



REGIONE
PUGLIA



PROVINCIA
DI TARANTO



COMUNE
DI TARANTO



Proponente	 B72 srl Sede: Viale A. Volta, 101 50131 Firenze Cf/P.Iva 07230410487				
Progettazione, Coordinamento e progettazione elettrica	 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 Ordine degli ingegneri della Provincia di Foggia matr. n 1604		  		
Studio e progetto ecologico vegetazionale	 Dott. Biol. Leonardo Beccarisi Via D'Engchien, 43 - 73013 Galatina (LE) cell. 3209709895 E-Mail: beccarisil@gmail.com Ordine nazionale dei Biologi Albo-Sezione matr. n. AA_067313	Studio di impatto ambientale	 Dott.ssa Anastasia Agnoli Via Armando Diaz, 37 73100 Lecce (LE) cell. 33515100328 E-Mail: anastasia.agnoli989@gmail.com		
Studio meteorologico	Dott. Biol. Elisa Gatto Via S. Santo, 22 73044 Galatone (LE) cell. 3283433525 E-Mail: dottelisagatto@gmail.com Ordine nazionale dei Biologi matr.n. AA_090001	Studio paesaggistico e di inserimento urbanistico	 Dott. Agr. Barnaba Marinosci via Pilella 19, 73040 Alliste (LE) Cell. 329 3620201 E-Mail: barnabamarinosci@gmail.com Ordine dei Dottori Agronomi e Forestali provincia di Lecce matr. n 674		
Studio faunistico	 Dott. Antonio Feola Via Civitella n°25 84060 Moio della Civitella (SA) cell. 338 2593262 E-Mail: feolantx@gmail.com Ordine Nazionale dei Biologi matr. n. AA_047004	Rappresentazioni fotografiche	 Arch. Gaetano Fornarelli Via Fulcignano Casale 17 73100 Lecce (LE) cell. 3358758545 E-Mail: forgaet@gmail.com Ordine degli Architetti della provincia di Lecce matr. n 1739		
Studio archeologico	Dott. Archeologo Antonio Mangia cell. 338 3362537 E-Mail: amangia@yahoo.it Elenco Nazionale dei Professionisti dei Beni Culturali del Ministero della Cultura n.1516	Consulenza strutturale	 Ing. Tommaso Monaco Tel. 0885.429850 Fax 0885.090485 E-Mail: ing.tommaso@studiotecnicomonaco.it Ordine degli Ingegneri della provincia di Foggia matr. n. 2906		
Studio acustico	 Ing. Antonio Falcone Tel. 0884.534378 Fax. 0884.534378 E-Mail: antonio.falcone@studiofalcone.eu Ordine degli Ingegneri di Foggia matr. n.2100	Consulenza topografica	Geom. Matteo Occhiochiuso Tel. 328 5615292 E-Mail: matteo.occhiochiuso@virgilio.it Collegio dei Circondario Geometri e Geometri Laureati di Lucera matr. n. 1101		
Studio idraulico geologico e geotecnico	Dott. Nazario Di Lella Tel./Fax 0882.991704 cell. 328 3250902 E-Mail: geol.dilella@gmail.com Ordine regionale dei Geologi della Puglia matr. n. 345				
Opera	Progetto definitivo per la realizzazione di un impianto Fotovoltaico denominato " BUFFOLUTO 2" da realizzarsi su aree demaniali in località "Buffoluto" nel territorio comunale di Taranto (TA) per una potenza complessiva di 47,439 MWp con sistema di accumulo da 25/50 MW/MWh nonchè delle opere connesse ed infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio dell'impianto				
Oggetto	AUTORITA' PROCEDITA' V.I.A. :  MINISTERO DELL'AMBIENTE E DELLA SICUREZZA ENERGETICA		AUTORITA' PROCEDENTE A.U. :  REGIONE PUGLIA		
	Nome Elaborato: JS3QHV4_Relazione_Tecnico-descrittiva.pdf Descrizione Elaborato: Relazione Tecnica del progetto definitivo				
00	Dicembre 2022	Progetto definitivo	Geom. P. Massaro	Ing. A. Mezzina	B72 srl
Rev.	Data	Oggetto della revisione	Elaborazione	Verifica	Approvazione
Scala: /					
Formato: A4	Codice Pratica	JS3QHV4			



PROPONENTE:

B72 S.r.l.

Sede Legale: Viale A. Volta, 101 - 50131 FIRENZE

C.F. e P.IVA 07230410487

PEC b72srl@legalmail.it



**PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO DENOMINATO "BUFFOLUTO 2"
DA REALIZZARSI SU AREE DEMANIALI MILITARI IN LOCALITÀ "BUFFOLUTO" NEL TERRITORIO COMUNALE DI
TARANTO (TA) PER UNA POTENZA COMPLESSIVA DI 47,439 MWP CON SISTEMA DI ACCUMULO DA 25/50
MW/MWH NONCHÈ DELLE OPERE CONNESSE ED INFRASTRUTTURE INDISPENSABILI ALLA COSTRUZIONE E
ALL'ESERCIZIO DELL'IMPIANTO**

RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA



Sommario

1. INTRODUZIONE.....	5
1.1 Premessa ed oggetto.....	6
1.2 Precisazioni.....	6
1.3 Inquadramento normativo del rapporto.....	7
1.4 Inquadramento territoriale dell'area di progetto.....	8
1.5 Idoneità dell'area dell'impianto fotovoltaico.....	9
1.6 Inquadramento normativo dell'intervento proposto nell'ambito del PNRR.....	10
1.7 Struttura impianto fotovoltaico.....	10
1.8 Leggi e Norme Tecniche di riferimento.....	12
2. CARATTERISTICHE GENERALI DELL'OPERA.....	13
2.1 Premessa.....	13
2.2 Inquadramento territoriale dell'area di progetto.....	15
2.3 Stima irraggiamento e producibilità energetica.....	15
3. CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	18
3.1 Consistenza dell'impianto fotovoltaico.....	18
3.2 Riepilogo generale costituzione dell'impianto fotovoltaico.....	19
3.3 Moduli fotovoltaici.....	19
3.4 Strutture di sostegno del generatore fotovoltaico.....	23
3.5 Collegamenti elettrici del campo fotovoltaico.....	24
3.6 Cabine elettriche di conversione cc/CA e trasformazione bt/MT.....	26
3.6.1 Caratteristiche generali.....	26
3.6.2 Inverter.....	27
3.6.3 Trasformatore bt/MT.....	29
3.6.4 Cabine: caratteristiche costruttive.....	30
3.6.5 Cabine di raccolta e locali tecnici.....	32
4. RETE ELETTRICA DI DISTRIBUZIONE.....	34
4.1 Linee di media tensione.....	34
4.2 Linee di bassa tensione.....	38
5. MODALITA' DI CONNESSIONE ALLA RTN.....	39
6. CABINA PRIMARIA PRODUTTORE 30/150 kV.....	40
6.1 Ubicazione della SSE produttore.....	40
6.2 Schema generale di sottostazione.....	41
6.3 Recinzione dell'area.....	42
6.4 Dimensionamento di massima della Sottostazione Produttore e scelte progettuali.....	42



6.5 Locali tecnici della Sottostazione Produttore.....	44
6.6 Impianto di terra.....	46
6.7 Servizi generali ed ausiliari.....	47
6.8 Gruppo elettrogeno.....	48
6.9 Alimentazione in c.c.....	49
6.10 Basamenti per apparecchiature elettriche.....	49
7. OPERE DI RETE A 150 kV.....	50
7.1 Descrizione generale delle opere RTN.....	50
7.2 Layout dello stallo per la connessione alla SE-RTN.....	50
8. IMPIANTO DI STORAGE.....	52
8.1 Il ruolo dello storage.....	52
8.2 Principali caratteristiche del progetto.....	53
8.3 Sistema batterie.....	54
8.4 Convertitore di Potenza e Trasformatore.....	57
8.5 Container.....	58
8.6 Collegamenti elettrici.....	59
8.7 Sistema antincendio.....	59
8.8 Ubicazione e Layout della stazione di accumulo.....	60
9. PROTEZIONI ELETTRICHE.....	61
10. SISTEMA DI MISURA DI ENERGIA.....	62
10.1 Misura energia al punto di consegna.....	62
11. IMPIANTI AUSILIARI DI CAMPO.....	63
11.1 Generalità.....	63
11.2 Impianto di illuminazione.....	63
11.3 Impianto di rilevazione intrusione.....	64
12. IMPIANTO DI SUPERVISIONE E CONTROLLO.....	66
13. IMPIANTO DI MESSA A TERRA.....	68
14. PROTEZIONE SCARICHE ATMOSFERICHE.....	69
14.1 Riduzione del rischio fulminazione - accorgimenti costruttivi.....	70
14.2 Riduzione del rischio fulminazione - installazione SPD.....	71
15. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO E SUE FASI.....	71
16. BENEFICI DELL'OPERA E ANALISI DELLE POSSIBILI RICADUTE OCCUPAZIONALI, SOCIALI ED ECONOMICHE.....	72
16.1 Risorsa economica.....	72
16.2 Mancate emissioni in ambiente	75
17. CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI.....	78
18. DISMISSIONE DELL'IMPIANTO.....	78



1. INTRODUZIONE

1.1 Premessa ed oggetto

La presente relazione riguarda il progetto di un impianto FV che la soc. **B72 S.r.l.** P.IVA 07230410487 intende realizzare nel comune di **Taranto (TA)**, su terreni del **Demanio Militare** presso la **“Direzione di Munizionamento della Marina Militare”**, in località **“Buffoluto”**.

Il **terreno** in oggetto deve considerarsi **ex lege AREA IDONEA** alla installazione di Impianti Fotovoltaici in quanto il Decreto Energia **DL 1 Marzo 2022 n. 17 all'Art 20** Comma 1 recita **“...Il Ministero della Difesa anche per il tramite di Difesa Servizi S.p.a., affida in concessione o utilizza, in tutto o in parte, i beni del demanio militare... per installare impianti di energia da fonti rinnovabili.”**

Al Comma 3 dello stesso Art. 20 si legge **“ I beni di cui al comma 1 sono di diritto superfici e aree idonee ai sensi dell'art. 20 del decreto legislativo 8 Novembre 2021 n. 199 e sono assoggettati alle procedure autorizzative di cui all'art. 22 del medesimo decreto legislativo n. 199 del 2021. Competente ad esprimersi in materia paesaggistica è l'autorità di cui all'art. 29 del decreto-legge 31 Maggio 2021, n. 77 convertito, con modificazioni, dalla legge 29 Luglio 2021 n. 108.”**

Parte dei terreni del Poligono di Buffoluto verranno perciò convertiti e messi a disposizione, per il tramite **DIFESA SERVIZI S.p.A.** (Soc in house del Ministero della Difesa avente scopo di **valorizzare i beni immobili del demanio militare** anche al fine di dare **indipendenza energetica alle forze armate**, nonché **fornirle di energie rinnovabili**). **B72 S.r.l.** è la soc progetto “SPV” preposta a detenere l'impianto fv, essa è detenuta al 100% dalla **MINERVA S.r.l.** P.IVA 07228250481 (Soc. “Holding” di partecipazioni di Spv che gestiscono impianti fv), Minerva è a sua volta detenuta al 100% da **SANFER S.r.l.** P.IVA 06252840480 (Soc Madre).

Sanfer detiene un **Mandato senza Rappresentanza** conferitole da Difesa Servizi spa, al fine di poter svolgere tutte le attività di sviluppo ed efficientamento energetico delle strutture e dei sedimi Militari Nazionali ad essa indicati, ciò anche attraverso la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile utilizzando le aree già definite idonee in proprietà del Demanio Militare date in uso e gestione a Difesa Servizi affinché queste vengano valorizzate ai fini della SED (strategia energetica della Difesa eg. indipendenza energetica, utilizzo di fonti rinnovabili, risparmio economico).

B72 S.r.l., **MINERVA S.r.l.** e **SANFER S.r.l.** hanno sede legale in Viale Alessandro Volta 101, 50131 Firenze.

1.2 Precisazioni

Si precisa che tale progetto fotovoltaico denominato **“Buffoluto 2”** sarà contiguo al progetto denominato **“Buffoluto 1”**, presentato dallo stesso investitore al **“Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica”** ed al **“Ministero della cultura”** in data 16/05/2023 con **“Istanza per l’avvio del procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale ai sensi dell’art. 23 del D.Lgs. 152/2006”**, e per tale ragione i vari studi specialistici sono condotti in maniera unitaria al fine di consentire al valutatore di analizzare e valutare i due progetti nella loro integrazione. Di seguito si riporta un’immagine che rappresenta le aree del generatore fotovoltaico dei due progetti.

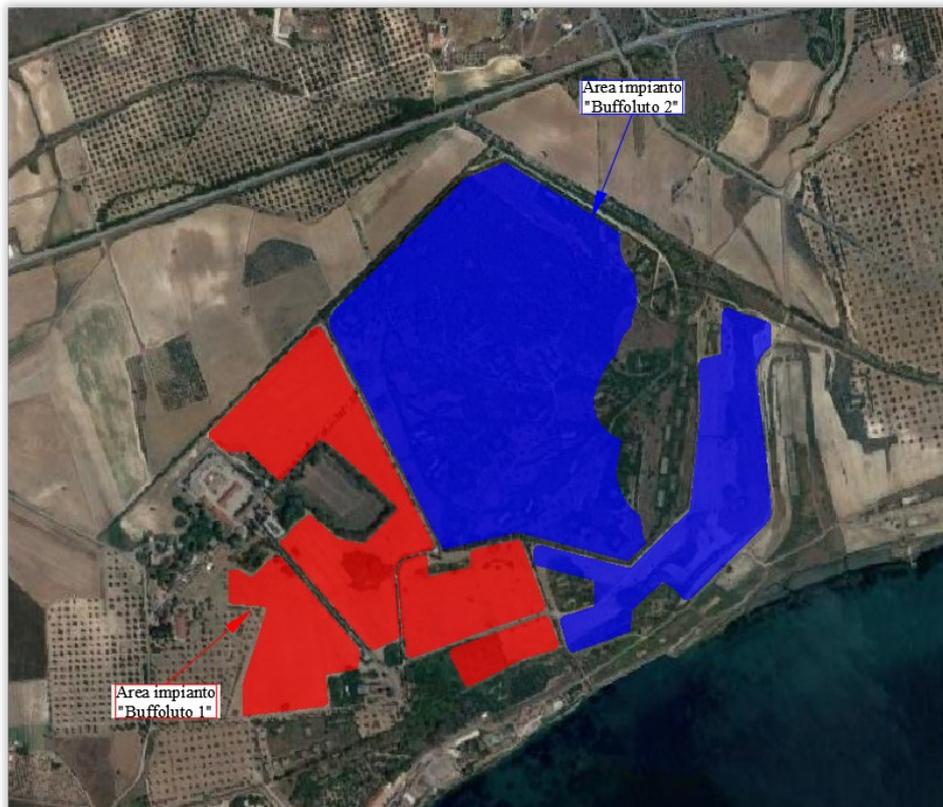


Fig. 1. Inquadramento su ortofoto delle aree di impianto dei rispettivi progetti; in rosso viene evidenziata l’area di impianto “Buffoluto 1” in blu quella di “Buffoluto 2”



1.3 Inquadramento normativo del rapporto

Il rapporto tra il **MINISTERO DELLA DIFESA**, la società **DIFESA SERVIZI S.p.A.** la **SANFER S.r.l.** e la società **B72 S.r.l.**, intestataria del progetto, è regolato da recentissime evoluzioni normative, ed in particolare dall'art. 20 del D.L. n. 17 del 01/03/2022 convertito con L. n. 34 del 27/04/2022, il quale in particolare il comma 1 così recita:

- 1. Allo scopo di contribuire alla crescita sostenibile del Paese, alla decarbonizzazione del sistema energetico e per il perseguimento della resilienza energetica nazionale, il Ministero della difesa, anche per il tramite della società Difesa Servizi S.p.A., affida in concessione o utilizza direttamente, in tutto o in parte, i beni del demanio militare o a qualunque titolo in uso al medesimo Ministero, per installare impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, anche ricorrendo, per la copertura degli oneri, alle risorse del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza, Missione 2, previo accordo fra il Ministero della difesa e il Ministero della transizione ecologica, qualora ne ricorrano le condizioni in termini di coerenza con gli obiettivi specifici del PNRR e di conformità ai relativi principi di attuazione.*

Tale ipotesi è ulteriormente rafforzata dalle previsioni del comma 2 del medesimo articolo che recita:

- 2. Le articolazioni del Ministero della difesa e i terzi concessionari dei beni di cui al comma 1 possono provvedere alla fornitura dell'energia prodotta dagli impianti di cui al comma 1 ai clienti finali organizzati in Comunità energetiche rinnovabili ai sensi dell'articolo 31 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199. Alle Comunità energetiche rinnovabili possono partecipare gli enti militari territoriali.*

1.4 Inquadramento territoriale dell'area di progetto

L'impianto è localizzato nel comune di **Taranto (TA)** in località "Buffoluto" e precisamente sulle particelle 24 -40 - 49 - 50 - 25 - 26 - 28 - 36 - 56 - 54 - 58 - 39 - 60 - 41 - 44 - del foglio 210 Sezione A, particelle 15 - 17 - 16 - 18 - A - 34 del foglio 209 Sezione A, e particella 25 del foglio 206 Sezione A e sulla particella 12 del foglio 212 Sezione A.

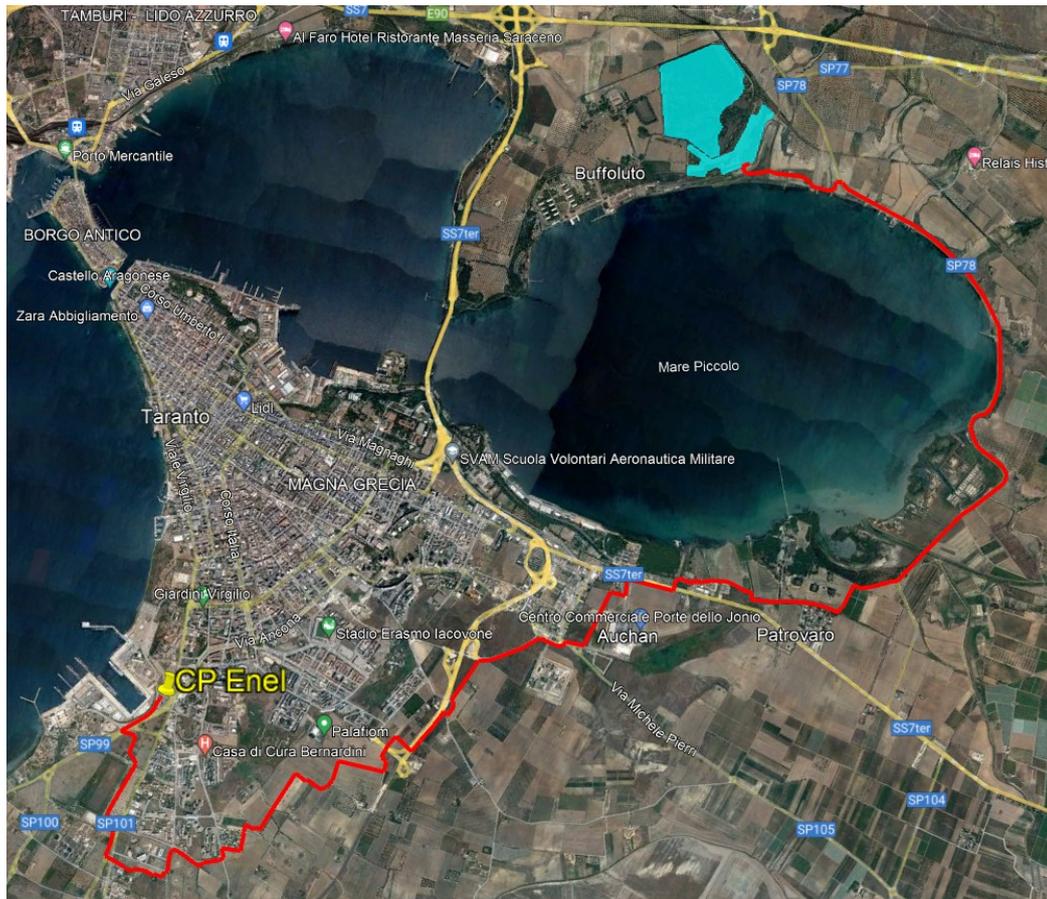


Fig. 2. Planimetria su ortofoto del progettato impianto Fotovoltaico: in colore ciano viene indicata l'area del generatore fotovoltaico, in rosso il cavidotto dorsale MT di collegamento tra il generatore e la Sottostazione Produttore, ubicata in prossimità della Cabina Primaria Enel

1.5 Idoneità dell'area dell'impianto fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico sarà interamente realizzato su aree Demaniali Militari.

Le aree di che trattasi, essendo militari, sono considerate per legge idonee per l'installazione di impianti fotovoltaici, ai sensi dell'art. 20 comma 3 del D.L. n. 17 del 01/03/2022 convertito con L. n. 34 del 27/04/2022, che così recita:

"3. I beni di cui al comma 1 sono di diritto superfici e aree idonee ai sensi dell'articolo 20 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 e sono assoggettati alle procedure autorizzative di cui all'articolo 22 del medesimo decreto legislativo n. 199 del 2021. Competente ad esprimersi in materia culturale e paesaggistica è l'autorità di cui all'articolo 29 del decreto-legge 31 maggio 2021, n. 77, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 luglio 2021, n. 108".



1.6 Inquadramento normativo dell'intervento proposto nell'ambito del PNRR

Oltre che per gli aspetti di natura militare sopra descritti, l'impianto fotovoltaico in questione, così come tutti gli impianti fotovoltaici, rientrano tra le ***“opere, impianti e infrastrutture necessarie al raggiungimento degli obiettivi fissati dal piano nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), predisposto in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999”*** di cui all'allegato I-bis alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 come introdotto dall'art. 18, comma 1, lettera b), del decreto-legge n. 77 del 2021. In particolare gli impianti fotovoltaici rientrano al punto 1.2.1 del suddetto allegato:

*“1.2.1 Generazione di energia elettrica: impianti idroelettrici, geotermici, eolici e **fotovoltaici** (in terraferma e in mare), solari a concentrazione, produzione di energia dal mare e produzione di bioenergia da biomasse solide, bioliquidi, biogas, residui e rifiuti;”*

Pertanto l'impianto fotovoltaico è da considerarsi “strategico” ai fini del raggiungimento degli obiettivi del PNIEC. Ai fini della valutazione di impatto ambientale l'impianto fotovoltaico rientra nell'allegato II alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 il quale, al punto 2, recita: *“impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW, calcolata sulla base del solo progetto sottoposto a valutazione ed escludendo eventuali impianti o progetti localizzati in aree contigue o che abbiano il medesimo centro di interesse ovvero il medesimo punto di connessione e per i quali sia già in corso una valutazione di impatto ambientale o sia già stato rilasciato un provvedimento di compatibilità ambientale;”*

Infine, proprio a dimostrazione del favor che il Legislatore a riposto a questi impianti, gli impianti fotovoltaici su aree Demaniali Militari sono anche incentivabili ai sensi dell'art. 65 del D.L. n. 1 del 24/01/2012. Infatti il comma 1 dell'articolo 65 riporta testualmente: *“Agli impianti solari fotovoltaici con moduli collocati a terra in aree agricole non è consentito l'accesso agli incentivi statali di cui al decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28”*. Mentre il comma 2 dello stesso articolo 65 recita così: *“Il comma 1 non si applica agli impianti realizzati e da realizzare su terreni **nella disponibilità del demanio militare** e agli impianti solari fotovoltaici con moduli collocati a terra da installare in aree classificate agricole...”*.

1.7 Struttura impianto fotovoltaico

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto fotovoltaico ricadente nella Regione Puglia, in Provincia di Taranto, nel territorio comunale di Taranto, alla località **“Buffoluto”**.

La superficie catastale complessiva delle aree disponibili è pari a **1.243.873 mq**, mentre quella effettivamente utilizzata per la realizzazione dell'impianto è pari a **701.200 mq**. La superficie rimanente non è utilizzata per varie ragioni tra cui: (i) presenza di vincoli ambientali e paesaggistici come meglio dettagliato nel progetto; (ii) vincoli con attività militari limitrofe al sito di installazione e rispetto alle quali occorre mantenere determinate distanze;



(iii) aree non rese disponibili dalle autorità militari in quanto suscettibili di essere utilizzate per scopi precipui di difesa; (iv) necessità di realizzare opere di mitigazione e compensazione ambientale; etc.

In particolare l'area netta del generatore fotovoltaico è pari a **683.670 mq**, pertanto l'area lorda dell'impianto fotovoltaico è pari a **701.200 mq** come sopra già citato. La superficie di impianto lorda comprensiva di fascia di mitigazione visiva perimetrale, viabilità interna e area occupata dal generatore fotovoltaico è di circa **70,12 Ha**.

L'impianto fotovoltaico sarà costituito da **93.938** moduli fotovoltaici ciascuno della potenza nominale di picco di **505 Wp** per una potenza complessiva di **47,439 MWp**. Ciascun modulo ha una superficie radiante di **2,40 m²** per cui la superficie radiante complessiva è pari a **225.451,2 m²**. La recinzione perimetrale ha una lunghezza di **5884 m** e un'altezza di **2,20 m**. I moduli saranno installati su strutture di sostegno ad inseguimento solare con asse di rotazione Nord - Sud; l'altezza massima dei moduli da terra è pari a **4,50 m**. L'impianto fotovoltaico inoltre è dotato di **11** cabine di conversione e trasformazione di cui **10** di potenza nominale **4000 kVA** e **1** di potenza nominale **2660 kVA**. Nell'impianto sono presenti anche **2** locali in bT e **1** cabina di smistamento elettrico, quindi il totale della cabine, considerando anche quelle di conversione e trasformazione, è di **14**. Le dimensioni di tutte le cabine sono: lunghezza **15,00 m**, larghezza **3,00 m** e a altezza **4,50 m**. Di conseguenza la cubatura complessiva di tutte le cabine è di **2.835 m³**. La superficie complessiva di questi edifici è pari a **630 m²**.

Dal punto di vista elettrico le varie superfici saranno tuttavia interconnesse mediante cavidotti interrati MT, in modo da unire i vari sottocampi e subcampi.

Ciascun subcampo fa capo ad una propria Cabina di Conversione e Trasformazione bT/M T mediante elettrodotti interrati bT. Le Cabine di Trasformazione di ciascun Sottocampo sono interconnesse mediante Elettrodotti Interni, del tipo interrato, fino alle rispettive Cabine MASTER.

L'impianto fotovoltaico si collegherà mediante una propria sottostazione di trasformazione alla CP denominata "Taranto Est" ubicata nel Comune di Taranto (TA) così come descritto nel preventivo di connessione richiesto da e-distribuzione S.p.A., avente Codice di Rintracciabilità n. **317512128** e la cui soluzione di connessione in esso indicata è esattamente la seguente:

"la soluzione di connessione dell'impianto in oggetto....., alla Vs. futura Cabina Primaria..... dovrà prevedere il potenziamento/rifacimento degli elettrodotti RTN a 150 kV "Taranto N2 – Taranto Sud", "Taranto N2 – Taranto Est", "Taranto Est – Taranto Sud" ed il superamento/rimozione di elementi limitanti nelle CP interessate"

L'interconnessione tra l'impianto fotovoltaico e la sottostazione utente avverrà attraverso una rete elettrica in MT in cavo interrato per una lunghezza di circa **17,8 km** diretta alla Sottostazione di trasformazione 30/150 kV di futura realizzazione, ubicata in agro di Taranto – **F. 257 Sezione A, p.lla 17**, nelle vicinanze della Cabina Primaria Enel, ove la tensione da 30kV sarà elevata a 150kV per essere immessa sulla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Inoltre in prossimità della Sottostazione sarà realizzato un **Sistema di accumulo da 25/50 MWh (storage)**



1.8 Leggi e Norme Tecniche di riferimento

Leggi e Decreti Nazionali.

- I. Regio Decreto n. 1775 del 11/12/1933, “Testo Unico delle disposizioni di Legge sulle acque e impianti”.
- II. D.Lgs. n. 36 del 22/02/2001, “Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici”.
- III. DPR n. 327 del 08/06/2001, “Testo Unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di espropriazione per la pubblica utilità” così come modificato dai D.L.VI n°302 del 27/12/2002 e n°330 del 27/12/2004”.
- IV. D.P.C.M. 8 Luglio 2003, “(fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per i campi elettromagnetici generati dagli elettrodotti) concernente la fissazione dei limiti dell’obiettivo di qualità e l’elencazione dei luoghi soggetti a tutela”.
- V. D.Lgs. n. 387 del 29/12/2003 “Attuazione della Direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell’energia prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell’elettricità”.
- VI. DECRETO 10/09/2010 “Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili”.
- VII. D. Lgs. n. 42 del 22/01/2004, “Codice dei beni culturali e del paesaggio”.
- VIII. D. Lgs. n. 152 del 03/04/2006, “Norme in materia ambientale”.
- IX. D.Lgs. n. 28 del 03/03/2011 “Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE”.
- X. D.L. n. 76 del 16/07/2020, coordinato con la legge di conversione n. 120 del 11/09/2020, “Misure urgenti per la semplificazione e l'innovazione digitale”
- XI. D.L. n. 77 del 31/05/2021, coordinato con la legge di conversione n. 108 del 29/07/2021, “Governance del Piano nazionale di ripresa e resilienza e prime misure di rafforzamento delle strutture amministrative e di accelerazione e snellimento delle procedure”.
- XII. D.Lgs. n. 199 del 08/11/2021 “Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell’11 dicembre 2018, sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili”.
- XIII. D.L. n. 4 del 27/01/2022, coordinato con la legge di conversione n. 25 del 28/03/2022: “Misure urgenti in materia di sostegno alle imprese e agli operatori economici, di lavoro, salute e servizi territoriali, connesse all'emergenza da COVID-19, nonché' per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico.».



- XIV.** D.L. n. 17 del 01/03/2022, coordinato con la legge di conversione n. 34 del 27/04/2022”, “Misure urgenti per il contenimento dei costi dell'energia elettrica e del gas naturale, per lo sviluppo delle energie rinnovabili e per il rilancio delle politiche industriali”.
- XV.** D.L. n. 21 del 21/03/2022, coordinato con la legge di conversione n. 51 del 20/05/2022, “Misure urgenti per contrastare gli effetti economici e umanitari della crisi ucraina”.
- XVI.** D.L. n. 50 del 17/05/2022, coordinato con la legge di conversione n. 91 del 15/07/2022, “Misure urgenti in materia di politiche energetiche nazionali, produttività delle imprese e attrazione degli investimenti, nonché in materia di politiche sociali e di crisi ucraina”.
- XVII.** D.L. n. 115 del 09/08/2022, coordinato con la legge di conversione n. 142 del 21/09/2022, “Misure urgenti in materia di energia, emergenza idrica, politiche sociali e industriali”.
- XVIII.** D.L. n. 144 del 23/09/2022, coordinato con la legge di conversione n. 175 del 17/11/2022, “Ulteriori misure urgenti in materia di politica energetica nazionale, produttività delle imprese, politiche sociali e per la realizzazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR)”.

Leggi e Delibere Regionali.

- XIX.** L.R./Puglia n. 11 del 12/04/2001, “Norme in materia di procedura di Valutazione di impatto ambientale”.
- XX.** L.R./Puglia n. 19 del 22/02/2007, “Norme in materia di espropriazioni per pubblica utilità”;
- XXI.** L.R./Puglia n. 25 del 09/10/2008, “Norme in materia di autorizzazione alla costruzione ed esercizio di linee e impianti elettrici con tensione non superiore a 150.000 volt”;
- XXII.** D.G.R./Puglia n. 3029 del 30/12/2010, “Approvazione della Disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all’esercizio di impianti di produzione di energia elettrica”.
- XXIII.** L.R./Puglia n. 25 del 24/09/2012, “Regolazione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili”;
- XXIV.** D.G.R./Puglia n. 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”.

2. CARATTERISTICHE GENERALI DELL’OPERA

2.1 Premessa

La presente relazione è relativa alla progettazione definitiva del Parco Fotovoltaico, denominato “**BUFFOLUTO 2**” che la società **B72 S.R.L.** intende realizzare su aree demaniali militari alla località “**BUFFOLUTO**”, Comune di

Taranto (TA), e delle opere connesse ed infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio dell'impianto. Le opere da realizzarsi sono finalizzate a consentire la produzione di energia elettrica da sorgente fotovoltaica, nel rispetto delle condizioni per la sicurezza delle apparecchiature e delle persone.

In **Fig.3** è rappresentato schematicamente il principio di funzionamento di un generatore fotovoltaico.

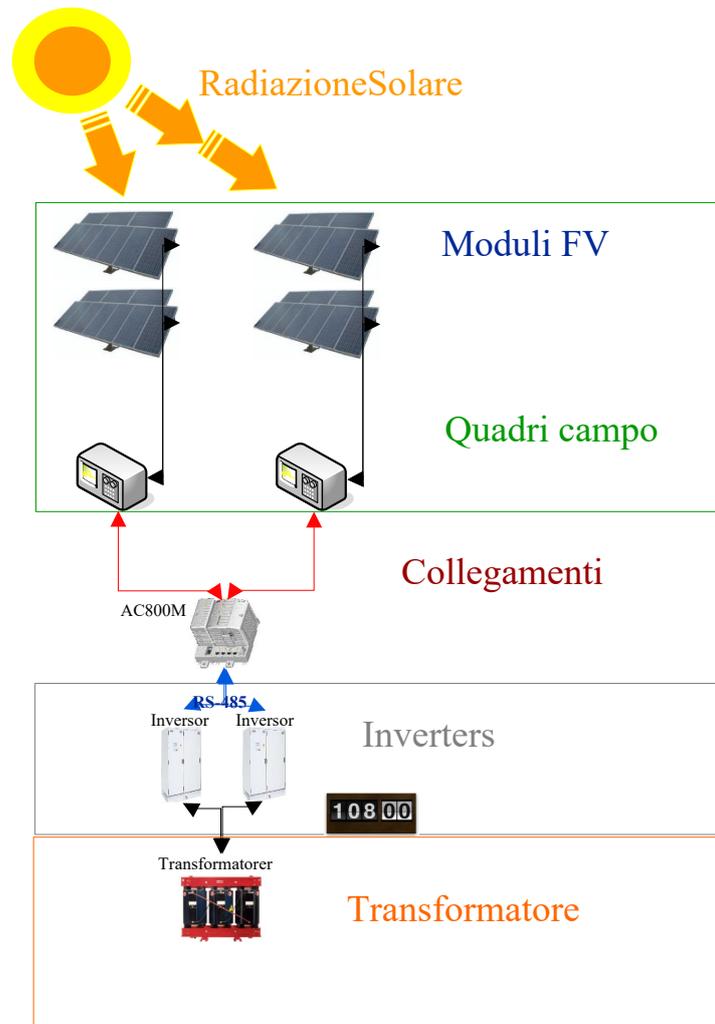


Fig. 3. Schema di principio del generatore fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico si collegherà mediante una propria sottostazione di trasformazione alla CP Enel ubicata nel Comune di Taranto (TA) così come descritto nel preventivo di connessione richiesto da e-distribuzione S.p.A., avente Codice di Rintracciabilità n. **317512128** e la cui soluzione di connessione in esso indicata è esattamente la seguente:

“la soluzione di connessione dell'impianto in oggetto....., alla Vs. futura Cabina Primaria..... dovrà prevedere il potenziamento/rifacimento degli elettrodotti RTN a 150 kV “Taranto N2 – Taranto Sud”, “Taranto N2 – Taranto Est”, “Taranto Est – Taranto Sud” ed il superamento/rimozione di elementi limitanti nelle CP interessate”

Inoltre in prossimità della Sottostazione sarà realizzato un sistema di accumulo da 25/50 MWh (storage) meglio dettagliato in seguito

2.2 Inquadramento territoriale dell'area di progetto

L'impianto è localizzato nel comune di **Taranto (TA)** in località "**Buffoluto**" e precisamente sulle **particelle 24 -40 - 49 - 50 - 25 - 26 - 28 - 36 - 56 - 54 - 58 - 39 - 60 - 41 - 44 - del foglio 210 Sezione A, particelle 15 - 17 - 16 - 18 - A - 34 del foglio 209 Sezione A, e particella 25 del foglio 206 Sezione A**

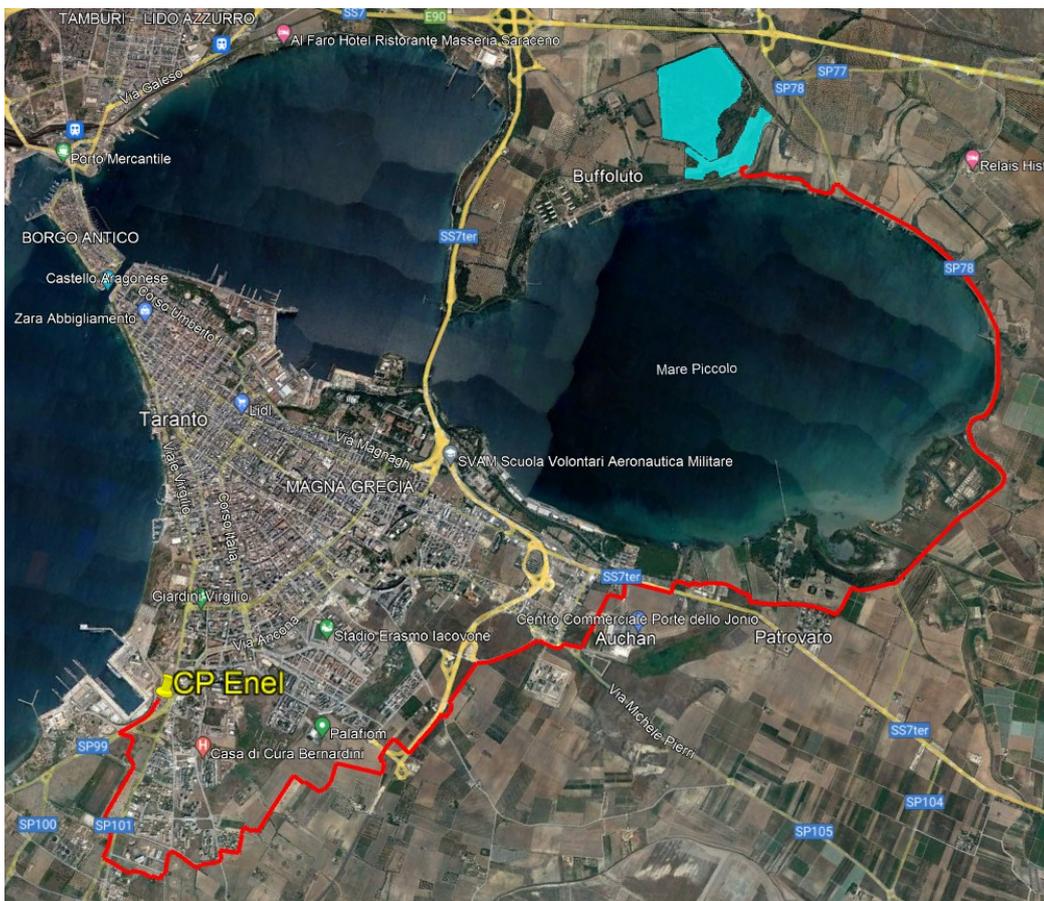


Fig. 4. Planimetria su ortofoto del progettato impianto Fotovoltaico: in colore ciano viene indicata l'area del generatore fotovoltaico , in rosso il cavidotto dorsale MT di collegamento tra il generatore e la Sottostazione Produttore, ubicata in prossimità della Cabina Primaria Enel

2.3 Stima irraggiamento e producibilità energetica

Per la valutazione dell'idoneità del sito all'intervento proposto è stato stimato il potenziale Fotovoltaico del sito attraverso un'analisi dei dati di irraggiamento presenti nei database del software PVGIS, simulatore che integra un modellatore idoneo ai sistemi ad inseguimento solare monoassiale con asse NORD-SUD qual è il progetto in oggetto.

Tale strumento di calcolo è reso disponibile dalla “European Commission’s science and knowledge service”, ovvero il PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*)



Fig. 5. Grado di irraggiamento sul territorio nazionale

Il software PVGIS può produrre molti differenti dati di output, per una valutazione estremamente attendibile della producibilità raggiungibile del sistema, integrando anche i calcoli delle perdite per effetto ohmico.

I dati preliminari di producibilità sono poi stati vagliati mediante plurime simulazioni, per ottimizzare la producibilità dell’impianto raggiungendo l’optimum tra interdistanza mutua e potenza installabile.

I grafici sottostanti riportano i valori ideali calcolati per l’irraggiamento ed il rendimento mensile dell’impianto:

Monthly in-plane irradiation for tracking PV system

(C) PVGIS, 2023

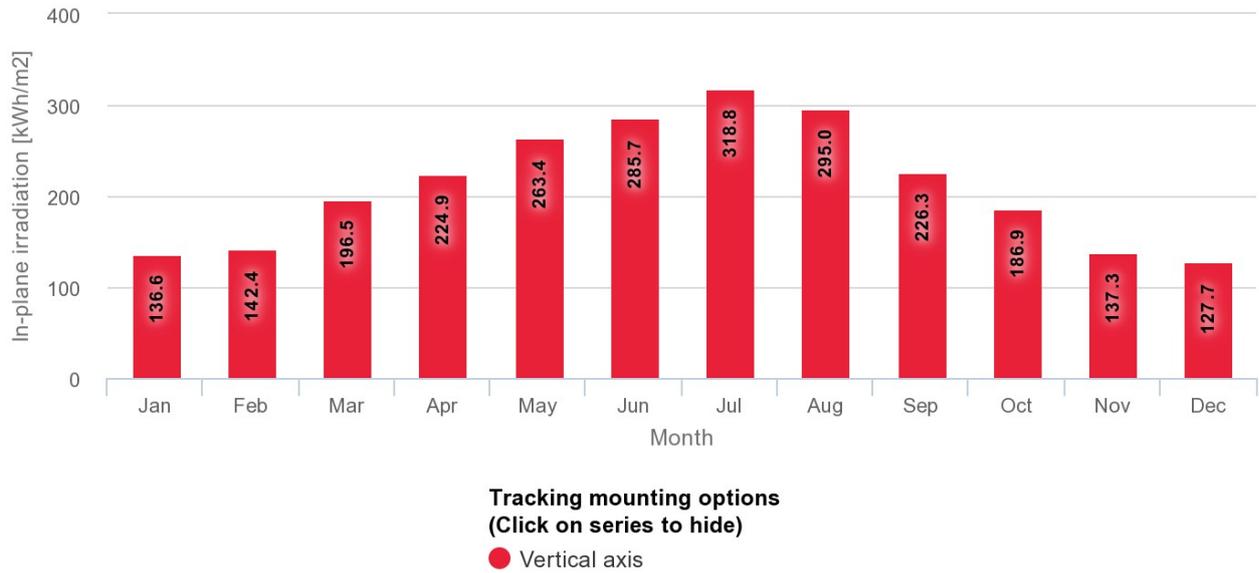


Fig. 6. Grafico andamento irraggiamento mensile nel piano interessato.

Monthly energy output from tracking PV system

(C) PVGIS, 2023

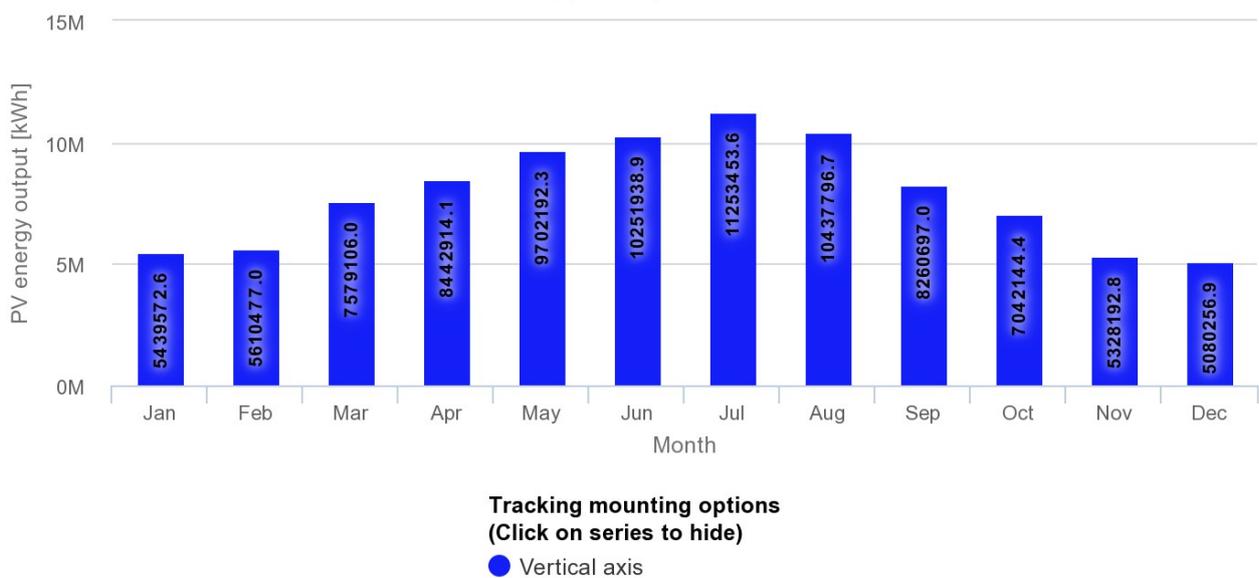


Fig. 7. Grafico rendimento energetico mensile dell'impianto interessato



Provided inputs:	
Location [Lat/Lon]:	40.503,17.291
Horizon:	Calculated
Database used:	PVGIS-SARAH2
PV technology:	Crystalline silicon
PV installed [kWp]:	47439
System loss [%]:	14

Simulation outputs	Vertical axis
Slope angle [°]:	55
Yearly PV energy production [kWh]:	94418879.16
Yearly in-plane irradiation [kWh/m ²]:	2540.56
Year-to-year variability [kWh]:	3867584.3
Changes in output due to:	
Angle of incidence [%]:	-1.45
Spectral effects [%]:	0.65
Temperature and low irradiance [%]:	-8.16
Total loss [%]:	-21.66

Fig. 8. Risultati statistici impianto

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto di:

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento e albedo).

3. CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

3.1 Consistenza dell'impianto fotovoltaico

In questo paragrafo si riporta 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.

L'impianto fotovoltaico avrà una potenza complessiva di **47,439 MWp**.

La centrale fotovoltaica si svilupperà su un'area complessiva di circa **70,12 ha**, a cui corrisponde una densità di potenza pari a:

$$D = P / S = 47,439 / 70,12 = 0,677 \text{ MW/ha}$$



L'Impianto Fotovoltaico sarà strutturato in **11 subcampi** elettricamente indipendenti, raggruppati in **3 Sottocampi**.

I vari sub-campi sono strutturati, mediante elettrodotti interrati in MT, in gruppi (sottocampi) collegati ad anello che fanno capo alla Cabina di raccolta presente nel sottocampo "C".

Nelle Cabine di Raccolta avviene il parallelo tra i vari Sottocampi e la somma delle energie prodotte viene conferita in SSE tramite appositi elettrodotti dorsali.

Ciascun sottocampo sarà costituito da cabine di fine serie (MASTER), dalle quali si dipartirà un elettrodotto interno che verrà collegato alle sbarre MT della Cabina di Raccolta (CdR).

Dalla CdR partirà l'elettrodotto interrato MT verso la SSE produttore.

3.2 Riepilogo generale costituzione dell'impianto fotovoltaico

In definitiva l'impianto fotovoltaico, costituito dall'insieme dei tre Sottocampi sarà caratterizzato da:

- 1) **93.938** moduli fotovoltaici della potenza di **505Wp** cadauno;
- 2) **3.613** stringhe da **26** moduli cadauna;
- 3) **11** Cabine di conversione DC/AC e trasformazione bT/MT 0,8/30kV;
- 4) **1** Cabina di Raccolta;
- 5) **2** Cabine Locali tecnici bT;
- 6) **3** Sottocampi di potenza rispettivamente **18,382 MWp**, **17,778 MWp**, **11,279 MWp** per una potenza di picco complessiva del generatore fotovoltaico pari a **47,439 MWp**
- 7) **1 Elettrodotto dorsale interrato MT 30 kV** per la connessione alla SSE, di lunghezza pari a circa **17,8** km.
- 8) **1 Sottostazione Elettrica** di Trasformazione MT/AT
- 9) **1 Elettrodotto dorsale MT** per la connessione con la stazione di Storage
- 10) **1 Sistema di accumulo da 25/50 MW/MWh (storage)**
- 11) **1 Elettrodotto dorsale interrato AT 150 kV** per la connessione alla SE
- 12) **1 Nuovo stallo AT** in area della Cabina Primaria Enel, per la connessione alla RTN.

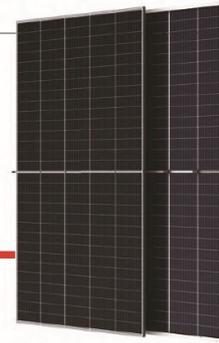
3.3 Moduli fotovoltaici

Per questa fase di progettazione definitiva del generatore fotovoltaico ci si è basati sull'impiego di un pannello fotovoltaico in silicio monocristallino, di tipo bifacciale, scelto fra le macchine tecnologicamente più avanzate presenti sul mercato, dotato di una potenza nominale pari a **505Wp**, costruito da **TRINASOLAR**, appartenente alla **Serie VERTEX**, modello **DEG18MC.20(II)**, le cui caratteristiche tecniche sono qui di seguito riepilogate:

Mono Multi Solutions

THE


BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE



500W+
MAXIMUM POWER OUTPUT

21.0%
MAXIMUM EFFICIENCY

0/+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading total solution provider for solar energy. With local presence around the globe, Trina Solar is able to provide exceptional service to each customer in each market and deliver our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable brand. Trina Solar now distributes its PV products to over 100 countries all over the world. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaborations with installers, developers, distributors and other partners in driving smart energy together.

Comprehensive Products and System Certificates

IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL1703
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System







High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation; 30-year warranty
- Designed for compatibility with existing mainstream system components
- Higher Return on Investment



High power up to 505W

- Large area cells based on 210mm silicon wafers and 1/3-cut cell technology
- Up to 21.0% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to salt, ammonia and sand
- Preferred choice in harsh environments such as desert and high humidity areas



High energy yield

- Excellent light absorption throughout the day (IAM) and low light performance, validated by 3rd party certifications
- Lower temperature coefficient (-0.35%) and operating temperature
- Up to 25% additional power gain from back side depending on albedo
- Optimized power output under inter-row shading conditions



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

Il pannello è basato su celle solari monocristalline, caratterizzato dall'efficienza di 20.9%, oltre ad avere una perdita di efficienza molto bassa, quantificata dal costruttore in circa il 13,5% dopo 30 anni.

PROPRIETA' ELETTRICHE (STC)		
Modulo		TSM-XXXDEG18MC.20(II)
Potenza massima (Pmax)	[W]	505
Tensione MPP (Vmpp)	[V]	43,7
Corrente MPP (Impp)	[A]	12,37
Tensione a vuoto (Voc)	[V]	51,7
Corrente corto circuito (Isc)	[A]	13,02
Rendimento dei moduli	[%]	20,9
Temperatura di esercizio	[°C]	-40 ~ +85



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



Massima tensione di sistema	[V]	1500VDC (IEC)
Massima corrente inversa	[A]	25
Tolleranza della potenza (%)	[%]	0+3
Fattore di bifaccialità (%)	[%]	70 ±5

PROPRIETA' MECCANICHE	
Celle	150
Tipo delle celle	Monocristallino
Dimensioni (L x P x H)	2187x1102x35mm
Massimo carico	Neve: 5.400 Pa Vento: 2400 Pa
Peso	30.1 kg
Tipo di connettore	/
Scatola di giunzione	IP68 Rated
Cavo di connessione (L)	TUV 1x4.0mmq, 200 mm o personalizzata
Copertura frontale	vetro rinforzato termicamente con rivestimento AR 3.2mm temperato alta trasmissione
Telaio	Lega di alluminio anodizzato

CERTIFICAZIONI E GARANZIA	
Certificazioni	IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716
	ISO9001/ISO 14001/ISO14064/ISO45001
Garanzia sul prodotto	12 anni
Garanzia sulla resa di Pmax (tolleranza ±5 %)	30 anni garanzia -2% primo anno + lineare -0.45%

COEFFICIENTI DI TEMPERATURA		
NOCT	[°C]	43 ± 2
Pmpp	[%/°C]	-0,34
Voc	[%/°C]	-0,25
Isc	[%/°C]	0,04

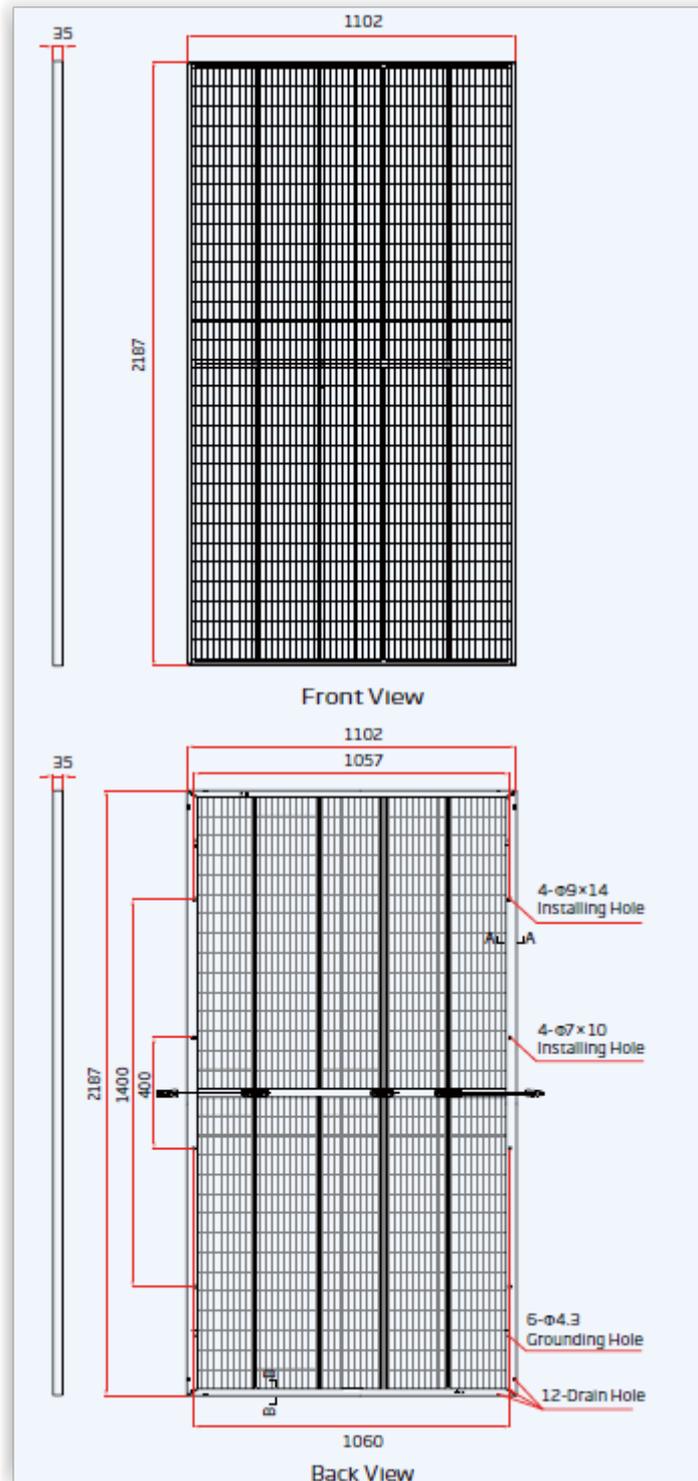


Fig. 10. Dimensioni del pannello: estratto dal datasheet del pannello fotovoltaico di progetto.

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. Sunpower, Longi Solar, Canadian Solar, TRINASolar ed altri) in relazione allo stato dell'arte della

tecnologia al momento della realizzazione del Parco, lasciando invariata o minimizzando l'impronta al suolo a parità di potenza complessivamente installata.

3.4 Strutture di sostegno del generatore fotovoltaico

I moduli fotovoltaici saranno installati su strutture ad inseguimento solare di tipo "monoassiale di rollio", che inseguono 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 reciproci.

L'impianto progettato si avvale di inseguitori monoassiali di rollio ad asse polare, la rotazione avviene attorno ad un asse parallelo all'asse di rotazione terrestre nord-sud (asse polare).



Fig. 11. layout dell'inseguitore SOLTEC con pannelli montati perpendicolarmente all'asse di rotazione.

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.

CONFIGURAZIONE PROGETTUALE		
Interdistanza (I)	[m]	10m
Lunghezza blocco inseguimento (L)	[m]	14,8, 29,10 e 43,5
Altezza dal terreno (D_{min})	[m]	Min 0,66m
Altezza dal terreno (D_{max})	[m]	Max. 4,50m

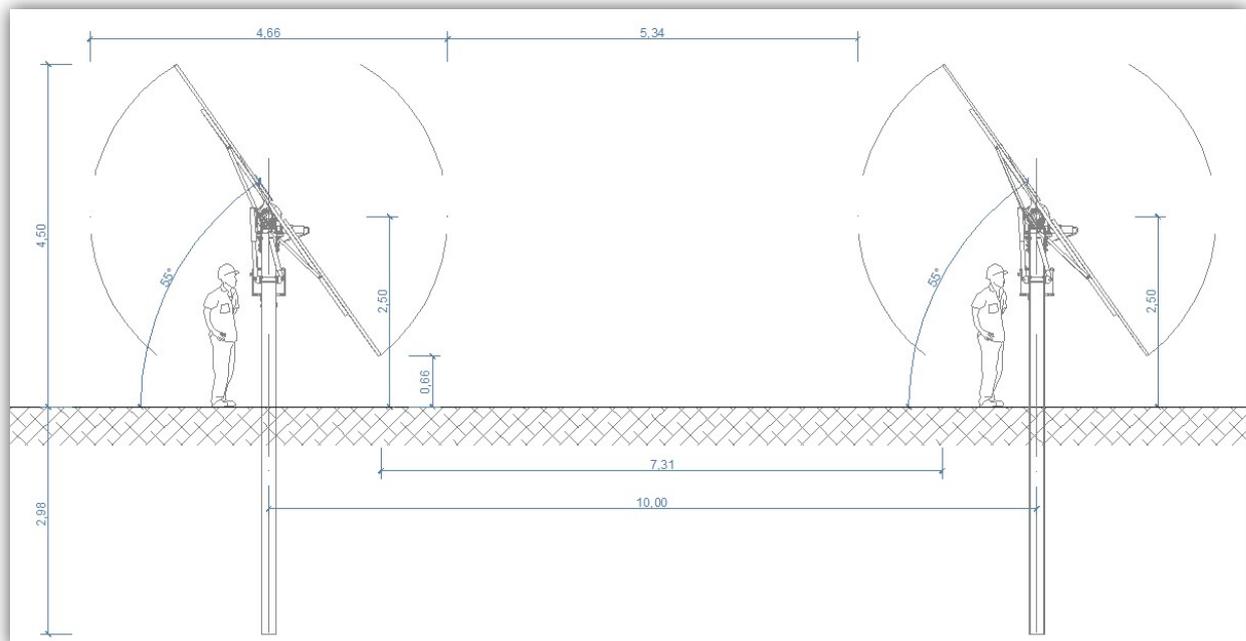


Fig. 12. Sezione laterale del tracker-tipo, con altezze minime e massime raggiunte dai moduli nelle posizioni di estrema rotazione

Le strutture saranno fissate al terreno mediante pali a battimento, o mediante fondazioni a vite, posizionati ogni 6 o 7 moduli fotovoltaici. Tale tipologia di fissaggio è compatibile con la natura del terreno, essendo quest'ultimo di tipo naturale.

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

I cavi solari provenienti dalle stringhe di moduli, direttamente posati in apposite canale facenti parte delle strutture ad inseguimento e, in qualche caso, direttamente interrati per consentire il collegamento tra schiere ad inseguimento parallele, confluiranno verso i quadri di stringa e quindi verso gli inverter centralizzati, nei quali avverrà la conversione da energia in corrente continua ad energia in corrente alternata. Dall'inverter l'energia prodotta verrà trasformata in Media tensione grazie a Trasformatori BT/AT di potenza unitaria compatibile con quella dell'inverter.

3.5 Collegamenti elettrici del campo fotovoltaico

Il collegamento elettrico tra i singoli moduli è del tipo "ad anello", in maniera tale da formare una stringa di 26 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 $U_0 = 1.0\text{kV DC}$, dimensionati secondo necessità.

La tensione massima di stringa è stata calcolata conservativamente a -5° , anche se i dati meteo storici del sito indicano un valore minimo di -2°C ; il valore teorico calcolato è di:

- **Voc a -5°C : 1457 V** per stringhe con 26 moduli da 505 Wp.

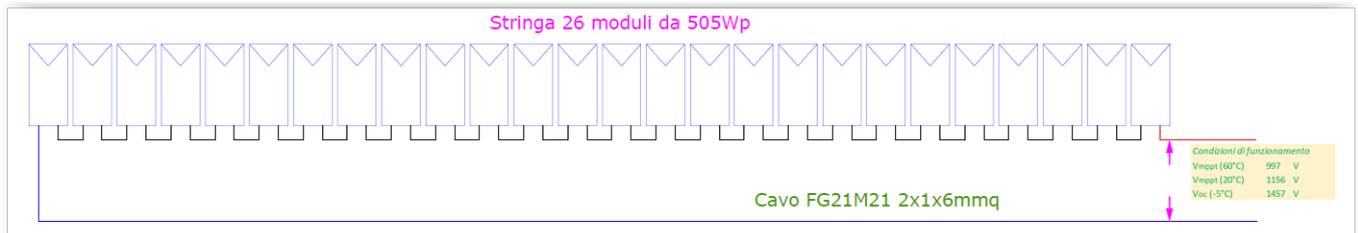


Fig. 13. Particolare serie moduli fotovoltaici.

Tuttavia, tale valore, superiore alla tensione massima accettabile in ingresso dall'inverter, viene raggiunto raramente in condizioni operative di funzionamento, rendendo pertanto accettabile la formazione di stringa scelta.

Per il campo fotovoltaico saranno installati dei raccoglitori di stringa, ciascuno avente da 16 a 24 ingressi DISPONIBILI, i quali svolgeranno 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.

Le linee elettriche in uscita dai raccoglitori di stringa afferiranno agli ingressi DC dell'inverter centralizzato del relativo sub campo: in particolare è previsto un raccoglitore di stringa per ciascuno degli ingressi disponibili nell'inverter centralizzato di progetto.

I raccoglitori di stringhe sono costituiti da apparecchiature e morsettiere montate direttamente in scatole in materiale plastico con protezione almeno pari ad IP65. Tali scatole saranno fissate direttamente alle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici e pertanto non richiederanno manufatti per l'alloggiamento. Questo componente è realizzato dalla casa costruttrice e da questa fornito già completo, assemblato, collaudato e certificato in fabbrica. Pertanto, questa apparecchiatura costituisce un componente a sé stante e ben definito dell'impianto fotovoltaico.

La figura successiva mostra un particolare di un tipico raccoglitore di stringa e il loro montaggio nella parte posteriore della struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici. Per i dettagli, i particolari costruttivi e il posizionamento dei raccoglitori di stringhe all'interno dell'area dell'impianto fotovoltaico, vedasi le relative tavole grafiche di progetto.

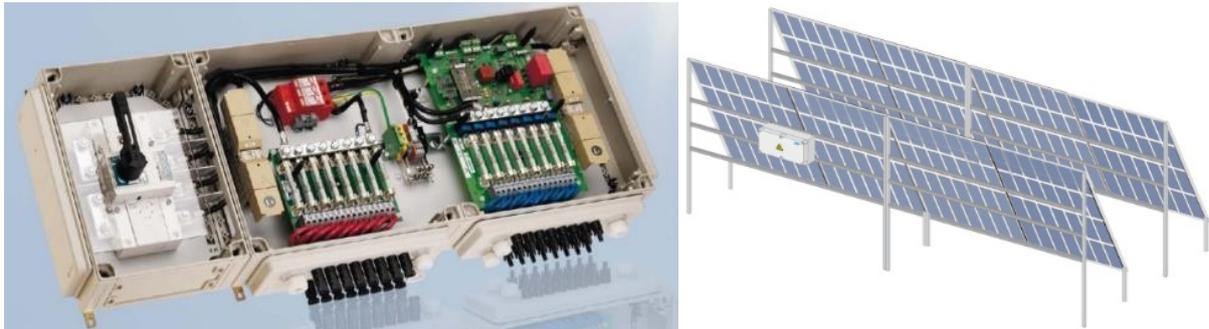


Fig. 14. Particolare di un raccoglitore di stringa e sua collocazione sulle strutture fotovoltaiche

3.6 Cabine elettriche di conversione cc/CA e trasformazione bt/MT

3.6.1 Caratteristiche generali

Le cabine elettriche di conversione CC/AC e trasformazione bt/MT hanno la funzione di accogliere i componenti necessari a convertire l'energia elettrica in corrente continua prodotta dall'impianto fotovoltaico in energia elettrica alternata, la quale poi sarà trasformata in media tensione dal trasformatore elettrico presente in ogni cabina. Tali cabine saranno composte dai seguenti locali e/o vani:

- un locale "conversione", dove sarà installata la macchina inverter per la conversione dell'energia elettrica da continua DC ad alternata AC e un quadro di bassa tensione (QAUX) derivabile direttamente dalla macchina inverter;
- un locale trasformatore, dove sarà installato un trasformatore in resina BT/MT, in esecuzione speciale essendo dotato di due gruppi di morsetti BT collegati in parallelo direttamente all'interno della macchina. In tal modo ad ogni gruppo di morsetti bT sarà collegato un inverter, evitando di conseguenza la necessità di installare quadri di distribuzione intermedi tra convertitori e trasformatore e un quadro di bassa tensione (AUX) derivabile dal secondario del trasformatore tramite un altro trasformatore 240/400 V, essendo la tensione secondaria del trasformatore di cabina pari a 240V;
- 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.

Il locale di conversione ha lo scopo di convertire la tensione continua prodotta direttamente dai moduli fotovoltaici in tensione alternata di valore e frequenza compatibili con la tensione e frequenza della rete di distribuzione del Distributore Locale alla quale l'impianto FTV dovrà essere allacciato rigidamente e continuamente in parallelo.



Per l'impianto fotovoltaico "**Buffoluto 2**" è stata prevista l'installazione in totale di n. **14** cabine, delle quali **11** saranno cabine elettriche di conversione CC/AC e trasformazione bt/MT, **1** sarà cabina di raccolta, **2** 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 ai necessari locali tecnici adibiti a sale di controllo dell'impianto e apparecchiature elettriche ed elettroniche di gestione.

La soluzione progettuale studiata, in questa fase autorizzativa, per l'impianto "**Buffoluto 2**", consiste nell'utilizzo di gruppi di conversione/trasformazione di costruzione **SMA**, con Inverter centralizzati, trasformatore bT/MT, scomparti di arrivo e partenza linea MT. Il costruttore, modello e potenza delle apparecchiature effettivamente utilizzate potranno variare in fase realizzativa, secondo lo stato della tecnica e/o necessità di Rete, riservandosi anche di passare alla configurazione progettuale ad inverter di stringa.

3.6.2 Inverter

Gli inverter per la conversione dell'energia da corrente continua a corrente alternata 50 Hz sono apparecchiature centralizzate di costruzione **SMA**, modello **SUNNY CENTRAL UP** con funzionalità in grado di sostenere la tensione di rete e contribuire alla regolazione dei relativi parametri, con particolare riferimento all'allegato A 68 del codice di Rete di Terna.

Le apparecchiature impiegate, a valle di un accurato dimensionamento dei sottocampi, sono di 2 taglie:

- **2660 kVA**
- **4000 kVA**

Sarà presente un inverter per ciascun sub campo, alimentato dai paralleli di stringa effettuati nelle String Monitor, installati in campo sulle strutture di sostegno come meglio indicato nelle tavole di progetto, secondo il diagramma di principio qui sotto riportato:

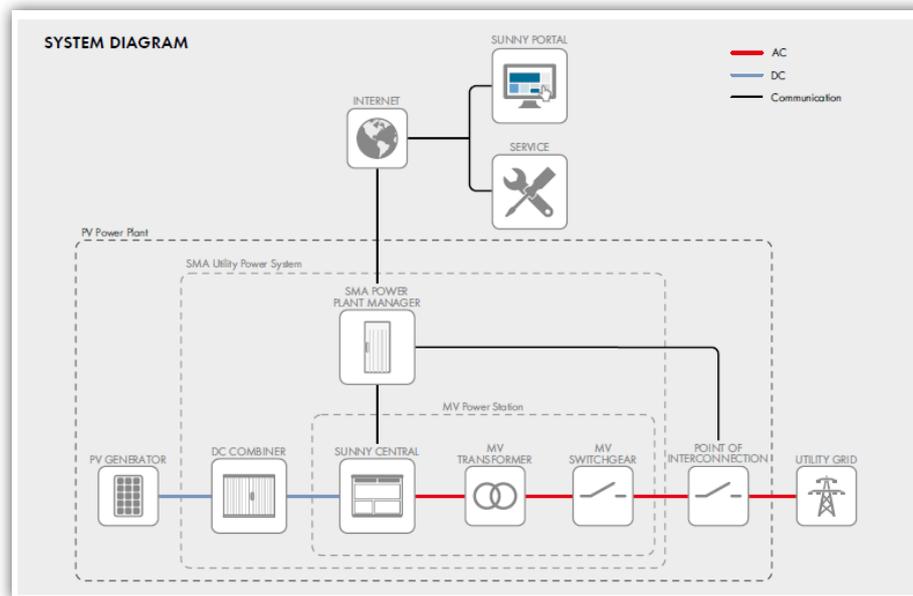


Fig. 15. Schema di collegamento al Sunny Central, dal lato Generatore e dal lato RTN.



Fig. 16. Inverter centralizzato della serie Sunny Central

In base alle caratteristiche elettriche dei pannelli fotovoltaici e degli inverter, sono state determinate le formazioni di stringa, costituite da 26 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.

3.6.3 Trasformatore bt/MT

Il trasformatore **bt/MT**, situato in ciascuna Cabina di Conversione/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 e potrà essere adottato nella taglia unica da **4000kVA**, per ragioni di semplicità manutentiva, interventiva e gestionale del magazzino ricambi.

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, ABB, Schneider ed altri).

Di seguito si riportano le caratteristiche elettriche di un trafo MT/bT da **4000kVA**, rispondente alle necessità tecniche di progetto, precisando che le caratteristiche definitive saranno stabilite soltanto in fase esecutiva:

CLASS 36 kV
ED3R36

Power kVA	U _k * %	P ₀ W	P _α * W	I ₀ %	LwA dB(A)	LpA dB(A)	A mm	B mm	C mm	D mm	Wheel mm	Weight Kg
50	6	230	1870	1,4	54	41	1260	670	1525	520	125	850
100	6	320	2250	1	56	43	1290	670	1545	520	125	1020
160	6	460	3190	0,88	57	44	1425	670	1545	520	125	1300
200	6	520	3630	0,85	58	44	1500	820	1600	670	125	1490
250	6	590	4180	0,8	59	45	1500	670	1700	520	125	1670
315	6	710	4980	0,79	60	46	1590	820	1750	670	125	1910
400	6	860	6050	0,78	61	47	1590	820	1850	670	125	2010
500	6	1030	7050	0,76	62	48	1620	820	1880	670	125	2200
630	6	1260	8360	0,75	63	49	1680	820	1980	670	125	2470
800	6	1490	8800	0,71	64	49	1710	1050	2150	820	125	2960
1000	6	1780	9900	0,7	65	50	1830	1050	2300	820	125	3590
1250	6	2070	12100	0,69	67	52	1860	1000	2360	820	150	3890
1600	6	2530	14300	0,67	68	53	2010	1050	2500	820	150	4860
2000	6	2990	17600	0,65	72	56	2100	1300	2595	1070	200	5860
2500	6	3560	20900	0,62	73	57	2250	1300	2625	1070	200	7160
3150	6	4370	24200	0,6	76	60	2340	1300	2805	1070	200	8610
4000	7	6300	26900	0,61	84	68	2520	1300	2835	1070	200	9650
5000	8	6900	35000	0,61	86	70	2610	1300	2835	1070	200	10770

* Dati riferiti a 120°C a tensione nominale / Data referred to 120°C at rated voltage.

Fig. 17. Caratteristiche Trasformatore bt/MT

3.6.4 Cabine: caratteristiche costruttive

Le cabine saranno manufatte 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 "conversione";
- 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 dieci cabine elettriche, un modulo Interruttore SF6 con sezionatore e partenza cavo posto a protezione e sezionamento del trasformatore stesso.

2. Quadri bT, costituiti da quadro elettrico servizi ausiliari per l'alimentazione dei servizi ausiliari e per tutte le utenze delle cabine, per l'alimentazione del gruppo di continuità monofase da 6 kVA, posto a protezione dei circuiti ausiliari di sicurezza di cabina, quadro contatore di produzione; quadro contatore servizi ausiliari.

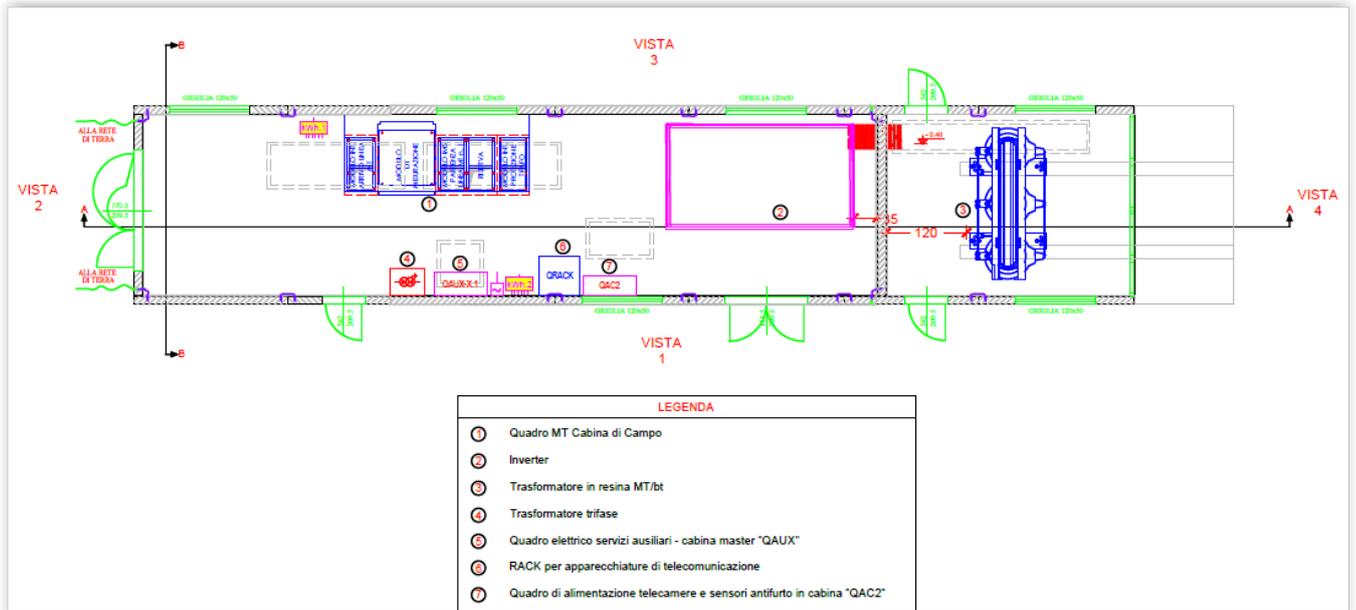


Fig. 18. Pianta cabina MASTER e SLAVE (dimensioni principali 15,00 x 3,00 x 4,50)



Fig. 19. Prospetto cabina MASTER e SLAVE (dimensioni principali 15,00 x 3,00 x 4,50)

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 autolivellante 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/Cm².

Il manufatto sarà completo di porte, griglie e finestre.

Il manufatto avrà dimensioni in pianta complessive pari a **15,00m x 3,00m e altezza di 4,50m** (altezza riferita al piano di campagna).

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

1. pedana isolante oppure tappeto isolante posto a terra davanti al quadro MT;
2. guanti isolanti 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).

3.6.5 Cabine di raccolta e locali tecnici

I N. 3 sottocampi si conetteranno alla "CABINA DI RACCOLTA" (CdR), deputata a cabina di sezionamento, misura e raccolta dell'energia prodotta.

All'interno della cabina di raccolta avverrà il collegamento in parallelo dei rispettivi sottocampi mediante altrettanti scomparti di "partenza linea", su cui si attesteranno i cavi provenienti dalle Cabine Master di ciascuno dei Sottocampi.

Nella CdR si avranno, oltre a quelli di ingresso, gli scomparti da cui si dipartiranno le terne costituenti l'elettrodotto dorsale, che convoglierà l'energia prodotta fino ai locali tecnici presenti nella futura Sottostazione Produttore;

La cabina di raccolta sarà costituita da un unico locale, destinato ad ospitare la batteria di scomparti necessari alla protezione e sezionamento delle linee di collegamento ai sub campi, e di collegamento tra Cabine di raccolta e Sottostazione Produttore: tale vano verrà denominato Locale Quadri MT:

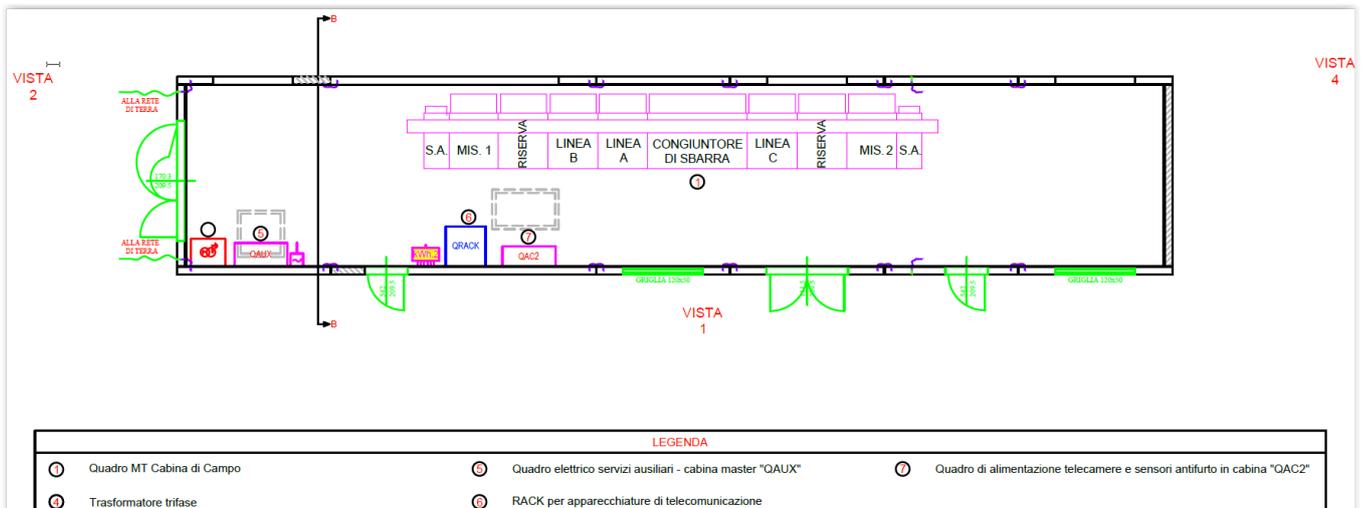


Fig. 20. Tipico Pianta della Cabina di Raccolta: locale destinato a soli Quadri MT (dimensioni principali 15,00 x 3,00 x 4,50h).

Nell'impianto saranno installati anche nove ulteriori fabbricati, denominati "Locale Servizi" delle medesime dimensioni, destinati ad accogliere i soli locali e room controllo: un locale quadri BT, un vano ufficio uso SCADA, i servizi igienici.

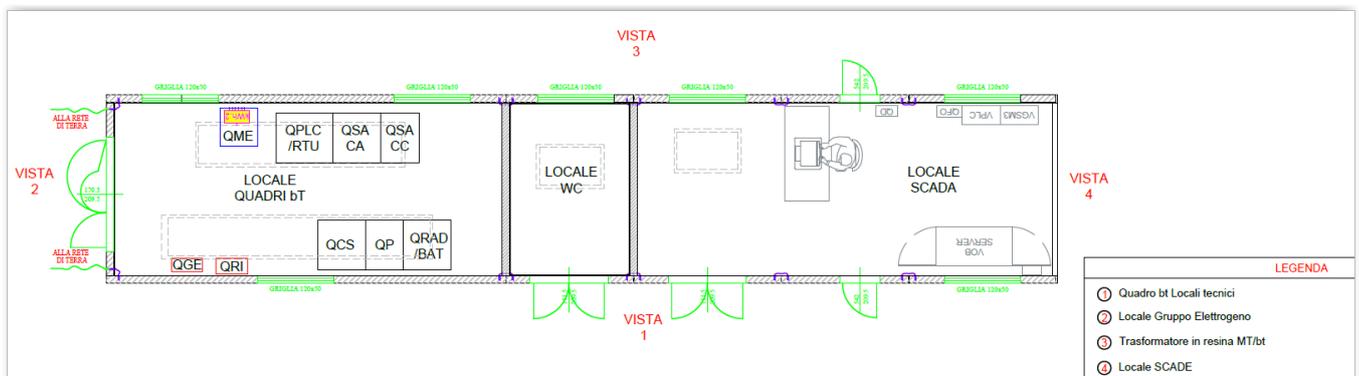


Fig. 21. Tipico Pianta locali bT (dimensioni principali 15,00 x 3,00 x 4,50h).

Dal punto di vista costruttivo i due manufatti saranno realizzati con la medesima tecnica delle cabine di campo Master/Slave, con vani e pozzetti interrati per il passaggio dei cavi MT. Le coperture dei pozzetti, sia facenti parte delle fondazioni che ad esse esterni, potranno essere in ghisa o calcestruzzo.

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

Tutti i pannelli e tutte le porte saranno ignifughi e autoestinguenti. Le lastre di parete sono unite tra loro in modo tale da creare e garantire la monoliticità della struttura, impedendo possibili infiltrazioni d'acqua. Le porte e le griglie saranno in lamiera, ignifughe ed autoestinguenti.



Il fabbricato “Locali Tecnici bt ”ospita, nell’apposita sala Quadri bt, le batterie ed quadri bt in c.a. e c.c. per l’alimentazione dei servizi ausiliari ed il controllo delle protezioni.

I cunicoli per cavetteria sono realizzati in calcestruzzo armato gettato in opera oppure prefabbricati; le coperture saranno metalliche o in PRFV, comunque carrabili per un carico ammissibile di 2000 kg.

Le tubazioni per cavi MT o BT saranno in PVC serie pesanti, o equivalenti, e poste in opera con un idoneo rinfiacco di calcestruzzo. Eventuali percorsi per collegamenti in fibra ottica saranno realizzati secondo le “Prescrizioni tecniche per la posa di canalizzazioni e dei cavi in fibra ottica”.

Lungo le tubazioni ed in corrispondenza delle deviazioni di percorso, saranno inseriti pozzetti ispezionabili di opportune dimensioni; i pozzetti, realizzati in calcestruzzo armato prefabbricato o gettato in opera, saranno dotati di idonea copertura metallica o in PRFV.

4. RETE ELETTRICA DI DISTRIBUZIONE

4.1 Linee di media tensione

Il sistema di distribuzione MT di collegamento per ciascun sub campo ha una configurazione del tipo in serie: 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. Nei centri di trasformazione l’energia elettrica prodotta può essere 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 sub campi.

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 delle strutture del fotovoltaico. I cavi MT utilizzati saranno della tipologia ARE4H5E 18/30 kV 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 anti-umidità, schermo a nastro di alluminio laminato, guaina esterna in MDPE, colore rosso.





Fig. 22. Particolare degli strati costitutivi di un cavo MT ARE4H5E.

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

- 1) **Sottocampo A** - il sottocampo A raggrupperà 3 cabine di tipo Slave e 1 di tipo Master, nella quale avverrà la fine serie e la richiusura dell'anello. Verrà pertanto realizzato un'entra-esce da ciascuna cabina per consentire la configurazione serie con chiusura ad anello in cabina Master, dalla quale partirà un elettrodotto dorsale interno che andrà ad attestarsi in CdR;
- 2) **Sottocampo B** - il sottocampo B raggrupperà 3 cabine di tipo Slave e 1 di tipo Master, nella quale avverrà la fine serie e la richiusura dell'anello. Verrà pertanto realizzato un'entra-esce da ciascuna cabina per consentire la configurazione serie con chiusura ad anello in cabina Master, dalla quale partirà un elettrodotto dorsale interno che andrà ad attestarsi in CdR;
- 3) **Sottocampo C** - il sottocampo C raggrupperà 2 cabine di tipo Slave e 1 di tipo Master, nella quale avverrà la fine serie e la richiusura dell'anello. Verrà pertanto realizzato un'entra-esce da ciascuna cabina per consentire la configurazione serie con chiusura ad anello in cabina Master, dalla quale partirà un elettrodotto dorsale interno che andrà ad attestarsi in CdR;
 - a) Per la realizzazione dell'elettrodotto tra le cabine slave e la master verrà utilizzata una terna di cavi unipolari ARE4H5E con grado di isolamento 18/30kV, in formazione a trifoglio, di sezione nominale variabile;
 - b) Dalle cabine Master si dipartirà un elettrodotto dorsale interno che andrà ad attestarsi sulle sbarre MT di parallelo in Cabina di Raccolta.
- 4) **Elettrodotto dorsale:**
 - a) Per la realizzazione dell'elettrodotto tra la Cabina di Raccolta e la Cabina di Media Tensione in Sottostazione Produttore verrà utilizzato un cavo ARE4H5E di sezione nominale 500 mmq con grado di isolamento 18/30kV. Il dimensionamento è stato effettuato in modo tale da contenere la caduta di tensione massima attorno all'2,4% in condizioni di funzionamento a piena potenza, con conseguente perdita di energia contenuta nello 0,3% circa.

I dimensionamenti delle linee interne sono stati effettuati conservativamente tenendo conto della potenza nominale di picco di ciascun sub campo, in modo che anche in caso di guasto di uno o più dei sub campi, l'impianto potrà lavorare inseguendo continuamente la massima potenza di immissione.

I dimensionamenti delle linee interne sono stati effettuati conservativamente tenendo conto della potenza nominale di picco di ciascun sub campo, in modo che anche in caso di guasto di uno o più dei sub campi, l'impianto potrà lavorare inseguendo continuamente la massima potenza di immissione.

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

omologato ENEL.

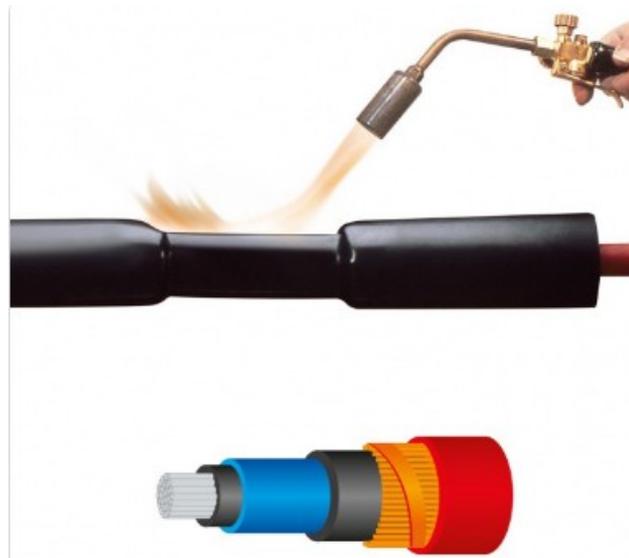


Fig. 23. Schema di esecuzione di un giunto MT.

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 1,2 m circa, con larghezza variabile a seconda della formazione.

Il cavo verrà adagiato su un letto di sabbia di spessore pari a 0,10 m e sarà ricoperto da un ulteriore strato di sabbia di spessore minimo pari a 0,30 m, tale cassonetto ospiterà anche la fibra ottica direttamente posata in terreno; sul cavo sarà posato un tegolino in plastica per la protezione meccanica.

Infine, ad una distanza di circa 0,20 m dal cavo di fibra, 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 porta giunti e giunzioni di fibra. Per la realizzazione delle giunzioni dei conduttori in fibra 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 μ m.

CAVO IN FIBRA OTTICA MONOTUBETTO PER ESTERNO

CAVO IN FIBRA OTTICA MONOTUBETTO PER ESTERNO CON PROTEZIONE ANTIRODITTORE 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 antirodittole 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
annellate in nero
- Fibra di vetro come elemento di tiro e protezione antirodittole incrementata fino a **52800 TEX**
- Guaina 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 antirodittole 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. 24. 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:

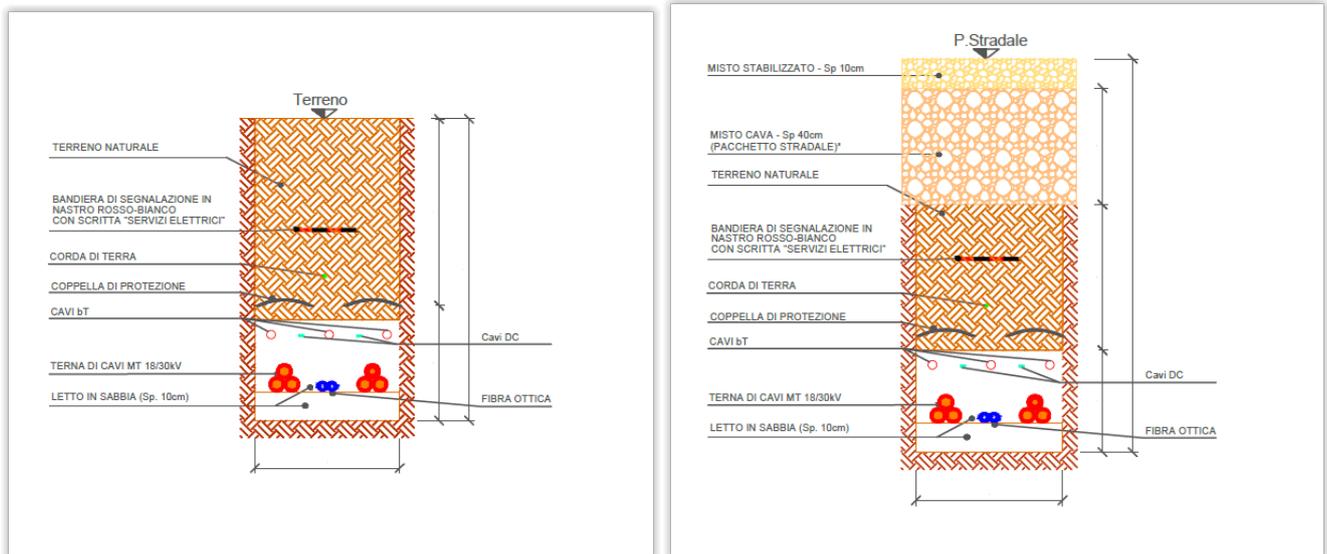


Fig. 25. Particolare tipico scavo MT con presenza di cavi bT rispettivamente su terreno naturale e su strada sterrata

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 110 cm 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 10 cm; inoltre dopo la posa dei cavi essi saranno ricoperti con uno strato ulteriore superiore di sabbia di spessore pari a 20 cm. 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.

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 chiusino 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 attestano ai morsetti delle apparecchiature mediante appositi terminali a capicorda a crimpare. Si rimanda alle tavole grafiche di progetto per lo schema di dettaglio della posa di detti cavi, di cui si riportano qui di seguito alcune miniature.

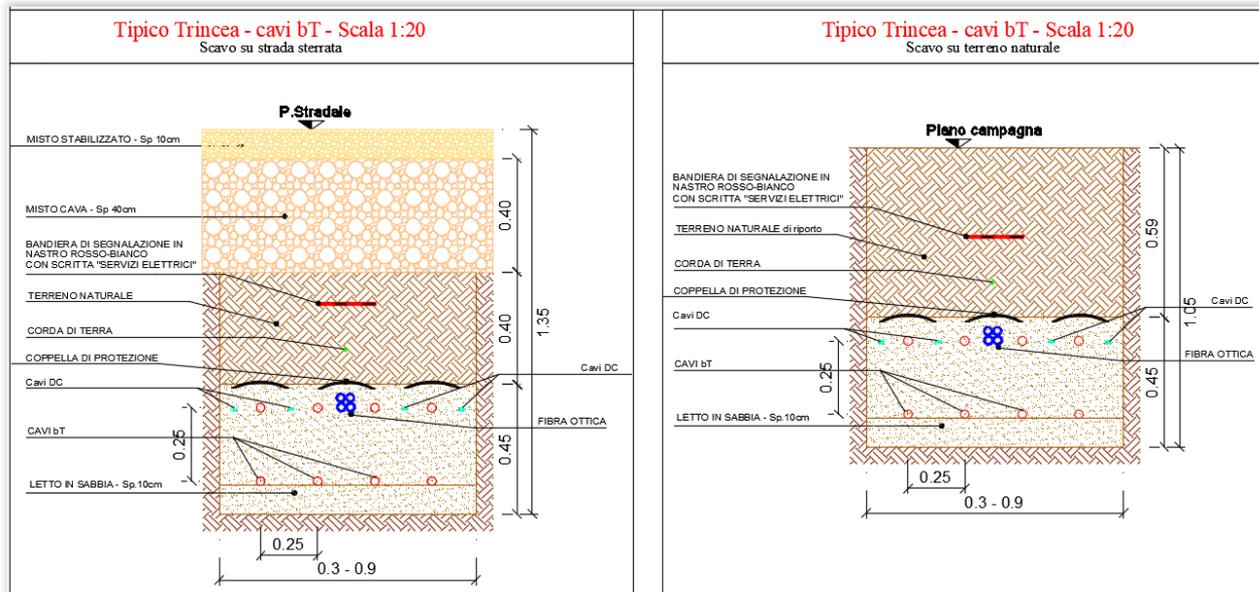


Fig. 26. Particolare tipico trincee per cavidotti bT, in formazione variabile, rispettivamente su strada sterrata e su terreno naturale.

5. MODALITA' DI CONNESSIONE ALLA RTN

L'impianto fotovoltaico si conetterà alla alla **Sottostazione di trasformazione 30/150 kV** di futura realizzazione, ubicata in agro di Taranto – **F. 257 Sezione A, p.lla 17**, attraverso una rete elettrica in MT in cavo interrato per una lunghezza di circa **17,8 km** diretta, nelle vicinanze della **Cabina Primaria ENEL**, ove la tensione da 30kV sarà elevata a 150kV per essere immessa sulla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN). Inoltre in prossimità della Sottostazione sarà realizzato un **Sistema di accumulo da 25/50 MWh (storage)**.

Ai fini della connessione alla RTN dell'impianto fotovoltaico di che trattasi, è stato richiesto e ottenuto da **e-distribuzione S.p.A.** il preventivo di connessione avente Codice di Rintracciabilità n. **317512128**, la cui soluzione di connessione in esso indicata è esattamente la seguente:

“la soluzione di connessione dell'impianto in oggetto....., alla Vs. futura Cabina Primaria..... dovrà prevedere il potenziamento/rifacimento degli elettrodotti RTN a 150 kV “Taranto N2 – Taranto Sud”, “Taranto N2 – Taranto Est”, “Taranto Est – Taranto Sud” ed il superamento/rimozione di elementi limitanti nelle CP interessate”

6. CABINA PRIMARIA PRODUTTORE 30/150 kV

6.1 Ubicazione della SSE produttore

Le coordinate geografiche baricentriche del sito di installazione della nuova stazione elettrica di trasformazione sono:

Latitudine	Longitudine
40°26'36.02"N	17°15'25.79"E

La struttura ricade in agro di TARANTO (TA), su **F. 257 Sezione A, p.lla 17**.

Il posizionamento della Stazione è stato progettato tenendo conto dell'esigenza di ridurre al minimo la distanza con il punto di connessione.



Fig. 27. Inquadramento su ortofoto con ubicazione della Sottostazione Produttore (in rosso), della CP Enel (in giallo) e dello storage (in verde)



6.2 Schema generale di sottostazione

Negli elaborati grafici del Progetto sono riportati lo schema planimetrico, i particolari e lo schema elettrico unifilare della stessa sottostazione. 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 e - Distribuzione 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. Le dimensioni complessive dell'aggregato Sottostazione Produttore sono quelle indicate compiutamente nei preposti elaborati.

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

1. sistema di sbarre in AT a 150 kV;
2. stallo di partenza linea AT a 150kV;

Lo stallo di uscita del sistema di sbarre AT si collegherà, attraverso il cavidotto in AT, alla Sotto Stazione Produttore che verrà realizzata in prossimità della Cabina Primaria; essa avrà il compito di proteggere il cavidotto sopra descritto. Infine la conduttura si andrà a collegare al sistema di sbarre 150kV interno alla Stazione Elettrica mediante un ulteriore cavo interrato AT.

Qualora esigenze di connessione alla RTN lo richiedano in funzione dell'assicurazione di funzionamento e sicurezza della RTN stessa, la sottostazione Primaria Produttore verrà adeguata ad eventuali specifiche tecniche richieste.

6.3 Recinzione dell'area

L'area della SSE 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;
- iii. saette prefabbricate in cls armato infisse nel muro di cui sopra fino ad un'altezza totale di 2,50m.

Lungo il lato che fronteggia la strada di accesso sarà presente un cancello di ingresso mezzi fiancheggiato da un accesso pedonale.

La massiciata 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, nelle zone carrabili interne alla recinzione, sarà posata la pavimentazione bituminosa in tout-venant bitumato a caldo per uno spessore di circa 7 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 3 cm con rullo vibrante.

6.4 Dimensionamento di massima della Sottostazione Produttore e scelte progettuali

La sottostazione del produttore è stata concepita con quattro stalli di trasformazione. Per l'impianto in esame, lo stallo è stato dotato di un trasformatore in parallelo da 60 MVA.

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

1. Stallo di trasformazione 30/150 kV da 60 MVA;
2. Locali tecnici bT/MT;
3. Locale MT Storage;
4. Locale scada

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

Si riportano in appresso due miniature relative alla planimetria elettromeccanica della SSE oggetto della presente relazione, con la relativa sezione elettromeccanica fino al punto di partenza della connessione in SE-RTN con cavo interrato in AT

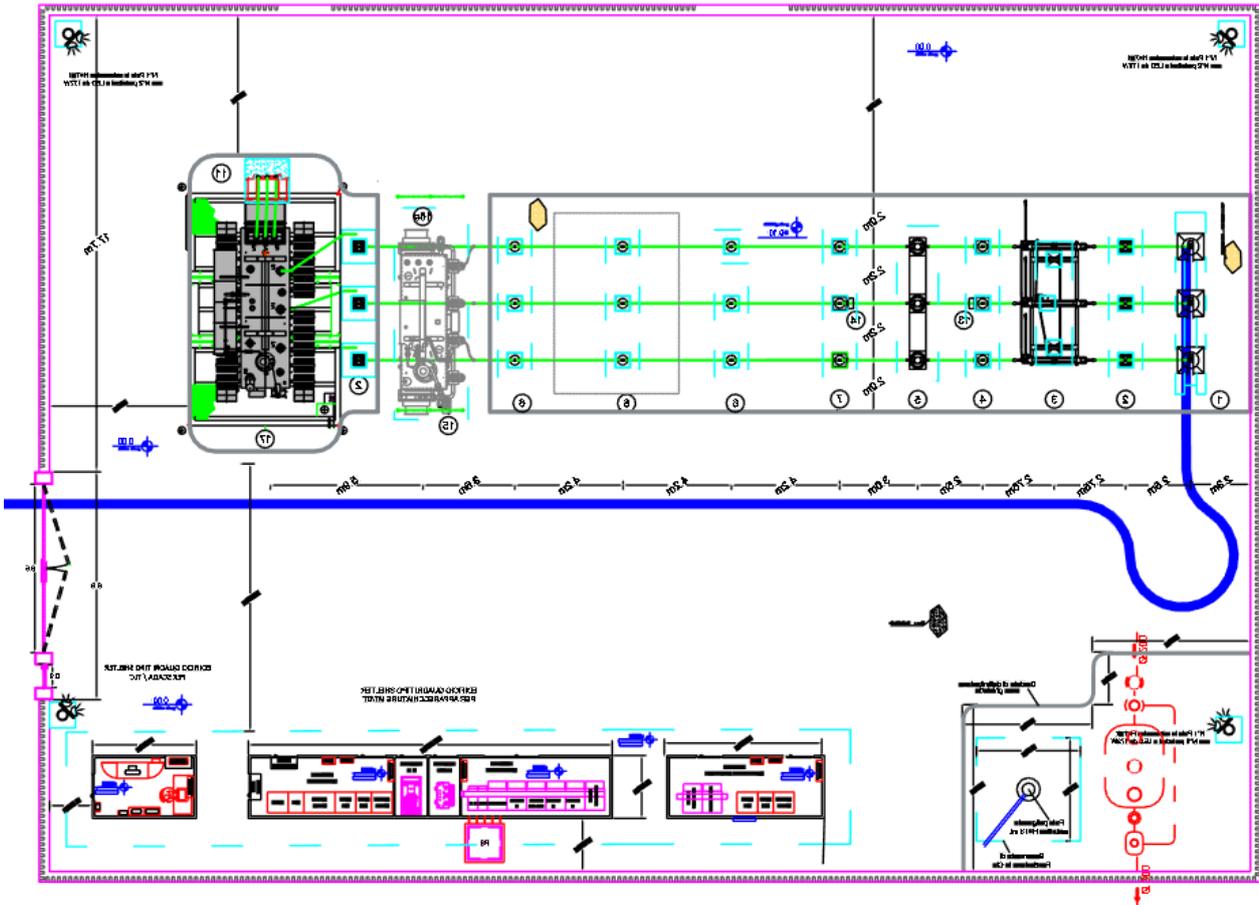


Fig. 28. Planimetria della SSE Produttore.

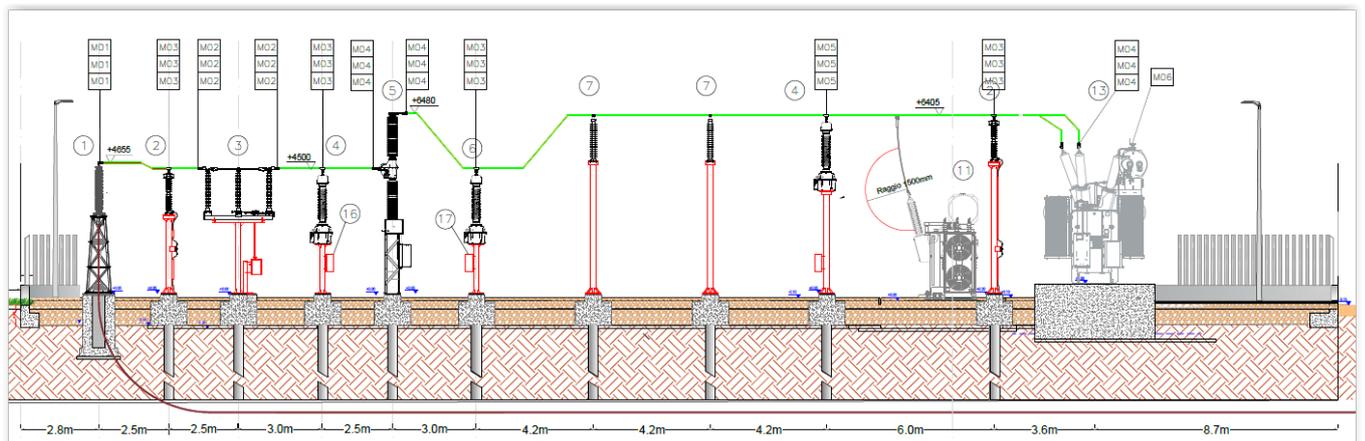


Fig. 29. Sezione elettromeccanica delle apparecchiature nella SSE Produttore

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.

6.5 Locali tecnici della Sottostazione Produttore

All'interno dell'area recintata della cabina primaria del produttore sarà realizzato un fabbricato da adibirsi a locali tecnici, necessario ad ospitare le apparecchiature MT e BT, un fabbricato da adibirsi al telecontrollo dell'impianto (Scada) ed uno contenente le apparecchiature necessarie al collegamento con lo storage. I manufatti avranno le dimensioni in pianta (altezza massima riferita al piano di campagna) riportate qui di seguito:

- Locale apparecchiature Storage **6,06m x 2,44m x 2,87m**
- Locale apparecchiature bT MT **14,00m x 2,44m x 2,87m**
- Locale Scada **4,00m x 2,44m x 2,87m**

Si riportano di seguito delle figure che raffigurano pianta e prospetto di tali manufatti

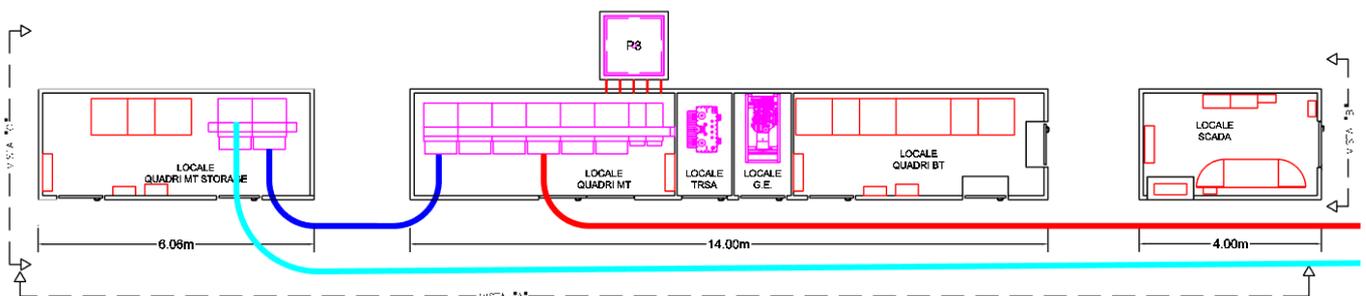


Fig. 30. Pianta dei locali presenti nella SSE Produttore

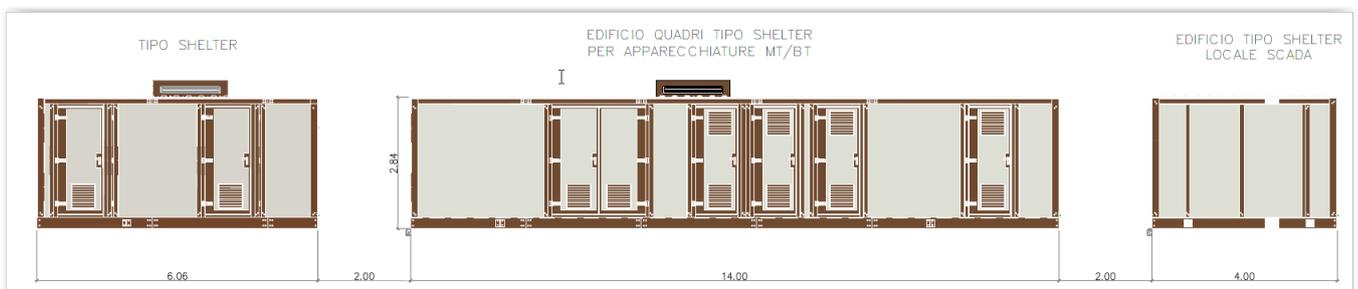


Fig. 31. Prospetto dei locali presenti nella SSE Produttore

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/Cm².

Le lastre di parete saranno unite tra loro in modo tale da creare e garantire la monoliticità della struttura, impedendo possibili infiltrazioni d'acqua. Le porte e le griglie saranno in vetroresina e/o lamiera, ignifughe ed autoestinguenti. Le dimensioni delle porte consentono l'ingresso e l'uscita delle apparecchiature montate all'interno dei locali senza che si debba procedere allo smontaggio delle stesse.

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 tale edifici saranno individuati i seguenti locali tecnici:

1. locali quadri MT;
2. Locale TRSA (trasformatore servizi ausiliari);
3. locale quadri bT e Telecomunicazioni;
4. locale gruppo elettrogeno.
5. Locale misure.

Il locale quadri MT, ubicato nel fabbricato centrale, ospita al suo interno l'arrivo MT del trasformatore AT/MT, la cella di partenza in MT della dorsale dell'Impianto Fotovoltaico, le apparecchiature di comando e protezione.

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

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

- a. Scomparto misure;
- b. Scomparto Servizi Ausiliari;
- c. Scomparto Partenza Dorsale;

Le costruzioni inoltre ospitano nelle apposite sale Quadri bT, le batterie ed quadri bT in c.a. e c.c. per le alimentazioni dei servizi ausiliari, oltre al metering e gli apparati di telecontrollo.

I cunicoli per cassetteria saranno realizzati in calcestruzzo armato gettato in opera oppure prefabbricati; le coperture saranno metalliche o in PRFV, comunque carrabili per un carico ammissibile di 2000 kg.



Le tubazioni per cavi MT o BT saranno in PVC serie pesante e poste in opera con un idoneo rinfiaccio di calcestruzzo. Eventuali percorsi per collegamenti in fibra ottica saranno realizzati secondo le “Prescrizioni tecniche per la posa di canalizzazioni e dei cavi in fibra ottica”.

Lungo le tubazioni ed in corrispondenza delle deviazioni di percorso, saranno inseriti pozzetti ispezionabili di opportune dimensioni; i pozzetti, realizzati in calcestruzzo armato prefabbricato o gettato in opera, saranno dotati di idonea copertura metallica o in PRFV.

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

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

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.

6.6 Impianto di terra

In tutta l'area interna della cabina primaria del produttore sarà realizzato un dispersore dell'impianto di terra costituito da una rete magliata in corda di rame nuda direttamente interrata e di sezione pari a 70mm².

La rete di terra magliata sarà realizzata secondo maglie regolari lato pari a circa 5m.

Il lato perimetrale della maglia del dispersore sarà posato esternamente all'area della cabina primaria ad una distanza dalla recinzione perimetrale di circa 1m al fine di migliorare l'equipotenzialità anche dell'area immediatamente esterna. In corrispondenza di ciascuno degli incroci di maglia perimetrali, internamente all'area della Sottostazione produttore, sarà posto un dispersore verticale di lunghezza 3m collegato con i dispersori orizzontali della rete di terra.

Alla rete di terra appena descritta saranno collegate tutte le masse metalliche delle apparecchiature elettriche della Sottostazione produttore: tralici e tubolari di sostegno delle apparecchiature; carcassa dei trasformatori, scaricatori di sovratensione, struttura degli interruttori, dei TA e dei TV, quadri elettrici delle apparecchiature esterne, quadro MT, quadri di bT in c.a. e in c.c., carcassa e centro stella del gruppo elettrogeno, carcassa e centro stella del trasformatore per i servizi ausiliari, struttura dei condensatori di rifasamento.

A completamento dei lavori di realizzazione dell'impianto di terra e prima del completamento dei lavori di realizzazione della cabina primaria del produttore si dovrà provvedere alla verifica in campo dell'impianto di terra realizzato per verificare che i valori delle tensioni di passo e di contatto che si riscontrano siano effettivamente inferiori ai valori limiti stabiliti dalla norma CEI 99. Nel caso i valori misurati fossero superiori a quelli limiti della norma si dovrà provvedere ad integrare il dispersore dell'impianto di terra con ulteriori elementi aggiuntivi fino a quanto i valori delle tensioni di passo e di contatto rimarranno inferiori a quelli dei limiti di sicurezza.



6.7 Servizi generali ed ausiliari

Gli impianti di rilevazione incendi saranno ubicati negli edifici comandi (retroquadro, sala comando, sala quadri MT e sala condensatori) e servizi ausiliari ed avranno lo scopo di rilevare i principi di incendio ed attivare le segnalazioni necessarie (locali e remote). Gli impianti saranno conformi alle Norme UNI EN 54 e UNI 9795.

L'impianto antintrusione sarà realizzato nell'edificio comandi per la protezione delle porte esterne, delle finestre e per il controllo interno della sala quadri; esso è previsto contro eventuali atti vandalici e consentirà l'invio della segnalazione d'allarme per "intrusione estranei". L'impianto ed i componenti sono conformi alle Norme CEI 79/2-3-4.

Per i servizi generali di stazione, sono previsti i seguenti quadri di distribuzione:

- SA 380 Vac: quadro destinato all'alimentazione dei circuiti in corrente alternata (c.a.) sarà equipaggiato da interruttori automatici scatolati e modulari in esecuzione fissa, opportunamente dimensionati per tutte le utenze della stazione, prevedendone l'eventuale espansione. Sarà, inoltre, prevista un linea privilegiata alimentata in commutazione automatica da un gruppo elettrogeno. Il quadro conterà anche le alimentazioni per l'illuminazione e FM della stazione comprendendo inoltre, l'illuminazione di emergenza internamente agli edifici ed esternamente all'area della stazione. L'impianto normale delle aree esterne della stazione è realizzato con un numero adeguato di armature di tipo stradale con lampade sodio A.P. da 1 kW.
- SA 110 Vcc: quadro destinato all'alimentazione dei circuiti in corrente continua (c.c.) sarà equipaggiato da interruttore scatolati e modulari in esecuzione fissa, opportunamente dimensionati per tutte le utenze della stazione.

Lo schema di alimentazione dei SA prevede:

- Una linea MT di alimentazione derivata dalla trasformatore di potenza AT/MT
- Un trasformatore MT/BT in olio con potenza nominale definita in funzione delle dimensioni dell'impianto
- 1 quadro MT protetto, con celle isolate in SF6, opportunamente dimensionato
- 1 gruppo elettrogeno con un'autonomia non inferiore a 10 ore ed opportunamente dimensionato
- 1 quadro BT di distribuzione c.a. opportunamente dimensionato
- 1 complesso raddrizzatore/batteria in tampone, dimensionato per erogare la corrente permanente richiesta dall'impianto e la corrente di carica della batteria; la batteria è in grado di assicurare la manovrabilità dell'impianto, in assenza dell'alimentazione in c.a., con un'autonomia di 4 ore



Le caratteristiche tecniche, i materiali ed i metodi di prova relativi a tutti i cavi bT per circuiti di potenza e controllo, cavi unipolari per i cablaggi interni dei quadri, cavi MT e per impianti luce e FM sono rispondenti alle Norme CEI e tabelle CEI UNEL di riferimento in materia.

6.8 Gruppo elettrogeno

Lo schema della cabina primaria del produttore prevede l'installazione di un gruppo elettrogeno con funzioni di riserva dell'alimentazione dei servizi ausiliari di centrale (protezioni, misure, illuminazione, prese di servizio, resistenze anticondensa, ventilatori, etc. etc.).

Il gruppo elettrogeno avrà una potenza di 100kVA con alimentazione a gasolio e sarà dotato di serbatoio interno incorporato di capacità pari a 120 l. Il gruppo elettrogeno sarà posto in un apposito e dedicato locale tecnico della cabina primaria del produttore e munito di un quadro di controllo delle sue funzioni nonché di commutazione tra rete e gruppo. Il quadro di commutazione e controllo del gruppo elettrogeno sarà installato all'interno del locale quadri bT.

Al quadro di commutazione arriverà sia la linea bT uscente dal trasformatore per i servizi ausiliari, sia la linea uscente dal gruppo elettrogeno. L'uscita del quadro di commutazione alimenterà il quadro generale bT di cabina. Con questo schema di collegamento il quadro bT di cabina sarà alimentato dalla rete elettrica fin quanto su tale rete c'è tensione; al mancare, per qualsiasi motivo della rete elettrica, il quadro di commutazione automatica farà avviare il gruppo elettrogeno commutando quindi l'alimentazione del quadro bT dalla rete elettrica al gruppo elettrogeno. In tal modo si garantisce l'alimentazione costante del quadro bT di cabina.

6.9 Alimentazione in c.c.

La cabina primaria del produttore sarà dotata, inoltre, di un gruppo soccorritore attraverso il quale alimentare tutti i servizi ausiliari sensibili di cabina (relè di protezione, bobine a minima tensione, comandi di interruttori, etc.). Il gruppo soccorritore sarà alimentato dal quadro bT di cabina a sua volta alimentato, come sopra indicato, dal gruppo elettrogeno. In tal modo il gruppo soccorritore alimenterà con continuità tutti i servizi ausiliari sensibili e di sicurezza della cabina primaria, anche durante la fase di commutazione dell'alimentazione dei servizi ausiliari da rete a gruppo elettrogeno.

Le batterie del gruppo soccorritore saranno installate all'interno di un quadro elettrico a questo appositamente dedicato. Quadro di soccorso e quadro batterie saranno installati nel locale quadri c.c. dei locali tecnici di cabina.

6.10 Basamenti per apparecchiature elettriche

Gli scavi per la formazione delle fondazioni, dei pozzetti e dei condotti, saranno eseguiti con mezzo meccanico in sezione ristretta; il materiale di risulta sarà trasportato alla pubblica discarica.



I getti di calcestruzzo saranno confezionati con cemento a lenta presa con Rck \geq 325 e saranno così distinti:

- dosati a ql. 1,5: per magrone di sottofondo ai basamenti;
- dosati a ql. 2,5: per murature di sostegno apparecchiature e per formazione dei vari pozzetti;
- dosati a ql. 3,0: per basamenti di sostegno apparecchiature e per le opere di c.a. per la formazione della soletta di copertura del serbatoio di raccolta olio dei trasformatori.

Per l'esecuzione dei getti saranno usati casseri in tavole di legno.

La vasca di raccolta olio del trasformatore sarà intonacata ad intonaco rustico con soprastante lisciatura a polvere di cemento per rendere le pareti impermeabili ed evitare la perdita di olio.

Per la realizzazione dei cavidotti saranno utilizzati dei tubi in plastica di tipo pesante, posati entro gli scavi a trincea a sezione rettangolare e protetti meccanicamente con getto di calcestruzzo magro dosato a ql. 1,5. In ognuno dei tratti di cavidotto il numero dei tubi sarà come da tavole di progetto e comunque adeguato alle specifiche funzionalità.

Tutti i pozzetti saranno realizzati con corpo in c.a. gettato in opera e saranno completi di chiusini in cemento per ispezione.

Per la raccolta e lo scarico delle acque piovane del piazzale, saranno posati tubi in cemento del diametro di 20 cm ricoperti con getto di calcestruzzo dosato a ql. 1,5 di cemento.

Si prevede la posa di pozzetti stradali a caditoia di raccolta acqua, completi di sifone incorporato e di griglia in ghisa del tipo pesante carrabile.

7. OPERE DI RETE A 150 kV

7.1 Descrizione generale delle opere RTN

Le opere di Rete per la connessione consisteranno nel potenziamento/rifacimento degli elettrodotti RTN a 150 kV "Taranto N2 – Taranto Sud", "Taranto N2 – Taranto Est", "Taranto Est – Taranto Sud" ed il superamento/rimozione di elementi limitanti nelle CP interessate

7.2 Layout dello stallo per la connessione alla SE-RTN

Nella **successiva figura** è riportata l'ipotesi di connessione alla Cabina Primaria Enel:

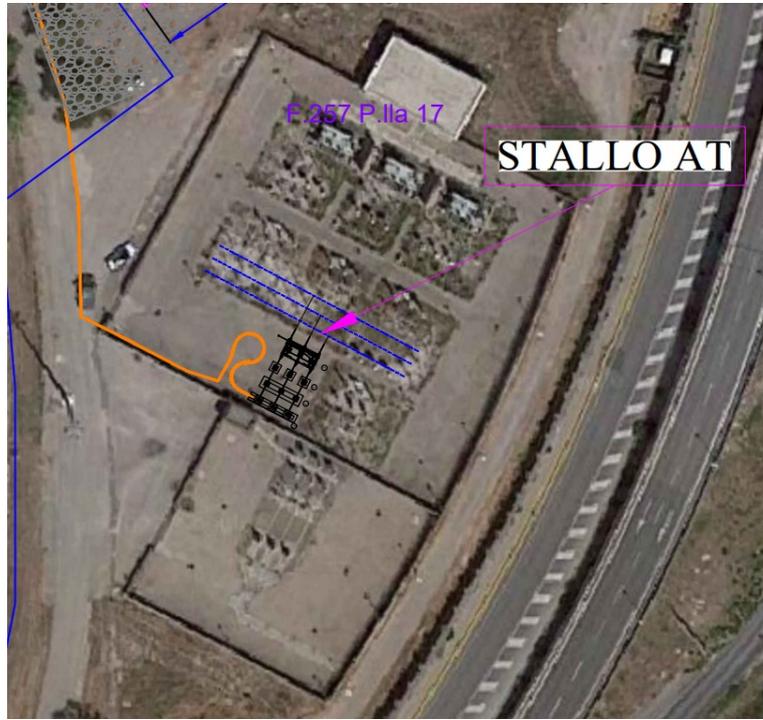
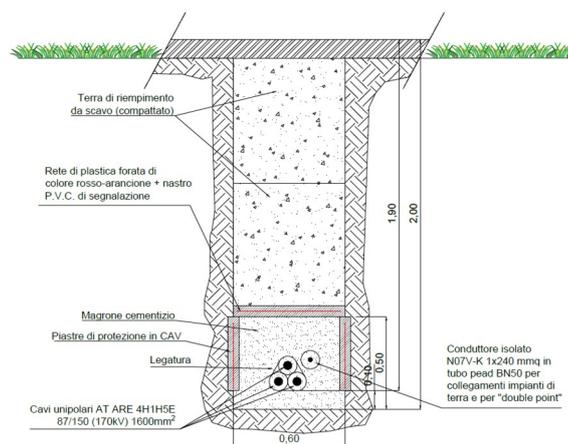


Fig. 32. Posizionamento dello stallo di connessione alla RTN

L'elettrodotto interrato andrà ad attestarsi sul passo sbarre riquadrato in rosso nell'immagine precedente.

In appresso si riporta uno stralcio degli elaborati progettuali da cui si evince la modalità di posa del cavo interrato

AT:



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.

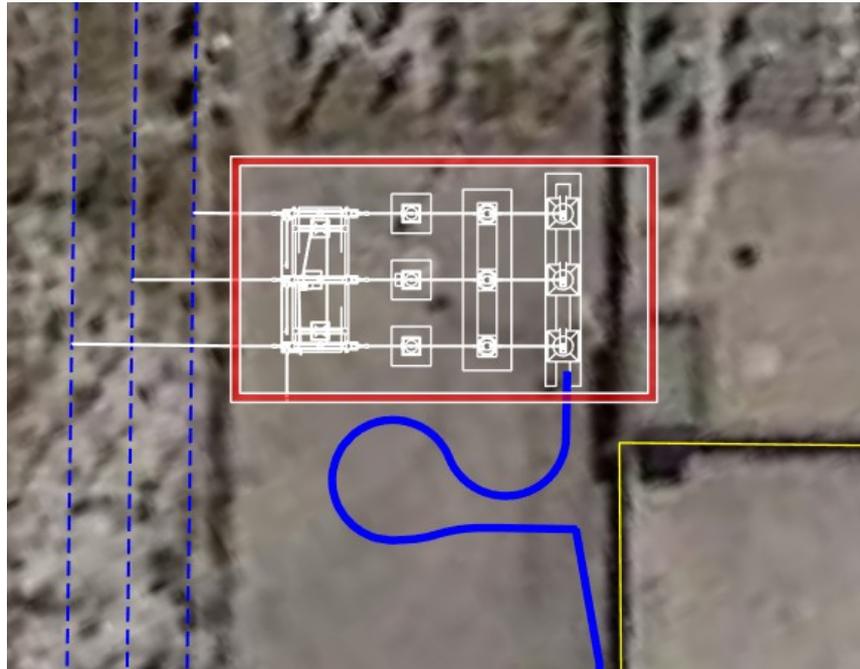


Fig. 33. Stralcio planimetrico dello stallo in area Cabina Primaria Enel

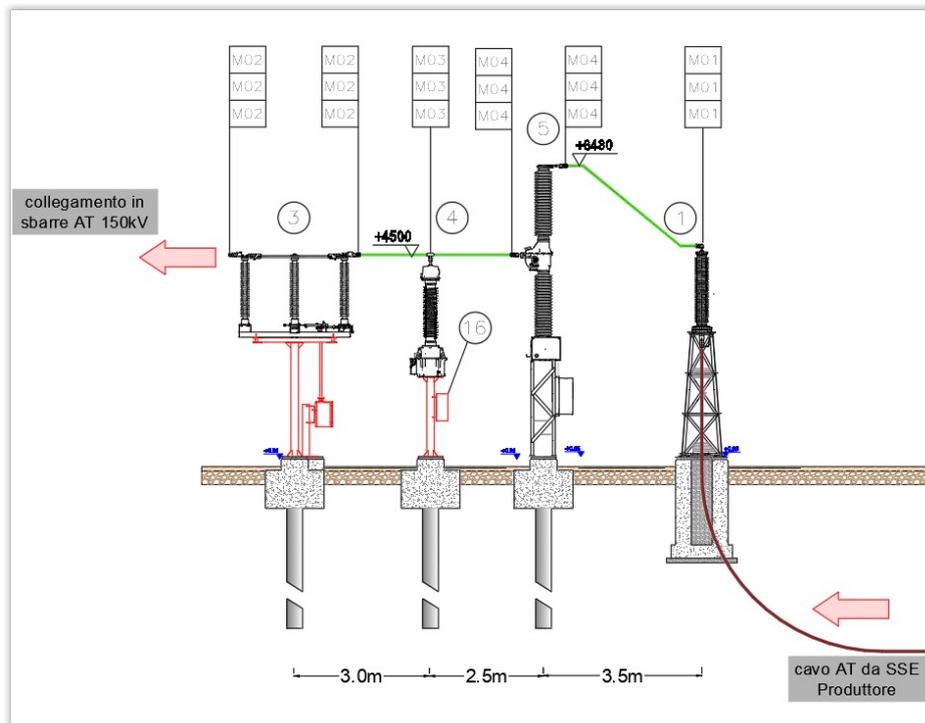


Fig. 34. Sezione elettromeccanica dello stallo in area Cabina Primaria Enel

Nelle due figure precedenti, osservandole in direzione dalla risalita del cavo AT proveniente dalla SSE fino al collegamento in sbarre AT, si possono individuare:

- Terminale cavo AT;
- Interruttore tripolare;



- Trasformatore di tensione induttivo;
- Sezionatore tripolare orizzontale 145-170kV con lame di messa a terra;

8. IMPIANTO DI STORAGE

8.1 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 e-distribuzione.



8.2 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.

8.3 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. 35. Esempio cella batteria



Fig. 36. Esempio modulo batteria



Fig. 37. 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. 38. Esempio BPU

Tutto quanto sopra descritto è incluso in moduli preassemblati modulari:



Fig. 39. 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. 40. Layout del sistema costituito da moduli batterie

8.4 Convertitore di Potenza e Trasformatore

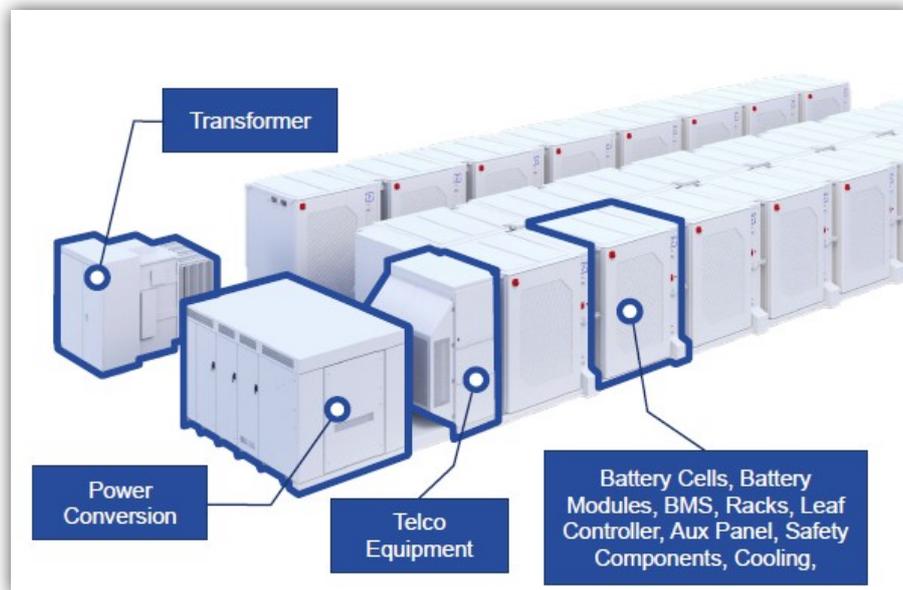


Fig. 41. Layout del sistema costituito da moduli batterie

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.

8.5 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 e 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

8.6 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.

8.7 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.

8.8 Ubicazione e Layout della stazione di accumulo

La struttura ricade in agro di Taranto sul **Foglio 248 Sezione A, particelle 827 e 828**.

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

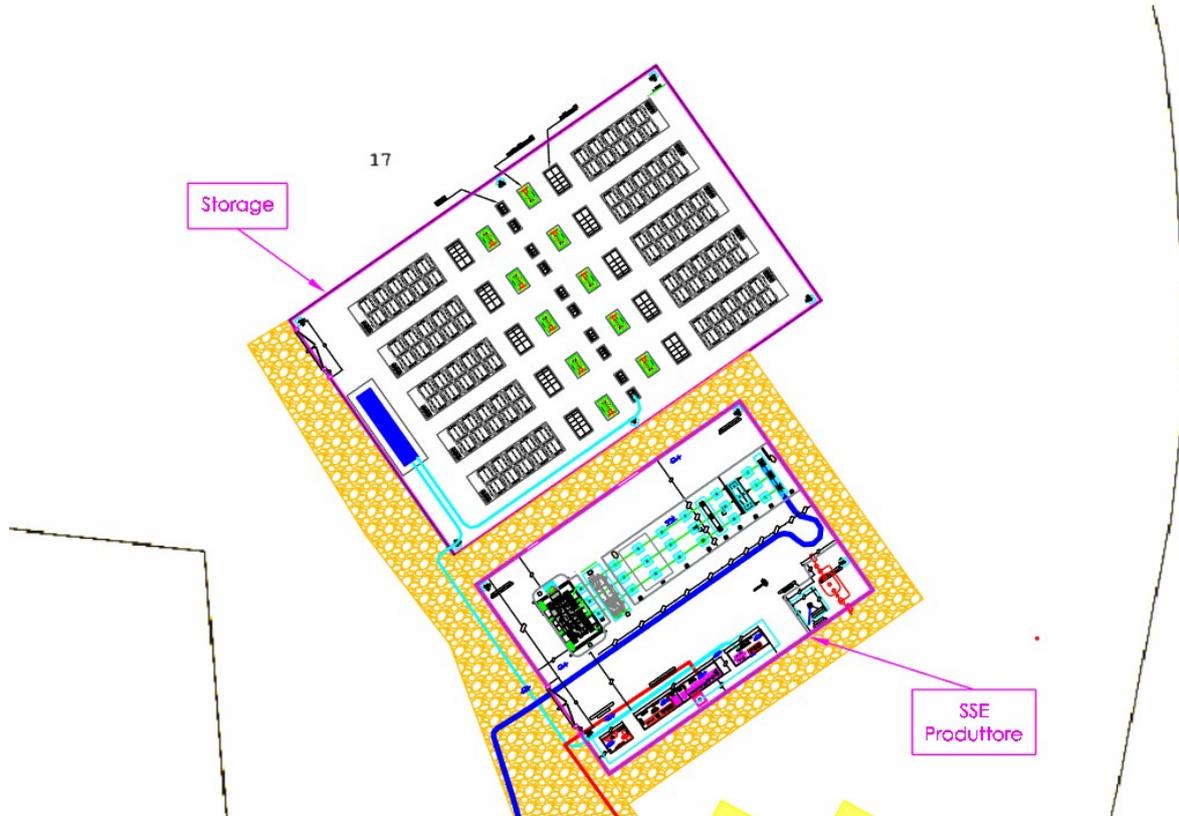


Fig. 42. Layout della Stazione di accumulo, su planimetria catastale, e posizione reciproca rispetto alla futura SSE Produttore

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**.

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

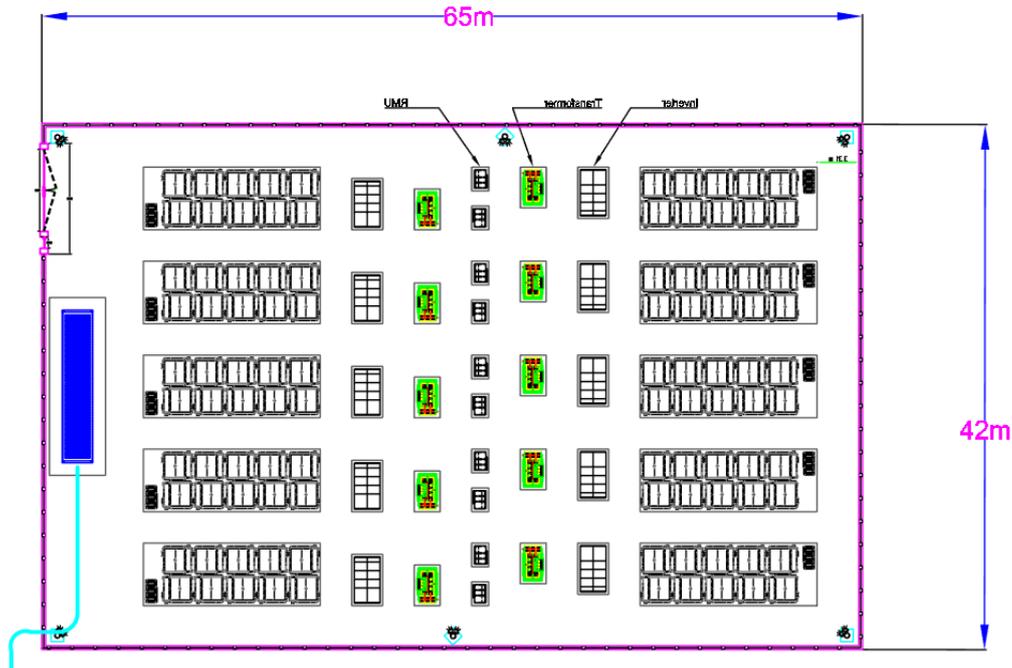


Fig. 43. Planimetria della Stazione di Accumulo con individuazione dei componenti principali

9. 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:

- protezioni di media tensione presenti in ogni cabina di trasformazione con funzioni 50,51 e 51N;
- protezione di media tensione presente nella cabina 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. 44. 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.

10. SISTEMA DI MISURA DI 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, nella Cabina di raccolta;
- Misura destinata alla contabilizzazione dell'energia immessa nel punto di consegna (a monte dell'interruttore di arrivo della Cabina MT nei locali tecnici in Sottostazione Produttore).

10.1 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.

11. IMPIANTI AUSILIARI DI CAMPO

11.1 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.

11.2 Impianto di illuminazione

Il parco fotovoltaico sarà illuminato mediante dei proiettori posti in corrispondenza delle Cabine di Campo, Magazzino, Cabine di Raccolta e locali tecnici. Ci si limiterà ad usare tali corpi illuminanti da esterno, montati direttamente sui fabbricati, in numero da determinarsi in fase esecutiva da accendersi solo in occasione degli accessi da parte del personale per le manutenzioni ed ispezioni.

Gli apparecchi illuminanti saranno equipaggiati con lampade LED.



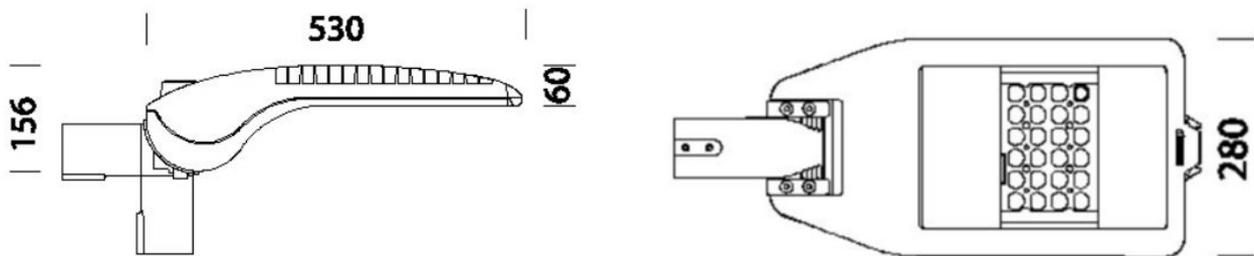


Fig. 45. Tipico apparecchio Illuminante a LED da montaggio a parete.

11.3 Impianto di rilevazione intrusione

L'impianto FV è dotato anche di un impianto di videosorveglianza con telecamere termiche collegate ad una postazione centrale di videoregistrazione ed archiviazione delle immagini posto all'interno del locale servizi e guardiana.

Le telecamere saranno installate sui pali preposti, usati anche per le barriere ad infrarossi, ad altezza di 3m, in modo da avere la visione completa del perimetro dell'impianto interno alla mitigazione arborea 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 videoregistratore sia in loco che da remoto.

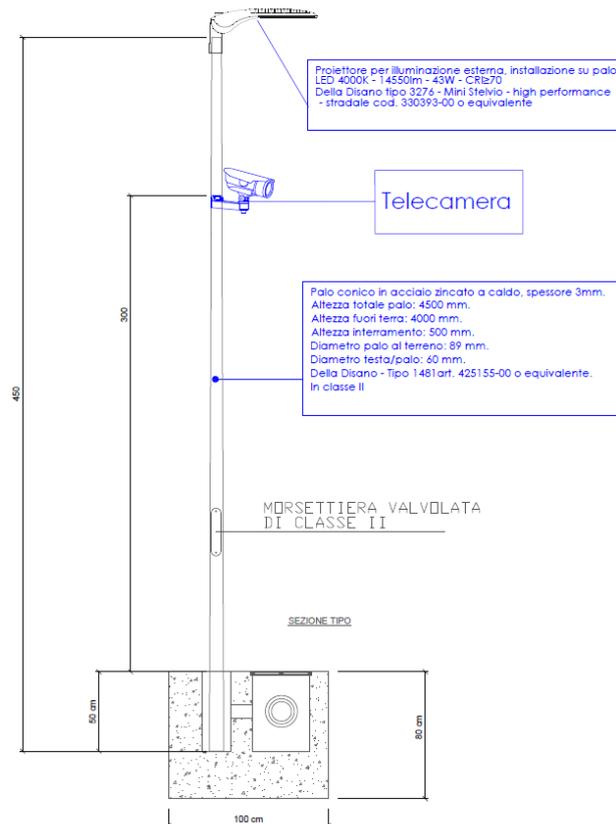


Fig. 46. Installazione telecamera su palo preposto.

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 2 TByte) 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/1 kV e le derivazioni sono effettuate entro cassette in materiale isolante e con ripristino dell'isolante stesso.

La registrazione delle immagini potrà 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.

12. 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:

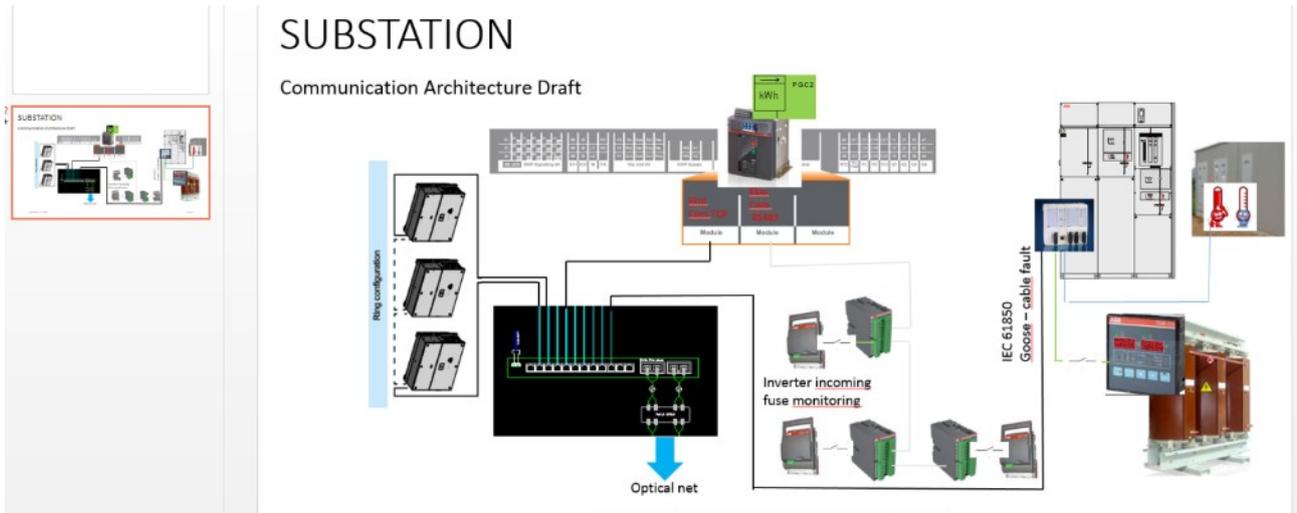


Fig. 47. Architettura del sistema di supervisione e controllo

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 ref615 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 IEC 61850 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 Ekip Com TCP e Ekip Com RS485 sarà in grado di monitorare e supervisionare tutte le apparecchiature di bassa tensione così come mostrato in Fig. 31 e meglio specificato nelle tavole allegate.

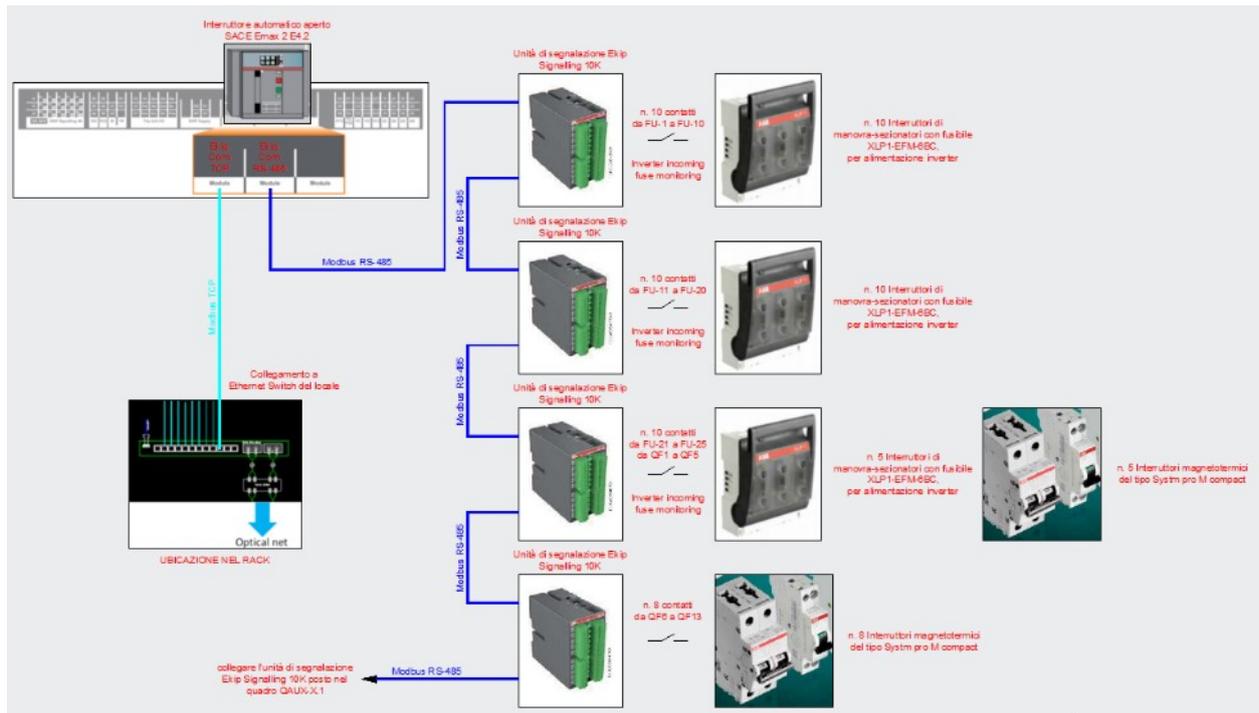


Fig. 48. Architettura del sistema di supervisione e controllo bt

13. 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 50 mm² 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 colletttrice 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 50 mm² 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.

14. 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 alle 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.

14.1 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 è fornita, quale estratto da NRif2, una schematizzazione tipica di tali modalità di collegamento.

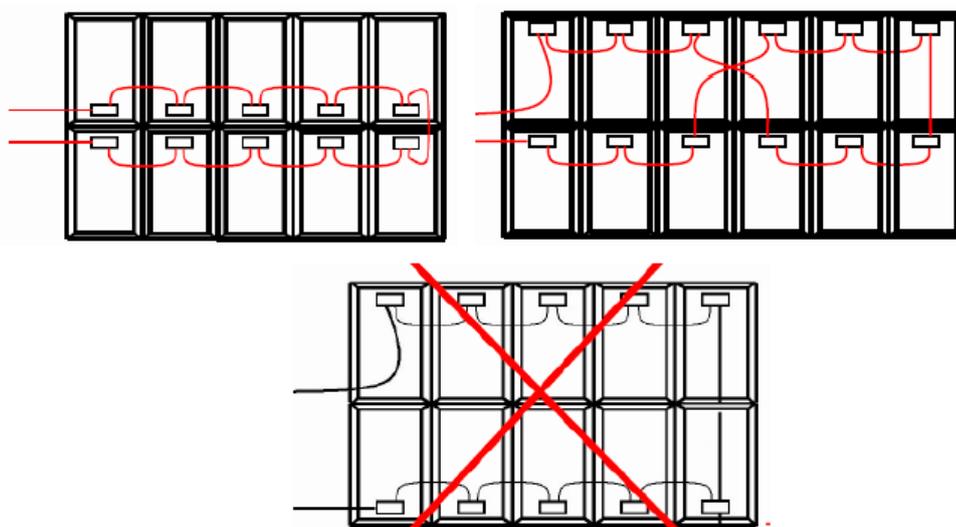


Fig. 49. Estratto dalla guida tecnica CEI 82-25 relativa alla modalità di cablaggio di stringa.



14.2 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.

15. DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO E SUE FASI

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.

16. BENEFICI DELL'OPERA E ANALISI DELLE POSSIBILI RICADUTE OCCUPAZIONALI, SOCIALI ED ECONOMICHE

Il presente paragrafo analizza il rapporto tra i costi ed i benefici derivanti dalla realizzazione e dall'esercizio dell'impianto Fotovoltaico.

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.

16.1 Risorsa economica

La realizzazione e messa in esercizio di un impianto fotovoltaico, oltre a benefiche ricadute di ambito globale dovute al minore inquinamento per produrre energia elettrica, introduce una serie di ricadute in ambito "locale" positive per il tessuto socio-economico-territoriale; tra queste si possono sicuramente annoverare:

1. Incremento delle possibilità occupazionali dovuto agli interventi manutentivi che dovessero risultare necessari;
2. Maggiore indotto, durante le fasi lavorative, per le attività presenti sul territorio (fornitori di materiale, attività alberghiere, ristoratori...)
3. Possibilità di avvicinare la gente alle fonti rinnovabili di energia per permettere la nascita di una maggiore consapevolezza nei problemi energetici e un maggiore rispetto per la natura;

Si possono poi distinguere: Ricadute occupazionali dirette, Ricadute occupazionali indirette, occupazioni permanenti e occupazioni temporanee.

- *Ricadute occupazionali dirette:*

Sono date dal numero di addetti direttamente impiegati nel settore oggetto di analisi (es: fasi di progettazione degli impianti, costruzione, installazione, O&M).

- *Ricadute occupazionali indirette:*

Sono date dal numero di addetti indirettamente correlati alla produzione di un bene o servizio e includono gli addetti nei settori “fornitori” della filiera sia a valle sia a monte.

- *Occupazione permanente:*

L’occupazione permanente si riferisce agli addetti impiegati per tutta la durata del ciclo di vita del bene (es: fase di esercizio e manutenzione degli impianti).

- *Occupazione temporanea:*

L’occupazione temporanea indica gli occupati nelle attività di realizzazione di un certo bene, che rispetto all’intero ciclo di vita del bene hanno una durata limitata (es. fase di installazione degli impianti).

Come si può desumere dai grafici sotto riportati (fonte GSE e Greenpeace) il fotovoltaico è la tecnologia con il valore più alto in termini occupazionali sia a livello storico che statistico.

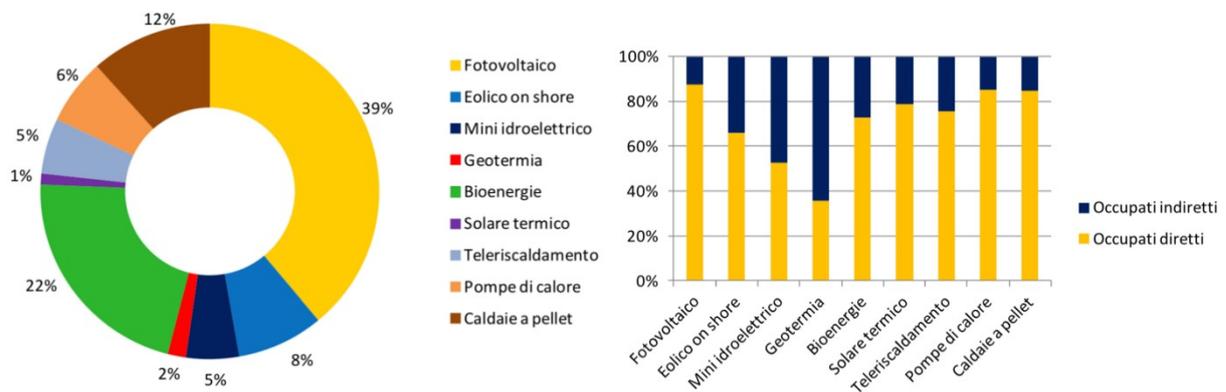


Fig. 50. Ricadute occupazionali delle diverse fonti di energia.

Nel caso specifico del progetto “Buffoluto 2”, saranno valorizzate maestranze e imprese locali per appalti nelle zone interessate dal progetto, tanto nella fase di progettazione e sviluppo che nella costruzione oltre che nelle operazioni di gestione, manutenzione e infine dismissione.

● **FASE DI PROGETTAZIONE E SVILUPPO**

Le attività previste sono:



- Rilevazioni topografiche;
- Ingegneria e permitting;
- Consulenze specialistiche (acustica, agronomica, avi faunistica);
- Consulenza legale;
- Notarizzazione.

● FASE DI ESECUZIONE

Le lavorazioni previste sono:

- Rilevazioni topografiche;
- Movimentazione di terra;
- Montaggio di strutture metalliche in acciaio e lega leggera;
- Posa in opera di pannelli fotovoltaici;
- Realizzazione di cavidotti e pozzetti;
- Connessioni elettriche e cablaggi;
- Realizzazione di edifici in cls prefabbricato e muratura;
- Realizzazione di cabine elettriche;
- Realizzazioni di strade bianche e asfaltate;
- Sistemazione delle aree a verde e delle fasce di mitigazione;

Le professionalità richieste ed impiegate saranno pertanto:

- Operai edili (muratori, carpentieri, addetti a macchine movimento terra, addetti manutenzione strade);
- Topografi;
- Elettricisti generici e specializzati;
- Geometri/Ingegneri/Architetti;
- Agronomi/Geologi/Tecnici competenti in acustica;
- Personale di sorveglianza;
- Piccoli trasportatori locali;

È indubbio che saranno coinvolte indirettamente anche realtà al contorno come ad esempio B&B, alberghi, ristoranti, bar.

● FASE DI ESERCIZIO E MANUTENZIONE

Durante il periodo di esercizio dell'impianto, saranno impiegate maestranze per la manutenzione, la gestione e supervisione dell'impianto, oltre che per la sorveglianza dello stesso. Alcune di queste figure professionali saranno impiegate in modo continuativo, come ad esempio il personale di gestione/supervisione tecnica e di sorveglianza (O&M). Altre figure verranno impiegate occasionalmente al momento del bisogno, ovvero quando



si presenta la necessità di manutenzioni ordinarie o straordinarie dell'impianto. La tipologia di figure professionali richieste in questa fase sono, oltre ai tecnici della supervisione dell'impianto e al personale di sorveglianza, elettricisti, operai edili, artigiani e operai agricoli/giardinieri per la manutenzione del terreno di pertinenza dell'impianto (taglio dell'erba, sistemazione delle aree a verde ecc.).

• FASE DI DISMISSIONE

Per la dismissione saranno coinvolte le medesime figure tecniche e le manovalanze che erano state previste per la realizzazione.

Tra gli obiettivi dell'installazione degli impianti fotovoltaici, gli impatti positivi sulla collettività in termini sociali ed economici assumono un ruolo fondamentale ed indispensabile. Secondo varie ricerche condotte, durante la fase di costruzione di un impianto fotovoltaico si creano mediamente circa 35 nuovi posti di lavoro, e nella fase di manutenzione 1 posto ogni 2-5 MW prodotti. Si specifica, inoltre, che il numero di posti di lavoro per la **manutenzione** di un impianto fotovoltaico tradizionale è ad oggi di circa 1 ogni 5 MW.

16.2 Mancate emissioni in ambiente

I benefici che la realizzazione del Progetto comporterebbe sull'ambiente sono dovuti essenzialmente alla mancata emissione di gas con effetto serra, come di seguito illustrato.

La produzione di energia elettrica mediante combustibili fossili comporta l'emissione di sostanze inquinanti e di gas serra. Il livello delle emissioni dipende dal combustibile e dalla tecnologia di combustione e controllo dei fumi. Di seguito sono riportati i fattori di emissione per i principali inquinanti emessi in atmosfera per la generazione di energia elettrica da combustibile fossile:

- **CO₂ (anidride carbonica):** 462,0 g/kWh;
- **SO₂ (anidride solforosa):** 0,540 g/kWh;
- **NO_x (ossidi di azoto):** 0,490 g/kWh;
- **Polveri:** 0,024 g/kWh.

Tra questi gas, il più rilevante è l'anidride carbonica (o biossido di carbonio), il cui progressivo incremento potrebbe contribuire all'effetto serra e quindi ai cambiamenti climatici da esso indotti.

Come si evince dalla successiva tabella, il Progetto fotovoltaico, considerando l'energia stimata come produzione del primo anno e una perdita di efficienza annuale pari al 0,45 %, evita l'emissione di tonnellate di CO₂, SO₂, NO_x e Polveri sottili ogni anno, con i conseguenti effetti positivi indiretti sulla salute umana, e sulle componenti biotiche (vegetazione e fauna), nonché sui manufatti umani:

Emissioni evitate in atmosfera di	CO ₂	SO ₂	NO _x	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	462,00	0,540	0,490	0,024



Emissioni evitate in un anno [kg]	84.534.582,73	98.806,66	89.657,89	4.391,41
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	1.538.529.405,71	1.798.281,12	1.631.773,61	79.923,61

Fonte dati: Rapporto ambientale ENEL

Ad oggi in Italia ca. l' 81,64% della produzione di energia elettrica è ancora proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Quindi, un altro utile indicatore è quello per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili e che viene espresso attraverso il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]. Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica:

Risparmio di combustibile in	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0,187
TEP risparmiate in un anno	34.216,38
TEP risparmiate in 20 anni	622.738,09

Fonte dati: Delibera EEN 3/08, art. 2

L'IEA, l'Agenzia Internazionale per l'Energia dell'OECD, ha comunicato alcuni dati sulle emissioni globali di anidride carbonica nel 2011. Le emissioni globali continuano a crescere senza soluzione di continuità e ogni anno che passa diventa un record. Nel 2011 le emissioni globali di anidride carbonica, derivanti dall'uso di combustibili fossili, segnano un nuovo record di 31,6 miliardi di tonnellate, cioè un miliardo di tonnellate in più del 2010, che era stato l'anno record precedente, pari ad un incremento del 3,2% nello spazio di un solo anno.

Le emissioni provenienti dall'uso del carbone mantengono salda la loro posizione di testa con il 45% sul totale delle emissioni di gas serra, seguite da quelle del petrolio con il 35% e, infine, da quelle del gas naturale con il 20%.

L'Agenzia Europea per l'ambiente indica come al 2010 l'Italia era uno dei tre Paesi con le carte non in regola sulla strada che, dal 1990, ha portato ad una riduzione delle emissioni del 15,5% (il protocollo di Kyoto imponeva l'8%), che sono scese del 10,5% considerando l'Europa a 15. Di conseguenza, proprio Italia, Lussemburgo e Austria dovranno lavorare di più, scegliendo tra metodi alternativi, sfruttando meccanismi flessibili previsti dallo stesso protocollo, gli stessi che permettono per esempio di acquisire crediti con progetti in Paesi in via di sviluppo.

Per completezza, si riportano le parole menzionate in una nota ufficiale dell'Agenzia:

“Nel complesso, le emissioni all'interno dell'UE sono diminuite del 15,5 %. Le emissioni dell'UE-15 sono state inferiori rispetto ai livelli dell'anno di riferimento, attestandosi a una percentuale del 10,7%, che è nettamente più bassa dell'obiettivo collettivo di riduzione fissato all'8% per il periodo compreso tra il 2008 e il 2012. Tuttavia, dei 15 Stati membri dell'UE accomunati da un impegno comune assunto nel quadro del protocollo di Kyoto (UE-15), alla fine del 2010 l'Austria, l'Italia e il Lussemburgo non erano ancora riuscite a realizzare gli obiettivi previsti dal protocollo”.

Inoltre, sempre secondo quelle che sono state le prime stime per il 2010, si è riscontrato “un incremento del 2,4% delle emissioni di gas a effetto serra nell’UE rispetto al 2009 (con un margine di errore pari a +/- lo 0,3 %), dovuto alla ripresa economica verificatasi in molti paesi, nonché a un maggiore fabbisogno di riscaldamento generato da un inverno più rigido.

Tuttavia, il passaggio dal carbone al gas naturale e la crescita sostenuta della produzione di energie rinnovabili hanno consentito di arginare l’aumento di queste emissioni”.

Nell’ambito della strategia europea per la promozione di una crescita economica sostenibile, lo sviluppo delle fonti rinnovabili rappresenta un **obiettivo prioritario** per tutti gli Stati membri. Secondo quanto stabilito dalla direttiva 2009/28/CE, nel 2020 l’Italia avrebbe dovuto coprire il 17% dei consumi finali di energia mediante fonti rinnovabili. In realtà tale obiettivo è stato già raggiunto nel 2016 con 5 anni di anticipo. Nel nuovo documento sulla Strategia Energetica Nazionale pubblicata dal Ministero dell’Ambiente in data 12 giugno 2017 e in consultazione pubblica fino al 30 settembre 2017, sono indicate le seguenti priorità di azione:

1. Migliorare la competitività del paese riducendo il prezzo dell’energia e soprattutto il gap di costo rispetto agli altri paesi dell’UE;
 2. Raggiungere gli obiettivi ambientali e di de-carbonizzazione al 2030 definiti a livello europeo, ma anche nel COP21;
 3. Migliorare la sicurezza di approvvigionamento e di conseguenza flessibilità e sicurezza delle infrastrutture
- In tutti gli scenari previsti nella SEN sia di base che di policy, intesi in ogni caso come supporto alle decisioni, si prevede un aumento di consumi di energia da fonte rinnovabile al 2030 mai inferiore al 24% (rispetto al 17,5% registrato del 2016).

Passando al caso specifico è indubbio inoltre che, come ribadito in più punti nello stesso SEN, la realizzazione di un impianto fotovoltaico di grossa taglia, del tipo di quello proposto, possa contribuire al raggiungimento degli obiettivi proposti.

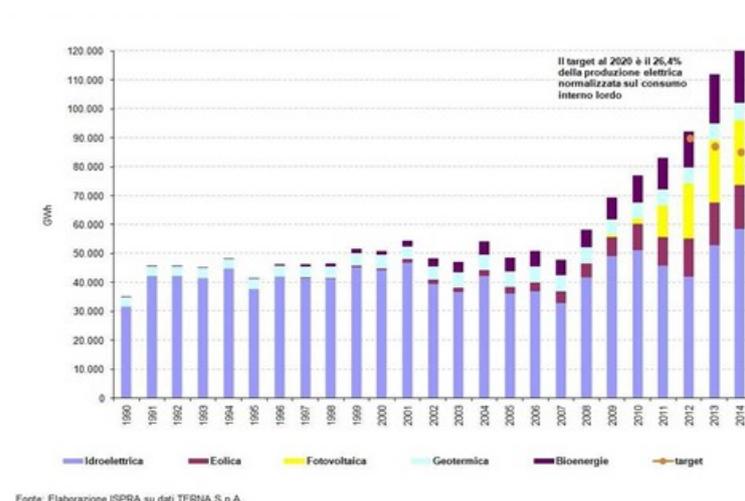


Fig. 51. Produzione lorda di energia da fonti energetiche rinnovabili in equivalente fossile sostituito.

17. CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI

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

La costruzione dell'impianto sarà avviata immediatamente dopo l'ottenimento dell'Autorizzazione Unica, previa realizzazione del progetto esecutivo e dei lavori di connessione. Si riporta di seguito il dettaglio delle fasi di costruzione impianto.

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	■	■	■	■	■	■	■								
Costruzioni - Opere civili															
Approntamento	■	■													
Preparazione	■	■	■												
Realizzazione	■	■	■	■											
Realizzazione		■	■	■	■										
Posa pali di			■	■	■	■	■	■							
Posa strutture			■	■	■	■	■	■	■	■					
Montaggio				■	■	■	■	■	■	■	■	■			
Scavi posa cavi				■	■	■	■	■	■	■	■	■	■		
Posa locali tecnici						■	■	■	■	■	■	■	■		
Opere idrauliche	■	■	■	■	■	■									
Opere impiantistiche															
Collegamenti					■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
Installazione						■	■	■	■	■	■	■	■	■	
Posa cavi							■	■	■	■	■	■	■	■	
Allestimento										■	■	■	■	■	
Commissioning e collaudi													■	■	■

18. DISMISSIONE DELL'IMPIANTO

L'impianto sarà interamente rimosso al termine della sua vita utile, l'area sarà restituita come si presenta allo stato di fatto attuale.

In particolare, le operazioni di rimozione 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.

Le tempistiche delle attività di dismissione prevedono una durata complessiva di circa 10 mesi. Di seguito si riporta il cronoprogramma dei lavori di dismissione impianto.

ATTIVITA' LAVORATIVE	OPERAZIONI DI DISMISSIONE										
	1mese	2mese	3mese	4mese	5mese	6mese	7mese	8mese	9mese	10mes	
SMONTAGGIO DEI PANNELLI	■	■	■	■	■	■	■				
SMONTAGGIO DELLE STRUTTURE DI SUPPORTO				■	■	■	■	■			
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 FV				■	■	■	■	■	■	■	
TRASPORTO A DISCARICA DEL MATERIALE DI RISULTA						■	■	■	■	■	
RIMODELLAMENTO E STESA DI TERRENO							■	■	■	■	■

San Severo, Gennaio 2023

STUDIO INGEGNERIA ELETTRICA
 Ing. MEZZINA Antonio

