



PROPONENTE:

HEPV17 S.R.L.
via Alto Adige, 160/A - 38121 Trento (TN)
hepv17srl@legalmail.it

MANAGEMENT:

EHM.Solar

EHM.SOLAR S.R.L.
Via della Rena, 20 39100 Bolzano - Italy
tel. +39 0461 1732700
fax. +39 0461 1732799
info@ehm.solar

c.fiscale, p.iva e R.I. 03033000211

NOME COMMESSA:

**COSTRUZIONE ED ESERCIZIO
IMPIANTO AGROVOLTAICO AVENTE POTENZA
NOMINALE PARI A 40.000 kW E POTENZA MODULI PARI
A 51.176,580 kWp, CON RELATIVO COLLEGAMENTO
ALLA RETE ELETTRICA, SITO IN LATIANO (BR) AL FG.24
PART.N.1-2-6-7-8-9-11-58-59 IMPIANTO SV01**

STATO DI AVANZAMENTO COMMESSA:

PROGETTO DEFINITIVO PER AUTORIZZAZIONE UNICA

CODICE COMMESSA:

HE.19.0024

PROGETTAZIONE INGEGNERISTICA:

Heliopolis



Galleria Passarella, 1 20122 Milano - Italy
tel. +39 02 37905900
via Alto Adige, 160/A 38121 Trento - Italy
tel. +39 0461 1732700
fax. +39 0461 1732799

www.heliopolis.eu
info@heliopolis.eu

c.fiscale, p.iva e R.I. Milano 08345510963

PROGETTISTA:



COLLABORATORE:

STUDI PEDO-AGRONOMICI

Dott. Agr. Matteo Sorrenti

STUDI FAUNISTICI

Dott. Nat. Maria Grazia Fraccalvieri

CONSULENZA LEGALE

STUDIO LEGALE PATRUNO
Via Argiro, 33 Bari
t.f. +39 080 8693336



AMBIENTE IDRAULICA STRUTTURE

Dott. Ing. Orazio Tricarico
Via della Resistenza, 48/B1 - 70125 Bari (BA)
t. +39 080 3219948
info@atechsril.net www.atechsril.net



STUDIO DI CONSULENZA ARCHEOLOGICA

via Piave, 21- 73059 Ugento (LE)
t. 0833 554843
info@archeostudio.com www.archeostudio.com

RILIEVI TOPOGRAFICI

STUDIO TECNICO FATO
via Sele, 16 - 72012 Carovigno (BR)

RILIEVI TOPOGRAFICI E STUDI GEOLOGICI

GEOSECURE Geological & Geophysical Services
Via Tuscolana, 1003 - 00174 Roma (RM) SEDE LEGALE
Via Barcellona, 18 - 86021 Bojano (CB) SEDE OPERATIVA
t.+ 39 0874783120 info@geosecure.it

OGGETTO:

RELAZIONE TECNICA

SCALA:

-

NOME FILE:

NW2WAM0_RelazioneTecnica

DATA:

OTTOBRE 2021

TAVOLA:

DGG.RE02

N. REV.	DATA	REVISIONE
0	10.2021	Emissione

ELABORATO

O.Tricarico

VERIFICATO

responsabile commessa
A.Albuzzi

VALIDATO

direttore tecnico
N.Zuech

Progetto	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGROVOLTAICO E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI LATIANO (BR)				
Regione	Puglia				
Comune	Latiano (BR)				
Proponente	HEPV17 s.r.l. Sede Legale via Alto Adige, 160/A 38121 Trento (TN)				
Redazione SIA	ATECH S.R.L. – Società di Ingegneria e Servizi di Ingegneria Sede Legale Via della Resistenza 48 70125 Bari (BA)				
Documento	Relazione Tecnica				
Revisione	00				
Emissione	Ottobre 2021				
Redatto	B.B. - M.G.F. – ed altri (vedi sotto)	Verificato	A.A.	Approvato	O.T.
Redatto: Gruppo di lavoro	Ing. Alessandro Antezza Arch. Berardina Boccuzzi Ing. Alessandrina Ester Calabrese Arch. Claudia Cascella Geol. Anna Castro Arch. Valentina De Paolis Dott. Naturalista Maria Grazia Fracalvieri Ing. Emanuela Palazzotto Ing. Orazio Tricarico				
Verificato:	Ing. Alessandro Antezza (Socio di Atech srl)				
Approvato:	Ing. Orazio Tricarico (Amministratore Unico e Direttore Tecnico di Atech srl)				

Questo rapporto è stato preparato da Atech Srl secondo le modalità concordate con il Cliente, ed esercitando il proprio giudizio professionale sulla base delle conoscenze disponibili, utilizzando personale di adeguata competenza, prestando la massima cura e l'attenzione possibili in funzione delle risorse umane e finanziarie allocate al progetto.

Il quadro di riferimento per la redazione del presente documento è definito al momento e alle condizioni in cui il servizio è fornito e pertanto non potrà essere valutato secondo standard applicabili in momenti successivi. Le stime dei costi, le raccomandazioni e le opinioni presentate in questo rapporto sono fornite sulla base della nostra esperienza e del nostro giudizio professionale e non costituiscono garanzie e/o certificazioni. Atech Srl non fornisce altre garanzie, esplicite o implicite, rispetto ai propri servizi.

Questo rapporto è destinato ad uso esclusivo di HEPV17 S.r.l., Atech Srl non si assume responsabilità alcuna nei confronti di terzi a cui venga consegnato, in tutto o in parte, questo rapporto, ad esclusione dei casi in cui la diffusione a terzi sia stata preliminarmente concordata formalmente con Atech Srl.

I terzi sopra citati che utilizzino per qualsivoglia scopo i contenuti di questo rapporto lo fanno a loro esclusivo rischio e pericolo.

Atech Srl non si assume alcuna responsabilità nei confronti del Cliente e nei confronti di terzi in relazione a qualsiasi elemento non incluso nello scopo del lavoro preventivamente concordato con il Cliente stesso.



1. PREMESSA	4
2. IL SITO	6
2.1. DESCRIZIONE DEL SITO	6
2.2. ANALISI DEI VINCOLI	9
3. FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI	12
3.1. L'ENERGIA SOLARE IN ITALIA	14
3.2. L'ENERGIA SOLARE IN PUGLIA	15
3.3. STIMA DI PRODUZIONE CON PVSYSY	19
3.4. CARBON FOOTPRINT E COSTO ENERGETICO DEL FOTOVOLTAICO	25
3.5. VANTAGGI AMBIENTALI	26
3.6. VANTAGGI SOCIO-ECONOMICI	27
4. IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	28
4.1. SCHEDA IDENTIFICATIVA DELL'IMPIANTO	28
4.2. DESCRIZIONE GENERALE	28
4.2.1. <i>COMPONENTI PRINCIPALI</i>	<i>30</i>
4.2.1.1. <i>Generatore fotovoltaico</i>	<i>31</i>
4.2.1.1. <i>Architettura del Generatore fotovoltaico</i>	<i>33</i>
4.2.1.2. <i>Moduli fotovoltaici</i>	<i>36</i>
4.2.1.3. <i>Strutture di sostegno pannelli fotovoltaici</i>	<i>38</i>
4.2.1.1. <i>Inverter</i>	<i>40</i>
4.2.1.2. <i>Collegamento alla stazione Terna 380/150kV</i>	<i>41</i>
4.2.2. <i>VIABILITÀ INTERNA</i>	<i>42</i>
4.2.1. <i>RECINZIONE PERIMETRALE E MITIGAZIONE VISIVA</i>	<i>43</i>
4.2.2. <i>ILLUMINAZIONE PERIMETRALE</i>	<i>44</i>
4.2.1. <i>SISTEMI AUSILIARI</i>	<i>45</i>
4.2.2. <i>MANUTENZIONE</i>	<i>45</i>
4.2.3. <i>LAVAGGIO DEI MODULI FOTOVOLTAICI</i>	<i>45</i>
4.2.4. <i>CONTROLLO DELLE PIANTE INFESTANTI</i>	<i>45</i>
5. FASE DI CANTIERE.....	47
6. FASE DI ESERCIZIO.....	47



7. FASI DI DISMISSIONE	48
7.1. RIMOZIONE DEI PANNELLI FOTOVOLTAICI	49
7.2. RIMOZIONE DELLE STRUTTURE DI SOSTEGNO	49
7.3. IMPIANTO E APPARECCHIATURE ELETTRICHE	50
7.4. LOCALI PREFABBRICATI, CABINE DI TRASFORMAZIONE E CABINA DI IMPIANTO	50
7.5. RECINZIONE AREA	50
7.6. VIABILITÀ INTERNA	51
7.7. DETTAGLI RIGUARDANTI LO SMALTIMENTO DEI COMPONENTI	51
7.8. COMPUTO METRICO INDICATIVO DEI LAVORI DI SMANTELLAMENTO DELL'IMPIANTO	51
8. ANALISI DELLE POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE DELL'INTERVENTO A LIVELLO LOCALE	53
8.1. IMPATTO OCCUPAZIONALE	53
8.2. SENSIBILIZZAZIONE DELLA POPOLAZIONE	55
9. ELENCO DELLE AUTORIZZAZIONI, INTESE, CONCESSIONI, LICENZE, PARERI, NULLA OSTA E ASSENSI.....	56
10. CERTIFICAZIONE DI IMPRESA	60



1. PREMESSA

Il presente documento costituisce il **Relazione Tecnica**, avente in oggetto la **realizzazione di un impianto di generazione energetica alimentato da Fonti Rinnovabili e nello specifico da fonte solare**.

La società proponente è la **HEPV17 s.r.l.**, con sede legale in via Alto Adige, 160/A - 38121 Trento (TN), C.F./P.I. 02550470229.

Il progetto prevede la realizzazione di un **impianto agrovoltaiico avente potenza nominale pari a 40.000 kW e potenza moduli pari a 51.176,580 kWp con relativo collegamento alla rete elettrica, da ubicarsi nel territorio comunale di Latiano (BR)**.

In realtà il presente intervento consiste in un **progetto integrato** di un **impianto agro-ovi-fotovoltaico** in quanto rientra in un intervento più vasto, esteso su un'area di circa 83 ettari (tutti ricadenti in agro di Latiano), occupati sia dall'impianto fotovoltaico che da un progetto di **agricoltura biologica**, con **aree dedicate all'apicoltura** e a **diversi tipi di colture**, tra cui le **colture cerealicole dedicate all'alimentazione animale** ed **aree dedicate al pascolo**, come descritto in seguito.

Si precisa sin da subito che il progetto è da intendersi integrato e unico, quindi la società proponente si impegna a realizzarlo per intero nelle parti su descritte.

La società proponente si occuperà direttamente della gestione della parte relativa all'impianto fotovoltaico e concederà alla società agricola "Cooperativa Agricola Latianese" la gestione della parte agricola e di allevamento.

Allo scopo di fornire evidenza **della effettiva realizzazione del progetto nella sua interezza**, la società **HEPV17 s.r.l.** si impegna, in caso di esito favorevole della procedura autorizzativa, a rispettare i contenuti del Piano di Monitoraggio Ambientale (allegato alla presente), nell'ambito del quale si darà evidenza alle autorità competenti dell'effettivo andamento del progetto, con la consegna di report (descrittivi e fotografici) con i risultati di:

- ☺ producibilità di energia da fonte fotovoltaica;
- ☺ stato e consistenza delle colture agricole;
- ☺ stato e consistenza dell'allevamento di ovini;
- ☺ prodotti conseguiti dalla pratica agricola e allevamento;
- ☺ messa in atto delle misure di mitigazione previste in progetto;



☺ evoluzione del territorio rispetto alla situazione *ante operam*.

L'impianto fotovoltaico si inserisce nel quadro istituzionale di cui al *D.Lgs 29 dicembre 2003, n. 387 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità"* le cui finalità sono:

- promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario;
- promuovere misure per il perseguimento degli obiettivi indicativi nazionali;
- concorrere alla creazione delle basi per un futuro quadro comunitario in materia;
- favorire lo sviluppo di impianti di microgenerazione elettrica alimentati da fonti rinnovabili, in particolare per gli impieghi agricoli e per le aree montane.

La società proponente, e con essa chi scrive, è convinta della validità della proposta formulata e della sua compatibilità ambientale del progetto integrato, e pertanto vede nella redazione del presente documento e degli approfondimenti ad esso allegati un'occasione per approfondire le tematiche specifiche delle opere che si andranno a realizzare.



2. IL SITO

2.1. Descrizione del sito

Il sito interessato alla realizzazione dell'impianto si sviluppa nel territorio del **Comune di Latiano (BR)**, ed è raggiungibile attraverso la strada provinciale SP46 da ovest o dalla SS7 da est per contrada Cazzato.

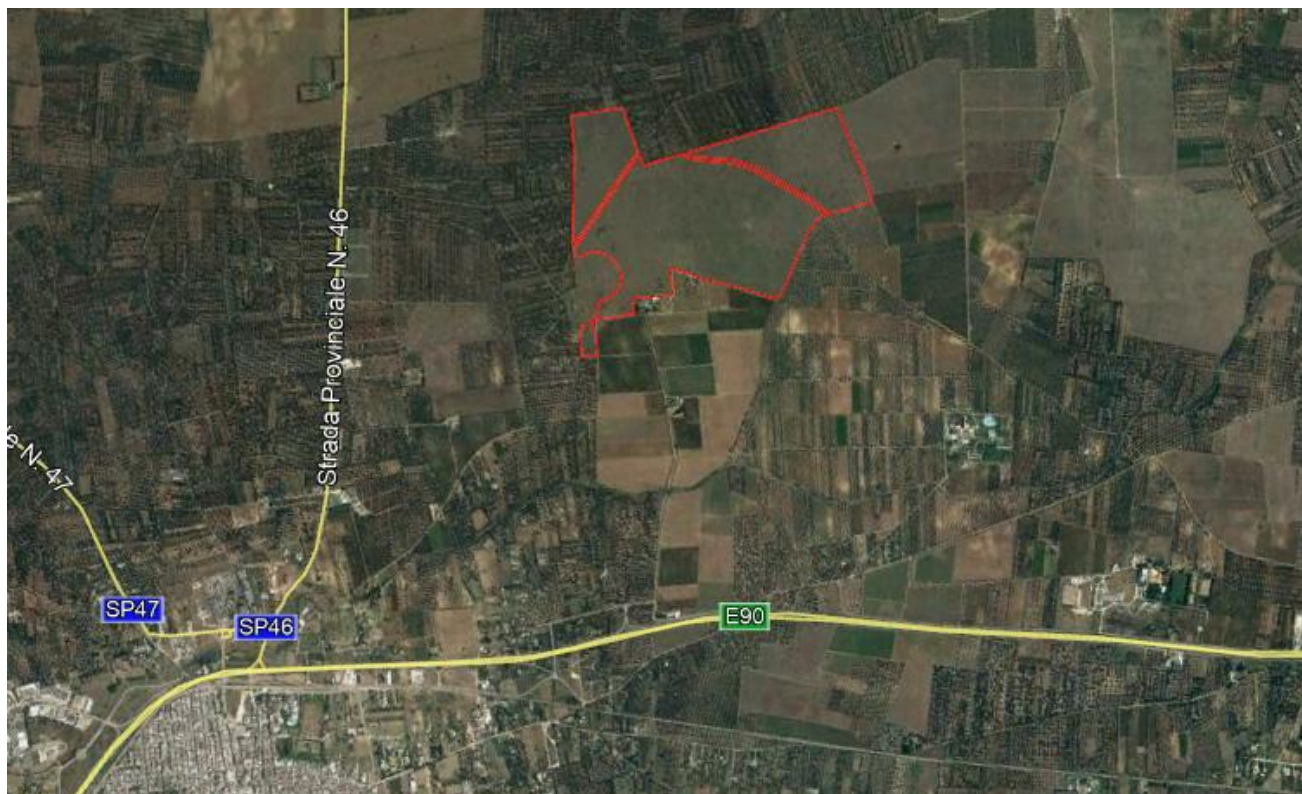


Fig. 2-1: Localizzazione dell'impianto rispetto alle strade circostanti- Fonte Google Earth

Il sito nel suo complesso si trova a una distanza di circa 2 chilometri in linea d'aria dal centro di Latiano (BR) e a circa 6 e 8 chilometri dal centro di Mesagne (BR) e San Vito dei Normanni (BR).

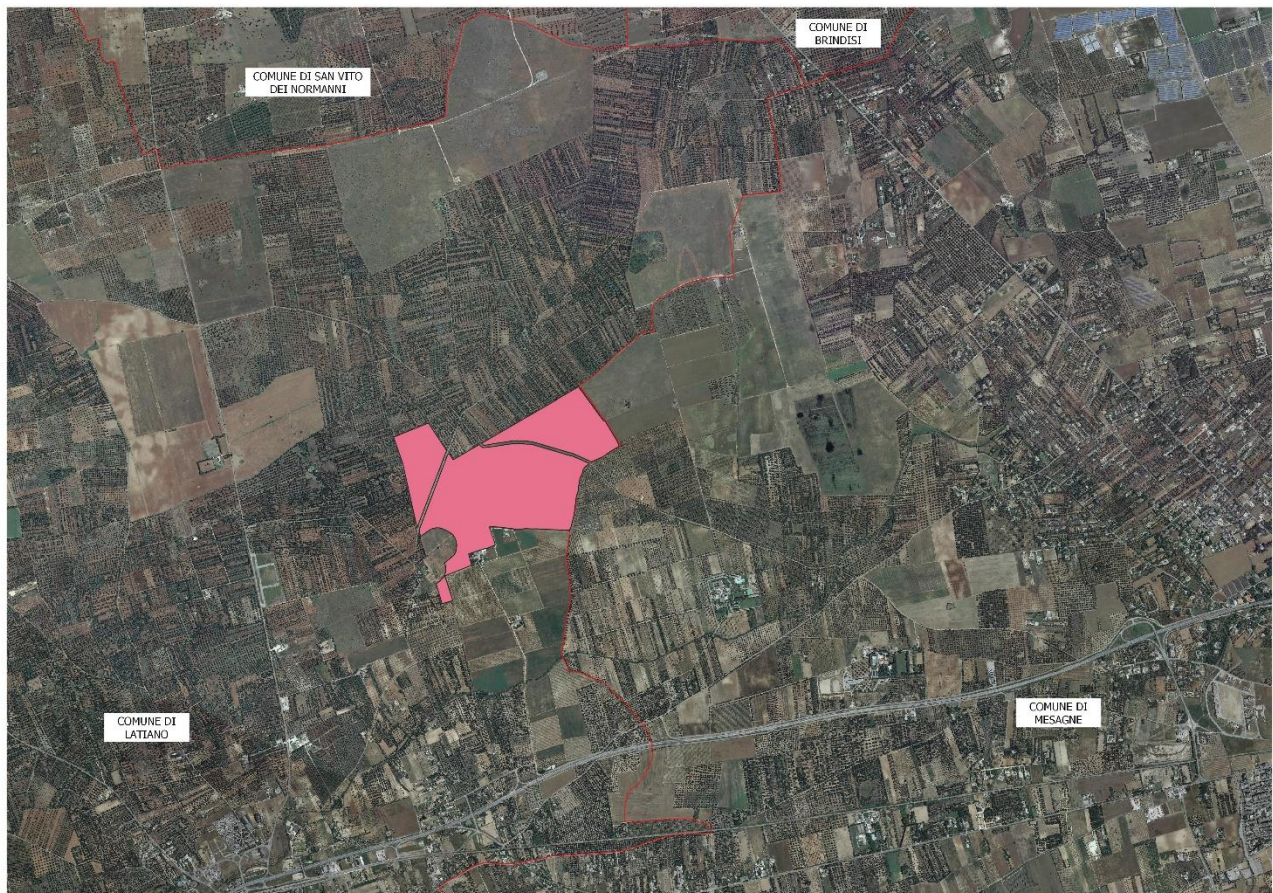


Figure 2-2: Inquadramento territoriale del layout di progetto

Per quanto riguarda l'inquadramento catastale delle opere, il layout dell'impianto fotovoltaico interesserà il territorio comunale del Comune di Latiano (BR).

L'intero progetto ricade nel Catasto Terreni ai seguenti fogli e particelle:

FOGLIO	PARTICELLA
24	1
24	2
24	6
24	6
24	7
24	8
24	9
24	11
24	58
24	59

L'area in oggetto si trova ad un'altitudine media di m 60 s.l.m. e le coordinate geografiche sono le seguenti:



40°34'44.86"N
17°44'16.24"E

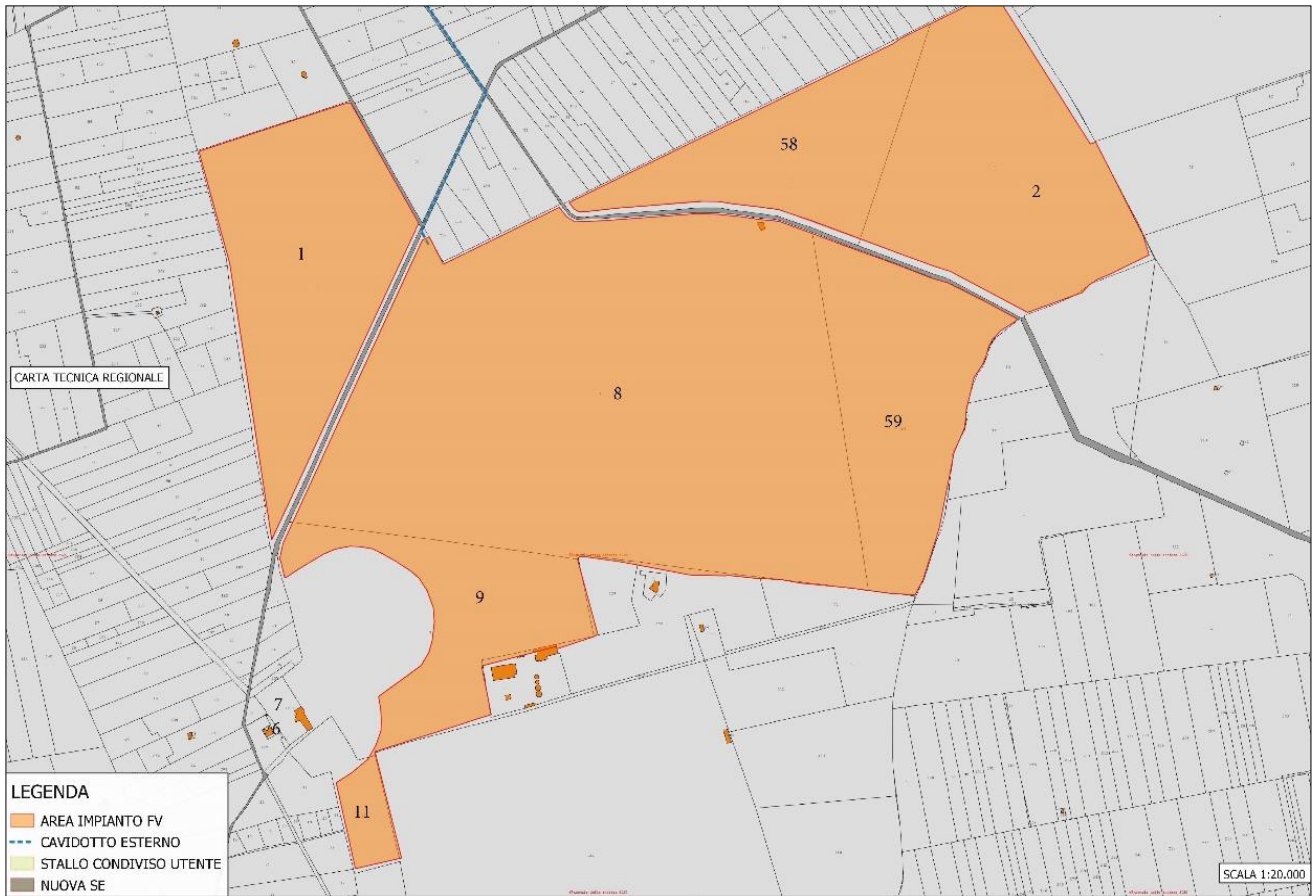


Figura 2-1: Inquadramento su base catastale

L'impianto agrovoltaiico individuato con il codice di rintracciabilità dell'ente distributore 201901538 con potenza massima in immissione pari a 40.000 kW verrà allacciato alla Rete di Distribuzione in antenna a 150 kV sulla sezione 150 kV di una nuova Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150 kV da inserire in entra-esce alla linea 380 kV "Brindisi – Taranto N2".



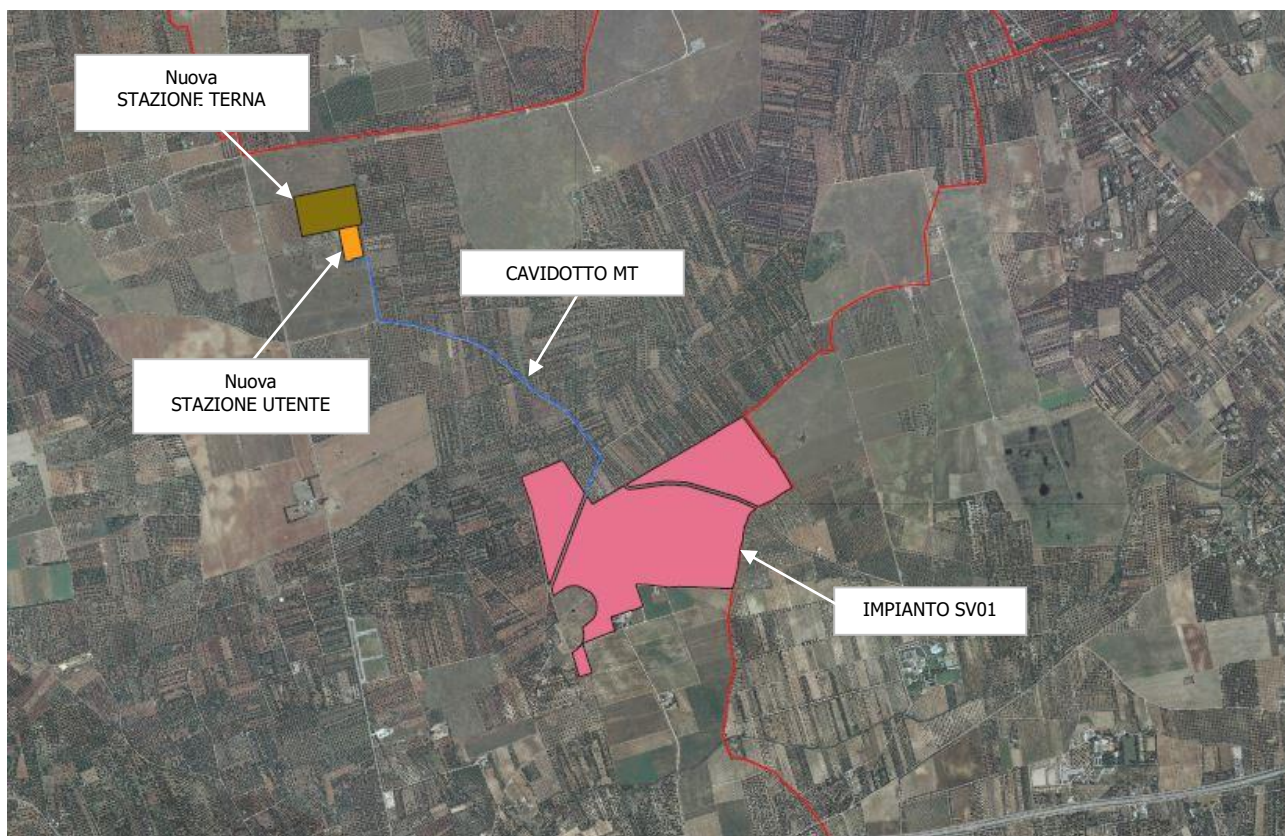


Fig. 2-3: Inquadramento dell'impianto su Ortofoto

2.2. Analisi dei vincoli

Il Proponente preliminarmente alla progettazione dell'impianto fotovoltaico, si è preoccupato di verificare la compatibilità della scelta localizzativa con le Aree non Idonee, così come individuate dal **Regolamento Regionale 24/2010**, Regolamento attuativo del *Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010*, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili".

La sovrapposizione del layout di impianto con la cartografia disponibile delle suddette aree, ha rivelato la piena coerenza dell'impianto con le perimetrazioni a vincolo esistenti.

Attraverso le suddette Linee guida, sono stati analizzati tutti gli strumenti di programmazione e valutata la coerenza del progetto (per quanto riguarda l'area occupata dai pannelli ed opere annesse) rispetto ai vincoli presenti sul territorio di interesse, secondo lo stesso ordine individuato nel Regolamento 24/2010 e di seguito riportato:



Aree non idonee all'installazione di FER ai sensi delle Linee Guida, art. 17 e allegato 3, lettera F	Status dell'area in esame
Aree naturali protette nazionali	<i>Non presente</i>
Aree naturali protette regionali	<i>Non presente</i>
Zone umide Ramsar	<i>Non presente</i>
Siti di importanza Comunitaria	<i>Non presente</i>
ZPS	<i>Non presente</i>
IBA	<i>Non presente</i>
Altre aree ai fini della conservazione della biodiversità	<i>Non presente</i>
Siti Unesco	<i>Non presente</i>
Beni Culturali	<i>Non presente</i>
Immobili e aree dichiarate di notevole interesse pubblico	<i>Non presente</i>
Aree tutelate per legge	<i>Non presente</i>
Aree a pericolosità idraulica e geomorfologica	<i>Non presente</i>
Piano Urbanistico Territoriale Tematico per il Paesaggio	<i>Non presente</i>
Area Edificabile urbana	<i>Non presente</i>
Segnalazione carta dei beni con buffer	<i>Non presente</i>
Coni visuali	<i>Non presente</i>
Grotte	<i>Non presente</i>
Lame e gravine	<i>Non presente</i>
Versanti	<i>Non presente</i>
Aree agricole interessate da produzioni agro-alimentati di qualità	<i>Non presente</i>

Come si evince dalla tabella riassuntiva sopra riportata, l'intervento non interferisce con aree ritenute non idonee ad ospitare lo stesso.

Del resto le stesse Linee Guida, all'art. 17.1 e successivamente nell' Allegato 3, sottolineano come l'individuazione di aree e siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti, venga effettuata da Regioni e Province autonome al fine di **accelerare l'iter autorizzativo alla costruzione e all'esercizio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili**.

La stessa "Strategia Energetica Nazionale" del Ministero dello Sviluppo Economico, tra gli obiettivi principali da perseguire nei prossimi anni nel settore energetico al fine di favorire uno sviluppo economico sostenibile del Paese, suggerisce di "attivare forme di coordinamento tra Stato e Regioni in materia di funzioni legislative e tra Stato, Regioni ed Enti Locali per quelle amministrative, con l'obiettivo di offrire una significativa semplificazione e accelerazione delle procedure autorizzative".

L'inidoneità delle singole aree o tipologie di aree è definita tenendo conto degli specifici valori dell'ambiente, del paesaggio, del patrimonio storico e artistico, delle tradizioni agroalimentari locali, della biodiversità e del paesaggio rurale. Inoltre l'Allegato 3 specifica che l'individuazione di tali aree deve essere basata esclusivamente su criteri tecnici oggettivi legati alle caratteristiche intrinseche del territorio e del sito.

Pertanto, si comprende come l'intervento sia inserito in un'area idonea alla sua realizzazione.



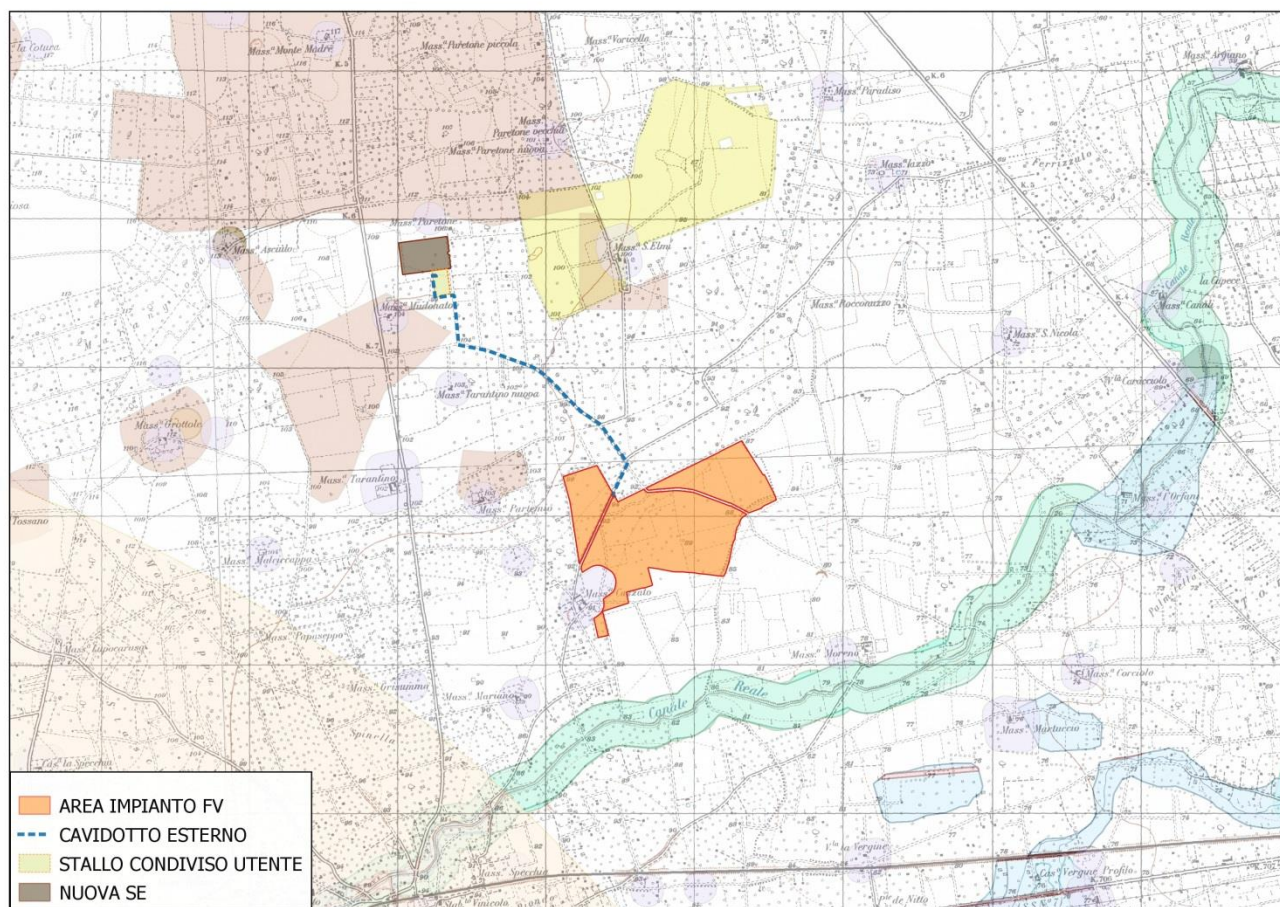


Figura 2-2: Perimetro impianto sovrapposto ad Aree non idonee [fonte: SIT Puglia]

3. FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

Le “fonti rinnovabili” di energia sono così definite perché, a differenza dei combustibili fossili e nucleari destinati ad esaurirsi in un tempo definito, possono essere considerate inesauribili.

Sono fonti rinnovabili l'energia solare e quelle che da essa derivano, l'energia eolica, idraulica, delle biomasse, delle onde e delle correnti, ma anche l'energia geotermica, l'energia dissipata sulle coste dalle maree ed i rifiuti industriali e urbani.

La transizione verso basse emissioni di carbonio intende creare un settore energetico sostenibile che stimoli la crescita, l'innovazione e l'occupazione, migliorando, nel contempo, la qualità della vita, offrendo una scelta più ampia, rafforzando i diritti dei consumatori e, in ultima analisi, permettendo alle famiglie di risparmiare sulle bollette.

Un approccio razionalizzato e coordinato dell'UE garantisce un impatto per tutto il continente nella lotta contro i cambiamenti climatici. Per ridurre le emissioni di gas a effetto serra prodotte dall'Europa e soddisfare gli impegni assunti nell'ambito dell'accordo di Parigi sono essenziali iniziative volte a promuovere le energie rinnovabili e migliorare l'efficienza energetica.

La direttiva originale sulle energie rinnovabili (2009/28/CE) stabilisce una politica generale per la produzione e la promozione di energia da fonti rinnovabili nell'UE. Richiede che l'UE soddisfi almeno il 20% del suo fabbisogno energetico totale con le rinnovabili entro il 2020, da realizzarsi attraverso il raggiungimento di singoli obiettivi nazionali. Tutti i paesi dell'UE devono inoltre garantire che almeno il 10% dei loro carburanti per il trasporto provenga da fonti rinnovabili entro il 2020.

Nel dicembre 2018 è entrata in vigore la direttiva riveduta sulle energie rinnovabili 2018/2001/UE, come parte del pacchetto Energia pulita per tutti gli europei, volto a mantenere l'UE un leader globale nelle energie rinnovabili e, più in generale, aiutare l'UE a soddisfare i suoi impegni di riduzione delle emissioni previsti dall'accordo di Parigi.

La nuova direttiva stabilisce un nuovo obiettivo vincolante per l'energia rinnovabile per l'UE per il 2030 di almeno il 32%, con una clausola per una possibile revisione al rialzo entro il 2023.

In base al nuovo regolamento sulla *governance*, che fa anche parte del pacchetto Energia pulita per tutti gli europei, i paesi dell'UE sono tenuti a redigere piani nazionali per l'energia e il clima (NECP) decennali per il 2021-2030, delineando il modo in cui faranno fronte ai nuovi obiettivi del 2030 per le energie rinnovabili e per l'efficienza energetica. Gli Stati membri dovevano presentare un progetto di NECP entro il 31 dicembre 2018 e dovrebbero essere pronti a presentare i piani definitivi alla Commissione europea entro il 31 dicembre 2019.

La maggior parte degli altri nuovi elementi della nuova direttiva devono essere recepiti negli Stati membri dalla legislazione nazionale entro il 30 giugno 2021.





Finalmente, dunque, l'Unione energetica europea dispone di un quadro normativo aggiornato in grado di dare certezza degli investitori e con cui è stato introdotto un meccanismo di cooperazione tra gli Stati membri, basato sulla solidarietà, per rispondere alle potenziali crisi energetiche. Gli Stati membri hanno investito in nuove infrastrutture intelligenti (anche transfrontaliere) e ad oggi 26 paesi UE – che rappresentano oltre il 90% del consumo di elettricità europeo e più di 400 milioni di persone – hanno accoppiato i loro mercati giornalieri dell'elettricità. Oltre al nuovo quadro legislativo, la Commissione Europea ha introdotto una serie di misure di sostegno per garantire che tutte le regioni e i cittadini possano beneficiare in egual misura della transizione energetica, ovvero il passaggio dall'utilizzo di fonti energetiche non rinnovabili a fonti rinnovabili.

Gli obiettivi riportati sono obiettivi minimi e non dei target massimi da raggiungere, perché l'obiettivo principe è il 100% rinnovabile.

Obiettivi che stante il trend degli ultimi anni, ricavabile anche da pubblicazioni specialistiche del GSE, dimostrano come in realtà siamo lontani dal raggiungimento anche dei valori minimi imposti. La sola installazione a tetto non permetterebbe di raggiungere questi obiettivi, pertanto una importante % di impianti è inevitabile che debba essere prevista a terra. Il progetto agrovoltaiico è stato infatti localizzato su aree prive di vincoli ed idonee all'installazione di impianti fotovoltaici a terra di grossa taglia.



3.1. L'energia solare in Italia

Secondo la Strategia Energetica Nazionale la fonte rinnovabile solare sarà uno dei pilastri su cui si reggerà la transizione energetica del nostro Paese, prevedendo il raggiungimento al 2030 di 70 TWh di energia elettrica da impianti fotovoltaici (+180% rispetto al 2017), ovvero il 39% dell'intera produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili (pari a 184 TWh). Questo ambizioso obiettivo, che sarà probabilmente rivisto al rialzo per effetto del nuovo target europeo del 32%, dovrebbe tradursi nella realizzazione di circa 35-40 GW di nuovi impianti e richiederà una crescita delle installazioni fotovoltaiche pari a oltre 3 GW/anno, un cambio di marcia totale rispetto ai ritmi ai quali si è assistito negli ultimi anni. In quest'ottica sarà fondamentale adottare quanto prima nuovi strumenti di policy che da un lato sostengano lo sviluppo di nuovi impianti e dall'altro mantengano in esercizio l'attuale parco impianti garantendone il mantenimento di elevati standard di performance, rivedendo l'attuale quadro normativo e regolatorio, che dovrà svilupparsi in modo tale da permettere il massimo sfruttamento del potenziale oggi disponibile.

Fra le misure più importanti, necessarie per avviare questo percorso, un ruolo rilevante lo ricopre il nuovo Decreto Ministeriale che regolerà lo sviluppo delle fonti rinnovabili (compresa quella solare) in Italia nel periodo 2018-2020 tramite meccanismi di registri e aste al ribasso (cd. DM FER 1).

L'installazione di nuovi impianti fotovoltaici dovrà riguardare non solo impianti utility scale, ma anche impianti di piccola/media dimensione presumibilmente in autoconsumo. Per tali installazioni sarà necessario monitorare lo sviluppo dei Sistemi Efficienti di Utenza (SEU) e adottare una chiara regolamentazione anche per i Sistemi di Distribuzione Chiusa (SDC). In un'ottica cost reflective l'implementazione del fotovoltaico in combinazione con lo storage permetterà anche il miglioramento dell'efficienza del sistema.

Sarà inoltre necessario implementare strumenti per valorizzare i siti attualmente in uso e promuovere gli interventi di repowering/revamping, semplificando ad esempio i relativi iter amministrativi, proseguendo nella corretta linea individuata dal GSE con l'approvazione delle procedure per gli interventi di manutenzione e ammodernamento tecnologico degli impianti fotovoltaici in esercizio.

Infine, molto importante sarà anche il contesto di mercato. Si dovrà completare un nuovo disegno, che garantisca una maggiore integrazione delle FER nel sistema elettrico, attraverso misure come la riduzione del timing tra programmazione e immissione in rete, l'estensione delle possibilità di aggregazione tra impianti e tra settori, la partecipazione delle fonti rinnovabili ai mercati dei servizi di dispacciamento e, ultimo ma non per importanza, la promozione dei contratti a lungo termine (PPA) che potranno garantire benefici sia all'offerta sia alla domanda in termini di stabilizzazione dei flussi e riduzione del rischio di investimento.



3.2. L'energia solare in Puglia

Al 31 dicembre 2019 gli impianti fotovoltaici installati in Italia risultavano 880.090.

Distribuzione regionale del numero degli impianti a fine 2019



Fonte: GSE Distribuzione Regionale della potenza a fine 2019

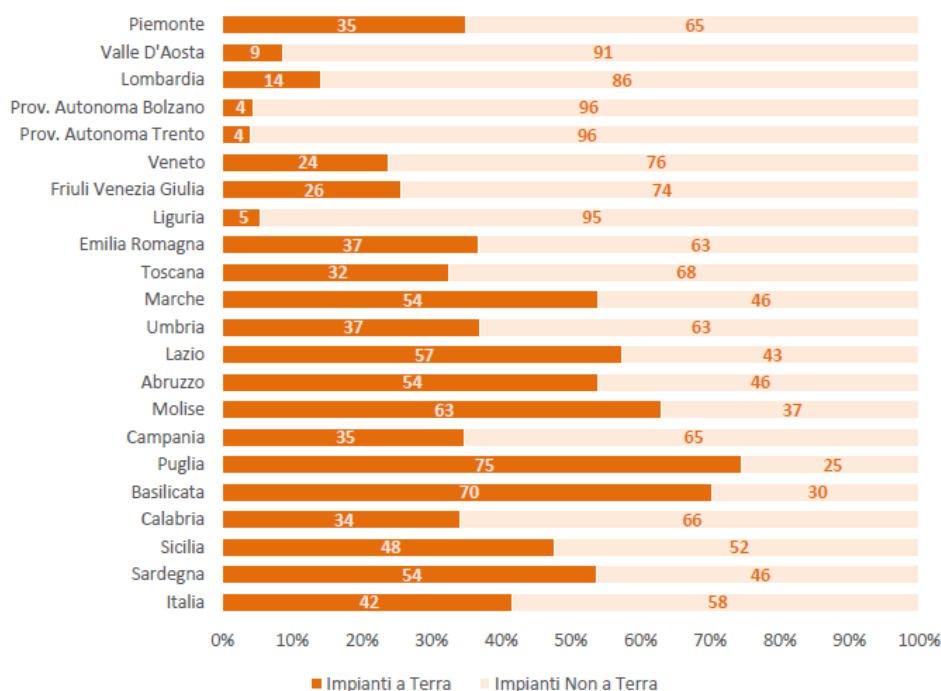
Le installazioni realizzate nel corso del 2019 non hanno provocato variazioni significative nella distribuzione regionale degli impianti, che rimane pressoché invariata rispetto all'anno precedente. A fine anno nelle regioni del Nord sono stati installati il 55% degli impianti complessivamente in esercizio in Italia, al Centro il 17% e al Sud il restante 28%. Le regioni con il maggior numero di impianti sono Lombardia, Veneto, Emilia Romagna, Piemonte e Lazio.



Tra le regioni italiane si rileva una notevole eterogeneità in termini di numerosità e potenza installata degli impianti fotovoltaici.

I 58.190 impianti fotovoltaici installati in Italia nel corso del 2019 (circa 10.000 in più rispetto all'analogo dato rilevato nel 2018) sono così distribuiti tra le ripartizioni territoriali: Nord 58,8%, Centro 17,1%, Sud 24,1%. Le concentrazioni maggiori si rilevano in Lombardia, Veneto, Emilia Romagna e Lazio.

Distribuzione dei pannelli fotovoltaici per collocazione nelle regioni a fine 2019



I fattori che determinano l'incidenza delle installazioni di impianti fotovoltaici a terra sono molteplici; tra questi la posizione geografica, le caratteristiche morfologiche del territorio, le condizioni climatiche, la disponibilità di aree idonee. Ne segue che la distribuzione della potenza installata dei pannelli fotovoltaici per collocazione, tra le diverse regioni, risulta molto eterogenea.

Relativamente a tale tematica la Regione Puglia si è dotata di uno strumento programmatico, il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR), adottato con Delibera di G.R. n.827 del 08-06-07, che contiene indirizzi e obiettivi strategici in campo energetico in un orizzonte temporale di dieci anni.

Il PEAR concorre pertanto a costituire il quadro di riferimento per i soggetti pubblici e privati che, in tale campo, hanno assunto ed assumono iniziative nel territorio della Regione Puglia.



Con Deliberazione della Giunta Regionale 28 marzo 2012, n. 602 sono state individuate le modalità operate per l'aggiornamento del Piano Energetico Ambientale Regionale affidando le attività ad una struttura tecnica costituita dai servizi Ecologia, Assetto del Territorio, Energia, Reti ed Infrastrutture materiali per lo sviluppo e Agricoltura.

Con medesima DGR la Giunta Regionale, in qualità di autorità procedente, ha demandato all'Assessorato alla Qualità dell'Ambiente, Servizio Ecologia – Autorità Ambientale, il coordinamento dei lavori per la redazione del documento di aggiornamento del PEAR e del Rapporto Ambientale finalizzato alla Valutazione Ambientale Strategica.

La revisione del PEAR è stata disposta anche dalla Legge Regionale n. 25 del 24 settembre 2012 che ha disciplinato agli artt. 2 e 3 le modalità per l'adeguamento e l'aggiornamento del Piano e ne ha previsto l'adozione da parte della Giunta Regionale e la successiva approvazione da parte del Consiglio Regionale.

La DGR n. 1181 del 27.05.2015 ha, in ultimo, disposto l'adozione del documento di aggiornamento del Piano nonché avviato le consultazioni della procedura di Valutazione Ambientale Strategica (VAS), ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.

La programmazione regionale in campo energetico costituisce un elemento strategico per il corretto sviluppo del territorio regionale e richiede un'attenta analisi per la valutazione degli impatti di carattere generale determinabili a seconda dei vari scenari programmatici. La presenza di un importante polo energetico basato sui combustibili tradizionali del carbone e del gasolio, lo sviluppo di iniziative finalizzate alla realizzazione di impianti turbogas, le potenzialità di sviluppo delle fonti energetiche alternative (biomasse) e rinnovabili (eolico e solare termico e fotovoltaico), le opportunità offerte dalla cogenerazione a servizio dei distretti industriali e lo sviluppo della ricerca in materia di nuove fonti energetiche (idrogeno), fanno sì che l'attenta analisi ambientale dei diversi scenari che si possono configurare attorno al tema energetico in Puglia, non risulta ulteriormente rinviabile.

Per far fronte alla richiesta sempre crescente di energia nel rispetto dell'ambiente e nell'ottica di uno sviluppo energetico che sia coscientemente sostenibile non si può evitare di far ricorso all'energia solare. Il primo aspetto da considerare è quello della disponibilità di energia. È noto che l'entità dell'energia solare che ogni giorno arriva sulla Terra è enorme ma, quello che interessa è l'energia o la potenza specifica cioè per unità di superficie captante. Ovviamente la situazione cambia notevolmente quando la radiazione solare arriva al livello del suolo a causa dell'assorbimento atmosferico, in funzione del tipo di atmosfera attraversata e del cammino percorso a seconda della posizione del sole ma resta il fatto che senza un sistema di captazione di tale energia (quali i pannelli fotovoltaici), essa andrebbe persa.



Ricapitolando, quindi, più in generale i motivi ed i criteri che hanno dettato le scelte in fase di progetto, sia relativamente alla localizzazione dell'impianto che in merito alla scelta della tecnologia costruttiva dei moduli e delle strutture, sono i seguenti:

- ☺ rispetto delle normative di buona tecnica vigenti (Best Available Practice);
- ☺ rispetto delle normative di settore e delle normative di pianificazione territoriale paesistica;
- ☺ conseguimento della massima economia di gestione e manutenzione degli impianti progettati;
- ☺ ottimizzazione del rapporto costi/benefici ed impiego di materiali e componenti di elevata qualità, efficienza e durata, facilmente reperibili sul mercato;
- ☺ riduzione delle perdite energetiche connesse al funzionamento dell'impianto, al fine di massimizzare la quantità di energia elettrica immessa in rete.



3.3. Stima di produzione con PVSYST

Project summary			
Geographical Site	Situation	Project settings	
Latiano SV01 PVGIS SARAH, COSMO or NSRDB 2005-2016 Italy	Lat. 40.58 °N Longitude 17.74 °E Altitude 81 m Time zone UTC+1	Albedo	0.20
Meteo data			
Latiano SV01 PVGIS SARAH, COSMO or NSRDB 2005-2016 PVGIS SARAH, COSMO or NSRDB 2005-2016 - Synthetic			

System summary			
Grid-Connected System	Tracking system with backtracking		
Simulation for year no 1			
PV Field Orientation	Near Shadings	User's needs	
Tracking plane, horizontal N-S axis Axis azimuth 0 °	According to strings Electrical effect 50 %	Unlimited load (grid)	
System information			
PV Array		Inverters	
Nb. of modules	112476 units	Nb. of units	13 units
Pnom total	51.18 MWp	Pnom total	40.00 MWac
		Pnom ratio	1.279

Results summary			
Produced Energy	95302 MWh/year	Specific production	1862 kWh/kWp/year
		Perf. Ratio PR	84.36 %

Table of contents	
Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	6
Loss diagram	7
Special graphs	8



General parameters

Grid-Connected System	Tracking system with backtracking		Models used	
PV Field Orientation	Backtracking strategy		Transposition Perez	
Orientation	Nb. of trackers	126 units	Diffuse Perez, Meteonom	
Tracking plane, horizontal N-S axis	Sizes		Circumsolar	separate
Axis azimuth 0 °	Tracker Spacing	5.50 m		
	Collector width	2.11 m		
	Ground Cov. Ratio (GCR)	38.4 %		
	Phi min / max	-/+ 60.0 °		
	Backtracking limit angle			
	Phi limits	+/- 67.1 °		
Horizon	Near Shadings		User's needs	
Free Horizon	According to strings		Unlimited load (grid)	
	Electrical effect	50 %		

PV Array Characteristics

Array #1 - INV 2.800		Inverter	
PV module		Manufacturer SMA	
Manufacturer	JA Solar	Model	Sunny Central 2800 UP (Preliminary)
Model	JAM72S20-455/MR_1stMarch2021	(Custom parameters definition)	
(Custom parameters definition)		Unit Nom. Power	2800 kWac
Unit Nom. Power	455 Wp	Number of inverters	10 units
Number of PV modules	79560 units	Total power	28000 kWac
Nominal (STC)	36.20 MWp	Operating voltage	921-1325 V
Modules	3060 Strings x 26 in series	Pnom ratio (DC:AC)	1.29
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	33.18 MWp		
U mpp	990 V		
I mpp	33497 A		
Array #2 - INV. 4.000		Inverter	
PV module		Manufacturer SMA	
Manufacturer	JA Solar	Model	Sunny Central 4000 UP
Model	JAM72S20-455/MR_1stMarch2021	(Custom parameters definition)	
(Custom parameters definition)		Unit Nom. Power	4000 kWac
Unit Nom. Power	455 Wp	Number of inverters	3 units
Number of PV modules	32916 units	Total power	12000 kWac
Nominal (STC)	14.98 MWp	Operating voltage	880-1325 V
Modules	1266 Strings x 26 in series	Pnom ratio (DC:AC)	1.25
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	13.73 MWp		
U mpp	990 V		
I mpp	13859 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	51177 kWp	Total power	40000 kWac
Total	112476 modules	Nb. of inverters	13 units
Module area	249902 m ²	Pnom ratio	1.28
Cell area	224484 m ²		



Array losses								
Array Soiling Losses			Thermal Loss factor			LID - Light Induced Degradation		
Loss Fraction	1.0 %		Module temperature according to irradiance			Loss Fraction	1.0 %	
			Uc (const)	29.0 W/m ² K				
			Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s				
Module Quality Loss			Module mismatch losses			Strings Mismatch loss		
Loss Fraction	-0.3 %		Loss Fraction	0.7 % at MPP		Loss Fraction	0.1 %	
Module average degradation								
Year no	1							
Loss factor	1 %/year							
Mismatch due to degradation								
Imp RMS dispersion	0.4 %/year							
Vmp RMS dispersion	0.4 %/year							
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.985	0.943	0.840	0.000

DC wiring losses			
Global wiring resistance	0.32 mΩ		
Loss Fraction	1.4 % at STC		
Array #1 - INV. 2.800		Array #2 - INV. 4.000	
Global array res.	0.46 mΩ	Global array res.	1.1 mΩ
Loss Fraction	1.4 % at STC	Loss Fraction	1.4 % at STC

System losses	
Auxiliaries loss	
Proportionnal to Power	4.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.	

AC wiring losses	
Inv. output line up to MV transfo	
Inverter voltage	630 Vac tri
Loss Fraction	0.6 % at STC
Inverters: Sunny Central 2800 UP (Preliminary), Sunny Central 4000 UP	
Wire section (13 Inv.)	Copper 13 x 3 x 5000 mm ²
Average wires length	165 m
MV line up to Injection	
MV Voltage	30 kV
Wires	Alu 3 x 2000 mm ²
Length	2600 m
Loss Fraction	0.2 % at STC



AC losses in transformers

MV transfo	
Grid Voltage	30 kV
Operating losses at STC	
Nominal power at STC (PNomac)	50049 kVA
Iron loss (24/24 Connexion)	100.10 kW
Loss Fraction	0.2 % at STC
Coils equivalent resistance	3 x 0.16 mΩ
Loss Fraction	2.0 % at STC

Main results

System Production

Produced Energy **95302 MWh/year**

Specific production **1862 kWh/kWp/year**

Performance Ratio PR **84.36 %**

Normalized productions (per installed kWp)

Lc: Collection Loss (PV-array losses) 0.66 kWh/kWp/day
 Ls: System Loss (inverter, ...) 0.25 kWh/kWp/day
 Yt: Produced useful energy (inverter output) 5.1 kWh/kWp/day

Performance Ratio PR

PR: Performance Ratio (Yt / Yr) : 0.844

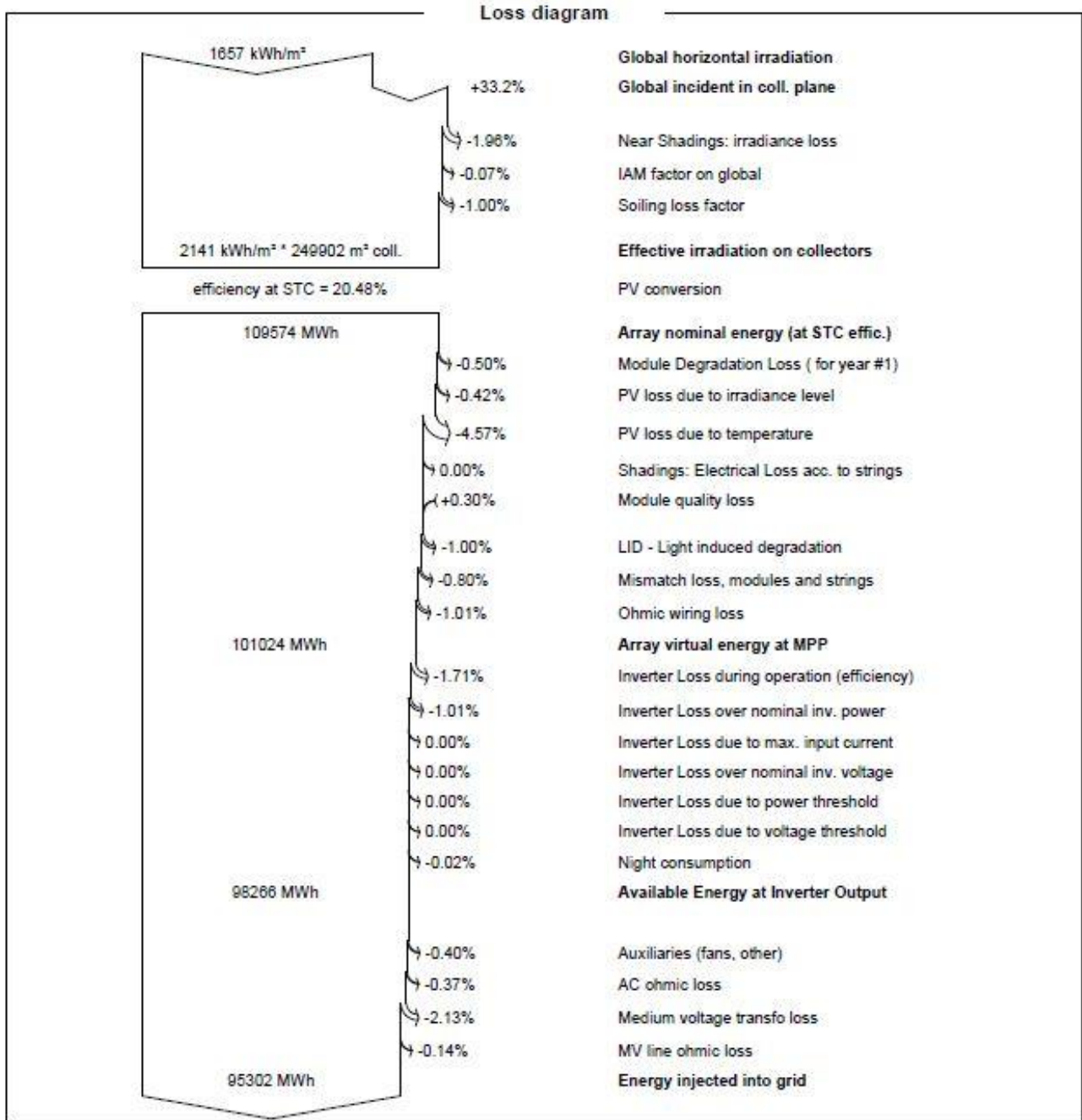
Balances and main results

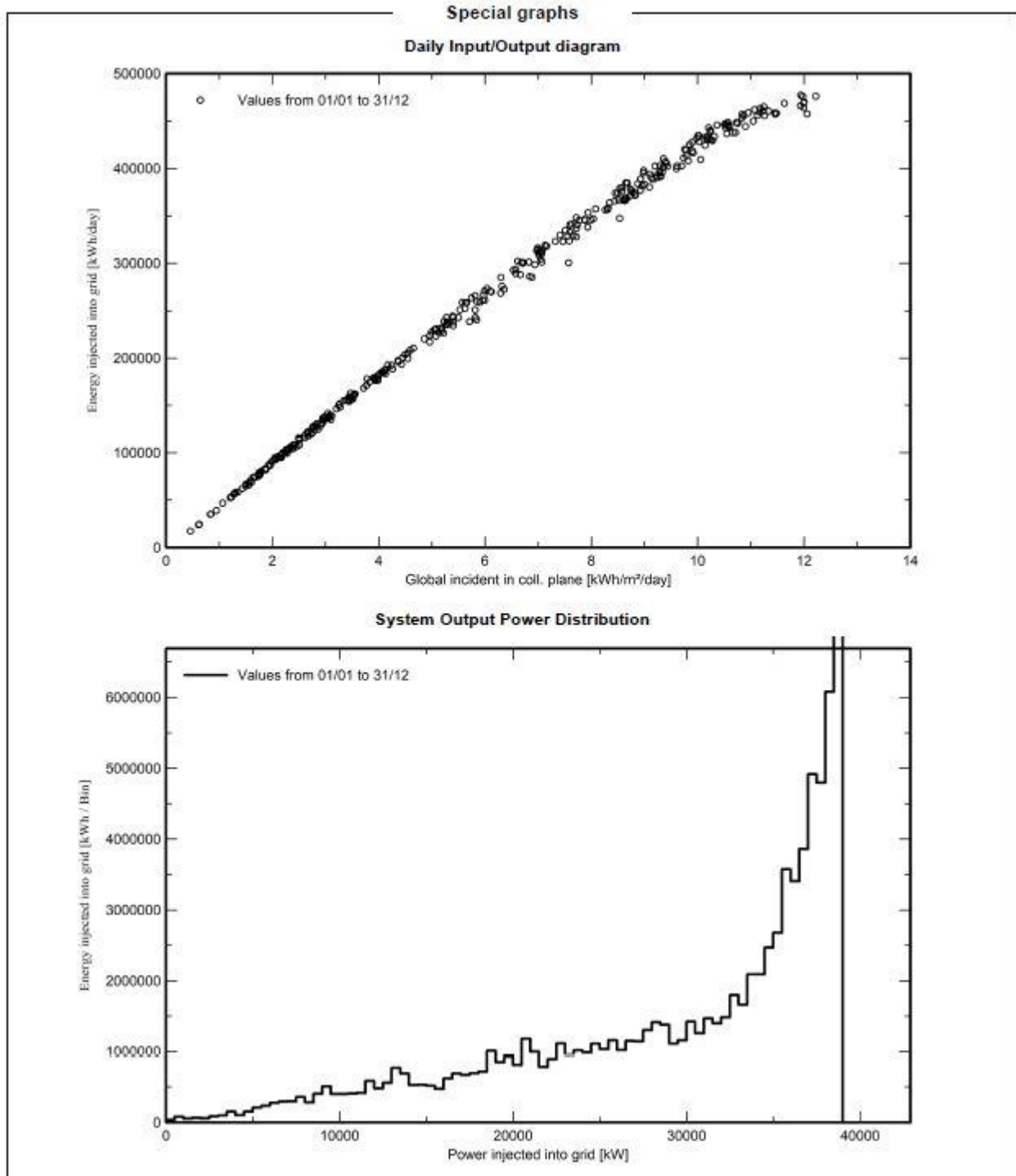
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	61.6	28.60	10.04	83.0	80.0	3977	3780	0.890
February	73.5	36.50	10.11	94.8	91.2	4503	4283	0.883
March	122.9	53.20	12.01	162.2	156.9	7666	7313	0.881
April	160.5	65.30	14.73	210.2	203.7	9739	9287	0.863
May	203.7	70.90	18.54	268.6	261.0	12043	11475	0.835
June	220.3	70.80	22.67	291.0	282.9	12762	12161	0.817
July	237.1	63.00	25.67	321.3	313.0	13907	13254	0.806
August	208.1	59.30	25.66	282.5	274.9	12564	11974	0.828
September	144.9	54.50	22.26	195.1	189.2	8848	8440	0.845
October	102.5	44.60	18.27	134.9	130.4	6239	5949	0.861
November	66.2	31.20	14.62	88.0	84.8	4142	3942	0.875
December	55.6	25.60	10.93	75.9	73.2	3629	3445	0.887
Year	1656.9	603.50	17.17	2207.5	2141.1	100018	95302	0.844

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		







L'installazione dell'impianto fotovoltaico permette di ridurre le emissioni di anidride carbonica per la produzione di elettricità; considerando un valore caratteristico della produzione termoelettrica italiana (fonte ISPRA) pari a circa 466 grammi di CO₂ emessa per ogni kWh prodotto (tecnologia anno 2016), si può stimare il quantitativo di emissioni evitate:



➤ Emissioni di CO₂ evitate in un anno: 39.022,84 tonnellate

3.4. Carbon footprint e costo energetico del fotovoltaico

È noto che la generazione di energia fotovoltaica è completamente esente da emissioni e che un impianto fotovoltaico ha una vita attesa anche di 30anni.

Oltre a queste informazioni è importante conoscere anche le emissioni di CO₂ e il consumo di energia nel ciclo di vita completo, dalla produzione al riciclo, in particolare per i pannelli fotovoltaici.

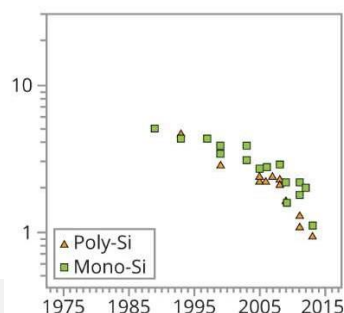
La fabbricazione implica l'utilizzo di risorse energetiche ed un impatto ambientale, così come il trasporto ed il montaggio di un impianto. Va sottolineato che, grazie all'avanzamento tecnologico e con nuovi stabilimenti produttivi di capacità crescente, l'impatto ambientale si è via via ridotto nel tempo.

Grazie ai continui sforzi in ricerca e sviluppo dell'industria solare, il costo energetico per la produzione dei pannelli fotovoltaici si è ridotto di circa il 15% ad ogni raddoppio di capacità di produzione.

Oggi si stima che un impianto fotovoltaico ripaghi l'energia utilizzata per produrlo in circa 1 anno, ciò significa che **viene prodotta 30 volte l'energia necessaria per produrlo**.

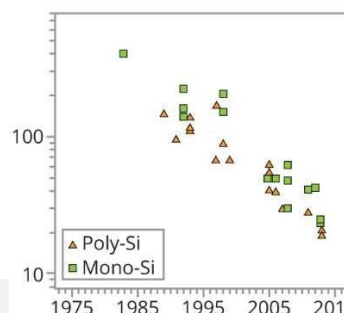


» Energy Pay Back Time (EPBT)
in anni.



Fonte: Studio di Louwen ed altri.

» Emissioni di CO₂ per ogni
kWh prodotto (g).



Fonte: Studio di Louwen ed altri.



La **carbon footprint** è definita come il totale gas serra prodotto direttamente o indirettamente per l'intero ciclo di vita di un prodotto, si esprime di solito in tonnellate di CO₂.

L'impronta ambientale della produzione di energia fotovoltaica è notevolmente più limitata rispetto a quella delle fonti tradizionali.

IMPIANTO FOTOVOLTAICO	IMPIANTO A CARBONE
c.a.10-20	c.a 1.000
gCO ₂ /kWh	gCO ₂ /kWh

Quando si parla di impronta di carbonio, dunque, le migliori soluzioni sono eolico e fotovoltaico perché, non solo non richiedono energia aggiuntiva per produrre elettricità né per il trasporto dei carburanti, ma anche perché grazie alla rapida evoluzione tecnologica potranno essere fabbricati con processi sempre più efficienti sotto il profilo dei consumi.

Se a ciò si sommano i benefici derivanti dalla messa a dimora di specie vegetali ed aree boscate, descritte nei capitoli successivi, si ottiene un risultato sicuramente ed ampiamente positivo in termini di minori emissioni di CO₂ e gas serra nel caso di realizzazione di un impianto fotovoltaico rispetto alla alternativa generazione della medesima energia da impianti convenzionali. Il vantaggio ambientale di tale produzione pulita andrebbe a superare ampiamente la perdita di stoccaggio di carbonio organico nel suolo anche nel caso di ipotetica ed alternativa coltivazione del medesimo suolo a prato stabile.

3.5. Vantaggi ambientali

Gli impianti fotovoltaici riducono la domanda di energia da altre fonti tradizionali contribuendo alla riduzione dell'inquinamento atmosferico (emissioni di anidride carbonica generate altrimenti dalle centrali termoelettriche). L'emissione di anidride carbonica "evitata" ogni anno è facilmente calcolabile. È sufficiente moltiplicare il valore di energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico per il fattore del mix elettrico italiano (0,466 Kg CO₂/kWhel).

Es. 1000 kWhel x 0,466 Kg = 466 Kg CO₂

Di seguito si riportano le emissioni evitate dall'impianto oggetto della presente relazione, a fronte di una produzione attesa di 95.302.000 kWh/anno.

Produzione attesa [kWh/anno]	Riduzione Emissioni di CO ₂ [kg/anno]	Riduzione Emissioni di NOX [kg/anno]	Riduzione Emissioni di SO ₂ [kg/anno]	Riduzione Polveri sottili [kg/anno]	Riduzione Petrolio [kg/anno]	Producibilità [kWh/kWp]
95 302 000,00	45 173 148,00	40 693,95	35 547,65	1 334,23	20 966 440,00	1 862



Se la produzione di energia da fonte fotovoltaica presenta un impatto sull'ambiente molto basso e che è limitato agli aspetti di occupazione del territorio o di impatto visivo, la fase di produzione dei pannelli fotovoltaici comporta un certo consumo energetico e l'uso di prodotti chimici. Va considerato però che la maggior parte delle aziende produttrici di componenti fotovoltaici è certificata ISO14000, quindi impegnata a recuperare e riciclare tutti i propri effluenti e residui industriali sotto un attento controllo.

Nella fase di dismissione dell'impianto, i materiali di base quali l'alluminio, il silicio o il vetro, possono essere riciclati e riutilizzati sotto altre fonti. Per quanto riguarda il consumo energetico necessario alla produzione di pannelli, quello che viene chiamato energy pay-back time, ovvero il tempo richiesto dall'impianto per produrre altrettanta energia di quanta ne sia necessaria durante le fasi della loro produzione industriale, è sceso drasticamente negli ultimi anni ed è pari attualmente a circa 3 anni. Questo significa che, considerando una vita utile dei pannelli fotovoltaici di circa 30 anni, per i rimanenti 27 anni l'impianto produrrà energia pulita.

3.6. Vantaggi socio-economici

I vantaggi del fotovoltaico sono evidenti: i moderni impianti offrono grosse possibilità tecnologiche ed industriali per l'Italia.

I vantaggi principali di questa tecnologia sono:

- il fotovoltaico è un affare sicuro e senza rischi. Gli investimenti e le rese sono chiari e calcolabili a lungo termine;
- la facilità di installazione dei sistemi fotovoltaici e l'interdisciplinarietà delle competenze necessarie alla messa in opera di un impianto rendono questo campo di applicazione un mercato con interessanti prospettive di sviluppo. Il risultato è quello di ottenere il consolidamento del settore e la creazione di nuovi posti di lavoro;
- la tecnologia solare è molto richiesta e beneficia di un vasto consenso sociale. Nessun'altra tecnologia dispone al momento di una tale popolarità;
- la tecnologia solare ha strutture con dimensioni ridotte che, nel caso specifico, non necessitano di opere di fondazione poiché i pannelli saranno infissi direttamente nel terreno.

Tra i vantaggi legati allo sviluppo del fotovoltaico troviamo senza dubbio grandi ricadute positive in ambito occupazionale attraverso la definizione di una strategia trasversale per innovare il settore industriale e quello edilizio nonché il tessuto delle piccole e medie imprese italiane. Guardando oltre i nostri confini è possibile trovare 240 mila occupati in Germania nelle fonti rinnovabili; la prospettiva



italiana è che ci siano almeno 65 mila occupati nell'eolico (secondo le stime dell'Anev al 2020) e magari altrettanti nel solare termico, nel fotovoltaico, nelle biomasse.

4. IMPIANTO FOTOVOLTAICO

4.1. Scheda identificativa dell'impianto

Impianto Fotovoltaico	
Comune	LATIANO
Identificativi Catastali	Foglio 24 p.lle 1-2-6-7-8-9-11-58-59
Coordinate geografiche impianto	40°34'44.86"N 17°44'16.24"E
Potenza Modulo PV	455 W
Potenza massima di immissione	40.000 kW
Potenza istallata	51.176,580 kWp
Tipologia strutture	Tracker monoassiali
Lunghezza cavidotto di connessione	2,3 km
Punto di connessione	Stazione di Terna 380/150 kV (nuova realizzazione)

4.2. Descrizione generale

L'intervento prevede la realizzazione di un impianto agrovoltaico per la produzione di energia elettrica da fonte solare. L'impianto ha potenza di immissione massima pari a 40.000 kW, potenza nominale degli inverter pari a 40.000 kW e potenza installata pari a 51.176,580 kWp.

Il progetto dell'impianto si inquadra nell'ambito della produzione di energia da fonti rinnovabili (fonti di energia di «pubblico interesse e di pubblica utilità»).



Si riassumono di seguito i dati caratteristici dell'Impianto:

Impianto Fotovoltaico 11	
Potenza totale moduli PV	51176,580 kWp
Potenza immessa in rete	40.000 kW
Potenza ai fini della connessione	40.000 kW
Potenza nominale	40.000 kW

L'impianto agrovoltaico individuato con il codice di rintracciabilità dell'ente distributore 201901538 verrà allacciato alla Rete di Distribuzione in antenna a 150 kV sulla sezione 150 kV di una nuova Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150 kV da inserire in entra-esce alla linea 380 kV "Brindisi – Taranto N2.

Per il layout di dettaglio si rimanda agli elaborati progettuali.

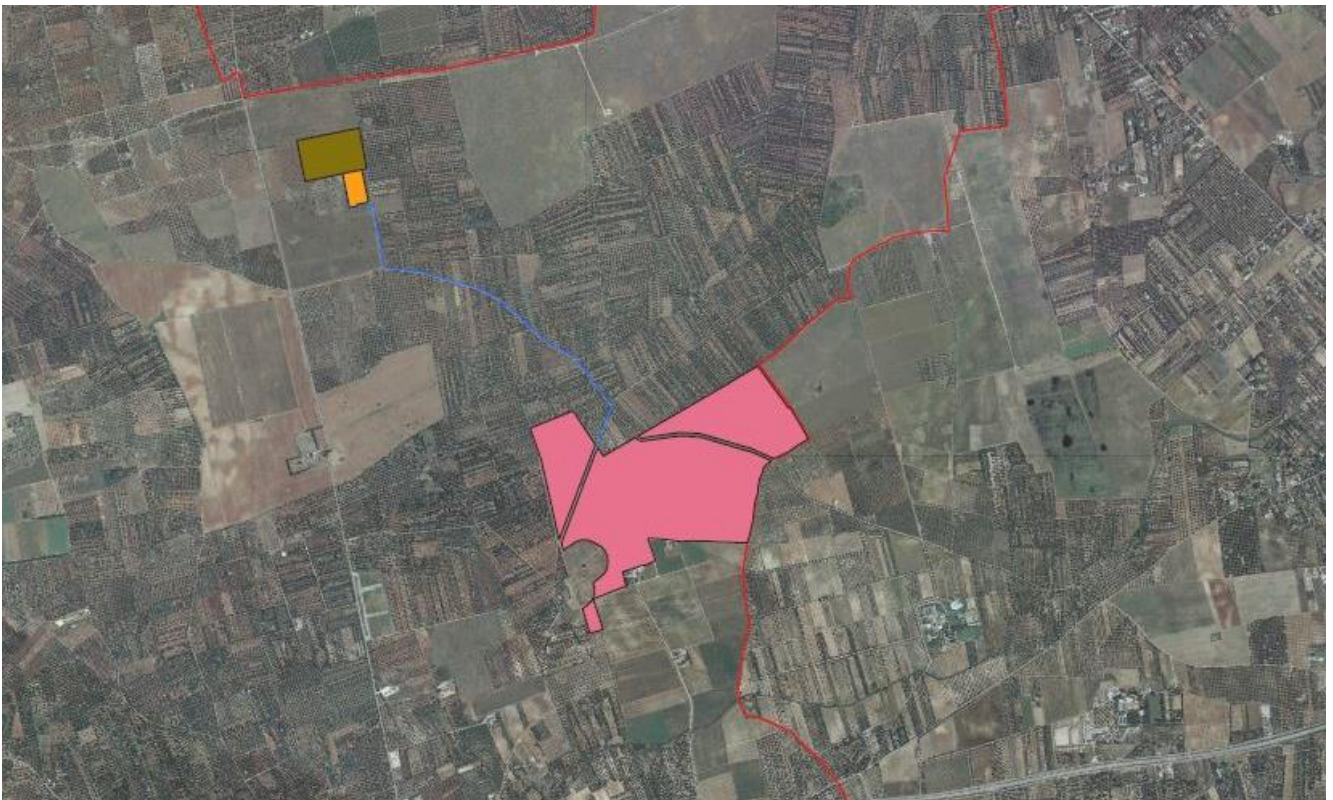


Figura 4-1: Inquadramento layout di impianto su base Ortofoto

4.2.1. Componenti principali

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato posando i pannelli su strutture di sostegno ancorate al suolo e appositamente realizzate. La configurazione del generatore fotovoltaico sarà a file parallele, installate in direzione nord-sud, su delle strutture mobili che permetteranno ai moduli fotovoltaici di ruotare durante il giorno, in modo da mantenere sempre la perpendicolarità al sole incidente.

L'impianto è costituito dalle parti seguenti:

- n. 4326 stringhe collegate a tredici stazioni/inverter posizionate nel punto di baricentro elettrico del singolo campo, e fissate alle strutture metalliche che costituiscono il sistema di ancoraggio a terra dei pannelli fotovoltaici;
- la Distribuzione elettrica DC/AC, che è garantita dall'utilizzo di cavi solari unipolari del tipo H1Z2Z2-K per la distribuzione delle singole stringhe fino al collegamento con i quadri di stringa distribuiti lungo il campo, mentre i cavi a partire da questi fino alle cabine di campo saranno del tipo ARE4R 0.6/1kV. La distribuzione elettrica sarà realizzata mediante l'interramento diretto delle linee con l'ausilio di sabbia fine vagliata per realizzare una sede adeguata per le guaine esterne dei cavi.
- la distribuzione di media tensione, interna all'impianto, avverrà con cavi ARG7R interrati direttamente nel terreno sempre con l'ausilio di sabbia fine vagliata che permette di realizzare una buona protezione meccanica per le guaine esterne dei cavi;
- N. 13 Cabine di campo (una per campo), sono costituite da strutture prefabbricate, posate su strutture di fondazione precedentemente gettate. Le cabine di campo saranno composte da: sezione DC completa di protezioni con sezionatori di manovra e fusibili; Inverter per la conversione DC/AC di potenza pari a 2800kVA e 4000kVA con tensione massima lato DC pari a 1.500V e con tensione lato AC pari a 630-600V; trasformatore BT/MT 0.6/30kV con potenza pari a 3150kVA e 4200kVA; quadro di media tensione di sezionamento e protezione.
- N. 1 Cabina di Parallelo, costituita da una struttura prefabbricata posata su platea di fondazione separatamente predisposta, atta a contenere il locale utente, dove sarà posizionato il Quadro di Media Tensione Generale, a cui si attesteranno le dorsali in Media Tensione dei diversi campi. Sul quadro di media tensione di parallelo sarà installato il sistema di protezione di interfaccia, SPI, rappresentato da un relè con le protezioni di minima e massima frequenza (<81 e >81) e minima e massima tensione (27 e 59) e la protezione di massima tensione residua (59Vo). Il dispositivo agirà direttamente su tutti i DDI e Il DDR in caso di mancata apertura dei primi;



- Collegamento alla nuova SU nei pressi della nuova stazione Terna 380/150kV di Erchie tramite cavo MT interrato lungo la viabilità pubblica esistente;
- Opere accessorie, quali lievi sbancamenti, recinzione dell'area e Impianto di sorveglianza.

Al fine di prevedere il rispetto dei requisiti tecnici che possano garantire la massima efficienza del generatore fotovoltaico, sono stati attuati i seguenti accorgimenti:

- o il posizionamento dei moduli è stato effettuato in maniera da favorire la dissipazione del calore al fine di limitare le perdite per temperatura;
- o i cavi sono stati dimensionati in modo da limitare le cadute di tensione per perdite resistive al 2%; in particolare i cavi in cc tra i moduli di testa della stringa e le relative cassette di parallelo stringhe saranno inferiori all'1%.
- o i moduli di ciascuna stringa saranno selezionati in modo da minimizzare le perdite per disaccoppiamento (mismatching);
- o la massima tensione del generatore fotovoltaico è stata scelta molto prossima al limite superiore del campo di bassa tensione in modo da ridurre, a parità di potenza, le perdite proporzionali alla corrente del generatore fotovoltaico.

4.2.1.1. Generatore fotovoltaico

Il generatore fotovoltaico ha potenza nominale ai sensi della norma CEI 0-16 pari a 40.000,00 kW, mentre la potenza dei moduli è pari a 51.176,58 kWp. Il generatore sarà costituito dalle seguenti componenti:

- moduli fotovoltaici connessi in serie per la formazione delle stringhe;
- quadri elettrici per il parallelo delle stringhe (string box);
- cavi elettrici per il collegamento tra moduli e tra questi e i quadri elettrici;
- strutture di supporto dei moduli;

Le linee elettriche di potenza in corrente continua hanno origine dai moduli fotovoltaici presenti sul sito oggetto dell'intervento; ciascun modulo sarà composto da n. 144 celle al silicio policristallino, collegate in serie tra loro e con caratteristiche elettriche e di efficienza tra le migliori attualmente disponibili in commercio, al fine di minimizzare i costi proporzionali all'area dell'impianto.

I moduli fotovoltaici sono rispondenti alle norme IEC 61215 ed. 2 e sono accompagnati da un data-sheet che riporta le principali caratteristiche del modulo stesso (Isc, Voc, Im, Pm, ecc.); i moduli



saranno collegati in serie in modo da realizzare le stringhe che presentano delle caratteristiche elettriche compatibili con il sistema di conversione.

La disposizione delle stringhe in ogni campo fotovoltaico è stata progettata in modo da facilitare i collegamenti e le future ispezioni.

Inoltre, il decadimento delle prestazioni dei moduli sarà non superiore al 3% della potenza nominale nel primo anno, all'8% nell'arco dei primi 10 anni e non superiore al 17% nell'arco di 25 anni.

Il numero di serie e il costruttore del modulo stesso saranno apposti in modo indelebile.

Il sistema di conversione cc/ca costituirà l'interfaccia tra il campo fotovoltaico e la rete in corrente alternata.

Le cabine di campo saranno n°13 e sono costituite da strutture prefabbricate, posate su strutture di fondazione precedentemente gettate. Le cabine di campo saranno composte da: sezione DC completa di protezioni con sezionatori di manovra e fusibili; Inverter per la conversione DC/AC di potenza pari a 2800kVA e 4000kVA con tensione massima lato DC pari a 1.500V e con tensione lato AC pari a 630-600V; trasformatore BT/MT 0.6/30kV con potenza pari a 3150kVA e 4200kVA; quadro di media tensione di sezionamento e protezione. Le strutture delle cabine di campo saranno opportunamente ventilate per permettere l'adeguato smaltimento del calore.

L'impianto di generazione sarà dotato di idonei apparecchi di connessione e protezione e regolazione, rispondenti alle norme tecniche ed antinfortunistiche; il soggetto responsabile si impegna, altresì, a mantenerli in efficienza.

La connessione alla rete di distribuzione avverrà in AT secondo le prescrizioni tecniche del Gestore di Rete.

Tutti i componenti delle apparecchiature di misura, inclusi i cablaggi e le morsettiere, saranno dotati di sistemi meccanici di sigillatura (piombatura o similari) che garantiranno da manomissioni o alterazione dei dati di misura; il soggetto responsabile si impegnerà, altresì, a non alterare le caratteristiche di targa delle apparecchiature di misura e a non modificare i dati di misura registrati dalle medesime.

La sezione dei cavi utilizzati varierà a seconda delle distanze relative tra i moduli e le scatole di giunzione, tra queste e gli inverter, tra inverter e trasformatori, tra sezione di conversione e quella di misura e consegna. Ad ogni loro estremità i cavi saranno contrassegnati mediante fascetta identificativa numerata. I colori dei conduttori saranno quelli normalizzati UNI.

Ai fini della messa in opera dell'impianto fotovoltaico sono stati considerati, per tutti i circuiti della porzione di impianto in BT, cavi solari H1Z2Z2-K e del tipo ARE4R, direttamente interrati.

Le sezioni dei conduttori impiegati sono tali da non causare una caduta di tensione superiore al 2% totale.



Per quanto riguarda le vie cavo (di comando/segnalazione e di trasporto dell'energia prodotta), sono essenzialmente di due tipi: aeree ancorate alle strutture di sostegno, ed interrate.

Le vie cavo aeree seguiranno percorsi prestabiliti lungo le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici onde collegare gli stessi in serie per formare le stringhe, e per collegare le stringhe così ottenute ai quadri di stringa. Analoga tipologia di percorso seguiranno i cavi per il collegamento dei quadri di stringa con gli inverter, salvo che per brevi tratti interrati verso il locale di conversione, così come mostrato nella planimetria allegata.

Per quanto riguarda le vie cavo interrate, esse seguiranno percorsi disposti lungo o ai margini della viabilità interna all'impianto, generalmente in terreno vegetale. Le vie cavo saranno realizzate in un'unica trincea della profondità di circa 0,80 m, facendo attenzione alle interferenze con quelli esistenti. I cavi di potenza in media tensione (30 kV) sono posati su letto di sabbia vagliata a circa 80 cm di profondità. Il ricoprimento della trincea sarà effettuato con materiale misto granulometrico e posa di tegolino di protezione e nastro segnalatore.

Il fissaggio dei moduli fotovoltaici alla struttura di sostegno sarà eseguito utilizzando il telaio di alluminio di cui sono provvisti i moduli stessi.

I quadri di protezione, misura, parallelo e consegna sono messi a terra mediante conduttore equipotenziale in rame con guaina giallo-verde. La sezione del cavo di protezione rispetterà la normativa CEI 64-8.

Per la stima di producibilità dell'impianto, è stato calcolato che è pari a 95.302 MWh/annui. Per i dettagli si rimanda alla "Analisi della risorsa solare e stima di produzione energia" allegata al progetto.

4.2.1.1. Architettura del Generatore fotovoltaico

Il progetto prevede la realizzazione di 13 sottocampi, o generatori fotovoltaici, ciascuno dei quali farà capo ad una cabina MT/BT da cui avranno origine le linee MT che collegheranno ciascuno campo alla cabina di parallelo in cui sarà realizzato il parallelo dei campi e da cui partirà la linea in MT che collegherà la centrale alla stazione utente posta nei pressi della stazione Terna di Erchie.

Tale scelta consente di ridurre le perdite dal lato c.a.

L'architettura di ciascun sottocampo è sinteticamente riportata nel seguito:

Il generatore, denominato CAMPO 1-2-3-4-5-6-7-8-9-10, ha una potenza pari a 36 199.800 kW derivante da 79560 moduli con una superficie totale dei moduli di 176 782.32 m².

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Non complanare alle superfici



Struttura di sostegno	Mobile ad un asse orizzontale
Inclinazione dei moduli (Tilt)	---
Orientazione dei moduli (Azimut)	0°
Potenza totale	36 199.800 kW

Modulo	
Marca – Modello	JA SOLAR - JAM-72-S20-455/MT
Numero totale moduli	79560
Superficie totale moduli	176 782.32 m²

Configurazione inverter		
MPPT	Numero di moduli	Stringhe per modulo
1	7956	306 x 26

Inverter	
Marca – Modello	SMA - Sunny Central 2800 UP
Numero totale	10
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	77.35 % (VERIFICATO)
Tipo fase	Trifase

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (928.68 V) maggiore di Vmppt min. (921.00 V)	VERIFICATO
Vm a -10 °C (1 210.71 V) minore di Vmppt max. (1 325.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a -10 °C (1 419.49 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a -10 °C (1 419.49 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (3 491.46 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (8 400.00 A)	VERIFICATO



Inverter	
Consulenza Attech srl	Progetto per la realizzazione di un impianto agrolvoltaico e relative opere di connessione da realizzarsi nel comune di Latiano (BR)
Numero totale	3
Dimensionamento inverter (compreso tra 70 % e 120 %)	80.12 % (VERIFICATO)
Tipo fase	Trifase

Il generatore, denominato "CAMPO 11-12-13", ha una potenza pari a 14 976.780 kW derivante da 32916 moduli con una superficie totale dei moduli di 73 139.35 m².

Dati generali	
Posizionamento dei moduli	Non complanare alle superfici
Struttura di sostegno	Mobile ad un asse orizzontale
Inclinazione dei moduli (Tilt)	---
Orientazione dei moduli (Azimut)	0°
Potenza totale	14 976.780 kW

Modulo	
Marca – Modello	JA SOLAR - JAM-72-S20-455/MT
Numero totale moduli	32916
Superficie totale moduli	73 139.35 m²

Configurazione inverter		
MPPT	Numero di moduli	Stringhe per modulo
1	10972	422 x 26

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (928.68 V) maggiore di Vmppt min. (880.00 V)	VERIFICATO
Vm a -10 °C (1 210.71 V) minore di Vmppt max. (1 325.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
Voc a -10 °C (1 419.49 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1 500.00 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a -10 °C (1 419.49 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (4 815.02 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (8 400.00 A)	VERIFICATO



4.2.1.2. Moduli fotovoltaici

L'impianto sarà costituito da 112476 moduli per una conseguente potenza di picco pari a 51.176,580 kWp. I moduli fotovoltaici saranno del tipo policristallino di potenza massima pari a 455 Wp, e saranno montati su Inseguitori solari mono-assiali orizzontali (Tracker) in file parallele orientate nel verso dell'asse Nord-Sud. I Tracker saranno composti da 52, 26 e/o 13 moduli in configurazione portrait, quindi con pannello montato in posizione verticale.

Per la scelta del pannello fotovoltaico, in fase di progettazione, si è fatto riferimento alle migliori caratteristiche in termini di efficienza delle celle fotovoltaiche; sono stati individuati moduli ad alta potenza, dimensioni standard, che uniscono alla caratteristica della migliore tecnologia disponibile, la facilità di reperibilità sul mercato un costo accessibile.

I moduli individuati avranno le seguenti caratteristiche:



MECHANICAL DIAGRAMS

Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	24,7kg±3%
Dimensions	2112±2mm×1052±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144 (6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	31 pcs/pallet 682pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	445	450	455	460	465	470
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49,58	49,70	49,85	50,01	50,15	50,31
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41,21	41,52	41,82	42,13	42,43	42,69
Short Circuit Current(Isc) [A]	11,32	11,36	11,41	11,45	11,49	11,53
Maximum Power Current(Imp) [A]	10,80	10,84	10,88	10,92	10,96	11,01
Module Efficiency [%]	20,0	20,3	20,5	20,7	20,9	21,2
Power Tolerance	0~±5W					
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})	+0,044%/°C					
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})	-0,272%/°C					
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})	-0,350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1,5G					

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer, They only serve for comparison among different module types.

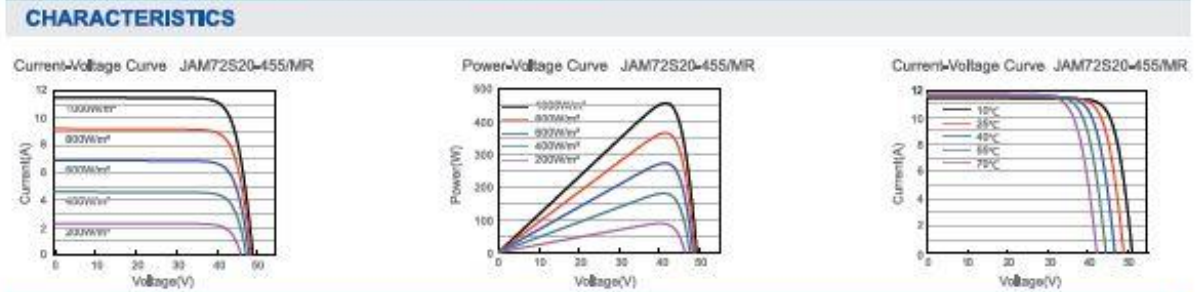
ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	336	340	344	348	352	355
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46,65	46,80	47,15	47,38	47,61	47,84
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38,95	39,19	39,44	39,68	39,90	40,10
Short Circuit Current(Isc) [A]	9,20	9,25	9,29	9,33	9,38	9,42
Max Power Current(Imp) [A]	8,64	8,68	8,72	8,76	8,81	8,86
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1,5G					

*For NexTracker installations, Maximum Static Load, Front is 1800Pa while Maximum Static Load, Back is 1800Pa.

OPERATING CONDITIONS

Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40°C ~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	20A
Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112 lb/ft ²)
Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50 lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1



4.2.1.3. Strutture di sostegno pannelli fotovoltaici

Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici saranno costituite da inseguitori solari monoassiali "Tracker". I moduli fotovoltaici saranno installati in singola fila in configurazione portrait (verticale) rispetto all'asse di rotazione del tracker. Le dimensioni principali del tracker sono riportate in figura.

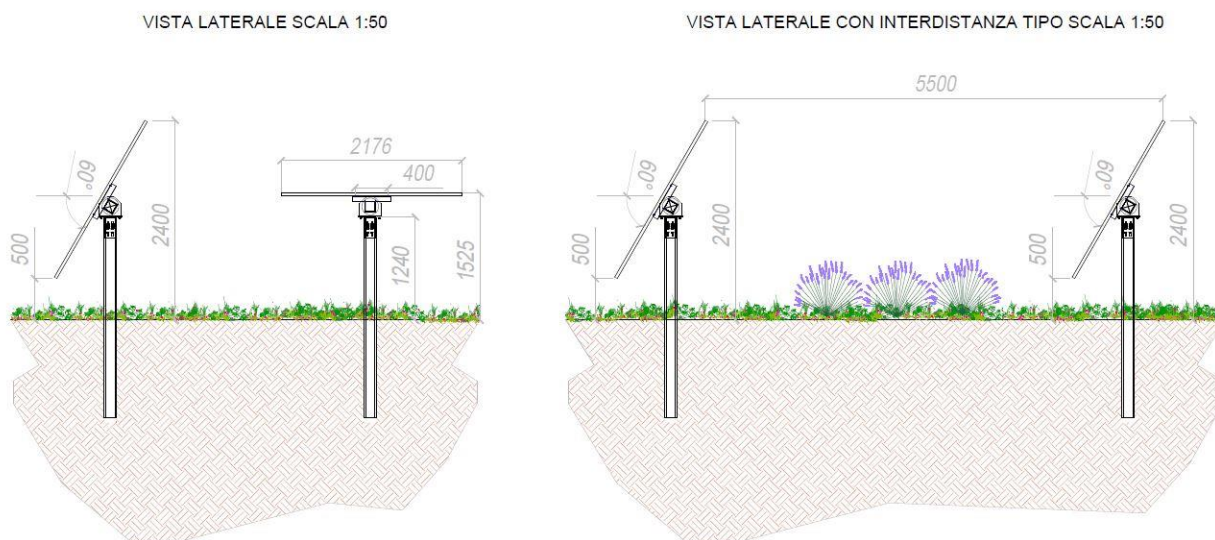


Figura 4-2: Tipici delle strutture di sostegno

L'asse di rotazione (asse principale del tracker) è in linea generale orientato nella direzione nord-sud, ma nel caso particolare oggetto di questo studio, avrà una inclinazione (azimut) di 0° per tutto l'impianto. Piccole rotazioni sono possibili in relazione alla conformazione del terreno. Il range di rotazione completo del tracker è pari a 120° ($-60^\circ/+60^\circ$), come indicato in figura 3-1. La movimentazione dei tracker nell'impianto fotovoltaico è controllata da un software che include un algoritmo di backtracking per evitare ombre reciproche tra file adiacenti. Quando l'altezza del sole è bassa, i pannelli ruotano dalla loro posizione ideale di inseguimento per evitare l'ombreggiamento reciproco, che ridurrebbe la potenza elettrica delle stringhe.

L'inclinazione non ideale riduce la radiazione solare disponibile ai pannelli fotovoltaici, ma aumenta l'output complessivo dell'impianto, in quanto globalmente le stringhe fotovoltaiche sono esposte in maniera più uniforme all'irraggiamento solare.

Da un punto di vista strutturale il tracker è realizzato in acciaio da costruzione in conformità all'Eurocodici, con maggior parte dei componenti zincati a caldo. I tracker possono resistere fino a velocità del vento di 55 km/h, ed avviano la procedura di sicurezza (ruotando fin all'angolo di sicurezza) quando le raffiche di vento hanno velocità superiore a 50 km/h. L'angolo di sicurezza non



è zero (posizione orizzontale) ma un angolo diverso da zero, per evitare instabilità dinamica ovvero particolari oscillazioni che potrebbero danneggiare i moduli ed il tracker stesso. Per quanto attiene le fondazioni i tracker saranno fissati al terreno tramite pali infissi direttamente "battuti" nel terreno.

Le strutture destinate all'installazione dei pannelli fotovoltaici saranno interamente rimovibili; si tratterà infatti di sistemi in acciaio e alluminio, con piantoni infissi nel terreno tramite macchine battipalo.

Le stringhe saranno per lo più cablate in senso orizzontale (salvo quelle costituite dai moduli nelle parti terminali delle strutture), al fine di avere in ogni istante il medesimo irraggiamento su ogni stringa, massimizzando ulteriormente la produzione.

La distanza tra le file è infine determinata ipotizzando di accettare un ombreggiamento tra le file quando l'elevazione del sole è inferiore a 21°.

Dall'analisi della carta del sole relativa alla latitudine in esame si evince chiaramente che in tali condizioni la mancata produzione è minima.

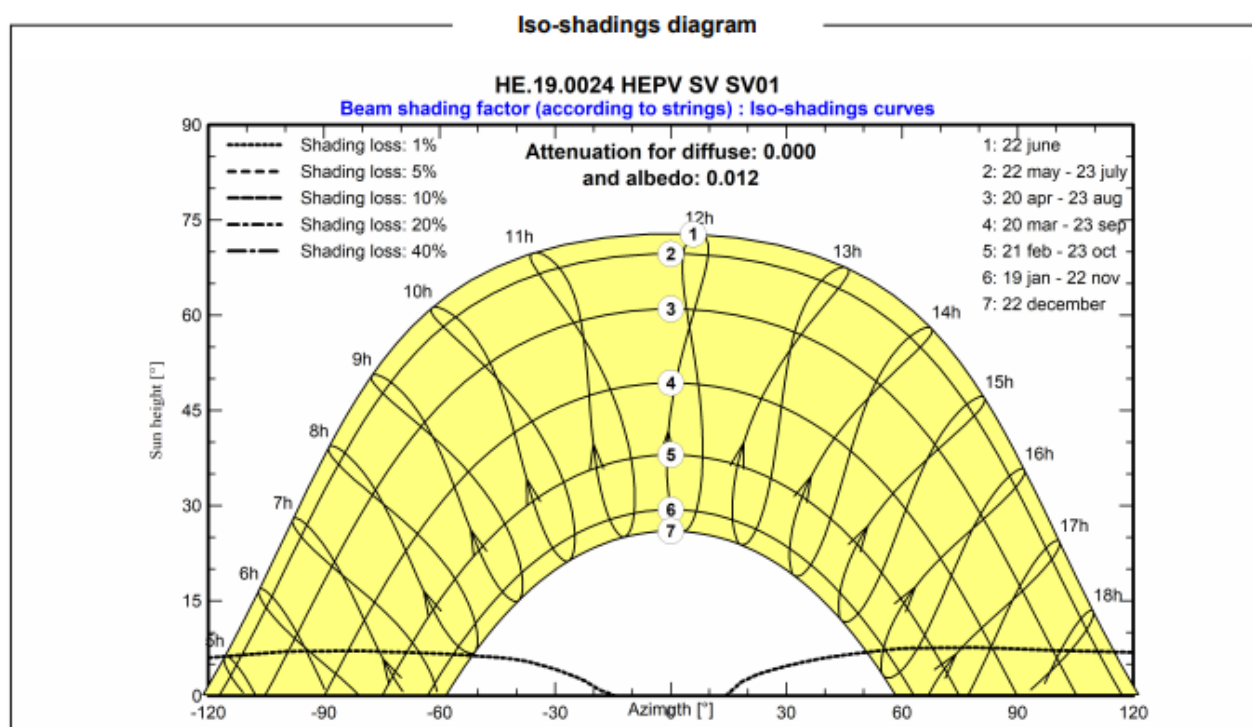


Figura 3: istogramma dell'energia normalizzata prodotta e delle perdite durante un anno solare



4.2.1.1. Inverter

La scelta degli Inverter per sistemi Fotovoltaici è avvenuta in funzione del migliore compromesso raggiungibile nell'accoppiamento tra pannelli ed il dispositivo di conversione della c.c. in c.a. Tali componenti rappresentano infatti il cuore di un generatore fotovoltaico.

Le esigenze da soddisfare al fine di realizzare un impianto a regola d'arte sono:

Adeguata suddivisione dei pannelli FV in stringhe ed in campi fotovoltaici al fine di garantire una equilibrata ripartizione su più inverter;

Dimensionamento delle singole stringhe e dei campi FV in modo da garantire il funzionamento sempre all'interno del range di MPPT dell'inverter.

Ottenere un sufficiente equilibrio tra i vari campi fotovoltaici;

Raggiungere un sufficiente grado di sfruttamento delle potenzialità dell'inverter.

In ragione delle considerazioni e scelte sopra descritte, la scelta progettuale è stata indirizzata verso inverter di stringa, al fine di ridurre le perdite.

Gli inverter avranno le seguenti caratteristiche:

DATI GENERALI

Marca	SMA
Modello	Sunny Central 2800 UP

INGRESSI MPPT



N	VMppt min [V]	VMppt max [V]	V max [V]	I max [A]
1	921.00	1 325.00	1 500.00	8 400.00
Max pot. FV [W]		3 640 000		

PARAMETRI ELETTRICI IN USCITA

Potenza nominale [W]	2 800 000
Tensione nominale [V]	630
Rendimento max [%]	98.70
Distorsione corrente [%]	3
Frequenza [Hz]	50
Rendimento europeo [%]	98.60

La composizione dei campi fotovoltaici è stata progettata al fine di garantire nelle varie condizioni di funzionamento, una tensione del sistema c.c. perfettamente all'interno del range del MPPT degli inverter.

Per maggiori dettagli su tali aspetti si rimanda alla relazione di calcolo riportante il dimensionamento.

4.2.1.2. Collegamento alla stazione Terna 380/150kV

La potenza nominale totale del generatore fotovoltaico, pari a 51.176,58 kWp, è intesa come somma delle potenze di targa o nominali di ciascun modulo misurata in condizioni standard (STC). Considerazioni inerenti l'affidabilità e, di conseguenza, la producibilità dell'intero impianto hanno indotto alla scelta della conversione con potenza inferiore ai 4MW basata quindi su più convertitori di potenza limitata a tale soglia. In questo modo l'eventuale guasto di un convertitore non coinvolgerà la produzione di tutto l'impianto ma solo quella del campo corrispondente.

L'impianto agrovoltaiico individuato con il codice di rintracciabilità dell'ente distributore 201901538 con potenza massima in immissione pari a 40.000 kW verrà allacciato alla Rete di Distribuzione in antenna a 150 kV sulla sezione 150 kV di una nuova Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150 kV da inserire in entra-esce alla linea 380 kV "Brindisi – Taranto N2".

L'allacciamento del nuovo impianto di produzione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) è subordinato alla richiesta di connessione alla rete, da presentare al Gestore o in alternativa all'ente distributore qualora la rete non faccia parte della rete di trasmissione nazionale.

Sostanzialmente possono presentarsi due casi:



- La connessione alla RTN o alla rete di distribuzione avviene attraverso una stazione esistente
- La connessione avviene attraverso la realizzazione di una nuova stazione elettrica

Gli Enti suddetti definiscono i requisiti e le caratteristiche di riferimento delle nuove stazioni elettriche, poiché esse devono essere compatibili con la rete esistente, oltre alle dimensioni delle stesse nel caso in cui debbano avere future espansioni.

Per l'impianto fotovoltaico in oggetto, il Gestore, Terna S.p.A., prescrive che esso debba essere collegato in antenna con la sezione a 150 kV dalla nuova stazione elettrica di Latiano.

Il Gestore ha inoltre prescritto che lo stallo che sarà occupato dall'impianto dovrà essere condiviso con altri produttori.

La società proponente ha accettato la soluzione di connessione alla RTN proposta da Terna e nell'ambito della procedura prevista dal Regolamento del Gestore per la connessione degli impianti alla RTN ha predisposto oltre che il progetto dell'impianto fotovoltaico anche il progetto di tutte le opere da realizzare per il collegamento alla RTN, tra cui la stazione d'utenza, al fine di ottenere il previsto benessere dal Gestore. La società HEPV17 ha conferito mandato alla società HEPV04 per la progettazione e la costruzione della nuova SE 380/150kV di Latiano e la progettazione e costruzione dello stallo comune a 150kV.

Il collegamento alla RTN necessita infatti della realizzazione di una stazione MT/AT di utenza avente lo scopo di elevare la tensione di impianto al livello di 150 kV, per il successivo collegamento al nuovo stallo condiviso a 150kV. La stazione di utenza sarà ubicata nel Comune di Latiano (BR), immediatamente a SUD dell'area occupata dalla nuova stazione di Latiano 380/150kV.

Il collegamento alla stazione RTN permetterà di convogliare l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico alla rete ad alta tensione.

4.2.2. Viabilità interna

Per muoversi agevolmente all'interno dell'area ai fini delle manutenzioni e per raggiungere le cabine di campo verranno realizzate le strade interne strettamente necessarie a raggiungere in maniera agevole tutti i punti dell'impianto. La viabilità interna verrà realizzata solo con materiali naturali (pietrisco di cava) che consentono l'infiltrazione e il drenaggio delle acque meteoriche nel sottosuolo, pertanto non sarà ridotta la permeabilità del suolo. Per quanto concerne l'andamento plano-altimetrico dei tratti costituenti la viabilità interna, si sottolinea che quest'ultima verrà realizzata seguendo, come criterio progettuale, quello di limitare le movimentazioni di terra nel rispetto dell'ambiente circostante. Questo è possibile realizzarlo in quanto le livellette stradali seguiranno l'andamento naturale del terreno stesso.



4.2.1. Recinzione perimetrale e mitigazione visiva

Le varie aree dell'impianto saranno dotate di recinzione in rete metallica galvanizzata e da un cancello carrabile. La rete metallica come recinzione è stata scelta al fine di ridurre gli impatti; inoltre sarà posta, nelle zone dove l'impianto risulta visibile da infrastrutture e fabbricati, anche in disuso e in completo stato di abbandono, una fascia arborea autoctona di mitigazione. La posa in opera della recinzione a maglia rettangolare sarà a pali infissi direttamente nel terreno in modo da ridurre al minimo l'impatto sull'ambiente circostante ed evitare l'utilizzo di calcestruzzo, tranne nel caso in cui la geologia del terreno non permetta l'infissione dei pali.

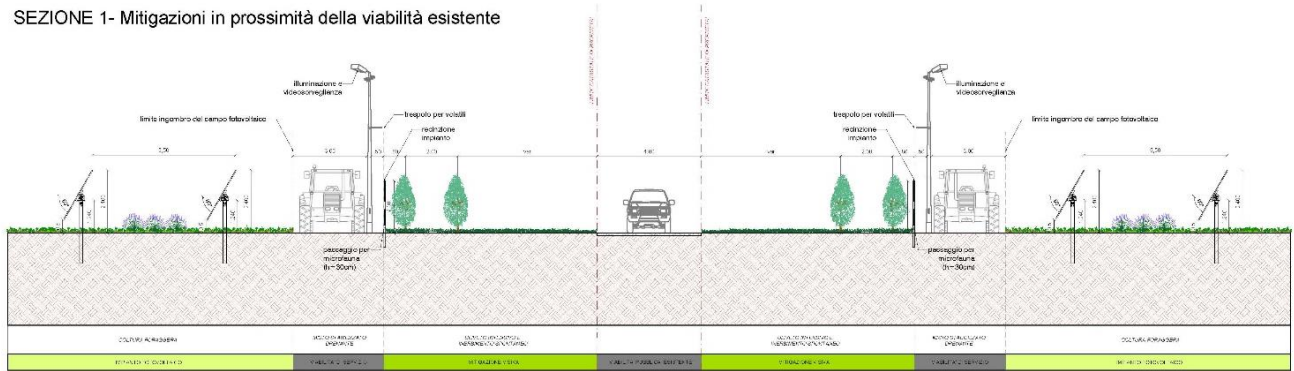
Il cancello d'ingresso sarà realizzato in acciaio zincato, sorretto da pilastri in scatolare metallico. Le dimensioni saranno tali da permettere un agevole ingresso dei mezzi pesanti impiegati in fase di realizzazione e manutenzione. In fase esecutiva sarà considerata la possibilità di dotare il cancello di azionamento elettrico.

Al fine di attenuare, se non del tutto eliminare, l'impatto visivo prodotto dall'impianto fotovoltaico sono previsti interventi di mitigazione visiva mediante messa a dimora lungo il perimetro dell'impianto di una **schermatura arborea con funzione di mitigazione visiva** dell'impianto. Tale schermatura sarà realizzata mediante la messa a dimora di un **doppio filare di uliveto intensivo**, con piante disposte su file distanti m 2,00, lungo i perimetri prossimi alla viabilità esterna, mentre tale mitigazione visiva sarà costituita da un **singolo filare di uliveto intensivo in prossimità dei terreni agricoli**.

La soluzione adottata consente di ridurre efficacemente l'impatto visivo, permettendo la schermatura dell'impianto su diverse altezze grazie alla presenza di una vegetazione "a crescere", dalla strada fino alla recinzione dell'impianto in oggetto (cfr.figura seguente).



SEZIONE 1- Mitigazioni in prossimità della viabilità esistente



SEZIONE 2- Mitigazione in prossimità di terreno agricolo



Figura 4-4: Sezione tipo misure di mitigazione

4.2.2. Illuminazione perimetrale

L'impianto di illuminazione perimetrale del campo sarà realizzata da apparecchi di illuminazione distribuiti uniformemente lungo il perimetro seguendo il percorso delle strade perimetrali ed eventualmente la sola recinzione. Gli apparecchi saranno dotati di fonte Luminosa a LED con emissione pari 5865lm e emissione dell'apparecchio pari a 4460lm. La potenza assorbita dall'apparecchio sarà pari a 46W con potenza massima assorbita dai LED pari a 39W.

Il suo funzionamento sarà esclusivamente legato alla sicurezza dell'impianto, gli apparecchi saranno installati sugli stessi pali montanti le telecamere dell'impianto di videosorveglianza. La direzione di proiezione del raggio luminoso, sarà verso il basso, senza quindi oltrepassare la linea dell'orizzonte o proiettare la luce verso l'altro.



4.2.1. Sistemi ausiliari

L'accesso all'area recintata sarà sorvegliata automaticamente da un sistema di Sistema integrato Anti-intrusione composto da: telecamere TVCC tipo fisso Day-Night, per visione diurna e notturna, con illuminatore a IR. Queste saranno installate su pali in acciaio zincato di altezza pari a m 5,00 nei pressi delle cabine di campo e smistamento.

Ogni cabina di campo e la cabina di consegna saranno dotate di illuminazione perimetrale che si attiverà nelle ore notturne secondo la presenza del personale di manutenzione e gestione dell'impianto.

4.2.2. Manutenzione

I pannelli fotovoltaici non hanno bisogno di molta manutenzione. Può capitare che le loro superfici si sporchino o si ricoprano di polvere, generalmente basta l'acqua e il vento per ripulirli ma è buona norma eseguire ispezioni periodiche dei moduli per verificare la presenza di danni a vetro, telaio, scatola di giunzione o connessioni elettriche esterne. La manutenzione va effettuata da personale specializzato e competente che effettui i controlli periodici.

4.2.3. Lavaggio dei moduli fotovoltaici

Benché il vetro dei pannelli fotovoltaici tendenzialmente si dovrebbe sporcare poco, di fatto può succedere che i pannelli si sporchino a causa di polveri presenti nell'aria, inquinamento, terra portata da vento, pioggia, etc. Tutto questo accumulo di sporcizia influisce negativamente sulle prestazioni dei pannelli solari, diminuendone sensibilmente l'efficacia. Per ovviare a questo problema per tutta la vita utile dell'impianto sono previsti dei lavaggi periodici della superficie captante dei moduli fotovoltaici. **Per il lavaggio dei moduli non è previsto l'uso di sostanze e prodotti chimici.**

4.2.4. Controllo delle piante infestanti

L'area sottostante i pannelli continuerà ad essere occupata da terreno vegetale allo stato naturale e pertanto soggetta al periodico accrescimento della vegetazione spontanea. Fanno eccezione ovviamente le aree utilizzate per la realizzazione di piazzali interni all'area dell'impianto. Allo scopo di mantenere un'adeguata "pulizia" dell'area, peraltro necessaria per evitare ombreggiamenti sui pannelli, saranno effettuate delle operazioni con tagliaerba al fine di eliminare eventuali piante infestanti. Tale attività avverrà con particolare cura, da parte di impresa specializzata, allo scopo di evitare il danneggiamento delle strutture e di altri componenti dell'impianto. In particolare, lo sfalcio meccanico verrà utilizzato per eliminare la vegetazione spontanea infestante al fine di prevenire la proliferazione dei parassiti e, durante la stagione estiva, al fine di evitare la propagazione degli incendi di erbe disseccate sia agli impianti sia ai poderi confinanti. **In nessun caso saranno**



Consulenza: **Atech srl**
Proponente: **HEPV17 Srl**

Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico e relative
opere di connessione da realizzarsi nel comune di Latiano (BR)

utilizzati diserbanti o altri prodotti chimici atti a ridurre o eliminare la presenza di vegetazione spontanea sul campo.



5. FASE DI CANTIERE

Considerata la tipologia dell'intervento da realizzare, si può affermare che le lavorazioni in fase di cantiere avverranno senza la produzione di particolari rifiuti da conferire alle pubbliche discariche. Questo è dovuto all'esiguità degli scavi necessari alla realizzazione dei cavidotti interrati ed al fatto che la viabilità interna verrà realizzata seguendo come criterio progettuale quello di limitare il più possibile le movimentazioni di terra nel rispetto dell'ambiente circostante e seguendo il più possibile l'andamento del terreno.

Tali operazioni, riguardando solo la parte più superficiale del terreno vegetale, produrranno come residuo delle lavorazioni solamente lo stesso terreno vegetale che verrà ridistribuito uniformemente all'interno delle aree di pertinenza dell'impianto.

Per quanto riguarda gli imballaggi dei moduli fotovoltaici e dei quadri elettrici questi saranno costituiti da cartone e plastica, materiali che verranno trasferiti ai circuiti classici di riciclo che sono stati analizzati nei paragrafi successivi.

A valle di quanto esposto non si esclude il fatto che, se in fase di cantiere si dovesse produrre materiale di rifiuto, tale materiale prodotto sarà differenziato e conferito nella più vicina discarica pubblica autorizzata.

A seguito delle lavorazioni di installazione degli impianti non verranno arrecati danni permanenti alla viabilità pubblica e privata, e qualora dovessero accidentalmente verificarsi tali episodi, vi verrà tempestivamente posto rimedio in quanto sia nelle convenzioni con gli Enti, sia nei contratti con i privati sono riportati gli obblighi e le modalità per il ripristino.

6. FASE DI ESERCIZIO

Analizzando i componenti e la tipologia di operazioni che avvengono per la produzione di energia fotovoltaica è ben evidente che l'impianto in questione, in fase di esercizio, non produce materiali di rifiuto.

L'impianto agrovoltaiico sorgerà in un'area che si estende su una superficie agricola posta nella porzione Nord-Est del centro di Latiano, da cui dista circa 2,5 km.

Per il parco in esame si stima una vita media di 30-32 anni, al termine dei quali si procederà al suo completo smantellamento con conseguente ripristino del sito nelle condizioni *ante-operam*.

Lo smantellamento dell'impianto alla fine della sua vita utile avverrà nel rispetto delle norme di sicurezza presenti e future, attraverso una sequenza di fasi operative che sinteticamente sono qui di seguito riportate:

- ✓ disconnessione dell'intero impianto dalla rete elettrica;



- ✓ messa in sicurezza dei generatori PV;
- ✓ smontaggio delle apparecchiature elettriche in campo;
- ✓ smontaggio dei quadri di parallelo, delle cabine di trasformazione e della cabina di campo;
- ✓ smontaggio dei moduli PV nell'ordine seguente, ovvero:
 - smontaggio dei pannelli;
 - smontaggio delle strutture di supporto e dei pali di fondazione;
- ✓ recupero dei cavi elettrici BT ed MT di collegamento tra i moduli, i quadri parallelo stringa e la cabina di campo;
- ✓ demolizione delle platee in cls a servizio dell'impianto per l'alloggio delle cabine
- ✓ ripristino dell'area generatori PV – piazzole – piste – cavidotto.
- ✓ la viabilità a servizio dell'impianto sarà smantellata e rinaturalizzata solo limitatamente alla porzione di approfondimento nel terreno vegetale costituente il "cassonetto" di fondazione sul quale sarà posato TNT (Tessuto Non Tessuto).

7. FASI DI DISMISSIONE

Le azioni da effettuare per la completa dismissione dell'impianto sono, al momento come di seguito programmate; è evidente che nel ciclo di vita dell'impianto possono migliorare le tecniche di intervento e, nel qual caso, saranno debitamente applicate, per ora si riportano quelle in uso che sono, in termini generali, le seguenti.



7.1. Rimozione dei pannelli fotovoltaici

Per quanto riguarda lo smaltimento dei pannelli fotovoltaici montati sulle strutture fuori terra l'obiettivo è quello di riciclare pressoché totalmente i materiali impiegati.

Infatti circa il 90 – 95 % del peso del modulo è composto da materiali che possono essere riciclati attraverso operazioni di separazione e lavaggio; i principali componenti di un pannello fotovoltaico sono:

- *Silicio;*
- *Componenti elettrici;*
- *Metalli;*
- *Vetro.*

Le operazioni previste per la demolizione e successivo recupero/smaltimento dei pannelli fotovoltaici consisteranno nello smontaggio dei moduli ed invio degli stessi ad idonea piattaforma che effettuerà le seguenti operazioni di recupero:

- *recupero cornice di alluminio;*
- *recupero vetro;*
- *recupero integrale della cella di silicio o recupero del solo wafer;*
- *invio a discarica delle modeste quantità di polimero di rivestimento della cella e/o ad impianto di recupero e/o riutilizzo dei polimeri.*

La tecnologia per il recupero e riciclo dei materiali, valida per i pannelli a silicio cristallino è una realtà industriale che va consolidandosi sempre più. A titolo di esempio l'Associazione PV CYCLE, che raccoglie il 70% dei produttori europei di moduli fotovoltaici (circa 40 aziende) ha un programma per il recupero dei moduli ed hanno attivato un impianto di riciclo già dal 2017, i produttori First Solar e Solar World hanno già in funzione due impianti per il trattamento dei moduli con recupero del 90% dei materiali ed IBM ha già messo a punto e sperimentato una tecnologia per il recupero del silicio dai moduli difettosi.

7.2. Rimozione delle strutture di sostegno

Le strutture di sostegno dei pannelli saranno rimosse tramite smontaggio meccanico, per quanto riguarda la parte aerea e tramite estrazione dal terreno dei pali di fondazione infissi; appare opportuno riportare che essendo i terreni di fondazione costituiti da sabbie limose ed argillose, le



travi di fondazione saranno semplicemente “infisse” con la tecnica del “battipalo” e potranno essere facilmente estratti.

Non è necessario fissare le travi di fondazione con “boiaccia” cementizia e/o calcestruzzo, in quanto le tensioni orizzontali dei terreni tenderanno a farsi che si si abbiano vuoti fra terreno e struttura di fondazione.

I materiali ferrosi ricavati verranno inviati ad appositi centri di recupero e riciclaggio istituiti a norma di legge.

Per quanto attiene al ripristino del terreno non sarà necessario procedere a nessuna demolizione di fondazioni in quanto non si utilizzano elementi in calcestruzzo gettati in opera.

7.3. Impianto e apparecchiature elettriche

Le linee elettriche e gli apparati elettrici e meccanici delle cabine di trasformazione MT/BT saranno rimosse, conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore.

Per gli inverter e i trasformatori è previsto il ritiro e smaltimento a cura del produttore.

Il rame degli avvolgimenti e dei cavi elettrici e le parti metalliche verranno inviati ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio mentre le guaine verranno recuperate in mescole di gomme e plastiche.

Le polifere ed i pozzetti elettrici verranno rimossi tramite scavo a sezione obbligata che verrà poi nuovamente riempito con il materiale naturale.

Le colonnine prefabbricate di distribuzione elettrica saranno smantellate ed inviate anch'esse ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio.

7.4. Locali prefabbricati, cabine di trasformazione e cabina di impianto

Per quanto attiene alle strutture prefabbricate alloggianti le cabine elettriche si procederà alla demolizione ed allo smaltimento dei materiali presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione (rifiuti speciali non pericolosi).

Per le platee delle cabine elettriche previste in calcestruzzo si prevede la loro frantumazione, con asportazione e conferimento dei detriti a ditte specializzate per il recupero degli inerti.

Appare opportuno riportare che gli scavi effettuati per alloggiare il cassonetto di fondazione delle cabine, saranno isolati con la stesa di un Tessuto Non Tessuto (TNT) da 300- 400 g/mq che permetterà di non lasciare alcun elemento della sottofondazione in “misto granulare calcareo” (tipo Aia-CNR Uni 1006).

7.5. Recinzione area

La recinzione in maglia metallica di perimetrazione del sito, compresi i paletti di sostegno ed i cancelli di accesso, sarà rimossa tramite smontaggio ed inviata a centri di recupero per il riciclaggio delle componenti metalliche.



I pilastri in c.a. di supporto ai cancelli verranno demoliti ed inviati presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione (rifiuti speciali non pericolosi).

7.6. Viabilità interna

La pavimentazione stradale permeabile (materiale stabilizzato) verrà rimossa per tutto il cassonetto che, come riferito, sarà isolato dal terreno naturale, da un manto di TNT che, fra l'altro, eviterà in questa fase di asportazione, che nessuna porzione di "misto granulare calcareo" resti a contatto con il terreno vegetale.

Il "misto" sarà recuperato, mentre il TNT potrà anche questo essere recuperato in impianti di Re.Mat.

In cassonetto di fondazione (di 15-20 cm) sarà ricolmato da terreno vegetale al fine del ripristino dello stato dei luoghi.

7.7. Dettagli riguardanti lo smaltimento dei componenti

Nell'ambito del presente progetto lo smaltimento dei componenti verrà gestito secondo i seguenti dettagli:

Materiale	Destinazione finale
Acciaio	Riciclo in appositi impianti
Materiali	Riciclo in appositi impianti
Rame	Riciclo e vendita
Inerti da costruzione	Conferimento ad impianto di recupero
Materiali provenienti dalla demolizione delle strade	Conferimento ad impianto di recupero
Materiali compositi in fibre di vetro	Riciclo
Materiali elettrici e component elettromeccanici	Separazione dei materiali pregiati da quelli meno pregiati. Ciascun materiale verrà riciclato/venduto in funzione delle esigenze del mercato alla data di dismissione del parco eolico

7.8. Computo metrico indicativo dei lavori di smantellamento dell'impianto

Oggetto Lavori di Smantellamento e Ripristino dei luoghi per ciascun MW

Moduli Non è previsto lo smaltimento in discarica dei moduli. I moduli sono soggetti alla rimozione dalle strutture ed al trasporto alla ditta produttrice, rientrando in un programma di ritiro e riciclaggio dei moduli al termine della vita dell'impianto.

Strutture Le strutture di fondazione delle cabine di trasformazione sono in calcestruzzo armato, pertanto va demolito la piastra di fondazione, rimosso e il materiale riveniente portato a discarica



autorizzata. La parte ferrosa (armatura) è vendibile a ditte interessate nel loro riciclaggio, con costo netto di smaltimento sostanzialmente nullo.

Le strutture sono composte in massima parte in acciaio zincato. Dato il valore residuo di tali materiali, le strutture verranno vendute a ditte interessate nel loro riciclaggio con notevoli ricavi per l'azienda committente.

Cavi I cavi sono composti in alluminio. È prevista la vendita degli stessi a ditte interessate nel loro riciclaggio con notevoli ricavi per l'azienda committente.

Trasformatore Il trasformatore è composto in massima parte da materiali pesanti. Dato il valore residuo di tali materiali, è prevista la vendita delle strutture a ditte specializzate nel riciclaggio di tali materiali.

Cabine I locali tecnici potranno essere demoliti con trasporto a discarica autorizzata dei materiali derivanti dalla demolizione, ove non tali locali non siano più utili a successivi utilizzi del terreno, con limitato dispendio.

Il COSTO TOTALE NETTO PER SMALTIMENTO E RIPRISTINO dell'impianto SV01, di potenza in immissione di 40,0 MW comprensivo di IVA e spese tecniche è desumibile dall'elaborato "NW2WAM0_QuadroEconomicoDismissione".



8. ANALISI DELLE POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE DELL'INTERVENTO A LIVELLO LOCALE

Gli impatti derivanti dalla realizzazione dell'impianto agrovoltaiico sul sistema socioeconomico sono indubbiamente positivi, in quanto si prevede l'utilizzo di risorse e maestranze locali sia per le attività di realizzazione che per quelle di manutenzione durante l'esercizio dell'impianto, che garantirà uno sbocco occupazionale per le imprese locali.

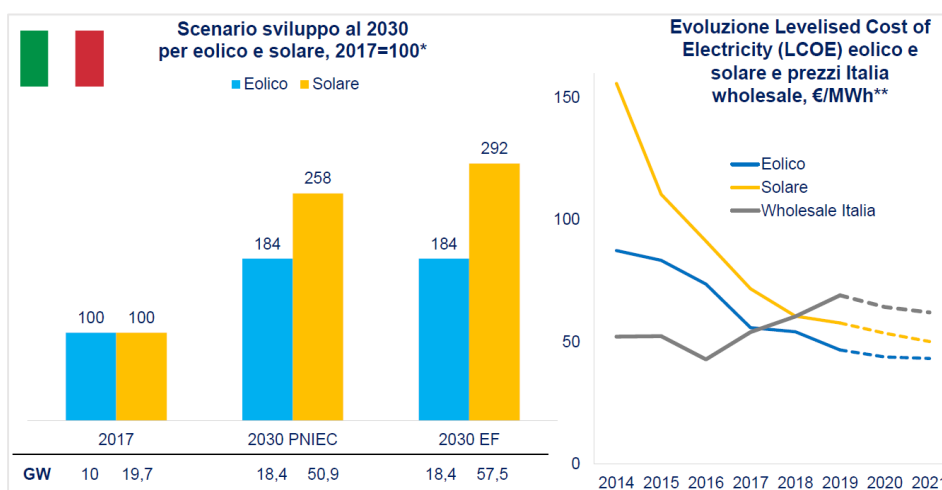
L'opera infatti si integra con la struttura economica della zona ed apporta benefici dal punto di vista:

- *occupazionale*: si cercherà di impiegare maestranze e imprese locali sia durante la fase di costruzione che nelle operazioni di gestione e manutenzione dell'impianto;
- *economico*: aumenta la redditività dei terreni sui quali sono collocati i moduli fotovoltaici;
- *ambientale*: si incrementa la quota di energia pulita prodotta all'interno del territorio interessato dalla realizzazione dell'impianto fotovoltaico.

8.1. Impatto occupazionale

La realizzazione dell'impianto agrovoltaiico in oggetto, oltre a generare gli indubbi vantaggi sull'ambiente legati alla riduzione delle emissioni in atmosfera come indicato al precedente paragrafo, permette di avere ricadute locali molto interessanti sia in fase di realizzazione che di gestione dello stesso.

Oggi più che mai conviene investire in progetti grid parity o market parity, in quanto esso rappresenta l'unico modo possibile per poter offrire prezzi dell'energia che siano più bassi rispetto alla produzione da fonti energetiche fossili. Per sviluppare progetti in grid/market parity, quindi senza l'utilizzo di incentivi statali, è importante puntare su impianti solari di grosse dimensioni che possano garantire bassi costi energetici, competitivi con le altre forme di energia rinnovabile e non.



Il sito presenta caratteristiche ottimali per l'installazione di un grande parco fotovoltaico, tra cui:



- proprietà geomorfologiche che rendono il sito perfetto per la disposizione dei moduli, garantendo rendimenti altissimi;
- abbondanza della risorsa solare, il che rende non solo il sito proposto ma l'intera Puglia una delle zone più produttive d'Italia;
- presenza di reti elettrica e viaria ramificate che semplificano il trasporto e l'immissione in rete di una grande mole di energia.

L'utilizzo di grandi aree lontane dai centri abitati per la produzione di energia elettrica non solo non genera inquinamento, ma crea meno disturbo ai vicini centri abitati, rispetto ad altre modalità di produzione di energia elettrica.

L'area di interesse è un'area improduttiva ed inutilizzata dal punto di vista agricolo, pertanto l'intervento permetterà, inoltre, di ristabilire la redditività di tale area.

Per la realizzazione delle opere necessarie all'impianto (esecuzione delle strade sterrate interne, realizzazione delle platee di fondazione gettate in opera, montaggio delle cabine, installazione dei tracker e collegamenti elettrici) verranno impiegate risorse locali per i movimenti di terra, la fornitura di materiale, la costruzione dei manufatti e l'installazione delle opere.

Successivamente, nel periodo di esercizio dell'impianto, verranno impiegate maestranze per la manutenzione, la gestione e la supervisione dell'impianto.

Alcune figure professionali saranno impiegate in modo continuativo, come ad esempio il personale di gestione e supervisione tecnica, mentre altre figure verranno impiegate occasionalmente per le manutenzioni ordinarie e straordinarie dell'impianto.

Le tipologie di figure professionali richieste durante la fase di esercizio sono:

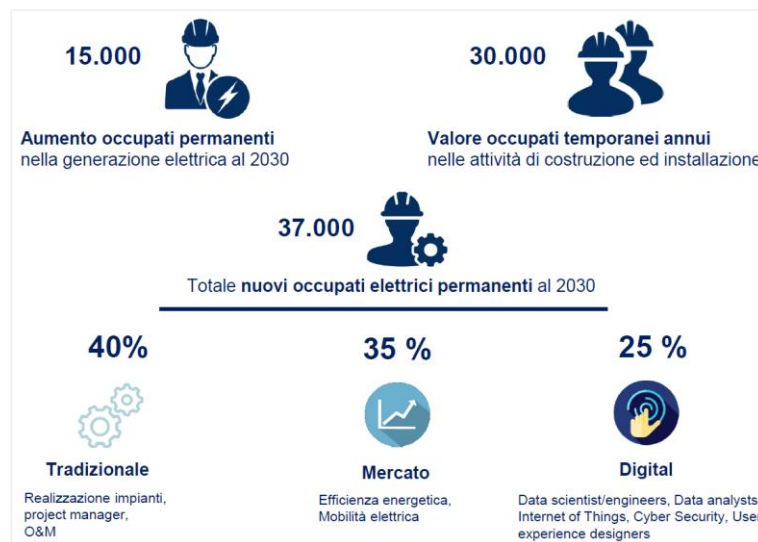
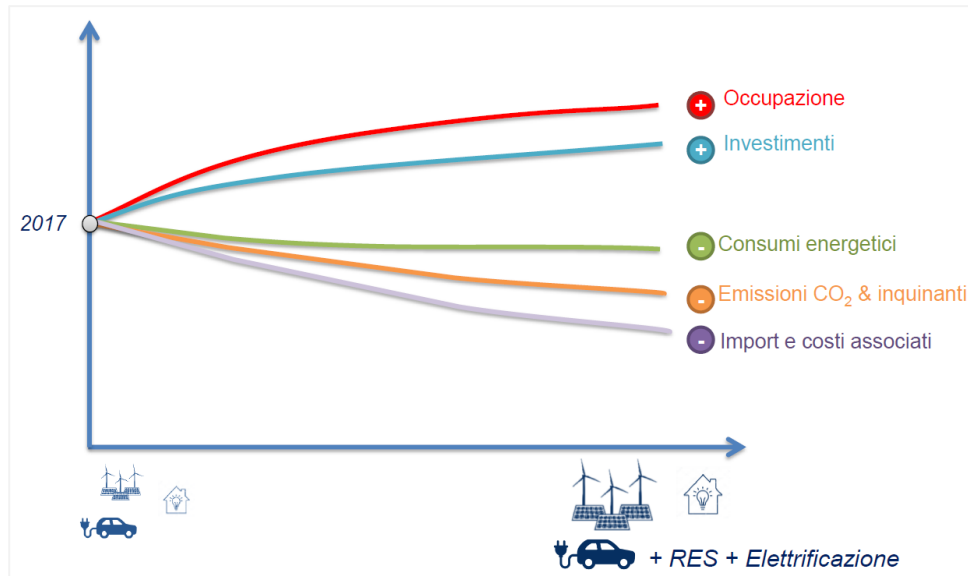
- tecnici della supervisione dell'impianto e personale di sorveglianza;
- elettricisti;
- operai edili e artigiani;
- operai agricoli o giardinieri per la manutenzione del verde di pertinenza dell'impianto (taglio dell'erba, manutenzione delle piante lungo la recinzione).

Pertanto, l'impianto in fase di esercizio offrirà lavoro in ambito locale a personale:

- non specializzato, per le necessità connesse alla guardiania, alla manutenzione ordinaria per il taglio controllato della vegetazione, alla pulizia dei pannelli;
- qualificato, per la verifica dell'efficienza delle connessioni lungo la rete di cablaggio elettrico;
- specializzato, per il controllo e la manutenzione delle apparecchiature elettriche ed elettroniche di trasformazione dell'energia elettrica.

Si riportano alcuni grafici e dati divulgati da "Elettricità Futura" nel suo rapporto sulle "Ricadute economiche ed occupazionali per il settore elettrico italiano" del 26 maggio 2019.





8.2. Sensibilizzazione della popolazione

Si può concludere che l'installazione dell'impianto agrovoltaico produce un chiaro effetto positivo nello sviluppo del settore terziario, industriale e artigianale della zona.

Effetti Socioeconomici

In media, un parco fotovoltaico in Europa rimborserà l'energia usata per la costruzione in un periodo di tempo che va dai 2 ai 3 anni, e nell'arco di tutto il suo ciclo di durata un pannello produrrà più di 10 volte l'energia usata nella sua costruzione.

Ciò è favorevole se paragonato con centrali elettriche alimentate a carbone, oppure a petrolio, che distribuiscono solo un terzo dell'energia totale usata nella loro costruzione e nel rifornimento di combustibile. Così se il combustibile fosse incluso nel calcolo, le centrali elettriche a combustibile



fossile non raggiungerebbero mai un rimborso energetico. L'energia ricavata dal sole non solo raggiunge un rimborso in pochi anni dal momento dell'installazione, ma fa anche uso di un combustibile inesauribile e senza costi.

Pertanto considerando le diverse variabili in gioco si può concludere che l'impianto genera un impatto positivo dal punto di vista della redditività economica.

9. ELENCO DELLE AUTORIZZAZIONI, INTESE, CONCESSIONI, LICENZE, PARERI, NULLA OSTA E ASSENSI

Regione Puglia

Area Politiche per lo Sviluppo Economico, il Lavoro e l'Innovazione Servizio Attività estrattive
Corso Sonnino n.177 – BARI

Regione Puglia

Area Politiche per la Riqualificazione, la Tutela e la Sicurezza Ambientale e per l'Attuazione delle Opere Pubbliche – Servizio Ecologia Ufficio Programmazione, Politiche Energetiche, VIA e VAS
VIA DELLE MAGNOLIE, 6 - 70026 MODUGNO (BA)

Regione Puglia

Servizio Attività estrattive
VIA DELLE MAGNOLIE, 6 70026 MODUGNO (BA)
attivitaestrattive@pec.rupar.puglia.it

Regione Puglia

Area Politiche per l'Ambiente, le Reti e la Qualità Urbana Servizio Tutela delle Acque
VIA DELLE MAGNOLIE, 6 70026 MODUGNO (BA)
servizio.tutelacqua@pec.rupar.puglia.it

Regione Puglia

Area Politiche per lo Sviluppo Rurale Ufficio Provinciale Agricoltura di Lecce
VIA ALDO MORO 73100 LECCE
upa.lecce@pec.rupar.puglia.it

Regione Puglia

Area Politiche per l'Ambiente, le Reti e la Qualità Urbana Servizio LL. PP. - Ufficio Espropri
VIA DELLE MAGNOLIE, 6 70026 MODUGNO (BA)



Consulenza: **Atech srl**
Proponente: **HEPV17 Srl**

Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltico e relative
opere di connessione da realizzarsi nel comune di Latiano (BR)

ufficioespropri.regionepuglia@pec.rupar.puglia.it

Ministero Sviluppo Economico

Dipartimento per le Comunicazioni Ispettorato Territoriale Puglia - Basilicata
VIA AMENDOLA, 116 70125 BARI (BA)

Regione Puglia

*Area Politiche per la Mobilità e la Qualità Urbana Servizio Assetto del Territorio Ufficio Attuazione
Pianificazione Paesaggistica*
VIA DELLE MAGNOLIE, 6 70026 MODUGNO (BA)
servizio.assettoterritorio@pec.rupar.puglia.it

Regione Puglia

*Area Politiche per la Riqualificazione, la Tutela e la Sicurezza Ambientale e per l'Attuazione delle
Opere Pubbliche - Servizio Tutela delle Acque*
Via delle Magnolie, 6 - 70026 Modugno (Ba)

Regione Puglia Avvocatura Regionale

Lungomare Nazario Sauro, 33 – 70121 Bari

Comando Provinciale Vigili del Fuoco di Brindisi

VIA NICOLA BRANDI sn 72100 Brindisi com.brindisi@cert.vigilfuoco.it

Regione Puglia

*Area Politiche per l'Ambiente, le Reti e la Qualità Urbana Servizio LL. PP. Ufficio Struttura Tecnica
Provinciale di Brindisi*
PIAZZA SANTA TERESA, 2 72100 BRINDISI
ufficio.coord.stp.br@pec.rupar.puglia.it

Comando in Capo del Dipartimento Militare Marittimo dello Jonio e del Canale d'Otranto

CORSO DUE MARI, 38 74100 TARANTO
maridipart.taranto@postacert.difesa.it



Consulenza: **Atech srl**
Proponente: **HEPV17 Srl**

Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltico e relative
opere di connessione da realizzarsi nel comune di Latiano (BR)

Provincia di Brindisi

PIAZZA SANTA TERESA, 2 72100 BRINDISI
provincia@pec.provincia.brindisi.it

Aeronautica Militare Comando III Regione Aerea

LUNGOMARE NAZARIO SAURO, 39 70100 BARI
aeroscuoleaeroregione3@postacert.difesa.it

ASL Brindisi

Via Napoli, 8 72100 Brindisi BR
protocollo.asl.brindisi@pec.rupar.puglia.it

Terna S.p.A.

VIA EGIDIO GALBANI, 70 00196 ROMA

ARPA Puglia Direzione Regionale

CORSO TRIESTE, 27 70126 BARI
dir.generale.arpapuglia@pec.rupar.puglia.it

ARPA Puglia - DAP di Brindisi

VIA GALANTI, 16 72100 BRINDISI
dap.br.arpapuglia@pec.rupar.puglia.it

Ministero della Difesa Direzione Generale dei Lavori e del Demanio

PIAZZA DELLA MARINA, 4 00196 ROMA

Comando Militare Esercito "Puglia"

PZZA LUIGI DI SAVOIA, 3 70121 BARI

Autorità di Bacino della Puglia

STR PROV PER CASAMASSIMA KM 3 c/o INNOVAPUGLIA S.p.A. 70010 VALENZANO (BA)
segreteria@pec.adb.puglia.it

ENAC - Ente Nazionale per l'Aviazione Civile

VIA DI VILLA RICOTTI, 42 00144 ROMA



Consulenza: **Atech srl**
Proponente: **HEPV17 Srl**

Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico e relative
opere di connessione da realizzarsi nel comune di Latiano (BR)

operazioni.napoli@postacert.enac.gov.it

C.I.G.A.

Aeroporto "M. De Bernanrdi"

VIA DI PRATICA DI MARE, 45 00040 POMEZIA (RM)

ENAV - Ente Nazionale Assistenza al Volo

VIA SALARIA, 716 00138 ROMA

Comune di Latiano

Via Cesare Battisti, 4 72022 – Latiano (BR)

segreteria@pec.comune.latiano.br.it

Ministero per i Beni e le Attività Culturali

Sovrintendenza per i Beni Architettonici e Paesaggistici per le Province di Lecce, Brindisi e Taranto

VIA FOSCARINI, 2/b 73100 LECCE

mbac-sbap-le@mailcert.beniculturali.it

Ministero per i Beni e le Attività Culturali Sovrintendenza per i Beni Archeologici per la Puglia

VIA DUOMO, 33 EX CONVENTO S DOMENICO 74100 TARANTO

mbac-sba-pug@mailcert.beniculturali.it

Ministero dei Trasporti

Direzione Generale Territoriale Sud e Sicilia

Strada Prov.le Modugno-Palese 70026 Modugno (Ba)

Ministero dello Sviluppo Economico Dipartimento per le Comunicazioni Ispettorato Territoriale Puglia – Basilicata

Via Amendola 116 - 70125 - Bari (Ba)

RFI - Direzione Compartimentale Infrastrutture

Piazza A. Moro, Tratto Strada int. FS,57 70126 – Bari

Direzione Genio Militare



Consulenza: **Atech srl**
Proponente: **HEPV17 Srl**

Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico e relative
opere di connessione da realizzarsi nel comune di Latiano (BR)

Ministero Difesa
Piazza della Marina, 4 00184 Roma (RM)

Acquedotto Pugliese S.p.A.

Via Leonardo Da Vinci, 12/Bis, 72100 Brindisi BR

AQP S.p.A.

Via Cognetti, 36 - 70121 Bari

SNAM Rete Gas Spa

Via G. Amendola, 162/1 70126 - Bari

ANAS S.p.A.

Compartimento Regionale

Viale Luigi Einaudi, 15 70125 Bariù

Direzione Regionale per i Beni Culturali e Paesaggistici della Puglia

Strada Dottula Isolato 49 70122 Bari

10. CERTIFICAZIONE DI IMPRESA

