



**REGIONE PUGLIA**



**PROVINCIA DI TARANTO**



**COMUNE DI SAN GIORGIO JONICO**

Autorizzazione Unica Regionale per la realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica alimentato da fonte solare fotovoltaica con potenza nominale pari a 73,6515 MWp integrato ad un progetto di utilizzazione agronomica del fondo

**ELABORATO:**

Relazione tecnica  
illustrativa generale

DATA:

GENNAIO 2020

SCALA:

F.TO: A4

REV. n.: 0

**SOGGETTO PROPONENTE:**

**SAN GIORGIO JONICO S.R.L.**

PIAZZA WALTHER VON VOGELWEIDE, 8

39100 Bolzano (BZ)

P.I.: 03027970213

**PROGETTISTI:**

**Ing. Francesco FRASCELLA**

Via Emanuele Filiberto di Savoia, 29 - 74027 San Giorgio Jonico (TA)

Telefax.: 0995919263; Cell.: 3291747756

mail: francescofra72@gmail.com; p.e.c.: francesco.frascella@pec.it

C.F.: FRS FNC 72T07 L049A; P.I.: 02363510732



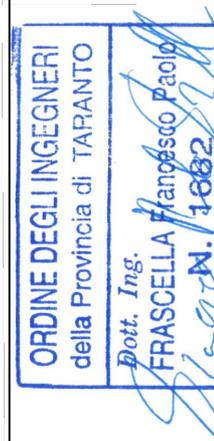
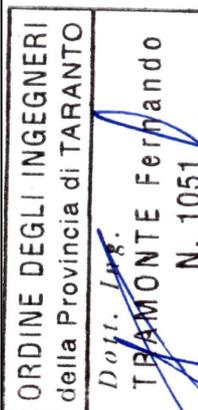
**Ing. Fernando TRAMONTE**

Viale Magna Grecia, 38 - 74016 Massafra (TA)

Telefax.: 0998805525; Cell.: 3356652034

mail: info@stiengineering.it; p.e.c.: stiengineering@pec.it

P.I.: 02504860731



Timbri e visti

## INDICE

<b>1. PREMESSA</b>	<b>2</b>
<b>2. OGGETTO</b>	<b>3</b>
<b>3. NOTIZIE ED INQUADRAMENTO TERRITORIALE DEL SITO</b>	<b>6</b>
3.1. <b>Notizie sul sito</b>	
3.2. <b>Inquadramento territoriale del sito</b>	
<b>4. NOTIZIE SOCIETARIE E TITOLO DI POSSESSO DELL'AREA</b>	<b>10</b>
<b>5. CRITERI ADDOTTATI PER LE SCELTE PROGETTUALI</b>	<b>11</b>
<b>6. ASPETTI DELL'INSERIMENTO DELL'INTERVENTO SUL TERRITORIO</b>	<b>22</b>
<b>7. CARATTERISTICHE PRESTAZIONALI E DESCRITTIVE DEI MATERIALI E DEGLI ELEMENTI IMPIANTISTICI PRESCELTI</b>	<b>24</b>
7.1. <b>Moduli fotovoltaici</b>	
7.2. <b>Inverters di stringa</b>	
7.3. <b>Centrali di conversione</b>	
7.4. <b>Cavi</b>	
<b>8. CRITERI DI PROGETTAZIONE DELLE STRUTTURE E DEGLI IMPIANTI</b>	<b>30</b>
8.1. <b>Il dimensionamento energetico</b>	
8.2. <b>Il dimensionamento elettrico</b>	
8.3. <b>Il dimensionamento meccanico</b>	
<b>9. TOPOGRAFIA, GEOLOGIA E IDROLOGIA</b>	<b>36</b>
<b>10. PAESAGGIO E AMBIENTE</b>	<b>39</b>
<b>11. APPROVVIGIONAMENTO, RECUPERO E SMALTIMENTO DEI MATERIALI</b>	<b>43</b>
<b>12. RETI ESTERNE ALL'IMPIANTO: ADEGUATEZZA PER LA REALIZZAZIONE ED INTERFERENZE AEREE E SOTTERRANEE</b>	<b>44</b>
<b>13. CRONOPROGRAMMA</b>	<b>46</b>

## **1. PREMESSA**

Scopo del presente documento è descrivere compiutamente il progetto di che trattasi, con espresso riferimento al sito su cui esso sorgerà, ai criteri utilizzati per le scelte progettuali, agli aspetti dell'inserimento dell'intervento sul territorio, alle caratteristiche prestazionali e descrittive dei materiali e degli elementi impiantistici prescelti, nonché i criteri di progettazione delle strutture e degli impianti, in particolare per quanto riguarda la sicurezza, la funzionalità e l'economia di gestione.

La relazione riferirà in merito agli aspetti riguardanti la topografia, la geologia, l'idrologia, il paesaggio, l'ambiente che sono stati esaminati e risolti in sede di progettazione attraverso lo studio di fattibilità ambientale nonché attraverso i risultati di apposite indagini e studi specialistici.

Saranno indicate le modalità per il recupero dei materiali da risulta e le discariche da utilizzare per il loro smaltimento, nonché le cave da cui saranno acquistati i materiali necessari.

Sarà esaminata l'idoneità delle reti esterne dei servizi atti a soddisfare le esigenze connesse alla realizzazione ed all'esercizio dell'impianto ed in merito alla verifica sulle interferenze delle reti aeree e sotterranee con i nuovi manufatti.

Sarà indicato il cronoprogramma per la realizzazione dell'opera.

## 2. OGGETTO

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica alimentato da fonte solare con potenza nominale pari a 73,6515 MWp ai sensi della D.G.R. n. 35 del 23.01.2007, da installare su terreno agricolo sito nel territorio di pertinenza del Comune di San Giorgio Jonico (TA), integrato ad un progetto di utilizzazione agronomica del fondo che prevede la coltivazione di grano duro nei filari che, per esigenze impiantistiche, vengono a crearsi tra i moduli fotovoltaici.

La denominazione dell'impianto sarà "Impianto Fotovoltaico SAN GIORGIO JONICO".

L'impianto sarà del tipo *grid connected* e l'energia elettrica prodotta sarà immessa completamente nella rete elettrica nazionale con connessione in antenna a 150 kV alla Cabina Primaria ENEL denominata "San Giorgio Jonico".

In generale l'impiego della tecnologia fotovoltaica consente:

- la produzione di energia elettrica senza alcuna emissione di sostanze inquinanti;
- il risparmio di combustibile fossile;
- nessun inquinamento acustico;
- soluzioni di progettazione del sistema compatibili con le esigenze di tutela architettonica o ambientale (es. impatto visivo).

Rimandando alla specifica relazione per la dettagliata descrizione dell'impianto, se ne riportano di seguito le principali caratteristiche.

L'impianto si compone di 15 sottocampi fotovoltaici, dei quali uno di potenza nominale pari a 4.761,90 kW; uno di potenza nominale pari a 5.148,00 kW; dieci di potenza nominale pari a 4.972,50 kW; due di potenza nominale pari a 4.984,20 kW ed uno di potenza nominale pari a 4.048,20 kW; per una potenza nominale totale installata pari a 73.651,50 kW (73,6515 MWp).

Al sottocampo con potenza di picco pari a 4.761,90 kW faranno capo 10.582 moduli fotovoltaici, collegati in serie in gruppi di 26 a formare così una stringa; le stringhe, in numero di 407, saranno collegate a loro volta, in gruppi di 19 o 20, agli inverters di stringa, questi in numero di 21, a formare così il sottocampo.

Al sottocampo con potenza di picco pari a 5.148,00 kW faranno invece capo 11.440 moduli fotovoltaici, sempre collegati in serie in gruppi di 26 a formare così una stringa; le stringhe, in numero di 440, saranno collegate a loro volta, in gruppi di 20, agli inverters di stringa, questi in numero di 22.

A ciascun sottocampo con potenza di picco pari a 4.972,50 kW faranno invece capo 11.050 moduli fotovoltaici, sempre collegati in serie in gruppi di 26 a formare così una stringa; le stringhe, in numero di 425 per ogni sottocampo, saranno collegate a loro volta, in gruppi di 19 o 20, agli inverter di stringa, questi in numero di 22 per ogni sottocampo.

A ciascun sottocampo con potenza di picco pari a 4.984,20 kW faranno invece capo 11.076 moduli fotovoltaici, sempre collegati in serie in gruppi di 26 a formare così una stringa; le stringhe, in numero di 426 per ogni sottocampo, saranno collegate a loro volta, in gruppi di 19 o 20, agli inverter di stringa, questi in numero di 22 per ogni sottocampo.

Infine, al sottocampo con potenza di picco pari a 4.048,20 kW faranno invece capo 8.996 moduli fotovoltaici, sempre collegati in serie in gruppi di 26 a formare così una stringa; le stringhe, in numero di 346, saranno collegate a loro volta, in gruppi di 19 o 20, agli inverter di stringa, questi in numero di 18.

Gli inverter di stringa, tutti con potenza massima in uscita pari a 185 kW in C.A., afferiranno ad una cabina di trasformazione dell'energia da bassa tensione ad 800 V a media tensione a 30.000 V.

In particolare, gli inverter del sottocampo con potenza di picco pari a 4.761,90 kW, afferiranno in numero di 21 ad una cabina di trasformazione di potenza apparente pari a 4.070,00 kVA; gli inverter del sottocampo con potenza di picco pari a 4.048,20 kW, afferiranno in numero di 18 ad una cabina di trasformazione di potenza apparente pari a 3330,00 kVA; gli inverter di tutti gli altri sottocampi afferiranno, in numero di 22 ciascuno, ad una cabina di trasformazione di potenza apparente pari a 4.070,00 kVA.

I moduli fotovoltaici saranno montati su dei trackers monoassiali ad asse orizzontale, a realizzare un cosiddetto “impianto ad inseguimento”.

I trackers potranno montare 26 moduli (13x2), 52 moduli (26x2) o 78 moduli (39x2), ossia una, due o tre stringhe fotovoltaiche, a seconda delle esigenze di layout.

Complessivamente, quindi, l'impianto sarà realizzato utilizzando 163.670 moduli in silicio monocristallino con celle ad alta efficienza; la potenza di ogni singolo modulo è di 450 Wp; tale potenza è intesa in condizioni standard (S.T.C.), ovvero con irraggiamento di 1.000W/mq , AM: 1,5; Temperatura di 25 °C.

I moduli fotovoltaici saranno di marca SOLARWIT, modello WH144-P450.

Ciascun modulo fotovoltaico è costituito da 72 celle di silicio monocristallino, collegate in serie e poste tra un supporto multistrato di Etilene Vinil Acetato (EVA) che garantisce una protezione adeguata contro gli agenti climatici.

I trackers saranno invece di marca SOLTEC, modello SF7.

In particolare saranno utilizzati 1.926 trackers da 39x2 moduli; 187 trackers da 26x2 moduli e 143 trackers da 13x2 moduli, per un totale di 6.295 stringhe fotovoltaiche portate.

Gli inverters di stringa saranno di marca ABB, modello ABB PVS-175 TL.

Le cabine di conversione saranno di marca ABB, modello ABB medium voltage compact skid PVS-175-MVCS (di potenza apparente pari a 4.070 kVA o 3.330 kVA). le cabine di trasformazione sono preassemblate con trasformatore B.T./M.T.

La composizione dell'impianto, nei suoi elementi principali, è riassunta nella seguente tabella:

DATI GENERALI IMPIANTO										
SOTTOCAMPO N.	STRINGHE	MODULI PER STRINGA	MODULI TOTALI	INVERTERS PER SOTTOCAMPO	STRINGHE PER INVERTERS	POTENZA DI PICCO PER MODULO	POTENZA DI PICCO PER STRINGA	POTENZA DI PICCO SOTTOCAMPO	POTENZA TOTALE IN USCITA INVERTERS	POTENZA CABINA DI TRASFORMAZIONE
	n.	n.	n.	n.	n.	W	W	W	W	VA
1	407	26	10582	21	19 o 20	450	11700	4761900	3885000	4070000
2	440	26	11440	22	20	450	11700	5148000	4070000	4070000
3	425	26	11050	22	19 o 20	450	11700	4972500	4070000	4070000
4	425	26	11050	22	19 o 20	450	11700	4972500	4070000	4070000
5	425	26	11050	22	19 o 20	450	11700	4972500	4070000	4070000
6	425	26	11050	22	19 o 20	450	11700	4972500	4070000	4070000
7	425	26	11050	22	19 o 20	450	11700	4972500	4070000	4070000
8	425	26	11050	22	19 o 20	450	11700	4972500	4070000	4070000
9	425	26	11050	22	19 o 20	450	11700	4972500	4070000	4070000
10	425	26	11050	22	19 o 20	450	11700	4972500	4070000	4070000
11	425	26	11050	22	19 o 20	450	11700	4972500	4070000	4070000
12	425	26	11050	22	19 o 20	450	11700	4972500	4070000	4070000
13	426	26	11076	22	19 o 20	450	11700	4984200	4070000	4070000
14	426	26	11076	22	19 o 20	450	11700	4984200	4070000	4070000
15	346	26	8996	18	19 o 20	450	11700	4048200	3330000	3330000
<b>TOTALE IMPIANTO</b>	<b>6295</b>	<b>26</b>	<b>163670</b>	<b>325</b>	<b>19 o 20</b>	<b>450</b>	<b>11700</b>	<b>73651500</b>	<b>60125000</b>	<b>60310000</b>

L'impianto sarà realizzato a regola d'arte, come prescritto dalla Legge n.186 del 01 Marzo 1968 e ribadito dal D.M. 37/08.

Per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro, sarà naturalmente rispettato quanto prescritto dal Testo Unico sulla Sicurezza D.Lgs 81/08.

Le caratteristiche dell'impianto, nonché di tutte le componenti l'impianto, saranno in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare saranno conformi:

- alle prescrizione di autorità locali, comprese quelle dei VV.F.;
- alle prescrizione ed indicazioni del Gestore di Rete ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A;
- alle norme C.E.I. (Comitato Elettrotecnico Italiano).

### 3. NOTIZIE ED INQUADRAMENTO TERRITORIALE DEL SITO

#### 3.1. Notizie sul sito

Il sito su cui sorgerà l'impianto è ubicato in Provincia di Taranto, a Nord - Ovest dell'abitato di San Giorgio Jonico ed a circa 1,8 Km da questi.

Esso rappresenta parte di un vasto compendio, denominato "Fondo Serro", appartenuto all'Amministrazione Ferroviaria fino al marzo 1919 e successivamente al Demanio dello Stato – Ministero della Marina - fino al dicembre 2007.

Con verbale di dismissione del 21.12.2007 prot. n. 2007/28142/F – Puglia il Ministero della Marina trasferisce il compendio nella consistenza immobiliare dello Stato, tra i beni patrimoniali alla scheda n. TAB0041/parte e 349.

Nel luglio 2009 l'Agenzia del Demanio autorizza l'alienazione del compendio, che viene posto in vendita con Avviso d'asta prot. n. 41975 del 20.10.2009 che indice una gara per il giorno 01.12.2009, in posticipo del giorno 24.11.2009.

La descrizione del fondo, così come riportato sull'Avviso d'asta, rende perfettamente la consistenza e le caratteristiche del compendio:

*“Località Serro San Giovanni, fra via San Giovanni e via Serro, si vende vasto compendio denominato "Fondo Serro", costituito da terreni di natura rocciosa, di forma irregolare, a giacitura piana, ricoperti prevalentemente da vegetazione spontanea, con sparsi alcuni alberi di ulivo. Sulla particella 65 insiste un vecchio manufatto dell'Enel di circa mq. 9. Sono in corso le operazioni di frazionamento e accatastamento. Sul bene è stata inoltre riscontrata la presenza di rifiuti di vario genere”.*

Ed invero, sebbene dal classamento tutte le particelle, sia quelle originarie che quelle derivate dal frazionamento risultino classificate come uliveti, la superficie del fondo si presentava esattamente come descritta nella scheda, ossia essenzialmente incolta, di natura rocciosa e con presenza di rifiuti di vario genere, retaggio di decenni di incuria nella sorveglianza del fondo.

La superficie olivetata, rappresentava solo il 3,73% dell'intero compendio, occupando un'area di appena 4,30 Ha rispetto all'intera estensione di 115 Ha.

Né del resto deve stupire che una così vasta area non sia stata, nel tempo, adibita ad uso agricolo: il nome stesso del compendio (**Fondo Serro**) tradisce la natura aspra del terreno, con rocce affioranti.

Successivamente all'acquisizione dei terreni da parte della Società "STOMA ENERGY S.r.L." di Massafra (TA) per atto di compravendita del 12.04.2010, il fondo è stato oggetto di

miglioramento fondiario che ne ha reso coltivabile gran parte della estensione: pertanto, oggi, circa 80 Ha degli originari 115 sono coltivati a seminativo.

Della originaria superficie olivetata, invece, non è rimasto pressochè nulla in quanto la stessa è stata oggetto di atti di vandalismo che ne hanno distrutto la consistenza.

Inoltre il fondo è stato completamente bonificato dai rifiuti presenti, con un piano di caratterizzazione e smaltimento redatto ed attuato secondo le prescrizioni del D.Lgs. 152/2006.

Infine, per evitare ulteriori sversamenti di rifiuti successivi alla bonifica, il fondo è stato completamente recintato lungo il fronte stradale con paletti e rete metallica plastificati in colore verde; la recinzione è stata realizzata in maniera tale da consentire il passaggio, al di sotto di essa, della piccola fauna locale.

Altro aspetto che evidenzia la geologia dell'area è la presenza sullo stesso di piccole cave di materiale calcareo abbandonate da decenni (cfr. Elaborati Grafici nn. 2 e 4).

L'unico uso economicamente valido che del fondo si può fare, oltre quello proposto, è quello di attività estrattiva: gran parte del fondo ricade, infatti, all'interno di una zona classificata dal Piano Regionale delle Attività Estrattive (P.R.A.E.) come BC (Bacino di Riordino e Completamento) mentre la recente Carta Giacimentologica classifica l'area, dal punto di vista giacimentologico, come interessata da "*Calcari e calcari dolomitici, stratificati o in banchi, variamente fratturati*", in accordo, peraltro, con la più puntuale Relazione Geologica allegata.

In definitiva, quindi, l'intervento proposto comporterà diversi benefici:

- il valore economico del fondo sarà notevolmente incrementato;
- trascurando per il momento, quindi, i benéfici effetti della mancata immissione in atmosfera di gas serra e del mancato impiego di combustibili fossili per la produzione di una equivalente quantità di energia, l'intervento comporterà l'immediato, benefico effetto del miglioramento delle condizioni ambientali di zona, sottraendo alla discarica abusiva una notevole superficie;
- la scelta di realizzare un impianto fotovoltaico integrato all'utilizzazione agronomica del fondo, piuttosto che una cava, eviterà che il territorio venga aggredito dalla presenza di una potenziale enorme voragine; da non trascurare anche la mancata immissione in atmosfera di polveri derivanti da attività estrattive;
- al termine della vita economica dell'impianto le aree occupate potranno tornare alla loro originaria destinazione, senza che lo stato dei luoghi risulti alterato; peraltro, la posizione del

sito è tale che il possibile impatto visivo dell'impianto risulti molto mitigato dalla orografia e dalla presenza di ostacoli naturali ed artificiali presenti nell'intorno dell'area.

### **3.2. Inquadramento territoriale del sito**

Il sito ricade nel foglio 494 della cartografia I.G.M. al 50.000, ovvero parte nell'elemento 494093 e parte nell'elemento 494094 della cartografia I.G.M. al 5.000, tra le coordinate Est 698760 ÷ 700619 e tra le coordinate Nord 4482155 ÷ 4483700 riferite al sistema di riferimento UTM WGS84 33N - ETRS89 (cfr. Elaborato Grafico n. 1).

In catasto i terreni in esame sono censiti al N.C.T. del Comune di San Giorgio Jonico al Foglio di Mappa n. 4, particelle nn. 705, 706, 708, 710, 711, 712, 714, 717, 718, 720, 721, 722, 723, 725 e 726 per una superficie catastale complessiva di Ha 115.02.93.

Come detto, sebbene tutte le particelle risultassero coltivate ad uliveto, solo una piccola porzione delle particella 714 lo era nelle realtà, per circa 4.30 Ha.

La successiva trasformazione del fondo ha reso coltivabili a seminativo circa 80 Ha, mentre la restante porzione del fondo risulta incolta anche per il sopravvenuto P.P.T.R. che ne ha vincolato l'uso a "Prati e pascoli naturali".

Proprio a causa del vincolo imposto dal P.P.T.R. non saranno installati moduli fotovoltaici né sarà coltivato grano sulle particelle o porzioni di particelle interessate; pertanto l'area occupata dai pannelli e dalla coltivazione di grano sarà complessivamente pari a circa 80,00 Ha, intendendosi comprese in dette superfici anche le aree necessarie per la realizzazione della viabilità interna, delle stazioni di conversione dell'energia, della cabina utente e della cabina di consegna per la connessione, nonché tutti i vincoli di distanza, a vario titolo, previsti dalla normativa e dai regolamenti vigenti.

Le restanti superfici, compatibilmente con gli Obiettivi di Qualità e con le Normative d'Uso del P.P.T.R., saranno utilizzate per la realizzazione di misure di mitigazione e compensazione ambientale.

Urbanisticamente il sito ricade in Zona Omogenea "E" – Agricola del vigente strumento urbanistico del Comune di San Giorgio Jonico, in località "SERRO", destinazione compatibile *ex lege* (D.Lgs. 387/2003) con l'intervento proposto (cfr. Elaborato Grafico n. 1).

L'area è pressoché pianeggiante, con quote s.l.m. variabili tra i 22m ed i 60m, e con pendenze variabili tra lo 0% ed il 2% (cfr. Elaborato Grafico n. 5).

La principale via di comunicazione nell'intorno dell'area è rappresentata dalla S.S. 7 dalla quale la si raggiunge percorrendo per circa 1,0 Km la strada vicinale "San Giovanni".

#### **4. NOTIZIE SOCIETARIE E TITOLO DI POSSESSO DELL'AREA**

L'area oggetto d'intervento è pervenuta alla Società "STOMA ENERGY S.r.L." di Massafra (TA) per atto di compravendita del 12.04.2010 rogato dal Notaio MONGELLI Carmela di Bari a seguito del citato Avviso d'asta prot. n. 41975 del 20.10.2009.

A seguito di scrittura pubblica in data 14.03.2019 la Società "SAN GIORGIO JONICO S.r.L.", proponente l'investimento, ha ottenuto il diritto di superficie sull'area per la realizzazione dell'intervento di che trattasi dalla "STOMA ENERGY S.r.L."

La "SAN GIORGIO JONICO S.r.L." è una Società a Responsabilità Limitata con sede legale in BOLZANO (BZ) in Piazza Walther von Vogelweide n.8, presso lo "STUDIO ROEDL & PARTNER", iscritta nel Registro delle Imprese di Bolzano con Codice Fiscale e Partita I.V.A. n. 03027970213, R.E.A. n. BZ – 225672.

La Società, costituita il 19.02.2019, ha per oggetto sociale, tra l'altro, la realizzazione, costruzione e gestione, in proprio o conto terzi, di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ed alternative alle fonti fossili, nell'ottica della salvaguardia dell'ambiente, nonché la distribuzione in proprio o conto terzi dell'energia elettrica così prodotta.

La "SAN GIORGIO JONICO S.r.L." è detenuta al 100% della Società "CCE SOLAR GROWTH ITALIEN GMBH", con sede in GARSTEN (AUSTRIA) alla Via KLOSTERSTRASSE n.2, la quale è amministrata dalla "CCEN S.r.L.", operante nel settore della progettazione e costruzione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili con sede legale in BOLZANO (BZ) al Vicolo GUMER n.9.

Il Legale Rappresentante della "SAN GIORGIO JONICO S.r.L." è il Sig. MENYESCH JOERG, cittadino tedesco, domiciliato in BOLZANO (BZ) in Piazza Walther von Vogelweide n.8.

## **5. CRITERI ADDOTTATI PER LE SCELTE PROGETTUALI**

I criteri con cui è stata realizzata la progettazione definitiva dell'impianto fotovoltaico, derivanti in gran parte da requisiti di base imposti dalla committenza in fase di affidamento dell'incarico e che, nei limiti del tecnicamente possibile in termini di efficienza, efficacia ed economicità dell'impianto sono stati recepiti, sono:

- a. ottimizzazione nell'uso delle aree a disposizione, sia per ciò che riguarda il posizionamento sul suolo dei moduli fotovoltaici che per il posizionamento dei locali tecnici prefabbricati e della stazione utente; sia, ancora, per l'utilizzo agronomico delle aree tra i filari dei moduli.  
E' stato richiesto l'accorpamento dell'impianto in particelle catastali contigue, evitando di utilizzare quelle derivanti dal frazionamento scorporate dal corpo principale, nel rispetto delle distanze di Legge da strade, ferrovie, elettrodotti e fabbricati nonché dei vincoli paesaggistici esistenti;
- b. realizzazione di viabilità interna adeguata alla agevole realizzazione, manutenzione, esercizio e gestione dell'impianto, seppur limitata a quella strettamente necessaria per gli interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria;
- c. rispetto delle Leggi e delle normative di buona tecnica vigenti;
- d. conseguimento delle massime economie di realizzazione, di gestione e di manutenzione degli impianti progettati;
- e. ottimizzazione del rapporto costi/benefici ed impiego di materiali e macchinari componenti di elevata qualità, efficienza, lunga durata e facilmente reperibili sul mercato; quest'ultimo aspetto (reperibilità) visto in proiezione della presunta data di inizio dei lavori (9 ÷ 12 mesi dalla data di deposito del progetto);
- f. riduzione delle perdite energetiche connesse al funzionamento dell'impianto, al fine di massimizzare la quantità di energia elettrica immessa in rete;
- g. soluzioni di progettazione del sistema compatibili con le esigenze di tutela architettoniche o ambientali;
- h. posizionamento dell'impianto a terra con orientamento ed inclinazione dei moduli (azimuth e tilt), tali da garantire il minimo ombreggiamento reciproco;
- i. disposizione dei moduli fotovoltaici e formazione delle stringhe dettate, oltre che dal rispetto dei dati elettrici dei singoli componenti, anche dall'esigenza di ottimizzare la produttività del generatore fotovoltaico e dalla volontà di garantire un'ideale uniformità estetica in unione al massimo irraggiamento possibile;

- j. potenza massima in immissione in rete determinata dalle superfici effettivamente disponibili per la posa a terra dei moduli fotovoltaici, nel rispetto di tutti i criteri precedenti.

Il criterio “a.” ha comportato il posizionamento dei moduli fotovoltaici sulle particelle o porzioni di esse prive di vincoli.

E’ stato evitato il posizionamento di moduli su porzioni che, seppur prive di vincoli, risultassero staccate dalla maggiore consistenza dell’impianto.

Il posizionamento di tutti gli elementi dell’impianto, ivi compresa la recinzione dell’area, ha rispettato le previste distanze di rispetto dalla ferrovia “Circummarpiccolo” (seppur dismessa la recinzione lungo il confine ad essa contiguo sarà realizzata ad almeno 2 metri dal ciglio degli sterri o dal piede dei rilevati, come da art. 51 del D.P.R. n. 753 del 1980); dall’elettrodotto M.T. a 20 kV del quale sarà richiesto lo spostamento e dall’elettrodotto A.T. a 150 kV (è stata rispettata la Distanza di Prima Approssimazione di 20 metri prevista dal § 5.1.3 dell’Allegato al D.M. 29.05.2008).

Nessun particolare vincolo di distanza si è riscontrato rispetto alle strade (l’area confina solo con delle vicinali) e rispetto ai fabbricati (molto distante dall’area il più prossimo).

Il criterio “b.” ha comportato la realizzazione di un doppio ordine di viabilità interna:

- viabilità interna principale; si tratta di una strada con asse disposto in direzione ovest – est, di larghezza pari ad 3,8 metri, corrente all’incirca a metà del maggiore corpo del fondo; al di sotto della strada saranno distesi parte dei cavidotti di collegamento tra le centrali di conversione B.T./M.T. e la cabina di consegna. La larghezza di tali strade consentirà le operazioni di realizzazione, gestione e manutenzione dell’impianto, potendo essere percorse da mezzi meccanici di ingombro ordinario necessari per le suddette operazioni;
- strade interne secondarie; sono strade con asse disposto in direzione nord – sud, di larghezza pari ad 3,5 metri, realizzate tra i filari dei moduli fotovoltaici e che consentono di raggiungere le centrali di conversione B.T./M.T.; al di sotto della strada saranno distesi parte dei cavidotti di collegamento tra le centrali di conversione B.T./M.T. e la cabina di consegna. Tale ordine di viabilità sarà realizzato per consentire le operazioni di gestione e manutenzione periodica dell’impianto. La larghezza di tali strade consentirà le operazioni di realizzazione, gestione e manutenzione dell’impianto, potendo essere percorse da mezzi meccanici di ingombro ordinario necessari per le suddette operazioni.

Entrambi questi ordini di viabilità saranno realizzati già in fase di installazione dell'impianto, riducendo così al minimo le operazioni di scavo e rinterro necessarie per la cantierizzazione dell'area.

La “rete” così realizzata rappresenterà l'assetto definitivo della viabilità dell'area, garantendo un agevole accesso a tutti gli elementi dell'impianto.

A completamento della viabilità interna sarà parzialmente sistemata una strada esistente, corrente approssimativamente in direzione nordovest-sudest.

Va detto che le scelte tecnologiche effettuate, soprattutto in relazione alle centrali di conversione B.T./M.T. e dei trackers, consente di ridurre al minimo la viabilità necessaria, rendendo disponibile maggiore superficie sia per l'installazione dei moduli fotovoltaici sia per la piantagione di grano.

Tutta la viabilità sarà realizzata in macadam all'acqua, tecnica antica e poco invasiva, certamente adatta all'uso visti i modesti carichi di esercizio che transiteranno sulle strade.

Il criterio “c.”, naturalmente, deve essere tenuto in conto ogni qual volta si progetta, indipendentemente dall'opera che si va a realizzare.

Nella redazione del presente progetto sono state considerate le disposizioni di legge e le norme tecniche del C.E.I.

Si richiamano di seguito le principali norme e leggi che regolamentano le attività di progettazione e costruzione degli impianti elettrici, ed in particolare di quelli fotovoltaici:

- C.E.I. 64-8/1-7 2007-01: “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua”;
- C.E.I. 11-17: “Impianti di produzione trasporto e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo”;
- C.E.I. 17-13/1: “Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT)”;
- C.E.I. 11-35 1996-10: “Guida all'esecuzione delle cabine elettriche d'utente”
- C.E.I. 11-1 1999-01: “Impianti elettrici con tensione superiore a 1kV in corrente alternata”
- C.E.I. EN 62305-1 (C.E.I. 81-10/1): “Protezione delle strutture contro i fulmini. Parte 1: Principi Generali”. Marzo 2006;
- C.E.I. EN 62305-2 (C.E.I. 81-10/2): “Protezione delle strutture contro i fulmini. Parte 2: Gestione del rischio” . Marzo 2006;

- UNI EN 1838 “Illuminazione di emergenza”;
- EN 12464-1 : 2002: “Luce e Illuminazione – Illuminazione dei posti di lavoro – Parte 1: Posti di lavoro Interni”;
- C.E.I. EN 61000-3-2 (C.E.I. 110-31): “Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti; Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase)”;
- C.E.I. EN 60555-1 (C.E.I. 77-2): “Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni”;
- C.E.I. EN 60439-1-2-3 (C.E.I. 17-13): “Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione”;
- C.E.I. EN 60445 (C.E.I. 16-2): “Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico”;
- C.E.I. EN 60529 (C.E.I. 70-1): “Gradi di protezione degli involucri (codice IP)”;
- C.E.I. EN 60099-1 (C.E.I. 37-1): “Scaricatori”;
- C.E.I. 20-19: “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V”;
- C.E.I. 20-20: “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V”;
- C.E.I. EN 62305 (C.E.I. 81-10): “Protezione contro i fulmini”;
- C.E.I. EN 62305-1 (C.E.I. 81-10/1): “Principi generali”;
- C.E.I. EN 62305-2 (C.E.I. 81-10/2): “Valutazione del rischio”;
- C.E.I. EN 62305-3 (C.E.I. 81-10/3): “Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone”;
- C.E.I. EN 62305-4 (C.E.I. 81-10/4): “Impianti elettrici ed elettronici interni alle strutture”;
- C.E.I. 0-2: “Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici”;
- UNI 10349: “Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici”.

In particolare per gli impianti fotovoltaici:

- C.E.I. 64-8/7, sezione 712: “Sistemi fotovoltaici solari di alimentazione”;
- C.E.I. EN 60904-1 (C.E.I. 82-1): “Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione – corrente”;
- C.E.I. EN 60904-2 (C.E.I. 82-2): “Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento”;
- C.E.I. EN 60904-3 (C.E.I. 82-3): “Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento”;

- C.E.I. EN 61727 (C.E.I. 82-9): “Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete”;
- C.E.I. EN 61215 (C.E.I. 82-8): “Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo”;
- C.E.I. EN 61646 (C.E.I. 82-12): “Moduli fotovoltaici a film sottile per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo”;
- C.E.I. EN 50380 (C.E.I. 82-22): “Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici”;
- C.E.I. EN 62093 (C.E.I. 82-24): “Componenti di sistemi fotovoltaici – moduli esclusi (BOS) – Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali”;
- C.E.I. 82-25: “Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione;
- C.E.I. EN 61730-1 (C.E.I. 82-27): “Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici – Parte 1: Prescrizione per la costruzione”;
- C.E.I. EN 61730-2 (C.E.I. 82-28): “Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici – Parte 2: Prescrizioni per le prove”;
- C.E.I. EN 61724 (C.E.I. 82-15): “Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati”;
- IEC 60364-7-712: “Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems”.

Circa la sicurezza e la prevenzione degli infortuni, si ricorda:

- Testo Unico sulla Sicurezza D.Lgs. 81/08, per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- D.M. 37/08, per la sicurezza elettrica;
- prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VV.F.;
- Legge n. 186/68: “Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici”.

Per la connessione alle reti pubbliche degli impianti di produzione:

- deliberazione ARG/elt 99/08 – Versione integrata e modificata dalle deliberazioni ARG/elt 179/08 e 205/08. Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione. Testo integrato delle connessioni attive – TICA;

- C.E.I. 0-16: “Regola tecnica per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica”;
- C.E.I. 11-20: “Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi a continuità collegati a reti di I e II categoria”.

Per la Direttive Europee:

- DIRETTIVA BASSA TENSIONE: “Direttiva CEE 73/23 modificata dalla Direttiva CEE 93/68 D.P.R. 791 del 24/07/1956 “Attuazione della Direttiva CEE 73/23 relativa alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro alcuni limiti di tensione”;
- DIRETTIVA COMPATIBILITA’ ELETTROMAGNETICA: Direttiva 89/336/CEE.

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi.

Ulteriori disposizioni di legge, norme, prescrizioni e deliberazioni in materia, purché vigenti al momento della redazione del presente progetto, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

I criteri “d.” ed “e.” sono stati oggetto di approfondite valutazioni da parte degli scriventi e della committenza.

Tenendo conto che le maggiori voci di costo dell’impianto sono essenzialmente:

- costo dei moduli fotovoltaici;
- costo dei trackers;
- costo degli inverter di stringa;
- costo delle centrali di conversione B.T./M.T.;
- costo della stazione utente 150/30 kV;
- costo di movimenti terra ed oneri di cava e scarica;

le scelte progettuali hanno avuto l’obiettivo di massimizzare le economie (tenendo conto anche della scala del progetto) ed il rapporto costi/benefici.

La scelta della localizzazione dell’impianto è stata certamente il punto di partenza: infatti la vicinanza alle linee A.T. a 150 kV sulle quali effettuare la connessione della stazione utente alla rete di trasmissione nazionale ha consentito di economizzare al massimo non solo sui costi di connessione ma anche sulle opere necessarie alla connessione, dalla costruzione della nuova

stazione utente (che cadrà su aree di proprietà di privati), alla costruzione delle nuove linee A.T. a 150 kV, che avranno sviluppo modestissimo; ciò è confermato dalla Soluzione Tecnica Minima Generale (S.T.M.G.) redatta da ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A.

Inoltre le caratteristiche del sito (terreno di natura rocciosa a giacitura pressochè pianeggiante) consentirà di economizzare sulle opere di fondazione dei sostegni dei trackers, di ridurre al minimo i movimenti terra necessari per la realizzazione della viabilità e delle trincee dei cavidotti (per i rinterri potrà essere utilizzato lo stesso materiale proveniente dagli scavi), di evitare opere di drenaggio delle acque meteoriche (la permeabilità degli strati superficiali è molto elevata, come confermato dalla Relazione Geologica).

Naturalmente l'accorpamento dell'impianto in particelle contigue garantisce economie anche in fase di gestione dell'impianto ed ancor più in quella di manutenzione.

L'aspetto più delicato nella scelta dei materiali e dei macchinari componenti l'impianto è stato, certamente, la proiezione in data futura della data di inizio dei lavori.

Infatti è stato necessario coniugare la qualità degli stessi con la possibilità di reperirli facilmente sul mercato al momento della realizzazione dell'impianto.

Le ricerche di mercato effettuate, oltre a richiedere materiali e macchinari di comprovata qualità ed affidabilità ed al top della gamma di ogni produttore, sono state rivolte proprio ad avere certezza sulla futura disponibilità.

Inoltre sono state effettuate diverse simulazioni riguardo all'accoppiamento moduli fotovoltaici – inverters, al fine di definire la configurazione dell'impianto in grado di massimizzare le economie di realizzazione ed ottimizzare il rapporto costi/benefici, anche e soprattutto in termini di quantità di energia elettrica prodotta immessa in rete.

Per i moduli fotovoltaici la scelta è ricaduta su moduli al silicio monocristallino prodotti dalla "SOLARWIT", tra i più grandi produttori mondiali di moduli fotovoltaici.

Il modulo scelto è denominato "WH144-P450".

Questo modulo, di potenza di picco pari a 450W, è al top della gamma della SOLARWIT per ciò che riguarda i moduli standard.

L'elevata efficienza del modulo (20,5%) rappresenta quasi un record mondiale per moduli di caratteristiche elettriche similari.

Questi moduli, oggi poco utilizzati per gli alti costi e per le caratteristiche elettriche piuttosto spinte, rappresenteranno certamente, alla data presunta di inizio lavori, lo standard di riferimento:

difatti la taglia in termini di potenza di picco dei moduli più diffusi va rapidamente aumentando; sicché è logico pensare che i moduli da 450Wp, entro 2 anni, saranno tra i più richiesti dal mercato; conseguentemente anche la disponibilità sarà molto maggiore della attuale (oggi vengono prodotti e forniti su ordinazione).

Moduli più efficienti hanno potenza di picco più bassa; pertanto, date le dimensioni dell'impianto, si è optato per i WH144-P450, anche in considerazione dell'accoppiamento con gli inverter, di cui si dirà a breve: le caratteristiche elettriche degli uni e degli altri, infatti, si sposano alla perfezione, garantendo il miglior rapporto costi/benefici tra le diverse configurazioni simulate.

Maggiori informazioni sui moduli scelti sono riportate nelle relazioni specialistiche inerenti l'impianto (produttività; calcoli elettrici).

Per i trackers la scelta è ricaduta sui prodotti della "SOLTEC", azienda tra i leaders mondiali nel settore.

Il modello scelto è denominato "SF7" che, è un tracker ad asse orizzontale monoassiale che vanta grandi applicazioni in tutto il mondo.

Tra le caratteristiche peculiari del tracker scelto vi è l'algoritmo di tracking, che implementa il cosiddetto "backtracking", che consente di differenziare l'inclinazione dei differenti trackers, soprattutto quando il sole è più basso sull'orizzonte, limitando il rischio di ombreggiamento reciproco dei moduli fotovoltaici portando il pannello nella posizione di massima irradiazione possibile.

Per gli inverter di stringa, la scelta è ricaduta sui prodotti della "ABB", azienda tra i leaders mondiali per fatturato nel segmento della produzione e distribuzione di inverter solari e sistemi di monitoraggio per impianti fotovoltaici.

Gli inverter di stringa scelti sono i "PVS-175-TL".

La caratteristica peculiare degli inverter di stringa scelti è data dalla possibilità di eliminare i quadri di parallelo stringhe (il parallelo avviene nell'inverter: minori costi e minori perdite) e di sovraccaricare fino al 30% la potenza in ingresso rispetto a quella in uscita, in considerazione del fatto che l'energia trasferita all'inverter dal singolo modulo fotovoltaico quasi mai coincide con quella di picco.

Per le centrali di conversione B.T./M.T. la scelta è ricaduta ancora sui prodotti della "ABB".

Le centrali scelte sono le "ABB medium voltage compact skid PVS-175-MVCS", che rappresentano la soluzione migliore possibile per l'accoppiabilità con gli inverter di stringa scelti.

La caratteristica peculiare della centrale è la compattezza (tutti gli elementi della centrale, dagli interruttori di manovra M.T. al trasformatore ai circuiti ausiliari, sono contenuti in uno spazio di appena 5,7 x 2,15 metri) e l'integrazione verticale con gli altri prodotti ABB.

La centrale, inoltre, arriva in cantiere preassemblata e precablata, completa dei piccoli box per il contenimento delle apparecchiature (solo il trasformatore resta esterno) riducendo enormemente i tempi ed i costi per la posa in opera e la messa in esercizio.

Inoltre la PVS-175-MVCS è all'avanguardia in quanto soddisfa tutti i requisiti della direttiva sull'immissione in media tensione, costituendo un investimento vantaggioso anche per il futuro.

All'elevato rendimento della centrale si aggiunge la fornitura "chiavi in mano", comprensiva di cabine prefabbricate, trasformatori M.T./B.T., quadri di distribuzione M.T. e B.T.: tutte caratteristiche, queste, che consentono di ridurre al minimo i costi di realizzazione, manutenzione e gestione.

Il criterio "f." è stato affrontato sia con la scelta di moduli e centrali di potenza ad elevata efficienza, sia con la scelta di cavi e modalità di posa degli stessi in grado di ridurre al minimo le perdite lungo i percorsi di collegamento.

I cavi saranno di nuova concezione, specificamente progettati per il segmento delle energie rinnovabili, di sezione tale da contenere entro il limite dell'1,5% le cadute di tensione.

Il produttore sarà scelto tra quelli di primaria importanza a livello nella produzione di cavi elettrici (PRYSMIAN; GENERAL CAVI; COMCAVI e similari).

Attenzione è stata rivolta anche alle perdite dovute alla polluzione dei moduli fotovoltaici ed al possibile ombreggiamento dovuto alla crescita della vegetazione spontanea in prossimità degli stessi: un programma di manutenzione periodica di lavaggio dei moduli è stato già predisposto mentre l'attività agricola di coltivazione di grano garantirà la manutenzione degli spazi tra i filari.

Il criterio "g." è stato affrontato partendo dalle caratteristiche intrinseche del sito.

Il sito risulta pressoché invisibile dalle principali vie di comunicazione in un intorno di 6 Km, grazie alla sua posizione piano – altimetrica ed alla presenza di ostacoli naturali ed artificiali.

Inoltre su di esso vi è un unico vincolo di natura paesaggistica derivante dal P.P.T.R. (Componenti Botanico-Vegetazionali – U.C.P. – Prati e pascoli naturali), oltre ad un'interferenza con l'area buffer di una Segnalazione della Carta dei Beni individuata con codice sito TA000319 – Cripta presso Masseria San Giovanni; si tratta di un'interferenza, questa, che riguarda una

piccolissima area in corrispondenza del confine sudovest del compendio e che, comunque, non influisce sul progetto in quanto ricompresa nell'area già vincolata da P.P.T.R.

Come può evincersi dal confronto con gli Elaborati Grafici nn. 3, 7 e 8, sono state stralciate dalle aree di progetto tutte quelle in qualche modo interessate da vincoli (anche potenzialmente: Cfr. Relazione Archeologica), ossia solo le aree libere da qualsivoglia vincolo sono state considerate adatte all'installazione dei moduli fotovoltaici.

Tuttavia, al fine di ridurre ulteriormente l'impatto visivo che l'impianto creerà percorrendo le strade vicinali che delimitano il sito a sud e ad ovest, oltre la recinzione sarà realizzata una siepe di Lauroceraso o altro tipo di essenza arborea (non interessata dal piano di gestione della "*Xylella Fastidiosa*") in modo da celare la presenza della recinzione (di per se di modestissimo impatto, essendo prevista in rete metallica e paletti plastificati in verde) e rendere invisibile l'area d'impianto.

Inoltre, grazie all'impiego di vani tecnici prefabbricati poggianti direttamente sull'ottimo terreno di fondazione (previo livellamento con ghiaietto opportunamente costipato), di strutture di sostegno dei moduli infisse al suolo e di paletti di recinzione senza cordoli portanti non sarà necessario l'impiego di calcestruzzo.

Infine per la manutenzione degli impianti non saranno utilizzate sostanze detergenti per il lavaggio dei pannelli e la disinfestazione della piantagione di grano avverrà per via meccanica, senza utilizzo di diserbanti chimici o altri fitofarmaci per il controllo della vegetazione infestante e della fauna.

I criteri "h." ed "i." sono stati affrontati e risolti scegliendo di realizzare un cosiddetto "*sistema ad inseguimento*": il sistema consiste in semplici motorizzazioni elettriche che, grazie a un collegamento realizzato con sbarra in acciaio, ruotano i pannelli durante le ore del giorno, per minimizzare la deviazione dall'ortogonalità dei raggi solari incidenti e ottenere per ogni cella un surplus di energia fotovoltaica generata.

L'inseguitore solare serve a ottimizzare la produzione elettrica dell'effetto fotovoltaico (il silicio cristallino risulta molto sensibile al grado di incidenza della luce che ne colpisce la superficie). Le modalità di inseguimento utilizzano la tecnica del *backtracking*: i servomeccanismi orientano i moduli in base ai raggi solari solo nella fascia centrale della giornata, e invertono il tracciamento a ridosso dell'alba e del tramonto. La posizione notturna di un campo fotovoltaico con *backtracking* è con i pannelli perfettamente orizzontali rispetto al piano campagna. Dopo l'alba, il disassamento dell'ortogonale dei moduli rispetto ai raggi solari viene progressivamente ridotto via via che le ombre lo permettono. Prima del tramonto viene eseguita una analoga procedura, ma in

senso contrario, riportando i moduli del campo fotovoltaico in posizione orizzontale per il periodo notturno.

Per garantire la massima efficienza del sistema, i trackers sono stati posizionati con un angolo di azimuth rispetto al sud pari a 0°.

Il range di tracking, pari a 120° ( $\pm 60^\circ$ ), rappresenta, alla latitudine del sito, il migliore orientamento possibile.

La distanza tra gli assi dei trackers, pari ad 8,00 metri, è stata determinata in funzione degli ingombri massimi dei moduli fotovoltaici su di essi montati e degli algoritmi di tracking utilizzati, e garantisce la quasi totale assenza di ombreggiamento reciproco.

I trackers si presentano, inoltre, disposti tutti allo stesso passo e con identici azimuth, eliminando così il “fastidio” visivo che si avrebbe con una disposizione meno regolare.

Il criterio “j.”, infine, ha permesso di posizionare moduli fotovoltaici in grado di erogare, in condizioni standard e tenendo conto di tutti i criteri precedenti, l’eccezionale potenza nominale di 73.651.500 Wp (73,6515 MWp), per una produttività annua attesa pari a circa 130 GWh.

Tenendo conto di tutte le aree disponibili (circa 110 Ha) e dell’area lorda occupata dall’impianto (proiezione in pianta della superficie dei pannelli in posizione orizzontale), il *Ground Ratio*, GR, nel caso in progetto risulta essere:

$$GR = 359.175,12 \text{ [mq]} / 1.100.000 \text{ [mq]} = 32,65\%$$

valore piuttosto basso ma che sconta la notevole superficie non utilizzata perché interessata da vincoli.

L’area occupata dal grano, invece, è pari a circa il 29,33% dell’area disponibile, tenendo conto che il rapporto tra l’area degli spazi tra i filari e l’area dei pannelli è pari a circa 0,9 (anche questo dato è al netto delle aree vincolate).

Invece, il rapporto tra superficie radiante e superficie dedicata all’impianto è pari a circa il 45,58%, mentre il rapporto tra l’area occupata dal grano e la superficie dedicata all’impianto è pari a circa il 40,95%.

## **6. ASPETTI DELL'INSERIMENTO DELL'INTERVENTO SUL TERRITORIO**

Rimandando alla Relazione dei Criteri di Inserimento per più diffuse e puntuali notizie circa i criteri di inserimento di cui al § 2.1 dell'Allegato A alla D.G.R. N.35 DEL 23.01.2007, si svolgono di seguito alcune considerazioni circa l'inserimento dell'intervento sul territorio, accennando ad alcune peculiarità del sito, anche con riferimento a quanto previsto dal R.R. 24/2010.

Circa l'inquadramento territoriale del sito di intervento si è già detto al § 3 della presente relazione.

Si ribadisce, come accennato nel paragrafo precedente, che l'unico vincolo di natura paesaggistica e/o ambientale sul sito è quello derivante dal P.P.T.R. (Componenti Botanico-Vegetazionali – U.C.P. – Prati e pascoli naturali; cfr. Elaborati Grafici nn. 3 e 7); inoltre il sito risulta pressoché invisibile dalle principali vie di comunicazione in un intorno di 6 Km, grazie alla sua posizione piano – altimetrica ed alla presenza di ostacoli naturali ed artificiali.

Queste due caratteristiche intrinseche del sito, di per se, lo rendono adatto ad ospitare un impianto anche di dimensioni tanto grandi; tuttavia, nelle simulazioni di visibilità e nelle successive verifiche di attendibilità tramite rilievo fotografico è stata simulata anche la presenza fisica dei moduli fotovoltaici, ipotizzando la presenza, lungo tutto il perimetro dell'area ed in diversi punti all'interno di essa di sorgenti puntuali di altezza pari a 4,50 metri sul suolo (l'altezza massima fuori terra di una stringa è di circa 4,20 metri), ed ipotizzando, inoltre, la presenza entro un raggio di 6 Km dalla posizione della sorgente un ipotetico osservatore di altezza pari a 2 metri sul suolo (ben superiore all'altezza media di un essere umano).

La successiva verifica di attendibilità dei predetti risultati, effettuata con rilievo fotografico da punti di potenziale visibilità, hanno confermato che, nella realtà, l'area e gli impianti che su di essa sorgeranno risulteranno pressoché invisibili.

Pur tuttavia l'impatto visivo sarà ulteriormente mitigato con gli accorgimenti cui si è accennato nel paragrafo precedente.

Si ribadisce, ancora, che la realizzazione del progetto comporterà anche benefici in termini di sottrazione di aree alla discarica abusiva ed in termini di bonifica delle aree che risultavano invase da rifiuti.

Ancora si richiama l'attenzione sulla sottrazione delle aree alle attività estrattive che rappresentano, anche per le dimensioni dei potenziali bacini, degli interventi certamente molto più aggressivi del territorio.

Tutte queste considerazioni sono certamente importanti, pregnanti e favorevoli alla realizzazione dell'impianto; si può tuttavia obiettare circa l'opportunità di sottrarre all'uso agricolo aree che appartengono a Zone D.O.P. per l'olio d'oliva ed a Zone D.O.C. per il vino; nonché di inserire un intervento di tali dimensioni nel paesaggio rurale esistente.

Per tale ragione, sebbene una preliminare valutazione abbia evidenziato lo scarso pregio dei terreni sia in termini di caratteristiche agrarie (i terreni vincolati sono incolti e ricoperti da vegetazione spontanea; quelli oggetto di miglioramento fondiario sono coltivate a cereali) sia in termini di paesaggio rurale (la zona si presenta fortemente antropizzata, come può evincersi dallo stralcio di P.d.F. dell'Elaborato Grafico n. 1: vicinanza della Zona Industriale di S. Giorgio Jonico; vicinanza di Zone di Espansione; vicinanza di grandi sale ricevimenti; e, ben visibili ed incombenti ad ovest e nord – ovest, gli *sky lines* dell'ILVA, del quartiere Paolo VI e della città di Taranto), è stata comunque commissionata una Relazione Agronomica al fine di lasciare ad esperti qualificati le valutazioni del caso.

Ebbene, rimandando alla completa lettura della Relazione Agronomica per tutti gli aspetti specifici, si riportano testualmente le sole conclusioni della stessa:

*“In relazione ai dati esposti ed alla tecnica colturale per l'impianto proposto, si ritiene che lo stesso sia agronomicamente, economicamente e paesaggisticamente compatibile con le buone pratiche agronomiche per l'uso del suolo agricolo. Si evidenzia che l'impresa ha deciso di salvaguardare il proprio patrimonio agricolo proponendo un sistema integrato di agricoltura ed innovazione mettendo in coabitazione nello stesso ambiente tecnologie diverse che saranno in grado di armonizzarsi nel rispetto del paesaggio.”.*

Per questi motivi si è scelto di integrare l'impianto con una coltivazione di grano che, se da un lato permette di evitare la sottrazione di superfici agricole, dall'altro permette una maggiore valorizzazione delle aree ed elimina uno dei maggiori costi di esercizio di un impianto fotovoltaico, consistente nella manutenzione delle aree.

Il grano, peraltro, è abitualmente coltivato nelle campagne del Salento: esso, pertanto, non rappresenta una specie alloctona e, quindi, ben si presta all'inserimento nel contesto paesaggistico.

Peraltro, secondo quanto previsto dal R.R. 24/2010, la realizzazione dell'impianto non comporterà espanto di piante di specie sottoposte al riconoscimento di denominazione di origine, né di I.G.T. o I.G.P.

Stante quanto sopra si può concludere che l'intervento proposto non presenterà criticità in merito al suo inserimento sul territorio.

## **7. CARATTERISTICHE PRESTAZIONALI E DESCRITTIVE DEI MATERIALI E DEGLI ELEMENTI IMPIANTISTICI PRESCELTI**

Fermo restando il rimando alle Relazioni Specialistiche inerenti l'impianto, si riportano di seguito, anche con riferimento alle prescrizioni di Norma (principalmente la 82 – 25), i criteri di scelta dei materiali e degli elementi impiantistici prescelti.

### **7.1. Moduli fotovoltaici**

I moduli fotovoltaici sono stati scelti in modo da avere valori di efficienza tra i più elevati tra quelli attualmente in commercio della stessa tecnologia, al fine di minimizzare i costi proporzionali all'area dell'impianto.

Nel caso dei WH144-P450, in silicio monocristallino, l'efficienza di targa è pari al 20,5%.

Essi hanno caratteristiche elettriche, termiche e meccaniche verificate attraverso prove di tipo.

Lo standard qualitativo è conforme alla norma C.E.I. EN 61215.

Inoltre i moduli fotovoltaici sono stati scelti in modo tale da rispondere anche a requisiti funzionali, strutturali ed architettonici richiesti dall'installazione stessa.

I moduli fotovoltaici hanno dimensioni pari a 2,098 x 1,046 metri: le notevoli dimensioni offrono il vantaggio di presentare costi di installazione inferiori nei grandi impianti rispetto ai moduli di dimensioni inferiori.

Ciascun modulo sarà accompagnato da un foglio - dati e da una targhetta in materiale duraturo, posto sopra il modulo fotovoltaico, che ne riporterà le principali caratteristiche, secondo la Norma C.E.I. EN 50380, come riepilogato nella tabella a seguire.

<b>Parametri</b>	<b>Foglio – dati</b>	<b>Targhetta dati</b>
Nome del Costruttore	SI	SI
Designazione di tipo	SI	SI
Tipo di cella e materiale	SI	--
Potenza nominale, P <sub>m</sub>	SI	SI
Potenza minima garantita o tolleranza % di produzione	SI	SI
Tensione alla massima potenza, V <sub>m</sub>	SI	SI
Corrente alla massima potenza, I <sub>m</sub>	SI	SI
Tensione a vuoto, V <sub>oc</sub>	SI	SI
Corrente di corto circuito, I <sub>sc</sub>	SI	SI
Tensione massima ammessa per il sistema in cui viene inserito il modulo	SI	SI
Temperatura nominale di lavoro della cella, NOCT	SI	Consigliato

Certificazioni (C.E.I. EN 61215 per moduli in Silicio, C.E.I. EN 61646 per moduli in film-sottili, Classe di protezione, ....).	SI	Consigliato
Dimensioni esterne, spessore e peso	SI	--
Coefficienti di temperatura di Isc e Voc	SI	--
Tipo di cornice, di rivestimento frontale e scatola di derivazione	SI	--

Ciascun modulo sarà dotato di diodi di by - pass per garantire la continuità elettrica della stringa anche con danneggiamento o ombreggiamenti di una o più celle.

I diodi di by - pass saranno alloggiati nella scatola di giunzione dei moduli, che avrà livello di protezione IP67 a modulo installato e sarà dotata di terminali elettrici di uscita con polarità opportunamente contrassegnate, coperchio con guarnizioni e viti nonché fori equipaggiati con pressacavi per il cablaggio delle stringhe.

I moduli saranno provvisti di cornice in lega di alluminio anodizzato.

La garanzia di prodotto dei moduli, rilasciata dal produttore contro difetti di fabbricazione e di materiale che possano impedirne il regolare funzionamento, a condizioni corrette di uso, installazione e manutenzione, coprirà 12 anni, decorrenti dalla data di fornitura dei moduli fotovoltaici.

La garanzia di prestazioni garantisce che la potenza erogata dal modulo, misurata alle condizioni di prova standard, non sarà inferiore al 95,5% della potenza minima del modulo (indicata dal costruttore all'atto dell'acquisto nel foglio dati del modulo stesso) per almeno 5 anni; al 92% per almeno 12 anni; allo 89% per almeno 18 anni ed allo 85,5% per almeno 25 anni.

Anche questi limiti sono ben superiori a quelli forniti da altri produttori, in accordo con la scelta di elevata qualità ed efficienza nel tempo fatta a monte.

La verifica degli standards qualitativi prescritti dalle Norme di prodotto, in particolare dalla Norma C.E.I. EN 61215, sarà garantita dai certificati rilasciati dal produttore all'atto dell'acquisto.

## **7.2. Inverters di stringa**

Il gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata sarà idoneo al trasferimento della potenza dal generatore fotovoltaico alla centrale di conversione e da questa alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili.

In particolare il gruppo sarà rispondente alle norme su EMC e alla Direttiva Bassa Tensione (73/23/CEE e successiva modifica 93/68/CEE).

I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura sono, naturalmente, compatibili con quelli del campo fotovoltaico a cui è connesso, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della centrale di conversione e della rete del distributore alla quale viene connesso, tenendo conto che, comunque, prima dell'immissione in rete, sarà effettuato un'altra elevazione di tensione da 30kV a 150 kV.

L'inverter è in grado di operare in modo completamente automatico, inseguendo il punto di massima potenza (MPPT) del campo fotovoltaico cui fa capo.

Tra i dati di targa forniti dal produttore, onde consentire il dimensionamento dell'impianto e la scelta dell'inverter più appropriato all'applicazione, figurano:

- lato generatore fotovoltaico
  - o Potenza nominale e potenza massima in c.c.;
  - o Corrente nominale e corrente massima in c.c.;
  - o Tensione nominale e massima tensione ammessa in c.c.;
  - o Campo di variazione della tensione di MPPT in funzionamento normale;
  
- lato rete c.a.
  - o Potenza nominale in c.a. e potenza massima erogabile continuamente dal convertitore, nonché il campo di temperatura ambiente alla quale tale potenza può essere erogata;
  - o Corrente nominale e corrente massima erogata in c.a.;
  - o Distorsione e fattore di potenza;
  - o Efficienza di picco e condizioni di ingresso/uscita a cui si ottiene la massima efficienza di conversione;
  - o Efficienza a carico parziale (al 5%, 10%, 20%, 30%, 50%) e al 100% della potenza nominale del convertitore;
  - o Rendimento europeo.

Per quanto riguarda la tensione in ingresso all'inverter si è tenuto conto delle condizioni estreme di funzionamento, per avere un funzionamento sicuro e produttivo dell'inverter: definita la massima tensione continua applicabile in ingresso, la tensione a vuoto del campo fotovoltaico, stimata alla minima temperatura di funzionamento prevista, sarà inferiore a tale valore di tensione.

Al crescere della temperatura della cella fotovoltaica, la tensione di massima potenza del campo si abbassa: la tensione del campo alla temperatura massima della cella sarà maggiore della tensione minima di funzionamento dell'inverter in MPPT.

Naturalmente la scelta di della taglia degli inverters è stata dettata dalle grandi dimensioni dell'impianto: con gli inverters scelti, infatti, sono stati drasticamente ridotti i costi per unità di potenza.

Inoltre, considerando gli aspetti relativi al monitoraggio dell'impianto, l'inverter scelto semplifica lo stesso, non rinunciando al controllo dell'efficienza delle singole stringhe che risulta invece affidato ad altri sistemi integrati od opzionali per svolgere tale compito.

Gli inverters saranno montati direttamente sulla struttura dei trackers, limitando così anche gli ingombri dell'impianto e la necessità di ulteriori opere.

Il collegamento alle centrali di conversione dell'energia avverrà tramite cavi trifase con tensione nominale pari ad 800V: questi elevati valori di tensione di uscita consentono di limitare drasticamente i valori di corrente circolante con conseguente riduzione di costi (sezione dei cavi; cavidotti; scavi; ecc.).

### **7.3. Centrali di conversione**

Per le centrali di conversione B.T./M.T., come detto la scelta è ricaduta sulle “ABB medium voltage compact skid PVS-175-MVCS”, che rappresentano la soluzione migliore possibile per l'accoppiabilità con gli inverters di stringa scelti.

La centrale arriva in cantiere preassemblata e precablata, completa dei piccoli box per il contenimento delle apparecchiature riducendo enormemente i tempi ed i costi per la posa in opera e la messa in esercizio.

Inoltre la PVS-175-MVCS è all'avanguardia in quanto soddisfa tutti i requisiti della direttiva sull'immissione in media tensione, costituendo un investimento vantaggioso anche per il futuro.

Una delle caratteristiche fondamentali delle centrali di conversione prescelte è la possibilità di personalizzare il trasformatore di tensione: la scelta operata è stata quella di avere un trasformatore 800/30.000V.

In tal modo sarà ridotta notevolmente la sezione dei cavi di collegamento con la realizzanda stazione utente, il che implicherà anche la riduzione di scavi e movimenti terra.

La centrale, come detto, è fornita anche di trasformatore ausiliario 800/400-230V.

#### 7.4. Cavi

La connessione elettrica fra i moduli fotovoltaici, a formare le stringhe fotovoltaiche, avverrà tramite cavi unipolari H+S RADOX SMART da 4 mmq, di cui essi sono equipaggiati, terminanti all'interno delle cassette di terminazione, a mezzo di connettori rapidi stagni RADOX SOLAR con bloccaggio a rotazione.

La scatola di giunzione avrà grado di protezione IP67 e sarà realizzata, così come i cavi ed i connettori, con materiali resistenti ai raggi UV, per garantire il corretto funzionamento degli impianti fotovoltaici nel corso della loro vita utile (almeno 25 anni).

La connessione tra le stringhe fotovoltaiche e gli inverter di stringa avverrà invece tramite cavi unipolari di marca PRYSMIAN, del tipo ECOsun o Tecsun, o marche e modelli di pari qualità.

A seconda della distanza della stringa dall'inverter (ogni inverter consente di collegare fino ad un massimo di 24 stringhe, ossia 2 per ogni MPPT, ma se ne collegheranno 19 o 20) la sezione del cavo sarà di 4 mmq o di 6 mmq, al fine di limitare le cadute di tensione entro il 1%, tenendo anche conto del fatto che la loro sezione è determinata anche in modo da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio.

La connessione tra gli inverter di stringa e le centrali di conversione avverrà sempre tramite cavi unipolari di marca PRYSMIAN, del tipo ECOsun o Tecsun.

A seconda della distanza dell'inverter dalla centrale cui si connette, la sezione del cavo sarà di 50 mmq, di 95 mmq o di 150 mmq, sempre nell'ottica di limitare le cadute di tensione entro il 1% ÷ 2%.

In generale i cavi lato CC avranno la seguente designazione: FG21M21; saranno cioè cavi con conduttore flessibile in rame stagnato secondo C.E.I. 20 - 29 Classe 5, con isolante in miscela elastomerica reticolata ad alto modulo a base di gomma sintetica del tipo HEPR - tipo G21, con guaina in miscela elastomerica reticolata senza alogeni a base EVA tipo M21.

La connessione tra le centrali di conversione (ovvero tra la cabina di consegna) e la stazione utente, avverrà tramite cavi unipolari di marca PRYSMIAN del tipo ad elica visibile in alluminio isolato ovvero tramite cavi unipolari di marca PRYSMIAN in alluminio isolato.

La sezione dei cavi sarà di 400 mmq, e la loro designazione sarà ARG7H1R.

La corrente massima (portata) ammissibile, per periodi prolungati, di qualsiasi conduttore è stata calcolata in modo tale che la massima temperatura di funzionamento non superi il valore appropriato, per ciascun tipo di isolante, indicato nella Tab. 52D della Norma C.E.I. 64 - 8/5.

Le portate dei cavi in regime permanente relative alle condutture da installare sono state verificate secondo le tabelle C.E.I. - UNEL 35024/1, per posa in aria, e C.E.I. - UNEL 35026, per posa interrata, applicando ai valori individuati gli appropriati coefficienti di riduzione.

Nei casi di cavi con diverse modalità di posa (essenzialmente quelli lato CC), è stata effettuata la verifica per la condizione di posa più gravosa.

Le sezioni dei cavi sono state verificate soprattutto dal punto di vista della caduta di tensione alla massima corrente di utilizzo, secondo quanto riportato nelle Norme C.E.I. 64-8: in impianti di grandi dimensioni, con moduli fotovoltaici anche molto distanti dagli inverter, è questa, infatti, la condizione più gravosa per la determinazione della sezione.

Le verifiche suddette sono effettuate mediante l'uso delle tabelle della norma C.E.I. 20-65.

I cavi saranno sistemati in maniera da semplificare e minimizzare le operazioni di cablaggio.

In particolare, la discesa dei cavi sarà protetta meccanicamente mediante installazione in tubi, il cui collegamento agli inverter avverrà garantendo il mantenimento del livello di protezione degli stessi.

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

## **8. CRITERI DI PROGETTAZIONE DELLE STRUTTURE E DEGLI IMPIANTI**

Dal punto di vista energetico, il principio progettuale utilizzato per l'impianto è stato quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile.

I moduli fotovoltaici saranno esposti alla luce solare in modo ottimale, con orientamento variabile e governato dall'algoritmo di guida dei trackers, con ridotti o assenti fenomeni di ombreggiamento.

### **8.1. Il dimensionamento energetico**

Il dimensionamento energetico dell'impianto è stato effettuato, tenendo conto ovviamente della disponibilità economica, sulla base:

- della disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare;
- guadagno energetico preventivato.

Per quanto riguarda lo spazio necessario per l'installazione dei moduli fotovoltaici, si è scelto di realizzare un cosiddetto "*sistema ad inseguimento*": il sistema consiste in semplici motorizzazioni elettriche che, grazie a un collegamento realizzato con sbarra in acciaio, ruotano i pannelli durante le ore del giorno, per minimizzare la deviazione dall'ortogonalità dei raggi solari incidenti e ottenere per ogni cella un surplus di energia fotovoltaica generata.

L'inseguitore solare serve a ottimizzare la produzione elettrica dell'effetto fotovoltaico (il silicio cristallino risulta molto sensibile al grado di incidenza della luce che ne colpisce la superficie). Le modalità di inseguimento utilizzano la tecnica del *backtracking*: i servomeccanismi orientano i moduli in base ai raggi solari solo nella fascia centrale della giornata, e invertono il tracciamento a ridosso dell'alba e del tramonto. La posizione notturna di un campo fotovoltaico con *backtracking* è con i pannelli perfettamente orizzontali rispetto al piano campagna. Dopo l'alba, il disassamento dell'ortogonale dei moduli rispetto ai raggi solari viene progressivamente ridotto via via che le ombre lo permettono. Prima del tramonto viene eseguita una analoga procedura, ma in senso contrario, riportando i moduli del campo fotovoltaico in posizione orizzontale per il periodo notturno.

Per garantire la massima efficienza del sistema, i trackers sono stati posizionati con un angolo di azimuth rispetto al sud pari a 0°.

Il range di tracking, pari a  $120^\circ (\pm 60^\circ)$ , rappresenta, alla latitudine del sito, il migliore orientamento possibile.

La distanza tra gli assi dei trackers, pari ad 8,00 metri, è stata determinata in funzione degli ingombri massimi dei moduli fotovoltaici su di essi montati e degli algoritmi di tracking utilizzati, e garantisce la quasi totale assenza di ombreggiamento reciproco.

I trackers si presentano, inoltre, disposti tutti allo stesso passo e con identici azimuth, eliminando così il “fastidio” visivo che si avrebbe con una disposizione meno regolare.

La distanza fra i filari è stata calcolata in modo da non dar luogo a fenomeni di ombreggiamento, tenendo presente che una corretta spaziatura delle file non accetta ombre su alcun punto dei moduli tra le ore centrali della giornata (10:00 ÷ 14:00).

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è stata ricavata utilizzando i dati riportati nella Norma UNI 10349.

I calcoli della radiazione solare ricevuta dalle superfici radianti sono stati effettuati mediante le formule riportate nella Norma UNI 8477 che utilizzano i valori giornalieri medi mensili della radiazione solare diretta e diffusa sul piano orizzontale forniti dalla Norma UNI 10349.

Il guadagno energetico preventivato si ottiene calcolando l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico.

Nell'impianto in esame tale energia è stata stimata in 130.000.000 kWh, derivante da 163.670 moduli che occupano una superficie di 359.175,12 mq.

## **8.2. Il dimensionamento elettrico**

La tensione della sezione in corrente continua di ogni generatore fotovoltaico è stata scelta in funzione della sua tipologia e dei componenti in esso utilizzati, tenendo conto delle diverse definizioni di tensione c.c. di un impianto fotovoltaico, e tenendo conto inoltre:

- dei dispositivi da collegare al generatore fotovoltaico;
- delle correnti per le quali esso è stato dimensionato;
- dei limiti di sicurezza.

Il primo componente di cui tenere conto nella scelta della tensione è il modulo fotovoltaico.

I moduli scelti sono caratterizzati da una tensione massima ammessa per il sistema in cui essi vengono inseriti (C.E.I. EN 50380), dichiarata dal costruttore e certificata, pari a 1500 V.

Essendo i generatori fotovoltaici collegati ad un inverter, la tensione del sistema è stata scelta all'interno della finestra di tensione c.c. d'ingresso ammessa dall'inverter.

Nel dimensionamento si è tenuto conto delle variazioni di tensione di funzionamento e di tensione a vuoto del generatore fotovoltaico al variare dell'irraggiamento e della temperatura di funzionamento.

Il range di tensione d'ingresso degli inverters scelti varia tra 600 V e 1500V.

Un aspetto rilevante dal punto di vista della sicurezza è l'impossibilità pratica di porre fuori tensione il generatore fotovoltaico alla presenza di luce solare.

Dal punto di vista elettrico, il campo fotovoltaico sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra, adottando le possibili soluzioni previste dalla Norma C.E.I. 64-8.

Nella configurazione delle stringhe le caratteristiche elettriche delle stesse (incluso corrente di cortocircuito, tensione a vuoto, corrente e tensione alla massima potenza) sono identiche.

Questa precauzione da un canto migliora le prestazioni del generatore e dall'altro consente che, in caso di guasto, la sostituzione dei moduli con moduli dello stesso tipo non comporti variazioni delle caratteristiche elettriche delle stringhe.

In particolare, per massimizzare la produzione d'energia, le stringhe saranno identiche per:

- tipo di modulo;
- classe di corrente del modulo;
- esposizione dei moduli;
- numero di moduli in serie.

Ciascuna stringa sarà singolarmente sezionabile, al fine di poter effettuare verifiche di funzionamento e manutenzioni senza dover porre fuori servizio l'intero generatore fotovoltaico cui appartiene.

Ciascuna coppia di stringhe facente capo ad un ingresso MPPT dell'inverter di stringa sarà provvista di un dispositivo di protezione per sovracorrente (sezionatore automatico CC), al fine di evitare che, in seguito a ombreggiamento o guasti, una stringa divenga passiva, assorbendo e dissipando con danno la potenza elettrica generata dalle altre stringhe connesse in parallelo.

In relazione all'esposizione alle sovratensioni indotte di origine atmosferica ogni inverter di stringa sarà dotato di dispositivi di protezione contro le sovratensioni, adatti a circuiti in C.C.

Infine, saranno realizzati due anelli per ciascuna stringa di moduli, nei quali la corrente circoli in senso opposto, cioè due spire nelle quali le sovratensioni indotte da scariche atmosferiche si compensino parzialmente, riducendo quindi il valore risultante ai terminali della stringa.

### **8.3. Il dimensionamento meccanico**

Per il fissaggio dei trackers sarà realizzata una struttura metallica sostenuta da pali infissi nel terreno, sulla quale i moduli saranno fissati a profili trasversali in file di 2 disposte in verticale.

Il materiale impiegato per le strutture sarà l'acciaio inox o l'acciaio zincato a caldo.

Le strutture di sostegno saranno tali da resistere alle seguenti sollecitazioni di carico:

- carichi permanenti:
  - o peso strutture: dipendente dalle dimensioni e dai materiali costituenti i profilati e la bulloneria;
  - o peso moduli: fornito dal costruttore;
- sovraccarichi:
  - o carico da neve: uniformemente distribuito, agisce in direzione verticale ed è riferito alla proiezione orizzontale della superficie del generatore fotovoltaico; dipende dal valore di riferimento del carico di neve al suolo (funzione della zona e dell'altitudine), dal coefficiente di forma (tiene conto della forma della struttura);
  - o spinta del vento: la cui direzione si considera di regola orizzontale, ed esercita sulle strutture usuali forze che sono convenzionalmente ricondotte ad azioni statiche equivalenti che si traducono in pressioni o depressioni agenti normalmente alle superfici degli elementi che compongono la struttura; viene trascurata l'azione tangente del vento, in considerazione del basso coefficiente di attrito delle superfici in questione; tali pressioni dipendono dalla pressione cinetica di riferimento (funzione della zona e dell'altitudine), dal coefficiente di esposizione (dipende dall'altezza della struttura dal suolo, dalla rugosità e topografia del terreno, dall'esposizione del sito), dal coefficiente di forma (tiene conto della forma della struttura) e dal coefficiente dinamico (dipende dalla forma e dalle dimensioni della struttura);
- variazioni termiche: lo scarto di temperatura rispetto a quella iniziale di riferimento; per le strutture in acciaio esposte deve essere previsto +25 °C; in prima approssimazione le variazioni termiche possono essere trascurate;

- effetti sismici sulla struttura: generalmente, date le modestissime masse ed altezza in gioco, il carico del vento risulta dimensionante rispetto a quello da sisma.

Le “Norme Tecniche per le Costruzioni” stabiliscono valori e criteri per carichi permanenti, carichi d’esercizio, sovraccarico neve e azioni termiche e sismiche.

Le verifiche delle strutture di sostegno di impianti fotovoltaici vanno effettuate combinando le precedenti condizioni di carico nel modo più sfavorevole al fine di ottenere le sollecitazioni più gravose per la struttura e per la superficie su cui viene appoggiata.

Tali combinazioni sono sostanzialmente ricondotte a:

- vento ribaltante + peso moduli e strutture;
- vento stabilizzante + neve + peso moduli e strutture.

In particolare, la prima combinazione sarà utilizzata per effettuare la verifica al ribaltamento della struttura mentre la seconda combinazione verrà presa in considerazione per verificare i vari elementi della struttura e il sovraccarico sulla superficie di appoggio.

Il valore del coefficiente di sicurezza per la verifica al ribaltamento della struttura viene solitamente adottato pari a 1,5 (valore pratico conforme alla regola dell’arte) mentre per le verifiche di resistenza sono da assumersi le resistenze di calcolo dei materiali.

Il manifestarsi di azioni corrosive di tipo galvanico è altamente improbabile.

I sostegni scelti sono elementi tubolari piegati a freddo (profili ad omega) che consentono di disporre i moduli secondo la giacitura desiderata.

Tali strutture si compongono di due parti principali:

- l’insieme dei profili a cui i moduli sono direttamente avvitati, chiamato telaio portamoduli;
- la struttura che si interfaccia con il terreno che viene chiamato castello.

Ogni struttura portante metallica sarà collegata all’impianto di terra con un conduttore costituito da una treccia in rame nudo di sezione 35 mmq.

Per quanto riguarda il dimensionamento meccanico dei moduli fotovoltaici ognuno di essi è certificato per resistere a pressioni del vento dell’ordine di 2.400 Pascal ed a carichi neve di 5.400 Pascal, pressoché irraggiungibili nel sito in esame.

## **9. TOPOGRAFIA, GEOLOGIA E IDROLOGIA**

Circa la topografia dell'area di intervento si è già riferito al § 3.2 della presente relazione.

Si ricorda qui brevemente che il sito ricade tra le coordinate Est 698760 ÷ 700619 e tra le coordinate Nord 4482155 ÷ 4483700 riferite al sistema di riferimento UTM WGS84 33N - ETRS89.

L'area è pressoché pianeggiante, con quote s.l.m. variabili tra i 22m ed i 60m, e con pendenze variabili tra lo 0% ed il 2%.

La principale via di comunicazione nell'intorno dell'area è rappresentata dalla S.S. 7 dalla quale la si raggiunge percorrendo per circa 1,0 Km la strada vicinale "San Giovanni".

Il confine nord dell'area è rappresentato da un vecchio tronco ferroviario ormai dimesso; i confini ovest e sud sono invece rappresentati quasi per intero dalla strada vicinale "San Giovanni", mentre ad est l'area confina con privati.

Quasi completamente inglobata nell'area in esame è un presidio della M.M., di cui faceva parte l'area stessa sino alla sua dismissione (cfr. § 3.1).

Le pendenze naturali del terreno, come detto piuttosto modeste, individuano una linea di displuvio orientata in direzione Sudest – Nordovest.

A tagliare pressoché in due parti uguali l'area in esame vi è una strada sterrata esistente, che si estende dalla vicinale San Giovanni al tronco ferroviario dismesso correndo in direzione nord – sud che sarà mantenuta, previa risagomatura della sezione, a servizio dell'impianto.

Dal punto di vista geologico, rimandando per più dettagliate informazioni alla Relazione Geologica, l'area di studio è caratterizzata, dalla presenza di formazioni sedimentarie di deposizione in ambiente prevalentemente marino.

E' possibile distinguere le seguenti formazioni geologiche affioranti (dal più antico al più recente):

- Depositi alluvionali recenti o attuali (Olocene);
- Depositi Marini Terrazzati (Pleistocene Medio – Superiore);
- Argille Subappennine (Pleistocene Inferiore con passaggi al Pliocene Superiore);
- Calcareniti di Gravina (Pliocene Superiore con passaggi al Pleistocene Inferiore);
- Calcarea di Altamura (Cretaceo: attribuibili al Senoniano – Turoniano).

In particolare l'area di studio dal punto di vista geologico è caratterizzata, in affioramento, dalla presenza di depositi marini sedimentari la cui età varia dal cretaceo superiore (Calcere di Altamura) al Pleistocene Superiore (Depositoli Marini Terrazzati).

Dal punto di vista geomorfologico, sempre rimandando per più dettagliate informazioni alla Relazione Geologica, l'area si trova in un'area sub pianeggiante che degrada dolcemente verso ovest in direzione del Mar Piccolo.

Nell'area di studio non si evidenziano fenomeni gravitativi che interessano la roccia o gli strati superficiali del suolo.

Il sito in studio non ricade in nessuna area tipizzata a pericolosità geomorfologica (P.G1, P.G2, P.G3), determinata dall'Autorità di Bacino con Delibera del C.I. del 30.11.2004, che ha approvato l'adozione del Piano Stralcio di Assetto Idrogeologico e delle relative misure di salvaguardia.

Sotto il profilo morfologico, la zona di studio presenta una debole pendenza verso ovest e nord - ovest con valori attorno o inferiori a 2 - 3 %.

Sul sito in studio non vi sono corsi d'acqua o impluvi di un certo interesse.

Sono presenti due impluvi, uno di maggiori dimensioni (Canale Cicena) che si pone a circa 350 metri a nord del sito e l'altro che si ubica a circa 250 metri a ovest del sito.

Dal rilevamento geologico di superficie non si è evinto la presenza di cavità carsiche nel sottosuolo.

Ad ogni modo, date le condizioni geologiche del sito, non è possibile escludere la loro presenza.

Analizzando la cartografia del P.U.T.T./P della Regione Puglia (ormai non più in vigore ma sempre utile per ricavare ulteriori informazioni) riguardo all'area in oggetto, si nota che nell'estremo ovest del sito dovrebbe rinvenirsi un ciglio di scarpata, mentre delle ripe fluviali si ubicano a est del sito.

In realtà da un attento rilevamento geologico in campagna, si può notare che almeno il ciglio di scarpata non esiste, in quanto non solo non si nota un netto salto di quota, ma le pendenze sono addirittura inferiori anche al 3 %.

La Ripa fluviale, invece si pone ad una distanza di circa 200 metri dal lato est del sito in studio, quindi non coinvolge direttamente il lotto.

Nella parte nord del lotto, in zona centrale vi è una cava spenta di calcare.

Dal punto di vista idrologico, rimandando ancora per più dettagliate informazioni alla Relazione Geologica, l'idrologia superficiale è rappresentata da un importante corso d'acqua denominato Canale Cicena che scorre a nord del sito ad una distanza di circa 350 metri.

Il corso d'acqua è alimentato soprattutto dalle acque di scorrimento meteoriche, e in misura secondaria dal drenaggio delle falde acquifere superficiali effimere che sono presenti nella parte alta del suo bacino imbrifero.

Un altro modesto corso d'acqua scorre a circa 250 metri a est del sito, ed è alimentato dalle acque meteoriche.

È da escludere che l'area in studio possa essere interessata da fenomeni di esondazioni dal corso d'acqua a causa della elevata distanza e dalla differenza di quota.

Il sito in studio non ricade in nessuna area tipizzata a pericolosità idraulica (A.P., M.P. e B.P.), determinata dall'Autorità di Bacino con Delibera del C.I. del 30.11.2004, che ha approvato l'adozione del Piano Stralcio di Assetto Idrogeologico e delle relative misure di salvaguardia.

Non vi è la presenza di nessuna falda acquifera superficiale a causa della presenza negli strati superficiali di rocce permeabili, e del fatto che nel sottosuolo non si identifica un orizzonte impermeabile che possa trattenere le acque nella parte superiore.

Si rinviene, anche una ricca falda di base confinata nei Calcari di Altamura.

Questa falda si trova ad una pressione maggiore di quell'atmosferica, a causa della copertura argillosa sovrastante, ed è alimentata dalle acque meteoriche che cadono sui rilievi posti a nord.

La piezometrica si stabilizza ad una profondità di circa 4 metri s.l.m.(cfr. P.T.A. BU.RP. 102/2007).

L'acquifero calcareo è caratterizzato da una circolazione di acqua, che avviene lungo le fratture createsi per sforzi meccanici e per fenomeni di dissoluzione chimica.

La base dell'acquifero non è definita, ed è data da una zona di transizione, in cui si ha il passaggio tra le acque relativamente dolci della parte superiore (1,5 ÷ 2,5 g/l) a quelle salate di intrusione marina (37 g/l).

## **10. PAESAGGIO E AMBIENTE**

Si fanno ora brevi cenni alle caratteristiche paesaggistiche ed ambientali del sito, peraltro altrove già richiamate nella presente relazione, rimandando alle specifiche relazioni per informazioni più dettagliate.

Come noto il P.P.T.R., per la descrizione dei caratteri del paesaggio, definisce tre strutture, a loro volta articolate in componenti ciascuna delle quali soggetta a specifica disciplina:

- a) Struttura idrogeomorfologica
  - Componenti geomorfologiche
  - Componenti idrologiche
- b) Struttura ecosistemica e ambientale
  - Componenti botanico-vegetazionali
  - Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici
- c) Struttura antropica e storico-culturale
  - Componenti culturali e insediative
  - Componenti dei valori percettivi

Questa articolazione fa riferimento a elementi rappresentativi dei caratteri strutturanti la forma del territorio e dei suoi contenuti paesistici e storico - culturali, al fine di verificare la compatibilità delle trasformazioni proposte.

La articolazione corrisponde a specifiche elaborazioni di Piano che si basano sulla suddivisione e perimetrazione del territorio regionale nei sistemi delle aree omogenee per i caratteri costitutivi fondamentali delle strutture paesistiche; sulla individuazione e classificazione delle componenti paesistiche costitutive della struttura territoriale con riguardo alla specificità del contesto regionale; sulla definizione e regolamentazione degli interventi e opere aventi carattere di rilevante trasformazione territoriale interessanti una o più aree omogenee.

Nell'ambito di ciascuna componente il Piano individua e delimita i beni paesaggistici di cui all'art. 134 del Codice, nonché ulteriori contesti a norma dell'art. 143 co. 1 lett. e) del Codice e ne detta rispettivamente le specifiche prescrizioni d'uso e le misure di salvaguardia e utilizzazione.

I beni paesaggistici nella regione Puglia comprendono:

- i beni tutelati ai sensi dell'art. 134, comma 1, lettera a) del Codice, ovvero gli “immobili ed aree di notevole interesse pubblico” come individuati dall'art. 136 dello stesso Codice;

- i beni tutelati ai sensi dell'art. 142, comma 1, del Codice, ovvero le “aree tutelate per legge”:
  - territori costieri;
  - territori contermini ai laghi;
  - fiumi, torrenti, corsi d'acqua iscritti negli elenchi delle acque pubbliche;
  - parchi e riserve;
  - boschi;
  - zone gravate da usi civici;
  - zone umide Ramsar;
  - zone di interesse archeologico.

Gli ulteriori contesti, come definiti dall'art. 7, comma 7, delle N.T.A. del P.P.T.R., sono individuati e disciplinati ai sensi dell'art. 143, comma 1, lett. e), del Codice e sottoposti a specifiche misure di salvaguardia e di utilizzazione necessarie per assicurarne la conservazione, la riqualificazione e la valorizzazione.

Gli ulteriori contesti individuati dal PPTR sono:

- reticolo idrografico di connessione della Rete Ecologica Regionale;
- sorgenti;
- aree soggette a vincolo idrogeologico;
- versanti;
- lame e gravine;
- doline;
- grotte;
- geositi;
- inghiottitoi;
- cordoni dunari;
- aree umide;
- prati e pascoli naturali;
- formazioni arbustive in evoluzione naturale;
- siti di rilevanza naturalistica;
- area di rispetto dei boschi;
- area di rispetto dei parchi e delle riserve regionali;
- città consolidata;
- testimonianze della stratificazione insediativa;

- area di rispetto delle componenti culturali e insediative;
- paesaggi rurali;
- strade a valenza paesaggistica;
- strade panoramiche;
- luoghi panoramici;
- coni visuali.

Ebbene, come è facile rilevare dagli Elaborati Grafici nn. 3 e 7, all'interno dell'area di intervento sono presenti esclusivamente gli U.C.P. "Prati e pascoli naturali" delle Componenti Botanico-Vegetazionali.

Al di là delle evidenze cartografiche, le campagne *in situ* che sono state effettuate in diversi momenti e con diverse finalità hanno evidenziato l'assoluta assenza, nell'area e nel suo immediato intorno, di ulteriori elementi di pregio di qualsivoglia natura, salvo la presenza di alcuni ulivi monumentali in percentuale molto bassa rispetto al numero totale di ulivi presenti sulla particella n. 714.

In conclusione si può affermare con sicurezza che l'area di intervento ed il suo intorno non presentano caratteri del paesaggio rurale di particolare pregio, data anche la pesante presenza dell'attività umana (come già detto la zona si presenta fortemente antropizzata e la visione panoramica dell'orizzonte da un qualunque punto dell'area evidenzia la presenza anche massiccia dell'attività umana).

Come noto, con R.R. n. 24 del 30.12.2010 sono state introdotte le Linee Guida regionali per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Esse Linee Guida individuano le c.d. "Aree non idonee" all'installazione di impianti alimentati da F.E.R., ai sensi dell'art. 17 e della lettera f) dell'Allegato 3 del D.M.S.E. 10.09.2010, definendo finalmente in maniera compiuta ed inequivoca quali aree del territorio regionale siano non idonee all'installazione di impianti da F.E.R.

Si è proceduto alla verifica dell'assenza di vincoli, ex R.R. n. 24 del 30.12.2010, alla realizzazione del progetto (cfr. elaborato n. 3).

Ebbene, come sopra già accennato, l'unica interferenza riguarda l'area buffer di una Segnalazione della Carta dei Beni individuata con codice sito TA000319 – Cripta presso Masseria San Giovanni; si tratta di un'interferenza, questa, che riguarda una piccolissima area in corrispondenza del confine sudovest del compendio e che, comunque, non influisce sul progetto in quanto ricompresa nell'area già vincolata da P.P.T.R.

Dal punto di vista delle caratteristiche ambientali c'è solo da ribadire quanto esposto altrove: l'area di intervento **non rientra** in S.I.C., Z.P.S., I.B.A. e “RETE NATURA 2000”, né in Riserve e Parchi Naturali Statali e Regionali, né, infine, in Zone di ripopolamento e cattura (Cfr. Elaborato Grafico n. 3).

Inoltre la biodiversità e la naturalità dell'area sono piuttosto basse, con flora e fauna, stanziale e migratoria, di scarsa importanza per la conservazione.

Peraltro le interferenze che l'intervento produrrà sulla componente naturalistica, sugli aspetti relativi alla degradazione del suolo e sul paesaggio sono trascurabili e mitigabili e non sono tali da innescare processi di degrado o impoverimento complessivo dell'ecosistema, tenendo conto dello stato dei luoghi e del fatto che il progetto non interesserà le aree interessate dai sopra esposti U.C.P. “Prati e pascoli naturali”.

Di contro si è fatto più volte riferimento ai benefici a breve, medio e lungo termine che certamente l'intervento produrrà: a breve, saranno sottratte alla discarica abusiva aree potenzialmente aggredibili; a medio, si eviterà il consumo di combustibili fossili e l'immissione in atmosfera di gas con effetto serra per la produzione di una equivalente quantità di energia; a lungo, il valore economico dell'area risulterà fortemente aumentato; il mancato utilizzo per attività estrattive eviterà un ulteriore squarcio nel territorio; si contribuirà, seppure in maniera marginale, alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento energetico della Nazione.

## **11. APPROVVIGIONAMENTO, RECUPERO E SMALTIMENTO DEI MATERIALI**

Punto di partenza per la definizione di quanto trattato in questo paragrafo è l'analisi dei materiali necessari per la realizzazione e dei rifiuti prodotti durante tutte le fasi di cantiere.

Anche qui il dato fondamentale è stato la natura del sito: se ne ribadisce la natura rocciosa già dagli strati superficiali, con rocce affioranti anche di notevole compattezza.

Tenuto conto di ciò si può certamente affermare che gran parte dei materiali necessari per la realizzazione delle opere di natura edile e stradale sarà fornito dalla stessa area d'intervento: laddove saranno realizzate le strade interne che, ricordiamo, saranno in macadam all'acqua, sarà sufficiente scavare non l'intero cassonetto profondo 40 cm ma solo la parte necessaria per disporre lo strato di usura, in pietrischetto cilindrato; il quale pietrischetto sarà ottenuto previa frantumazione *in situ* del materiale asportato.

Anche per la esecuzione delle trincee in cui stendere i cavidotti la situazione sarà la stessa, salvo che, in questo caso la sabbia necessaria per l'incavallottamento richiederà certamente il ricorso a cave di prestito.

Infine anche per la posa dei manufatti prefabbricati sarà sufficiente asportare il materiale superficiale fino alla profondità di posa necessaria, non essendo richiesto alcun getto di calcestruzzo integrativo.

Da una preliminare valutazione del bilancio tra materiali rivenienti dagli scavi e materiali recuperati e riutilizzati nell'ambito del cantiere risulta uno sbilancio in eccesso dei primi: l'eccedenza sarà impiegata per colmare la piccola cava spenta presente sul sito, cui si è già accennato.

Degli inerti necessari per l'interramento dei cavidotti ci si approvvigionerà, invece, in una cava presente nelle vicinanze, sulla S.P. San Giorgio Jonico – Pulsano.

I rifiuti non inerti che si produrranno durante la fase di cantiere (essenzialmente imballaggi e sfridi di cavi, cavidotti e materiale metallico) saranno raccolti dalla stessa azienda che si occuperà della relativa fornitura e da queste avviate in discarica autorizzata: sarà richiesta, per la liquidazione dei relativi oneri, la documentazione comprovante il corretto smaltimento.

Stessa cosa dicasi per i rifiuti che saranno prodotti in fase di manutenzione dell'impianto e, importantissimo, in fase di dismissione dell'impianto.

## **12. RETI ESTERNE ALL'IMPIANTO: ADEGUATEZZA PER LA REALIZZAZIONE ED INTERFERENZE AEREE E SOTTERRANEE**

Per la tipologia di impianto di che trattasi va, essenzialmente, verificata la presenza e l'adeguatezza di tre tipi di rete:

- rete stradale, necessaria per la realizzazione dell'impianto e per le esigenze connesse al suo esercizio, gestione e manutenzione;
- rete di trasmissione dell'energia, necessaria per la immissione dell'energia prodotta ed, eventualmente, per l'approvvigionamento legato al funzionamento dei servizi ausiliari;
- rete di telecomunicazioni, necessaria per il telecontrollo del corretto funzionamento dell'impianto in fase di esercizio e per la segnalazione a distanza di eventuali effrazioni.

Per quanto riguarda la rete stradale nessun problema né necessità di adeguamento pone quella esistente: come detto l'area è raggiungibile, principalmente, dalla S.S. 7, strada di primaria importanza e di sezione trasversale più che adeguata al transito dei mezzi necessari (peraltro nemmeno di particolare ingombro) alla realizzazione dell'impianto; da questa, in prossimità della Z.I. di San Giorgio Jonico, è possibile impegnare la vicinale San Giovanni, anch'essa con caratteristiche e sezione sufficiente al transito dei suddetti mezzi.

L'accesso all'area potrà avvenire anche percorrendo la vicinale "Serro", alla periferia est del Comune di San Giorgio Jonico, se ve ne fosse la necessità.

La presenza della strada interna all'area e che la divide in due e di cui si è detto altrove permetterà, infine, un agevole accesso all'area in attesa che venga realizzata la viabilità interna.

In definitiva la rete viaria esistente risulta idonea per quantità e qualità alle esigenze connesse in tutte le fasi di vita dell'impianto, dalla cantierizzazione alla dismissione.

Per quanto riguarda la rete di trasmissione dell'energia, invece, la scelta della localizzazione dell'impianto è stata certamente dettata dalla vicinanza a diverse linee aeree a 150 kV esistenti: ciò consentirà di economizzare al massimo non solo sui costi di connessione ma anche sulle opere necessarie alla connessione, dalla costruzione della stazione utente alla costruzione della nuova linea A.T. a 150 kV, che avrà sviluppo ridottissimo come confermato dalla Soluzione Tecnica Minima Generale (S.T.M.G.) redatta da ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A.

Infatti la S.T.M.G. prevede il collegamento in antenna a 150 kV della nuova stazione utente con la esistente Cabina Primaria denominata "San Giorgio Jonico".

La soluzione proposta da ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A. prevede che l'arrivo in Cabina Primaria avvenga tramite linea aerea mentre la soluzione proposta, e che sarà discussa in sede di Tavolo Tecnico, prevede l'arrivo tramite cavo interrato (della lunghezza di soli 120 metri): questa soluzione consentirà di evitare la costruzione di nuovi elettrodotti molto più impattanti.

Queste eccellenti condizioni, oltre a consentire costi estremamente bassi per la connessione soprattutto se rapportati alla potenza nominale dell'impianto, consentiranno di eseguire le opere strettamente necessarie senza creare interferenze (né aeree né interrate) con altre reti esistenti, in quanto le nuove linee interrate si svilupperanno parte sull'area di intervento stessa, parte su via pubblica; parte, ancora (giusto i tratti terminali ed il collegamento tra stazione utente e Cabina Primaria) in aree agricole non interessate dalla presenza di importante viabilità o di edifici interessati da notevole affollamento o dalla prolungata presenza di persone.

Per quanto riguarda, infine, la presenza della rete di telecomunicazioni pur non essendo stato possibile rilevarne nell'intorno dell'area la presenza fisica (linee o ripetitori) è stata tuttavia verificata l'ottima copertura del segnale di tutti i principali gestori del servizio di telefonia mobile (TIM; WIND; H3G; VODAFONE).

### 13. CRONOPROGRAMMA

Si riporta di seguito il cronoprogramma indicativo dei tempi necessari all'entrata in esercizio dell'impianto, desunto dalle prescrizioni normative relativamente al rilascio delle autorizzazioni necessarie; dal Codice di Rete ENEL DISTRIBUZIONE e dalla organizzazione aziendale del Proponente relativamente alla realizzazione delle opere e degli impianti di pertinenza della Committenza.

La tempistica prevista potrà subire variazioni in funzione del verificarsi di eventi non prevedibili (ritardo nel rilascio delle autorizzazioni; difficoltà nell'approvvigionamento dei materiali; ritardi nell'esecuzione delle opere di pertinenza di ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A.).

N.B. Nel cronoprogramma a seguire si è ipotizzato che il progetto venga sottoposto a V.I.A., mentre si esperirà prima la procedura di Verifica di Assoggettabilità a V.I.A., in quanto si ritiene che il progetto possa non essere assoggettato a V.I.A.

Conseguentemente le fasi successive potrebbero subire ritardi o anticipazioni.

#### I Progettisti

Ing. Francesco FRASCELLA



Ing. Fernando TRAMONTE



