



PROPONENTE:

HEPV10 S.R.L.
via Alto Adige, 160/A - 38121 Trento (TN)
hepv10srl@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:

CONSTRUZIONE ED ESERCIZIO DI NUOVO IMPIANTO AGROVOLTAICO CON POTENZA NOMINALE PARI A 25.000 KW, POTENZA MODULI PARI A 23.351,90 kWp E SISTEMA DI ACCUMULO PARI A 4.400,00kW/8.250,00kWh CON RELATIVO COLLEGAMENTO ALLA RETE ELETTRICA, SITO NEL COMUNE DI LECCE (LE)- IMPIANTO 90

STATO DI AVANZAMENTO COMMESSA:

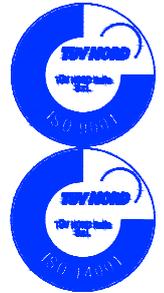
PROGETTO DEFINITIVO PER AUTORIZZAZIONE UNICA

CODICE COMMESSA:

HE.19.0040

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



STUDI ARCHEOLOGICI

Dott.ssa Paola Iacovazzo
via del Tratturello Tarantino n. 6 - 74123 Taranto (TA)



museion-archeologia@libero.it

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:

BUBY814_RelazioneTecnica.pdf

DATA:

MARZO 2022

TAVOLA:

DGE.RE 02

N. REV.	DATA	REVISIONE	ELABORATO	VERIFICATO	VALIDATO
0	03.2022	Emissione	O.Tricarico	responsabile commessa A.Albuzzi	direttore tecnico N.Zuech

Progetto	<i>Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaico avente potenza nominale pari a 25.000 kW e potenza moduli pari a 23.351,900 kWp con relativo collegamento alla rete elettrica, sito nei Comuni di Lecce e Surbo (LE)-IMPIANTO 90</i>				
Regione	<i>Puglia</i>				
Comune	<i>Comune di Lecce- Comune di Surbo (LE)</i>				
Proponente	<i>HEPV10 s.r.l Sede Legale via Alto Adige, 160/A 38121 Trento (TN)</i>				
Redazione SIA	<i>ATECH S.R.L. – Società di Ingegneria e Servizi di Ingegneria Sede Legale Via della Resistenza 48 70125 Bari (BA)</i>				
Documento	<i>Relazione Tecnica</i>				
Revisione	<i>00</i>				
Emissione	<i>Marzo 2022</i>				
Redatto	<i>B.B. - M.G.F. – ed altri (vedi sotto)</i>	Verificato	A.A.	Approvato	O.T.
Redatto: Gruppo di lavoro	<i>Ing. Alessandro Antezza Arch. Berardina Boccuzzi Ing. Alessandrina Ester Calabrese Arch. Claudia Cascella Geol. Anna Castro Arch. Valentina De Paolis Dott. Naturalista Maria Grazia Fraccalvieri Ing. Emanuela Palazzotto Ing. Orazio Tricarico</i>				
Verificato:	<i>Ing. Alessandro Antezza (Socio di Atech srl)</i>				
Approvato:	<i>Ing. Orazio Tricarico (Amministratore Unico e Direttore Tecnico di Atech srl)</i>				

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 HEPV10 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	5
2. IL SITO	7
2.1. INQUADRAMENTO TERRITORIALE	7
2.2. AREE NON IDONEE	12
3. FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI	15
3.1. L'ENERGIA SOLARE IN ITALIA	17
3.2. L'ENERGIA SOLARE IN PUGLIA	19
3.3. ADESIONE ALLA STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE (SEN)	23
3.4. PIANO DI SVILUPPO DELLA RETE ELETTRICA DI TRASMISSIONE NAZIONALE (RTN) 2021	24
3.5. STUDIO DEL POTENZIALE SOLARE	29
3.6. CARBON FOOTPRINT E COSTO ENERGETICO DEL FOTOVOLTAICO	31
3.7. VANTAGGI AMBIENTALI	33
3.8. VANTAGGI SOCIO-ECONOMICI	34
4. CARATTERISTICHE TECNICHE DEL PROGETTO	35
4.1.1. DESCRIZIONE GENERALE	35
4.1.2. COMPONENTI PRINCIPALI DELL'IMPIANTO AGROVOLTAICO	38
4.1.2.1. Architettura del Generatore fotovoltaico	40
4.1.2.2. Pannelli fotovoltaici	40
4.1.2.3. Strutture di sostegno	42
4.1.2.1. Cavi BT-MT	43
4.1.2.2. Inverter	48



4.1.2.3. Cabine di Campo	52
4.1.2.4. Viabilità interna.....	53
4.1.2.1. Recinzione perimetrale e mitigazione visiva	53
4.1.2.1. Sistemi ausiliari	54
4.1.2.2. Illuminazione perimetrale	54
4.1.2.3. Manutenzione.....	55
4.1.2.4. Lavaggio dei moduli fotovoltaici.....	55
4.1.2.5. Controllo delle piante infestanti	55
4.1.3. STAZIONE UTENTE.....	56
4.1.3.1. Cabine di Parallelo	57
4.1.4. STAZIONE TERNA.....	58
5. FASE DI CANTIERE	59
5.1.1. IMPIANTO AGROVOLTAICO.....	59
5.1.2. STAZIONE ELETTRICA 150 KV	61
5.1.1. REALIZZAZIONE DEI NUOVI RACCORDI.....	61
6. FASE DI ESERCIZIO	63
7. FASE DI DISMISSIONE - RICICLO COMPONENTI E RIFIUTI.....	64
7.1.1. RIMOZIONE DEI PANNELLI FOTOVOLTAICI	65
7.1.2. RIMOZIONE DELLE STRUTTURE DI SOSTEGNO.....	66
7.1.3. IMPIANTO E APPARECCHIATURE ELETTRICHE.....	66



7.1.4. LOCALI PREFABBRICATI E CABINE.....	67
7.1.5. RECINZIONE AREA	67
7.1.6. VIABILITÀ INTERNA	67
7.1.1. DETTAGLI RIGUARDANTI LO SMALTIMENTO DEI COMPONENTI.....	68
8. ANALISI DELLE POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE DELL'INTERVENTO A LIVELLO LOCALE	69
8.1. RICADUTE IN FASE DI REALIZZAZIONE	73
8.2. RICADUTE IN FASE DI GESTIONE	73
8.3. SENSIBILIZZAZIONE DELLA POPOLAZIONE	74
9. ELENCO DELLE AUTORIZZAZIONI, INTESI, CONCESSIONI, LICENZE, PARERI, NULLA OSTA E ASSENSI	75
10. CERTIFICAZIONE DI IMPRESA	79



1. PREMESSA

Il presente documento costituisce la Relazione tecnica redatta nell'ambito del Provvedimento Unico in materia ambientale (PUA), ai sensi dell'art. 27 del D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii., 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 **HEPV10 s.r.l.**, con sede legale in via Alto Adige, 160/A - 38121 Trento (TN), C.F./P.I. 02550370221.

Il progetto prevede la realizzazione di un **impianto agrovoltaico avente potenza nominale pari a 25.000 kW e potenza moduli pari a 23.351,90 kWp e le relative opere di connessione alla nuova Stazione Elettrica TERNA 150 kV e relativi raccordi aerei alla linea 150 kV "Lecce Nord-San Paolo" da realizzarsi nei comuni di Lecce e Surbo (LE).**

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 35,6 ettari, 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 in gestione a società agricole la parte agricola e di pascolo.

Allo scopo di fornire evidenza **della effettiva realizzazione del progetto nella sua interezza**, la società **HEPV10 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. *Inquadramento territoriale*

Il sito interessato alla realizzazione dell'impianto e dalle relative opere di connessione in progetto si sviluppa tra il territorio del **Comune di Lecce (LE)** e il territorio del **Comune di Surbo (LE)** ed è raggiungibile dalla Strada Provinciale 236 che connette la SS613 con la SP100.



Figura 2-1: *Inquadramento territoriale*

Come si evince dall'immagine seguente, mentre l'area di impianto e la stazione di trasformazione dei produttori ricadono interamente nel territorio di Lecce, la nuova Stazione Elettrica TERNA ricadrà parzialmente sia nel territorio del comune di Lecce sia in quello di Surbo. Analogamente accadrà per i nuovi raccordi aerei alla linea "Lecce Nord-San Paolo".



COMUNE DI LECCE	
Foglio	Particella
49	25
49	28
49	42
58	8
58	33
58	37
58	39
58	41
58	43
58	69
58	19
58	79
59	20
59	22
59	23
59	24
59	25
71	146
71	148
71	29
88	147
88	154
88	165
88	166
88	168
88	169
COMUNE DI SURBO	
Foglio	Particella
5	41
5	10
5	9
5	42



Le aree di impianto e la futura Stazione Utente 30/150 Kv si trovano ad un'altitudine media di m 30 s.l.m. e le coordinate geografiche sono le seguenti:

AREA NORD

40°26'29.43"N

18°6'53.89"E

AREA SUD

40°25'47.02"N

18°6'53.33"E

Le opere in progetto comprendono anche la nuova Stazione Elettrica 150 kV di trasformazione della RTN e i relativi raccordi a 150 kV alla linea elettrica denominata "Lecce Nord – San Paolo" nonché le stazioni di trasformazione MT/AT del produttore HEPV10 e di altri produttori futuri (come prescritto dal preventivo di connessione prot. TERNA/P20190056741 del 07/08/2019 redatto da TERNA S.p.A.), incluso il breve tratto di elettrodotto in cavo che connette le stazioni MT/AT alla nuova stazione di smistamento di Terna.

La nuova Stazione Elettrica TERNA è ubicata al limite dei confini comunali tra Lecce e Surbo (LE) in località *Campore*, ad una altitudine media di m 32 s.l.m. e le coordinate geografiche sono le seguenti:

40°26'20.02"N

18°6'50.51"E



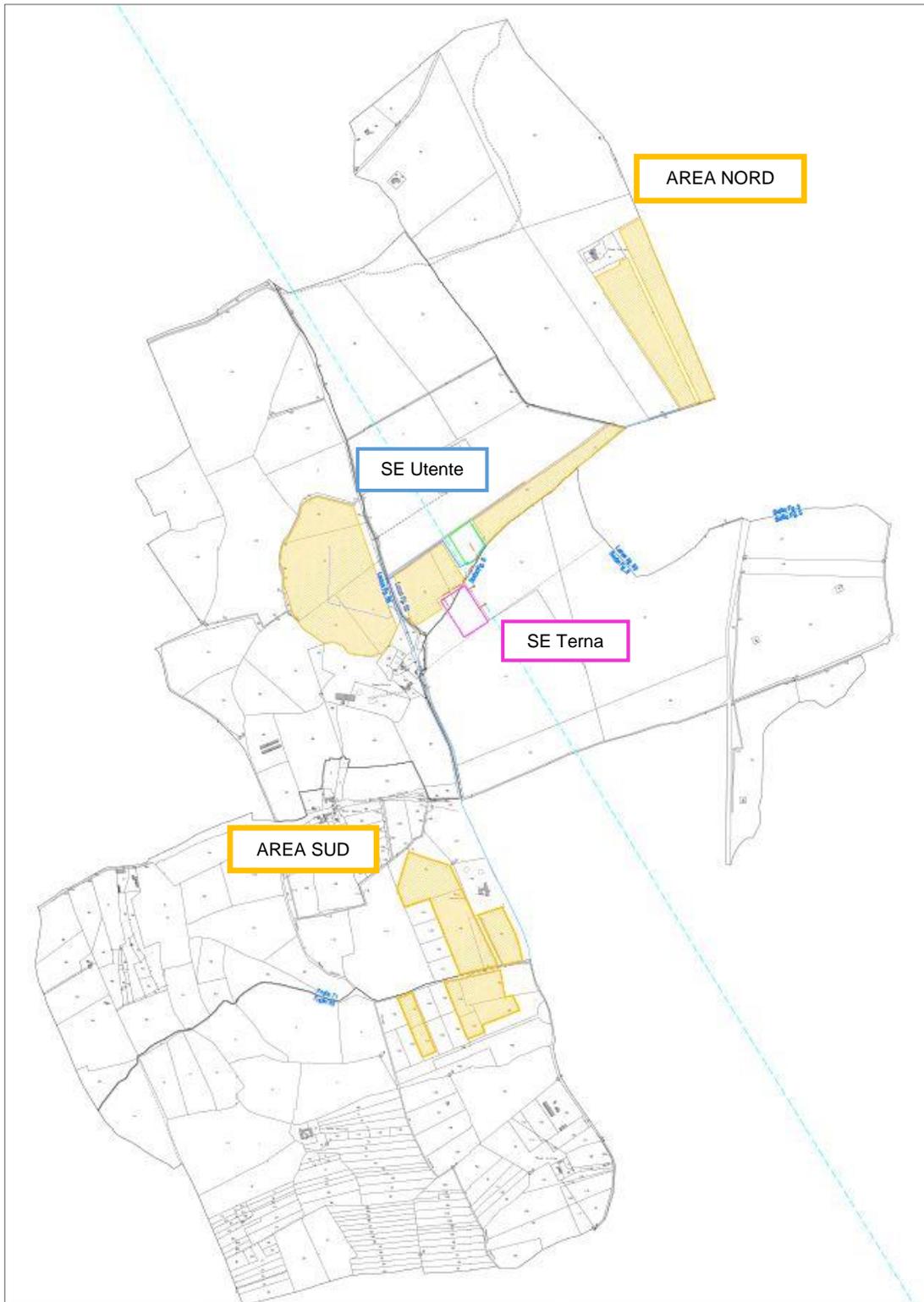


Figura 2-3: Inquadramento su base catastale



2.2. Aree non Idonee

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".

Attraverso le suddette Linee guida, sono stati analizzati tutti gli strumenti di programmazione e valutata la coerenza del progetto 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>Compatibile</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-alimentari di qualità	<i>Non presente</i>



Come si evince dalla tabella riassuntiva sopra riportata, una parte dell'impianto interferisce con un'area individuata quale "Ambito territoriale tutelato e disciplinato dal PUTT/Paesaggio dove sussistono condizioni di compresenza di più beni costitutivi".

Nel dettaglio l'area è inquadrata come "Ambito B di valore rilevante" per cui valgono gli "indirizzi di tutela per la conservazione e valorizzazione dell'assetto attuale e di recupero delle situazioni compromesse attraverso l'eliminazione dei detrattori e/o la mitigazione degli effetti negativi".

Tale perimetrazione e i relativi indirizzi sono individuati in attuazione alle disposizioni previste dal PUTT/P. Oggi, i principali indirizzi di tutela e mantenimento dei valori paesistici sono invece dettati dalle Norme Tecniche di Attuazione del PPTR, dalla cui data di approvazione "cessa di avere efficacia il PUTT/P" (NTA- Titolo III- art.106 comma 8).

L'area non idonea ATE/b, individuata sulla scorta di una normativa non più in vigore, non trova specifico riscontro all'interno della normativa vigente, così come dimostrato dall'assenza di tale perimetrazione nel PPTR.

Pertanto, si comprende come l'intervento vada oggi ad inserirsi in un'area da ritenersi idonea alla sua realizzazione.



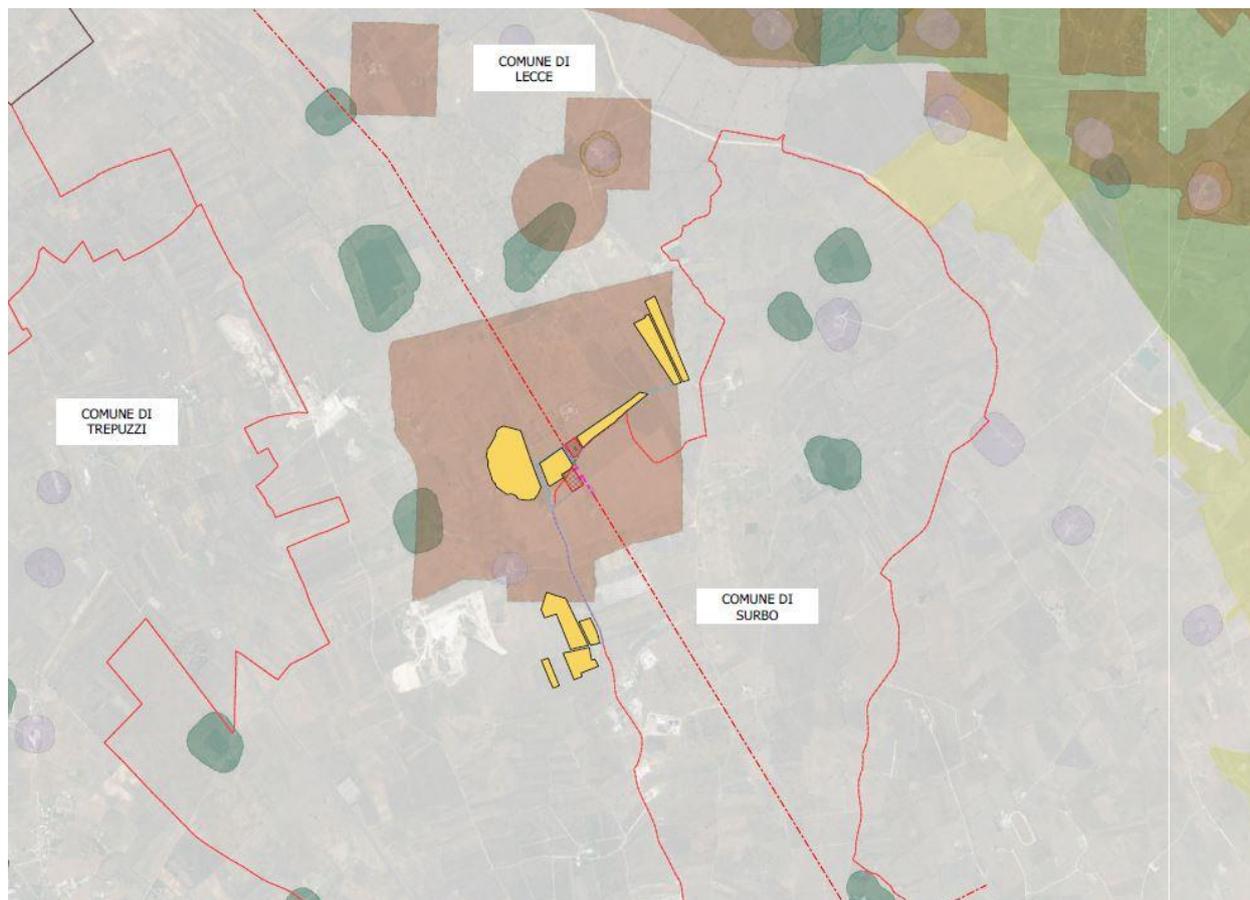


Figura 2-4: Sovrapposizione del progetto con le Aree non Idonee FER (fonte: SIT Puglia, 2020)



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 rinnovabile 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 fotovoltaico 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 regolamerterà 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 2020 risultano installati in Italia 935.838 impianti fotovoltaici, per una potenza complessiva pari a 21.650.

Distribuzione regionale del numero degli impianti a fine 2020



Fonte: GSE Distribuzione Regionale della potenza a fine 2020

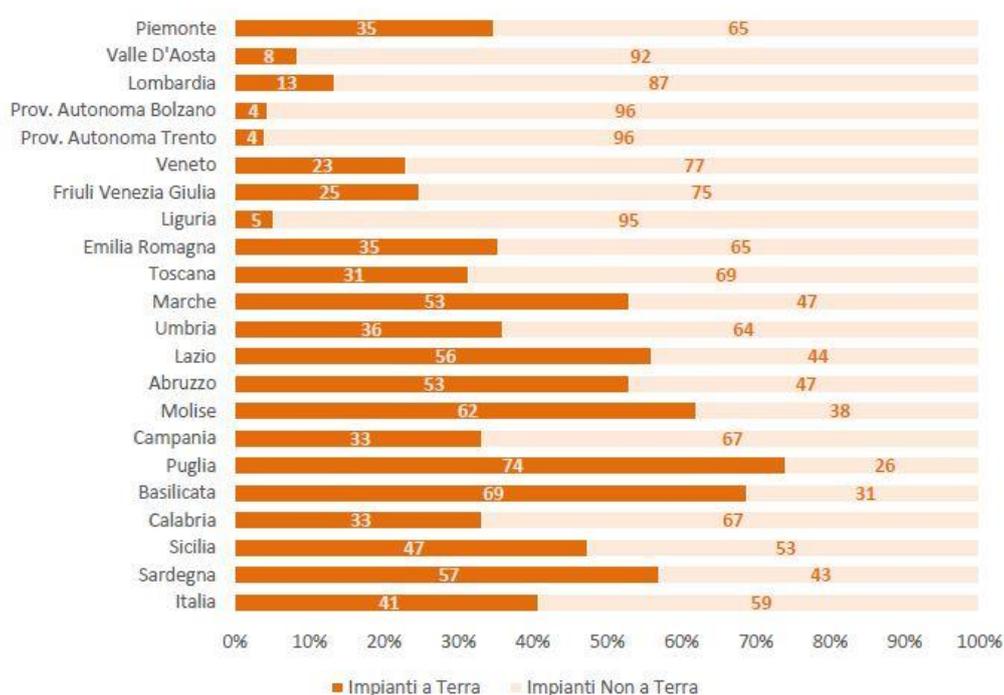


Le installazioni realizzate nel corso del 2020 non hanno provocato variazioni significative nella distribuzione regionale degli impianti. A fine anno nelle regioni del Nord sono stati installati il 55% degli impianti complessivamente in esercizio in Italia, al Centro il 17% e al Sud il restante 28%. 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 55.550 impianti fotovoltaici installati in Italia nel corso del 2020 (2.640 in meno rispetto al dato rilevato nel 2019) sono così distribuiti tra le ripartizioni territoriali: Nord con il 59,0%, Centro il 16,4%, Sud il 24,6%. Le regioni con il maggior numero di impianti installati nel corso dell'anno sono Lombardia, Veneto, Emilia Romagna e Lazio.

Distribuzione dei pannelli fotovoltaici per collocazione nelle regioni a fine 2020



Fonte: GSE Distribuzione dei pannelli per regioni a fine 2020



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

Il 41% dei 21.650 MW installati a fine 2020 in Italia è situato a terra, mentre il restante 59% è distribuito su superfici non a terra (edifici, capannoni, tettoie, ecc.). 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.



3.3. **Adesione alla Strategia Energetica Nazionale (SEN)**

Con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 10 novembre 2017, è stata adottata la Strategia Energetica Nazionale 2017, il piano decennale del Governo italiano per anticipare e gestire il cambiamento del sistema energetico.

La Strategia Energetica Nazionale 2017 pone un orizzonte di azioni da conseguire al 2030 che, coerentemente con il Piano dell'Unione Europea, si incentra sui seguenti obiettivi:

1. migliorare la competitività del Paese, continuando a ridurre il gap di prezzo e di costo dell'energia rispetto all'Europa, in un contesto di prezzi internazionali crescenti;
2. raggiungere e superare in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione al 2030 definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21:
 - a) promuovendo l'ulteriore diffusione delle tecnologie rinnovabili;
 - b) favorendo interventi di efficienza energetica che permettano di massimizzare i benefici di sostenibilità e contenere i costi di sistema;
 - c) Accelerando la de-carbonizzazione del sistema energetico;
 - d) incrementando le risorse pubbliche per ricerca e sviluppo tecnologico nell'ambito delle "energie pulite";
 - e) continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche.

Il raggiungimento di questi obiettivi presuppone alcune condizioni necessarie e azioni trasversali, come:

- azioni di semplificazione e razionalizzazione della regolamentazione per garantire la realizzazione delle infrastrutture e degli impianti necessari alla transizione energetica, senza tuttavia indebolire la normativa ambientale e di tutela del paesaggio e del territorio né il grado di partecipazione alle scelte strategiche;



- stimolazione continua del miglioramento sul lato dell'efficienza e adozione di misure a sostegno della competizione fra tecnologie che rendano economicamente più sostenibile la produzione di energia da fonti rinnovabili;
- perseguire la compatibilità tra obiettivi energetici e tutela del paesaggio dando priorità all'uso di aree industriali dismesse, capannoni e tetti, oltre che ai recuperi di efficienza degli impianti esistenti per lo sviluppo del comparto eolico e fotovoltaico;
- monitorare e governare le ripercussioni a livello occupazionale provocate dalla transizione energetica.

Il progetto oggetto di studio risulta coerente con gli obiettivi di strategia energetica nazionale in quanto consente un miglioramento della dispacciabilità dell'energia elettrica tramite la realizzazione di una nuova Stazione Elettrica, così da incrementare la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico.

3.4. Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale (RTN) 2021

L'obiettivo dell'Italia è quello di contribuire in maniera decisiva alla realizzazione del cambiamento nella politica energetica e ambientale dell'Unione Europea, attraverso l'individuazione di misure condivise che siano in grado di accompagnare anche la transizione ecologica in atto nel mondo produttivo verso il Green Deal.

La transizione ecologica implica per il sistema elettrico l'avvio di una trasformazione con complessità tecniche e di esercizio mai sperimentate.

Il sistema sta già sperimentando:

- una progressiva riduzione della potenza regolante e di inerzia, per la modifica degli assetti di funzionamento del parco di generazione, con sempre minore presenza in servizio di capacità rotante programmabile;
- un aumento delle congestioni di rete legato allo sviluppo non omogeneo delle FER;



- un forte inasprimento delle problematiche di regolazione di tensione (sovratensioni e buchi di tensione) e instabilità di frequenza (oscillazioni e separazioni di rete non controllate), già sperimentate negli ultimi anni.

Il settore elettrico ha un ruolo centrale per il raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione del sistema energetico nel suo insieme, grazie all'efficienza intrinseca del vettore elettrico e alla maturità tecnologica delle fonti di energia rinnovabile (FER).

Questo si traduce, in particolare, in una forte crescita attesa per il 2030: dagli attuali 115 GW a 145 GW di capacità installata totale fornita quasi esclusivamente da fonti non programmabili, come eolico e fotovoltaico. Il solo fotovoltaico, per esempio, dovrebbe crescere dagli attuali 21 GW a 52 GW nel 2030 (+31 GW) e l'eolico di altri circa 9 GW.

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili - a fronte di un boom di installazioni verificatosi tra il 2008 e il 2013 - ha subito negli ultimi anni un forte rallentamento e i tassi di incremento annui della capacità installata sono circa 800 MW/anno.

Si tratta di tassi di incremento estremamente contenuti e insufficienti al raggiungimento degli obiettivi PNIEC (almeno 40 GW di nuova capacità eolica e fotovoltaica al 2030), soprattutto alla luce della possibile revisione a rialzo degli obiettivi a valle del recepimento del Green Deal UE (+70 GW).

Per raggiungere gli obiettivi fissati al 2030 è necessario trarre un livello di incremento annuo di capacità rinnovabile installata di almeno 4 GW all'anno (o 6 GW alla luce degli obiettivi del Green Deal). Le aste organizzate ai sensi del decreto del Ministero dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, del 4 luglio 2019 (DM FER1), hanno evidenziato una riduzione molto significativa dei costi di realizzazione di questi impianti, ma al tempo stesso un livello di offerta molto limitato.

Il perseguimento degli obiettivi della transizione ecologica richiede uno sforzo di pianificazione, autorizzazione e realizzazione di investimenti che non trova precedenti nei decenni più recenti della storia del Paese ed il ricorso agli strumenti che potranno essere messi a disposizione anche dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) che, accompagnato da una semplificazione - indispensabile - dei procedimenti autorizzativi e da una corretta pianificazione, è quanto mai opportuno e necessario.



È necessario accelerare gli investimenti nelle reti, già indicati negli ultimi Piani di Sviluppo della RTN, nei Piani di Sicurezza e in linea con quanto previsto nel PNIEC al fine di incrementare la magliatura, rinforzare le dorsali tra Nord e Sud, potenziare i collegamenti nelle Isole e con le Isole, sviluppare la rete nelle aree più deboli, per migliorarne la resilienza, l'integrazione delle rinnovabili e risolvere le problematiche di regolazione di tensione.

Per l'identificazione e la prioritizzazione degli interventi, nell'ottica di un modello sostenibile, Terna ha sviluppato delle linee di azione allineate ai driver di Piano e alla sfida dell'Agenda 2030 dell'ONU, recependo in questo modo fin dalla fase di pianificazione strategica l'obiettivo di un'economia decarbonizzata attraverso una transizione basata su integrazione delle fonti rinnovabili, rafforzamento della capacità di trasmissione, interconnessioni con l'estero e resilienza delle infrastrutture.

Di seguito le principali linee d'azione del Piano di Sviluppo 2021.



PRINCIPALI LINEE DI AZIONE DEL PIANO DI SVILUPPO 2021



Con il Piano di Sviluppo 2021 Terna conferma l'obiettivo di aumentare la sicurezza della rete, migliorarne la gestione e l'equilibrio e introdurre tecnologie capaci di prevedere, prevenire ed evitare disservizi a partire da quelli prodotti da eventi climatici sempre più estremi. Inoltre consentirà all'Italia, vista la sua posizione strategica nel Mediterraneo e nel sistema elettrico europeo, di assumere sempre più il ruolo di hub energetico del Mediterraneo: un ponte verso i Balcani, l'Europa centrale e i Paesi nord-africani che si affacciano sul Mediterraneo, che sarà rafforzato con l'avanzamento dei nuovi progetti di interconnessione, ma anche grazie ai rinforzi di rete interna.



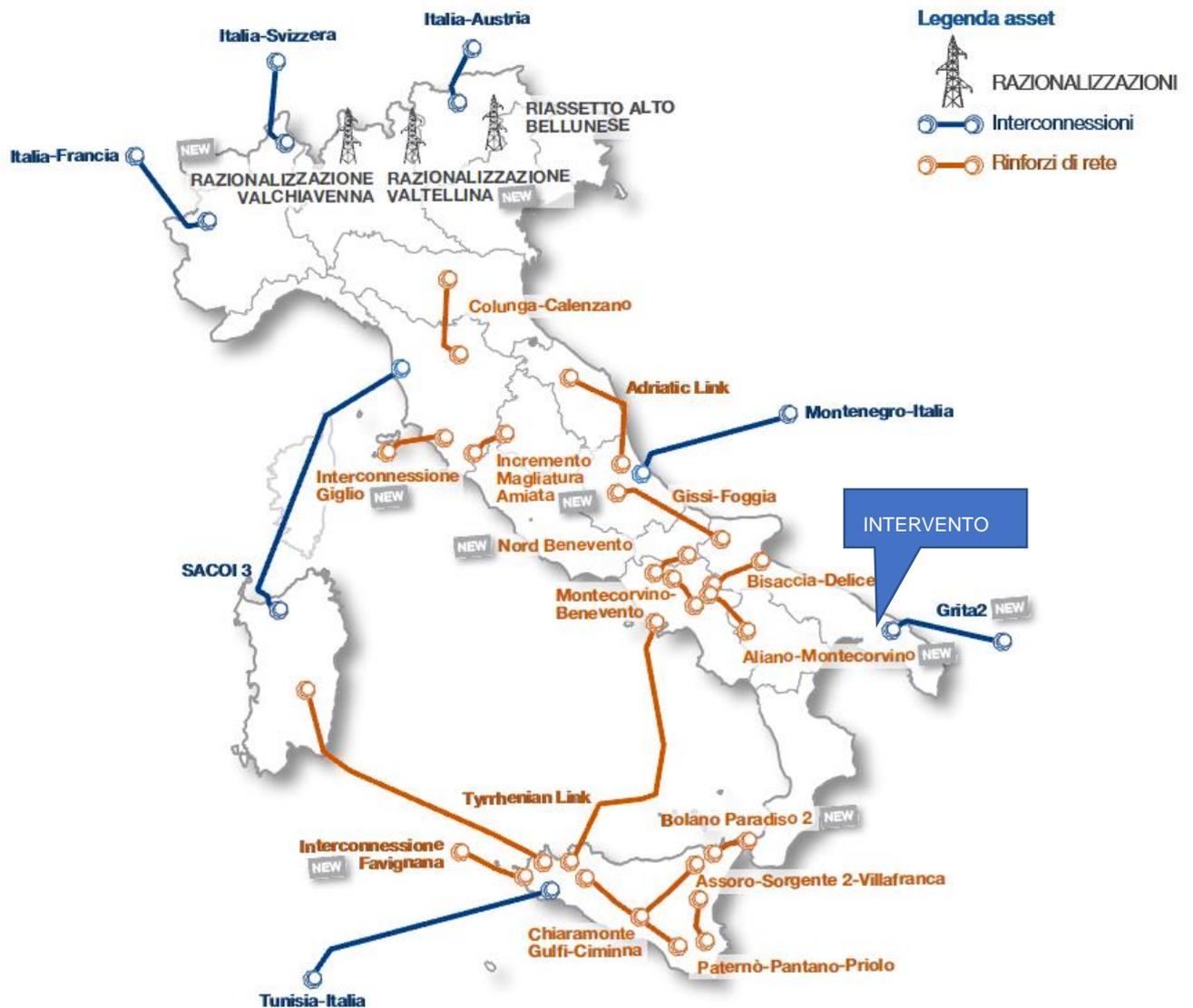


Figura 3-1: Principali interventi previsti dal Piano di Sviluppo della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale 2020

Come si evince dall'immagine sopra riportata l'area di intervento rientra tra quelle a maggiore criticità per la sicurezza della rete a 150 kV, per le quali sono previste azioni di rinforzo della rete. Pertanto la realizzazione della nuova Stazione Elettrica costituirà un'opera funzionale al miglioramento delle attuali criticità della rete.



3.5. Studio del potenziale solare

La disponibilità della fonte solare e la stima di produzione di energia per il sito di installazione è verificata utilizzando il software "PVsyst V7.2.9", basato sulla banca dati meteo PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System).

La tabella di seguito riporta i valori di irradiazione solare mensile, le temperature medie giornaliere mensili e la stima della produzione energetica. La radiazione solare è il flusso radiante della radiazione elettromagnetica emessa dal sole che colpisce una superficie per unità di area espressa in kWh/m².

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	63.8	27.91	9.72	87.5	82.3	1.882	1.790	0.876
February	77.8	35.69	10.70	102.3	97.1	2.198	2.095	0.877
March	98.7	50.08	12.14	122.6	116.9	2.605	2.482	0.867
April	172.5	63.36	15.17	226.0	217.8	4.708	4.492	0.851
May	188.7	68.38	17.72	242.1	233.4	4.970	4.744	0.839
June	222.4	73.55	22.60	292.7	283.1	5.878	5.616	0.822
July	232.7	67.82	25.88	311.0	300.9	6.146	5.874	0.809
August	218.1	54.83	27.27	294.6	285.5	5.802	5.544	0.806
September	159.0	51.33	23.96	215.6	208.0	4.370	4.179	0.830
October	106.7	42.59	17.77	144.1	137.8	3.012	2.877	0.855
November	66.9	32.61	15.21	89.7	84.4	1.889	1.799	0.859
December	63.2	25.99	10.94	88.1	82.7	1.887	1.797	0.874
Year	1670.5	594.14	17.46	2216.4	2129.9	45.346	43.290	0.836

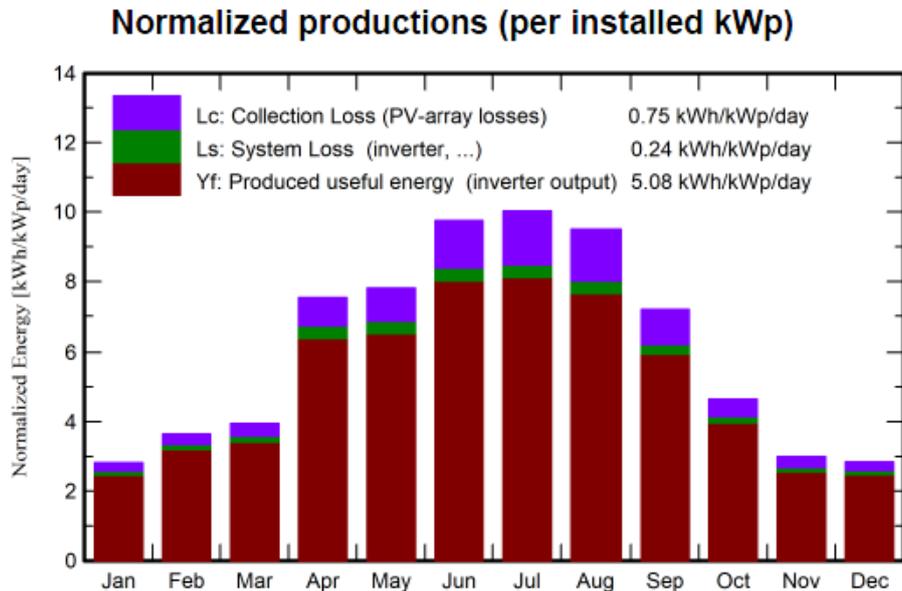
Legends

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		

Tabella 1: Irradiazione solare, temperature e stima energia prodotta

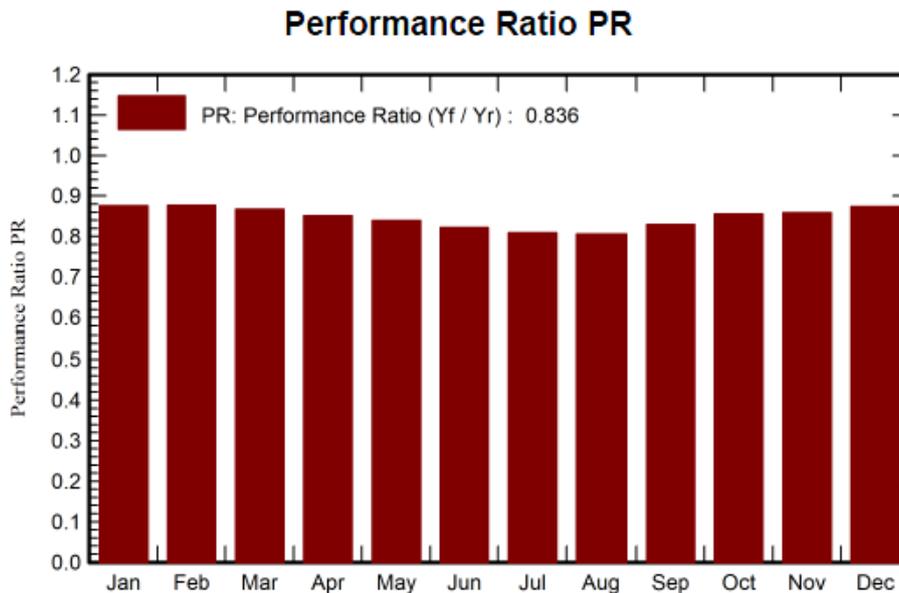
Il grafico sottostante analizza invece la stima produzione di energia elettrica dell'impianto per ogni mese espressa in [kWh/(kWp*giorno)].





Istogramma energia normalizzata prodotta e perdite durante anno solare per kWp installato

Infine, è riportato l'andamento mensile dell'indice di rendimento PR che definisce il rapporto tra il rendimento energetico effettivo e il possibile rendimento teorico.



Indice di rendimento (Performance Ratio)



Tutti i risultati di calcolo del sono riassunti nell'elaborato "Analisi Risorsa Solare" che riporta l'analisi della risorsa solare e stima di produzione energia.

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

Di seguito si riassume la produzione attesa e le riduzioni di CO₂ e di inquinanti relativi all'impianto in oggetto:

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]	TEP in un anno	Producibilità [kWh/kWp]
43.290,00	20.520.758,57	18.486,00	16.148,19	606,10	8.095,74	1.854

3.6. 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.

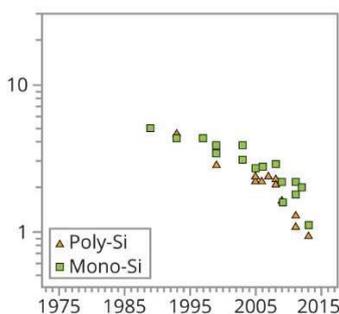


La fabbricazione implica l'utilizzo di risorse energetiche ed un impatto ambientale, così come il trasporto ed il montaggio di un impianto. Va sottolineato che, grazie all'avanzamento tecnologico e con nuovi stabilimenti produttivi di capacità crescente, l'impatto ambientale si è via via ridotto nel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

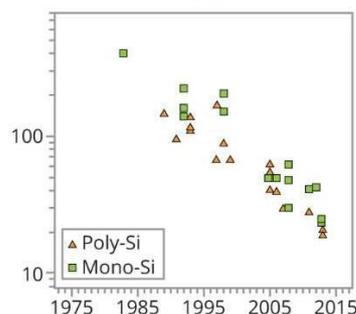
Oggi si stima che un impianto fotovoltaico ripaghi l'energia utilizzata per produrlo in circa 1 anno, ciò significa che **viene prodotta 30 volte l'energia necessaria per produrlo**.

» 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

c.a. 10-20
gCO2/kWh

IMPIANTO A CARBONE

c.a. 1.000
gCO2/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.

3.7. **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

Moltiplicando poi l'anidride carbonica "evitata" ogni anno per l'intera vita dell'impianto fotovoltaico, ovvero per 30 anni, si ottiene il vantaggio sociale complessivo.

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.

3.8. **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. CARATTERISTICHE TECNICHE DEL PROGETTO

4.1.1. Descrizione generale

L'intervento consiste in un impianto agrovoltaiico, suddiviso in n. 4 campi composti da 6 sottocampi con sistema di accumulo.

La potenza installata del generatore fotovoltaico, pari 23.351,9 kWp, è intesa come somma delle potenze di targa o nominali di ciascun modulo misurata in condizioni standard (STC) a cui deve essere sommata la potenza nominale del sistema di accumulo pari a 8.250,00kW. Considerazioni inerenti l'affidabilità e, di conseguenza, la producibilità dell'intero impianto hanno indotto alla scelta della conversione decentralizzata basata su più convertitori anziché uno solo. In questo modo l'eventuale guasto di un convertitore non coinvolgerà la produzione di tutto l'impianto ma solo quella del sub-campo corrispondente.

Lungo il lato Ovest dell'impianto è presente un breve tratto di linea MT transitante nell'area prescelta interferendo notevolmente con l'impianto. Per risolvere tale interferenza sarà necessario richiedere lo spostamento ad e-Distribuzione. Più nello specifico, il tracciato della linea MT sarà modificato sviluppandosi lungo il confine OVEST del CAMPO 2 dell'impianto in modo da non interferire con lo stesso.

La produzione di energia da fonte rinnovabile attesa è pari a 43.290 MWh/anno.

Per l'intervento di realizzazione dell'impianto agrovoltaiico sono stati previsti le seguenti componenti principali:

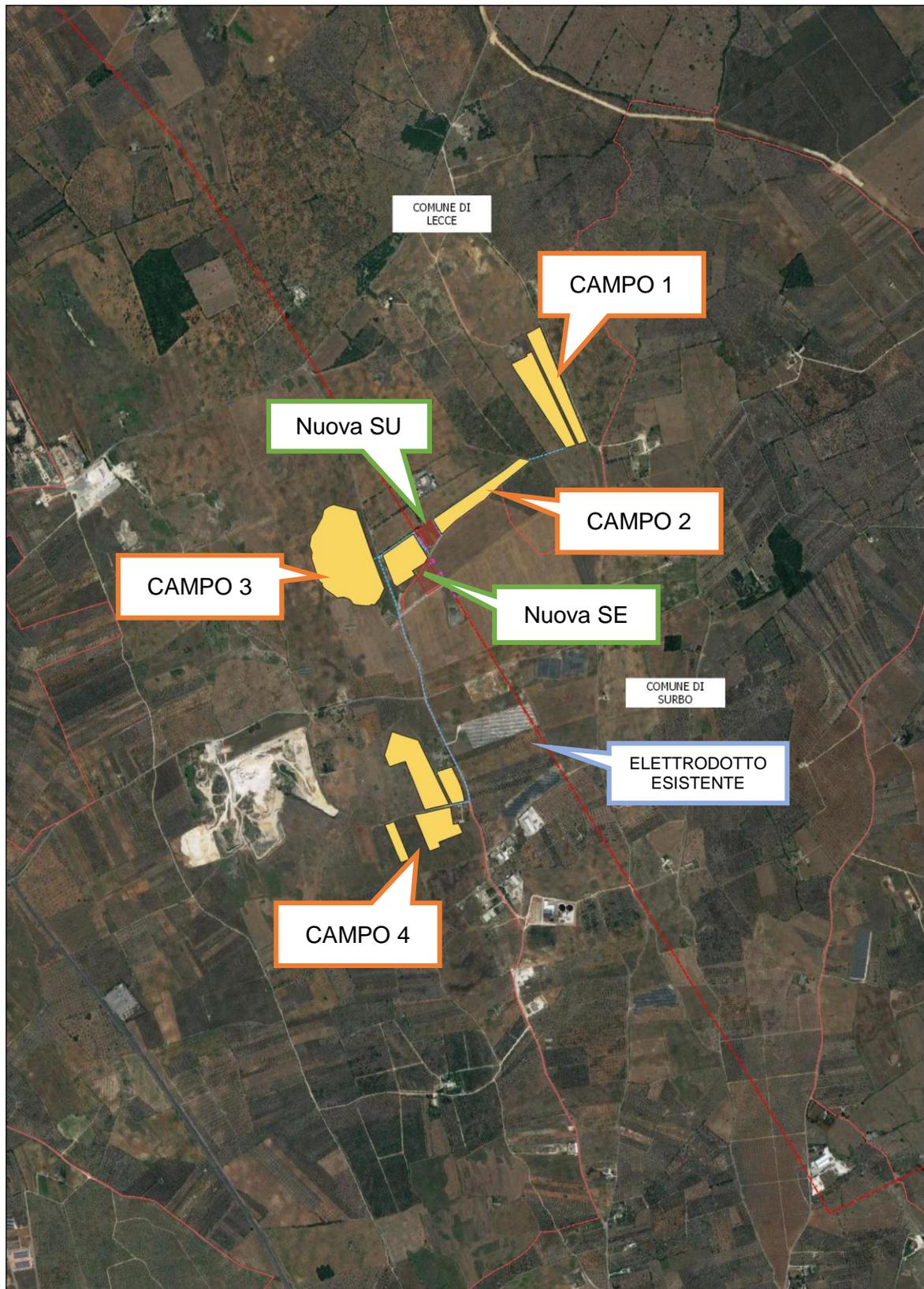
- moduli fotovoltaici su strutture portanti ad inseguimento EST/OVEST;
- gruppi di conversione DC/AC;
- trasformatori BT/MT;
- impianti ausiliari quali illuminazione perimetrale, TVCC, supervisione;
- stazione elettrica MT/AT;
- impianto di utenza per la connessione;



- impianto di rete per la connessione, realizzazione nuova Stazione Elettrica da collegare in entra/esce alla linea 150kV “Lecce Nord – San Paolo”.

Il collegamento alla stazione RTN permetterà di convogliare l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico alla rete ad alta tensione. A tal fine, l'energia prodotta alla tensione di 30 kV, dall'impianto fotovoltaico sarà inviata allo stallo di trasformazione della costruenda stazione di Utenza. Qui verrà trasferita, previo innalzamento della tensione a 150 kV tramite trasformatore 30/150 kV, alle sbarre comuni di condivisione dello stallo a 150kV. La sbarra comune sarà collegata alla stazione di Rete della RTN SE mediante un collegamento in cavo AT tra i terminali cavo della sbarra comune e i terminali cavo del relativo stallo in stazione di rete.





4.1.2. Componenti principali dell'impianto agrovoltaiico

Il generatore fotovoltaico ha potenza nominale ai sensi della norma CEI 0-16 pari a 25.000,00 kW, mentre la potenza dei moduli è pari a 23.351,90 kWp e la potenza del sistema di accumulo sarà pari a 8.250,00kWp.

L'impianto è stato suddiviso in 4 aree e complessivamente sarà costituito da:

- ❖ 42.458,00 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino (collettori solari) di potenza massima unitaria pari a 550 Wp; le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici saranno costituite da inseguitori solari monoassiali "Tracker" da 52, 26 moduli e/o 13 moduli. I moduli fotovoltaici saranno installati in singola fila in configurazione portrait (verticale) rispetto all'asse di rotazione del tracker;
- ❖ 1.633 stringhe, ciascuna costituita da 26 moduli da 550 Wp ciascuno, collegati in serie. Tensione di stringa 1.080 V; corrente di stringa 13,24 A.
- ❖ per il cablaggio dei moduli e per il collegamento delle stringhe agli Sting Box di campo sono previsti conduttori in doppio isolamento o equivalenti appositamente progettati per l'impiego in campi FV per la produzione di energia (tipo H1Z2Z2-K);
- ❖ all'interno del Campo sono previsti conduttori a corda rotonda flessibile di alluminio (tipo ARE4R 0,6/1kV) per il collegamento tra STRING BOX e CdC con INVERTER.
- ❖ 6 Inverter DC/AC con potenza massima erogabile pari a 4200kVA con tensione massima AC pari a 600/630V e tensione massima in DC pari a 1500V;
- ❖ 6 Cabine di Campo (CdC) MT/BT che ospitano l'inverter centralizzato e in cui avviene l'innalzamento di tensione da 0,63 a 30 kV. In ciascuna CdC è installato un trasformatore in resina con potenza nominale di 4500/4000/3.150 kVA. Le CdC sono collegate fra loro con la Cabina di Smistamento (CdS) in Stazione Utente. I conduttori utilizzati per i collegamenti in media tensione a 30 kV tra le CdC e la CdS saranno utilizzati dei cavi con corda rotonda in alluminio del tipo ARG7H1R 18/30Kv;
- ❖ 1 Cabina di smistamento, posizionata nella Stazione Utente. All'interno di essa, oltre alle celle di MT ed al trasformatore MT/BT per i sistemi ausiliari, vi alloggeranno anche l'UPS, il rack dati, la centrale di videosorveglianza, gli apparati di supporto e controllo dell'impianto di generazione ed il Q.G.B.T. Ausiliari.



- ❖ Il fabbricato costituente la stazione utente è costituito da un edificio quadri comando e controllo, composto da: un locale comando, controllo e telecomunicazioni; un locale per i trasformatori MT/BT, un locale quadri MT ed un locale misure e rifasamento. Dal punto di vista costruttivo si rimanda agli elaborati grafici di progetto, mentre dal punto di vista elettrico la CdS consta essenzialmente di un Quadro MT, con sbarre 36 kV - 630 A - 16 kA x 1 sec, costituito dagli interruttori delle linee MT in arrivo dai 6 sottocampi MT, ed il DG con linea in partenza. Nello stesso quadro è contenuto un sezionatore MT di protezione del trasformatore ausiliari di cabina (trafo 50 kVA Dyn11). Al quadro MT della CdS si attesteranno 5 linee 30 kV in cavo provenienti dai 10 sottocampi ed una linea 30 kV di collegamento al trasformatore AT/MT. Il Quadro MT 36 kV di Cabina sarà di tipo blindato, equipaggiato con interruttori di manovra/sezionatori in SF6, con interruttori automatici in gas SF6 e composto dai seguenti scomparti:
- a) n. 1 scomparto partenza cavi (1 terna) verso trasformatore AT/MT con interruttore 630 A, TA, sezionatore tre posizioni, relè di protezione multifunzionale a microprocessore.
 - b) n. 5 scomparti arrivo cavi dal Parco Fotovoltaico (1 terna per scomparto) con interruttore 630 A, TA, sezionatore tre posizioni, relè di protezione multifunzionale a microprocessore;
 - c) n. 1 scomparto per l'alimentazione dei servizi ausiliari. Sarà previsto un sistema di distribuzione CA/CC costituito da:
 - n. 1 armadio dedicato con struttura auto-portante, fondo chiuso da piastre asportabili per ingresso cavi, accessibilità dal fronte completo di:
 - n. 1 sezione distribuzione CA 400/230 V o n. 1 sezione distribuzione CC 110 V CC o n. 1 raddrizzatore carica batterie;
 - n. 1 batterie di accumulatori al piombo tipo ermetico 110 V CC;
 - n. 1 contatore statico multifunzione, classe 0,5, ad uso UTF, completo di: morsettiera di prova, morsettiera di appoggio, certificazione di verifica / taratura fiscale UTF;
 - n. 1 trasformatore di distribuzione 30/0,4 kV, 50 kVA, isolamento in olio minerale.



4.1.2.1. Architettura del Generatore fotovoltaico

Il progetto prevede la realizzazione di 4 campi costituiti da 6 sotto-campi. Il campo 1 e il campo 2 sono gestiti da due inverter mentre il campo 3 e il campo 4 sono composti da ulteriori due sotto-campi. Le cabine di campo e di sotto-campo saranno collegate con la CdS tramite linee MT interratae.

L'architettura generale è riepilogata nella seguente tabella:

HE19.0040-LECCE 90 201900270 25.0MW - 23.3MW MODULI FV - 8.25MW BESS							
CAMPI	INVERTER	TRACKER	STRINGHE	STRING BOX	POTENZA IMMESSA	POTENZA INSTALLATA	RAPPORTO DC/AC
CAMPO 1	INVERTER 1	127 TRACKER 52 MODULI 60 TRACKER 26 MODULI 46 TRACKER 13 MODULI	337	10 STRING BOX 32 IN 1 STRING BOX 16 IN	4200kW	4819.1kW	1.147405
CAMPO 2	INVERTER 2	98 TRACKER 52 MODULI 47 TRACKER 26 MODULI 24 TRACKER 13 MODULI	255	8 STRING BOX 32 IN	2800kW	3646.5kW	1.302321
CAMPO 3	INVERTER 3	252 TRACKER 52 MODULI 72 TRACKER 26 MODULI 40 TRACKER 13 MODULI	298	9 STRING BOX 32 IN 1 STRING BOX 16 IN	4000kW	4261.4kW	1.065350
	INVERTER 4		298	9 STRING BOX 32 IN 1 STRING BOX 16 IN	4000kW	4261.4kW	1.065350
CAMPO 4	INVERTER 5	175 TRACKER 52 MODULI 64 TRACKER 26 MODULI 62 TRACKER 13 MODULI	223	7 STRING BOX 32 IN	2800kW	3188.9kW	1.138893
	INVERTER 6		222	7 STRING BOX 32 IN	2800kW	3174.6kW	1.133786
TOTALI FV		651 TRACKER 52 MODULI 251 TRACKER 26 MODULI 160 TRACKER 13 MODULI	1633	50 STRING BOX 32 IN 3 STRING BOX 16 IN	20600kW	23351.9kW	1.133587
BESS	INVERTER 7				4400kW	8250.0kW	
TOTALI					25000kW		

Esso costituisce, essenzialmente, un esempio di generazione centralizzata, destinata ad operare in collegamento alla rete elettrica in alta tensione (III categoria) in corrente alternata di tipo trifase.

4.1.2.2. Pannelli fotovoltaici

L'impianto sarà costituito da 42.458 moduli per una conseguente potenza di picco pari a 23.351,9MWp. I moduli fotovoltaici saranno del tipo monocristallino di potenza massima pari a 550 Wp, e saranno montati su Inseguitori solari monoassiali orizzontali (Tracker) in file parallele orientate nel verso dell'asse Nord-Sud. I Tracker saranno di tre tipi, da 13, 26 e 52 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:

ELECTRICAL TYPICAL VALUES										
Model	PS530M6-24/TH		PS535M6-24/TH		PS540M6-24/TH		PS545M6-24/TH		PS550M6-24/TH PS550M6H-24/TH	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Rated Power (Pmpp)	530	394	535	398	540	402	545	405	550	409
Rated Current (Imp)	12,88	10,41	12,97	10,48	13,06	10,55	13,15	10,63	13,24	10,70
Rated Voltage (Vmp)	41,15	37,89	41,25	37,98	41,35	38,07	41,45	38,16	41,55	38,25
Short Circuit Current (Isc)	13,42	10,84	13,52	10,92	13,62	11,00	13,72	11,09	13,82	11,17
Open Circuit Voltage (Voc)	49,19	46,44	49,29	46,53	49,39	46,62	49,49	46,72	49,59	46,81
Module Efficiency (%)	20,51		20,70		20,89		21,09		21,28	

STC(Standard Testing Conditions):Irradiance 1000W/m², AM 1.5, Cell Temperature 25°C
 NOCT (Nominal Operation Cell Temperature): Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/s

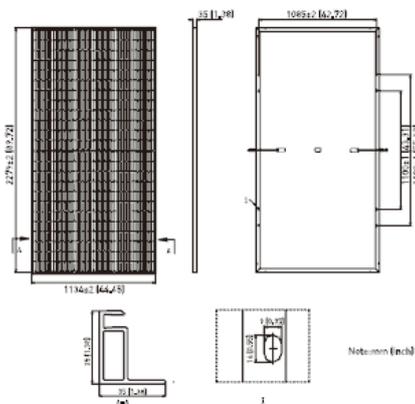
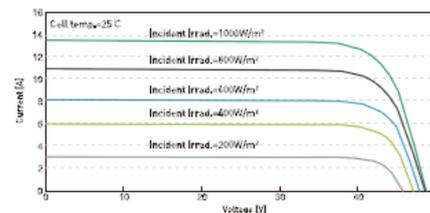
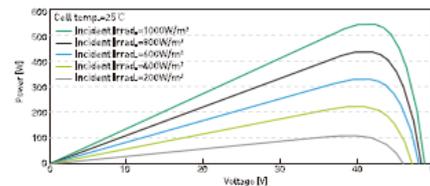
MECHANICAL CHARACTERISTICS	
Cell Type	Monocrystalline 182mm x 91mm
Dimension (Lx W x H)	Length: 2279mm (89.72 inch)
	Width: 1134mm (44.65 inch)
	Height: 35mm (1.38 inch)
Weight	29.0kg (63.93 lbs)
Front Glass	3.2mm Toughened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Cable (Including Connector)	4mm ² (IEC), (+):450mm, (-):250mm or Customized Length
Junction Box	IP 68 Rated

TEMPERATURE RATINGS	
Voltage Temperature Coefficient	-0.28%/°C
Current Temperature Coefficient	+0.05%/°C
Power Temperature Coefficient	-0.35%/°C
Tolerance	0~+5w
NOCT	45±2°C

ABSOLUTE MAXIMUM RATING	
Operating Temperature	From -40 to +85°C
Hail Diameter @ 80km/h	Up to 25mm
Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Maximum Series Fuse Rating	25A
PV Module Classification	II
Fire Rating (IEC 61730)	C
Module Fire Performance [UL 1703]	Type 4
Maximum System Voltage	DC 1000V/1500V

PACKING CONFIGURATION		
Container	20' GP	40' HQ
Pieces/Container	155	620

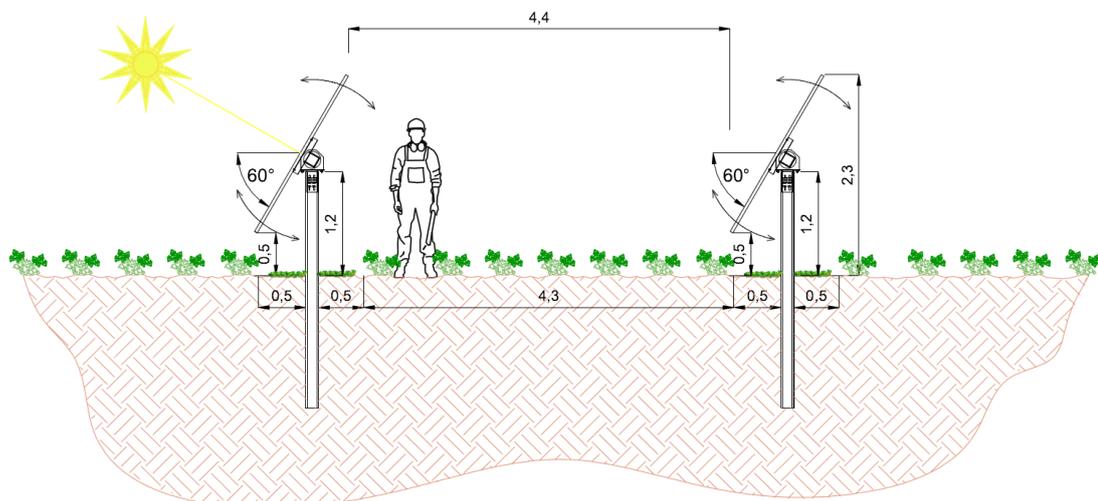
ELECTRICAL CHARACTERISTICS



I moduli dovranno essere approvati e verificati da laboratori di accreditamento (laboratori accreditati EA, European Accreditation Agreement, o che abbiano stabilito con EA accordi di mutuo riconoscimento), per le specifiche prove necessarie alla verifica dei moduli, in conformità alla norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025.

4.1.2.3. Strutture di sostegno

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.



Dettaglio Tracker

Ciascun tracker doppia fila si muove in maniera indipendente rispetto agli altri poiché ognuno è dotato di un proprio motore. 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°/+60°), come indicato in figura. 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. La profondità standard di infissione è di 1,7 m, tuttavia in fase esecutiva in base alle caratteristiche del terreno ed ai calcoli strutturali tale valore potrebbe subire anche modifiche non trascurabili. La scelta di questo tipo di inseguitore, evita l'utilizzo di cemento e minimizza i movimenti terra per la loro installazione.

4.1.2.1. Cavi BT-MT

Per il cablaggio dei moduli e per il collegamento delle stringhe agli Sting Box di campo sono previsti conduttori in doppio isolamento o equivalenti appositamente progettati per l'impiego in campi FV per la produzione di energia (tipo H1Z2Z2-K). Nella figura allegata sono riportate le caratteristiche principali dei cavi.



H1Z2Z2-K



Marcatura: CE 0987 SPECIALCAVI BALDASSARI H1Z2Z2-K «formazione» IEMMEQU HAR «litto» «anno» ECA



CARATTERISTICHE COSTRUTTIVE

Anima:
Conduttore in rame stagnato flessibile, classe 5
Isolamento:
Mescola LSZH a base di gomma reticolata
Guaina esterna:
Mescola LSZH a base di gomma reticolata speciale, resistente ai raggi UV
Colori:
Colore anima:
Bianco
Colore guaina esterna:
Nero o Rosso (basato su RAL 9005 o 3000)

CARATTERISTICHE ELETTRICHE

Tensione di esercizio anime:
Tensione nominale di esercizio:
1.0kV C.A. - 1.5kV C.C. (anche verso terra)
Massima tensione di esercizio:
1.2kV C.A. - 1.8kV C.C. (anche verso terra)
Tensione di esercizio guaina:
Tensione nominale di esercizio:
1.0kV C.A. - 1.5kV C.C. (anche verso terra)
Massima tensione di esercizio:
1.2kV C.A. - 1.8kV C.C. (anche verso terra)
Tensione di prova: 15 kV C.C.

APPLICAZIONI

Cavo conforme ai requisiti previsti dal Regolamento Prodotti da Costruzione (CPR UE 305/11), con l'obiettivo di limitare la produzione e la diffusione di fuoco e di fumo.
Cavo unipolare halogen free adatto al collegamento dei vari elementi degli impianti fotovoltaici e solari.
Il cavo H1Z2Z2-K ha un'ottima resistenza ai raggi UV ed alle condizioni atmosferiche.
Il funzionamento del cavo è stimato in circa 25 anni (EN 50618) ed il periodo previsto per un suo utilizzo ad una temperatura massima del conduttore di 120°C e ad una temperatura massima ambientale di 90°C è limitato a 20.000 ore.
Per posa fissa all'esterno ed all'interno di fabbricati, senza protezione o entro tubazioni in vista o incassate.**

RIFERIMENTI NORMATIVI

EN 50618
EN 60228 EN 50395
EN 50618
EN 50618 EN 50395 EN 62230
EN 50618 EN 50396 EN 60228
EN 60811-401 EN 50618
EN 60811-504 EN 60811-505 EN 60811-506 EN 50618
EN 60811-403 EN 50396 EN 50618
EN 50618 EN 50289-4-17 metodo A
EN 50618
EN 60068-2-78
EN 60811-503
EN 60332-1-2
EN 61034-2 (LT≥60%)
EN 50525-1
EN 50618 EN 60216-1 EN 60216-2

CLASSE DI REAZIONE AL FUOCO

EN 50575:2016 E_{ca}

TEMPERATURE

Temperatura minima di esercizio: -40°C
Temperatura massima di esercizio: +90°C
Temperatura massima di cortocircuito: +250°C

CONDIZIONI DI POSA



Temperatura minima di posa: 20°C



Raggio minimo di posa: 40



Min. lunghezza di cavo: 200mm/azione insieme alla fissa, 500mm/installazione



Posa fissa



In aria libera



In tubo o canale in aria



In canale interrato



Interno con protezione



In tubo interrato



Directamente interrato

All'interno del Campo sono previsti conduttori a corda rotonda flessibile di alluminio (tipo ARE4R 0,6/1kV) per il collegamento tra STRING BOX e CdC con INVERTER.



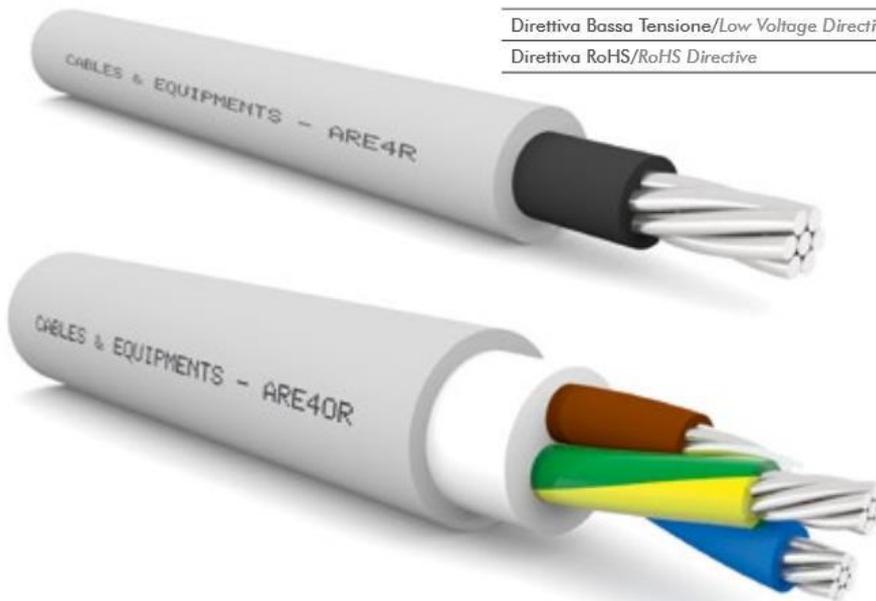
Consulenza: **Atech srl**
Proponente: **HEPV 10 Srl**

Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico avente potenza nominale pari a 25.000 kW e potenza moduli pari a 23.351,900 kWp e relative opere di connessione situato nei Comuni di Lecce e Surbo (LE)



RIFERIMENTO NORMATIVO/STANDARD REFERENCE

Costruzione e requisiti/Construction and specifications	CEI 20-13
Propagazione fiamma/Flame propagation	CEI EN 60332-1-2 (CEI 20-35/1-2)
Propagazione incendio/Fire propagation	CEI EN 20-22 II
Emissione gas/Gas emission	CEI EN 50267-2-1 (CEI 20-37/2-1)
Direttiva Bassa Tensione/Low Voltage Directive	2006/95/CE
Direttiva RoHS/RoHS Directive	2011/65/CE



CARATTERISTICHE FUNZIONALI:

- Tensione nominale U_0/U : 0,6/1 kV
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di posa: 0°C
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C
- Sforzo massimo di trazione: 50 N/mm²
- Raggio minimo di curvatura: 4 volte il diametro esterno massimo

FUNCTIONAL CHARACTERISTICS

- Nominal voltage U_0/U : 0,6/1 kV
- Maximum operating temperature: 90°C
- Minimum installation temperature: -0°C
- Maximum short circuit temperature: 250°C
- Maximum tensile stress: 50 N/mm²
- Minimum bending radius: 4 x maximum external diameter

CARATTERISTICHE PARTICOLARI:

Cavi non propaganti l'incendio; ridotta emissione di gas tossici e corrosivi; buon comportamento alle basse temperature.

SPECIAL FEATURES

Fire retardant; Low emission of smoke, toxic and corrosive gases; good behavior at low temperatures.

CONDIZIONI DI IMPIEGO:

Per trasporto energia nell'edilizia industriale e/o residenziale e negli impianti fotovoltaici. Adatto per posa fissa all'interno in locali anche bagnati o all'esterno; posa fissa su murature e strutture metalliche, su passerelle, in tubazioni, canalette o sistemi similari. Ammessa anche la posa interrata diretta o indiretta.

USE AND INSTALLATION

Power cable for industrial and/or residential uses and photovoltaic systems. Suitable to fixed installation indoor or outdoor even in wet environments; it can be fixed on walls and/or metal structures, on cable trays, in pipe, conduits or similar systems. Can be directly or indirectly buried.

Descrizione BT in campo

Per il collegamento tra le CdC e la CdP vengono utilizzati dei cavi per media tensione con corda rotonda in alluminio (tipo ARG7H1R 18/30kV).



Elaborato: **Relazione tecnica**

Rev. 0 Marzo 2022

Pagina 45 di 79

ARG7H1R(X) 12/20kV - 18/30kV MEDIASTRIP G7

ARG7H1R(X) 18/30 kV 630 mm²

Contatto

Vendita Cavi Mercato
nexans.cavi@nexans.com

CAVI 20 kV e 30 kV UNIPOLARI E TRIPOLARI A SPIRALE VISIBILE CON ISOLAMENTO HEPR (G7) E GUAINA DI PVC.

DESCRIZIONE

APPLICAZIONI

In reti di distribuzione energia MT per sistemi a 20 kV e 30 kV. Per installazioni fisse interne o esterne con posa in aria o direttamente o indirettamente interrata, anche in ambienti bagnati.

MARCATURA (a getto d'inchiostro)

Unipolari ARG7H1R

NEXANS B "ANNO" MEDIASTRIP G7 CEI 20-13 ARG7H1R U₀/U kV 1x"S" "marcatura metrica"

Tripolari a spirale visibile ARG7H1RX

NEXANS B "ANNO" MEDIASTRIP G7 CEI 20-13 ARG7H1RX U₀/U kV 3x"S" FASE 1 "marcatura metrica"

FASE 2 su fase 2

FASE 3 su fase 3

U₀/U = tensione fase-terra / tensione fase-fase

S = sezione del conduttore in mm²; ANNO anno di fabbricazione

NOTE

Portate dei cavi calcolate considerando:

- schermi metallici connessi tra loro e a terra ad entrambe le estremità;
- resistività del terreno 1,0 °C m/W;
- profondità di posa of 1,0 m;
- cavi unipolari in posa a trifoglio

Cavi tripolari a spirale visibile

- diametro circoscritto: moltiplicare il diametro esterno in tabelle per 2.16
- peso del cavo: moltiplicare il peso in tabella per 3
- raggio minimo di piegatura: 21(xD)

Massima resistenza elettrica dello schermo in c.c. a 20°C: 3,0 ohm/km equivalente a circa 6 mm²; possibilità di sezioni maggiori di 6 mm²



STANDARDS

Internazionale EN 60228;
EN 60332-1-2; IEC 60502-2

Nazionale CEI 20-13



Tensione nominale U₀/U (Um)
12 / 20 (24) kV



Fattore di curvatura durante l'installazione
14 (xD)



Temp. max di servizio del conduttore
90 °C



Minima temperatura d'installazione
0 °C



Ritardante la fiamma
EN 60332-1-2



ARG7H1R(X) 12/20kV - 18/30kV MEDIASTRIP G7

ARG7H1R(X) 18/30 kV 630 mm²

Contatto

Vendita Cavi Mercato
nexans.cavi@nexans.com

CARATTERISTICHE

Caratteristiche di costruzione	
Materiale del conduttore	Aluminum
Tipo di conduttore	Corda rotonda compatta classe 2
Materiale del semi-conduttore interno	Mescola semiconduttrice
Isolamento	HEPR(Cross-linked elastomeric)
Materiale del semi-conduttore esterno	Pelabile a freddo
Schermo	Copper wires + copper tape
Guaina esterna	PVC compound
Colore guaina esterna	Rosso
Caratteristiche dimensionali	
Diametro del conduttore	30,0 mm
Diametro sull'isolante	48,0 mm
Diametro esterno	58,6 mm
Peso approssimativo	3979 kg/km
Caratteristiche elettriche	
Capacità nominale	0,347 μ F / km
Massima resistenza el. del cond. a 20°C in c.c.	0,0469 Ohm/km
Resistenza el. del cond. a 90°C in c.a. - trifoglio	0,063 Ohm/km
Reattanza di fase a 50 Hz a trifoglio	0,098 Ohm/km
Portata di corrente in aria a 30°C	870 A
Portata di corrente direttamente interrato a 20°C	691 A
Corrente di corto circuito nel conduttore 1s	59,5 kA
Tensione nominale U _o /U (U _m)	12 / 20 (24) kV
Caratteristiche d'utilizzo	
Massima forza di tiro durante la posa	50.0 N/mm ²
Fattore di curvatura durante l'installazione	14 (xD)
Temperatura massima di servizio del conduttore	90 °C
Max temperatura di sovraccarico	130 °C
Temperatura massima di cortocircuito del conduttore	250 °C
Temperatura d'installazione minima	0 °C
Ritardante la fiamma	EN 60332-1-2

Descrizione cavi MT



4.1.2.2. *Inverter*

Il gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata (o inverter) attua il condizionamento e il controllo della potenza trasferita. Esso deve essere idoneo al trasferimento della potenza dal generatore fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. In particolare il gruppo deve essere rispondente alle norme su EMC e alla Direttiva Bassa Tensione (73/23/CEE e successiva modifica 93/68/CEE). I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura devono essere compatibili con quelli del campo fotovoltaico cui è connesso, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita devono essere compatibili con quelli della rete del distributore alla quale viene connesso. Il convertitore deve, preferibilmente, essere basato su inverter a commutazione forzata (con tecnica PWM) ed essere in grado di operare in modo completamente automatico, inseguendo il punto di massima potenza (MPPT) del campo fotovoltaico. Tra i dati di targa deve figurare la potenza nominale dell'inverter in c.c e in c.a, nonché quella massima erogabile continuativamente dal convertitore e il campo di temperatura ambiente alla quale tale potenza può essere erogata.

Tra i dati di targa dovrebbero figurare inoltre l'efficienza, la distorsione e il fattore di potenza. L'inverter deve essere progettato in modo da evitare, così come nei quadri elettrici, che la condensa si formi nell'involucro IP65; questo in genere è garantito da una corretta progettazione delle distanze fra le schede elettroniche. Un'ultima nota riguarda le possibili interferenze prodotte. I convertitori per fotovoltaico sono, come tutti gli inverter, costruiti con dispositivi a semiconduttore che commutano (si accendono e si spengono) ad alta frequenza (fino a 20kHz); durante queste commutazioni si generano dei transitori veloci di tensione che possono propagarsi ai circuiti elettrici ed alle apparecchiature vicine dando luogo ad interferenze. Le interferenze possono essere condotte (trasmesse dai collegamenti elettrici) o irradiate (trasmesse come onde elettromagnetiche).

Gli inverter devono essere dotati di marcatura CE, ciò vuol dire che si presume che rispettino le norme che limitano queste interferenze ai valori prescritti, senza necessariamente annullarle. Inoltre le verifiche di laboratorio sono eseguite in condizioni standard che non sono necessariamente ripetute sui luoghi di installazione, dove peraltro possono essere presenti dispositivi particolarmente sensibili.



Quindi, per ridurre al minimo le interferenze è bene evitare di installare il convertitore vicino a apparecchi sensibili e seguire le prescrizioni del costruttore, ponendo attenzione alla messa a terra dell'inverter e collegandolo il più a monte possibile nell'impianto dell'utente utilizzando cavidotti separati (sia per l'ingresso dal campo fotovoltaico che per l'uscita in ca).

Gli inverter previsti in progetto hanno una potenza massima erogabile compresa tra 2800kW e 4000kW con le caratteristiche tecniche riportate nel data sheet di seguito riportato.



Technical Data	Sunny Central 2660 UP	Sunny Central 2800 UP
DC side		
MPP voltage range V_{DC} (at 25 °C / at 50 °C)	880 V to 1325 V / 1100 V	921 V to 1325 V / 1100 V
Min. DC voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V
Max. DC voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V
Max. DC current $I_{DC, max}$ / with DC coupling	3200 A / 4800 A	3200 A / 4800 A
Max. short-circuit current $I_{DC, SC}$	8400 A	8400 A
Number of DC inputs	Busbar with 26 connections per terminal, 24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC battery coupling	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	
Integrated zone monitoring	○	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available battery fuse size (per input)	750 A	
AC side		
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C) ⁽²⁾	2667 kVA / 2400 kVA	2800 kVA / 2520 kVA
Nominal AC active power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C) ⁽²⁾	2134 kW / 1920 kW	2240 kW / 2016 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ (at 35 °C / at 50 °C) ⁽²⁾	2566 A / 2309 A	2566 A / 2309 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ^(1, 4)	600 V / 480 V to 720 V	630 V / 504 V to 756 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁽⁹⁾	> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ^(5, 10)	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Efficiency		
Max. efficiency ⁽¹⁾ / European efficiency ⁽²⁾ / CEC efficiency ⁽³⁾	98.7%* / 98.6%* / 98.5%*	98.7%* / 98.6%* / 98.5%*
Protective Devices		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I & II	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I & II	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3400 kg / < 7500 lb	
Self-consumption (max. ⁽⁴⁾ / partial load ⁽⁵⁾ / average ⁽⁶⁾)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range ⁽⁸⁾	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission ⁽⁷⁾	67.0 dB(A)*	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL ⁽⁴⁾ 1000 m / 2000 m ⁽¹¹⁾ / 3000 m ⁽¹¹⁾	● / ○ / ○ ● / ○ / -	
Fresh air consumption	6500 m ³ /h	
Features		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 4110, IEEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08	
EMC standards	IEC 55011, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional – not available * preliminary		
Type designation	SC 2660 UP	SC 2800 UP



Dati tecnici	Sunny Central 4000 UP	Sunny Central 4200 UP
Lato CC		
Range di tensione V_{CC} (a 25 °C / a 50 °C)	da 880 a 1325 V / 1100 V	da 921 a 1325 V / 1050 V
Tensione CC min. $V_{CC, min}$ / Tensione d'avviamento $V_{CC, start}$	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V
Tensione CC max. $V_{CC, max}$	1500 V	1500 V
Corrente CC max. $I_{CC, max}$	4750 A	4750 A
Corrente di cortocircuito max $I_{CC, sc}$	8400 A	8400 A
Numero ingressi CC	Sbarra collettiva con 26 collegamenti per polo, 24 fusibili su entrambi i poli (32 fusibili su polo singolo)	
Numero di ingressi CC con l'opzione di batteria connessa su lato CC	18 fusibili su entrambi i poli (36 su polo singolo) per FV e 6 fusibili su entrambi i poli per batterie	
Numero max di cavi CC per ogni ingresso CC (per ciascuna polarità)	2x 800 kcmil, 2x 400 mm ²	
Zone Monitoring integrato	○	
Dimensioni di fusibili FV disponibili (per ingresso)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
La massima dimensione del fusibile di batteria disponibile (per ingresso)	750 A	
Lato CA		
Potenza nominale CA con $\cos \varphi = 1$ (a 35 °C / a 50 °C)	4000 kVA ⁽²⁾ / 3600 kVA	4200 kVA ⁽³⁾ / 3780 kVA
Potenza nominale CA con $\cos \varphi = 0,9$ (configurazione standard A68) (a 35 °C/a 50 °C) ⁽⁵⁾	3600 kW ⁽²⁾ / 3240 kW	3780 kW ⁽³⁾ / 3402 kW
Potenza attiva nominale CA con $\cos \varphi = 0,8$ (a 35 °C / a 50 °C)	3200 kW ⁽²⁾ / 2880 kW	3360 kW ⁽³⁾ / 3024 kW
Corrente nominale CA $I_{CA, nom}$ (a 35 °C / a 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Fattore massimo di distorsione	< 3 % alla potenza nominale	< 3 % alla potenza nominale
Tensione nominale CA / Range di tensione nominale CA ⁽¹⁴⁾	600 V / 480 V a 720 V	630 V / 504 V a 756 V
Frequenza di rete CA / Range	50 Hz / 47 Hz a 53 Hz 60 Hz / 57 Hz a 63 Hz	
Rapporto min di cortocircuito ai morsetti ⁽⁹⁾	> 2	
Fattore di potenza a potenza nominale / Fattore di sfasamento regolabile ⁽¹⁰⁾	1 / 0,8 induttivo fino a 0,8 capacitivo	
Grado di rendimento europeo		
Efficienza max ⁽²⁾ / efficienza efficienza ⁽²⁾ / efficienza CEC ⁽³⁾	98,8 % / 98,6 % / 98,5 %	98,8 % / 98,7 % / 98,5 %
Dispositivi di protezione		
Dispositivo di disinserzione lato ingresso	Sezionatore di carico CC	
Dispositivo di sgancio lato uscita	Interruttore di potenza CA	
Protezione contro sovratensioni CC	Scaricatore di sovratensioni, tipo I e II	
Protezione da sovratensioni CA (opzionale)	Scaricatore di sovratensioni, classe I e II	
Protezione antifulmine (secondo IEC 62305-1)	Classe di protezione antifulmine III	
Monitoraggio dispersione a terra / Monitoraggio dispersione a terra remoto	○ / ○	
Monitoraggio dell'isolamento	○	
Classe di protezione del sistema elettronico / canale d'aria / campo di collegamento (secondo IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
Dati generali		
Dimensioni (L / A / P)	2815 / 2318 / 1588 mm (110,8 / 91,3 / 62,5 pollici)	
Peso	< 3700 kg / < 8158 lb	
Autoconsumo (max. ⁽⁴⁾ / carico parziale ⁽⁵⁾ / medio ⁽⁶⁾)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Autoconsumo (stand-by)	< 370 W	
Alimentazione ausiliaria	Trasformatore integrato da 8,4 kVA	
Range di temperature di funzionamento ⁽⁸⁾	-25 a 60 °C / -13 °F a 140 °F	
Rumorosità ⁽⁷⁾	63,0 dB(A)*	
Range di temperature (stand-by)	-40 °C a 60 °C / -40 °F a 140 °F	
Range di temperature (in magazzino)	-40 °C a 70 °C / -40 °F a 158 °F	
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa (condensante / non condensante)	95% a 100% (2 mesi/anno) / 0% a 95%	
Altitudine operativa massima s.l.m. ⁽¹⁾ 1000 m / 2000 m ⁽¹¹⁾ / 3000 m ⁽¹¹⁾	● / ○ / ○ ● / ○ / -	
Fabbisogno d'aria fresca	6500 m ³ /h	
Dotazione		
Collegamento CC	Capocorda a ogni ingresso (senza fusibile)	
Collegamento CA	sistema di sbarre (3 sbarre collettive, una per ciascuna fase)	
Comunicazione	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Farbe involucro / Dach	RAL 9016 / RAL 7004	
Approvvigionamento per utilizzatori esterni	○ [2,5 kVA]	
rispetta le norme e direttive	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 4110, IEEE1 547, UL 840 Cat. IV, Arrêtè du 23/04/08	
Norme CEM	IEC 55011, IEC 61000-6-2, FCC Part 15 Class A	
Rispetta direttive e standard di qualità	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Dotazione di serie ○ Opzionale - Non disponibile		
Denominazione del tipo	SC 4000 UP	SC 4200 UP

Dettaglio Inverter

Elaborato: **Relazione tecnica**

Rev. 0 Marzo 2022

Pagina 51 di 79



4.1.2.3. Cabine di Campo

In linea generale le cabine elettriche svolgono la funzione di edifici tecnici adibiti a locali per la posa dei quadri, degli inverter, del trasformatore, delle apparecchiature di telecontrollo, di consegna e misura.

Nel particolare caso oggetto della presente relazione, le Cabine di Campo (CdC) saranno costituite, da un punto di vista elettrico, da una sezione BT, da una sezione MT e da una sezione di trasformazione.

La sezione BT sarà costituita da un Quadro BT a 1500 V cc in cui sono installati gli interruttori di protezione delle linee che arrivano dagli String Box e che si attestano elettricamente all'Inverter in Cabina. Nello stesso quadro sono contenuti gli interruttori di protezione BT delle linee elettriche che alimentano i servizi ausiliari

Dal punto di vista architettonico sarà a struttura prefabbricata in acciaio tipo shelter, pertanto non necessita di fondazioni in cemento, fatta eccezione per la base di supporto/appoggio della cabina stessa che sarà costituita da una platea in cemento dello spessore di 30 cm ed armata con rete elettrosaldata 20x20 Φ 10.

Per l'entrata e l'uscita dei cavi lo Shelter sarà predisposto con delle aperture, idonee ad accogliere i cavi provenienti dagli Sting Box in campo con passacavi a tenuta stagna che garantiscono comunque un grado di protezione contro le infiltrazioni anche in presenza di falde acquifere.

La cabina di parallelo CdP raccoglie tutti i cavi provenienti dalle cabine di trasformazione e convoglia l'energia prodotta dall'impianto verso la cabina di consegna di e-distribuzione.

La sezione di trasformazione è costituita da un trasformatore MT/BT di potenza variabile a seconda della taglia degli inverter presenti in cabina, pari a 2800 kVA , 4000kVA e 4200kVA.

Le caratteristiche comuni a tutti i trasformatori sono: 0.60-0,63/30 kV, trifase con avvolgimenti immersi in olio/resina, munito di variatore di rapporto sotto carico, con neutro ad isolamento pieno verso terra, gruppo vettoriale Dy11.



La sezione MT è costituita da un quadro MT con sezionatori con fusibili per la protezione dei trasformatori (lato MT) e sezionatore per la linea MT in arrivo da altro CdC e/o in partenza verso la CdP o oltre CdC di altro sotto campo.

All'interno delle Cabine di Campo, sarà presente anche un Trasformatore per i Servizi Ausiliari da 10 kVA, 0,6/0,4 kV.

La cabina sarà dotata di impianto di illuminazione ordinario e di emergenza, forza motrice, alimentate da apposito quadro BT installato in loco, nonché di accessori normalmente richiesti dalle normative vigenti (schema del quadro, cartelli comportamentali, tappeti isolanti 30kV, guanti di protezione 30kV, estintore ecc.). Il sostegno dei circuiti ausiliari dei quadri per la sicurezza e per il funzionamento continuativo dei sistemi di protezione elettrica avverrà da gruppi di continuità (UPS) installati in loco.

4.1.2.4. 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.

4.1.2.1. 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.



I cancelli d'ingresso saranno realizzati 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**. Tale schermatura sarà realizzata mediante la messa a dimora di un **filare di uliveto intensivo** (con piante disposte su file distanti m 2,00).

4.1.2.1. 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 parallelo sarà dotata di illuminazione perimetrale che si attiverà nelle ore notturne secondo la presenza del personale di manutenzione e gestione dell'impianto.

4.1.2.2. 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.



4.1.2.3. **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 e 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.

4.1.2.4. **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.**

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



4.1.3. STAZIONE UTENTE

La stazione elettrica di utenza (SU) sarà realizzata allo scopo di collegare l'impianto alla nuova SE di Terna a 150kV e sarà costituita dai seguenti elementi tecnici:

SEZIONE MT A 30kV

La sezione in media tensione è composta dal quadro MT a 30 kV, che prevede un sistema di sbarre, un montante arrivo linea da impianto fotovoltaico, un montante partenza trasformatore, un montante alimentazione trasformatore ausiliari ed un montante banco rifasamento.

SEZIONE AT A 150 kV

La sezione in alta tensione a 150 kV è composta da uno stallo di trasformazione direttamente collegato con il sistema di sbarre comuni per la condivisione dello stallo. Lo stallo trasformatore è comprensivo di interruttore, scaricatore di sovratensione, sezionatori e trasformatori di misura (TA e TV) per le protezioni, secondo quanto previsto dagli standard e dalle prescrizioni Terna.

La stazione può essere controllata da un sistema centralizzato di controllo in sala quadri e un sistema di telecontrollo da una o più postazioni remote.

Il sistema dei servizi ausiliari in c.a. è costituito da: quadro MT, trasformatore MT/BT e quadro BT centralizzato di distribuzione (costituito da due semiquadri). I servizi ausiliari in c.c. a 110 V sono alimentati da due raddrizzatori carica-batteria in tampone con una batteria prevista per un'autonomia di 4 ore.

Il trasformatore trifase in olio per trasmissione in alta tensione, di potenza nominale 25 MVA (ONAN/ONAF), con tensione primaria 150 KV e secondaria 30 kV, è costruito secondo le norme CEI 14-4, con nuclei magnetici a lamierini al Fe e Si a cristalli orientati a bassa cifra di perdita ed elevata permeabilità.

Il collegamento alla stazione RTN permetterà di convogliare l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, previo innalzamento della tensione a 150 kV, alle sbarre comuni di condivisione dello stallo a 150kV. La sbarra comune sarà collegata alla stazione di Rete della RTN SE



mediante un collegamento in cavo AT tra i terminali cavo della sbarra comune e i terminali cavo del relativo stallo in stazione di rete.

L'impianto di terra deve essere costituito da una rete magliata di conduttori in corda di rame nudo di diametro 14,7 mm (sezione 125 mm²) interrati ad una profondità di 0,70 m.

I fabbricati sono costituiti da un edificio quadri comando e controllo, composto da un locale comando e controllo e telecomunicazioni; un locale per i trasformatori MT/BT, un locale quadri MT ed un locale misure e rifasamento. Il pavimento potrà essere realizzato di tipo flottante con area sottostante adibita al passaggio cavi.

Il collegamento dell'impianto alla viabilità sarà garantito dalla strada vicinale limitrofa. Per l'ingresso alla stazione, è previsto un cancello carrabile largo m 6,00 ed un cancello pedonale, per ciascuno degli ingressi previsti, inseriti fra pilastri e pannellature in conglomerato cementizio armato. La recinzione perimetrale sarà conforme alla norma CEI 99-2.

4.1.3.1. Cabine di Parallelo

All'interno della Stazione Utente 30/150Kv sarà posizionata la Cabina di Parallelo.

All'interno di essa, oltre alle celle di MT ed al trasformatore MT/BT Ausiliari, vi alloggeranno anche l'UPS, il rack dati, la centrale di videosorveglianza, gli apparati di supporto e controllo dell'impianto di generazione ed il QGBT Ausiliari.

Tutti gli edifici suddetti saranno dotati di impianto elettrico realizzato a norma della legge 37/08. L'accesso alle cabine elettriche avviene tramite la viabilità interna. Dal punto di vista costruttivo si rimanda agli elaborati grafici di progetto.

Dal punto di vista elettrico la CdP consta essenzialmente di un Quadro MT, con sbarre 30 kV– 1000 A. 16 kA x 1 sec, costituito dagli interruttori delle linee MT in arrivo dai 13 sottocampi MT, ed il DG con linea in partenza verso la stazione utente 30/150kV. Nello stesso quadro è contenuto un sezionatore MT di protezione del trasformatore ausiliari di cabina (trafo 50 kVA Dyn11).

Al quadro MT della Cabina di Parallelo (CdP) si attesteranno: n. 4 Linee 30 kV in cavo provenienti dai 6 Sottocampi e n. 1 Linee 30 kV di collegamento al Trafo 30/150kV.



Il Quadro MT 30 kV di Cabina sarà tipo blindato, isolato in aria/gas SF6, composto dai seguenti scomparti:

- ❖ n. 6 scomparti arrivo cavi dal Parco Fotovoltaico (1 terna per scomparto) con interruttore 630 A, TA, sezionatore tre posizioni, relè di protezione multi funzionale a microprocessore;
- ❖ n. 1 scomparto partenza cavi (1 terna) verso il Trafo 30/150kV con interruttore 630 A, TA, sezionatore tre posizioni, relè di protezione multi funzionale a microprocessore

4.1.4. STAZIONE TERNA

La nuova stazione di Surbo sarà ubicata nel comune di Surbo (LE), in prossimità della SP 236, ed interesserà un'area di circa 135 x 88 m, che verrà interamente recintata.

Per l'ingresso alla stazione, sarà previsto un cancello carrabile largo 7,00 m di tipo scorrevole, un cancello pedonale ed una breve strada di accesso di lunghezza ca 250 m e larghezza ca 6 m di raccordo alla strada provinciale su accesso esistente.

Saranno inoltre previsti, lungo la recinzione perimetrale della stazione, gli ingressi indipendenti dell'edificio per i punti di consegna delle alimentazioni MT dei servizi ausiliari nonché per il locale destinato ad ospitare le apparecchiature di telecomunicazione.

La nuova stazione RTN sarà composta da una sola sezione a 150 kV del tipo unificato TERNA con isolamento in aria. Sarà costituita da n° 2 sistemi a doppia sbarra, connessi tramite un congiuntore longitudinale, con sezionatori di terra sbarre ad entrambe le estremità e TVC di sbarra su ciascun lato, ciascuno di essi equipaggiato con 8 stalli linea e uno stallo per parallelo sbarre.

Ogni "montante linea" (o "stallo linea") sarà equipaggiato con sezionatori di sbarra verticali, interruttore SF6, sezionatore di linea orizzontale con lame di terra, TV e TA per protezioni e misure. I "montanti parallelo sbarre" saranno equipaggiati con sezionatori di

sbarra verticali.



L'impianto di terra deve essere costituito da una rete magliata di conduttori in corda di rame nudo di diametro 14,7 mm (sezione 125 mm²) interrati ad una profondità di 0,70 m.

Per quanto riguarda i fabbricati sono previsti:

- ❖ Un edificio integrato destinato ai quadri di comando e controllo dell'impianto ed ai servizi ausiliari, agli apparati di teleoperazione e ai vettori, agli uffici ed ai servizi per il personale di manutenzione. Esso ospiterà inoltre le batterie, i quadri M.T. e B.T. in c.c. e c.a. per l'alimentazione dei servizi ausiliari ed il gruppo elettrogeno d'emergenza. Sarà formato da un corpo di dimensioni in pianta 32x 13 m ed altezza fuori terra di 4,65 m.
- ❖ Un edificio magazzino a pianta rettangolare, con dimensioni di 16,00 x 11,00 m ed altezza fuori terra di 6,50 m, necessario affinché si possa tenere sempre a disposizione apparecchiature di scorta e attrezzature, anche di dimensioni notevoli, in buone condizioni. La costruzione sarà dello stesso tipo degli edifici Quadri e S.A.
- ❖ Un edificio consegna MT prefabbricato per ospitare i quadri contenenti i dispositivi generali, i quadri arrivo linea e dove si attesteranno le due linee a media tensione di alimentazione dei servizi ausiliari della stazione e le consegne dei sistemi di telecomunicazioni. È prevista una cabina di consegna MT conforme allo standard ENEL 2092 ed una cabina MT dotata di locale quadri e locale TLC. Le dimensioni delle due cabine sono: Cabina di consegna: 6,70 x 2,50 m - h 2,70 m, Cabina MT e TLC: 5,00 x 2,50 m - h 3,20 m.

5. FASE DI CANTIERE

5.1.1. Impianto Agrovoltaiico

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 redistribuito 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.

È prevista un'attività di regolarizzazione superficiale del terreno per la realizzazione della viabilità interna. Non vi sono quindi movimenti di terra in quanto trattasi di regolarizzazione superficiale compensativa. È evidente che in caso di situazioni climatiche sfavorevoli (pioggia e vento) le attività non viene svolta.

Inoltre, per l'installazione dei pannelli non è previsto scavo in quanto i pannelli saranno fissati su strutture leggere zincate che saranno semplicemente infisse nel terreno. Saranno realizzate solo semplici basi di appoggio in c.a. delle strutture prefabbricate delle cabine.

I materiali di scavo saranno riutilizzati per i livellamenti.

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.

Le fasi di realizzazione delle opere previste in progetto determinano quindi un impatto in termini di produzione di polveri. Tale impatto è stato valutato di lieve entità, reversibile e di breve durata compatibilmente con i tempi di conclusione del cantiere.

I mezzi impiegati nella fase di cantiere potranno produrre, con le loro emissioni, microinquinanti (metalli pesanti, IPA, PM10) in atmosfera. Trattandosi tuttavia di particelle sedimentabili, nella maggior parte dei casi la dispersione è minima e circoscritta alla sola zona circostante a quella di emissione, situata lontano dalla popolazione e da insediamenti civili. In ogni caso si tratta di attività a impatto minimo (oltre che di tipo temporaneo) legate alla sola fase di realizzazione dell'impianto.



In ultimo, 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.

5.1.2. Stazione elettrica 150 kV

L'area interessata ha attualmente destinazione agricola e non rientra nell'elenco dei siti inquinati. Stante la natura del sito sono previsti movimenti terra per ottenere il piano della stazione oltre quelli dovuti allo scotico superficiale, all'approfondimento fino al raggiungimento del piano di posa delle fondazioni, sino a ca 90 cm. Successivamente alla realizzazione delle opere di fondazione (edifici, portali, fondazioni macchinario, ecc.) sono previsti reinterri fino alla quota di - 30 cm dal p.c. e trasferimento a discarica autorizzata del materiale in eccesso.

Sulle terre e rocce provenienti dai movimenti di terra sarà eseguita una caratterizzazione dei cumuli finalizzata alla classificazione di pericolosità del rifiuto (All. H parte IV Dlgs 152 /2006) e alla determinazione della discarica per lo smaltimento integrale (DM 3/8/2005).

Il materiale proveniente dagli scavi sarà temporaneamente sistemato in aree di deposito che verranno individuate nel progetto esecutivo e predisposte a mezzo di manto impermeabile, in condizioni di massima stabilità in modo da evitare scoscendimenti (in presenza di pendii) o intasamento di canali o di fossati e non a ridosso delle essenze arboree.

5.1.1. Realizzazione dei nuovi raccordi

La realizzazione di un elettrodotto è suddivisibile in tre fasi principali:

1. esecuzione delle fondazioni dei sostegni;
2. montaggio dei sostegni;
3. messa in opera dei conduttori e delle corde di guardia.

Solo la prima fase comporta movimenti di terra, come descritto nel seguito.

Ciascun sostegno è dotato di quattro piedini separati e delle relative fondazioni, strutture interrate atte a trasferire i carichi strutturali (compressione e trazione) dal sostegno al sottosuolo.



Ciascun piedino di fondazione è composto di tre parti:

- un blocco di calcestruzzo armato costituito da una base, che appoggia sul fondo dello scavo, formata da una serie di platee (parallelepipedi a pianta quadrata) sovrapposte; detta base è simmetrica rispetto al proprio asse verticale;
- un colonnino a sezione circolare, inclinato secondo la pendenza del montante del sostegno;
- un “moncone” annegato nel calcestruzzo al momento del getto, collegato al montante del “piede” del sostegno. Il moncone è costituito da un angolare, completo di squadrette di ritenuta, che si collega con il montante del piede del sostegno mediante un giunto a sovrapposizione. I monconi sono raggruppati in tipi, caratterizzati dalla dimensione dell’angolare, ciascuno articolato in un certo numero di lunghezze.

Saranno inoltre realizzati dei piccoli scavi in prossimità del sostegno per la posa dei dispersori di terra con successivo reinterro e costipamento.

L’abbinamento tra ciascun sostegno e la relativa fondazione è determinato nel Progetto Unificato Terna mediante apposite “tabelle delle corrispondenze” tra sostegni, monconi e fondazioni.

Poiché le fondazioni unificate sono utilizzabili solo su terreni normali di buona e media consistenza, per sostegni posizionati su terreni con scarse caratteristiche geomeccaniche, su terreni instabili o su terreni allagabili, sono progettate fondazioni speciali (pali trivellati, micropali, tiranti in roccia), sulla base di apposite indagini geotecniche.

Pertanto l’individuazione della tipologia di fondazioni dei tralicci si avrà solo a seguito di indagini geologiche puntuali da effettuarsi in fase di progetto esecutivo.

In generale, la realizzazione delle fondazioni di un sostegno prende avvio con l’allestimento dei cosiddetti “microcantieri” relativi alle zone localizzate da ciascun sostegno. Essi sono destinati alle operazioni di scavo, getto in cemento armato delle fondazioni, reinterro ed infine all’assemblaggio degli elementi costituenti la tralicciatura del sostegno. Per elettrodotti aerei 150



kV mediamente interessano un'area circostante delle dimensioni di circa 15x15 m e sono immuni da ogni emissione dannosa.

Durante la realizzazione delle opere, il criterio di gestione del materiale scavato prevede il suo deposito temporaneo presso ciascun "microcantiere" e successivamente il suo utilizzo per il reinterro degli scavi, previo accertamento, durante la fase esecutiva, dell'idoneità di detto materiale per il riutilizzo in sito. In caso contrario, saranno eseguiti appositi campionamenti e il materiale scavato sarà destinato ad idonea discarica, con le modalità previste dalla normativa vigente.

In particolare, poiché per l'esecuzione dei lavori non sono utilizzate tecnologie di scavo con impiego di prodotti tali da contaminare le rocce e terre, nelle aree a verde, boschive, agricole, residenziali, aste fluviali o canali in cui sono assenti scarichi, vale a dire nelle aree in cui non sia accertata e non si sospetti potenziale contaminazione, nemmeno dovuto a fonti inquinanti diffuse, il materiale scavato sarà considerato idoneo al riutilizzo in sito.

Per tutte le tipologie di fondazioni, l'operazione successiva consiste nel montaggio dei sostegni, ove possibile sollevando con una gru elementi premontati a terra a tronchi, a fiancate o anche ad aste sciolte.

Ove richiesto, si procede alla verniciatura dei sostegni.

Infine una volta realizzato il sostegno si procederà alla risistemazione dei "microcantieri", previo minuzioso sgombero da ogni materiale di risulta, rimessa in pristino delle pendenze del terreno costipato ed idonea piantumazione e ripristino del manto erboso.

In complesso i tempi necessari per la realizzazione di un sostegno non superano il mese e mezzo, tenuto conto anche della sosta necessaria per la stagionatura dei getti.

6. FASE DI ESERCIZIO

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



Nella fase di esercizio della Stazione Elettrica 150 kV e dei nuovi raccordi alla RTN, il personale di Terna (che diverrà il titolare delle opere) effettuerà regolari ispezioni presso la Stazione, presso i singoli sostegni e lungo il percorso dei conduttori. Piccoli interventi di manutenzione (sostituzione e lavaggio isolatori, sostituzione di sfere e/o distanziatori ecc.) si attuano con limitate attrezzature da piccole squadre di operai. Interventi di manutenzione straordinaria (varianti dovute a costruzione di nuove infrastrutture, sostituzione tralicci ecc.) sono assimilabili invece alla fase di cantierizzazione, per l'impatto prodotto. L'elettrodotto sarà gestito e controllato in telecomando dal competente Centro Operativo; in caso di guasto, le protezioni metteranno immediatamente fuori servizio la linea. Più in particolare, si evidenzia che la rete elettrica dispone di strumenti di sicurezza che, in caso di avaria (crolli di sostegni, interruzione di cavi) dispongono l'immediata esclusione del tratto danneggiato, arrestando il flusso di energia. Tali dispositivi, posti a protezione di tutte le linee, garantiscono l'interruzione della corrente anche nel caso di mancato funzionamento di quelli del tratto interessato da un danno; in tal caso infatti scatterebbero quelli delle linee ad esso collegate. Sono quindi da escludere rischi derivanti da eventi causati dalla corrente per effetto del malfunzionamento dell'impianto.

7. FASE DI DISMISSIONE - RICICLO COMPONENTI E RIFIUTI

L'impianto fotovoltaico è costituito da una serie di manufatti necessari all'espletamento di tutte le attività ad esso connesse e di seguito descritti.

Le componenti dell'impianto che costituiscono una modificazione rispetto alle condizioni in cui si trova attualmente il sito oggetto dell'intervento sono prevalentemente:

- stringhe fotovoltaiche
- strutture di fissaggio delle stringhe fotovoltaiche vibro-infisse nel terreno
- cabine elettriche prefabbricate ed apparati elettrici, pali illuminazione e videosorveglianza
- viabilità interna
- cavi



- recinzione.

7.1.1. 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.

7.1.2. 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 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.

7.1.3. 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.

7.1.4. Locali prefabbricati e cabine

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).

7.1.5. 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).

7.1.6. 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.

7.1.1. 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

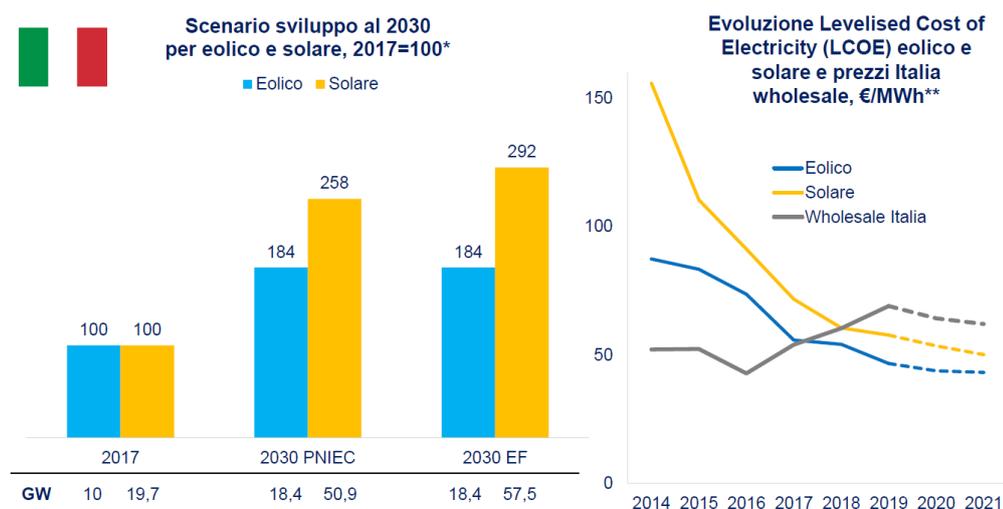
Per quel che riguarda gli specifici costi legati alle operazioni di dismissione si rimanda al computo metrico delle Operazioni di Dismissione.



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

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico 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.



A sinistra le previsioni di sviluppo di eolico e fotovoltaico al 2030 nell'ipotesi di raggiungimento degli obiettivi del PNIEC; a destra l'evoluzione passata e la previsione futura dei costi dell'energia elettrica, in base alla fonte energetica utilizzata.

Il sito prescelto 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 guardiana, 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.

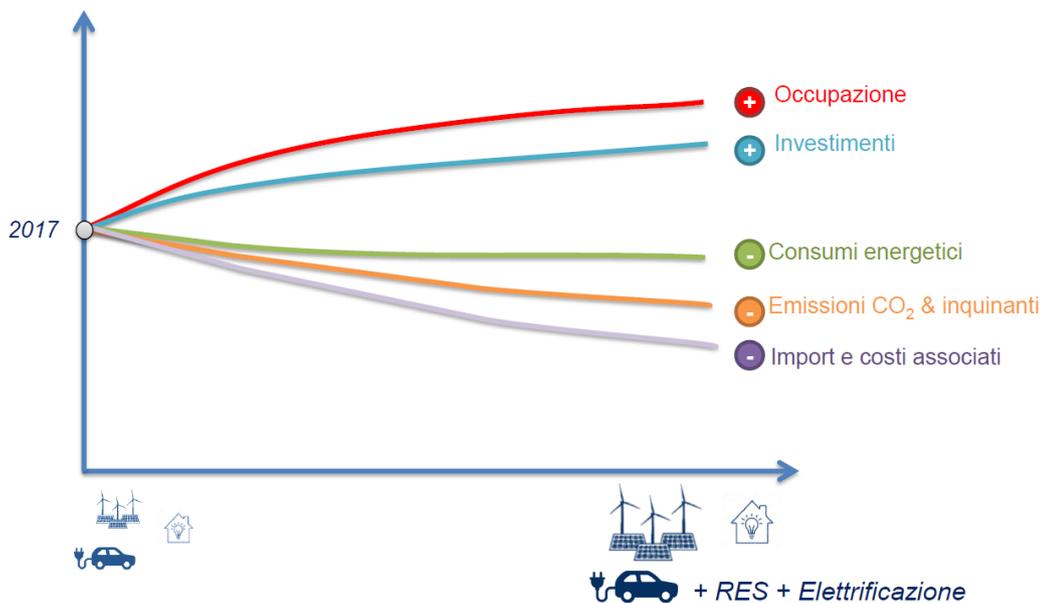


Grafico qualitativo delle ricadute a livello nazionale nel caso di ulteriore sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili, in termini di occupazione, investimenti, consumi energetici, emissioni e import (fonte: "Ricadute economiche ed occupazionali per il settore elettrico italiano" - 26 giugno 2019 - Audizione Elettricità Futura sulle politiche energetiche italiane ed europee)



Consulenza: **Atech srl**
Proponente: **HEPV 10 Srl**

Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaico avente potenza nominale pari a 25.000 kW e potenza moduli pari a 23.351,900 kWp e relative opere di connessione situato nei Comuni di Lecce e Surbo (LE)

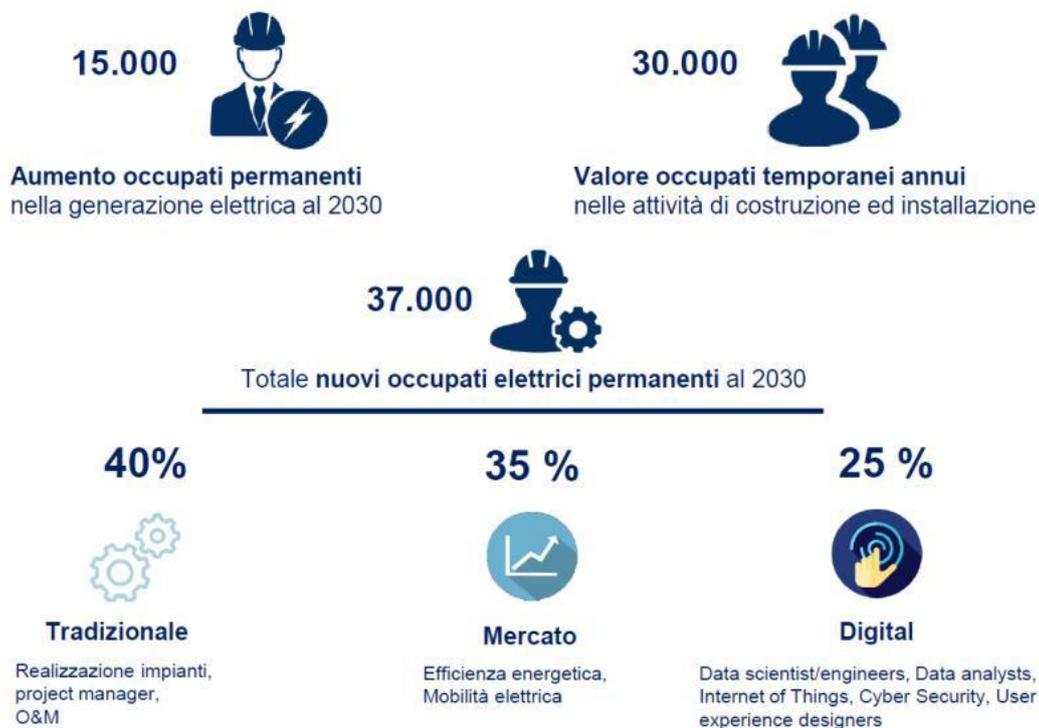


Figura 3: illustrazione sullo sviluppo dei posti di lavoro e le tipologie di figure professionali impiegate nel settore energetico (fonte: "Ricadute economiche ed occupazionali per il settore elettrico italiano" - 26 giugno 2019 - Audizione Elettricità Futura sulle politiche energetiche italiane ed europee)

Nei prossimi paragrafi si darà riscontro puntuale in termini economici locali di quanto sopra riportato a livello di contesto globale.



8.1. **Ricadute in fase di realizzazione**

Si deve tenere in considerazione il fatto che, se è vero che i principali componenti di impianto non sono prodotti localmente ma importati in regione da altre parti, saranno necessariamente impiegate imprese locali, anche al fine di contenere i costi di realizzazione legati alle trasferte, per attività di:

- Sorveglianza del cantiere;
- Realizzazione delle parti edili ed impiantistiche;
- Noli di attrezzatura, quali: scavatori, ruspe, altri mezzi vari;
- Realizzazione del bosco per la mitigazione ambientale mediante acquisto di essenze da vivai locali;
- Progettazione, direzione lavori e rilievi;
- Approvvigionamento dei terreni per impianto e bosco.

8.2. **Ricadute in fase di gestione**

Pur considerando che gli impianti fotovoltaici non richiedono una presenza di personale in sito costante, va comunque valutato che devono essere svolte periodicamente delle attività di gestione e manutenzione dello stesso che, per motivi di economicità, sicuramente saranno affidate a società locali.

Tra queste attività si possono annoverare:

- Servizio di guardiania anche con ronde;
- Taglio erba;
- Lavaggio moduli;
- Manutenzioni elettriche ordinarie quali, ad esempio: verifica dello stato dei componenti, controllo dei collegamenti e dei serraggi, pulizia dei locali elettrici, ecc.



8.3. **Sensibilizzazione della popolazione**

Si può concludere che l'installazione dell'impianto fotovoltaico 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.tutelacque@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)

ufficioespropri.regionepuglia@pec.rupar.puglia.it



Consulenza: **Atech srl**
Proponente: **HEPV 10 Srl**

Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico avente potenza nominale pari a 25.000 kW e potenza moduli pari a 23.351,900 kWp e relative opere di connessione situato nei Comuni di Lecce e Surbo (LE)

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 Riquilificazione, 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 Lecce

Via Monteroni 155- 73100 Lecce (LE)
com.leccei@cert.vigilfuoco.it

Regione Puglia

Area Politiche per l'Ambiente, le Reti e la Qualità Urbana Servizio LL. PP. Ufficio Struttura Tecnica Provinciale di Lecce
VIA DON MINZONI, 17 73100 Lecce (LE)
ufficio.coord.stp.le@pec.rupar.puglia.it

Provincia di Lecce

Via Umberto I, 13 - 73100 Lecce (LE)
protocollo@cert.provincia.le.it



Consulenza: **Atech srl**
Proponente: **HEPV 10 Srl**

Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico avente potenza nominale pari a 25.000 kW e potenza moduli pari a 23.351,900 kWp e relative opere di connessione situato nei Comuni di Lecce e Surbo (LE)

Aeronautica Militare Comando III Regione Aerea

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

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
operazioni.napoli@postacert.enac.gov.it

C.I.G.A.

Aeroporto "M. De Bernardi"
VIA DI PRATICA DI MARE, 45 00040 POMEZIA (RM)

ENAV - Ente Nazionale Assistenza al Volo

VIA SALARIA, 716 00138 ROMA



Consulenza: **Atech srl**
Proponente: **HEPV 10 Srl**

Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico avente potenza nominale pari a 25.000 kW e potenza moduli pari a 23.351,900 kWp e relative opere di connessione situato nei Comuni di Lecce e Surbo (LE)

Comune di Lecce

Via Rubichi 16, 73100 Lecce (LE)
protocollo@pec.comune.lecce.it.

Comune di Surbo

Via Giuseppe Codacci Pisanelli, 23, 73010 Surbo (LE)
comunesurbo@pec.it.

Ministero della Cultura

Sovrintendenza Archeologica, Belle Arti e Paesaggio
Via Antonio Galateo,2 - 73100 Lecce
mbac-sabap-br-le@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

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



Elaborato: **Relazione tecnica**

Rev. 0 Marzo 2022

Pagina 78 di 79

Consulenza: **Atech srl**
Proponente: **HEPV 10 Srl**

Progetto per la realizzazione di un impianto agrovoltaiico avente potenza nominale pari a 25.000 kW e potenza moduli pari a 23.351,900 kWp e relative opere di connessione situato nei Comuni di Lecce e Surbo (LE)

SNAM Rete Gas Spa

Via G. Amendola, 162/1 70126 - Bari

ANAS S.p.A.

Compartimento Regionale

Viale Luigi Einaudi, 15 70125 Bari

Ministero della Cultura- Segretariato regionale MIC per la Puglia

Strada Dottula, Isolato 49 - 70100 Bari

mbac-sr-pug@mailcert.beniculturali.it

10. CERTIFICAZIONE DI IMPRESA



Elaborato: **Relazione tecnica**

Rev. 0 Marzo 2022

Pagina 79 di 79



Camera di Commercio Industria Artigianato e Agricoltura di TRENTO

Registro Imprese - Archivio ufficiale della CCIAA

In questa pagina viene esposto un estratto delle informazioni presenti in visura che non può essere considerato esaustivo, ma che ha puramente scopo di sintesi

VISURA ORDINARIA SOCIETA' DI CAPITALE

HEPV10 S.R.L.



POBZE7

Il QR Code consente di verificare la corrispondenza tra questo documento e quello archiviato al momento dell'estrazione. Per la verifica utilizzare l'App RI QR Code o visitare il sito ufficiale del Registro Imprese.

DATI ANAGRAFICI

Indirizzo Sede legale	TRENTO (TN) VIA ALTO ADIGE 160/A CAP 38121
Indirizzo PEC	hepv10srl@legalmail.it
Numero REA	TN - 232786
Codice fiscale e n.iscr. al Registro Imprese	02550370221
Partita IVA	02550370221
Forma giuridica	societa' a responsabilita' limitata
Data atto di costituzione	07/05/2019
Data iscrizione	17/05/2019
Data ultimo protocollo	02/12/2019
Amministratore	RICCI RICCARDO <i>Rappresentante dell'Impresa</i>
Amministratore	BOSIN GIANNI <i>Rappresentante dell'Impresa</i>

ATTIVITA'

Stato attività	attiva
Data inizio attività	06/11/2019
Attività prevalente	sviluppo e realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica
Codice ATECO	35.11
Codice NACE	35.11
Attività import export	-
Contratto di rete	-
Albi ruoli e licenze	-
Albi e registri ambientali	-

L'IMPRESA IN CIFRE

Capitale sociale	10.000,00
Soci	1
Amministratori	2
Titolari di cariche	1
Sindaci, organi di controllo	0
Unità locali	0
Pratiche inviate negli ultimi 12 mesi	3
Trasferimenti di quote	0
Trasferimenti di sede	0
Partecipazioni (1)	-

CERTIFICAZIONE D'IMPRESA

Attestazioni SOA	-
Certificazioni di QUALITA'	-

DOCUMENTI CONSULTABILI

Bilanci	-
Fascicolo	sì
Statuto	sì
Altri atti	4

(1) Indica se l'impresa detiene partecipazioni in altre società, desunte da elenchi soci o trasferimenti di quote

Indice

1 Sede	2
2 Informazioni da statuto/atto costitutivo	2
3 Capitale e strumenti finanziari	4
4 Soci e titolari di diritti su azioni e quote	5
5 Amministratori	5
6 Titolari di altre cariche o qualifiche	6
7 Attività, albi ruoli e licenze	7
8 Aggiornamento impresa	7

1 Sede

Indirizzo Sede legale	TRENTO (TN) VIA ALTO ADIGE 160/A CAP 38121
Indirizzo PEC	hepv10srl@legalmail.it
Partita IVA	02550370221
Numero repertorio economico amministrativo (REA)	TN - 232786

2 Informazioni da statuto/atto costitutivo

Registro Imprese	Codice fiscale e numero di iscrizione: 02550370221 Data di iscrizione: 17/05/2019 Sezioni: Iscritta nella sezione ORDINARIA
Estremi di costituzione	Data atto di costituzione: 07/05/2019
Sistema di amministrazione	piu' amministratori (in carica)
Oggetto sociale	3.1 LA SOCIETA' HA PER OGGETTO: A) LO SVILUPPO, LA PROGETTAZIONE, LA REALIZZAZIONE, LA GESTIONE, LA VENDITA E LA MANUTENZIONE DI IMPIANTI PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI ...
Altri riferimenti statutari	Gruppi societari

Estremi di costituzione

iscrizione Registro Imprese

Codice fiscale e numero d'iscrizione: 02550370221
del Registro delle Imprese di TRENTO
Data iscrizione: 17/05/2019

sezioni

Iscritta nella sezione ORDINARIA il 17/05/2019

informazioni costitutive

Data atto di costituzione: 07/05/2019

Sistema di amministrazione e controllo

durata della società

Data termine: 31/12/2060

scadenza esercizi

Scadenza primo esercizio: 31/12/2019

Giorni di proroga dei termini di approvazione del bilancio: 60

sistema di amministrazione e controllo contabile

Sistema di amministrazione adottato: amministrazione pluripersonale individuale disgiuntiva

forme amministrative

piu' amministratori (in carica)

Oggetto sociale

3.1 LA SOCIETA' HA PER OGGETTO:

- A) LO SVILUPPO, LA PROGETTAZIONE, LA REALIZZAZIONE, LA GESTIONE, LA VENDITA E LA MANUTENZIONE DI IMPIANTI PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI;
- B) LA REALIZZAZIONE E LA GESTIONE DI IMPIANTI PER IL TRASPORTO E LA DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DESTINATA AD ESSERE UTILIZZATA NEI LIMITI CONCESSI DALLE DISPOSIZIONI DI LEGGE;
- C) LA PRODUZIONE, L'ACQUISTO, L'UTILIZZO E LA DISTRIBUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA, SIA PER SCOPI PUBBLICI CHE PRIVATI;
- D) LA MESSA IN OPERA E LA MANUTENZIONE DI RETI DI DISTRIBUZIONE E DI CAVI PER IL TRASPORTO DELL'ENERGIA ELETTRICA, DI IMPIANTI E MACCHINARI CONNESSI;
- E) L'ACQUISTO E LA VENDITA DI IMPIANTI PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA E RELATIVI COMPONENTI E MATERIE DI PRODUZIONE, DI COLLETTORI, APPARECCHIATURE TERMICHE ED ELETTRICHE E PARTI DI ESSI, NONCHE' DI MATERIALI, PEZZI DI RICAMBIO E MATERIALI DI CONSUMO PER LA REALIZZAZIONE, MONTAGGIO, MANUTENZIONE E RIPARAZIONE DI IMPIANTI PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA;
- F) L'ASSUNZIONE DI MANDATI E DI AGENZIE PER LA VENDITA DI MATERIALI E COMPONENTI DI IMPIANTI PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA;
- G) L'ACQUISTO, LA VENDITA E LO SCAMBIO DI ENERGIA ELETTRICA, DI GAS E DI PRODOTTI ENERGETICI PER SE' E PER TERZI, ALL'INGROSSO O A CLIENTI FINALI NEI LIMITI E NEL RISPETTO DELLA NORMATIVA VIGENTE;
- H) L'ACQUISTO, LA VENDITA E LO SCAMBIO DI CERTIFICATI PREVISTI E DISCIPLINATI DALLA NORMATIVA DEL SETTORE DELL'ENERGIA, QUALI, AD ESEMPIO, CERTIFICATI BIANCHI, DIRITTI DI EMISSIONE, TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA E SIMILI;
- I) L'ACQUISTO E LA VENDITA DEI DIRITTI DI CAPACITA' DI TRASPORTO DI ELETTRICITA', PER SE' E PER TERZI;
- J) L'ACQUISTO, LA COSTRUZIONE, LA RISTRUTTURAZIONE, LA GESTIONE, L'AFFITTO, LA LOCAZIONE, LA VENDITA E LA PERMUTA DI BENI IMMOBILI E COMPLESSI COMMERCIALI, TURISTICI, AGRICOLI, ENERGETICI E SPORTIVI, NONCHE' LA PROGETTAZIONE E LA REALIZZAZIONE IN PROPRIO E PER CONTO DI TERZI DI INIZIATIVE IMMOBILIARI, TURISTICHE, AGRICOLE, ENERGETICHE, COMMERCIALI E SPORTIVE IN GENERE;
- K) LA PRESTAZIONE DI SERVIZI DI CONSULENZA NEI SETTORI DI CUI SOPRA, CON ESCLUSIONE DELLE ATTIVITA' PER LE QUALI E' RICHIESTA L'ISCRIZIONE IN ALBI PROFESSIONALI;
- L) LA REALIZZAZIONE DI STUDI DI FATTIBILITA' NONCHE' LO SVILUPPO E L'IMPLEMENTAZIONE DI PROGETTI IMPRENDITORIALI NEL SETTORE DELL'ENERGIA IN GENERE.

3.2 CON RIFERIMENTO ALLE SUDETTE ATTIVITA' COSTITUENTI L'OGGETTO SOCIALE LA SOCIETA' PUO' INOLTRE COMPIERE TUTTE LE OPERAZIONI FINANZIARIE, INDUSTRIALI, COMMERCIALI, MOBILIARI ED IMMOBILIARI NECESSARIE OD UTILI PER IL CONSEGUIMENTO DELL'OGGETTO SOCIALE OPPURE AD ESSO DIRETTAMENTE O INDIRECTAMENTE CONNESSE. ESSA PUO' ASSUMERE PARTECIPAZIONI O INTERESSENZE IN ALTRE IMPRESE O SOCIETA' AVENTI OGGETTO ANALOGO O CONNESSO AL PROPRIO, O ANCHE DIVERSO DAL PROPRIO, MA NEI LIMITI DI CUI ALL'ART. 2361 C.C..

3.3 LA SOCIETA' POTRA' PRESTARE FIDEIUSSIONI O ALTRE GARANZIE EQUIVALENTI A FAVORE DI TERZI, COMPRESSE GARANZIE REALI, PURCHE' NON NEI CONFRONTI DEL PUBBLICO E PURCHE' TALI ATTIVITA' NON VENGANO SVOLTE IN MISURA PREVALENTE RISPETTO A QUELLE CHE COSTITUISCONO L'OGGETTO SOCIALE.

3.4 LA SOCIETA' PUO' INOLTRE ACQUISTARE E CEDERE MARCHI, LICENZE, BREVETTI INDUSTRIALI E SIMILI ED ESERCITARE DIRITTI DI PROPRIETA' INDUSTRIALE E COMMERCIALE.

Poteri

poteri associati alla carica di Piu' Amministratori

VENGONO NOMINATI DUE AMMINISTRATORI CON POTERI DI ORDINARIA E STRAORDINARIA AMMINISTRAZIONE DA ESERCITARSI IN VIA DISGIUNTIVA NELLE PERSONE DI RICCI RICCARDO E BOSIN GIANNI.

L'ORGANO AMMINISTRATIVO HA TUTTI I POTERI DI ORDINARIA E STRAORDINARIA AMMINISTRAZIONE, ESCLUSI QUELLI CHE LA LEGGE O LO STATUTO RISERVANO ESPRESSAMENTE AI SOCI.

L'ORGANO AMMINISTRATIVO PUO' NOMINARE DIRETTORI, INSTITORI O PROCURATORI PER IL COMPIMENTO DI DETERMINATI ATTI O CATEGORIE DI ATTI, DETERMINANDONE I POTERI. NEL CASO DI NOMINA DI UN ORGANO AMMINISTRATIVO COMPOSTO DA DUE O PIU' AMMINISTRATORI NON COSTITUENTI UN CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE, LA RAPPRESENTANZA DELLA SOCIETA' SPETTA AGLI STESSI CONGIUNTAMENTE E/O DISGIUNTAMENTE NEI LIMITI DEI POTERI DI AMMINISTRAZIONE ATTRIBUITI IN SEDE DI NOMINA.

LA RAPPRESENTANZA SOCIALE SPETTA ANCHE AI DIRETTORI, AGLI INSTITORI ED AI PROCURATORI DI CUI ALL'ARTICOLO 25 DELLO STATUTO NEI LIMITI DEI POTERI DETERMINATI DALL'ORGANO AMMINISTRATIVO NELL'ATTO DI NOMINA.

ripartizione degli utili e delle perdite tra i soci

VEDASI ART. 30 DELLO STATUTO SOCIALE

Altri riferimenti statutari

clausole di recesso

Informazione presente nello statuto/atto costitutivo

clausole di esclusione

Informazione presente nello statuto/atto costitutivo

clausole di gradimento

Informazione presente nello statuto/atto costitutivo

clausole di prelazione

Informazione presente nello statuto/atto costitutivo

gruppi societari

SOCIETA' SOTTOPOSTA AD ALTRUI ATTIVITA' DI DIREZIONE E COORDINAMENTO DA PARTE DI EHM.SOLAR S.R.L. - BZ.

3 Capitale e strumenti finanziari

Capitale sociale in Euro

Deliberato: 10.000,00

Sottoscritto: 10.000,00

Versato: 10.000,00

Conferimenti in denaro

Conferimenti e benefici

INFORMAZIONE PRESENTE NELLO STATUTO/ATTO COSTITUTIVO

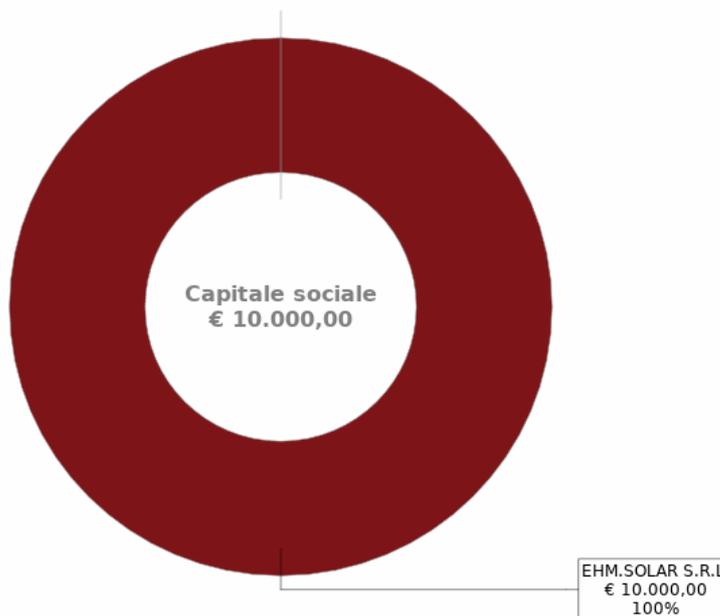
strumenti finanziari previsti dallo statuto

Titoli di debito:

VEDASI ART. 11 DELLO STATUTO SOCIALE

4 Soci e titolari di diritti su azioni e quote

Sintesi della composizione societaria e degli altri titolari di diritti su azioni o quote sociali al 10/05/2019



Il grafico e la sottostante tabella sono una sintesi degli assetti proprietari dell'impresa relativa ai soli diritti di proprietà, che non sostituisce l'effettiva pubblicità legale fornita dall'elenco soci a seguire, dove sono riportati anche eventuali vincoli sulle quote.

Socio	Valore	%	Tipo diritto
EHM.SOLAR S.R.L. 03033000211	10.000,00	100 %	proprietà'

Elenco dei soci e degli altri titolari di diritti su azioni o quote sociali al 10/05/2019

pratica con atto del 07/05/2019

capitale sociale

Data deposito: 10/05/2019

Data protocollo: 10/05/2019

Numero protocollo: TN-2019-18043

Capitale sociale dichiarato sul modello con cui è stato depositato l'elenco dei soci:
10.000,00 Euro

Proprietà'

EHM.SOLAR S.R.L.

Quota di nominali: 10.000,00 Euro

Di cui versati: 10.000,00

Codice fiscale: 03033000211

Denominazione del soggetto alla data della denuncia: EHM.SOLAR S.R.L.

Tipo di diritto: proprietà'

Domicilio del titolare o rappresentante comune

BOLZANO (BZ) VIA DELLA RENA 20 CAP 39100

5 Amministratori

Amministratore
Amministratore

RICCI RICCARDO
BOSIN GIANNI

Rappresentante dell'impresa
Rappresentante dell'impresa

Forma amministrativa adottata

piu' amministratori

Numero amministratori in carica: 2

Elenco amministratori

Amministratore

RICCI RICCARDO

domicilio

carica

Rappresentante dell'impresa
Nato a ROVERETO (TN) il 15/03/1984
Codice fiscale: RCCRCR84C15H612U
TRENTO (TN) VIA ALTO ADIGE 160/A CAP 38121

amministratore

Nominato con atto del 07/05/2019
Data iscrizione: 17/05/2019
Durata in carica: a tempo indeterminato
Data presentazione carica: 10/05/2019

Amministratore

BOSIN GIANNI

domicilio

carica

Rappresentante dell'impresa
Nato a TRENTO (TN) il 29/11/1972
Codice fiscale: BSNGNN72S29L378T
TRENTO (TN) VIA ALTO ADIGE 160/A CAP 38121

amministratore

Nominato con atto del 07/05/2019
Data iscrizione: 17/05/2019
Durata in carica: a tempo indeterminato
Data presentazione carica: 10/05/2019

6 Titolari di altre cariche o qualifiche

Socio Unico

EHM.SOLAR S.R.L.

Socio Unico

EHM.SOLAR S.R.L.

sede

carica

Codice fiscale 03033000211

BOLZANO (BZ)
VIA DELLA RENA 20 CAP 39100

socio unico

Nominato con atto del 07/05/2019
Data iscrizione: 17/05/2019

7 Attività, albi ruoli e licenze

Data d'inizio dell'attività dell'impresa 06/11/2019

Attività prevalente

SVILUPPO E REALIZZAZIONE DI IMPIANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

Attività

inizio attività

(informazione storica)

Data inizio dell'attività dell'impresa: 06/11/2019

attività prevalente esercitata dall'impresa

SVILUPPO E REALIZZAZIONE DI IMPIANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

Classificazione ATECORI 2007 dell'attività prevalente

(fonte Agenzia delle Entrate)

Codice: 35.11 - produzione di energia elettrica

Importanza: prevalente svolta dall'impresa

attività esercitata nella sede legale

SVILUPPO E REALIZZAZIONE DI IMPIANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA (DAL 06/11/2019)

classificazione ATECORI 2007 dell'attività

(fonte Agenzia delle Entrate)

Codice: 35.11 - produzione di energia elettrica

Importanza: primaria Registro Imprese

8 Aggiornamento impresa

Data ultimo protocollo

02/12/2019