo di condivisione prevede la realizzazione di una sezione per la condivisione dello stallo, costituita da un sistema di sbarre all'interno della esistente SSE di LW4 srl, ed un montante di partenza verso la SSE di LWSPA.

Sia le caratteristiche della RTN nel punto di connessione, sia lo schema di sottostazione e sia le caratteristiche dei componenti della sottostazione potranno, ovviamente, cambiare nel passaggio, in fase esecutiva, dalla Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) alla Soluzione Tecnica Minima di Dettaglio (STMD) secondo quelli che saranno gli accordi con TERNA S.p.A. all'atto della costruzione della sottostazione stessa. In tale evenienza si adeguerà lo schema di sottostazione alle specifiche e puntuali esigenze dettate dal funzionamento e dalla sicurezza della RTN.

5.2 UBICAZIONE DELLA SOTTOSTAZIONE PRODUTTORE.

La struttura ricade in agro di Manfredonia, in località "Macchiarotonda, sul Foglio 128, particella 69.

L'area della Sottostazione Produttore è completamente recintata mediante:

- i. trave di fondazione di larghezza e profondità da definirsi sulla base delle caratteristiche portanti del terreno;



ii. muro di calcestruzzo armato posto in opera sulla fondazione per un'altezza fuori terra pari ad 1,20m rispetto al piano di calpestio interno;

iii. saette prefabbricate in cls armato infisse nel muro di cui sopra fino ad una altezza totale di 2,50m.

Lungo il lato che fronteggia la strada di accesso è presente un cancello di ingresso di larghezza di 8m fiancheggiato da un accesso pedonale.

La massicciata del piazzale sarà realizzata in misto di cava o di fiume (tout-venant) priva di sostanze organiche, di pezzatura varia e continua con elementi fino ad un diametro massimo di 12 cm. Sarà posata a strati non superiori a 30 cm, costipata meccanicamente con rullo vibratore adatto e sagomata secondo le pendenze di progetto per un miglior scarico delle acque nei pozzetti a griglia.

Sovrastante alla massicciata sarà posata la pavimentazione bituminosa in tout-venant bitumato a caldo per uno spessore di circa 6 cm e rullato con rullo vibratore.

Superiormente sarà posato il tappeto d'usura in conglomerato bituminoso, tipo bitulite, confezionato a caldo, steso per uno spessore di circa 4 cm con rullo vibrante.

Per l'ingresso alla stazione è previsto un cancello carrabile di tipo scorrevole ed un cancello pedonale, ambedue inseriti tra pilastri e pannellature in conglomerato cementizio armato.

La recinzione perimetrale alta m 2,20 è realizzata in pannelli di lunghezza 2,50 m costituiti da paletti in calcestruzzo prefabbricato e rete metallica zincata e plastificata di colore verde, con alla base una lastra prefabbricata in calcestruzzo.

La viabilità interna verrà ripristinata in modo da consentire un agevole esercizio e manutenzione dell'impianto.

5.3 **PROFILO PLANO ALTIMETRICO DELL'AREA.**

La cabina primaria del produttore è situata su un'area pianeggiante con andamento planoaltimetrico regolare. Si rimanda alle tavole grafiche di progetto per l'individuazione di:

1. orografia dell'area;
2. profili altimetrici della cabina e dell'area circostante.

5.4 **DIMENSIONAMENTO DI MASSIMA DELLA CABINA PRIMARIA PRODUTTORE E SCELTE PROGETTUALI.**

La cabina primaria del produttore è stata concepita con un solo stallo di trasformazione, dotato di un trasformatore da 50/60 MVA.

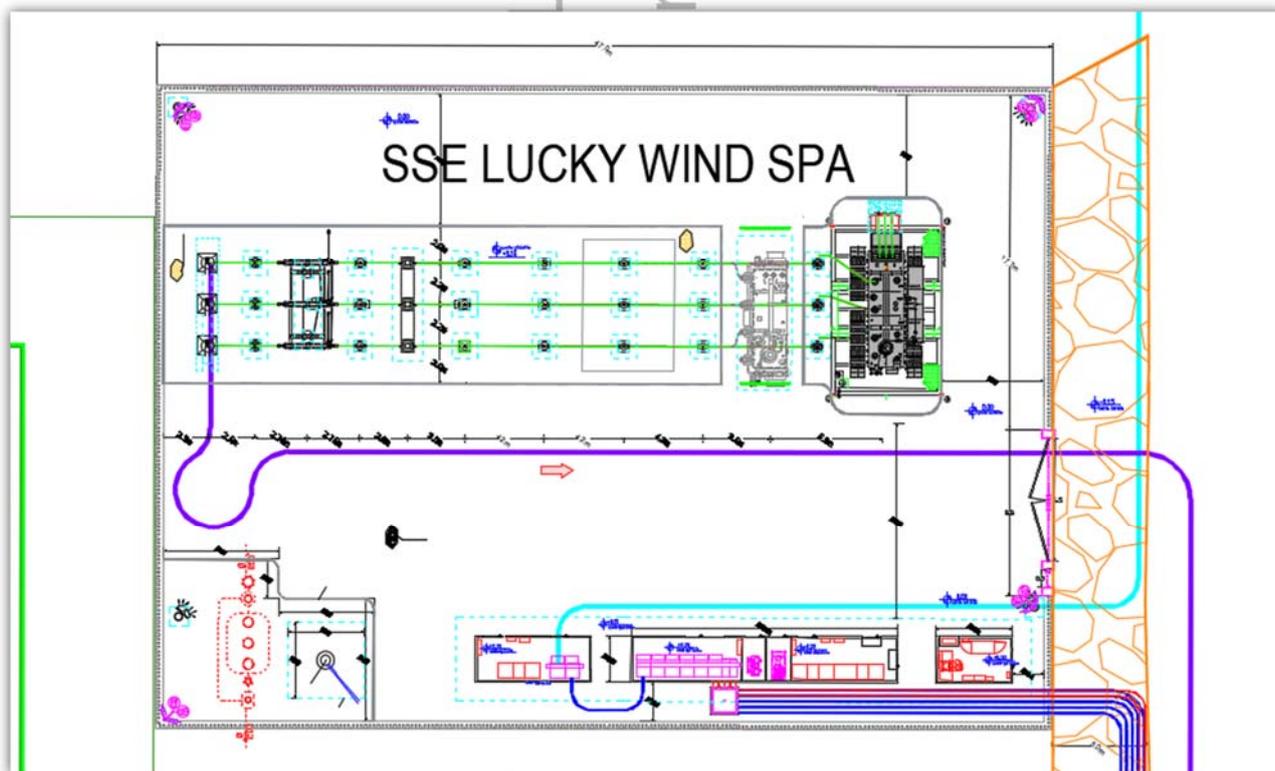
Lo stallo, mediante cavo interrato AT, è collegato ad un nuovo sistema di sbarre AT da realizzarsi all'interno della Sottostazione esistente di proprietà della Lucky Wind 4 srl, che costituisce opera comune per la condivisione di stallo per la Connessione alla RTN.

5.5 **STRUTTURA DELLA SOTTOSTAZIONE PRODUTTORE.**

Nell'area della Sottostazione produttore si possono individuare le seguenti sezioni d'impianto:

1. Unico stallo di trasformazione da 50/60 MVA;
2. locali tecnici bT/MT, nell'area della Sottostazione produttore;
3. locale SCADA.

Nella relativa tavola grafica di progetto è riportato in dettaglio il lay-out della cabina primaria dal quale è facile individuare le sezioni di impianto sopra richiamate.



Va specificato che il trasformatore presente nella sottostazione produttore avrà il neutro del centro stella accessibile ed isolato alla piena tensione.

Non ci si dilunga nella descrizione delle varie sezioni della cabina primaria in quanto negli elaborati di progetto sono riportati in tutti i loro dettagli il *layout*, la planimetria, le sezioni, il profilo altimetrico dell'area, la pianta delle fondazioni, la pianta dei cavidotti, i particolari costruttivi esecutivi delle fondazioni



delle diverse apparecchiature e tutto quanto necessario al pieno completamento dell'opera. Saranno qui di seguito analizzati più nel dettaglio solamente i locali tecnici e l'impianto di terra della cabina primaria.

5.6 LOCALI TECNICI DELLA SOTTOSTAZIONE PRODUTTORE.

All'interno dell'area recintata della cabina primaria del produttore saranno realizzati tre fabbricati da adibirsi a locali tecnici indipendenti, ognuno dei quali necessario ad ospitare le apparecchiature MT e BT e quelle di telecontrollo dell'impianto.

Questi fabbricati per i locali tecnici saranno strutture prefabbricate tipo shelter coibentate, assemblate e cablate in officina. Ogni shelter avrà le seguenti caratteristiche:

- monoblocco;
- struttura portante realizzata in profilati di acciaio stampati a freddo, saldati ai quattro cantonali;
- pareti realizzate con lamiera d'acciaio grecato, saldata in continuità, al filo dei longheroni superiori e inferiori ed ai quattro cantonali e coibentato internamente con pannello dec, calpestabile;
- n. 4 blocchi d'angolo superiori da utilizzare per il sollevamento;
- n.4 blocchi d'angolo inferiori da utilizzare per trasporto mediante fissaggio a pianale di camion dotato di dispositivi twist lock;
- pavimento realizzato con lamiera olivata antiscivolo (spessore 3+2 mm);
- rivestimento delle pareti mediante pannelli coibentati con poliuretano espanso e rivestiti con lamiera zincata preverniciata.

Le fondazioni degli edifici tipo shelter saranno realizzate con platea in cls gettata in opera. Le coperture dei pozzetti, facenti parte delle fondazioni saranno in PRFV o in ghisa.

Il pavimento è predisposto con aperture e passerelle apribili per permettere il passaggio dei cavi MT e BT, nonché l'ispezione e l'agevole installazione degli stessi.

In alcuni locali gli impianti sono soggetti agli adempimenti del D.M. n. 37/2008.

Gli impianti elettrici sono tutti "a vista"; fanno eccezione solo alcuni locali (uffici, sala comandi, corridoi) ove sono di tipo "incassato".

I fabbricati per le apparecchiature BT e MT avranno dimensioni massime in pianta e altezza indicate dettagliatamente nelle tavole grafiche di progetto.

In tali edifici tipo shelter saranno individuati i seguenti locali:

1. locale quadri MT;
2. Locale TRSA (trasformatore servizi ausiliari);
3. locale quadri BT.;
4. locale gruppo elettrogeno.

5. Locale SCADA;
6. Vano servizi.

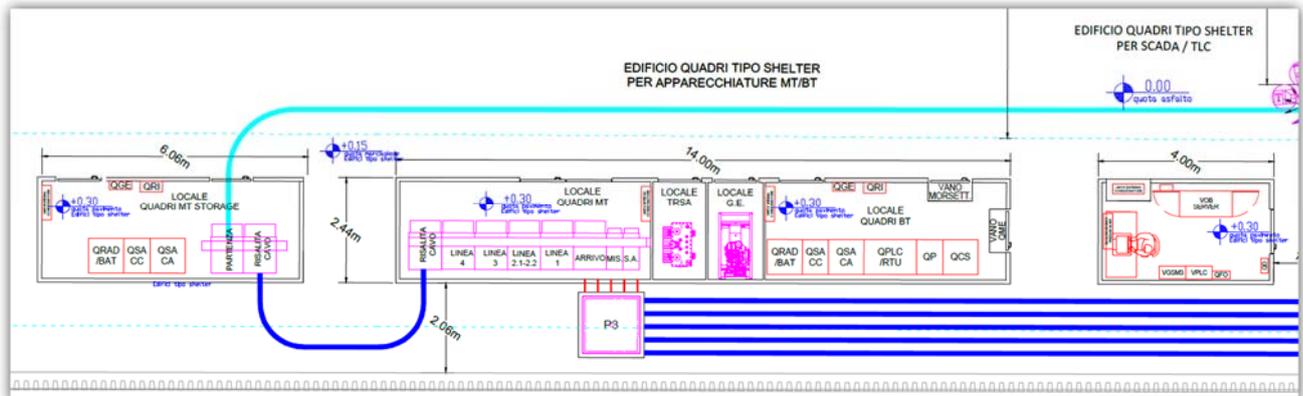


Fig. 27. Layout dell'aggregato di Locali Tecnici in sottostazione Produttore.



Fig. 28. Foto di edifici tipo shelter.

Il locale principale MT ospita al suo interno l'arrivo MT del trasformatore AT/MT, le celle di arrivo in MT delle dorsali dell'Impianto Fotovoltaico, la cella di partenza verso il locale MT-STORAGE, le apparecchiature di comando e protezione.

Nel locale Quadri MT del locale principale saranno individuati i seguenti apparati principali per la connessione:

1. Vano Contatori (QME);
2. Scomparto locale quadri bT;
3. Locale Gruppo Elettrogeno;

4. Locale TRSA;
5. Locale quadri MT con i seguenti scomparti:
 - a. Scomparto Linea 1;
 - b. Scomparto Linea 2.1-2.2;
 - c. Scomparto Linea 3;
 - d. Scomparto Linea 4;
 - e. Arrivo TRAF0 AT/MT;
 - a. Scomparto risalita cavo per connessione con Locale tecnico Storage
 - f. Scomparto misure;
 - g. Scomparto Servizi Ausiliari.

Nel locale quadri bT in c.a. e c.c. ci sono le alimentazioni dei servizi ausiliari, il metering e gli apparati di telecontrollo.

Nei Locali bT saranno alloggiati i seguenti apparati:

1. locale contatori;
2. Locale SCADA impiantista;
3. locale quadro bT, quadri bT di controllo, quadri c.c. e accumulatori;

Le costruzioni ospitano, inoltre, le batterie ed quadri bT in c.a. e c.c. per le alimentazioni dei servizi ausiliari.

Nella figura seguente si mostra in dettaglio la posizione di tali scomparti all'interno del locale tecnico principale.

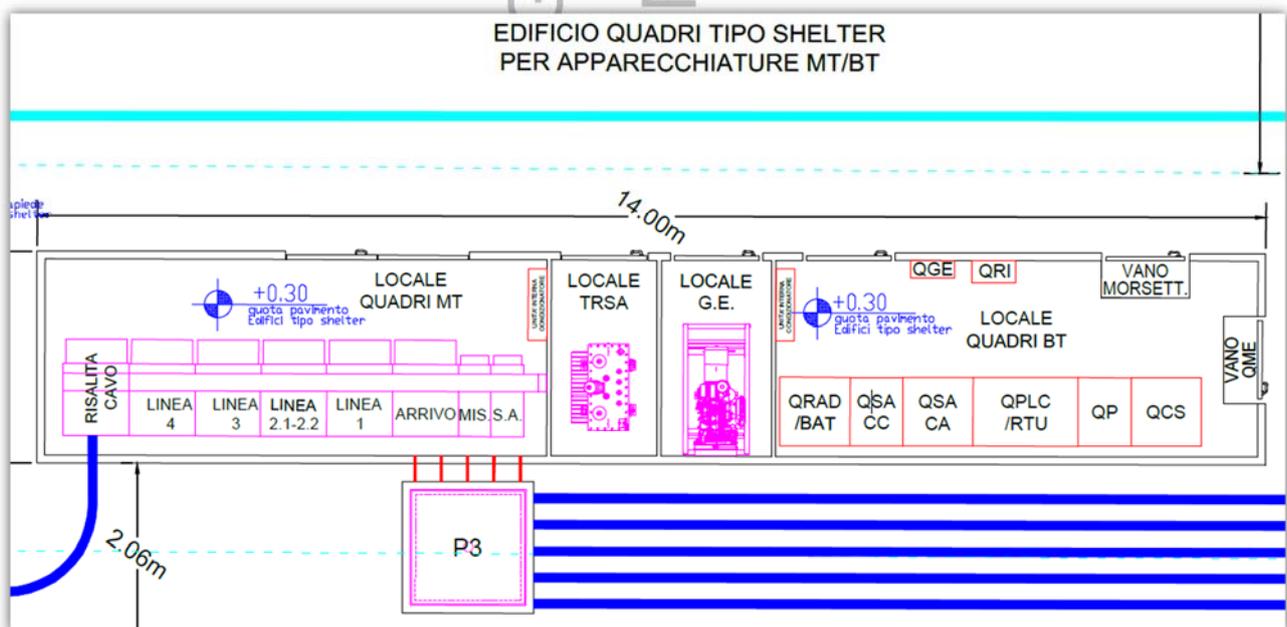


Fig. 29. Layout quadri MT in locale tecnico MT

L'alimentazione elettrica degli impianti tecnologici è deviata da interruttori automatici magnetotermici differenziali (secondo Norme CEI 23-18); il sistema di distribuzione bT 400 V c.a. e 220 V c.a. adottato è di tipo TN-S previsto dalle Norme CEI 64-8/3. Tutti gli impianti elettrici sono completi di adeguato impianto di protezione.

5.7 LAYOUT DELLO STALLO PER LA CONNESSIONE ALLA SE-RTN



Fig. 30. Stralcio planimetrico con evidenza della SSE di Lucky Wind spa, con l'elettrodotto dorsale (in blu), proveniente dal generatore fotovoltaico; dai locali tecnici si diparte un elettrodotto MT (in ciano) per la connessione con l'impianto di accumulo, e un elettrodotto MT (in viola), per la consegna al montante di partenza da realizzarsi nella esistente SSE di LW4. In arancio il percorso del cavo AT, in rosso lo stallo già esistente ed assegnato in area TERNA.

Le opere per la connessione consisteranno quindi in un tratto di elettrodotto interrato a 150kV, della lunghezza complessiva di circa 250m, posato in terreno agricolo e lungo viabilità esistenti di accesso e servizio, in colore viola nella figura seguente. Tale elettrodotto collegherà il montante di trasformazione dedicato in Sottostazione Produttore con il montante di partenza da realizzarsi nell'area della esistente SSE LW4 srl.

Quest'ultimo si conetterà ad un nuovo sistema di sbarre AT, necessarie ad effettuare il parallelo tra i due impianti.

Dal parallelo dei due impianti il montante stallo di arrivo esistente in SSE provvederà a consegnare l'energia prodotta allo Stallo assegnato di Partenza in Area Terna, mediante l'esistente elettrodotto interrato AT 150kV della lunghezza di circa 50m.

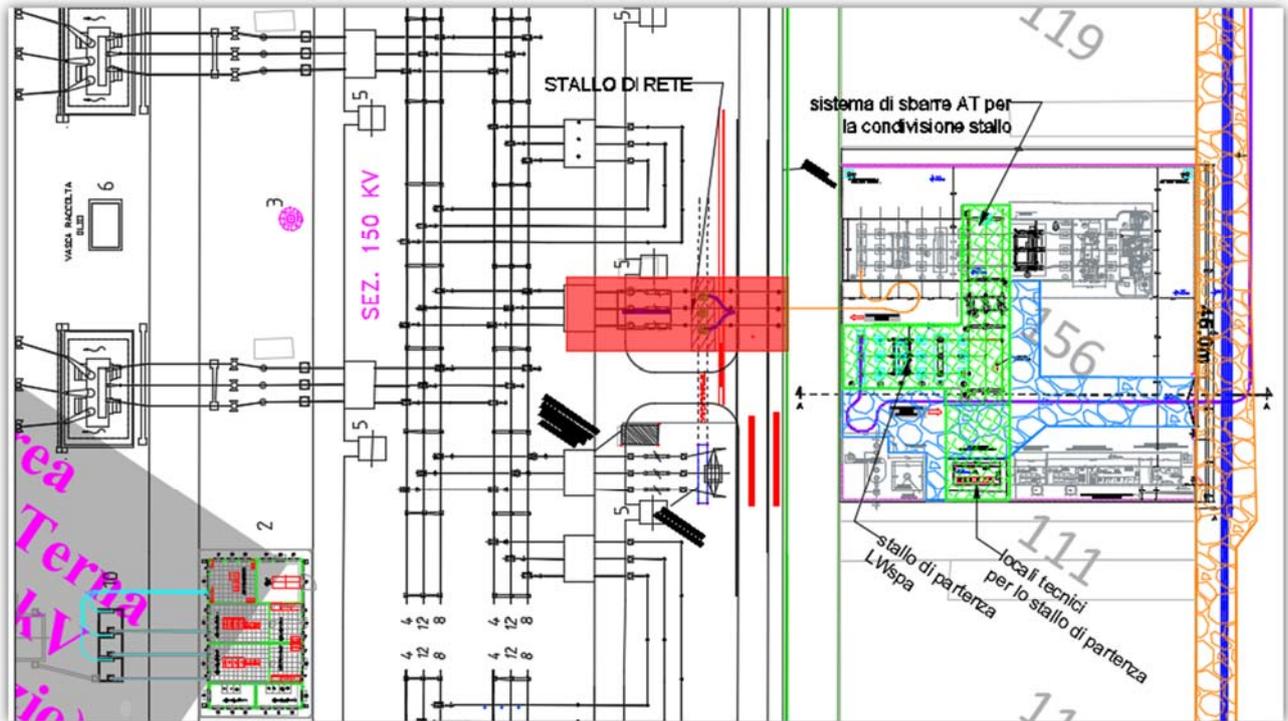


Fig. 31. Stralcio planimetrico su ortofoto su cui è evidente la parte della SE Terna realizzata ed in esercizio.

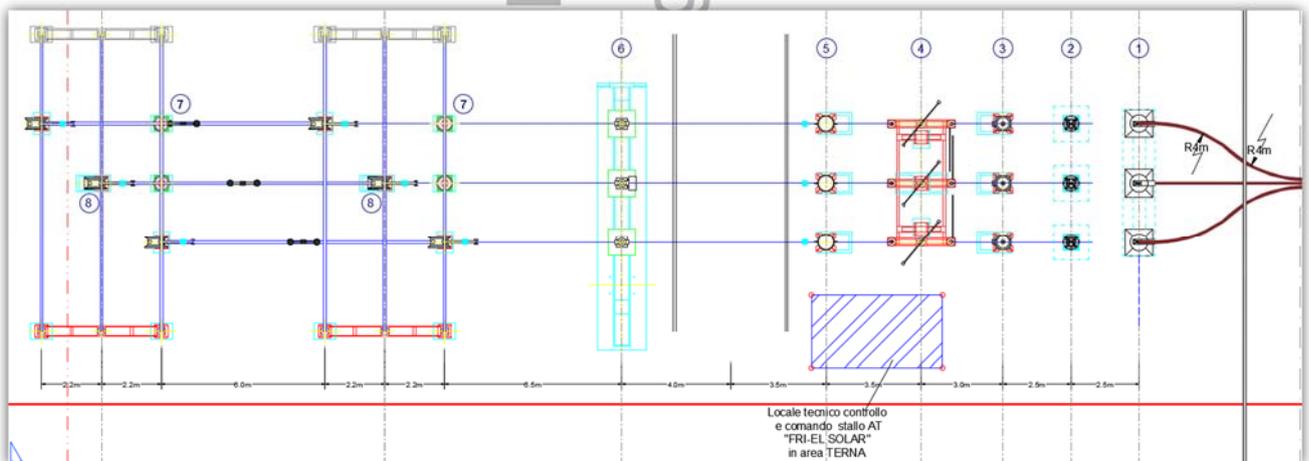
Come si evince dalla figura precedente, la stazione è equipaggiata con componenti in aria (AIS) e il layout **esistente** comprende:

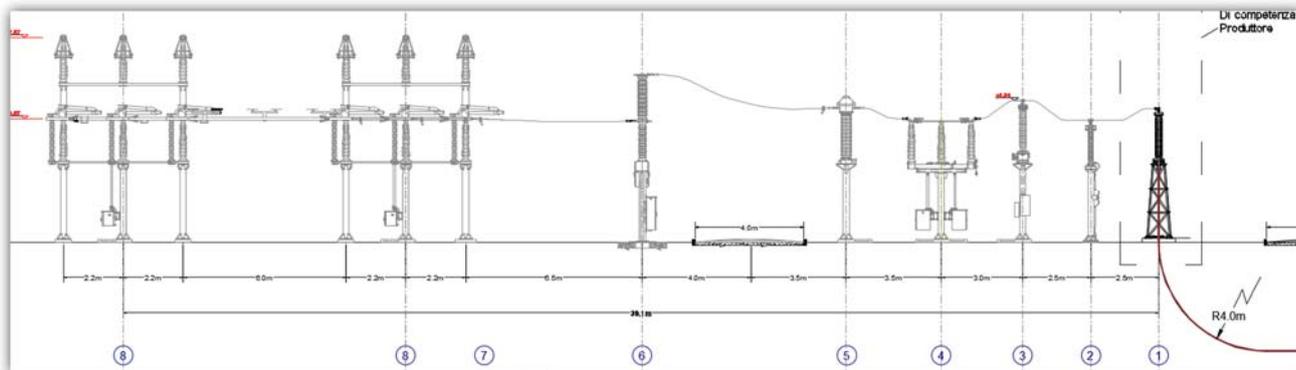
- 1) 2 passi sbarre per la connessione con i due montanti ATR150/380kV;
- 2) 2 passi sbarre per il parallelo tra i due sistemi di sbarre a 150kV;
- 3) 4 stalli produttori già esistenti, dei quali 2 con ingresso in cavo e due con ingresso linea aerea;
- 4) 6 passi sbarre attualmente liberi per la realizzazione di altrettanti stalli di ingresso a 150kV;
- 5) Una viabilità laterale, ad EST, della larghezza di circa 8m.

L'elettrodotto interrato percorre tale viabilità laterale, per poi attestarsi sul passo sbarre immediatamente a SUD del doppio passo di parallelo, mediante un montante di ingresso AT 150kV a specifica TERNA, del quale costituisce opera di Utenza solo il terminale cavo di arrivo e lo scaricatore di sovratensione.



Di seguito si riportano stralci progettuali del progetto delle opere per la connessione, in cui si individuano i componenti adottati, la loro disposizione planimetrica ed il profilo longitudinale.





Nelle due figure precedenti si possono individuare, con numerazione da 1 ad 8:

1. Terminale cavo AT - lato TERNA (di competenza Produttori)
2. Scaricatore con contascariche;
3. Trasformatore di tensione capacitivo 150kV;
4. Sezionatore tripolare orizzontale 145-170kV con lame di messa a terra;
5. TA ad affidabilità incrementata 150 kV;
6. Interruttore tripolare 150kV;
7. Isolatore portante;
8. Sezionatore verticale

L'ipotesi di connessione alla RTN, prevede in definitiva:

1. Un collegamento AT cavo interrato a 150kV tra la SSE Produttore e la SSE esistente della LW4;
2. Realizzazione di un montante arrivo AT 150kV, in area condivisa nella SSE LW4;
3. Realizzazione di un sistema di sbarre per il parallelo tra i due impianti dei due diversi produttori;
4. Utilizzo dell'esistente collegamento alla RTN costituito da elettrodotto interrato posato in mortar in cunicolo in lastre di calcestruzzo;
5. Utilizzo dell'esistente montante di Partenza in area TERNA, collegato al doppio sistema di sbarre a 150kV ivi esistenti.



6. IMPIANTO DI STORAGE

6.1 GENERALITÀ SUI SISTEMI DI STORAGE

Lo sviluppo delle FRNP è fortemente supportato dalle politiche energetiche dei governi, sia a livello mondiale (COP 21, accordi di Parigi), sia a livello comunitario (pacchetto Clima-Energia 2030 europeo), sia a livello nazionale (PNEIC).

Lo sviluppo delle FRNP, deve avvenire parallelamente all'abbandono delle fonti fossili e deve essere accompagnato dallo sviluppo di nuovi modelli di sistemi energetici e reti elettriche che consentano di accogliere tale sviluppo in maniera sostenibile (generazione distribuita, smart-grid, ESS, ecc.);

Una condizione necessaria allo sviluppo delle FRNP è che le reti elettriche e i sistemi energetici nazionali siano sufficientemente pronti a gestirne l'aleatorietà della produzione.

In Italia le FRNP hanno priorità di dispacciamento rispetto agli impianti la cui produzione è programmabile, e Terna, in qualità di Transmission System Operator (TSO), si occupa dell'approvvigionamento di risorse per garantire la stabilità della RTN tramite il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), nonché della gestione dei flussi di potenza in tempo reale.

Il MSD è lo strumento attraverso il quale vengono approvvigionate le risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema elettrico nazionale (risoluzione delle congestioni intrazonali, creazione della riserva, bilanciamento in tempo reale).

Sul MSD le offerte presentate dai soggetti abilitati che vengono accettate, sono remunerate al prezzo presentato (pay-as-bid). Fino al 30/05/2017, gli unici soggetti abilitati al MSD erano solamente le Unità di Produzione (UP) rilevanti (ossia di taglia superiore a 10 MW) ad esclusione di quelle non programmabili (PV, Wind, ecc.). Tali soggetti sono obbligati a presentare in ogni sessione di mercato le offerte per i vari servizi di dispacciamento (per ulteriori approfondimenti si rimanda al Codice di Rete).

A seguito della Delibera 300/2017/R/eel dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), dal titolo "*Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del testo integrato dispacciamento elettrico (TIDE) coerente con il balancing code europeo*" sono stati avviati i primi step per la progressiva apertura del MSD a nuovi soggetti (la domanda, la generazione distribuita, le FRNP rilevanti, ecc.), tramite una serie di progetti pilota.

Con le delibere dell'ARERA 372/2017/R/eel e 583/2017/R/eel sono poi stati rispettivamente approvati i regolamenti (predisposti da Terna) relativi ai progetti pilota che disciplinano la partecipazione al MSD delle seguenti categorie:

- Le Unità di **Consumo Virtuali Abilitate** (UVAC), costituite da uno o più impianti di consumo connessi alla rete aventi le seguenti caratteristiche:

- i. "Potenza Massima di Controllo", intesa come la massima quantità di prelievo che può essere modulata in riduzione, superiore a 1MW;
 - ii. in grado di incrementare la propria immissione (cioè, fisicamente, di modulare in riduzione il prelievo degli impianti di consumo associati alla UVAC) entro 15 minuti dalla ricezione dell'ordine di dispacciamento di Terna per un valore non inferiore alla quantità minima di cui sopra, e sostenere tale riduzione per un periodo almeno pari a due ore consecutive;
 - iii. ogni impianto di consumo deve essere dotato di un sistema di misura della potenza rispondente ai requisiti individuati da Terna; Nel caso delle UVAC, è ammesso che le Unità di Consumo possano avere al loro interno anche sistemi di generazione.
- Le **Unità di Produzione Virtuali Abilitate** (UVAP), costituite da uno o più punti di immissione ai quali siano connessi esclusivamente impianti di produzione (attualmente esclusivamente non rilevanti), caratterizzate dai seguenti attributi:
 - i. per servizio di riserva sia nella modalità a salire che a scendere: essere in grado di aumentare o ridurre la potenza immessa di almeno 1MW;
 - ii. per servizio di riserva solo a salire: essere in grado di aumentare la potenza immessa di almeno 1MW;
 - iii. per servizio di riserva solo a scendere: essere in grado di ridurre la potenza immessa di almeno 1MW;
 - iv. devono essere in grado di modulare in incremento (o in decremento) l'immissione entro 15 minuti dalla ricezione dell'ordine di dispacciamento di Terna e sostenere tale modulazione per un periodo almeno pari a due ore consecutive;
 - v. ogni impianto di produzione deve essere dotato di un sistema di misura della potenza rispondente ai requisiti individuati da Terna.

Con la delibera 422/2018/R/eel i sopracitati progetti sono confluiti nel progetto pilota delle Unità Virtuali Abilitate Miste.

A questi progetti si aggiungono anche:

- FRNP rilevanti, ossia impianti rinnovabili non programmabili di taglia superiore a 10 MW. Il regolamento è in corso di approvazione da parte dell'ARERA (383/2018/R/eel);
- Unità di Produzione Integrate, ossia UP tradizionali affiancate da sistemi di storage elettrochimico. Il regolamento deve essere presentato all'ARERA per l'approvazione, essendo chiusa la fase di consultazione con gli operatori(402/2018/R/eel);

Inoltre da dicembre 2019 risulta in consultazione, da parte di TERNA, un progetto pilota denominato "Riserva Ultrarapida" caratterizzato dalle seguenti requisiti principali:

- 1) Taglia minima a livello di aggregato almeno pari a 5 MW e taglia massima al più pari a 25 MW (l'obiettivo è di evitare eccessiva concentrazione di riserva in pochi aggregati/dispositivi e assicurare una maggiore disponibilità media delle risorse);
- 2) Essere in grado di fornire una regolazione continua e automatica della frequenza nel rispetto dei vincoli di tempo di attivazione, durata e modalità di seguito definite e indipendentemente dal tipo di tecnologia;
- 3) Essere in grado di fornire la risposta entro 1 secondo dall'evento di deviazione della frequenza (secondo le modalità definite da Terna), di regolare continuativamente il profilo di potenza richiesto per 30 secondi e di eseguire una derampa lineare fino a potenza nulla entro tempo di default di 5 minuti;
- 4) Essere in grado di garantire una durata minima di erogazione del servizio a piena potenza pari a 15 minuti sia a salire sia a scendere.

Nonostante il progetto pilota della riserva Ultra-rapida risulti essere tecnologicamente neutro, la caratteristica del terzo punto (risposta completa del sistema entro 1 secondo) rende il progetto dedicato quasi esclusivamente ai sistemi di accumulo elettrochimico.

6.2 **IL RUOLO DELLO STORAGE**

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 Figura 1) può essere fatta in base a chi eroga e/o beneficia di tali applicazioni e servizi (produttori di energia, consumatori, utility) .

Limitatamente alle applicazioni di interesse per i Produttori, vengono di seguito elencate tutte le applicazioni e i servizi diretti 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 setpoint di potenza inviato da Terna.

6.3 **PRINCIPALI CARATTERISTICHE DEL PROGETTO**

La tecnologia delle batterie agli ioni di litio è attualmente lo stato dell'arte per efficienza, compattezza, flessibilità di utilizzo.

Un sistema di accumulo, o **BESS**, comprende come minimo:

- BAT: batteria di accumulatori elettrochimici, del tipo agli ioni di Litio;
- BMS: il sistema di controllo di batteria (Battery Management System);
- BPU: le protezioni di batteria (Battery Protection Unit);
- PCS: il convertitore bidirezionale caricabatterie-inverter (Power Conversion System);
- EMS: il sistema di controllo EMS (Energy management system);
- AUX: gli ausiliari (HVAC, antincendio, ecc.).

Il collegamento del BESS alla rete avviene normalmente mediante un trasformatore innalzatore BT/MT, e un quadro di parallelo dotato di protezioni di interfaccia . I principali ausiliari sono costituiti dalla ventilazione e raffreddamento degli apparati.



L'inverter e le protezioni sono regolamentati dalla norma nazionale CEI 0-16. Le batterie vengono dotate di involucri sigillati per contenere perdite di elettrolita in caso di guasti, e sono installate all'interno di container (di tipo marino modificati per l'uso come cabine elettriche).

La capacità del BESS è scelta in funzione al requisito minimo per la partecipazione ai mercati del servizio di dispacciamento, che richiede il sostenimento della potenza offerta per almeno 2 ore opportunamente sovradimensionata per tener conto delle dinamiche intrinseche della tecnologia agli ioni di litio (efficienza, energia effettivamente estraibili), mentre la potenza del sistema viene dimensionata rispetto alla potenza dell'impianto fotovoltaico:

- Secondo la letteratura la potenza nominale del BESS risulta ottimale attorno a circa il 50% della potenza nominale dell'impianto, portando la scelta per tale progetto a circa 25 MW (potenza del parco paria 50 MWp);
- La capacità della batteria per garantire il funzionamento paria 2 h risulta: 50 MWh.

6.3.1 SISTEMA BATTERIE

Il sistema di accumulo sarà basato sulla tecnologia agli ioni di litio, tra queste le principali tecnologie usate nell'ambito dell'energy storage sono:

- Litio Ossido di Manganese LMO
- Litio Nichel Manganese Cobalto NMC
- Litio Ferro Fosfato LFP
- Litio Nichel Cobalto Alluminio NCA
- Litio Titanato LTO

Negli ultimi anni le due tecnologie che si stanno maggiormente affermando nell'ambito energy storage sono: Litio-Manganese-Cobalto (NMC) e Litio Ferro Fosfato (LFP), pertanto questo progetto sarà basato su queste due tecnologie.

I sistemi energy storage con tecnologia al litio sono caratterizzati da stringhe di batterie (denominati **batteries racks**) costituite dalla serie di diversi moduli batterie, al cui interno sono disposte serie e paralleli delle celle elementari. Si riporta un esempio di cella, modulo batteria e rack batterie:



Fig. 32. Esempio cella batteria



Fig. 33. Esempio modulo batteria



Fig. 34. Esempio rack batterie

Infine a capo dei moduli posti in serie all'interno dei rack vi è la Battery Protection Unit (BPU) responsabile della protezione dell'intero rack contro i corto circuiti, il sezionamento del rack per eseguire la manutenzione in sicurezza, e la raccolta di tutte le informazioni provenienti dai vari moduli (temperature, correnti, tensioni, stato di carica etc). Si riporta un esempio di BPU:



Fig. 35. Esempio BPU

Tutto quanto sopra descritto è incluso in moduli preassemblati modulari:



Fig. 36. Esempio Modulo batterie

aventi le seguenti caratteristiche unitarie:

Rated AC Power (50°C)	2 MW - 500+ MW	Availability	>97.0%
Discharge Duration	1 - 6+ hours	Altitude	De-rated over 2,000 meters
Grid Frequency	50Hz and 60Hz	Seismic Rating	Design packages available for IEEE high seismic
Reactive Power	Four-quadrant control, 0.9 leading to 0.9 lagging at rated power (reactive capability available over full real power range)*	Design Lifetime	Up to 25 years with battery augmentation, usage dependent
Auxiliary Power Usage	<10 kW/MW typical (application dependent)	System Response Time	Max capacity change in <1 second

Tali moduli saranno montati in serie fino ad ottenere la potenza e la capacità desiderata, assumendo il layout qui rappresentato:



Fig. 37. Layout del sistema costituito da moduli batterie

6.3.2 Convertitore di Potenza e Trasformatore

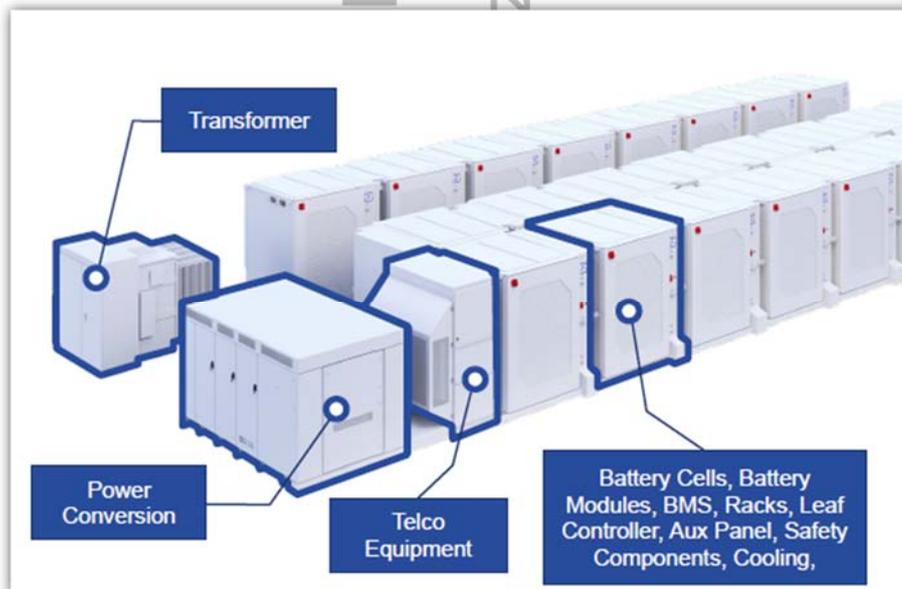


Fig. 38. Layout del sistema costituito da moduli batterie

Dal momento che i rack batterie sono caratterizzati da grandezze elettriche continue, al fine di poter connettere tali dispositivi alla rete elettrica vi è la necessità di convertire tali grandezze continue in alternate. A tal fine il sistema di conversione solitamente utilizzato in applicazioni Energy Storage è un



convertitore bidirezionale monostadio caratterizzato da un unico inverter AC/DC direttamente collegato al sistema di accumulo.

Tali convertitori possono essere installati direttamente all'interno di container oppure realizzati in appositi skid esterni, come i convertitori centralizzati utilizzati nei parchi fotovoltaici:

Il convertitore poi risulta essere connesso ad un trasformatore elevatore MT/BT al fine di trasportare l'energia in maniera più efficiente e solitamente vengono realizzati degli skid esterni comprensivi di PCS, trasformatore e celle di media tensione.

6.3.3 Container

I container sono 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 REI120;
- 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 condizionatore al fine di garantire della ridondanza;
- 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 anti-intrusione 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 25 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

6.3.4 Collegamenti elettrici

Il collegamento del sistema di accumulo avverrà mediante 4 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, dimensioni indicative 1000x1000x800 mm

Sarà presente una sezione di bassa tensione in comune alle 4 sezioni, di alimentazione degli ausiliari 400 Vac e 230 Vac derivata dal trasformatore dei servizi ausiliari dell'impianto.

Tutti gli impianti elettrici saranno realizzati a regola d'arte, progettati e certificati ai sensi delle norme CEIEN vigenti.

Le sezioni dell'impianto di accumulo saranno collegate all'impianto di terra della sottostazione tramite appositi dispersori.

6.3.5 Sistema antincendio

Sarà progettato e certificato in conformità alla regola dell'arte e normativa vigente. Il sistema, che sarà interfacciato con la centrale di allarme presente nella sala controllo del CCGT, ha il compito di valutare i segnali dei sensori di fumo/termici e:

- allertare le persone in caso di pericolo;
- disattivare gli impianti tecnologici;
- attivare i sistemi fissi di spegnimento;

Le principali caratteristiche sono:

- i locali batterie saranno protetti da sistema di estinzione, attivato automaticamente dalla centrale antincendio in seguito all'intervento concomitante di almeno 2 sensori su 2;
- il fluido estinguente sarà un gas caratterizzato da limitata tossicità per le persone e massima sostenibilità ambientale, contenuto in bombole pressurizzate con azoto (tipicamente a 25 bar). Sarà di tipo fluoro-chetone 3M NOVEC 1230 o equivalente. La distribuzione è effettuata ad ugelli, e realizzerà l'estinzione entro 10 s
- la centrale di rilevazione e automazione del sistema di estinzione e le bombole saranno installate in compartimento separato dal locale batterie, separato da setto REI 120;

- esternamente ai container saranno installati avvisatori visivi e acustici degli stati d'allarme, e sistema a chiave di esclusione dell'estinzione;
- saranno presenti pulsanti di allarme e specifiche procedure per la gestione delle eventuali situazioni di malfunzionamento in modo da escludere limitazioni alle attuali condizioni di sicurezza della centrale;
- nei locali elettrici non dotati di sistema di estinzione automatico (cabina elettrica) saranno previsti estintori a CO2.

La gestione degli apparecchi che contengono gas ad effetto serra sarà conforme alle normative F-Gas vigenti.

6.4 UBICAZIONE E LAYOUT DELLA STAZIONE DI ACCUMULO.

La struttura ricade in agro di Manfredonia, in località "Macchiarotonda, sul Foglio 128, particella 80. Per l'inquadramento di ampio raggio si

L'area della Stazione di accumulo avrà recinzione e viabilità perimetrale del tutto analoga a quella della SSE.



Fig. 39. Layout della Stazione di accumulo, su planimetria catastale, e posizione reciproca rispetto alla futura SSE Produttore

L'area recintata occupata dalla Stazione di Accumulo, avente:

- Capacità nominale pari a 50MWh
- Potenza nominale pari a 25MW

è pari a 65m per 42m, oltre al tratto di viabilità di accesso di nuova realizzazione, che si diparte dalla esistente viabilità di accesso all'Area Terna e Sottostazioni Produttori

I componenti saranno disposti secondo il layout presentato negli elaborati progettuali e qui riportato:

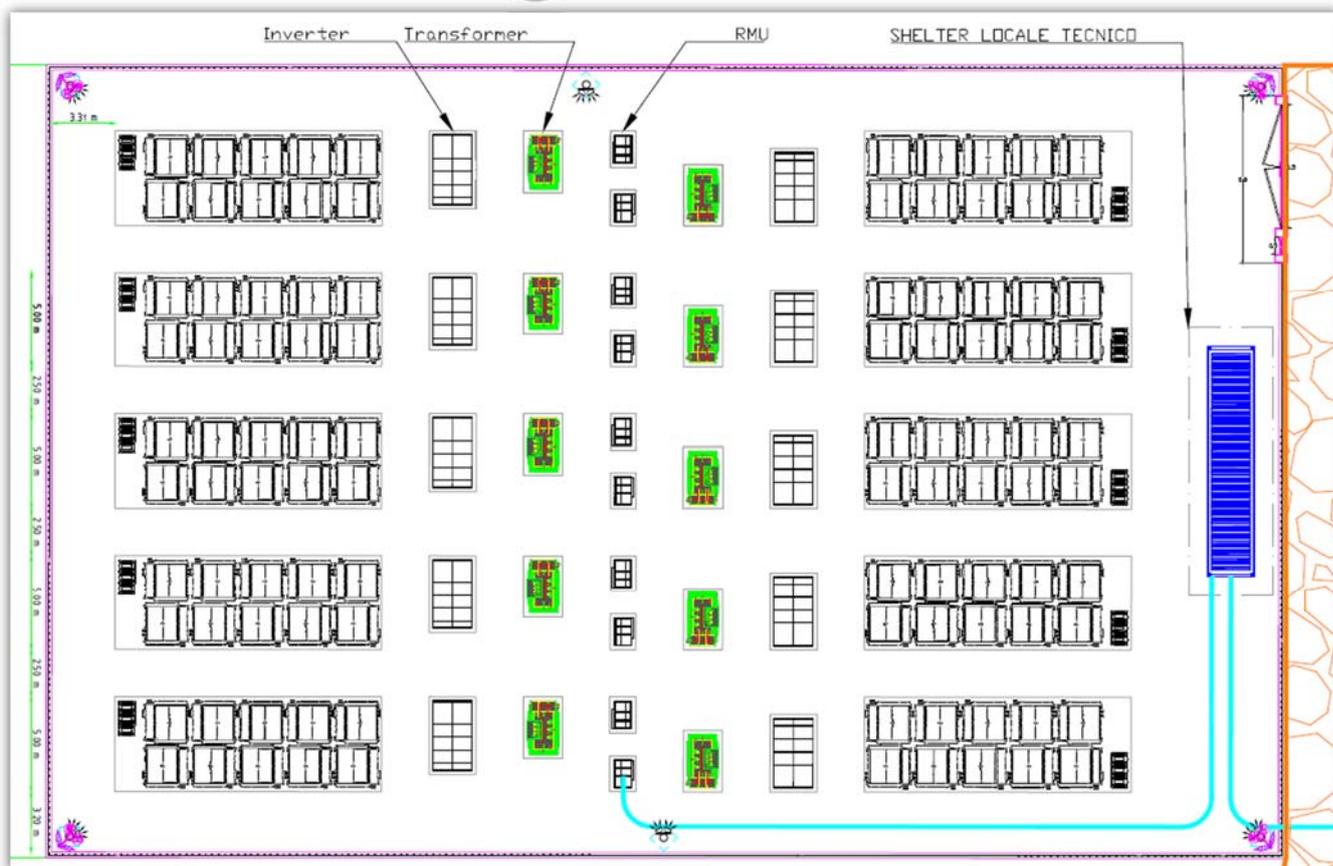


Fig. 40. Planimetria della Stazione di Accumulo con individuazione dei componenti principali

7. PROTEZIONI ELETTRICHE

Nell'impianto elettrico saranno realizzate le protezioni contro le sovracorrenti e i contatti diretti e indiretti. Tali protezioni con funzioni 50, 50N, 51, 51N e 67N, saranno realizzate mediante un relè di protezione installato su ogni interruttore di media tensione presente in ognuna delle cabine elettriche di trasformazione, nonché sugli interruttori di media tensione della cabina elettrica di fine serie e alimentazione servizi di centrale, per un totale di 27 protezioni, qui di seguito elencate:

- n. 42 protezioni di media tensione presenti in ogni cabina di trasformazione con funzioni 50,51 e 51N;
- n. 2 protezioni di media tensioni presenti nelle 2 cabine di Raccolta e Cabina di Sottostazione, con funzioni 50, 50N, 51, 51N e 67N.

Per ogni interruttore di media tensione, il relè di protezione agirà direttamente su esso. Il relè sarà collegato mediante TA e TV posto nello stesso scomparto dell'interruttore MT asservito alla protezione.



Fig. 41. Immagine REF 601.



Fig. 42. Immagine REF 615.

Il relè di protezione agisce sul dispositivo generale mediante una bobina di apertura a mancanza di tensione; tale bobina è asservita dalla protezione generale che ne provoca l'apertura in caso di intervento della protezione. Con tale bobina al mancare, per qualsiasi motivo, dell'alimentazione della protezione generale, il dispositivo generale deve porsi in condizioni di apertura.



8. SISTEMA DI MISURA DELLA ENERGIA

Nell'impianto saranno previste due misure di energia attuate in modo indipendente:

- misura dell'energia prodotta, da installare a discrezione del cliente all'uscita dei gruppi di generazione, in Cabine Master;
- Misure destinata alla contabilizzazione della energia immessa nel punto di consegna (a monte dell'interruttore di arrivo della Cabina MT nei locali tecnici in SottoStazione Produttore).

8.1 MISURA ENERGIA AL PUNTO DI CONSEGNA

Per favorire il calcolo dei parametri di performance dell'impianto ed avere una misura puntuale di energia, lo scomparto di arrivo del QMT è equipaggiato in modo idoneo per la derivazione di una misura di tensione e corrente ad uso misurazione di energia.

I misuratori sono in grado di misurare l'energia prodotta su base oraria, idonei per l'interrogazione e l'acquisizione delle misure per via telematica, debitamente certificati e sigillati prima della messa in esercizio.

I circuiti volumetrici sono derivati da un nucleo dedicato del TV installato nel QMT e derivati su morsettiera sigillabile.

I circuiti volumetrici sono derivati da un nucleo dedicato del TA installato nel QMT e derivati su morsettiera sigillabile.

Sebbene la misura in questione non abbia valore fiscale sono messe in atto le seguenti misure antifrode:

- Predisposizione per la sigillatura delle calotte dei contatori, delle morsettiere dei TA e delle morsettiere di sezionamento dei circuiti amperometrici;
- impiego di cavi schermati con schermo a terra per i circuiti secondari dei TA.

9. IMPIANTI AUSILIARI DI CAMPO

9.1 GENERALITÀ

Tutti gli impianti speciali con parti all'esterno delle cabine di trasformazione sono realizzati con modalità di protezione dai contatti indiretti del tipo "mediante componenti elettrici di Classe II o con isolamento equivalente".

Negli impianti speciali vengono annoverati i seguenti:

- impianto di illuminazione;
- impianto antintrusione;
- impianto di videosorveglianza;

Tutti i modelli in appresso indicati sono qui riportati a scopo esemplificativo, e potranno subire variazioni in fase esecutiva.

9.2 IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE

Il parco fotovoltaico sarà illuminato mediante dei proiettori posti perimetralmente. Si utilizzeranno proiettori a led, ciascuno montato sulla testa di un palo in acciaio a tronco conico di altezza totale 4,50m e altezza totale fuori terra di 4,00m.

Pertanto, l'impianto di illuminazione dell'intero parco fotovoltaico è costituito da due diversi fonti luminose:

- su palo alto ad altezza 4,00m
- su palo basso altezza 0.9m

in dipendenza della funzione cui sono destinati. L'illuminazione bassa Fig.44 è utilizzata per l'illuminazione della viabilità interna al campo fotovoltaico, mentre quella alta Fig.45 è a servizio delle telecamere di sorveglianza poste lungo tutto il perimetro. L'altezza dei pali alti è calcolata in modo da ridurre al minimo l'ombreggiamento degli stessi ai moduli, ed impedire fenomeni di riflessione aerodispersa durante l'accensione notturna.

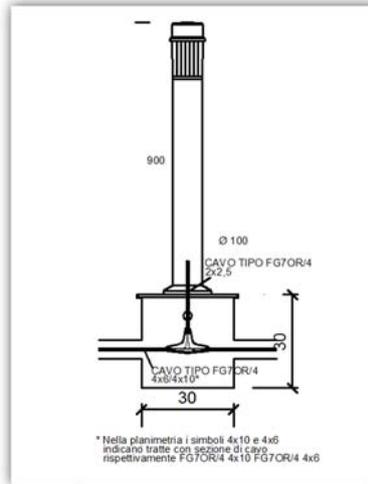


Fig. 43. – Illuminazione per viabilità interna.

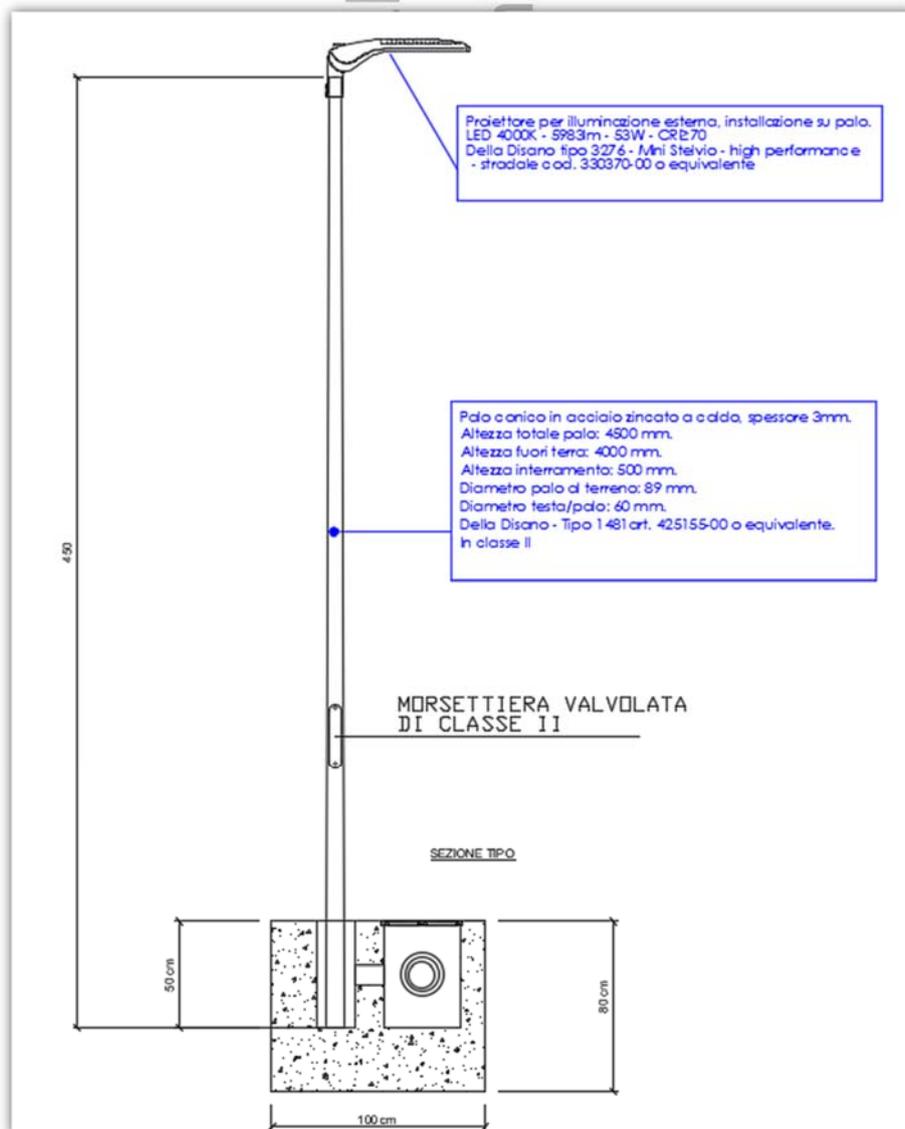


Fig. 44. – Illuminazione perimetrale.

Gli apparecchi illuminanti equipaggiati con lampade LED sono di due tipi, il primo posto su palo ad una altezza di 4m, ha una potenza di 49W tipo 3276 della Disano modello Mini Stelvio plus (o equivalente) ubicato lungo la recinzione perimetrale, mentre il secondo della potenza individuale di 8W in alluminio estruso di diametro 100cm con calotta in pressofusione tipo 1531 della Disano modello Faro 2 (o equivalente), ubicato lungo la viabilità interna del campo fotovoltaico.



Fig. 45. – Apparecchio Illuminante a LED su palo alto.



Fig. 46. – Apparecchio Illuminante a Led su palo basso

I pali saranno ancorati al terreno mediante un plinto di fondazione in cls di dimensioni massime pari a 1mx0.8mx0.7m. Al centro di questo plinto sarà lasciato un foro di diametro 200mm, entro cui sarà issato e fissato il palo mediante costipazione di sabbia fine fino ad una certa quota e per la parte rimanente mediante colata di cemento di suggellamento. Ogni palo sarà dotato di morsettiera valvolata posta a base palo; in caso di corto circuito su un proiettore interviene il fusibile di quel palo evitando di mettere fuori servizio un'intera parte di impianto; inoltre questa selettività migliora notevolmente la ricerca del proiettore guasto. Alla base di ciascun palo sarà realizzato un pozzetto di derivazione con corpo in cls e



chiusino in cls semicarrabile delle dimensioni di 40x40 e profondità 50 cm. In ciascuno di questi pozzetti sarà realizzato il collegamento tra la dorsale di alimentazione dei proiettori e il cavo che, posto nella cavità del palo, alimenterà il proiettore posto sulla sua testa. Il collegamento sarà effettuato mediante giunto a resina colata. Per l'alimentazione di tutti i pali sarà realizzata una condotta elettrica corrente perimetralmente lungo la parte interna della recinzione. Questa condotta sarà realizzata con cavo tipo FG16OR16 posato in cavidotti interrato di diametro 110mm. Questa condotta sarà intercettata lungo il suo percorso dai pozzetti posti alla base di ciascuno dei pali di illuminazione. Per l'alimentazione dell'impianto di illuminazione, sarà installato un quadro generale nel locale guardiania posto all'ingresso del parco (QGU) che alimenterà il quadro elettrico dedicato per tali servizi. L'impianto di illuminazione di che trattasi sarà realizzato integralmente in classe II. Pertanto i proiettori e la morsettiera valvolata saranno in classe II, mentre il cavo da posarsi nella cavità del palo sarà di tipo FG16OR16, il quale avendo tensione nominale pari a 0,6/1kV, quindi di almeno un gradino superiore alla tensione nominale del sistema elettrico alimentato, è anch'esso equiparabile alla classe II. Tutto l'impianto di illuminazione sarà realizzato con due circuiti trifase singolarmente protetti e comandati dal quadro di alimentazione dell'impianto di illuminazione posto nei locali tecnici bT. Infatti da questo locale partiranno due linee trifase in cavo, uno destinato verso la parte sinistra d'impianto rispetto al locale stesso e l'altra verso la parte destra d'impianto. Di ciascuna linea le tre fasi della linea una sarà alimentata e comandata in esecuzione "tutta notte", l'altra sarà alimentata e comandata in "metà notte". L'impianto di illuminazione perimetrale previsto tra gli interventi in progetto verrà realizzato a scopo di sicurezza e sorveglianza dell'area e sarà dotato di sensori di rilevamento che provvederanno ad attivare l'illuminazione e le telecamere di sorveglianza solo al manifestarsi di un'intrusione all'interno del perimetro monitorato, ovvero in caso di necessità manutentive occasionali, ragion per cui l'accensione dell'impianto sarà legata ad occasionali eventi di intrusione di origine antropica (furto, danneggiamenti, errori di accesso da parte dei manutentori, ecc.). Il tempo di accensione sarà in tal caso solo lo stretto necessario per la rilevazione dell'intrusione tramite le telecamere e la gestione del conseguente allarme.

9.3 **IMPIANTO DI RIVELAZIONE INTRUSIONE**

Il parco fotovoltaico sarà equipaggiato con un impianto di allarme antintrusione costituito fondamentalmente da:

1. protezione perimetrale, realizzata con barriere continue a raggi infrarossi e microonde;
2. protezione localizzata dei cancelli, realizzata mediante contatto magnetico perimetrale installato direttamente a bordo dei due cancelli;
3. protezione localizzata delle cabine elettriche, realizzata mediante contatti magnetici perimetrali



sulle porte nonché sensore volumetrico a doppia tecnologia posto direttamente all'interno della cabina stessa.

Per la protezione perimetrale, poiché ogni barriera standard ha una portata massima di circa 200m, saranno installate più barriere singole poste una in fila alla successiva in modo da coprire integralmente tutta la lunghezza del perimetro del parco fotovoltaico per un totale di 32 barriere.

La centrale di allarme antintrusione sarà installata insieme alle altre apparecchiature elettroniche nel locale guardiana.

Saranno inoltre installati:

1. una tastiera elettronica a combinazione numerica per l'inserimento e disinserimento dell'impianto di allarme antintrusione;
2. una sirena esterna di alta potenza e comunque sufficiente ad allarmare tutta la zona;

La centrale di allarme antintrusione sarà inoltre equipaggiata con:

1. combinatore telefonico per la trasmissione a distanza su numeri fissi e/o mobili del segnale di allarme nonché per consentire certe operazioni di controllo e operatività a distanza;
2. una scheda per la trasmissione del segnale all'ente di Vigilanza Locale.

Per il collegamento delle barriere poste perimetralmente si utilizzeranno cavi twistati e schermati e con grado di isolamento 4, quindi adatti sia per la posa interrata sia per la posa insieme con i cavi di energia. Tali cavi saranno posati in una canalizzazione interrata corrente perimetralmente all'interno della recinzione esclusivamente dedicata per la posa dei cavi dell'impianto di allarme antintrusione nonché dei cavi dell'impianto di TVCC. Questa canalizzazione sarà dello stesso tipo e realizzata con le stesse modalità della canalizzazione interrata per gli impianti di energia. Quindi si utilizzeranno cavidotti flessibili corrugati in PVC a doppia parete, liscia internamente e corrugata esternamente. Tali cavidotti saranno posati ad una profondità di almeno 70cm rispetto al piano di campagna. Per la posa dei cavidotti sarà quindi realizzato uno scavo di profondità 80cm e larghezza pari a 50cm. Eseguito lo scavo, prima della posa dei cavidotti sarà realizzato un letto di sabbia dello spessore di circa 10cm; inoltre dopo la posa dei cavidotti questi saranno ricoperti con uno strato ulteriore superiore di sabbia di spessore pari a 15cm. La parte rimanente dello scavo sarà riempito con terreno risultante dallo scavo. Il materiale di risulta avanzante sarà trasportato a discarica autorizzata. Lungo il percorso dei cavidotti saranno realizzati dei pozzetti elettrici con funzione di rompitratta e/o derivazione rispettivamente per i tratti lineari più lunghi e per i punti di cambiamento di direzione. In particolare i pozzetti saranno realizzati in corrispondenza del punto di installazione dell'organo emettitore o ricevitore di una barriera perimetrale. I pozzetti saranno con corpo in cls prefabbricato e chiusura superiore di chiusura in cls. Il fondo del pozzetto dovrà essere di tipo drenante per consentire il



facile deflusso delle acque che in esso si raccolgono.

Tutti i cavi dell'impianto di allarme antintrusione dovranno essere preferibilmente attestati direttamente ai morsetti delle apparecchiature da collegare; qualora siano necessarie giunzioni di cavi queste devono essere eseguite esclusivamente all'interno di cassette di derivazione e nei pozzetti interrati. Nel primo caso si utilizzeranno cassette in PVC IP55 e i collegamenti saranno realizzati con appositi morsetti a cappello di dimensioni adeguate al numero e sezione dei cavi da collegare; nel caso di pozzetti si utilizzeranno esclusivamente giunti a resina colata. La centrale di allarme antintrusione sarà alimentata direttamente dal quadro bT posto nel locale guardiania; conseguentemente sarà alimentata anche da un gruppo di continuità. Lo stesso quadro alimenterà i quadri di alimentazione barriere antifurto QAC posti lungo tutto il perimetro del parco in corrispondenza delle barriere. Tutti i quadri QAC verranno installati in appositi armadietti in vetroresina di dimensioni 1.39x0.72x0.45m posizionati nelle vicinanze.

E' prevista un'unità centrale installata all'interno del locale tecnico (guardiania) dalla quale è possibile monitorare lo stato dell'impianto ed analizzare eventi. L'unità centrale può essere collegata ad una o più unità remote.

Il sistema è altresì dotato di modulo ETHERNET in modo che sia possibile accedere da remoto alle informazioni del sistema.

L'intero impianto di rivelazione intrusione dovrà essere realizzato in Classe II o con isolamento equivalente; a tal fine, i dispositivi di alimentazione/ripetizione del segnale sono apparecchiature in Classe II, le condutture di alimentazione sono realizzate mediante impiego di conduttori in classe 0.6kV/1kV e le derivazioni sono effettuate entro cassette in materiale isolante e con ripristino dell'isolante stesso.

9.4 IMPIANTO DI VIDEO-SORVEGLIANZA

L'impianto FV è dotato di un impianto di videosorveglianza con telecamere collegate ad una postazione centrale di videoregistrazione ed archiviazione delle immagini posto all'interno del gabbietto di guardiania. Le telecamere saranno installate su pali di illuminazione ad altezza di 3m (Figura 31) in modo da avere la visione completa del perimetro dell'impianto e la visione completa di tutto l'interno dell'impianto (visione dei pannelli); una o più telecamere sono del tipo Speed Dome con zoom minimo 35 x in modo da vedere qualsiasi punto del campo e gestibile mediante il video registratore sia in loco che da remoto. Verranno pertanto installate lungo tutto il perimetro n.60 telecamere e n.24 telecamere ognuna dedicata ad ogni cabina di trasformazione e al locale guardiania.

A segnale di allarme l'operatore da remoto può comandare la telecamera ed ingrandire l'immagine sul punto allertato e prendere le decisioni opportune.

Le telecamere saranno dotate di alimentatore indipendente in grado di dare energia alle stesse ed alle



custodie per almeno 10 ore.

Il complesso di video registrazione sarà dotato di gruppo di continuità da 10 kVA in grado di alimentare il videoregistratore, lo switch ed il trasmettitore satellitare per almeno 2 ore ed all'interno è dotato di Hard disk (almeno n.2 da 360 GByte) in modo da poter archiviare le immagini in continua per almeno 7 giorni.

Ciascun dispositivo di ripresa è posto in custodia termostata al fine di evitare fenomeni di condensazione e è ad alta sensibilità (0,05 lux minima illuminazione per immagini a colore e 0,0001 lux minima illuminazione per immagini in bianco e nero).

L'intero impianto di TVCC sarà realizzato in Classe II o con isolamento equivalente; a tal fine, le telecamere sono apparecchiature in Classe II, le condutture di alimentazione sono realizzate mediante impiego di conduttori in classe 0.6kV/1kV e le derivazioni sono effettuate entro cassette in materiale isolante e con ripristino dell'isolante stesso.

La registrazione delle immagini è essere a ciclo continuo, ed il sistema deve permettere l'archiviazione di immagini relative a due settimane solari.

Il software di gestione della videosorveglianza da remoto è in grado di:

- Gestire diversi monitor per diversi impianti;
- Condividere il monitor per la visione contemporanea di diverse telecamere di un singolo impianto;
- Consentire la visione delle immagini registrate;
- Associare un suono di allarme diverso per ogni impianto.
- Gestire allarmi perdita video, motion detection;
- Inviare le immagini di un allarme ad un numero telefonico;
- Far gestire la Speed Dome all'operatore remoto (rotazione, zoom, messa a fuoco);
- Programmare il motion detector a zone ed orari;
- Gestire la registrazione sia manuale che su evento.

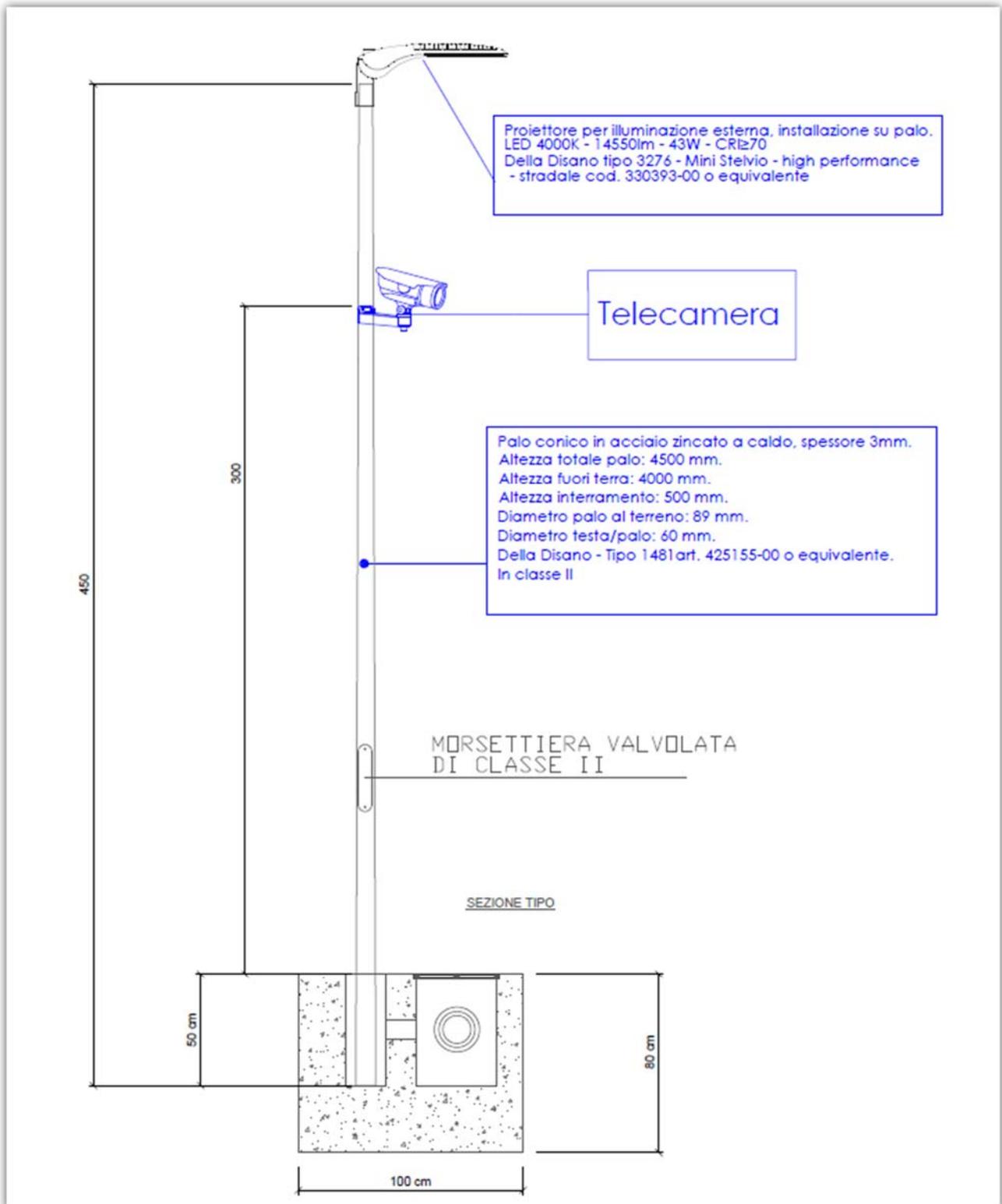


Fig. 47. – Installazione telecamera su palo di illuminazione

10. IMPIANTO DI SUPERVISIONE E CONTROLLO

Il sistema di controllo è realizzato in maniera tale da consentire la supervisione ed il controllo dell'intero impianto da postazione centrale, basato su una soluzione industriale standard, e tale da consentire l'accesso alle informazioni provenienti dai dispositivi in campo, inverter e cabine di trasformazione.

Il sistema di controllo è in grado di verificare se la produzione di energia prodotta è congruente con quella che il generatore fotovoltaico è in grado di produrre. Questa funzione è realizzata elaborando con opportuno software i dati di corrente, tensione, energia acquisiti con i valori che a quelle specifiche condizioni meteorologiche il generatore fotovoltaico dovrebbe produrre. Le condizioni meteorologiche e l'irraggiamento sono acquisiti con misuratori di velocità del vento, termometri ed opportune celle di riferimento calibrate. Eventuali scostamenti dalla produzione prevista a progetto è segnalata all'operatore. L'architettura del sistema è del tipo distribuito, basato su una dorsale Ethernet in fibra ottica di connessione tra il centro di controllo principale e le cabine di trasformazione, ove sono collocati gli apparati di rete (switch) per la connessione del singolo sottosistema.

I dispositivi comunicheranno con il sistema di supervisione/controllo attraverso protocolli quali ModBus RTU e ModBus TCP/IP, in maniera tale da permettere all'operatore di avere su display la situazione in tempo reale dell'intero impianto. L'architettura generale del sistema è rappresentata in figura seguente:

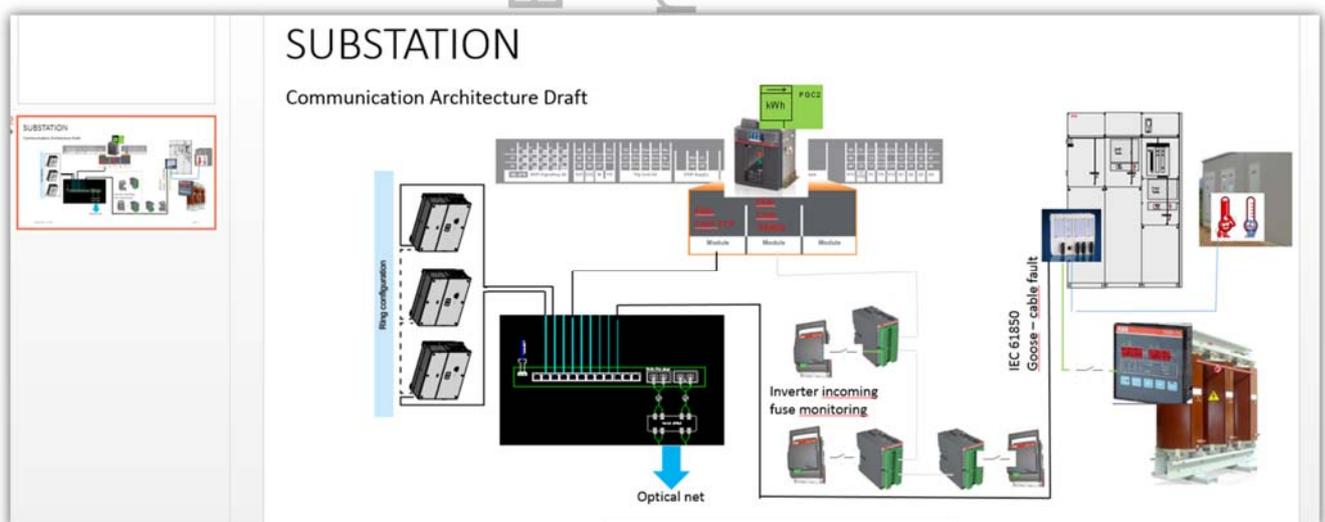


Fig. 48. – Architettura del sistema di supervisione e controllo

La supervisione e controllo per la parte di media, sarà dotata di un sistema di protezione ed automazione per permettere di individuare ed isolare un guasto del cavo.

Il sistema dovrà consentire di individuare la comparsa del guasto nella rete, l'apertura dell'interruttore a monte (quadro master) che connette il ramo dell'impianto alla rete che presenta il guasto, isolare il tratto di cavo guasto tramite l'apertura degli apparecchi di interruzione e infine riconfigurare l'impianto

prevedendo la chiusura in sequenza degli apparecchi di interruzione e dell'interruttore generale di monte. Le principali parti che compongono il sistema oltre a quanto necessario come mezzo ed elementi di interconnessione (es. rete, switch ethernet) sono:

- Modulo indicatore di guasto direzionale tipo RIO 600 in ogni stazione con comunicazione ethernet IEC 61850 ed orizzontale via GOOSE.

- sensori di ultima generazione, presenti in ogni stazione per fornire misure di tensione e di corrente per la protezione direzionale

- Dispositivo elettronico intelligente tipo REF615, progettato per la protezione principale di massima corrente e di guasto a terra per le partenze linea cavi, impiegato nel sistema per la protezione dell'interruttore a monte (sottostazione master). Il ref 615 dispone di sistema di comunicazione nativo IEC 61850 e include messaggistica rapida GOOSE.

Il sistema di automazione dovrà essere predisposto per interfacciarsi con uno SCADA di impianto tramite protocollo IEC61850 per ottenere in tempo reale e da remoto le informazioni e lo stato di diagnostica della rete. Mentre per la parte di bassa, il controllo sarà effettuato dall'interruttore generale posto nel Power Center QPC, il quale tramite moduli aggiuntivi come EkipCom TCP e EkipCom RS-485 sarà in grado di monitorare e supervisionare tutte le apparecchiature di bassa tensione così come mostrato in Figura 33 e meglio specificato nelle tavole allegate.

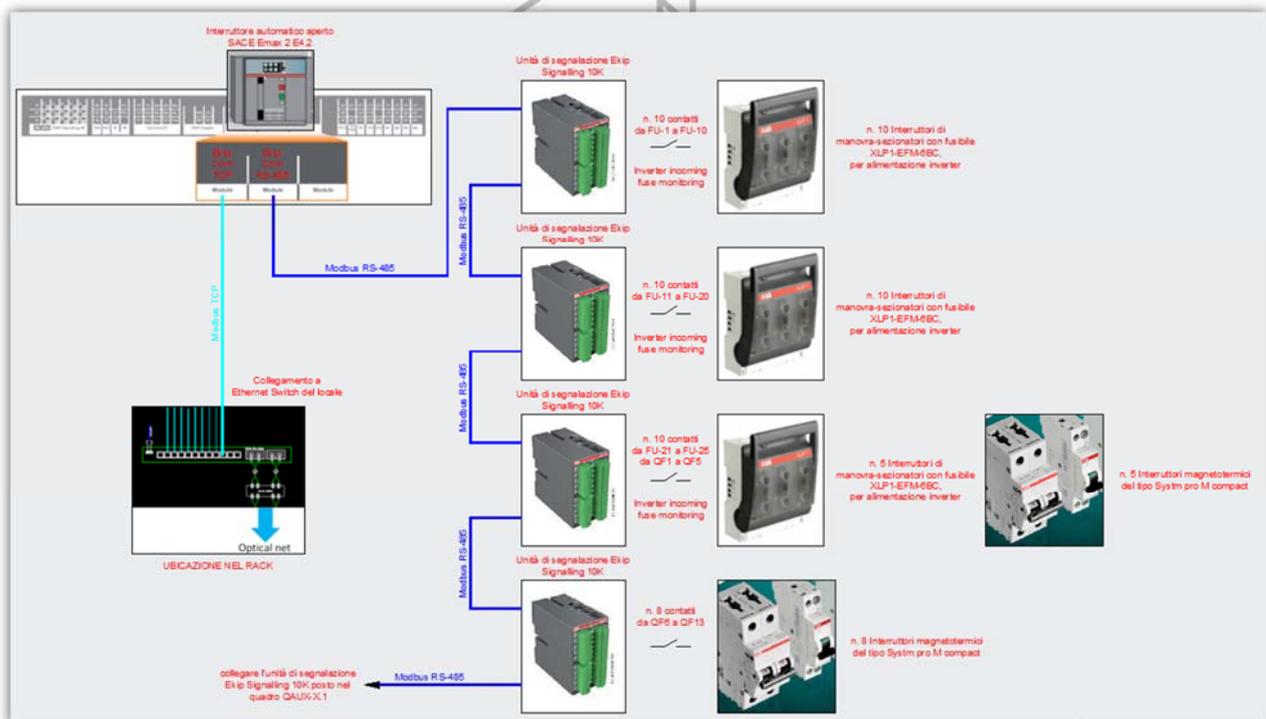


Fig. 49. – Architettura del sistema di supervisione e controllo bT



11. IMPIANTO DI MESSA A TERRA

Lungo tutto il percorso degli scavi che saranno realizzati per la posa dei cavidotti elettrici, sarà posata anche una corda di rame nuda di sezione pari a 50mm² direttamente interrata. Per ogni cabina si avrà un dispersore ad anello in corda di rame nuda di sezione pari a 50 mm² direttamente interrata posto perimetralmente alla cabina di trasformazione e posata direttamente nel terreno. In corrispondenza di ciascuno dei quattro angoli dell'anello alla cabina di trasformazione MT/bt sarà collegato un dispersore verticale in profilato a T in Ac/Zn 50x50x5 mm L=1,5m. Il dispersore ad anello sarà quindi collegato con altri elementi disperdenti costituiti da corda di rame nuda direttamente interrata da 50mm² negli scavi praticati per la posa dei cavidotti elettrici di collegamento degli impianti di produzione.

In questo modo si otterrà un dispersore unico e generale dell'impianto di terra che si estende dalla cabina verso gli impianti di produzione; questa geometria consente non solo di abbassare il valore della resistenza totale dell'impianto di terra e quindi della tensione totale di terra dell'impianto di terra.

Si avrà così un dispersore unico e generale dell'impianto di terra di tipo orizzontale a rete magliata. Le connessioni dei vari tratti di dispersore saranno eseguiti mediante appositi morsetti in ottone a "C" a crimpare. Lungo il percorso di sviluppo del dispersore dell'impianto di terra, saranno praticate apposite derivazioni necessarie per il collegamento a terra:

1. delle strutture di sostegno dei moduli FTV; la struttura di sostegno di ciascuna delle schiere di moduli FTV sarà collegata a terra in due punti estremi.
2. della barra collettrice posta sul pilastro di sostegno quadri di stringa;
3. del collettore di terra da realizzarsi all'interno della cabina elettrica generale di conversione e trasformazione; a tale collettore saranno quindi collegate tutte le masse, mediante appositi conduttori equipotenziali, nonché i conduttori di terra, di protezione e funzionali, presenti nella cabina.

Le derivazioni di che trattasi dal dispersore dell'impianto di terra, saranno realizzate mediante tratto di corda di rame nuda da 50mm² collegata: da un estremo alla corda di rame nuda interrata del dispersore, mediante apposito morsetto a "C" a crimpare; dall'altro alla struttura o collettore da mettere a terra mediante apposito capicorda a crimpare imbullonato alla struttura o collettore stessi. Come sopra già descritto, lo schermo dei cavi MT, essendo collegato a terra, diventerà parte integrante dell'impianto di terra contribuendo di fatto all'unicità e generalità del dispersore dell'impianto di terra e quindi all'equipotenzializzazione dell'area della centrale fotovoltaica. A completamento dei lavori sarà eseguita la misura della resistenza totale dell'impianto di terra allo scopo di verificare il coordinamento dello stesso con le protezioni elettriche installate nell'impianto e con quello del distributore locale ai fini della



protezione contro i contatti indiretti per guasti monofasi a terra in MT. In particolare si dovrà verificare la seguente relazione:

$$R_E \leq R_{EP} = U_E / I_F = U_{TP} / I_F$$

Essendo:

- R_E = resistenza totale di terra dell'impianto.
- R_{EP} = valore massimo ammissibile della resistenza totale di terra dell'impianto.
- U_E = valore massimo ammissibile della tensione totale di terra
- U_{TP} = valore massimo ammissibile della tensione di contatto, (CEI 99-3/EN 50522), a sua volta stabilita in relazione al tempo di intervento delle protezioni;
- I_F = corrente di guasto monofase a terra in MT.

STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA

Ing. Mezzina Antonio

12. PROTEZIONE SCARICHE ATMOSFERICHE

In fase di design verrà redatta una relazione per la analisi dei rischi di fulminazione sul campo fotovoltaico, in particolare per il calcolo vengono utilizzati i parametri indicati nel seguito codificati dalle norme per il tipo di impianto.

Fulminazione diretta:

- è stato ipotizzato di *accettare* il rischio economico derivante da danni alle strutture portanti dei moduli ed ai moduli stessi;
- è stato valutato il rischio di danno alle vite umane, per tensioni di contatto e/o passo al fine di definire le conseguenti azioni correttive;

Fulminazione indiretta:

- È stato ipotizzato di *non accettare* a priori il rischio economico derivante agli impianti interni (moduli, quadri ed inverter) ed imporre le conseguenti azioni correttive;

A valle di quanto sopra, la protezione dal fulmine del parco fotovoltaico è conseguita mediante l'adozione delle seguenti misure correttive:

- installazione di cartello ammonitore all'ingresso di ciascuno dei tre campi;
- rispetto di particolari accorgimenti costruttivi nella realizzazione dei collegamenti in campo, mirati a minimizzare il flusso concatenato del campo magnetico indotto dal fulmine;
- installazione di sistemi di protezione dalle sovratensioni (SPD) di tipo 2 ai terminali DC degli inverter;
- installazione di sistemi di protezione dalle sovratensioni (SPD) sulle linee di comunicazione (telefonia e/o trasmissione dati) entranti nei campi fotovoltaici dall'esterno.

12.1 RIDUZIONE DEL RISCHIO FULMINAZIONE - ACCORGIMENTI COSTRUTTIVI

Al fine di minimizzare il flusso concatenato del campo magnetico indotto dal fulmine, i conduttori in campo sono posati entro canali metallici con coperchio, e devono essere realizzati collegamenti in maniera tale che l'area della spira formata sia minima, oppure formando due anelli nei quali la corrente circoli in versi opposti.

A beneficio di chiarezza in è fornita, quale estratto da NRif2, una schematizzazione tipica di tali modalità di collegamento.

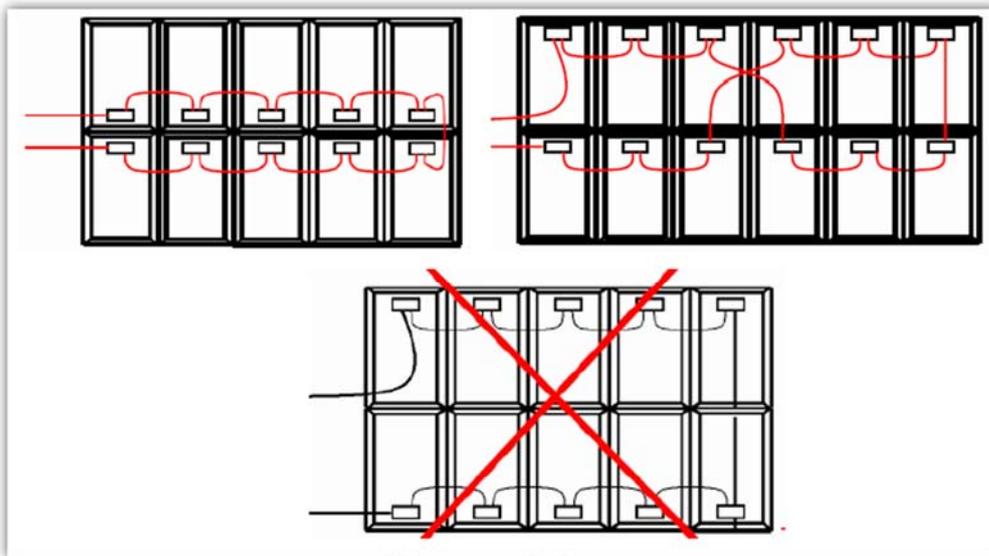


Fig. 50. - Estratto dalla guida tecnica CEI 82-25 relativa alla modalità di cablaggio di stringa

12.2 RIDUZIONE DEL RISCHIO FULMINAZIONE - INSTALLAZIONE SPD

Tutti i sistemi di protezione dalle sovratensioni (SPD) sono equipaggiati con contatto di stato del dispositivo di protezione stesso, e tale contatto è supervisionato, individualmente o a gruppi, dal sistema di supervisione centrale.

L'eventuale raggruppamento di tali contatti di stato è tale da limitare entro tempi ragionevoli la ricerca e sostituzione dello scaricatore intervenuto.

Qualora venissero impiegati fusibili a protezione degli scaricatori di sovratensione, i relativi portafusibili saranno del tipo con segnalazione visiva dello stato di intervento.

13. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO E SUE FASI

13.1 *Realizzazione intervento*

Vista la natura delle opere previste, le attività di cantiere saranno quelle tipiche di un cantiere di tipo edile. In fase di cantiere si prevede di occupare le aree previste dall'occupazione definitiva per gli impianti in progetto in fase di esercizio oltre ad alcune aree adiacenti per l'alloggiamento dei materiali e dei macchinari necessari alle fasi lavorative.

Le emissioni in atmosfera durante tale fase si prevede siano, nel primo periodo relativo alla preparazione e livellamento dell'area e alla realizzazione delle fondazioni, analoghe a quelle di un cantiere edile, e successivamente trascurabili, quando prevarranno operazioni di assemblaggio e carpenteria.

Anche dal punto di vista del rumore, le opere descritte sono associate ad emissioni sonore confrontabili a quelle di un normale cantiere edile, ma caratterizzate da una durata limitata nel tempo.

Il traffico indotto dal trasporto dei materiali e dei rifiuti si prevede sia di entità trascurabile, e non generi impatti sulle diverse componenti ambientali.

Il cantiere in oggetto si svilupperà attraverso fasi lavorative che, a livello preliminare, vengono di seguito elencate:

1. *delimitazione dell'area di cantiere;*
2. *pulizia delle aree;*
3. *eventuali livellamenti e realizzazione delle aree;*
4. *installazione di strutture di servizio quali strutture provvisorie, uffici di cantiere, mense, box,*
5. *servizi igienici e quanto altro necessario;*
6. *realizzazione piazzole di stoccaggio;*
7. *realizzazione aree di parcheggio;*
8. *realizzazione cartellonistica e segnaletica interna ed esterna al cantiere;*
9. *realizzazione della viabilità di servizio;*
10. *realizzazione dei collegamenti elettrici comprendente opere di scavo a sezione e posa di cavidotti interrati;*
11. *realizzazione recinzione;*
12. *installazione delle strutture di supporto e posa dei pannelli;*
13. *messa a dimora di piante e quanto altro previsto;*
14. *realizzazione opere elettriche e cabine di trasformazione e consegna;*

15. *dismissione dell'area di cantiere e collaudo degli impianti.*

Relativamente ai rischi connessi alle lavorazioni dovranno essere analizzate e quindi adottate misure preventive (consistenti nella formazione ed informazione dei lavoratori) ed attuative (utilizzo dei dispositivi di protezione, indicazioni su ogni singola fase lavorativa, utilizzo della segnaletica e della segnalazione, utilizzo misure di protezione verso aree critiche, disposizione cartellonistica e segnaletica di cantiere).

Ogni impresa dovrà quindi ottemperare ai contenuti del piano operativo di sicurezza oltre a quanto previsto dalle normative vigenti; dovranno essere trattate nello specifico le limitazioni all'installazione (condizioni atmosferiche ed ambientali) ed ogni altro rischio a cui saranno esposti i lavoratori.

13.2 **CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI DI ESECUZIONE**

I tempi di realizzazione dell'impianto saranno pari a circa 15 mesi.

La costruzione dell'impianto sarà avviata immediatamente dopo l'ottenimento dell'Autorizzazione a costruire, previa realizzazione del progetto esecutivo e dei lavori di connessione.

Mese	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Forniture															
Moduli PV															
Inverter e trafi															
cavi															
quadristica															
cabine															
strutture metalliche															
Costruzioni - Opere civili															
Approntamento cantiere															
Preparazione terreno															
Realizzazione recinzione															
Realizzazione viabilità di campo															
Posa pali di fondazione															
Posa strutture metalliche															
Montaggio pannelli															
Scavi posa cavi															
Posa locali tecnici															
Opere idrauliche															
Opere impiantistiche															
Costruzione della stazione utente															
Collegamenti moduli FV															
Installazione inverter e trafi															

Mese	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Posa cavi															
Allestimento cabine															
Commissioning e collaudi															

13.3 DISMISSIONE DELL'IMPIANTO

L'impianto sarà interamente smantellato al termine della sua vita utile, prevista di 20 anni dall'entrata in esercizio, l'area sarà restituita come si presente allo stato di fatto attuale.

A conclusione della fase di esercizio dell'impianto, seguirà quindi la fase di "decommissioning", dove le varie parti dell'impianto verranno separate in base alla caratteristica del rifiuto/materia prima seconda, in modo da poter riciclare il maggior quantitativo possibile dei singoli elementi. I restanti rifiuti che non potranno essere né riciclati né riutilizzati, stimati in un quantitativo dell'ordine dell'1%, verranno inviati alle discariche autorizzate.

Per dismissione e ripristino si intendono tutte le azioni volte alla rimozione e demolizione delle strutture tecnologiche a fine produzione, il recupero e lo smaltimento dei materiali di risulta e le operazioni necessarie a ricostituire la superficie alle medesime condizioni esistenti prima dell'intervento di installazione dell'impianto.

In particolare, le operazioni di rimozione e demolizione delle strutture nonché recupero e smaltimento dei materiali di risulta verranno eseguite applicando le migliori e più evolute metodiche di lavoro e tecnologie a disposizione, in osservazione delle norme vigenti in materia di smaltimento rifiuti.

La descrizione e le tempistiche delle attività sono riportate nell'elaborato Rif. "B06_ JOQSENO_Piano di dismissione" e reattivo elaborato planimetrico denominato "JOQSENO _TAVOLA_A17" che prevede una durata complessiva di circa 10 mesi. Di seguito si riporta il cronoprogramma dei lavori di dismissione impianto e i costi relativi.

ATTIVITA' LAVORATIVE	OPERAZIONI DI DISMISSIONE									
	1mese	2mese	3mese	4mese	5mese	6mese	7mese	8mese	9mese	10mese
SMONTAGGIO DEI PANNELLI										
SMONTAGGIO DELLE STRUTTURE DI SUPPORTO										

ATTIVITA' LAVORATIVE	OPERAZIONI DI DISMISSIONE									
	1mese	2mese	3mese	4mese	5mese	6mese	7mese	8mese	9mese	10mese
SFILAGGIO DELLE FONDAZIONI										
DEMOLIZIONE DEI MANUFATTI CABINE DI TRASFORMAZIONE										
DEMOLIZIONE DEL MANUFATTO CABINA DI CAMPO										
TRASPORTO A DISCARICA DEL MATERIALE DI RISULTA DELLE CABINE										
SFILAGGIO CAVI										
OPERE STRADALI: SMANTELLAMENTO DELLA VIABILITA' INTERNA AL PARCO PV										
TRASPORTO A DISCARICA DEL MATERIALE DI RISULTA										
RIMODELLAMENTO E STESA DI TERRENO DA COLTIVO										
SEMINA DI CEREALI										

14. ANALISI RICADUTE SOCIALI-OCUPAZIONALI

Il presente paragrafo analizza il rapporto tra i costi ed i benefici derivanti dalla realizzazione e dall'esercizio del Parco Fotovoltaico e dell'allevamento ovi-caprino, meglio descritti nel quadro economico e nelle relative relazioni specialistiche.

In particolare, l'analisi ha compreso l'individuazione e la valutazione degli aspetti economici del Progetto, in termini di costi e ricadute positive, e confrontando questi con gli effetti ambientali, positivi e negativi, conseguenti alla realizzazione del Progetto stesso.

14.1 L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Nel bilancio sono stati presi in considerazione gli aspetti della programmazione di settore, in particolare gli andamenti della produzione energetica e gli obiettivi della pianificazione energetica italiana.

Le ricadute economiche dirette ed indirette sul territorio, dovute alla realizzazione del parco fotovoltaico, saranno, nella fase di costruzione:

- pagamento dei diritti di superficie ai proprietari dei terreni, nell'area di intervento;
- benefici diretti conseguenti alla progettazione dell'impianto ed agli studi preliminari necessari per la verifica di produttività dell'area, di compatibilità ambientale, ecc.;
- coinvolgimento di imprese locali in :
 - opere civili per la realizzazione di scavi cavidotti e strade di servizio;
 - opere elettromeccaniche per la realizzazione dell'impianto all'interno del parco fotovoltaico e per la connessione elettrica alla rete AT;
 - possibilità di costruzione dei tracker da parte di imprese locali;
 - trasporti e movimentazione componenti di impianto.

I benefici diretti e indiretti che si verificano nella fase operativa, ovvero, nella fase di gestione dell'impianto e alla fine di ogni ciclo di vita dell'impianto.

Fase operativa:

- n. 2 tecnici specializzati per la manutenzione annuale dei pannelli, del verde perimetrale e delle strade interne;
- n. 5 operai specializzati per la gestione dell'impianto e per tutta la sua vita utile (25-30 anni);
- n. 2 manovali per la manutenzione del terreno;
- n. 2 figure esterne di società di sorveglianza.
- benefici connessi alle misure compensative a favore dei Comuni interessati;
- benefici legati all'attivazione di iniziative imprenditoriali locali che conciliano la produzione energetica con iniziative didattiche, divulgative e escursionistiche;

Fine ciclo:

- benefici diretti connessi al coinvolgimento di imprese locali per il ripristino della viabilità;
- benefici indiretti connessi all'ospitalità dei tecnici preposti al ripristino dei luoghi, ecc.;
- benefici diretti legati alla manutenzione straordinaria dell'elettrodotto, delle sottostazioni di trasformazione, ecc.;
- benefici ambientali: risparmio CO2 - effetti positivi sul cambiamento climatico;
- benefici sulla sicurezza di approvvigionamento energetico: produzione di energia su territorio nazionale.

14.2 **L'ALLEVAMENTO OVINI DA LATTE E CARNE**

Per la conduzione dell'allevamento verranno utilizzate:

- n. 2 unità lavorative annuali per la gestione dell'allevamento;
- n. 4 unità lavorative stagionali per la produzione, trasformazione e vendita dei prodotti zootecnici;
- Ditte locali per la realizzazione e gestione dell'ovile.

San Severo, Dicembre 2020

STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA

Ing. MEZZINA Antonio

