

REGIONE PUGLIA



COMUNE DI BRINDISI



Committente



RAY s.r.l.
Piazza Europa 14, 87100
Cosenza



Documento: **PROGETTO DEFINITIVO**

Titolo del Progetto: **Parco Fotovoltaico "BRINNISI"**

N° Documento	Elaborato:
BR_01_1G_01	Relazione Tecnica

Codice Progetto	Disciplina	Elaborato	Scala	Formato	Nome File
BR_01	1G	01	-	A4	BR_01_1G_01_Relazione Tecnica

Progettazione:

Gemsa Energy Solar S.R.L.
Piazza Europa, 14 - 87100 Cosenza (CS)

ING. JONATA CANONACO
Ordine degli Ingegneri di Cosenza, n. 4872

Rev:	Data	Descrizione	Redatto	Controllato	Approvato
00.	Luglio 2024	Prima emissione	Gemsa Energy Solar	Gemsa Energy Solar	RAY



Progetto Definitivo "BRINNISI"

INDICE

1.	PREMESSA.....	3
2.	DEFINIZIONI	4
3.	INQUADRAMENTO NORMATIVO E LEGISLATIVO.....	5
3.1.	INQUADRAMENTO GENERALE	5
3.2.	INQUADRAMENTO IMPIANTO OGGETTO DELLA PRESENTE PAS.....	7
3.3.	NORME DI RIFERIMENTO.....	8
4.	INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE.....	10
4.1.	DESCRIZIONE DEL SOGGETTO PROPONENTE	10
4.2.	LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO	10
4.3.	ANALISI DI COERENZA DELL'INTERVENTO IN PROGETTO CON IL QUADRO NORMATIVO E VINCOLISTICO	12
4.3.1.	STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE DELLE AREE E DEGLI ELEMENTI PROTETTI.....	13
4.3.2.	PIANO STRALCIO PER L'ASSETTO IDROGEOLOGICO (P.A.I.).....	16
4.3.3.	PIANO DI GESTIONE DEL RISCHIO ALLUVIONI (P.G.R.A.)	16
4.3.4.	CARTA IDROGEOMORFOLOGICA DELLA REGIONE PUGLIA.....	17
4.3.5.	PIANO PAESAGGISTICO TERRITORIALE REGIONALE (P.P.T.R.)	18
4.3.6.	PIANO REGIONALE DI TUTELA DELLE ACQUE (P.T.A.).....	20
4.3.7.	PIANO REGIONALE DI QUALITÀ DELL'ARIA (P.R.Q.A.).....	21
4.3.8.	PIANO FAUNISTICO VENATORIO REGIONALE 2018 – 2023	21
4.3.9.	PIANO REGIONALE DELLE ATTIVITÀ ESTRATTIVE (P.R.A.E.).....	22
4.3.10.	QUADRO DI ASSETTO DEI TRATTURI (Q.A.T.).....	24
4.3.11.	AREE NON IDONEE F.E.R.	24
4.3.12.	STRUMENTO URBANISTICO (P.R.G.) DEL COMUNE DI BRINDISI.....	26
4.3.13.	VALUTAZIONE DI COMPATIBILITÀ OSTACOLI E PERICOLI PER LA NAVIGAZIONE AEREA.....	28
5.	STUDIO DELLE INTERFERENZE.....	29
6.	DESCRIZIONE DEL PROGETTO.....	31
6.1.	MODULI FOTOVOLTAICI, TRACKER E APPARECCHIATURE ELETTROMECCANICHE.....	31
6.2.	OPERE A SERVIZIO DEL PARCO FOTOVOLTAICO.....	33
6.3.	OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE.....	35
6.4.	ANALISI FONTE RINNOVABILE E STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ.....	35
6.5.	CARATTERISTICHE PRESTAZIONALI DEI MATERIALI PRESCELTI	38
6.6.	DIMENSIONAMENTO DELLE LINEE	42
5.6.1.	DIMENSIONAMENTO STRINGHE.....	43
5.6.2.	LINEE ELETTRICHE DI BASSA TENSIONE IN A.C.	44
5.6.3.	LINEE ELETTRICHE A 36 kV.....	45
6.7.	PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI	47
6.8.	PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI.....	47
6.9.	PROTEZIONE DELLE LINEE CONTRO IL SOVRACCARICO.....	48
6.10.	PROTEZIONE DELLE LINEE DA CORTOCIRCUITO.....	48
6.11.	PROTEZIONE CONTRO LE SOVRATENSIONI	48
6.12.	IMPIANTO DI PROTEZIONE EQUIPOTENZIALE.....	48
6.13.	COMPATIBILITÀ ELETTRROMAGNETICA.....	49
6.14.	ACCESSIBILITÀ	50
6.15.	VERIFICHE.....	50
6.16.	INDAGINE ACUSTICA.....	50
7.	PIANO DI DISMISSIONE.....	52
8.	DESCRIZIONE FASI INTERVENTO E CRONOPROGRAMMA.....	55

1. PREMESSA

Lo scopo della presente relazione è quello di fornire indicazioni tecniche e di progetto per la realizzazione di un impianto fotovoltaico per lo sfruttamento dell'energia solare, destinato ad operare in connessione alla rete elettrica di distribuzione AT con livello di tensione pari a 36 kV in ottemperanza alla soluzione tecnica di connessione fornita da Terna S.p.A. e alla normativa di riferimento di seguito elencata in merito ai criteri di allacciamento di impianti di produzione alla rete AT.

La Procedura Abilitativa Semplificata prevede l'autorizzazione dell'impianto e delle opere strettamente necessarie al suo funzionamento, tra cui le opere di rete; la soluzione tecnica di connessione considerata nella presente è quella resa disponibile da Terna S.p.A.

L'impianto produrrà energia elettrica con potenza di picco (DC) di 10.106,88 kW_p e potenza nominale (AC) di 9.500 kW, con tensione e frequenza idonee per essere immesse nella rete AT di Terna con livello di tensione pari a 36 kV. L'intervento ha lo scopo di produrre energia elettrica da fonti rinnovabili contribuendo alla tutela dell'ambiente, oltre ad apportare un vantaggio economico al committente, infatti, produrrà dei benefici di carattere ambientale all'intera comunità. Lo stesso, infine, potrà essere motivo di esempio virtuoso per chi ha già sviluppato una spiccata sensibilità ambientale e potrà suscitare anche la curiosità e la conoscenza di tale tecnologia da parte di chi non conosce o è ancora scettico riguardo al suo effettivo funzionamento.

2. DEFINIZIONI

- ❖ **PARCO FOTOVOLTAICO:** area o complesso delle aree all'interno delle quali sarà posizionato l'insieme dei moduli fotovoltaici connessi elettricamente tra loro ed installati meccanicamente nella loro sede di funzionamento. All'interno di tale area troveranno ubicazione tutte o parte delle opere elettriche e civili necessarie al funzionamento, esercizio e manutenzione dell'Impianto fotovoltaico.
- ❖ **AREA PARCO I-ESIMA:** le singole aree di cui si compone il PARCO FOTOVOLTAICO quando l'installazione dei moduli richiede, per esigenze di progetto, la distribuzione dei moduli fotovoltaici su porzioni diverse del sito di intervento.
- ❖ **OPERE COMPLEMENTARI:** il complesso delle opere civili (viabilità, etc.) ed elettriche (illuminazione, etc.) fisicamente ubicate all'esterno del PARCO FOTOVOLTAICO, eventualmente necessarie per il funzionamento, l'esercizio e la manutenzione dell'Impianto fotovoltaico.
- ❖ **OPERE DI RETE PRODUTTORE:** il complesso delle opere elettriche, caratterizzate da tensione uguale a quella di consegna, di competenza del produttore. Tipicamente sono le opere elettriche comprese tra la/le stazioni di elevazione della tensione ed il punto di consegna alla rete.
- ❖ **OPERE DI RETE GESTORE:** il complesso delle opere di rete previste dalla S.T.M.G. redatta dal competente distributore di rete.
- ❖ **CAMPO FOTOVOLTAICO:** insieme dei moduli fotovoltaici, degli inverter e dei trasformatori previsti dal progetto dell'Impianto fotovoltaico, nonché tutte le apparecchiature elettriche connesse all'esercizio del campo stesso.
- ❖ **SOTTOCAMPO FOTOVOLTAICO:** le parti del CAMPO FOTOVOLTAICO che si connettono in maniera distinta alla sezione di consegna attraverso le linee di sottocampo.
- ❖ **IMPIANTO FOTOVOLTAICO:** impianto che consente di trasformare l'energia data dalla radiazione solare in energia elettrica; racchiude il CAMPO FOTOVOLTAICO e le OPERE DI RETE PRODUTTORE.

3. INQUADRAMENTO NORMATIVO E LEGISLATIVO

3.1. INQUADRAMENTO GENERALE

Gli impianti di produzione di energia elettrica che sfruttano la fonte solare sono considerati, ai sensi del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 e ss.mm.ii., impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Tale decreto, in attuazione della Direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'energia, individua all'articolo 2 come fonti energetiche rinnovabili o fonti rinnovabili: "le fonti energetiche non fossili (eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice, idraulica, biomasse, gas di discarica, gas residuati dai processi di depurazione e biogas)".

L'art. 4 del D.lgs. n. 28/2011 – al fine di favorire lo sviluppo delle fonti rinnovabili e il conseguimento, nel rispetto del principio di leale collaborazione fra Stato e Regioni, degli obiettivi nazionali di produzione di energia da fonti rinnovabili – prevede che "la costruzione e l'esercizio di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili siano disciplinati secondo speciali procedure amministrative semplificate, accelerate, proporzionate e adeguate, sulla base delle specifiche caratteristiche di ogni singola applicazione".

I regimi di autorizzazione per la costruzione e l'esercizio degli impianti a fonti rinnovabili – regolati secondo un criterio di proporzionalità – sono:

- a) la comunicazione relativa alle attività in edilizia libera;
- b) la Dichiarazione di Inizio Lavori Asseverata;
- c) la Procedura Abilitativa Semplificata;
- d) l'Autorizzazione Unica.

Più in particolare, in termini generali, nelle aree idonee identificate ai sensi dell'articolo 20 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, comprese le aree di cui al comma 8 dello stesso articolo 20:

- per impianti di potenza fino a 1 MW trova applicazione la Dichiarazione di Inizio Lavori Asseverata per tutte le opere da realizzare su aree nella disponibilità del proponente;
- per impianti di potenza superiore a 1 MW e fino a 12 MW si applica la Procedura Abilitativa Semplificata;
- per impianti di potenza superiore a 12 MW si applica la procedura di Autorizzazione Unica.

La Procedura Abilitativa Semplificata trova altresì applicazione per impianti agrovoltai di qualsiasi potenza di cui all'articolo 65, comma 1-quater, del decreto-legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito, con modificazioni, dalla legge 24 marzo 2012, n. 27, che distino non più di 3 chilometri da aree a destinazione industriale, artigianale e commerciale.

Con l'art. 20 del d.lgs. 8 novembre 2021, n. 199, inoltre, il Legislatore ha introdotto la "Disciplina per l'individuazione di superfici e aree idonee per l'installazione di impianti a fonti rinnovabili", delegando ad uno o più decreti del Ministro della Transizione Ecologica di concerto con il Ministro della Cultura la funzione di stabilire "principi e criteri omogenei per l'individuazione delle superfici e delle aree idonee e non idonee all'installazione di impianti a fonti rinnovabili".

Il Legislatore ha, altresì, introdotto – al comma 8 – una disciplina transitoria disponendo, per quanto qui di interesse, che sono considerate aree idonee:

c) le cave e miniere cessate, non recuperate o abbandonate o in condizioni di degrado ambientale, o le porzioni di cave e miniere non suscettibili di ulteriore sfruttamento.

c-ter) esclusivamente per gli impianti fotovoltaici, anche con moduli a terra, e per gli impianti di produzione di biometano, in assenza di vincoli ai sensi della parte seconda del codice dei beni culturali e del paesaggio, di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42:

- 1) le aree classificate agricole, racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri da zone a destinazione industriale, artigianale e commerciale, compresi i siti di interesse nazionale, nonché le cave e le miniere;
- 2) ***le aree interne agli impianti industriali e agli stabilimenti, questi ultimi come definiti dall'articolo 268, comma 1, lettera h), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, nonché le aree classificate agricole racchiuse in un perimetro i cui punti distino non più di 500 metri dal medesimo impianto o stabilimento;***
- 3) le aree adiacenti alla rete autostradale entro una distanza non superiore a 300 metri".

Quanto sopra è stato parzialmente modificato dall'art. 5 del D.L. 15 maggio 2024, n. 63; in particolare il comma 1-bis dell'art. 20 del d.lgs. 199/2021 vigente recita:

"L'installazione degli impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra ((...)), in zone classificate agricole dai piani urbanistici vigenti, è consentita esclusivamente nelle aree di cui alle lettere a), limitatamente agli interventi per modifica, rifacimento, potenziamento o integrale ricostruzione degli impianti già installati, a condizione che non comportino

incremento dell'area occupata, c) ((incluse le cave già oggetto di ripristino ambientale e quelle con piano di coltivazione terminato ancora non ripristinate, nonché le discariche o i lotti di discarica chiusi ovvero ripristinati)), c-bis), c-bis.1), e c-ter) numeri 2) e 3) del comma 8 del presente articolo".

3.2. INQUADRAMENTO IMPIANTO OGGETTO DELLA PRESENTE PAS

La norma CEI 0-16 precisa che, nel caso di generatori fotovoltaici, la potenza attiva massima erogabile è limitata dalla potenza nominale dell'inverter, qualora questa sia minore della somma delle potenze STC dei moduli. In considerazione di ciò, la potenza nominale di un impianto fotovoltaico è data dal minore tra i seguenti valori nominali:

- Potenza nominale DC (somma delle potenze nominali dei singoli moduli fotovoltaici costituenti il parco fotovoltaico), pari nel caso in esame a 10.106,88 kW_p.
- Potenza nominale AC (somma delle potenze nominali dei singoli inverter costituenti il parco fotovoltaico) pari nel caso in esame a 9.500 kW.

La potenza nominale dell'impianto, ai sensi della vigente normativa tecnica, è dunque pari a 9.500 kW.

Il parco fotovoltaico in progetto risulta composto da:

- Area Parco 1, consistente in una porzione del terreno censito presso il catasto fabbricati del comune di Brindisi al foglio di mappa 129 particella 532 sub 2.

Nello specifico trattasi di una porzione di cava dismessa soggetta a piano di ripristino ambientale come da decreto prot. 458 del 12.04.2024 del comune di Brindisi che prevede espressamente la realizzazione di un impianto fotovoltaico di potenza massima pari a 10 MW; pertanto, ***l'Area ricade totalmente nella fattispecie di area idonea di cui alla lettera c) del comma 8 art. 20 d.lgs. 199/2021.***

- Area Parco 2, consistente in una porzione del terreno censito presso il catasto fabbricati del comune di Brindisi al foglio di mappa 129 particella 881.

La particella, estesa mq. 46.569,00 e censita originariamente nella categoria D1, dalla originaria estensione del comprensorio di cava di ha 33.78.26, risulta interamente ricadente nel buffer di 500 m da uno stabilimento, per come definito dall'articolo 268, comma 1, lettera h), del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

In particolare, all'interno dello stabilimento considerato per l'applicazione del buffer ai sensi dell'art. 20 comma 8 lett. c-ter p.to 2, identificato catastalmente presso il catasto fabbricati del comune di Brindisi al foglio 129, particella 532, sub 2, viene svolta stabilmente l'attività e la gestione del movimento terra connessa all'attività

estrattiva del comprensorio afferente alla medesima proprietà del citato stabilimento mediante l'utilizzo di mezzi, macchinari ed attrezzature che producono emissioni. Sotto il profilo catastale, alla particella identificante lo stabilimento, è associata la categoria D01 - *opifici e fabbricati destinati all'attività industriale con l'utilizzo di macchinari fissi*. Questi comprendono stabilimenti e fabbriche che svolgono un'attività produttiva trasformando la materia prima in beni economici destinati alla vendita.

Per quanto sopra è possibile affermare che ***l'Area ricade totalmente nella fattispecie di area idonea di cui alla lettera c-ter) punto 2 del comma 8 art. 20 d.lgs. 199/2021.***

In base a quanto esplicitato, per l'autorizzazione del progetto delle opere da realizzare su aree nella disponibilità del proponente, **trova applicazione lo strumento della P.A.S.**

Ai sensi del D.L. 24 febbraio 2023, n. 13, convertito, con modificazioni, dalla legge 21 aprile 2023, n. 41, per gli impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica ubicati nelle aree classificate idonee ai sensi dell'articolo 20 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, ivi comprese le aree di cui al comma 8 del medesimo articolo 20, quale il caso in esame, il limite di cui al punto 2) dell'allegato II alla parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e alla lettera b) del punto 2 dell'allegato IV alla medesima parte seconda, per il procedimento di verifica di assoggettabilità alla valutazione di impatto ambientale di cui all'articolo 19 del medesimo decreto, è elevato a 12 MW.

Qualora siano presenti impianti della stessa tipologia nel raggio di 1 km tali per cui il valore di soglia venga cumulativamente superato, tale limite viene dimezzato ai sensi dell'art. 4.1 del D.M. 30 marzo 2015. Essendo effettivamente presenti nel raggio di 1 km impianti fotovoltaici tali per cui, cumulativamente, viene superata la soglia di 12 MW, nel caso specifico il limite di cui alla lettera b) del punto 2 dell'allegato IV alla parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 è pari a 6 MW. La potenza del presente progetto è superiore a tale soglia; pertanto, è necessaria la verifica di assoggettabilità alla V.I.A.

3.3. NORME DI RIFERIMENTO

Per la progettazione del sistema di conversione solare e per l'accesso alla connessione con la rete di distribuzione si fa riferimento alle norme specifiche vigenti ed in particolare:

CEI 0-2 - Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici.

Progetto Definitivo "BRINNISI"

CEI 0-16 - "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica".

CEI 0-3 – DM 37/08 - Guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati.

CEI 11-20 - Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.

CEI 11-27 - Lavori su impianti elettrici.

CEI 20-20 - Cavi con isolamento termoplastico con tensione nominale non superiore a 450/750 V. Parte 1: Prescrizioni generali.

CEI 23-3 - Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti... Parte 1: Interruttori automatici...

CEI 64-8/1 - Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore.... Parte 1: Oggetto, scopo e principi fondamentali.

CEI 64-8/2 - Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore.... Parte 2: Definizioni.

CEI 64-8/3 - Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore.... Parte 3: Caratteristiche generali.

CEI 64-8/4 - Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore.... Parte 4: Prescrizioni per la sicurezza.

CEI 64-8/5 - Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore.... Parte 5: Scelta ed installazione dei componenti...

CEI 64-8/6 - Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore.... Parte 6: Verifiche.

CEI 64-8/7 - Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore.... Parte 7: Ambienti ed applicazioni particolari.

CEI 81-10/1 - Protezione contro i fulmini. Parte 1: Principi generali.

CEI 81-10/2 - Protezione contro i fulmini. Parte 2: Valutazione del rischio.

CEI 81-10/3 - Protezione contro i fulmini. Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone.

CEI 81-10/4 - Protezione contro i fulmini. Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture.

CEI 88-4 - Guida per l'approvvigionamento di apparecchiature destinate a centrali per la produzione dell'energia elettrica.

CEI 99-2 - Impianti elettrici a tensione > 1 kV c.a.

CEI 99-3 - Messa a terra degli impianti elettrici a tensione > 1 kV c.a.

Qualsiasi altro riferimento normativo vigente non citato è stato applicato. Si applicano, inoltre, per quanto compatibili con le norme sopra elencate, i documenti tecnici emanati dalle società di distribuzione di energia elettrica riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica.

4. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E AMBIENTALE

4.1. DESCRIZIONE DEL SOGGETTO PROPONENTE

Il soggetto proponente, denominato RAY s.r.l., con sede legale in Cosenza, in Piazza Europa n. 14, è una società che si propone di realizzare e gestire impianti di produzione di energia rinnovabile per proprio conto e in conto terzi.

- Ragione Sociale: *RAY s.r.l.*;
- Sede Legale: *Piazza Europa, 14 - 87100 Cosenza*;
- C.F. / P.IVA: *03784050787*;
- Legale Rappresentante: *Tiziana Zazzaro*;
- Indirizzo PEC: *ray-srl@pec.it*

4.2. LOCALIZZAZIONE DEL PROGETTO

L'ubicazione dell'impianto è stata prevista nel territorio comunale di Brindisi. La città sorge su un porto naturale, un'insenatura che si incunea profondamente nella costa adriatica della Puglia. All'interno dei bracci più esterni del porto vi sono le isole Pedagne, un arcipelago minuscolo attualmente non visitabile perché utilizzato per scopi militari (Gruppo Scuole Onu, base realizzata durante l'intervento in Bosnia).

Presentando una morfologia del territorio pianeggiante, l'intero territorio comunale rientra nella Piana di Brindisi. Si trova nella parte nord-orientale della pianura salentina, a circa 40 km dalla valle d'Itria e quindi dalle prime propaggini delle basse Murge. Poco distante dalla città si trova la Riserva naturale statale Torre Guaceto. Il mar Ionio si trova, invece, a circa 45 km. Nel territorio comunale è compresa la frazione di Tutturano, distante dal capoluogo circa 10 km.

Il sito interessato dal parco fotovoltaico è localizzato in contrada Albanesi e consiste in una porzione del terreno identificato presso il catasto fabbricati del Comune di Brindisi (BR) al foglio di mappa 129 particella 532 sub 2 e particella 881.

L'impianto fotovoltaico sarà collegato in antenna a 36 kV su un ampliamento della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150 kV denominata "Brindisi Sud" mediante realizzazione di un nuovo elettrodotto AT interrato lungo viabilità pubblica esistente.

Nella seguente immagine (Figura 1) è riportato l'inquadramento su ortofoto del parco fotovoltaico e dell'elettrodotto AT interrato di collegamento di cui al presente progetto.

Progetto Definitivo "BRINNISI"

L'ampliamento della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150 kV denominata "Brindisi Sud", anch'esso riportato nella seguente Figura 1, sarà oggetto di specifica autorizzazione e progettazione nell'ambito del tavolo tecnico in corso con Terna S.p.a., per cui non afferisce alla presente trattazione.



Figura 1 - Inquadramento su ortofoto del parco fotovoltaico e dell'elettrodotto AT interrato di collegamento

4.3. ANALISI DI COERENZA DELL'INTERVENTO IN PROGETTO CON IL QUADRO NORMATIVO E VINCOLISTICO

Nella presente sezione sono stati analizzati i piani ed i programmi di tutela ambientale ed urbanistica di carattere nazionale, regionale e comunale al fine di verificare la presenza di eventuali vincoli insistenti sulle aree occupate dal parco fotovoltaico e dal percorso dell'elettrodotto AT interrato di collegamento; quest'ultimo, fatta eccezione per i tratti nelle immediate vicinanze della cabina di consegna e dell'ampliamento della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150 kV denominata "Brindisi Sud", si sviluppa unicamente lungo viabilità pubblica esistente comunale (Strada Vicinale Comunale 16) e provinciale (Strada Provinciale 80 e 81).

Nel dettaglio sono stati analizzati i seguenti strumenti di pianificazione vigenti:

- ❖ *Strumenti di Pianificazione delle Aree e degli Elementi Protetti;*
- ❖ *Piano di Bacino Stralcio per l'Assetto Idrogeologico (P.A.I.)* Regione Puglia approvato con Delibera del Comitato Istituzionale n. 39 del 30 novembre 2005, e ss.mm.ii.;
- ❖ *Piano di Gestione del Rischio di Alluvioni (P.G.R.A.)* approvato con Delibera del Comitato Istituzionale Integrato n. 2 del 3 marzo 2016, e ss.mm.ii.;
- ❖ *Carta Idrogeomorfologica* della Regione Puglia approvata con Delibera del Comitato Istituzionale dell'Autorità di Bacino n. 48 del 30 novembre 2009;
- ❖ *Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (P.P.T.R.)* approvato con Deliberazione della Giunta Regionale n. 176 del 16 febbraio 2015, e ss.mm.ii.;
- ❖ *Piano regionale di Tutela delle Acque (P.T.A.)* approvato con Deliberazione del Consiglio Regionale n. 230 del 20 ottobre 2009, e ss.mm.ii.;
- ❖ *Piano Regionale di Qualità dell'Aria (P.R.Q.A.)* approvato con Deliberazione della Giunta Regionale n. 2979 del 29 dicembre 2011, e ss.mm.ii.;
- ❖ *Piano Faunistico Venatorio Regionale 2018 – 2023* approvato con Deliberazione della Giunta Regionale n. 1198 del 20 luglio 2021 e Deliberazione della Giunta Regionale n. 2054 del 06 dicembre 2021;
- ❖ *Piano Regionale delle Attività Estrattive (P.R.A.E.)* approvato con Deliberazione della Giunta Regionale n. 580 del 15 maggio 2007, e ss.mm.ii.;

- ❖ *Quadro di Assetto dei Tratturi (Q.A.T.)* approvato con Deliberazione della Giunta Regionale n. 256 del 15 febbraio 2019 e Deliberazione della Giunta Regionale n. 819 del 2 maggio 2019;
- ❖ *Aree non idonee F.E.R.*;
- ❖ *Strumento Urbanistico (P.R.G.) del Comune di Brindisi*;
- ❖ *Valutazione di compatibilità ostacoli e pericoli per la navigazione aerea.*

4.3.1. STRUMENTI DI PIANIFICAZIONE DELLE AREE E DEGLI ELEMENTI PROTETTI

Nel presente paragrafo viene descritto l'esito della sovrapposizione delle opere previste in progetto (parco fotovoltaico ed elettrodotto AT interrato di collegamento) con la cartografia, resa disponibile dal Sistema Informativo Territoriale regionale "PUGLIA.CON", nella quale sono riportati:

- Parchi Nazionali;
- Aree Naturali Marine Protette;
- Riserve Naturali Statali;
- Parchi e Riserve Naturali Regionali;
- Rete Natura 2000 costituita, ai sensi della Direttiva "Habitat", dalle Zone Speciali di conservazione (ZSC), dai Siti d'Importanza Comunitaria (SIC) e dalle Zone di Protezione Speciale (ZPS) prevista dalla Direttiva "Uccelli" oltre che dagli habitat e delle specie animali e vegetali definiti nelle Direttive 92/43/CE e 09/147/CE;
- Important Bird Area (IBA);
- Aree umide di RAMSAR;
- Ulivi monumentali ai sensi dell'art. 5 della Legge Regionale 14/2007.

Il parco fotovoltaico ***non ricade*** in alcuna delle perimetrazioni sopra elencate.

L'elettrodotto AT (per il collegamento dell'impianto fotovoltaico sull'ampliamento della Stazione Elettrica "Brindisi Sud"), che si sviluppa con percorso interrato lungo viabilità pubblica esistente, *interferisce parzialmente* con le seguenti perimetrazioni:

- I. EUAP0543 - Riserva Naturale Regionale Orientata - "Boschi di Santa Teresa e dei Lucci";
- II. IT9140004 – SIC/ZSC "Bosco I Lucci".

Per quanto concerne la parziale interferenza enunciata al punto I., si richiama la Legge Regionale 23 dicembre 2002, n. 23 – Istituzione della riserva naturale regionale orientata "Boschi di S. Teresa e dei Lucci" che, all'art. 4 – (Norme generali di tutela del territorio e dell'ambiente naturale), recita testualmente:

1. Sull'intero territorio della Riserva naturale regionale orientata Boschi di S. Teresa e dei Lucci, oltre al rispetto delle norme di tutela del territorio e dell'ambiente previste dalle vigenti leggi nazionali e regionali, è fatto divieto di:

- a) aprire nuove cave;*
- b) esercitare l'attività venatoria: sono consentiti, su autorizzazione dell'Ente di gestione, gli interventi di controllo delle specie previsti dall'articolo 11, comma 4, della legge 6 dicembre 1991, n.394 ed eventuali prelievi effettuati a scopo di ricerca e di studio;*
- c) alterare e modificare le condizioni di vita degli animali;*
- d) raccogliere o danneggiare le specie vegetali spontanee, a eccezione degli interventi a fini scientifici e di studio preventivamente autorizzati dall'Ente di gestione: sono comunque consentite le operazioni connesse alle attività agro-silvo-pastorali;*
- e) asportare minerali e materiale d'interesse geologico, fatti salvi prelievi a scopi scientifici preventivamente autorizzati dall'Ente di gestione;*
- f) introdurre nell'ambiente naturale specie faunistiche e floristiche non autoctone;*
- g) effettuare opere di movimento terra tali da modificare consistentemente la morfologia del terreno;*
- h) apportare modificazioni agli equilibri ecologici, idraulici e idrogeotermici ovvero tali da incidere sulle finalità di cui all'articolo 2;*
- i) transitare con mezzi motorizzati fuori dalle strade statali, provinciali, comunali, private e vicinali gravate dai servizi di pubblico passaggio, fatta eccezione per i mezzi di servizio e per le attività agro-silvo-pastorali;*
- j) costruire nuove strade e ampliare le esistenti se non in funzione delle attività agro-silvo-pastorali e delle attività di fruizione naturalistica;*
- k) aprire discariche.*

Considerato che l'intervento previsto in progetto, consistente nella realizzazione di un nuovo elettrodotto AT di collegamento con percorso esclusivamente interrato lungo

viabilità pubblica esistente, non rientra tra le attività vietate di cui al suddetto articolo, si ritiene che l'intervento stesso sia **coerente** con le norme generali di tutela della Riserva Naturale Regionale.

Per quanto concerne la parziale interferenza enunciata al punto II., si richiamano le disposizioni di cui al Regolamento Regionale n. 6 del 10 maggio 2016 "Regolamento recante Misure di Conservazione ai sensi delle Direttive Comunitarie 2009/147 e 92/43 e del DPR 357/97 per i Siti di Importanza Comunitaria (SIC)" e al suo successivo aggiornamento Regolamento Regionale n. 12 del 10 maggio 2017: Modifiche e Integrazioni al Regolamento Regionale 10 maggio 2016, n. 6; in particolare *l'Allegato 1 "Misure di conservazione per i Siti di Importanza Comunitaria presenti in Puglia appartenenti alla regione biogeografica mediterranea"* al punto *1b* individua le misure di conservazione cui bisogna attenersi nel caso di interventi afferenti alla categoria delle infrastrutture energetiche, come nella presente fattispecie.

1 – INFRASTRUTTURE		
Tipologia		Ricaduta su PUG
	1b – INFRASTRUTTURE ENERGETICHE	
RE	Obbligo di mettere in sicurezza, rispetto al rischio di elettrocuzione e impatto degli uccelli, elettrodotti e linee aeree ad alta tensione di nuova realizzazione o in manutenzione straordinaria o in ristrutturazione. Sono idonei a tale scopo l'impiego di supporti tipo "Boxer", l'isolamento di parti di linea in prossimità e sui pali di sostegno, l'utilizzo di cavi aerei di tipo Elicord, l'interramento di cavi, l'applicazione di piattaforme disoste, la posa di spirali di segnalazione, di eliche o sfere luminescenti.	NO

Figura 2 – Estratto Allegato 1 "Misure di conservazione per i SIC presenti in Puglia..." - Infrastrutture energetiche

In ossequio a quanto previsto dalle misure di conservazione sopra richiamate nel caso di infrastrutture energetiche ad alta tensione, di cui si riporta un breve estratto in Figura 2, l'elettrodotto AT, previsto in progetto, per il collegamento dell'impianto fotovoltaico sull'ampliamento della Stazione Elettrica "Brindisi Sud" sarà realizzato interamente, e quindi anche nel tratto interferente con il SIC/ZSC "Bosco I Lucci", con percorso interrato (lungo viabilità pubblica esistente) e con l'impiego di cavi elicordati.

In virtù di quanto sopra evidenziato, si ritiene **che l'intervento previsto in progetto, consistente nella realizzazione del nuovo elettrodotto AT di collegamento con percorso esclusivamente interrato, sia coerente con le "Misure di conservazione per i Siti di Importanza Comunitaria presenti in Puglia appartenenti alla regione biogeografica mediterranea" tra i quali rientra il sito "Bosco I Lucci".**

4.3.2. PIANO STRALCIO PER L'ASSETTO IDROGEOLOGICO (P.A.I.)

Il Piano di Bacino Stralcio per l'Assetto Idrogeologico (P.A.I.) individua:

- le aree soggette a pericolosità idraulica bassa (BP), media (MP) e alta (AP);
- le aree soggette a pericolosità geomorfologica moderata e media (PG1), elevata (PG2) e molto elevata (PG3);
- le aree caratterizzate da rischio idraulico basso (R1), medio (R2), elevato (R3) e molto elevato (R4).

Dalla sovrapposizione delle opere previste in progetto con la cartografia resa disponibile, nella quale sono riportate le aree perimetrate sopra elencate, si rileva che:

- il parco fotovoltaico **non ricade** in alcuna delle perimetrazioni sopra elencate;
- l'elettrodotto AT interrato di collegamento **non interferisce** con alcuna delle perimetrazioni sopra elencate.

4.3.3. PIANO DI GESTIONE DEL RISCHIO ALLUVIONI (P.G.R.A.)

La Direttiva 2007/60/CE relativa alla valutazione e alla gestione del rischio di alluvioni, recepita nell'ordinamento italiano con il D.lgs. 23 febbraio 2010 n. 49, pone agli enti competenti in materia di difesa del suolo, l'obiettivo di mitigare le conseguenze per la salute umana, per il territorio, per i beni, per l'ambiente, per il patrimonio culturale e per le attività economiche e sociali, derivanti da eventi alluvionali.

Il Comitato Istituzionale Integrato dell'Autorità di Bacino del distretto idrografico dell'Appennino Meridionale, competente per il territorio di interesse, con la Delibera n. 1 del 17 dicembre 2015 ha adottato il Piano di Gestione del Rischio Alluvioni e, successivamente, con la Delibera n. 2 del 3 marzo 2016 ha approvato il P.G.R.A. stesso. Il primo aggiornamento del Piano di Gestione del Rischio di Alluvioni - Il Ciclo di gestione è stato dapprima adottato con la delibera della Conferenza Istituzionale Permanente n. 2 del 20 dicembre 2021 e successivamente approvato con Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 1° dicembre 2022.

Dalla sovrapposizione delle opere previste in progetto con la Mappa della pericolosità idraulica del Piano di Gestione del Rischio di Alluvioni risulta che:

- il parco fotovoltaico **non ricade** in alcuna delle aree perimetrate;
- l'elettrodotto AT interrato di collegamento **interferisce**, per un tratto limitato del suo sviluppo, con un'area di attenzione P.G.R.A., per la quale valgono le disposizioni di cui all'art. 4 della Proposta di Misure di Salvaguardia, collegate alla adozione

dei progetti di variante predisposti in attuazione degli aggiornamenti dei P.A.I. alle nuove mappe del P.G.R.A. di cui alla delibera C.i.p. n.1 del 20/12/2019.

L'elettrodotto AT di collegamento, essendo assimilato alle opere di pubblica utilità, indifferibili ed urgenti, nell'ambito del suddetto art. 4 è classificato tra gli interventi consentiti nelle aree di attenzione P.G.R.A. in quanto richiamati al punto d) *"la manutenzione, l'ampliamento o la ristrutturazione delle infrastrutture pubbliche o di interesse pubblico riferiti a servizi essenziali e non delocalizzabili, nonché la realizzazione di nuove infrastrutture parimenti essenziali, purché non producano un significativo incremento del valore del rischio idraulico dell'area"*.

Ai sensi dell'art. 4 è stato redatto apposito studio di compatibilità idrologica-idraulica che ha evidenziato come l'intervento in progetto, in virtù delle modalità realizzative previste (posa in interrato dell'elettrodotto lungo viabilità pubblica esistente, utilizzo della tecnica T.O.C. per gli attraversamenti), sia **coerente** con le misure di salvaguardia precedentemente richiamate, in quanto non peggiora le condizioni di funzionalità idraulica esistenti nell'area, non produce ostacoli al normale libero deflusso delle acque e non costituisce un elemento pregiudizievole all'attenuazione o all'eliminazione delle specifiche cause di rischio esistenti.

Per maggiori dettagli si rimanda allo specifico elaborato di progetto.

4.3.4. CARTA IDROGEOMORFOLOGICA DELLA REGIONE PUGLIA

Nel presente paragrafo viene descritto l'esito della sovrapposizione delle opere previste in progetto con la Carta Idrogeomorfologica della regione Puglia, resa disponibile dal Sistema Informativo Territoriale regionale "PUGLIA.CON".

Nello specifico la suddetta analisi ha evidenziato che:

- nell'area individuata per l'installazione del parco fotovoltaico **non si rileva** la presenza di "emergenze morfologiche";
- l'elettrodotto AT interrato di collegamento, che si sviluppa lungo viabilità pubblica esistente, *interseca* in tre punti reticoli idrografici classificati come corsi d'acqua episodici. Tali interferenze, corrispondenti ad altrettanti attraversamenti, verranno risolte mediante attraversamento interrato da eseguirsi con tecnica T.O.C. – Trivellazione Orizzontale Controllata.

Le modalità realizzative previste rendono l'intervento pienamente **compatibile** con la dinamica idrologica e l'organizzazione idrografica del territorio in quanto non viene modificato lo stato quo ante dei luoghi, non si alterano le attuali condizioni di deflusso delle acque e non viene mutato l'attuale assetto idraulico del territorio.

Per maggiori dettagli riguardo le fasi necessarie alla realizzazione della T.O.C. si rimanda allo specifico elaborato grafico di progetto "Studio plano altimetrico delle interferenze".

4.3.5. PIANO PAESAGGISTICO TERRITORIALE REGIONALE (P.P.T.R.)

Il Piano Paesaggistico Territoriale della Regione Puglia, approvato con Deliberazione della Giunta Regionale 16 febbraio 2015, n. 176 (B.U.R.P. n. 40 del 23 marzo 2015) e successivamente aggiornato a seguito di ulteriori Deliberazioni della Giunta Regionale, costituisce il nuovo piano di tutela e di indirizzo coerente con il Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio (Decreto Legislativo 22 gennaio 2004, n. 42); tale strumento programmatico è finalizzato ad assicurare la tutela e la conservazione dei valori ambientali e dell'identità sociale e culturale, nonché alla promozione e realizzazione di forme di sviluppo sostenibile del territorio regionale.

Il P.P.T.R. ha condotto, ai sensi dell'articolo 143 comma 1 del Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio, la ricognizione sistematica delle aree sottoposte a tutele, classificandole come:

- beni paesaggistici, ai sensi dell'art. 134 del Codice, che comprendono:
 - o immobili ed aree di notevole interesse pubblico (art. 136 del Codice);
 - o aree tutelate per legge (art. 142 del Codice);
- ulteriori contesti paesaggistici, ai sensi dell'art. 143 comma 1 lett. e) del Codice.

L'insieme dei beni paesaggistici e degli ulteriori contesti paesaggistici è organizzato in tre strutture, a loro volta articolate in componenti:

6.1 Struttura Idrogeomorfologica

6.1.1 Componenti geomorfologiche

6.1.2 Componenti idrologiche

6.2 Struttura Ecosistemica – Ambientale

6.2.1 Componenti botanico-vegetazionali

6.2.2 Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici

6.3 Struttura Antropica e Storico-Culturale

6.3.1 Componenti culturali e insediative

6.3.2 Componenti dei valori percettivi

Nel presente paragrafo viene descritto l'esito della sovrapposizione delle opere previste in progetto con la cartografia del P.P.T.R., resa disponibile dal Sistema Informativo Territoriale regionale "PUGLIA.CON".

Nello specifico la suddetta analisi ha evidenziato che:

- il parco fotovoltaico **non ricade** in alcuna delle aree perimetrate dal Piano;
- l'elettrodotto AT interrato di collegamento, che si sviluppa lungo viabilità pubblica esistente, *interseca* le seguenti perimetrazioni:
 - o Aree di rispetto dei parchi e delle riserve regionali [6.2.2];
 - o Parchi e riserve [6.2.2];
 - o Area di rispetto dei boschi [6.2.1];
 - o Siti di rilevanza naturalistica [6.2.2].

Ai sensi dell'art. 90 comma 2. delle Norme Tecniche di Attuazione del Piano Paesaggistico Territoriale Regione Puglia non sono soggetti ad autorizzazione paesaggistica gli interventi espressamente esclusi a norma di legge.

Ai sensi dell'art. 2 comma 1 del Decreto del Presidente della Repubblica 13 febbraio 2017, n. 31 "Regolamento recante individuazione degli interventi esclusi dall'autorizzazione paesaggistica o sottoposti a procedura autorizzatoria semplificata" gli elettrodotti interrati, come quello previsto nel presente progetto, rientrando tra le opere di cui al punto A.15 dell'Allegato A "Interventi ed opere in aree vincolate esclusi dall'autorizzazione paesaggistica", **non sono soggetti** ad autorizzazione paesaggistica.

Ai sensi dell'art. 91 comma 12. delle Norme Tecniche di Attuazione del Piano Paesaggistico Territoriale Regione Puglia sono esentati dalla procedura di accertamento di compatibilità paesaggistica, oltre agli interventi non soggetti ad autorizzazione ai sensi del Codice, gli interventi che prevedano il collocamento entro terra di tubazioni di reti infrastrutturali, con ripristino dello stato dei luoghi e senza opere edilizie fuori terra; gli interventi in progetto, rientrando nella fattispecie summenzionata, **sono esentati** dalla procedura di accertamento di compatibilità paesaggistica.

Per tutto quanto sopra richiamato, considerando che l'elettrodotto AT di collegamento sarà realizzato con percorso esclusivamente interrato lungo viabilità pubblica

esistente, si ritiene che l'intervento progettuale sia **compatibile** con il sistema delle tutele previste dal Piano Paesaggistico Territoriale Regionale.

4.3.6. PIANO REGIONALE DI TUTELA DELLE ACQUE (P.T.A.)

Il Piano di Tutela delle Acque (P.T.A.) è lo strumento finalizzato al raggiungimento degli obiettivi di qualità dei corpi idrici e più in generale alla protezione dell'intero sistema idrico superficiale e sotterraneo.

Il Piano definisce le misure, tra loro integrate, di tutela qualitativa e quantitativa e di gestione ambientalmente sostenibile delle acque superficiali e sotterranee.

La Giunta Regionale con Deliberazione n. 1521 del 07/11/2022 ha adottato definitivamente l'Aggiornamento 2015 – 2021 del Piano di Tutela delle Acque; nel presente paragrafo si riporta l'esito della sovrapposizione delle opere previste in progetto con la cartografia afferente all'Aggiornamento 2015 – 2021 del Piano di Tutela delle Acque, resa disponibile dal Sistema Informativo Territoriale regionale "PUGLIA.CON".

Le opere in progetto *ricadono* in aree qualificate dal P.T.A. come vulnerabili alla contaminazione salina; tuttavia le attività previste risultano **compatibili** con le misure di tutela riportate all'art. 53 delle N.T.A. del Piano in quanto non comportano l'apertura di pozzi per estrazione di acqua né la realizzazione di qualsiasi altra opera per il prelievo di acque.

L'intervento ricade nella macroarea "Salento Costiero" ma, in virtù della tipologia delle opere stesse, **non interessa** né le acque superficiali né tanto meno quelle sotterranee; risulta, inoltre, distante da pozzi o altre opere di captazione destinate ad uso potabile.

L'elettrodotto AT di collegamento, con percorso interrato lungo viabilità pubblica esistente, *interferisce* parzialmente con zone vulnerabili da nitrati di origine agricola; le attività previste, non comportando l'emissione di inquinanti e sviluppandosi lungo viabilità pubblica esistente, risultano **compatibili** con le misure di tutela riportate all'art. 28 delle N.T.A. del Piano.

In conclusione, appurato che le opere progettuali previste non prevedono emungimenti e/o prelievi ai fini irrigui o industriali e non comportano emissioni di sostanze chimico-fisiche che possano provocare danni alla copertura superficiale, alle acque superficiali ed alle acque profonde, si ritiene che l'intervento in progetto non incida sullo stato qualitativo delle acque superficiali e sotterranee presenti nell'area e, quindi, risulti **compatibile** con i dettami del Piano di Tutela delle Acque.

4.3.7. PIANO REGIONALE DI QUALITÀ DELL'ARIA (P.R.Q.A.)

La Regione Puglia in collaborazione con ARPA ha redatto il progetto preliminare di "Zonizzazione del territorio regionale della Puglia" ai sensi del D.lgs. 155/2010, approvato con Deliberazione della Giunta Regionale n. 2979 del 29 dicembre 2011. Tale zonizzazione e classificazione, successivamente integrata con le osservazioni trasmesse nel merito dal Ministero dell'Ambiente con nota DVA 2012-8273 del 05 aprile 2012, è stata definitivamente approvata da quest'ultimo con nota DVA-2012-0027950 del 19 novembre 2012.

La zonizzazione è stata eseguita sulla base delle caratteristiche demografiche, meteorologiche e orografiche regionali, della distribuzione dei carichi emissivi e della valutazione del fattore predominante nella formazione dei livelli di inquinamento in aria ambiente, individuando le seguenti quattro zone:

- ❖ ZONA IT1611: zona collinare;
- ❖ ZONA IT1612: zona di pianura;
- ❖ ZONA IT1613: zona industriale, costituita da Brindisi, Taranto e dai Comuni di Statte, Massafra, Cellino S. Marco e San Pietro Vernotico, che risentono maggiormente delle emissioni industriali dei due poli produttivi;
- ❖ ZONA IT1614: agglomerato di Bari, comprendente l'area del Comune di Bari e dei Comuni limitrofi di Modugno, Bitritto, Valenzano, Capurso e Triggiano.

L'area di intervento ricade nel comune di Brindisi, che afferisce alla ZONA IT1613, zona industriale. Si evidenzia come l'intervento in progetto, trattandosi di un impianto fotovoltaico, **non comporti** processi industriali capaci di determinare un significativo peggioramento della qualità dell'aria, risultando, quindi, **coerente** con quanto definito dalla Regione Puglia in materia di pianificazione per la tutela ed il risanamento della qualità dell'aria; la produzione di energia con fonti rinnovabili consente di risparmiare in termini di emissioni in atmosfera di composti inquinanti e di gas serra che sarebbero, di fatto, emessi da un altro impianto di tipo convenzionale.

4.3.8. PIANO FAUNISTICO VENATORIO REGIONALE 2018 – 2023

Il Piano Faunistico Venatorio è lo strumento tecnico attraverso il quale la Regione assoggetta il territorio alla pianificazione faunistico-venatoria; nel dettaglio istituisce e definisce al suo interno:

- Ambiti Territoriali di Caccia (ATC);

- Oasi di protezione;
- Zone di ripopolamento e cattura;
- Centri pubblici di riproduzione della fauna selvatica;
- Centri privati di riproduzione di fauna selvatica;
- Zone di addestramento cani;
- Aziende faunistico-venatorie;
- Aziende agri-turistico-venatorie.

Dalla consultazione della cartografia del Piano Faunistico Venatorio Regionale 2018 - 2023, e nello specifico della Tavola D - Ambito Territoriale di Caccia "MESSAPICO" in cui l'area di progetto ricade, si evince che l'intervento in progetto ***non interferisce*** con le suddette perimetrazioni oggetto di tutela.

Il Piano Faunistico Venatorio Regionale riporta, inoltre, alcune aree protette istituite per effetto di altre leggi e sottratte all'attività venatoria.

L'intervento in progetto ***non interferisce***, in particolare, con aree percorse dal fuoco nel periodo 2009-2016.

L'elettrodotto interrato lungo viabilità pubblica interferisce parzialmente con un'area protetta ma, per come evidenziato nello specifico paragrafo, risulta coerente con le relative disposizioni di tutela.

4.3.9. PIANO REGIONALE DELLE ATTIVITÀ ESTRATTIVE (P.R.A.E.)

Il Piano Regionale delle Attività Estrattive (P.R.A.E.) è lo strumento settoriale generale di indirizzo, programmazione e pianificazione economica e territoriale delle attività estrattive nella regione Puglia.

Il P.R.A.E. persegue le seguenti finalità:

- pianificare e programmare l'attività estrattiva in coerenza con gli altri strumenti di pianificazione territoriale, al fine di contemperare l'interesse pubblico allo sfruttamento delle risorse del sottosuolo con l'esigenza prioritaria di salvaguardia e difesa del suolo e della tutela e valorizzazione del paesaggio e della biodiversità;
- *promuovere lo sviluppo sostenibile nell'industria estrattiva, in particolare contenendo il prelievo delle risorse non rinnovabili* e privilegiando, ove possibile, l'ampliamento delle attività estrattive in corso rispetto all'apertura di nuove cave;
- programmare e *favorire il recupero ambientale e paesaggistico delle aree di escavazione abbandonate o dismesse*;

- incentivare il reimpiego, il riutilizzo ed il recupero dei materiali derivanti dall'attività estrattiva.

Entrambe le aree individuate per la realizzazione del parco fotovoltaico originariamente afferivano al comprensorio di cava autorizzato con i seguenti provvedimenti del Servizio Attività Estrattive della Regione Puglia:

- Determinazione dirigenziale n. 131 del 29/09/2010;
- Determinazione dirigenziale n. 246 del 12/10/2018;
- Determinazione dirigenziale n. 261 del 26/10/2018.

Il Comune di Brindisi - Settore Ambiente ed Igiene urbana con Determinazione dirigenziale n. 458 del 12/04/2024, a conclusione dell'iter amministrativo previsto dalla normativa vigente, ha autorizzato, in particolare:

-  per quel che concerne l'area censita al catasto fabbricati del comune di Brindisi al foglio 129 particella 532 sub 2, la variante parziale al Piano di recupero ambientale, consistente nel regolarizzare il fondo cava ad una profondità media di circa 29 m s.l.m. in modo da renderlo idoneo per l'installazione di un impianto fotovoltaico con potenza nominale massima di 10 MW;
- per quel che concerne l'area censita al catasto fabbricati del Comune di Brindisi al foglio 129 particella 881, la variante della originaria estensione del comprensorio estrattivo, consistente nello stralcio della suddetta superficie dalla originaria estensione del comprensorio di cava per effetto delle consolidate dinamiche commerciali che configurano un importante decremento della domanda di quei prodotti estrattivi.

L'intervento in progetto risulta **coerente** con le sopra richiamate finalità del P.R.A.E., in quanto:

-  la realizzazione dell'impianto fotovoltaico all'interno dell'Area Parco 1, consistente in una porzione del terreno censito presso il catasto fabbricati del comune di Brindisi al foglio di mappa 129 particella 532 sub 2, dando seguito alle previsioni della variante parziale al Piano di recupero ambientale, *favorisce il recupero ambientale delle aree di escavazione dismesse*;
- la realizzazione dell'impianto fotovoltaico all'interno dell'Area Parco 2, consistente in una porzione del terreno censito presso il catasto fabbricati del comune di Brindisi al foglio di mappa 129 particella 881 e stralciato dalla originaria estensione del comprensorio di cava per effetto di consolidate dinamiche

commerciali, *promuove lo sviluppo sostenibile nell'industria estrattiva contenendo il prelievo delle risorse non rinnovabili* e favorisce, al contempo, la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

4.3.10. QUADRO DI ASSETTO DEI TRATTURI (Q.A.T.)

Il Quadro di Assetto dei Tratturi (Q.A.T.) di Puglia rappresenta lo strumento attraverso cui si provvede alla configurazione funzionale dell'intera rete tratturale regionale.

Nel presente paragrafo viene descritto l'esito della sovrapposizione delle opere previste in progetto con la cartografia resa disponibile dal Sistema Informativo Territoriale regionale "PUGLIA.CON".

Nello specifico la suddetta analisi ha evidenziato che l'intervento in progetto (parco fotovoltaico ed elettrodotto AT interrato di collegamento) **non interferisce** con la rete tratturale pugliese.

4.3.11. AREE NON IDONEE F.E.R.

Al fine di verificare la coerenza dell'intervento progettuale di realizzazione dell'impianto fotovoltaico "Brinnisi" con il sistema dei vincoli relativi alla pianificazione di settore si è fatto riferimento al Regolamento Regionale n. 24 del 30 dicembre 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", recante l'individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia.

Nel presente paragrafo viene descritto l'esito della sovrapposizione del parco fotovoltaico in progetto con la cartografia resa disponibile dal Sistema Informativo Territoriale regionale "PUGLIA.CON".

Nello specifico la suddetta analisi ha evidenziato che il parco fotovoltaico in progetto:

-  **non ricade** nelle perimetrazioni di Aree Protette Nazionali e Regionali;
-  **non ricade** nelle perimetrazioni di Zone Ramsar;
-  **non ricade** nelle perimetrazioni di Zone S.I.C. e Zone Z.P.S.;
-  **non ricade** nelle perimetrazioni delle Zone I.B.A.;
-  **non ricade** nelle perimetrazioni delle Altre Aree individuate ai fini della conservazione della biodiversità [sistemi di naturalità, connessioni, aree tampone, nuclei naturali isolati, ulteriori siti];
-  **non ricade** nelle perimetrazioni dei Siti UNESCO;

- ✚ **non ricade** nelle perimetrazioni di Immobili ed Aree dichiarati di notevole interesse pubblico (art. 136 del D.lgs. 42/2004);
- ✚ **non ricade** nelle perimetrazioni dei Beni culturali con buffer di 100 m (parte II del D.lgs. 42/2004);
- ✚ **non ricade** nelle perimetrazioni delle Aree tutelate per legge (art. 142 del D.lgs. 42/2004) [Territori costieri fino a 300 m, Laghi e territori contermini fino a 300 m, Fiumi, torrenti e corsi d'acqua fino a 150 m, Boschi con buffer di 100 m; Zone archeologiche con buffer di 100 m; Tratturi con buffer di 100 m];
- ✚ **non ricade** nelle aree classificate dal P.A.I. Puglia come aree ad alta pericolosità idraulica (AP), aree a media pericolosità idraulica (MP), aree a pericolosità geomorfologica molto elevata (PG3), aree a pericolosità geomorfologica elevata (PG2), aree caratterizzate da rischio idraulico molto elevato (R4), aree caratterizzate da rischio idraulico elevato (R3);
- ✚ **non ricade** in aree afferenti all'Ambito A e/o all'Ambito B del P.U.T.T.p.;
- ✚ **non ricade** nelle aree edificabili urbane e/o nel relativo buffer di 1 km;
- ✚ **non ricade** nelle Segnalazioni della Carta dei Beni e/o nel relativo buffer di 100 m;
- ✚ **non ricade** nei Coni visuali di primaria importanza per la conservazione e la formazione dell'immagine della Puglia (raggio 10 km);
- ✚ **non interferisce** con il P/P – I Paduli;
- ✚ **non ricade** nelle perimetrazioni di Grotte e relativo buffer di 100 m;
- ✚ **non ricade** nelle perimetrazioni di Lame e gravine;
- ✚ **non ricade** nelle perimetrazioni di Versanti;
- ✚ **non ricade** nelle Aree agricole interessate da produzioni agro-alimentari di qualità.

Il parco fotovoltaico **non ricade**, quindi, in alcuna delle aree non idonee F.E.R. sopra elencate.

L'elettrodotto AT (per il collegamento dell'impianto fotovoltaico sull'ampliamento della Stazione Elettrica "Brindisi Sud"), che si sviluppa con percorso interrato lungo viabilità pubblica esistente, *interferisce parzialmente* con le seguenti perimetrazioni:

- o Aree Protette Nazionali e Regionali [Riserva Naturale Regionale Orientata "Boschi di Santa Teresa e dei Lucci"];
- o Zone S.I.C. [S.I.C. "Bosco I Lucci"];

- o Altre Aree individuate ai fini della conservazione della biodiversità [Sistema di naturalità secondario, Connessione fluviale-residuale];
- o Aree tutelate per legge (art. 142 del D.lgs. 42/2004) [Buffer boschi].

Per la realizzazione dell'elettrodotto AT di connessione nelle suddette aree, verificandosi le condizioni previste dall'4 comma 1 del Regolamento Regionale n. 24 del 30 dicembre 2010, si rimanda a quanto da esso disposto, ossia *"la realizzazione delle sole opere di connessione relative ad impianti esterni alle aree e siti non idonei è consentita previa acquisizione degli eventuali pareri previsti per legge"*.

Per maggiori dettagli si rimanda allo specifico elaborato grafico di progetto.

4.3.12. STRUMENTO URBANISTICO (P.R.G.) DEL COMUNE DI BRINDISI

Lo strumento urbanistico attualmente vigente sul territorio comunale di Brindisi è il Piano Regolatore Generale (P.R.G.), approvato con Deliberazione della Giunta Regionale n. 7008 del 22 luglio 1985, e successiva variante approvata con Deliberazione della Giunta Regionale n. 10929 del 28 dicembre 1988.

Il "Regolamento Edilizio Comunale" e le "Norme Tecniche di Attuazione" (N.T.A.) del P.R.G. sono stati adeguati con Delibera del Commissario Prefettizio con i poteri della Giunta n. 2 del 04 gennaio 2018 al Regolamento Edilizio Tipo (RET).

Dall'analisi della cartografia, afferente al P.R.G., rappresentativa delle tipizzazioni urbanistiche si evince che l'area individuata per la realizzazione del parco fotovoltaico ricade all'interno della Zona E – Agricola (art. 48 delle N.T.A. del P.R.G.).

La realizzazione di un impianto fotovoltaico in zona agricola non si pone in contrasto con le N.T.A. del P.R.G. ai sensi dell'art. 12 comma 7 del D.lgs. 387/2003, il quale recita testualmente *"Gli impianti di produzione di energia elettrica, di cui all'articolo 2, comma 1, lettere b) e c), possono essere ubicati anche in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici. Nell'ubicazione si dovrà tenere conto delle disposizioni in materia di sostegno nel settore agricolo, con particolare riferimento alla valorizzazione delle tradizioni agroalimentari locali, alla tutela della biodiversità, così come del patrimonio culturale e del paesaggio rurale di cui alla legge 5 marzo 2001, n. 57, articoli 7 e 8, nonché del decreto legislativo 18 maggio 2001, n. 228, articolo 14"*.

Quanto sopra è stato recentemente aggiornato dall'art. 5 comma 1 del D.L. 15 maggio 2024, n. 63, che all'articolo 20 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199 aggiunge il comma 1-bis che recita testualmente *"L'installazione degli impianti fotovoltaici con*

moduli collocati a terra (...)), in zone classificate agricole dai piani urbanistici vigenti, è consentita esclusivamente nelle aree di cui alle lettere a), limitatamente agli interventi per modifica, rifacimento, potenziamento o integrale ricostruzione degli impianti già installati, a condizione che non comportino incremento dell'area occupata, c) ((includere le cave già oggetto di ripristino ambientale e quelle con piano di coltivazione terminato ancora non ripristinate, nonché le discariche o i lotti di discarica chiusi ovvero ripristinati)), c-bis), c-bis.1), e c-ter) numeri 2) e 3) del comma 8 del presente articolo".

Come evidenziato in dettaglio al precedente § 3.2 le aree individuate per la realizzazione del parco fotovoltaico (Aree Parco) sono idonee all'installazione dell'impianto in quanto ricadono rispettivamente nella fattispecie di cui alla lettera **c)** [Area Parco 1] e **c-ter) punto 2** [Area Parco 2] del **comma 8 art. 20 d.lgs. 199/2021**.

Il Comune di Brindisi ha previsto, inoltre, tra i propri strumenti urbanistico territoriali un Piano di Individuazione di aree non idonee all'installazione di impianti da fonte rinnovabile, in conformità a quanto previsto dal Regolamento Regionale n. 24 del 30/12/2010.

La sovrapposizione delle aree individuate per la realizzazione del parco fotovoltaico (Aree Parco) con la suddetta cartografia ha evidenziato che:

- l'Area Parco 2 ricade parzialmente nella zonizzazione delle Aree non idonee all'installazione di pale eoliche, pertanto l'intervento in progetto consistente nella realizzazione di un parco fotovoltaico risulta **coerente**;
- l'Area Parco 1 (porzione di cava dismessa) ricade parzialmente nella zonizzazione delle Aree idonee a condizione. Per il lotto di terreno consistente nell'area di cava dismessa, in cui rientra l'Area Parco 1, alla luce dei pareri acquisiti in sede di Conferenza dei Servizi, il Comune di Brindisi - Settore Ambiente ed Igiene urbana, con Determinazione dirigenziale n. 458 del 12/04/2024, ha autorizzato la variante parziale al Piano di recupero ambientale che prevede esplicitamente la realizzazione di un impianto fotovoltaico con potenza nominale massima pari a 10 MW, pertanto l'intervento in progetto consistente nella realizzazione di un parco fotovoltaico, con potenza nominale inferiore a quella prescritta, risulta **coerente**.

Per quanto sopra esposto si ritiene che l'intervento in progetto risulti **coerente** con lo strumento urbanistico territoriale vigente.

4.3.13. VALUTAZIONE DI COMPATIBILITÀ OSTACOLI E PERICOLI PER LA NAVIGAZIONE AEREA

Al fine di valutare la compatibilità dell'impianto fotovoltaico in progetto con la sicurezza delle operazioni aeroportuali e del volo più in generale è stata redatta, da professionista abilitato, specifica relazione aeronautica, disponibile nella documentazione progettuale (cfr. elaborato BR_01_2V_09_Valutazione di compatibilità ostacoli e pericoli alla navigazione aerea), che attesta che ***l'intervento in progetto non influisce negativamente sulla sicurezza aeronautica, ovvero non rappresenta un ostacolo o un pericolo per la navigazione aerea.***

5. STUDIO DELLE INTERFERENZE

5.1 INTERFERENZE ELETTRODOTTO AT DI COLLEGAMENTO

L'elettrodotto AT interrato, propedeutico al collegamento dell'impianto fotovoltaico sull'ampliamento della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150 kV denominata "Brindisi Sud", ricade nel territorio del comune di Brindisi, e, ad eccezione dei tratti nelle immediate vicinanze della cabina di consegna e dell'ampliamento della Stazione Elettrica (SE), si sviluppa unicamente lungo viabilità pubblica esistente comunale e provinciale. Lungo il percorso dell'elettrodotto sono state rilevate le interferenze con fossi/canali evidenziate nello specifico elaborato grafico di progetto.

Allo stato attuale, non essendo visibili ulteriori interferenze e non essendo disponibili cartografie aggiornate, non è possibile prevedere con esattezza se, quanti e quali sottoservizi interferiscano con la linea AT in progetto; durante l'iter autorizzativo e/o nella successiva fase di progettazione esecutiva, gli enti gestori coinvolti potranno dare indicazioni sulla posizione di eventuali sottoservizi presenti lungo il percorso dell'elettrodotto e fornire le relative prescrizioni.

5.2 RISOLUZIONE INTERFERENZE CON FOSSI/CANALI

Le interferenze con fossi/canali, come evidenziato nello specifico elaborato grafico di progetto, verranno risolte mediante attraversamento interrato da eseguirsi con tecnica T.O.C. – Trivellazione Orizzontale Controllata.



Figura 3 – Sistema di posa con tecnica T.O.C. – Trivellazione Orizzontale Controllata

Progetto Definitivo "BRINNISI"

Questa tecnica di perforazione consiste essenzialmente nella realizzazione di un cavidotto sotterraneo mediante il radio-controllo del suo andamento plano-altimetrico. Il controllo della perforazione è reso possibile dall'utilizzo di una sonda radio montata in cima alla punta di perforazione, che dialogando con l'unità operativa esterna permette di controllare il percorso della trivellazione e correggere in tempo reale gli eventuali errori.

L'esecuzione della Trivellazione Orizzontale Controllata (T.O.C.) consta essenzialmente di due fasi di lavoro:

- 1) nella prima fase, dopo aver piazzato la macchina perforatrice, si realizza un foro pilota, infilando nel terreno, mediante spinta e rotazione, una successione di aste che guidate opportunamente dalla testa, crea un percorso sotterraneo che va da un pozzetto di partenza a quello di arrivo;



Figura 4 – Schematizzazione della Fase 1 della T.O.C.

- 2) nella seconda fase si prevede che il recupero delle aste venga sfruttato per portarsi dietro un alesatore che, opportunamente avvitato al posto della testa, ruotando con le aste genera il foro del diametro voluto ($\Phi = 200 \div 500$ mm). Insieme all'alesatore, o successivamente, vengono posati in opera i tubi camicia che ospiteranno il cavidotto.



Figura 5 – Schematizzazione della Fase 2 della T.O.C.

6. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

6.1. MODULI FOTOVOLTAICI, TRACKER E APPARECCHIATURE ELETTROMECCANICHE

L'intervento consiste nella realizzazione di un impianto fotovoltaico con potenza di picco (DC) pari a 10.106,88 kW_p e potenza nominale (AC) pari a 9.500 kW.

L'installazione dei moduli fotovoltaici avverrà su inseguitori solari mono-assiali (tracker), ossia strutture di supporto ancorate al suolo tramite pali infissi e senza la necessità di opere fondali in calcestruzzo. L'inseguitore mono-assiale prevede l'allineamento dei moduli in direzione nord-sud e la relativa rotazione est-ovest fino a $\pm 55^\circ$ rispetto al piano orizzontale. L'altezza minima da terra delle vele solari è prevista essere maggiore o uguale a 40 cm, mentre si prevede un'altezza massima pari a 2,40 m.

Gli inverter previsti saranno conformi alla CEI 0-16 ed avranno una potenza complessiva pari a 9.500 kW, mentre per quanto attiene ai pannelli fotovoltaici si prevede di usare n. 14.336 moduli ad altissima efficienza con potenza nominale di 705 W_p cadauno.

La distanza di interasse (pitch) tra gli inseguitori solari sarà pari a 5,3 m, in modo da evitare fenomeni di ombreggiamento dei moduli.

Il piano campagna non sarà reso impermeabile, ma costantemente mantenuto affinché la presenza di erba non infici la possibilità di manutenzione o crei problemi di ombreggiamento. La viabilità interna sarà realizzata con materiale permeabile (per esempio misto granulare stabilizzato).

In fase esecutiva, in funzione dell'evoluzione tecnologica e dell'adeguamento del progetto alle Best Practices di settore, potrebbero essere utilizzate soluzioni tecnologiche differenti che non comportino variazione dei parametri urbanistici in autorizzazione.

I cavidotti necessari al collegamento dei moduli e degli inverter saranno interrati ad una profondità minima di 60 cm dal piano campagna con eventuale installazione di pozzetti di controllo opportunamente segnalati.

Dal generatore fotovoltaico l'energia arriverà agli inverter di stringa, posizionati in prossimità dei tracker, che assolveranno la funzione di controllo e comando; le linee elettriche in corrente continua derivate dai sottocampi fotovoltaici verranno, infatti, attestate direttamente agli ingressi degli inverter, contenenti ognuno i fusibili sezionabili, bipolari. Ogni singola protezione in continua provvederà a connettere fino a 3 stringhe in parallelo; ciascuna stringa è composta da ventotto pannelli fotovoltaici connessi tra di loro in serie.

L'impianto sarà diviso in n. 6 sottocampi fotovoltaici, caratterizzati dall'installazione di un totale di n. 38 inverter aventi potenza nominale (AC) di 250 kW cadauno.

I singoli inverter verranno connessi al relativo Quadro di parallelo in Bassa Tensione che sarà installato all'interno della cabina di trasformazione dedicata al sottocampo. L'interruttore generale presente in ciascun quadro di parallelo in bassa tensione assolverà alla funzione di dispositivo di generatore (DDG).

All'interno di ciascuna sezione di parallelo in bassa tensione troveranno ubicazione, inoltre, il contatore di produzione UTF, il relè di isolamento ed il generale per l'alimentazione degli ausiliari.

In ognuna delle sei cabine di trasformazione sarà installato un trasformatore che eleverà la tensione da 800 V a 36.000 V.

In ogni sottocampo le alimentazioni di tutti i circuiti ausiliari saranno alimentate a mezzo di un trasformatore 800V/400V con potenza di 30 kVA previsto all'interno della relativa cabina di trasformazione.

A valle di ciascun trasformatore ausiliari (TR_{aux}) verrà posato un quadro elettrico, atto a proteggere la linea elettrica che alimenterà i servizi ausiliari e le utenze privilegiate. Dalla carpenteria del quadro elettrico di alimentazione degli ausiliari verranno derivate, indicativamente, le linee elettriche di illuminazione, attuatore cancello, alimentazione dei tracker, ausiliari cabina, generale UPS e n. 3 riserve. Le utenze privilegiate servite da UPS, di potenza minima di 3 kVA, dotato di protocollo di comunicazione TCP/IP saranno: impianto antintrusione, alimentazione protezioni, alimentazione sistema di supervisione, alimentazione datalogger inverter e n. 2 riserve. Tutte le utenze ausiliare, ivi comprese quelle privilegiate, saranno dotate di contattore comprensivo di contatto di feedback.

All'interno di ogni cabina di trasformazione sarà installato uno scomparto AT dotato di protezione generale a protezione del Trafo.

Le cabine di trasformazione interne al campo verranno interconnesse in entra-esce e collegate al quadro elettrico generale, installato all'interno della cabina di consegna, mediante una linea elettrica in cavo interrato elettrificata a 36 kV; nelle cabine di trasformazione saranno, a tal fine, installati anche gli scomparti AT di partenza/arrivo linea. La cabina di consegna è articolata in n. 4 locali all'interno dei quali saranno installate le apparecchiature evidenziate negli specifici elaborati grafici di progetto.

Nel Locale Misure troverà ubicazione il contatore di scambio; mentre nell'adiacente Locale AT saranno installati:

- o lo scomparto di misura;
- o lo scomparto di arrivo della linea a 36 kV che si collega allo stallo produttore nella Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione "Brindisi Sud";
- o lo scomparto con i TV di protezione;
- o la protezione generale e la protezione di interfaccia conformi alla norma tecnica CEI 0-16 (DG/DDI) con il dispositivo di rinalzo per mancata apertura del DDI;
- o lo scomparto di partenza della linea a 36 kV che si collega alle Cabine di trasformazione interne al campo fotovoltaico.

Saranno, inoltre, predisposti un Locale Servizi Ausiliari con le relative apparecchiature elettromeccaniche ed una Control Room dedicata al controllo e alla gestione dell'impianto fotovoltaico.

Ogni singolo apparecchio connesso alla rete elettrica dovrà essere certificato dal produttore secondo quanto indicato dalla normativa vigente.

I cavi solari per il collegamento tra i moduli fotovoltaici e fino agli inverter, del tipo H1Z2Z2-K --- 2x(1x6) mm², saranno interrati in corrugati alla profondità di 0,60 m.

I cavi BT ARG16R16 --- 3x(1x240) mm² di collegamento tra gli inverter ed il quadro di parallelo in bassa tensione saranno direttamente interrati alla profondità di 0,60 m.

I cavi BT per l'alimentazione del sistema di illuminazione dell'impianto saranno interrati in corrugato alla profondità di 0,60 m. Nello stesso scavo sarà presente il cavidotto per la linea dati del circuito allarme-videosorveglianza.

I cavi AT ARE4H5E --- 3x(1x300) mm² per il collegamento tra le cabine di trasformazione e fino al quadro elettrico generale installato all'interno della cabina di consegna saranno direttamente interrati alla profondità di 1,00 m. Nello stesso scavo sarà posato il cavidotto con la linea per la trasmissione dati in fibra ottica.

Per il cablaggio dei cavi in alluminio saranno utilizzati giunti bimetallici o altro accorgimento ritenuto utile per evitare fenomeni di ossidazione.

All'interno dell'area impianto, ma accessibile da viabilità pubblica, sarà posizionata la cabina di consegna AT.

Per maggiori dettagli si rimanda agli specifici elaborati di progetto.

6.2. OPERE A SERVIZIO DEL PARCO FOTOVOLTAICO

La realizzazione delle opere previste in sede di progetto sarà preceduta, per l'Area Parco 2, dallo scavo di scotico e conseguente regolarizzazione dello strato superficiale del terreno nonché dalla rimozione di eventuale vegetazione che interferisce con la realizzazione

dell'impianto. L'Area Parco 1 sarà, invece, resa idonea al posizionamento dell'impianto nell'ambito del piano di ripristino ambientale in corso.

L'Area Parco 1 consiste in una porzione di cava dismessa ubicata all'interno della particella 532 del foglio 129; lungo tutto il perimetro della suddetta particella è già presente una recinzione di confine che sarà eventualmente mantenuta o ripristinata ove ritenuto necessario. Al confine con lo stabilimento sarà, invece, realizzato un breve tratto di nuova recinzione ai fini della delimitazione dello stesso.

L'Area Parco 2 consiste in una porzione del terreno censito al catasto fabbricati del comune di Brindisi al foglio di mappa 129 particella 881; lungo tutto il perimetro dell'Area Parco 2 verrà realizzata apposita recinzione, costituita da rete metallica sostenuta da paletti infissi direttamente nel terreno, che non permetterà l'accesso all'impianto al personale non addetto.

L'ingresso pedonale e carrabile a ciascuna area sarà consentito attraverso cancello automatizzato.

All'interno di entrambe le Aree Parco è prevista la realizzazione di viabilità in misto granulare stabilizzato di larghezza 3 m, che consente la movimentazione dei mezzi per le attività manutentive.

Il parco fotovoltaico sarà, inoltre, dotato di un sistema di illuminazione interna costituito da armature led installate su sostegni perimetrali in acciaio aventi altezza fuori terra di 5 metri, i quali fungeranno da supporto anche per i dispositivi di allarme e videosorveglianza, costituite da telecamere di tipo day/night con portata minima di 40 m e, nel caso dei sostegni di vertice, da telecamere a lungo raggio di tipo motorizzato tipologia "Speed Dome" con portata di 120 m.

L'impatto visivo dell'impianto fotovoltaico risulterà trascurabile in virtù delle opere di mitigazione previste dal presente progetto per l'Area Parco 2 che integreranno quanto già predisposto, dal piano di ripristino ambientale, per la cava dismessa all'interno della quale rientra l'Area Parco 1; nello specifico:

- o lungo il perimetro della particella 532, nella porzione di terreno compresa tra la recinzione di confine esistente e l'Area Parco 1, nell'ambito del piano di ripristino ambientale in corso, sarà realizzata un'area verde (fascia ecotonale) della larghezza di 20 m piantumata con alberi di olivo del tipo "leccino";

- o all'interno dell'Area Parco 2, tra la recinzione e la viabilità interna, è prevista la realizzazione di una fascia di mitigazione costituita da siepi del tipo naturalistico, ossia realizzate tramite filari di arbusti di specie spontanee tipiche del luogo.

Le suddette opere consentiranno un corretto ed armonioso inserimento dell'impianto fotovoltaico nel contesto paesaggistico-ambientale. L'Area Parco 1 sarà installata ad una quota inferiore di circa 10m rispetto al piano campagna circostante: ciò determinerà un'ulteriore diminuzione dell'impatto visivo dell'intervento. Per maggiori dettagli si rimanda agli elaborati grafici di progetto.

6.3. OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE

La Soluzione Tecnica Minima Generale (S.T.M.G.) elaborata da Terna S.p.A. prevede che l'impianto fotovoltaico in progetto venga collegato in antenna a 36 kV su un ampliamento della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150 kV denominata "Brindisi Sud".

Nel dettaglio la soluzione di connessione, accettata nel preventivo, consiste nella realizzazione di un nuovo elettrodotto AT in cavo interrato del tipo ARE4H5E --- 3x(1x300) mm², con uno sviluppo di ca. 7,6 km prevalentemente lungo viabilità pubblica esistente. Tali opere sono qualificate come opere utente.

Le modalità di posa dell'elettrodotto sono riportate nello specifico elaborato grafico di progetto. Per ulteriori dettagli si rimanda alla S.T.M.G. redatta da Terna S.p.A.

6.4. ANALISI FONTE RINNOVABILE E STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è stata verificata utilizzando i dati riportati nel database PVGIS-SARAH, ai fini della determinazione della producibilità d'impianto è necessario, infatti, qualificare il sito dal punto di vista dell'irraggiamento solare. L'esposizione dei moduli sarà ottimizzata lungo l'asse di rotazione nord/sud attraverso inseguitori solari mono-assiali; non si ravvisano problemi di ombreggiamento e la distanza di interasse (pitch) tra gli inseguitori solari sarà pari a 5,3 m.

La producibilità teorica annuale dell'impianto stimata con l'ausilio dello strumento PVGIS del Joint Research Centre – JRC della Commissione Europea, per il sito e le condizioni di progetto, come evidenziato nel seguente report riassuntivo, risulta pari a circa **18.350.000 kWh/anno**.

$$1.815,55 \text{ [kWh/kW}_p\text{]} * 10.106,88 \text{ [kW}_p\text{]} \approx \mathbf{18.350.000 \text{ kWh/anno}}$$

In considerazione della producibilità stimata è possibile determinare i benefici ambientali in termini di emissioni evitate, derivanti dall'utilizzo di una fonte di energia pulita non immettendo nell'atmosfera sostanze inquinanti, polveri, calore, come invece accade nel caso dei metodi tradizionali di generazione di energia elettrica. In particolare le emissioni che vengono ridotte in modo significativo sono:

CO₂ (anidride carbonica) 700 g/kWh;

SO_x (Ossidi di zolfo) 1,4 g/kWh;

NO_x (Ossidi di azoto) 1,9 g/kWh.

Tali gas ad elevate concentrazioni risultano dannosi per la salute umana e per il patrimonio storico e naturale, nonché la CO₂ risulta essere concausa dell'effetto serra responsabile dei cambiamenti climatici della terra. I benefici per l'ambiente in termini di emissioni di CO₂ evitate sono quantificati in:

$$18.350.000 \text{ kWh/anno} \times 0,7 \text{ [kg/kWh]} \approx 12.845 \text{ Tonnellate CO}_2\text{/anno}$$

Progetto Definitivo "BRINNISI"



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation

Provided inputs:

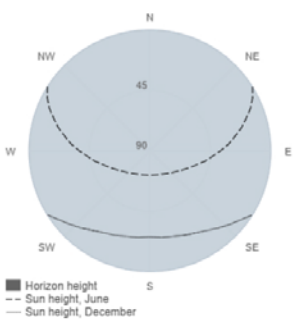
Latitude/Longitude: 40.590,17.869
Horizon: Calculated
Database used: PVGIS-SARAH2
PV technology: Crystalline silicon
PV installed: 1 kWp
System loss: 14 %

Simulation outputs

Slope angle [°]: 0
Yearly PV energy production [kWh]: 1815.55
Yearly in-plane irradiation [kWh/m²]: 2317.35
Year-to-year variability [kWh]: 61.2
Changes in output due to:
Angle of incidence [%]: -1.72
Spectral effects [%]: 0.74
Temp. and low irradiance [%]: -7.98
Total loss [%]: -21.65

* IA: Inclined axis

Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from tracking PV system:



Monthly in-plane irradiation for tracking PV system:



Inclined axis			
Month	E_m	H(l)_m	SD_m
January	78.9	93.7	12.1
February	94.0	112.0	14.1
March	145.0	176.7	18.6
April	174.0	219.1	17.8
May	209.3	269.9	13.2
June	223.2	295.0	13.3
July	243.2	325.4	7.9
August	218.4	290.4	13.8
September	159.6	205.0	12.8
October	120.6	149.9	12.4
November	80.5	97.9	7.8
December	68.8	82.5	8.8

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh]
H_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²]
SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh]

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.

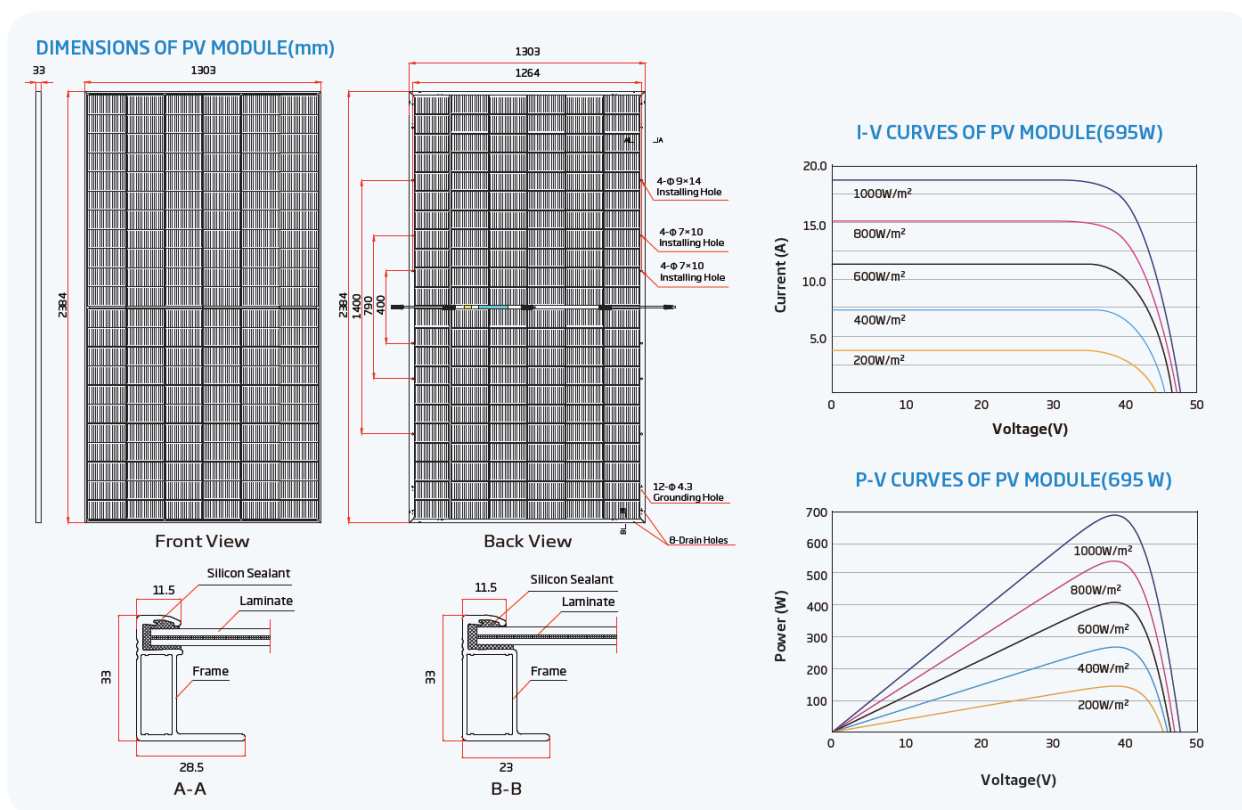
For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en

Figura 6 – Report producibilità elettrica impianto in progetto

6.5. CARATTERISTICHE PRESTAZIONALI DEI MATERIALI PRESCELTI

Moduli fotovoltaici

L'impianto fotovoltaico è costituito da n. 14.336 moduli fotovoltaici bifacciali Vertex TSM-NEG21C.20 o similari con potenza di picco (S.T.C.) di 705 W_p. I moduli fotovoltaici, composti da celle monocristalline, sono conformi alle normative IEC 61215, IEC 61730, IEC 61701 e IEC 62716. Le caratteristiche principali dei moduli che saranno installati sono di seguito riportate.





Progetto Definitivo "BRINNISI"

MECHANICAL DATA

Solar Cells	N-type Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×33 mm (93.86×51.30×1.30 inches)
Weight	38.3 kg (84.4 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)

Frame	33mm(1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²) Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EV02 / TS4 PLUS / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

ELECTRICAL DATA (STC & NOCT)

Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	685	522	690	526	695	531	700	534	705	540	710	543
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5											
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	39.8	37.4	40.1	37.7	40.3	37.9	40.5	38.0	40.7	38.3	40.9	38.5
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.19	13.93	17.23	13.95	17.25	14.00	17.29	14.04	17.33	14.08	17.36	14.12
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	47.7	45.3	47.9	45.4	48.3	45.9	48.6	46.1	48.8	46.3	49.0	46.5
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	18.21	14.67	18.25	14.71	18.28	14.72	18.32	14.76	18.36	14.80	18.40	14.83
Module Efficiency η_m (%)	22.1		22.2		22.4		22.5		22.7		22.9	

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s. *Measuring tolerance: ±3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 5% & 10% backside power gain)

Backside Power Gain	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%
Total Equivalent power - P_{MAX} (Wp)	719	754	725	759	730	765	735	770	740	776	746	781
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	39.8	39.8	40.1	40.1	40.3	40.3	40.5	40.5	40.7	40.7	40.9	40.9
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	18.05	18.91	18.09	18.95	18.11	18.98	18.15	19.02	18.20	19.06	18.23	19.10
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	47.7	47.7	47.9	47.9	48.3	48.3	48.6	48.6	48.8	48.8	49.0	49.0
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	19.12	20.03	19.16	20.08	19.19	20.11	19.24	20.15	19.28	20.20	19.32	20.24

Power Bifaciality: 80±5%.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	- 0.29%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	- 0.24%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85° C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
1% first year degradation
0.40% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 33 pieces
Modules per 40' container: 594 pieces

Figura 7 – Scheda tecnica moduli fotovoltaici tipo

Quadri comando motore strutture

Saranno previsti dispositivi in grado di governare i motori necessari a trasmettere il movimento mono-assiale alla struttura di supporto "tracker".

Sistemi di conversione (inverter)

Nel presente progetto è stata prevista l'installazione di n. 38 inverter marca GOODWE modello GW250KN-HT o similari con potenza nominale AC di 250 kW. Le caratteristiche elettriche e meccaniche dei suddetti inverter sono di seguito riportate.



Progetto Definitivo "BRINNISI"

Dati tecnici	GW225K-HT	GW250K-HT	GW225KN-HT	GW250KN-HT
Ingresso				
Max. tensione di ingresso (V)		1500		
Intervallo di tensione operativa MPPT (V)		500 ~ 1500		
Tensione di avvio (V)		550		
Tensione nominale di ingresso (V)		1160		
Max. corrente di ingresso per MPPT (A)	30	30	60	60
Max. corrente di cortocircuito per MPPT (A)	50	50	90	90
Numero di MPPT	12	12	6	6
Numero di stringhe per MPPT	2	2	3	3
Uscita				
Potenza nominale di uscita (W)	225	250	225	250
Potenza apparente nominale di uscita (VA)	225	250	225	250
Max. potenza attiva lato CA (W)	247.5	250.0	247.5	250.0
Max. potenza apparente lato CA (VA)	247.5	250.0	247.5	250.0
Tensione nominale di uscita (V)		800, 3L / PE		
Intervallo di tensione di uscita (V) (According to local standard)		640 ~ 920		
Frequenza nominale di rete lato CA (Hz)		50 / 60		
Intervallo di frequenza di rete lato CA (Hz)		45 ~ 55 / 55 ~ 65		
Max. corrente di uscita (A)	178.7	180.5	178.7	180.5
Fattore di potenza		~ 1 (regolabile da 0.8 capacitativo a 0.8 induttivo)		
Max. distorsione armonica totale		<3%		
Efficienza				
Max. efficienza		99.0%		
Efficienza europea	98.5%	98.5%	98.7%	98.7%
Protezione				
Monitoraggio corrente stringhe FV		Integrato		
Rilevazione resistenza di isolamento FV		Integrato		
Monitoraggio corrente residua		Integrato		
Protezione da polarità inversa FV		Integrato		
Protezione anti-isolamento		Integrato		
Protezione da sovracorrente lato CA		Integrato		
Protezione da cortocircuito lato CA		Integrato		
Protezione da sovratensione lato CA		Integrato		
Interruttore lato CC		Integrato		
Scaricatore di sovratensione lato CC		Tipo II		
Scaricatore di sovratensione lato CA		Tipo II		
Arresto remoto		Integrato		
Anti-PID		Opzionale		
Ripristino PID		Opzionale		
Compensazione della potenza reattiva notturna		Integrato		
Alimentazione notturna		Integrato		
Dati generali				
Intervallo di temperatura operativa (°C)		-30 ~ +60		
Umidità relativa		0 ~ 100%		
Max. altitudine operativa (m)		5000 (>4000 Declassamento)		
Metodo di raffreddamento		Raffreddamento intelligente a ventole		
Interfaccia utente		LED (LCD Opzionale), Bluetooth + APP		
Comunicazione		RS485 o PLC		
Protocolli di comunicazione		Modbus RTU		
Peso (kg)		111		
Dimensioni (L × A × P mm)		1091 × 678 × 341		
Topologia		Non-isolato		
Consumo di energia notturno (W)		<18		
Grado di protezione da ingressi		IP66		
Connettore lato CC		MC4-Evo2 (4 ~ 6mm²)		
Connettore lato CA		Terminale OT / DT (max. 300mm²)		

Figura 8 – Scheda tecnica inverter tipo

Quadri di parallelo in bassa tensione

L'uscita di ogni inverter sarà connessa ad un quadro di parallelo in bassa tensione, ubicato all'interno della relativa cabina di trasformazione.

Ciascuna sezione di parallelo in bassa tensione sarà dotata di:

- o n. 1 interruttore generale magnetotermico che assolverà alla funzione di dispositivo di generatore (DDG);
- o n. 6 o n. 7 interruttori magnetotermici a protezione delle linee inverter;
- o contatore omologato UTF dotato di protocollo di comunicazione TCP/IP e dei necessari TA e TV;
- o relè di isolamento;
- o n. 1 interruttore magnetotermico a protezione della linea di alimentazione del trasformatore ausiliari (TR_{aux}).

Il quadro di parallelo dovrà essere realizzato con componenti modulari trattato con vernici epossidiche ed avrà grado di protezione IP54.

Quadri servizi ausiliari

Il quadro di gestione dei servizi ausiliari, installato in ognuna delle cabine presenti nel parco fotovoltaico, ha il compito di gestire la protezione ed il sezionamento di tutti i servizi di supporto alla sezione di produzione dell'impianto fotovoltaico.

A monte di ogni quadro di gestione dei servizi ausiliari (QS_{aux}) sarà installato un trasformatore (TR_{aux}) con potenza di 30 kVA che porterà la tensione da 800 V a 400 V.

Tutte le utenze, ivi incluse quelle privilegiate descritte nel prosieguo, saranno dotate di contattore idoneo al comando da remoto e dotato di contatto di feedback. In particolare saranno, generalmente, previste le seguenti utenze privilegiate servite da UPS:

- o impianto antintrusione;
- o alimentazione sistema di protezione;
- o alimentazione sistema di supervisione (SCADA);
- o alimentazione datalogger inverter;
- o n. 2 riserve.

Trasformatore AT/BT

All'interno di ogni cabina di trasformazione sarà installato un trasformatore AT/BT in grado di elevare la tensione dell'energia proveniente dal quadro di parallelo in bassa tensione da 800 V a 36.000 V, idonea al parallelo di rete.

Caratteristiche tecniche principali del trasformatore AT/BT

Potenza nominale 2.000 kVA;

Tensione nominale primaria 36 kV;

Tensione nominale secondaria 800 V;

Gruppo vettoriale Dy11.

Protezioni cabine di trasformazione

A protezione di ogni trasformatore AT/BT verrà installata una protezione (PI) che agirà sul sezionatore AT installato all'interno della stessa cabina. Le protezioni attivate saranno 50, 51, 50N, 51N e 27. Ove necessario, ovvero per lunghezze delle linee superiori al valore stabilito dalla vigente normativa tecnica, sarà implementata la protezione 67N.

Cabine elettriche

Le cabine saranno del tipo prefabbricato in calcestruzzo armato vibrato (c.a.v.), con struttura monoblocco oppure a pannelli componibili, complete di vasca di fondazione del medesimo materiale; saranno posate su un basamento con sottostante strato di magrone che consentirà il posizionamento delle stesse su una superficie regolare, orizzontale e pulita.

Le strutture prefabbricate dovranno garantire la massima robustezza meccanica e durabilità, le pareti e il tetto saranno tali da garantire impermeabilità all'acqua e il corretto isolamento termico. Per ognuna delle cabine è indicativamente prevista la realizzazione di un impianto di ventilazione naturale che utilizzerà un sistema di griglie posizionate nelle pareti ed eventualmente un impianto di condizionamento e/o di ventilazione forzata adeguato allo smaltimento dei carichi termici introdotti nel locale dalle apparecchiature.

Le cabine saranno suddivise in locali distinti tali da contenere le apparecchiature elettromeccaniche previste da progetto e descritte negli elaborati grafici di dettaglio; saranno dotate di impianto di terra di protezione a cui saranno elettricamente collegati l'armatura del calcestruzzo e tutti gli inserti metallici previsti.

Le cabine dovranno essere prodotte in conformità con le normative di riferimento e dotate, inoltre, delle necessarie certificazioni previste dalle norme vigenti.

6.6. DIMENSIONAMENTO DELLE LINEE

La scelta delle sezioni di tutti i cavi dell'impianto, evidentemente sovradimensionati, è stata effettuata soprattutto per contenere le perdite per effetto Joule lungo le linee, in considerazione del fatto che trattasi di un impianto di produzione di energia alternativa e

quindi tutti i possibili fattori di risparmio energetico vanno tenuti in debito conto. Le condutture sono dimensionate anche in modo tale che la massima densità di corrente sia quella indicata nelle tabelle CEI-UNEL 35024 e la caduta di tensione sulle linee, misurata con l'impianto a pieno carico, considerando le cadute di tensione della tabella CEI-UNEL 35024, non sia superiore al 1,5% per tutte le utenze.

5.6.1. DIMENSIONAMENTO STRINGHE

Le stringhe saranno realizzate collegando in serie ventotto moduli fotovoltaici fino agli ingressi degli inverter mediante *cavi solari del tipo H1Z2Z2-K di sezione pari a 6 mm²*.

Di seguito si riportano i dettagli numerici delle verifiche effettuate sulle stringhe e sugli inverter.

DATI SCHEDA TECNICA MODULI		Vertex TSM-NEG21C.20 705 Wp
Open Circuit Voltage (Voc) [V] --- STC		48,80
Temperature coefficient of Voc (β_{Voc}) [%/°C] --- STC		-0,240%
Max Power Voltage (Vmp) [V] --- NOCT		38,30
Maximum Power Current (Imp) [A] --- STC		19,06

STC [°C]	Verifica di Sicurezza (Voc) a -2°C	Verifica di Sicurezza (Voc) ΔT	Open Circuit Voltage (Voc) [V] a -2°C
25	-2	-27	51,96
NOCT [°C]	Verifica di Attivazione (Vmp) a 40°C	Verifica di Attivazione (Vmp) ΔT	Max Power Voltage (Vmp) [V] a 40°C
20	40	20	36,46

DATI SCHEDA TECNICA INVERTER		GOODWE GW250KN-HT
Max. Input Voltage [V]		1500
Start Voltage [V]		550
Max. Current per MPPT [A]		60

	Verifica Sicurezza ($V_{oc} [stringa] < Max. Input Voltage [inverter]$)		
Stringa da 28 moduli	28	1454,94	verifica soddisfatta
	Verifica Attivazione ($V_{mp} [stringa] > Start Voltage[inverter]$)		
Stringa da 28 moduli	28	1020,92	verifica soddisfatta
	Verifica Corrente ($I_{mp} [stringhe] < Max. Current per MPPT [inverter]$)		
Max numero di stringhe collegate in parallelo	3	57,18	verifica soddisfatta

Figura 9 – Verifiche stringhe-inverter

5.6.2. LINEE ELETTRICHE DI BASSA TENSIONE IN A.C.

Il collegamento tra gli inverter ed il quadro di parallelo in bassa tensione sarà realizzato tramite cavi del tipo ARG16R16.

La scelta delle sezioni dei cavi è stata fatta considerando che il cavo deve avere una portata I_z uguale o superiore alla corrente di impiego I_b del circuito.

Le ipotesi alla base dei calcoli preliminari dei cavi B.T. sono le seguenti:

- le correnti di impiego determinate considerando la potenza totale erogata dal singolo inverter;
- le portate dei cavi determinate per la tipologia di posa e per la tipologia di carico ciclico giornaliero;
- il contenimento delle perdite di linea.

Nello specifico il calcolo della portata dei cavi considera:

- resistività termica del terreno pari a $2,0^\circ K \text{ m/W}$;
- temperatura del terreno pari a $25^\circ C$;
- fattori di riduzione quando nello scavo sono presenti condutture affiancate;
- condizioni di posa con la situazione termica più critica.

Per uniformità impiantistica il dimensionamento dei cavi di collegamento tra gli inverter ed il quadro di parallelo è stato effettuato prendendo in considerazione il "worst case".

Nello specifico sono stati considerati cavi unipolari per posa interrata del tipo ARG16R16 - configurazione $3 \times (1 \times 240) \text{ mm}^2$.

Corrente di impiego:

$$I_b = 180,5 \text{ A}$$

Portata del cavo determinata in accordo con la norma IEC 60502-2:

$$I_z = I_0 \cdot \prod k_i = 335,6 \text{ A}$$

$I_0 = 382 \text{ A}$ (portata in condizioni nominali del cavo, ricavato da specifica tecnica);

$K_1 = 0,96$ (fattore di correzione per temperatura del terreno diversa da 20°C - Tabella B.11 - IEC 60502-2-2014);

$K_2 = 1,04$ (fattore di correzione per profondità di posa diversa da $0,8 \text{ m}$ per cavi interrati - Tabella B.12 - IEC 60502-2-2014);

$K_3 = 0,88$ (fattore di correzione per resistività termica del terreno diversa da $1,5 \text{ K}\cdot\text{m}/\text{W}$ per cavi unipolari interrati - Tabella B.14 - IEC 60502-2-2014).

La verifica $I_z \geq I_b$ risulta soddisfatta.

La caduta di tensione percentuale è stata calcolata considerando il tratto di linea avente una lunghezza, in condizioni di "worst case", di circa $0,17 \text{ km}$.

$$\frac{\Delta V}{V_n} \% = 100 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot (r \cos \varphi + x \sin \varphi) \cdot L \cdot I_b}{V_n} = 1,10 \%$$

$r =$ resistenza specifica = $0,155 \Omega/\text{km}$;

$x =$ reattanza specifica = $0,090 \Omega/\text{km}$;

È risultata una caduta di tensione pari a $1,10 \%$ inferiore al limite di accettabilità.

I dispositivi di protezione avranno una corrente nominale superiore alla corrente di impiego I_b e inferiore alla portata dei cavi da proteggere I_z .

5.6.3. LINEE ELETTRICHE A 36 kV

Come evidenziato nell'elaborato di progetto "Schema unifilare", le cabine di trasformazione interne al campo verranno interconnesse in entra-esce e collegate al quadro elettrico generale, installato all'interno della cabina di consegna, mediante n. 1 linea elettrica in cavo interrato del tipo ARE4H5E - 20,8/36 kV (42) elettrificata a 36 kV. Per come previsto dalla S.T.M.G. accettata, l'impianto di produzione sarà collegato in antenna sull'ampliamento della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150 kV denominata "Brindisi Sud" mediante n. 1 linea elettrica in cavo interrato del tipo ARE4H5E - 20,8/36 kV (42) elettrificata a 36 kV.

Il dimensionamento dei cavi è stato condotto applicando il criterio termico in modo da garantire che:

1. il cavo abbia una portata I_z uguale o superiore alla corrente di impiego I_b del circuito;
2. il cavo sia verificato anche dal punto di vista della sollecitazione termica prodotta in caso di cortocircuito della rete.

Le ipotesi alla base dei calcoli preliminari dei cavi AT sono le seguenti:

- le correnti di impiego determinate considerando la potenza nominale dell'impianto;
- le portate dei cavi determinate per la tipologia di posa e per la tipologia di carico ciclico giornaliero;
- il contenimento delle perdite di linea.

Nello specifico il calcolo della portata dei cavi considera:

- resistività termica del terreno pari a $2,0^\circ\text{K m/W}$;
- temperatura del terreno pari a 25°C ;
- fattori di riduzione quando nello scavo sono presenti condutture affiancate;
- condizioni di posa con la situazione termica più critica.

Per il dimensionamento dei cavi ai fini della verifica di tenuta al cortocircuito si considera:

- una corrente di cortocircuito $\geq 25 \text{ kA}$ per $1,0 \text{ s}$.

Per un criterio di opportunità impiantistica la scelta della sezione dei cavi afferenti alla linea elettrica a 36 kV interna al campo è stata uniformata al dimensionamento della linea a 36 kV di collegamento tra la SE "Brindisi Sud" e la cabina di consegna, di cui si riportano i dettagli numerici; tale scelta è finalizzata ad una maggiore sicurezza e una minore perdita di carico.

Nello specifico sono stati considerati cavi unipolari per posa interrata del tipo ARE4H5E - 20,8/36 kV (42) - configurazione $3 \times (1 \times 300) \text{ mm}^2$ – elicordati.

Corrente di impiego:

$$I_b = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V_n \cdot \cos \varphi} = \frac{9.500.000}{\sqrt{3} \cdot 36.000 \cdot 0,99} = 153,9 \text{ A}$$

Portata del cavo determinata in accordo con la norma IEC 60502-2:

$$I_z = I_0 \cdot \prod k_i = 336 \text{ A}$$

$I_0 = 419 \text{ A}$ (portata in condizioni nominali del cavo, ricavato da specifica tecnica);

$K_1 = 0,96$ (fattore di correzione per temperatura del terreno diversa da 20°C - Tabella B.11 - IEC 60502-2-2014);



Progetto Definitivo "BRINNISI"



$K_2 = 0,95$ (fattore di correzione per profondità di posa diversa da 0,8 m per cavi interrati - Tabella B.12 - IEC 60502-2-2014);

$K_3 = 0,88$ (fattore di correzione per resistività termica del terreno diversa da 1,5 K·m/W per cavi unipolari interrati - Tabella B.14 - IEC 60502-2-2014).

La verifica $I_z \geq I_b$ risulta soddisfatta.

La massima corrente di cortocircuito $I_{SHMAXCABL}$ che il cavo utilizzato può sopportare per la durata di 1,0 s risulta:

ARE4H5E 20,8/36kV 1x...														
Type	Conductor diameter nominal	Insulation		Sheath thickness nominal	Cable		Electrical resistance		X at 50 Hz	C	Current capacity		Short circuit current	
		thickness min	diameter nominal		diameter approx	weight indicative	at 20 °C - d.c. max	at 90 °C - a.c.			in ground at 20 °C	in free air at 30 °C	conductor Tmax 250°C	screen Tmax 150°C
n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	mm	kg/km	Ω/km	Ω/km	Ω/km	μF/km	A	A	kA x 1,0 s	kA x 0,5 s
1x185	16,0	7,4	32,6	2,2	40,7	1.450	0,1640	0,211	0,115	0,221	321	429	17,5	2,3
1x240	18,5	7,1	34,5	2,3	42,8	1.660	0,1250	0,161	0,109	0,252	372	508	22,7	2,3
1x300	20,7	6,8	36,1	2,3	44,5	1.850	0,1000	0,129	0,104	0,283	419	583	28,3	2,4
1x400	23,5	6,9	39,1	2,4	47,9	2.190	0,0778	0,101	0,101	0,308	479	680	37,8	2,6
1x500	26,5	7,0	42,6	2,5	51,7	2.630	0,0605	0,079	0,098	0,337	547	792	47,2	2,9
1x630	30,0	7,1	46,3	2,6	56,0	3.190	0,0469	0,063	0,095	0,367	622	920	59,5	3,0

$$I_{SHMAXCABL} = 28,3 \text{ kA} \geq 25 \text{ kA}$$

La verifica di tenuta al cortocircuito del cavo risulta soddisfatta.

6.7. PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI

La protezione contro i contatti diretti sarà realizzata mediante l'isolamento delle parti attive, involucri e barriere. L'alimentazione degli apparecchi utilizzatori avverrà mediante l'uso di conduttori dotati di un isolamento che potrà essere rimosso solo mediante distruzione dello stesso, e tale da soddisfare le relative norme. Il punto di connessione negli apparecchi utilizzatori sarà racchiuso in un involucro tale da assicurare un grado di protezione superiore a IP4X che impedisce il contatto delle parti attive con un filo di diametro 1 mm.

6.8. PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI

La protezione dai contatti indiretti sarà realizzata mediante l'isolamento da terra delle parti attive e l'interruzione automatica dell'alimentazione. La protezione contro i contatti indiretti consiste nell'installazione di sistemi di interruzione automatica differenziale. Tali dispositivi garantiscono una adeguata protezione contro i contatti indiretti verso masse che normalmente non sono in tensione, ma che a seguito di un guasto lo potrebbero diventare. Sarà soddisfatta la condizione:

$$R \times I_d < 50$$

6.9. PROTEZIONE DELLE LINEE CONTRO IL SOVRACCARICO

Tale protezione è stata realizzata in accordo con la normativa prevista, mediante dispositivi automatici che interrompono le correnti di sovraccarico nei conduttori del circuito prima che possa provocare un riscaldamento nocivo all'isolamento, ai collegamenti, ai terminali o all'ambiente circostante. I dispositivi in questione sono costituiti da interruttori automatici, il cui coordinamento con i conduttori risponde, come norma, alla seguente condizioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

6.10. PROTEZIONE DELLE LINEE DA CORTOCIRCUITO

Tale protezione prevede l'installazione di dispositivi di protezione atte a interrompere correnti di cortocircuito sui conduttori del circuito stesso prima che possano diventare pericolose, a causa degli effetti termici e meccanici prodotti nei conduttori e nelle connessioni. Al fine di proteggere le linee dai cortocircuiti, la norma prescrive che l'energia K^2S^2 massima sopportabile dal cavo senza che questo subisca un deterioramento deve essere superiore all'energia I^2t che il dispositivo di interruzione lascia passare, ovvero deve essere verificata la seguente condizione:

$$I^2t \leq K^2S^2$$

6.11. PROTEZIONE CONTRO LE SOVRATENSIONI

Il presente paragrafo ha per oggetto la valutazione del rischio dovuta a fulmini diretti e indiretti. L'impianto fotovoltaico sarà equipaggiato con un sistema di protezione contro i fulmini che minimizzano eventuali danni contro lo stesso. L'LPS sarà collegato all'impianto di terra generale. L'inserzione di SPD (scaricatori di sovratensione) garantisce una migliore protezione dei componenti dell'impianto contro eventuali sovratensioni indotte da fulminazione indiretta che eventualmente potrebbe abbattersi in prossimità dell'impianto stesso.

6.12. IMPIANTO DI PROTEZIONE EQUIPOTENZIALE

L'impianto di terra è finalizzato al collegamento alla stessa terra di tutte le parti metalliche conduttrici e accessibili dell'impianto elettrico (collegamento o messa a terra di protezione). La messa a terra di protezione, coordinata con un adeguato dispositivo di protezione, realizza il metodo di "protezione mediante interruzione automatica dell'alimentazione" che è il metodo correntemente utilizzato contro i contatti indiretti. All'impianto di terra saranno collegate tutte le masse e le masse estranee.

6.13. COMPATIBILITÀ ELETTROMAGNETICA

La popolazione ed i lavoratori sono esposti a campi elettromagnetici prodotti da una grande quantità di sorgenti che utilizzano l'energia elettrica a varie frequenze. Tali campi, variabili nel tempo, occupano la parte dello spettro elettromagnetico che si estende dai campi statici alle radiazioni infrarosse. In questa gamma di frequenze (0 Hz – 300 GHz) i fenomeni di ionizzazione nel mezzo interessato dai campi sono trascurabili: pertanto le radiazioni associate a questa frequenza rientrano in quelle cosiddette radiazioni non ionizzanti. Alle più basse frequenze, quando i campi sono caratterizzate da variazioni lente nel tempo, per esempi alle frequenze industriali di 50/60 Hz o, più in generale, quando l'esposizione ai campi elettromagnetici avviene a distanze della sorgente piccole rispetto alla lunghezza d'onda, i campi elettrici e i campi magnetici possono essere considerati indipendenti. Quanto alle emissioni elettromagnetiche, per l'impianto in oggetto, saranno costituite dal generatore, dai quadri elettrici e di comando e dai cavidotti. Tuttavia le uniche immissioni che potranno avere una qualche rilevanza saranno costituite da quelle dei cavidotti, in quanto tutte le componenti dell'impianto saranno muniti di tutte le certificazioni di compatibilità elettromagnetica prevista a norma di legge e dal marchio CE. Il campo elettrico massimo prodotto dai cavidotti, in considerazione del tipo di posa e delle caratteristiche elettriche della connessione risulta compatibile con i limiti di esposizione, i valori di attenzione e gli obiettivi di qualità sui campi elettromagnetici alla frequenza di 50 Hz fissati dal D.P.C.M. 8 luglio 2003.

In particolare i cavi a tensione 36 kV impiegati saranno disposti con modalità di posa interrata e saranno del tipo trifase ad elica. In base all'articolo 3.2 del decreto 29 maggio 2008 le linee MT in cavo cordato ad elica (interrate od aeree) sono escluse dalla metodologia di calcolo poiché in questo caso le fasce di rispetto associabili hanno ampiezza ridotta inferiori alle distanze previste dal Decreto Interministeriale n. 449/88 e dal decreto del Ministro dei Lavori Pubblici del 16 gennaio 1991. Considerando quindi che anche il decreto del 29.05.2008, sulla determinazione delle fasce di rispetto, ha esentato dalla procedura di calcolo le linee MT in cavo interrato e/o aereo con cavi elicordati, si ritiene valido quanto riportato nella norma richiamata. Ne consegue che in tutti i tratti realizzati mediante l'uso di cavi elicordati si può considerare che l'ampiezza della semi-fascia di rispetto sia pari a 1m, a cavallo dell'asse del cavidotto, pertanto inferiore alla fascia di asservimento della linea.

6.14. ACCESSIBILITÀ

Le aree oggetto di intervento risultano accessibili da viabilità pubblica comunale nelle immediate vicinanze delle stesse.

Per accedere all'Area Parco 1, sarà, inoltre, necessario utilizzare la viabilità esistente che, diramandosi dalla strada comunale, costeggia lo stabilimento APULIA SERVICE per la quale sarà costituita apposita servitù di passaggio.

6.15. VERIFICHE

Per le verifiche cioè per l'insieme delle operazioni mediante le quali si accerta la rispondenza alle prescrizioni normative di riferimento si richiama quanto disposto nelle norme CEI 64-8/6. In particolare, alla fine dei lavori e prima della messa in esercizio dell'impianto l'installatore dovrà esaminare l'impianto "a vista" e provarlo per verificarne la rispondenza alle vigenti leggi e normative applicabili. La verifica "a vista" dovrà precedere le prove e dovrà accertare che i componenti elettrici siano:

- conformi alle prescrizioni di sicurezza delle relative norme;
- scelti correttamente in relazione al loro utilizzo e tipo di posa;
- non danneggiati.

Dovrà verificare tra le altre cose la presenza e corretta messa in opera dei dispositivi di protezione, la presenza e corretta messa in opera dei dispositivi di sezionamento e comando, l'idoneità dei componenti presenti in relazione alle condizioni ambientali, la corretta identificazione dei conduttori di neutro e protezione, l'idoneità delle connessioni dei conduttori, l'agevole accessibilità alle parti di impianto per le quali sono prevedibili interventi di manutenzione. Avendo avuto esito positivo le verifiche "a vista" l'installatore dell'impianto procederà ad effettuare le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata;
- continuità elettrica e connessioni;
- messa a terra di masse e scaricatori.

6.16. INDAGINE ACUSTICA

Durante la fase di costruzione, l'alterazione del campo sonoro esistente sarà dovuta ai mezzi adibiti al trasporto delle principali componenti e ai macchinari impiegati per la realizzazione dell'impianto. In considerazione del fatto che le attività cantieristiche saranno temporanee e si svolgeranno esclusivamente durante le ore diurne, le stesse non



causeranno effetti dannosi all'uomo o all'ambiente circostante. La temporaneità dei lavori renderà il disagio provocato dalle operazioni di cantiere di entità trascurabile, tale da poter sostenere che non vi saranno da rilevare condizioni di criticità ambientale dal punto di vista dell'inquinamento acustico.

Durante le fasi di esercizio, la rumorosità dell'impianto sarà pressoché nulla.

7. PIANO DI DISMISSIONE

Al termine del periodo di funzionamento dell'impianto fotovoltaico è previsto lo smantellamento delle strutture ed il recupero del sito che potrà essere completamente restituito all'iniziale destinazione d'uso.

Tale smantellamento non avverrà attraverso demolizioni distruttive ma semplicemente tramite lo smontaggio di tutti i componenti (strutture di sostegno, quadri elettrici, etc.), provvedendo a smaltire questi ultimi nel rispetto della normativa vigente e, ove possibile, a riciclarli.

In conseguenza di quanto detto i componenti dell'impianto e gli associati lavori di realizzazione sono stati previsti per il raggiungimento di tali obiettivi; per il finanziamento dei costi delle opere di smantellamento e ripristino dei terreni verranno posti in bilancio congrui importi dedicati a tale scopo.

Lo smantellamento dell'impianto fotovoltaico alla fine della sua vita utile avverrà, nel rispetto delle norme di sicurezza vigenti, seguendo una tempistica dettata dalla tipologia del materiale da rimuovere e, precisamente, dalla possibilità, per i suddetti materiali, di essere riutilizzati/recuperati o conferiti a smaltimento.

In prima fase si procederà allo smontaggio di tutte le parti (apparecchiature, macchinari, cavidotti, ecc.) riutilizzabili, con loro allontanamento e/o collocamento in deposito; a seguire si procederà alla rimozione delle altre parti non riutilizzabili.

Le suddette operazioni saranno effettuate da operai specializzati, nel rispetto delle normative vigenti in materia di sicurezza dei lavoratori, dopo aver preventivamente provveduto al distacco dell'intero impianto dalla rete elettrica.

La dismissione seguirà le prescrizioni normative in vigore al momento; le fasi del piano di dismissione sono riassumibili in:

- sezionamento impianto lato DC e lato AC;
- sezionamento in BT e AT (cabine di trasformazione);
- scollegamento serie moduli fotovoltaici connettori tipo multicontact;
- scollegamento cavi lato DC e lato AC;
- smontaggio moduli fotovoltaici dalle strutture di fissaggio;
- impacchettamento moduli su pallet per la movimentazione;
- smontaggio sistema di illuminazione, allarme e videosorveglianza;
- rimozione cavi interrati ed eventuali pozzetti di ispezione;
- rimozione parti elettriche dei box inverter;

- ultimazione smontaggio strutture metalliche;
- rimozione del fissaggio al suolo (sistema a infissione);
- rimozione parti elettriche delle cabine;
- rimozione manufatti prefabbricati;
- rimozione cassonetto viabilità;
- rimozione siepe perimetrale di mitigazione e recinzione dell'Area Parco 2;
- consegna materiale a ditte specializzate allo smaltimento e/o riciclo.

I materiali ottenuti dalle operazioni di dismissione, per come previsto dalla normativa di settore, verranno catalogati tramite i codici C.E.R. (Catalogo Europeo dei Rifiuti).

Moduli fotovoltaici

Per quanto riguarda i moduli fotovoltaici montati sulle strutture fuori terra l'obiettivo è quello di riciclare pressoché totalmente i materiali impiegati; infatti circa il 95% del peso del modulo è composto da materiali che possono essere riciclati attraverso operazioni di separazione e lavaggio.

Le operazioni 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.

Strutture di sostegno

Le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici saranno rimosse tramite smontaggio meccanico, per quanto riguarda la parte aerea, e tramite estrazione dal terreno dei pali infissi; tale soluzione consentirà al momento della dismissione di smontare l'intera struttura in tempi relativamente brevi e senza danneggiamento alla stessa.

Il materiale, in questo modo, potrà essere interamente recuperato; 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 cemento gettati in opera.

Impianto elettrico

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

rame degli avvolgimenti e dei cavi elettrici e le parti metalliche verranno inviati ad aziende specializzate nel loro recupero e riciclaggio. I pozzetti elettrici verranno rimossi tramite scavo a sezione obbligata che verrà poi nuovamente riempito con il materiale di risulta.

I manufatti estratti verranno trattati come rifiuti ed avviati verso discariche autorizzate in accordo alle vigenti disposizioni normative.

Locali tecnici prefabbricati

Per quanto attiene alle cabine elettriche la soluzione tecnologica utilizzata faciliterà le operazioni di dismissione; l'impiego di cabine prefabbricate permetterà di smontare con relativa facilità l'intera struttura. Per quanto concerne il basamento di fondazione, si provvederà alla demolizione tramite martelli demolitori.

I materiali derivanti dalle suddette operazioni saranno caricati su opportuni mezzi di trasporto ed avviati verso discariche autorizzate per il loro smaltimento (rifiuti speciali non pericolosi).

Recinzione

La recinzione in maglia metallica di perimetrazione, compresi i paletti di sostegno, e i cancelli di accesso con i relativi pilastri di supporto, saranno rimossi tramite smontaggio ed inviati a centri di recupero per il riciclaggio delle componenti metalliche. Le strutture fondali dei cancelli saranno demolite tramite martelli demolitori ed avviate verso discariche autorizzate.

Viabilità interna

La pavimentazione stradale permeabile verrà rimossa per uno spessore di qualche decina di centimetri tramite scavo e successivo indirizzamento del materiale rimosso presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione.

Siepe perimetrale (Fascia di mitigazione)

Al momento della dismissione, in funzione delle future esigenze e dello stato di vita delle singole piante della siepe perimetrale, esse potranno essere mantenute in sito; in alternativa possono essere smaltite come sfalci oppure cedute ad appositi vivai della zona per il riutilizzo.

Per maggiori dettagli si rimanda allo specifico elaborato di progetto "**Piano tecnico di dismissione dell'impianto**".



8. DESCRIZIONE FASI INTERVENTO E CRONOPROGRAMMA

Le attività previste per l'esecuzione del progetto possono essere così sintetizzate:

- apertura area di cantiere;
- predisposizione area installazione;
- eventuale deposito dei materiali di risulta;
- montaggio e costruzione impianto;
- opere di allacciamento alle reti esistenti.

Gli impianti tecnologici previsti nella centrale sono:

- moduli fotovoltaici;
- impianto elettrico di connessione alla rete mediante cabina di consegna AT.

L'impianto verrà realizzato in maniera il più possibile compatta, sulla base degli spazi disponibili, rispettando le distanze di sicurezza.

ID	Nome attività	Mese 1	Mese 2	Mese 3	Mese 4	Mese 5	Mese 6	Mese 7	Mese 8	Mese 9	Mese 10	Mese 11	Mese 12
1	Autorizzazione costruzione ed esercizio												
2	Ingegneria esecutiva												
3	Approvvigionamento apparecchiature												
4	Allestimento cantiere												
5	Opere civili												
6	Montaggio e costruzione impianto												
7	Smobilizzo cantiere												
8	Avviamento												
9	Prove e collaudo												
10	Parallelo rete												

Il presente cronoprogramma sarà aggiornato durante le fasi successive all'autorizzazione dell'impianto in funzione delle prescrizioni degli enti ovvero della disponibilità delle forniture necessarie alla costruzione dell'opera.

Cosenza, Luglio 2024

IL PROGETTISTA
ING. JONATA CANONACO
(firmato digitalmente)