

Progetto Preliminare

**PARCO FOTOVOLTAICO FLOTTANTE
NELLA LAGUNA COSTIERA DI VARANO**

Oceanica 
Solis

**Ministero dell'Ambiente
e della Sicurezza Energetica**

Ministero della Cultura

**Ministero delle Infrastrutture
e dei Trasporti**

*Procedura di Valutazione di Impatto Ambientale
ex D.lgs. 152/2006*

*Domanda di Autorizzazione Unica
ex D.lgs. 387/2003*

Relazione generale

Progetto
Dott. Ing. Luigi Severini
Ord. Ing. Prov. TA n.776

Elaborazioni
iLStudio.
Engineering & Consulting **Studio**

00RELGEN

F0223GR00RELGEN00b

00	Ottobre 2023	Emesso per approvazione		F0223GR00RELGEN00b
Rev. Est.	Data emissione	Descrizione		Cod. Ela.

Cod.:

F	0	2	2	3	G	R	0	0	R	E	L	G	E	N	0	0	b
Tip.	Num. Com.	Anno	Cod. Set.	Tip. Ela.	Prog. Ela.	Descrizione elaborato						Rev. Est.	Rev. Int.				

SOMMARIO

1. INTRODUZIONE	1
2. PROCEDURA AUTORIZZATIVA	4
3. UBICAZIONE E ARCHITETTURA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	5
3.1. Layout dell'impianto	5
4. INQUADRAMENTO DELL'AREA DI PROGETTO	8
4.1. Inquadramento territoriale ed ambientale	8
4.1.1. Inquadramento geologico e geomorfologico	8
4.1.2. Caratterizzazione batimetrica	10
4.1.3. Inquadramento anemologico	10
4.1.3.1. Regime anemologico	10
4.1.4. Inquadramento sismico dell'area	11
4.1.5. Inquadramento idrografico e idrologico	12
Idrogeologia del Lago di Varano	12
Idrogeologia delle aree a terra	14
4.2. Analisi dei vincoli della pianificazione nazionale e regionale	14
4.2.1. Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR-Puglia)	14
4.2.2. Aree naturali protette e aree della Rete Natura 2000	15
Aree naturali protette	15
Rete Natura 2000	16
4.2.3. IBA e zone umide, riparie, foci dei fiumi	18
Aree IBA	18
Zone umide	18
4.2.4. Piano di assetto idrogeologico	19
4.2.4.1. Assetto idraulico	20
4.2.4.2. Assetto geomorfologico	20
4.3. Piano Territoriale di Coordinamento della Provincia di Foggia (PTCP)	20
4.3.1. Piano Regolatore Generale – Comune di Ischitella	21
4.4. L.R. n.31 del 21 Ottobre 2008	22
4.5. Piano di Sviluppo Costiero	22
4.6. Interazione con attività umane e infrastrutture esistenti	22
4.6.1. Vincoli derivanti dalle attività di navigazione marittima e dalla pesca	22
4.6.2. Asservimenti derivanti alle attività aeronautiche civili e ambientali	23
4.6.3. Aree sottoposte a restrizioni di natura militare	24
4.6.4. Sistema locale dei trasporti	24
5. ELEMENTI COSTITUTIVI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	26
5.1. Parte lagunare	26
5.1.1. Pannello fotovoltaico	27
5.1.2. Modulo di conversione CC/CA e trasformazione BT/MT	28

5.1.2.1.	Soluzione 1: modulo di conversione e modulo di trasformazione separati.....	28
5.1.2.2.	Soluzione 2: modulo unico di conversione e trasformazione	29
5.1.3.	Sistema di sostegno.....	29
5.1.4.	Rete di cavi elettrici.....	33
5.1.4.1.	Cavo di stringa in CC	33
5.1.4.2.	Cavo di input inverter in CC	33
5.1.4.3.	Cavo di output inverter in CA	33
5.1.4.4.	Cavi tra sottocampi in CA.....	33
5.1.4.5.	Cavi di esportazione del parco in CA	33
5.2.	Parte a terra.....	33
5.2.1.	Sottostazione di trasformazione.....	34
5.2.2.	Elettrodotto interrato a 150 kV	34
5.2.3.	Sottostazione di misure e consegna	35
6.	COSTRUZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	36
6.1.	Parte lagunare	36
6.1.1.	Posa dei sistemi di ormeggio e ancoraggio per le strutture galleggianti	36
6.1.2.	Assemblaggio ed installazione delle strutture galleggianti di sostegno e fissaggio dei pannelli fotovoltaici	36
6.1.3.	Posizionamento ed installazione dei moduli di conversione e trasformazione.....	36
6.2.	Parte a terra.....	36
6.2.1.	Costruzione della cabine di trasformazione e misura e consegna	37
6.2.2.	Posa del cavidotto terrestre	37
7.	MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	38
7.1.	Piano di prevenzione dei rischi	38
8.	DISMISSIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	39

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1.1 - Inquadramento del parco fotovoltaico su immagine satellitare.....	1
Figura 1.2 – Inquadramento del progetto – Limiti Amministrativi Comunali.....	3
Figura 3.1 – Layout dell’impianto fotovoltaico.	6
Figura 3.2 - Dettaglio campo fotovoltaico, configurazione mono-inverter.....	7
Figura 4.1 – Stralcio dei Fogli n. 156 “S. Marco in Lamis” della Carta Geologica d’Italia in scala 1:100.000.	8
Figura 4.2 – Stralcio cartografia IGM scala 1:25000 con individuazione del percorso cavidotto della stazione di consegna e della stazione TERNA.	9
Figura 4.3 - Batimetria area di progetto.....	10
Figura 4.4 – Rose dei venti a 10 mMSL per la località di progetto.	11
Figura 4.5 – Mappa della Classificazione sismica della Puglia - Recepimento da parte delle Regioni e delle Province autonome dell’Ordinanza PCM 20 marzo 2003, n. 3274.....	12
Figura 4.6 – Schema degli efflussi individuati lungo le sponde del lago di Varano.	13
Figura 4.7 – Principali unità idrogeologiche del Gargano.....	14
Figura 4.8 - Ambito di paesaggio 1.1 "Sistema ad anfiteatro dei laghi di Lesina e Varano".....	15
Figura 4.9 – Perimetrazioni delle aree naturali protette.....	16
Figura 4.10 – Inquadramento area di intervento su mappatura Rete Natura 2000.	17
Figura 4.11 - Opere di progetto su perimetrazione IBA.....	18
Figura 4.12 – Opere di progetto su perimetrazione PAI assetto idraulico.	19
Figura 4.13 - Opere di progetto su perimetrazione PAI assetto geomorfologico.	20
Figura 4.14 – PRG, Comune di Ischitella.	21
Figura 4.15 – Perimetrazioni aree attività di acquacultura.....	23
Figura 4.16 – Zone mappa VFR nell’area di progetto.	24
Figura 4.17 – Sistema locale dei trasporti.	25
Figura 5.1 – Schema a blocchi dell’architettura elettrica del campo fotovoltaico.....	26
Figura 5.2 – Esempio di pannelli fotovoltaici e tipica struttura della singola faccia.....	27
Figura 5.3 - Pannelli fotovoltaici installati sui galleggianti.....	30
Figura 5.4 – Fotovoltaico galleggiante a membrana.	30
Figura 5.5 – Fotovoltaico galleggiante con struttura di supporto in acciaio.	31
Figura 5.6 – Configurazioni sistema di ormeggio: a) b) linee tese, c) d) catenaria.....	31
Figura 5.7 – Ancoraggio a gravità semplice.	32
Figura 5.8 – Ancore a trascinamento.	32
Figura 5.9 – Ancoraggio a palo infisso.	32
Figura 5.10 – Struttura tipica di un cavo unipolare a 150kV.....	35
Figura 6.1 – Operazioni di posa del cavidotto terrestre di esportazione.....	37

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1.1 – Caratteristiche e prestazioni dell'impianto.	2
Tabella 5.1 – Caratteristiche meccaniche ed elettriche pannello fotovoltaico tipo Vertex.	27
Tabella 5.2 – Impianto fotovoltaico in numeri.	27
Tabella 5.3 – Caratteristiche principali inverter.	28
Tabella 5.4 – Tensioni e correnti previste in ingresso e uscita dal modulo di trasformazione.	29
Tabella 5.5 – Caratteristiche principali modulo unico di conversione e trasformazione.	29

INDICE DELLE VOCI

ENAC	Ente Nazionale Aviazione Civile
GIS	Geographical Information System
IBA	Important Birds Areas
PAI	Piano di Assetto Idrogeologico
PPTR	Piano Paesaggistico Territoriale Regionale
PRG	Piano Regolatore Generale
PTCP	Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale
RTN	Rete di Trasmissione Nazionale
SIA	Studio Di Impatto Ambientale
VIA	Valutazione Di Impatto Ambientale

1. INTRODUZIONE

La Oceanica Solis S.r.l., incaricando la iLStudio Engineering & Consulting Studio s.r.l. in qualità di Consulente Tecnico, presenta il progetto preliminare per realizzare un impianto fotovoltaico nelle acque del Lago di Varano per la produzione di energia da fonte solare.

Il progetto prevede l'installazione di 263200 pannelli fotovoltaici da 665 Wp (la potenza di ogni sottocampo è di circa 5 MWp data da 7520 pannelli) su strutture galleggianti ubicate in un'area lagunare di circa 1.43 km² nel lago di Varano a oltre 250 m lungo la sponda di Ischitella. Il parco fotovoltaico sarà costituito da 6 campi formati da un totale di 35 sottocampi, con una potenza elettrica nominale complessiva di circa 175 MWp.

All'interno dei campi il collegamento inter-array sarà realizzato in entra/esce dal primo all'ultimo sottocampo. L'elettrodotto di esportazione a 33 kV è costituito, pertanto, da 6 cavi (ciascuno in uscita dal relativo campo fotovoltaico), i quali si sviluppano in parallelo fino al punto di giunzione a terra, all'interno dell'area indicata per la sottostazione di trasformazione.

A seguito della trasformazione, un unico cavo trasporterà l'energia prodotta verso la sottostazione di misura e consegna.

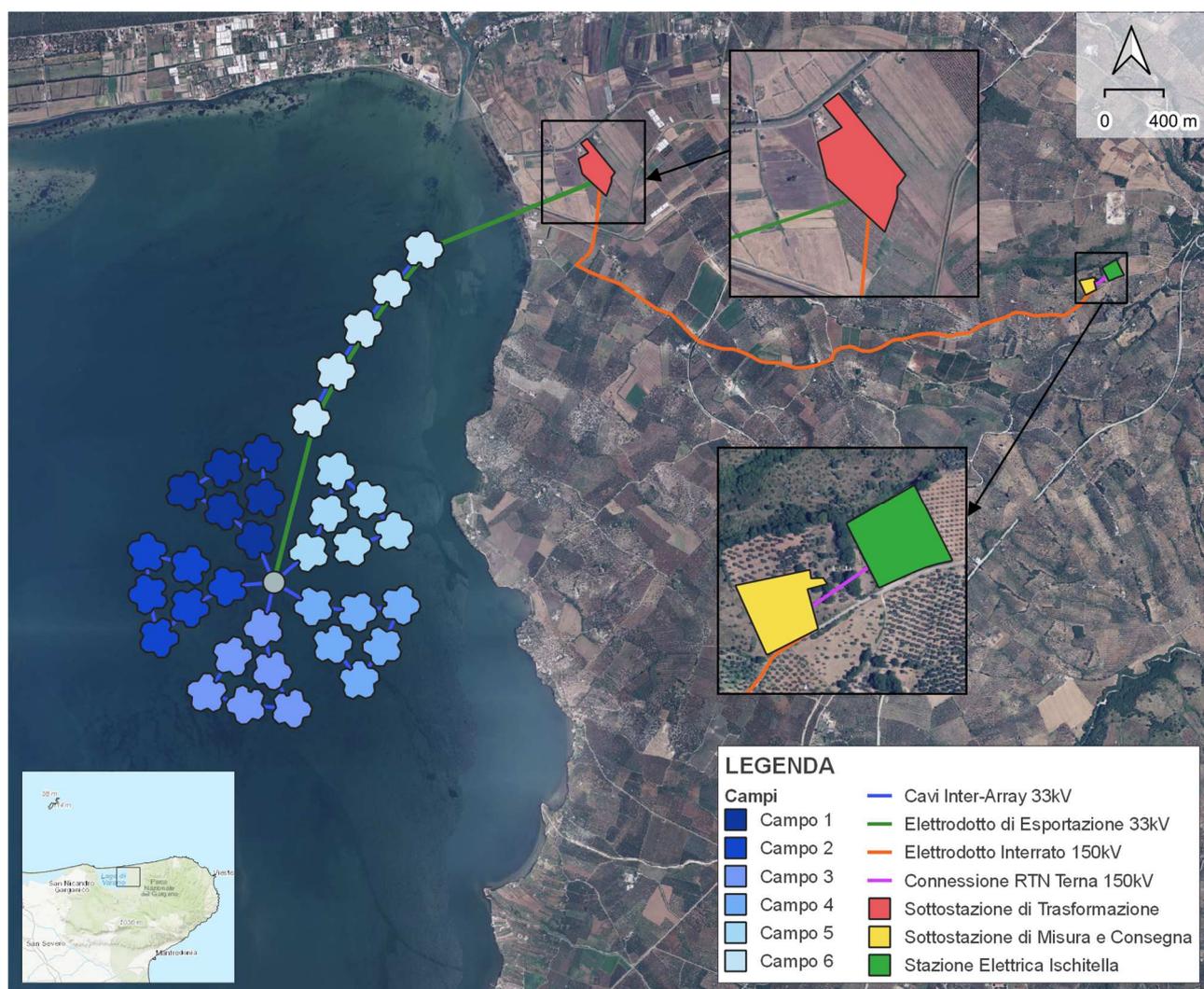


Figura 1.1 - Inquadramento del parco fotovoltaico su immagine satellitare.

Elaborazione iLStudio.

PARCO FOTOVOLTAICO FLOTTANTE NELLA LAGUNA COSTIERA DI VARANO PROGETTO PRELIMINARE		
Relazione generale		
Codice documento: F0223GR00RELGEN00b	Data emissione: Ottobre 2023	Pagina 2 di 41

Il layout del parco fotovoltaico presentato mira a rendere tale impianto il più possibile integrato con il paesaggio naturale circostante, in quanto i pannelli fotovoltaici sono disposti in modo da formare 35 fiori da cinque petali ciascuno mentre i 6 campi (di cui 5 sono costituiti da 6 sottocampi e uno da 5 sottocampi) sono posizionati così da creare un fiore a 5 petali con relativo stelo (Figura 3.1).

Nelle seguenti tabelle si riportano le principali caratteristiche dell'impianto fotovoltaico.

Tabella 1.1 – Caratteristiche e prestazioni dell'impianto.

Elaborazione iLStudio.

CONFIGURAZIONE ELETTRICA	
Numero totale di pannelli	263200
Numero totale di campi	6
Potenza nominale del sottocampo	5 MW
Potenza totale nominale del parco	~ 175 MW
Tensione in uscita dal campo	33 kV
Corrente in uscita dal campo	525 A
Tensione ingresso stazione TERNA	150 kV
Corrente ingresso stazione TERNA	673 A
Superficie impegnata	~ 1.43 km ²
Superficie captante	~ 817000 m ²
Rapporto di trasparenza globale (ground cover ratio, GCR)	~ 57%

PRESTAZIONI ENERGETICHE	Multi-inverter di campo	Mono-inverter di campo
AEP lordo (compreso il rendimento del pannello)	291.1 GWh/anno	
Perdite (escluse availability e rendimento del pannello)	12.9%	14.7%
Perdita availability	2%	2%
AEP netto	248.4 GWh/anno	243.5 GWh/anno
Capacity factor netto teorico	16.20%	15.88%

Il parco fotovoltaico interesserà esclusivamente il comune di Ischitella (Figura 1.2).



Figura 1.2 – Inquadramento del progetto – Limiti Amministrativi Comunali

Elaborazione iLStudio.

La scelta di utilizzare un impianto di tipo galleggiante deriva dalla possibilità di sfruttare i numerosi vantaggi che tali tecnologie portano con sé, tra i quali si possono evidenziare:

- la conservazione di suolo, in quanto l'impianto occupa uno specchio acqueo, lasciando libere le aree sulla terraferma, che, in tal modo, possono essere dedicate ad altri utilizzi;
- l'aumento della produzione di energia per sfruttamento della rifrazione dell'acqua: la superficie dell'acqua funziona come uno specchio e migliora l'irradiazione, aumentando la produzione di energia;
- l'utilizzo dell'acqua come sistema di raffreddamento dei pannelli, garantendone la massima efficienza;
- la riduzione del fenomeno dell'evaporazione dell'acqua per quanto riguarda lo specchio acqueo occupato;
- la creazione di un'area lagunare indisturbata dalle tipiche attività, che faciliterebbe la riproduzione delle specie ittiche presenti.

2. PROCEDURA AUTORIZZATIVA

La realizzazione e l'esercizio di un impianto fotovoltaico su specchio acqueo necessita del rilascio di molteplici titoli autorizzativi, che mirano a garantire la tutela ed il bilanciamento dei vari interessi coinvolti.

L'art. 12 del D.lgs. n. 387/2003 (*Razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative*) prevede al comma 1 che *"la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi, autorizzate ai sensi del comma 3, sono di pubblica utilità e indifferibili e urgenti"*. Al comma 3, è disposto che *"la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, [...] nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi, ivi inclusi gli interventi, anche consistenti in demolizione di manufatti o in interventi di ripristino ambientale, occorrenti per la riqualificazione delle aree di insediamento degli impianti"* vengono assoggettati al procedimento di Autorizzazione Unica di cui al citato articolo.

Inoltre, il progetto prevede la necessità del rilascio della Concessione Demaniale, affinché sia garantito l'uso dello specchio acqueo interessato dall'installazione del parco fotovoltaico e dalla posa del cavo di esportazione.

Con la recente emanazione del D.L. n. 13/2023, peraltro, il comma 4 prevede che l'autorizzazione di cui al comma 3 sia rilasciata a seguito di un procedimento unico *"comprensivo, ove previste, delle valutazioni ambientali di cui al titolo III della parte seconda del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152"*, che veda la convocazione di una conferenza di servizi alla quale partecipano tutte le Pubbliche Amministrazioni interessate; è stato disposto, inoltre, che *"il rilascio dell'autorizzazione comprende il provvedimento di VIA"*. Una volta ottenuta l'autorizzazione, essa costituisce titolo a costruire ed esercire l'impianto in conformità al progetto approvato.

Il progetto rientra tra quelli sottoposti a Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) di competenza statale, in quanto l'Allegato II alla Parte Seconda del D.Lgs.152/2006, al punto 2 riporta *"impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW"*. Il progetto rientra, inoltre, tra quelli ricompresi nel Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), nella tipologia elencata nell'Allegato I-bis alla Parte Seconda del D.Lgs.152/2006, al punto 1.2.1 denominata *"Generazione di energia elettrica: impianti idroelettrici, geotermici, eolici e fotovoltaici (in terraferma e in mare), solari a concentrazione, produzione di energia dal mare e produzione di bioenergia da biomasse solide, bioliquidi, biogas, residui e rifiuti"*.

Peraltro, essendo possibile, ai sensi dell'art. 21 D.lgs. 152/2006, che il proponente avvii una fase di consultazione con le autorità e i soggetti competenti in materia ambientale, al fine di *"definire la portata delle informazioni, il relativo livello di dettaglio e le metodologie da adottare per la predisposizione dello studio di impatto ambientale"*, l'istanza alla quale si allega il presente elaborato mira ad attivare tale procedimento c.d. di *scoping*.

Alla luce della normativa vigente, pertanto, in seguito all'espletamento della fase di Definizione dei contenuti dello studio di impatto ambientale di cui all'art. 21 D.lgs. 152/2006, il progetto deve essere sottoposto alla procedura di Autorizzazione Unica per la costruzione e l'esercizio dell'impianto, alla di Valutazione di impatto ambientale e a quella relativa al rilascio della Concessione Demaniale.

3. UBICAZIONE E ARCHITETTURA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto proposto sarà ubicato nel territorio del Comune di Ischitella e sulla porzione di lago antistante la costa ad est del Lago di Varano.

L'impianto, che può essere diviso in una parte lagunare ed una a terra (onshore), interessa gli ambiti territoriali riportati nel seguente elenco:

- lago di Varano, per l'installazione dei pannelli fotovoltaici e per il passaggio dei cavi subacquei di potenza fino al punto di giunzione sulla terraferma.
- parte del territorio del Comune di Ischitella a partire dal punto di approdo a terra dei cavi subacquei, e arrivo alla sottostazione di trasformazione, sino poi alla sottostazione di misura e consegna e successivamente al punto di connessione con la RTN (Rete di Trasmissione Nazionale).

L'impianto si compone di:

- pannelli fotovoltaici con potenza nominale di picco pari a 665 W, supportati da strutture galleggianti;
- moduli di conversione (inverter) da corrente continua (CC) a corrente alternata (CA) e di trasformazione BT/MT per l'elevazione della tensione di esercizio al valore di 33 kV, supportati da strutture galleggianti o fisse;
- una rete di cavi subacquei in CC e CA in bassa e media tensione (BT ed MT) per il trasporto dell'energia elettrica prodotta verso la parte a terra dell'impianto;
- una sottostazione di trasformazione MT/AT per l'elevazione della tensione di esercizio dal valore di 33 kV a 150 kV, ubicata allo sbarco ad una distanza di circa 500 m dalla costa;
- stazione di misura e consegna ubicata in prossimità della esistente Stazione TERNA di Ischitella per l'immissione dell'energia prodotta nella Rete di Trasmissione Nazionale.

3.1. Layout dell'impianto

L'impianto è posizionato su uno specchio acqueo di circa 1.43 km² ripartiti in 35 sottocampi elettricamente organizzati in 6 campi, così come mostrato nella Figura 3.1. Ogni sottocampo ha una potenza nominale di circa 5 MW ed è costituito da 7520 pannelli fotovoltaici; ognuno dei campi si completa con un modulo di conversione e trasformazione (nella configurazione con inverter centralizzato). Come già descritto, l'elettrodotto di esportazione a 33 kV è costituito da 6 cavi (ciascuno in uscita dal relativo campo fotovoltaico) che si sviluppano in parallelo fino al punto di giunzione a terra all'interno dell'area indicata per la sottostazione di trasformazione.

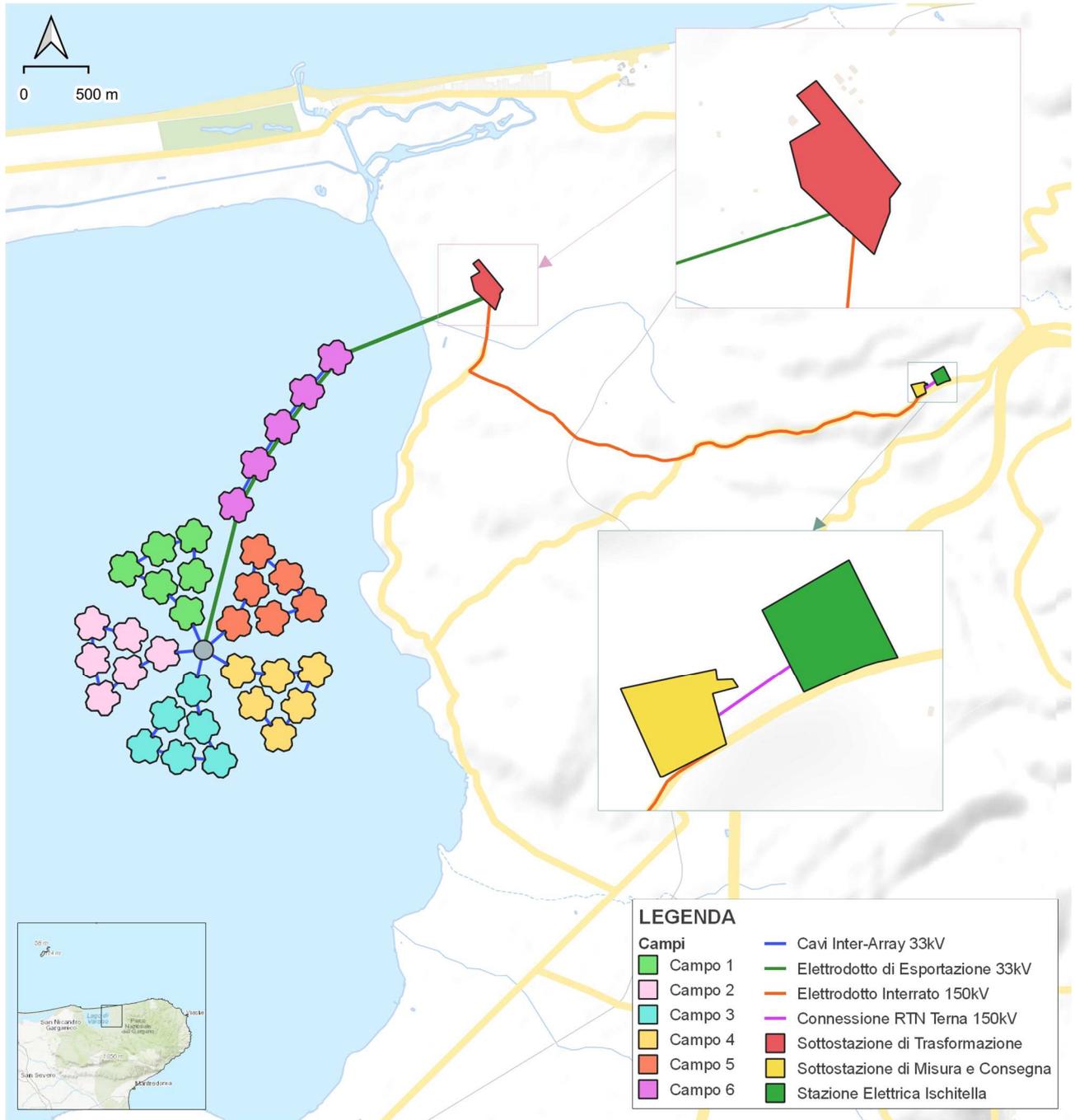
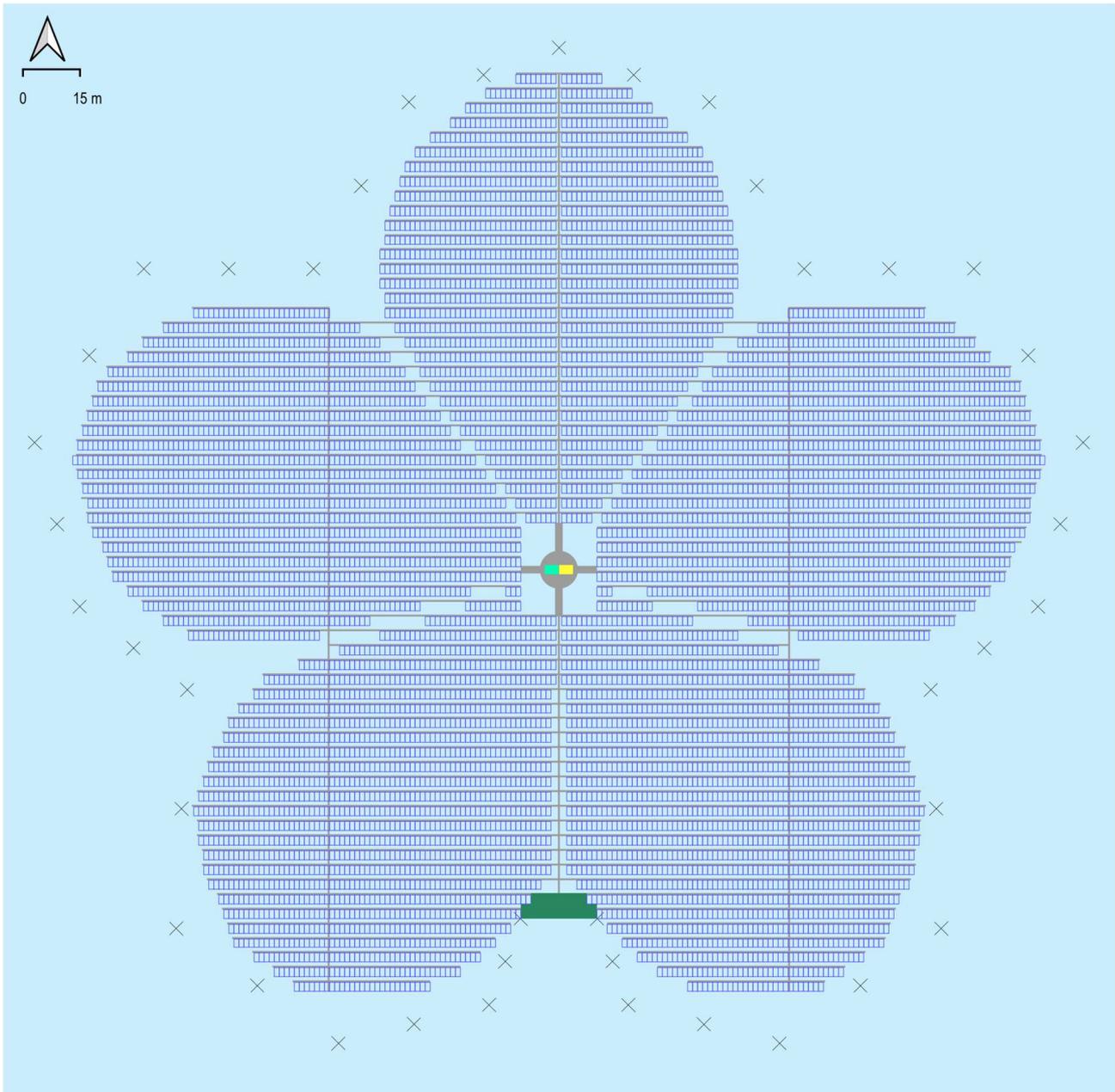


Figura 3.1 – Layout dell’impianto fotovoltaico.
 Elaborazione iLStudio.



LEGENDA

- Pannello fotovoltaico
- Passerella
- Area di sbarco
- Trasformatore
- Inverter
- Punto di ancoraggio

Figura 3.2 - Dettaglio campo fotovoltaico, configurazione mono-inverter.

Elaborazione iLStudio.

4. INQUADRAMENTO DELL'AREA DI PROGETTO

4.1. Inquadramento territoriale ed ambientale

4.1.1. Inquadramento geologico e geomorfologico

L'area di studio ricade nel territorio comunale di Cagnano Varano ed è compresa nella porzione centrale del Foglio n. 156 "S. Marco in Lamis" della Carta Geologica d'Italia su base cartografica della Carta 1:100.000 dell'IGM (Figura 4.1). Dal punto di vista delle unità geologiche in affioramento, secondo le cartografie geologiche, e anche dalle informazioni ottenute con il rilevamento in sito si riscontrano in affioramento, lungo il percorso del caviodotto, al di sotto della sottostazione di trasformazione e della stazione di consegna, terreni riferibili a ghiaie ad elementi silicei e calcarei, a sabbie e limi argillosi poco alterati (f², f³ e f⁴ – alluvioni terrazzate del Pleistocene med.-sup.).

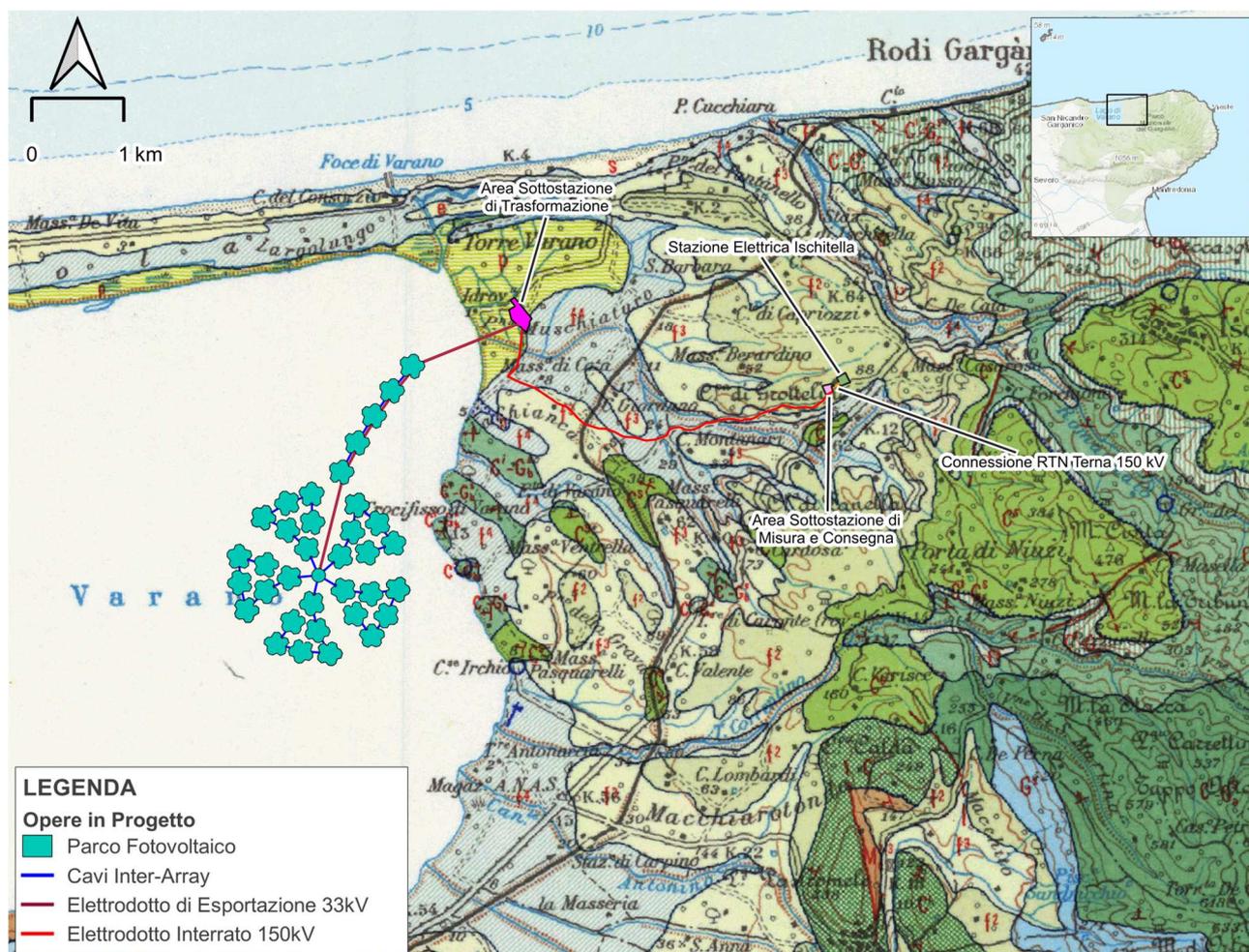


Figura 4.1 – Stralcio dei Fogli n. 156 "S. Marco in Lamis" della Carta Geologica d'Italia in scala 1:100.000.

Dall'analisi dei dati ottenuti dal rilevamento geologico dell'area di studio e dei dati reperiti dalla bibliografia, si può ricostruire con una discreta bontà e dettaglio il sottosuolo nel sito di intervento. In prossimità del punto di sbarco, e in più punti visibili percorrendo le viabilità pubbliche e laddove la vegetazione lo permetteva, è stato possibile osservare piccoli affioramenti naturali caratterizzati da terreni sabbioso limosi caratterizzati da presenza di ciottoli poligenici di piccole dimensioni. Tuttavia, è bene considerare che il sottosuolo intorno all'area in esame può presentare un'elevata eterogeneità, tanto orizzontalmente quanto verticalmente, anche su brevi distanze; questo a causa della natura dei terreni presenti e soprattutto per la vicina presenza del Torrente Tonno che potrebbe aver causato la messa in posto di depositi continentali recenti e di natura

alluvionale. Infatti, i depositi continentali (in primo luogo appunto alluvionali) hanno spessori variabili: da valori minimi di qualche decimetro a valori massimi di circa 10-20 m e la loro copertura areale e presenza nel sottosuolo è fortemente variabile. Riassumendo, la stratigrafia dell'area è così schematizzabile:

- terreno vegetale e sottofondo stradale di spessore variabile e solitamente < 1 m;
- depositi alluvionali terrazzati con spessore massimi di 10 - 20 m;
- terreni facenti parte della successione marina plio-pleistocenica.

Dal punto di vista geomorfologico, l'area prossima al lago si presenta come una superficie pianeggiante degradante verso la linea di costa. Si tratta soprattutto di terreni utilizzati in agricoltura che, la stessa attività agricola, ne ha obliterato le originarie forme.

Allontanandosi dal lago e avvicinandosi al sito in cui sarà posizionata la sottostazione di trasformazione, il paesaggio cambia repentinamente. Da aree pianeggianti si passa ad un'area prettamente collinare, con piccoli rilievi sub circolari, con quote che mediamente superano i 60 m s.l.m. (Figura 4.2)

La sottostazione sarà realizzata in prossimità, l'apice di una piccola collina denominata Coppa di Grotteline.

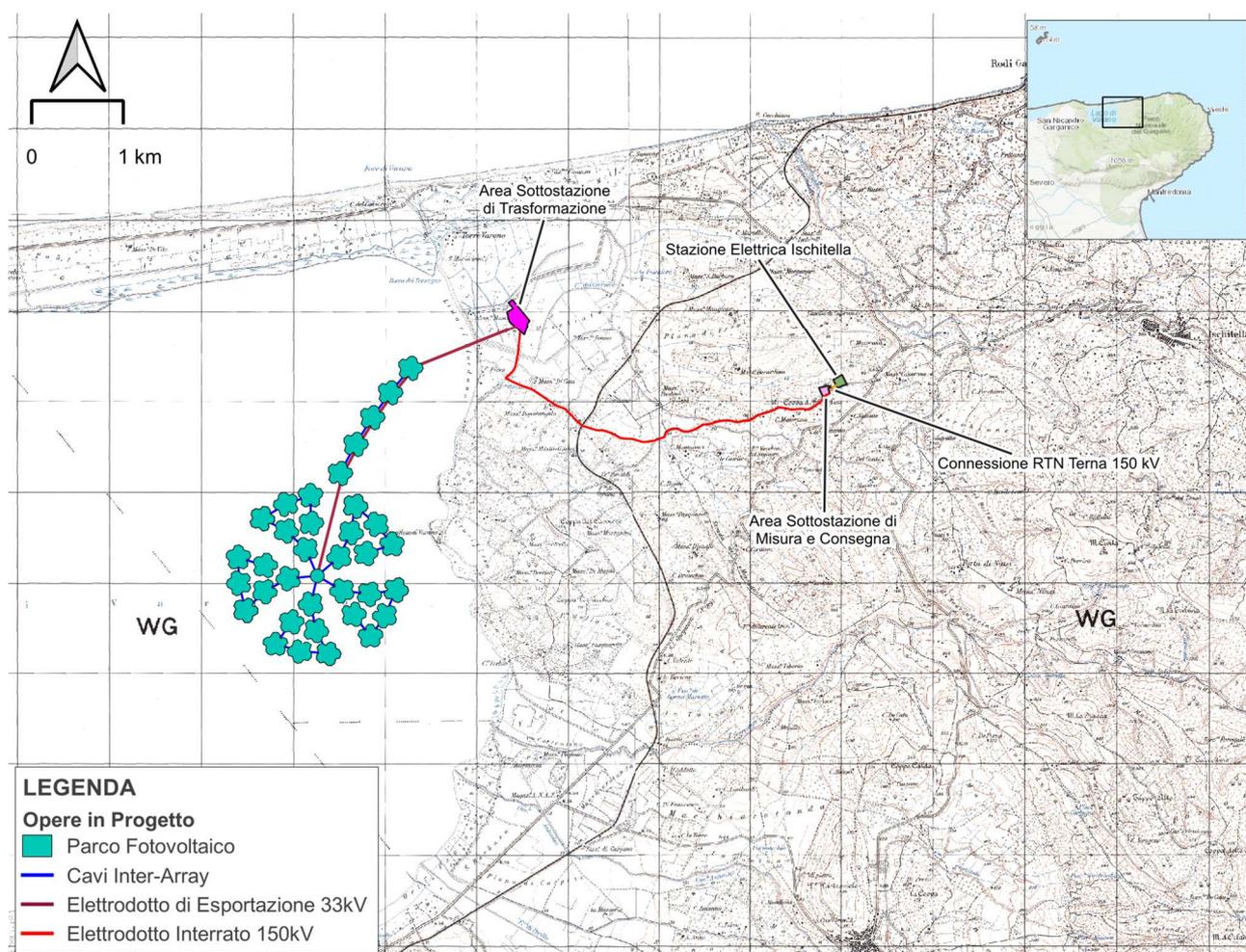


Figura 4.2 – Stralcio cartografia IGM scala 1:25000 con individuazione del percorso cavidotto della stazione di consegna e della stazione TERNA.

Il Lago di Varano, con il suo profilo stretto e allungato, è la più estesa delle lagune pugliesi che si articola tra il promontorio di Monte Elio e la Punta del Garganico. Il lago rappresenta il più grande serbatoio idrico pugliese con i suoi sessanta chilometri quadrati, pari a un volume di duecento milioni di metri cubi d'acqua. Lo specchio d'acqua è separato dal mare solo da una sottile e fine lingua di sabbia chiamata Isola di Varano.

Sui bordi del lago di Varano affiorano terreni riferibili alla Formazione del Lago di Varano. Si tratta di terreni

pliocenici identificati e cartografati nell'ambito del rilevamento del F° 156 "San Marco in Lamis" (Figura 4.1).

4.1.2. Caratterizzazione batimetrica

Il Lago di Varano presenta una profondità massima di ~4m. L'area oggetto dell'intervento è caratterizzata da livelli batimetrici compresi tra 2 e 4 m.

Ad ogni modo, nelle fasi successive del progetto e al fine di una caratterizzazione esaustiva dell'area saranno eseguite indagini e rilievi con un livello di dettaglio adeguato agli intenti di progetto.

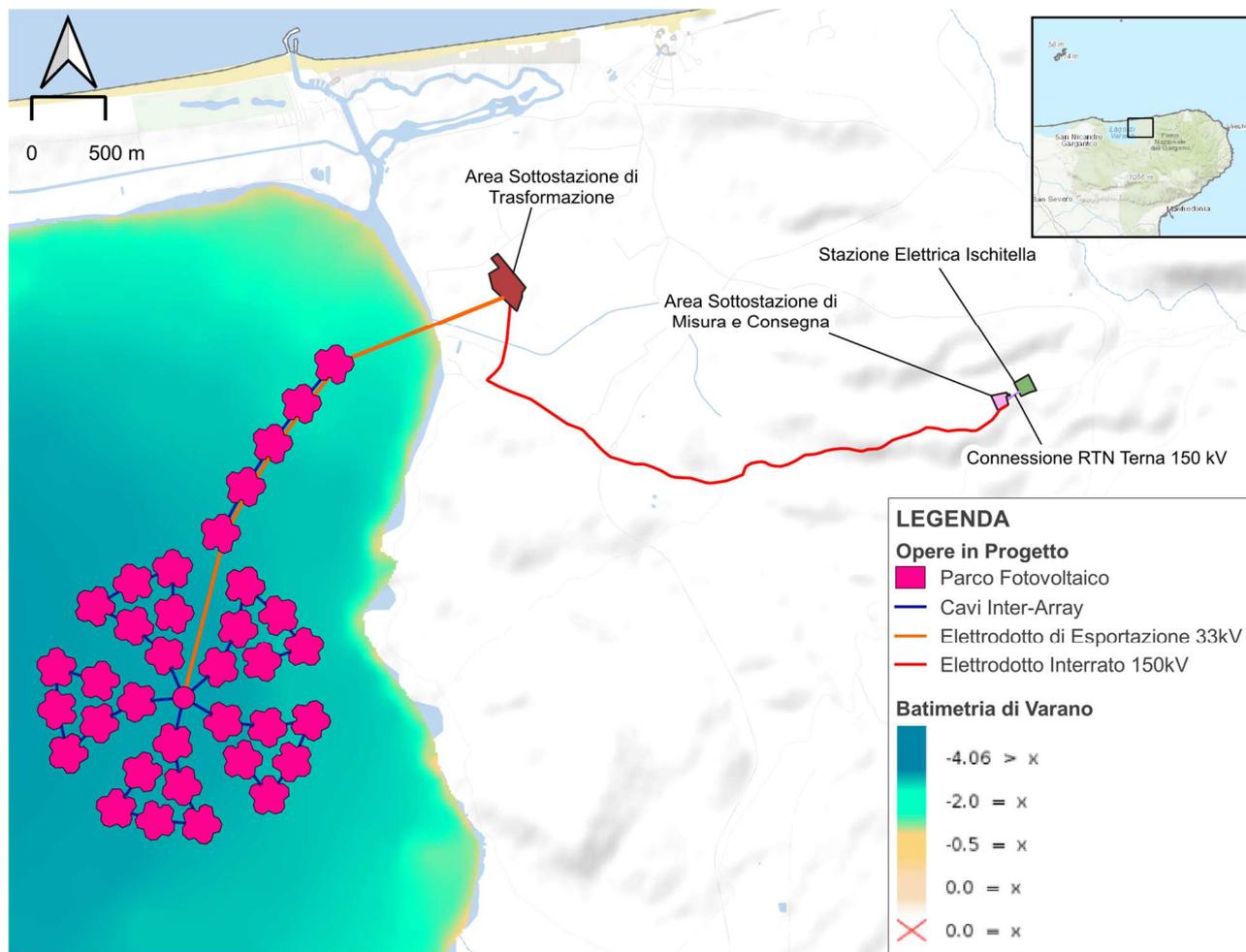


Figura 4.3 - Batimetria area di progetto.

Elaborazione iLStudio.

4.1.3. Inquadramento anemologico

Di seguito viene riportata una descrizione del regime anemologico della località. Considerando le dimensioni del lago e l'intensità dei venti, si desume che il contributo del moto ondoso e delle correnti, che potrebbero generarsi, risulterebbe di modesta entità, quindi non analizzato in questa fase del progetto.

4.1.3.1. Regime anemologico

Il profilo anemologico della località, inteso come valutazione dell'intensità e direzione del vento statisticamente significative per il sito, è stato estrapolato dai dati storici di rianalisi (hindcast) del servizio MetOcean (DHI, 2022), (elaborati secondo il modello computazionale di previsione meteorologica (NWP, Numerical Weather Prediction) COSMO (Consortium for Small-Scale Modelling) e relativi al periodo 1° gennaio 1995 – 31 agosto

2019 per la quota 10 m.s.l.m. Il modello considera l'interazione termofluidodinamica tra i domini globali aria, terra e acqua fornendone una rappresentazione di stato oraria con risoluzione spaziale di circa 6 km.

La rosa dei venti media sull'intero dataset di vento (rif. Figura 4.4) mostra una distribuzione con una spiccata intensità e frequenza di vento in direzione sud e sud-ovest e ulteriori picchi nei settori di vento centrati sui 300 e 330 gradi nord; i risultati sono in accordo con le informazioni del servizio Global Wind Atlas. L'analisi dei soli venti più forti mostra una elevata percentuale relativa soprattutto dei venti da Nord.

ROSE DEI VENTI STAGIONALI PER LA LOCALITÀ DI PROGETTO @ 10 mMSL

dati secondo DHI - Europe, Met. Parameters, COSMO Reanalysis 6km (CREA6), DWD
coordinate WGS84 / UTM zone 33N: 566604E, 4637508N

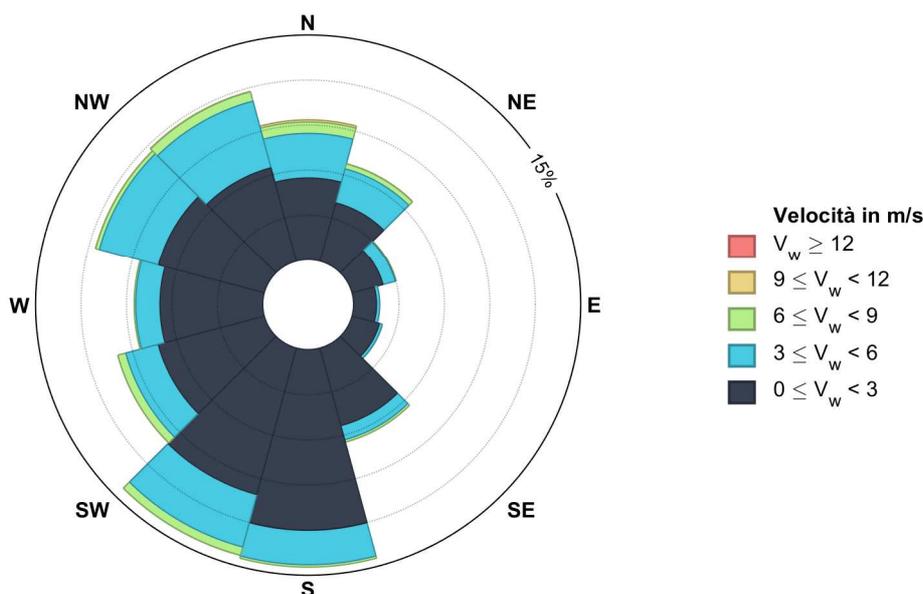


Figura 4.4 – Rose dei venti a 10 mMSL per la località di progetto.

Elaborazione iLStudio.

4.1.4. Inquadramento sismico dell'area

La legislazione antisismica italiana prescrive norme tecniche in base alle quali un edificio debba sopportare l'azione sismica senza collassare, salvaguardando prima di tutto le vite umane. Il D.M. 17 gennaio 2018 "Norme Tecniche per le Costruzioni" individua 4 zone sismiche sulla base di 4 valori di accelerazioni orizzontali (ag/g) di picco dello spettro di risposta elastico, riferite ai vertici sismici del reticolo nazionale.

La provincia di Foggia ricade in zona 2 (Figura 4.5) in quanto sia i dati storici che quelli strumentali evidenziano criticità nella pericolosità sismica di base; dunque, si ritiene ragionevole assumere per l'area in studio un valore uniforme di accelerazione orizzontale massima su suolo rigido (a_g), includendo anche il sito di progetto.

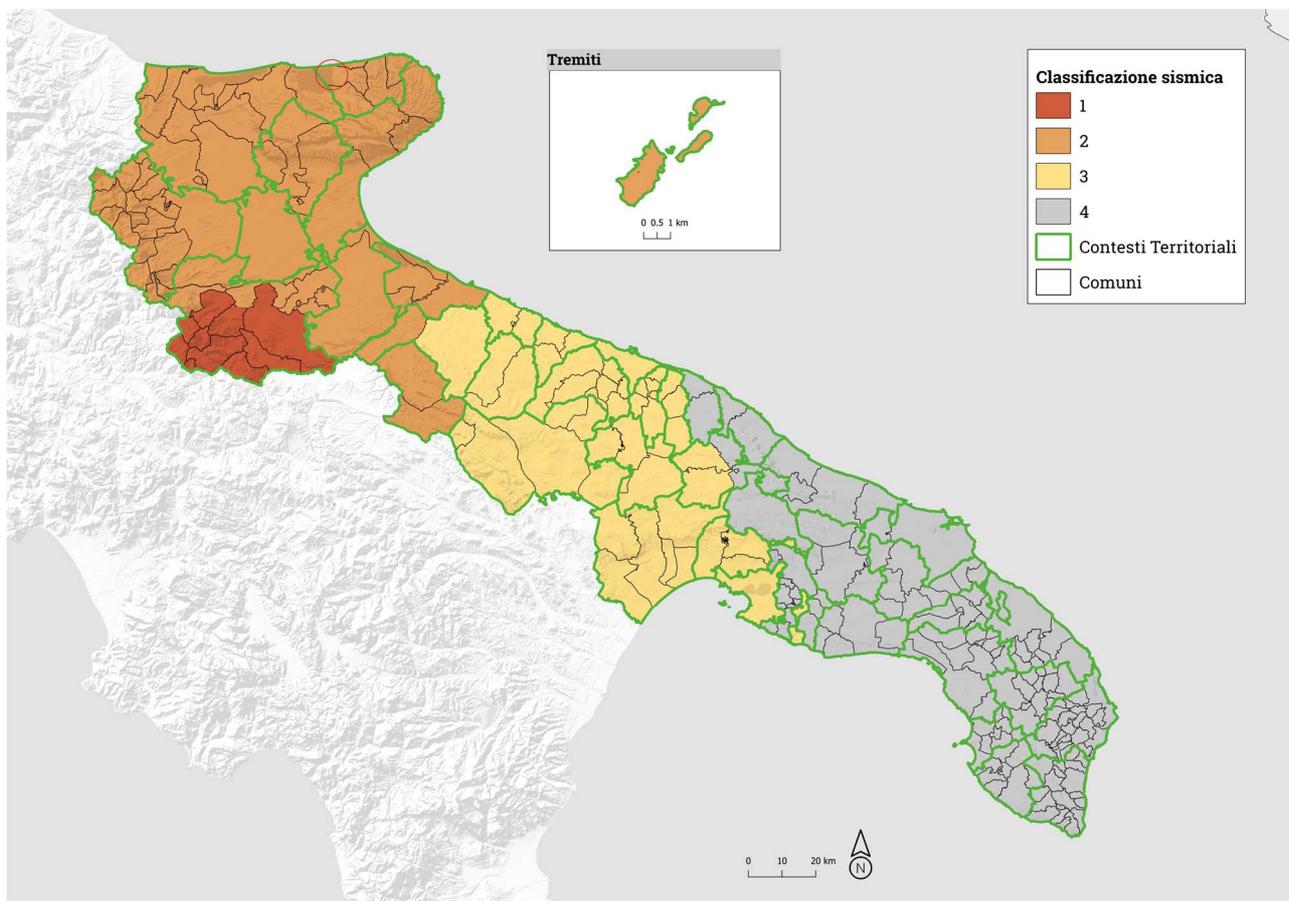


Figura 4.5 – Mappa della Classificazione sismica della Puglia - Recepimento da parte delle Regioni e delle Province autonome dell'Ordinanza PCM 20 marzo 2003, n. 3274

4.1.5. Inquadramento idrografico e idrologico

L'idrografia del versante Adriatico del Gargano è particolarmente modesta. A causa delle caratteristiche geologiche, morfologiche e del clima, infatti, per la generale conformazione del territorio con estese superfici pianeggianti con scarse pendenze, non sono individuabili linee di displuvio definite, bensì, aree con spartiacque indeterminato. Il drenaggio delle acque meteoriche avviene attraverso i corsi d'acqua effimeri ed a regime torrentizio, che hanno inciso nel substrato valli poco profonde e svasate, con un fondo piatto ricoperto da importanti spessori di sedimenti alluvionali essenzialmente limo-argillosi. Solo in occasione di precipitazioni particolarmente intense gli impluvi possono convogliare grossi quantitativi di acqua, poiché la successione calcareo-dolomitica del Gargano è fortemente permeabile per fessurazione e per carsismo. Sensibili limitazioni alla permeabilità delle rocce carbonatiche sono imputabili o alla presenza di cospicui livelli dolomitici oppure, ad un minore stato di fessurazione accompagnato da riempimenti di terra rossa.

Diversamente, il Gargano è sede dei bacini lacustri più importanti e imponenti della regione Puglia. Questi, caratterizzati da una minima profondità, sono i laghi di Lesina (area di 51 Km² e profondità massima di 1,50 m) e di Varano (60 Km² e 5,50 m rispettivamente). Si tratta di antiche lagune ora totalmente separate dal mare. La costituzione di barre costiere, alimentate dai detriti trasportati dal Fortore, dal Saccione, dal Biferno e dagli altri corsi appulo-molisani, ha creato in epoca preistorica il bacino di Lesina e successivamente in epoca romana quello di Varano.

Idrogeologia del Lago di Varano

Il Lago di Varano presenta una superficie idrica di circa 64 km². Lungo la sua costa, a differenza del lago di Lesina, si rinvencono numerose sorgenti, molte delle quali subacquee (Figura 4.6). La presenza di efflussi

sorgivi è stata accertata anche grazie al telerilevamento, effettuato da aereo mediante scanner multispettrale, operando nelle lunghezze d'onda dell'infrarosso termico (CASMEZ).

Nel tratto di costa compreso tra Bocche di Terzagna e Torre Antoniacchia, lungo la costa orientale del lago, sono stati censiti efflussi di notevoli dimensioni ed elevato contrasto termico.

Nella stessa area, Cotecchia e Magri (1966) individuano tre polle subacquee e una cospicua sorgente subaerea, nota come sorgente Irchio.

Il tratto costiero compreso tra Fiumicello e S. Nicola Varano, nel settore meridionale, presenta altri gruppi di sbocchi molto estesi. Gli autori su menzionati individuano, lungo tale fascia, due polle subacquee ed una serie di scaturigini di modesta entità oltre alla più cospicua sorgente Bagno.

Il tratto S. Nicola Varano - Ponte Girevole presenta efflussi di dimensioni e contrasto termico medi, in corrispondenza di affioramenti calcarei e calcareo-dolomitici.

Nello stesso settore, Cotecchia e Magri (1966) localizzano due polle ed una serie di scaturigini, tra le quali, quelle di maggiore portata sono Baresella, S. Nicola e Fascia.

Gli studi effettuati sul lago evidenziano che, in sostanza, il livello del lago è sostanzialmente stabile e di poco superiore a quello del mare; gli scambi idrici tra i due corpi si possono ritenere esigui, vista la modesta sezione idrica che li pone in comunicazione (Perrone, 1906; De Angelis, 1964). Numerosi interventi umani si sono succeduti nei decenni per ridurre prima i rischi sanitari e quindi quelli ecologici connessi allo scarso ricambio delle acque.

Tale effetto è stato ottenuto, in estrema sintesi, favorendo l'ingresso di acqua marina. In tal modo la salinità idrica è tendenzialmente aumentata pur se è definibile bassa per tale tipo di lago.

In particolare, nel periodo compreso tra il 1949 ed il 1963, la salinità è variata in un range compreso tra 16,42 g/l e 23,12 g/l (De Angelis, 1964). I massimi corrispondono ai rilievi effettuati subito dopo interventi su ciascun incile. Dato il carattere saltuario ed effimero dei contributi provenienti dal ruscellamento, si può assumere, in prima approssimazione, che le uniche entrate nel lago siano rappresentate dalle piogge dirette e dalle acque sorgive aeree e subacquee.

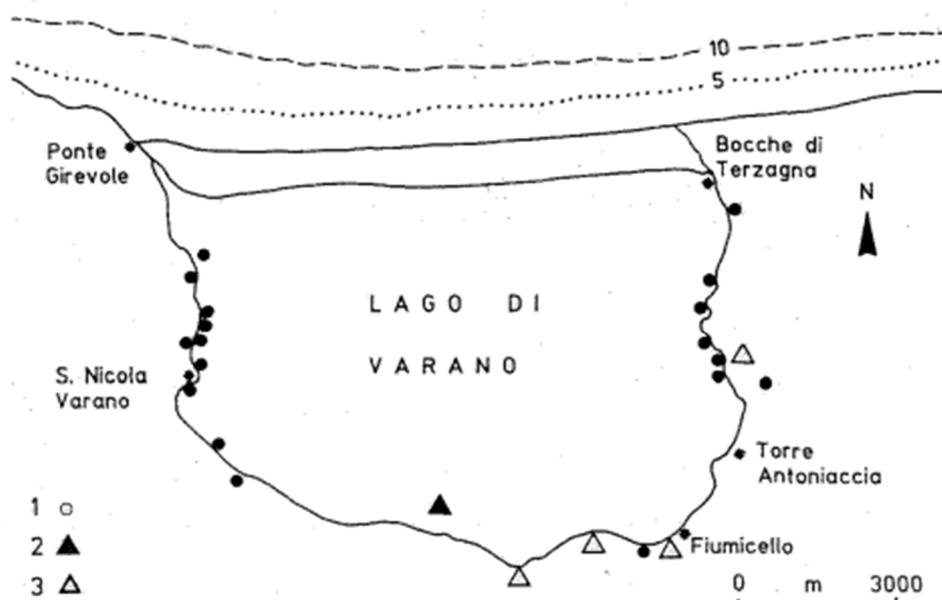


Figura 4.6 – Schema degli efflussi individuati lungo le sponde del lago di Varano.
1) sorgente; 2) fronte sorgivo; 3) sorgente di cui sono disponibili misure di portata.

Fonte: CNR-CERIST, BARI (2000).

Idrogeologia delle aree a terra

Nella zona occidentale del Gargano la falda circola spesso in pressione, localmente su più livelli, lateralmente in interconnessione idraulica tra loro.

La ricarica della falda avviene in forma essenzialmente concentrata in corrispondenza dei ripiani a doline di Sannicandro Garganico, S. Marco in Lamis e S. Giovanni Rotondo (Cotecchia e Magri, 1966).

Il deflusso idrico è diretto perpendicolarmente alla costa; l'acqua di falda scaturisce su fronti piuttosto estesi, con portate medie complessive di 1140 l/s, di 1400 l/s e di 900 l/s, in corrispondenza rispettivamente dei laghi di Lesina e Varano, e della zona di Manfredonia.

Lo spartiacque sotterraneo in questo settore del Gargano è spostato verso Sud rispetto all'asse mediano del promontorio; a causa della maggiore estensione della zona di alimentazione, la potenzialità idrica del versante settentrionale è quindi più elevata, come testimoniato sia dai maggiori apporti sorgivi in corrispondenza dei laghi di Lesina e Varano e sia dalla maggiore salinità delle acque di falda della zona di Manfredonia.

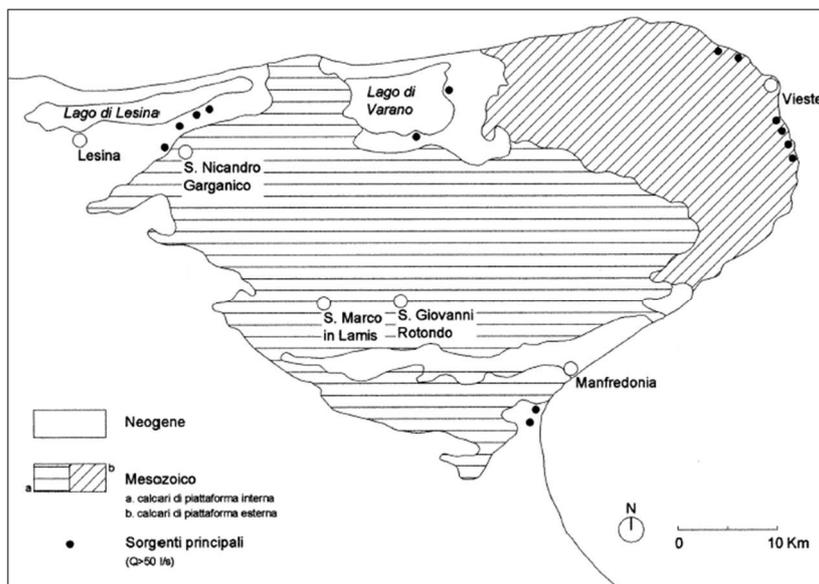


Figura 4.7 – Principali unità idrogeologiche del Gargano

4.2. Analisi dei vincoli della pianificazione nazionale e regionale

4.2.1. Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR-Puglia)

Il Piano Paesaggistico Territoriale (PPTR) della Regione Puglia, redatto ai sensi degli artt. 135 e 143 del D.lgs. 22 gennaio 2004, n. 42 "Codice dei beni culturali e del Paesaggio", rappresenta lo strumento di pianificazione finalizzato alla tutela, alla valorizzazione, al recupero e alla riqualificazione dei paesaggi pugliesi.

Tale piano divide il territorio Regionale viene in 11 ambiti di paesaggio a seconda delle peculiarità naturali e storiche e sono stati individuati attraverso una valutazione di vari fattori come:

- la conformazione storica delle regioni geografiche;
- i caratteri dell'assetto idrogeomorfologico;
- i caratteri ambientali ed ecosistemici;
- le tipologie insediative: città, reti di città infrastrutture, strutture agrarie;
- l'insieme delle figure territoriali costitutive dei caratteri morfotipologici dei paesaggi;
- l'articolazione delle identità percettive dei paesaggi.

Il progetto proposto appartiene all'ambito 1.1 "Sistema ad anfiteatro dei laghi di Lesina e Varano" caratterizzata da zona pianeggiante e superfici di oliveto, vigneto e seminativo (REGIONE PUGLIA - Assessorato all'Assetto del Territorio, s.d.).

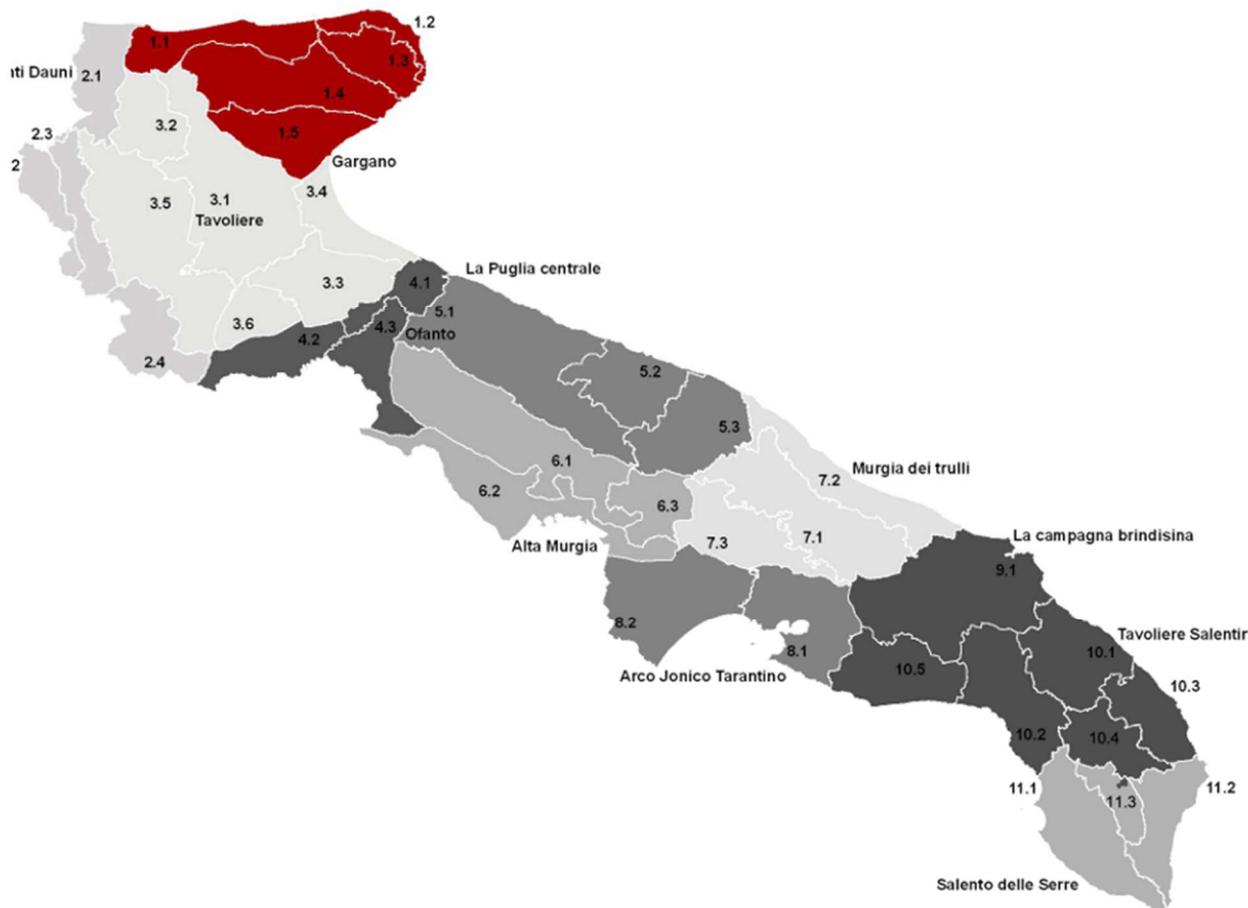


Figura 4.8 - Ambito di paesaggio 1.1 "Sistema ad anfiteatro dei laghi di Lesina e Varano"

Fonte: Regione Puglia

In generale, le opere in progetto non presentano incompatibilità con il PPTR, anche in virtù del fatto che, ai sensi dell'art.12 comma 1 del D.lgs. 387/2003, esse risultano strategiche e di pubblica utilità.

4.2.2. Aree naturali protette e aree della Rete Natura 2000

Aree naturali protette

Le aree naturali protette sono aree nelle quali è necessario garantire, promuovere, conservare e valorizzare il patrimonio naturale di specie animali e vegetali di associazioni forestali, di singolarità geologiche, di valori scenici e panoramici, di equilibri ecologici.

La Legge 394/91, *Legge Quadro sulle Aree Protette*, individua le aree naturali protette nazionali (Parchi nazionali, Riserve naturali statali e Aree Marine Protette) e le aree naturali protette regionali (Parchi naturali regionali), istituendo l'Elenco ufficiale delle aree protette (EUAP) in base a dei criteri stabiliti con Delibera del Comitato Nazionale per le Aree Naturali Protette del 1° dicembre 1993.

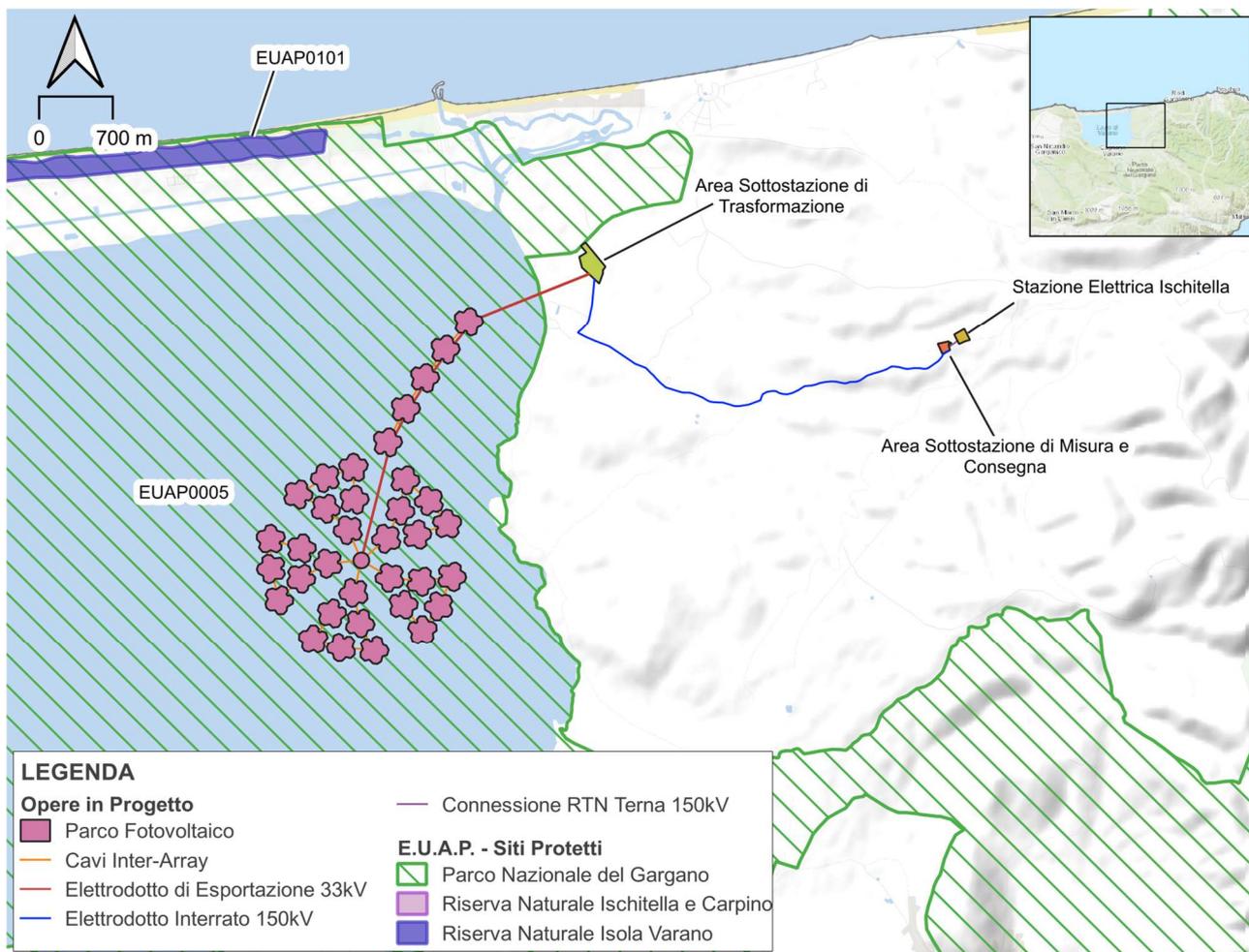


Figura 4.9 – Perimetrazioni delle aree naturali protette.

Elaborazione iLStudio su dati Geoportale Nazionale.

Le opere in progetto ricadono esclusivamente nel *Parco Nazionale del Gargano* (EUAP0005). Esse saranno realizzate tutelando l'ecosistema circostante, con l'obiettivo di non alterare l'ambiente limitrofo.

Rete Natura 2000

La Rete Natura 2000, istituita ai sensi della Direttiva 92/43/CE ("Direttiva Habitat"), è un insieme di siti particolari creati dall'Unione Europea al fine di tutelare gli habitat naturali e le specie di animali e vegetali che ne fanno parte, tenendo in considerazione le esigenze economiche e sociali delle zone limitrofe. I siti che appartengono alla rete sono considerati di notevole valore, in quanto ospitano esemplari di fauna e flora di interesse conservazionistico.

La rete ecologica, che si estende su tutto il territorio dell'Unione Europea, è suddivisa in Siti di Importanza Comunitaria (SIC), che vengono designati come:

- Zone di Protezione Speciale (ZPS), ai sensi della Direttiva Uccelli (2009/147/CE), mirante alla protezione di tutte le specie di uccelli vulnerabili elencati dalla Direttiva;
- Zone Speciali di Conservazione (ZSC), mirante alla tutela dei siti ecologici.

Le parti di progetto ricadenti nei siti Rete Natura 2000 sono: l'impianto fotovoltaico e i cavi inter-array; in particolare esse interessano la ZSC IT9110001 "Isola e Lago di Varano" e la ZPS IT9110037 "Laghi di Lesina e Varano". Per una valutazione dettagliata circa la compatibilità del progetto con aree ZSC e ZPS si rimanda all'elaborato "Studio Preliminare Ambientale" allegato al progetto.

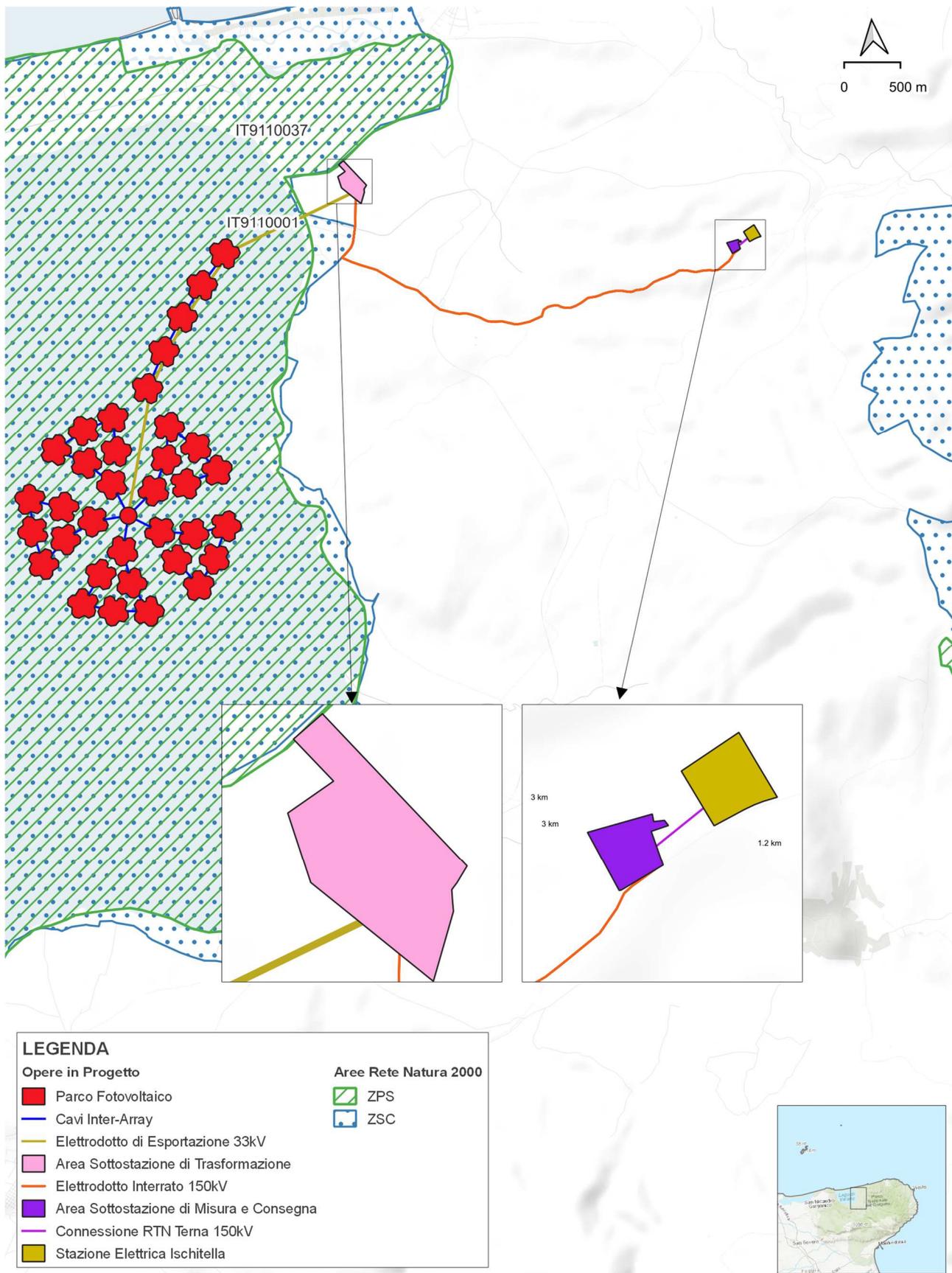


Figura 4.10 – Inquadramento area di intervento su mappatura Rete Natura 2000.

Elaborazione iLStudio su mappatura Rete Natura 2000.

4.2.3. IBA e zone umide, riparie, foci dei fiumi

Aree IBA

Le *Important Birds Areas*, sono aree chiave per la tutela degli uccelli e della biodiversità. Per essere riconosciuta come IBA, un'area deve possedere almeno una tra le seguenti peculiarità:

- ospitare un numero significativo di specie minacciate a livello globale,
- far parte di una tipologia di aree importanti per la conservazione di particolari specie (es. zone umide);
- essere una zona in cui si concentrano molti uccelli in migrazione.

Le opere di progetto, a terra e flottanti, ricadono interamente nell' **IBA 203** "Promontorio del Gargano e Zone Umide della Capitanata".

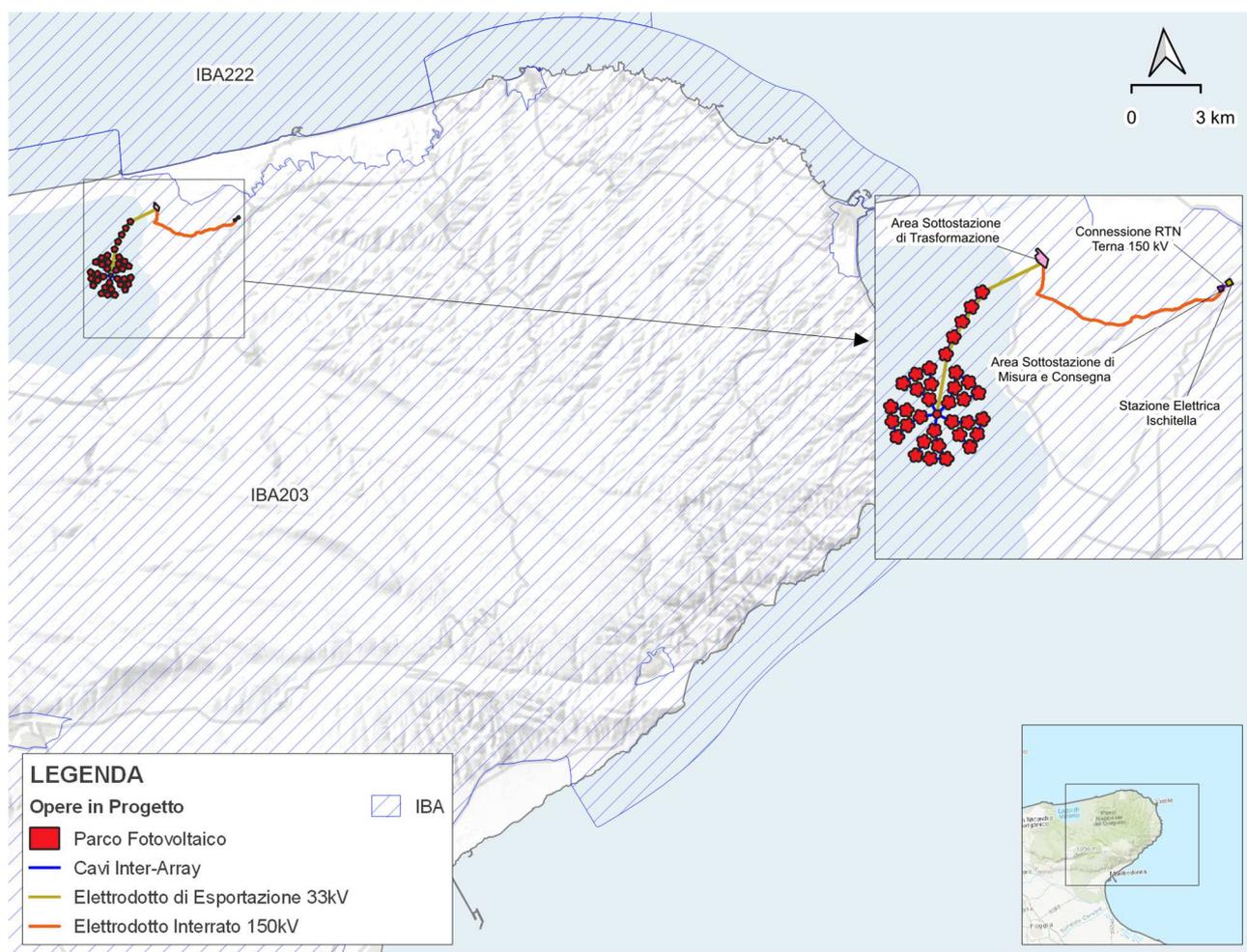


Figura 4.11 - Opere di progetto su perimetrazione IBA.

Elaborazione ILStudio.

Per una migliore comprensione della tematica avifaunistica, nella fase successiva di progetto, sarà condotta da specialisti ornitologi una campagna di monitoraggio.

Zone umide

Le zone umide in Italia comprendono paludi naturali o artificiali, permanenti o temporanee, zone di acqua marina con profondità non superiore ai sei metri, zone fluviali, acquitrini. Alcune di queste aree umide sono di importanza internazionale e sono state individuate, classificate e adesso tutelate ai sensi della Convenzione di Ramsar. Quest'ultima è stata firmata a Ramsar con l'obiettivo di individuare, analizzare e tutelare quelle

particolari zone umide dove vi sono habitat e avifauna particolarmente importanti.

Le zone Ramsar sono 2433 distribuite in 172 Paesi, delimitando una superficie totale di circa 255 milioni di ettari. In Italia, le zone Ramsar sono 57, distribuite in 15 Regioni per una superficie totale di 73987 ettari.

L'area in cui si sviluppano le opere di progetto non ricade in nessuna delle zone umide della Regione Puglia.

4.2.4. Piano di assetto idrogeologico

Il Piano di Stralcio per Assetto Idrogeologico (PAI), elaborato dall'Autorità interregionale di Bacino della Puglia ai sensi dell'art. 17 comma 6-ter della Legge 183/89 (oggi abrogata dal D.Lgs152/2006), è stato approvato in via definitiva il 30/11/2005. Il PAI ha valore di piano territoriale di settore e costituisce lo strumento conoscitivo, normativo e tecnico-operativo mediante il quale sono pianificate e programmate le azioni e le norme d'uso finalizzate alla conservazione, alla difesa e alla valorizzazione del suolo ricadente nel territorio di competenza dell'Autorità di bacino della Puglia.

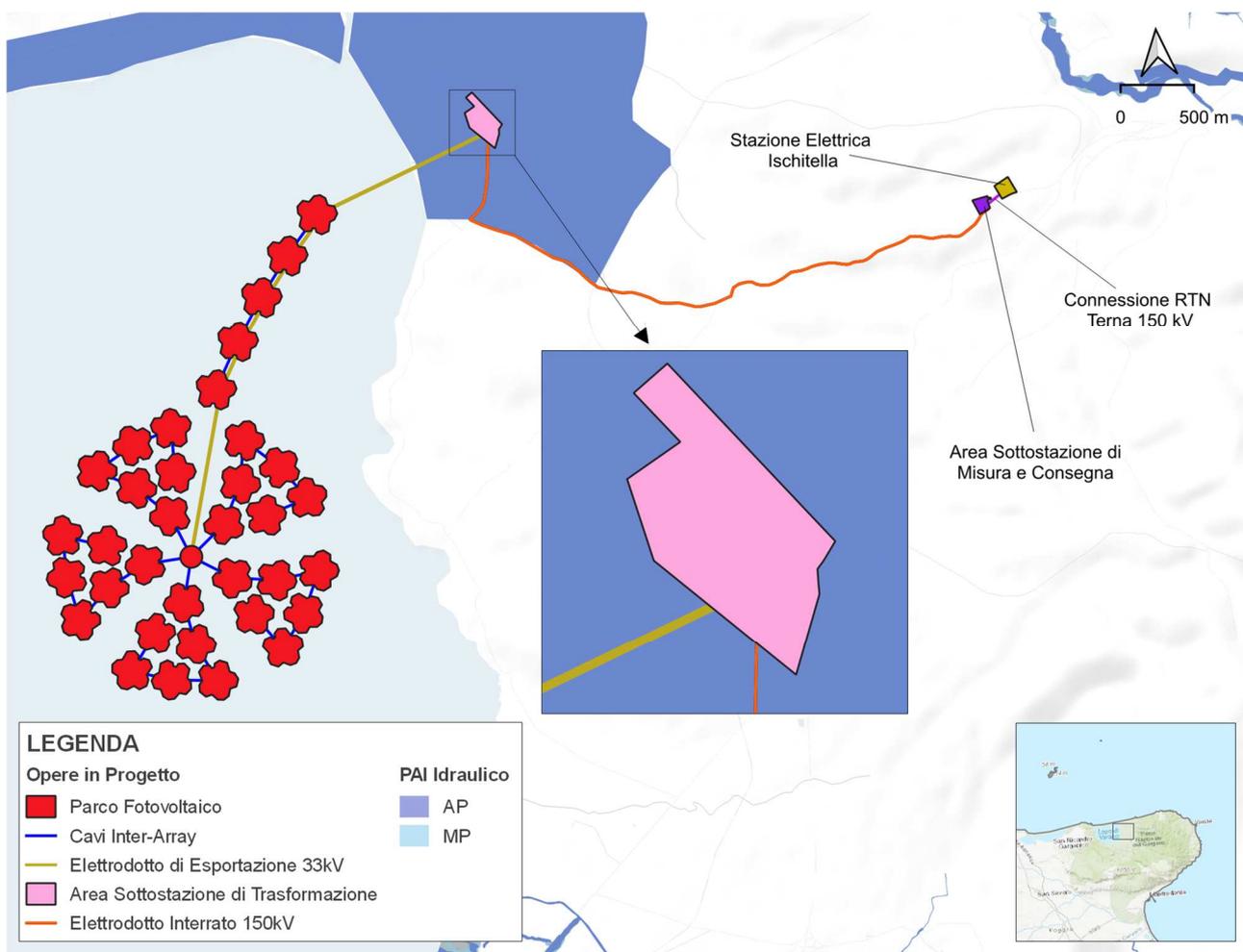


Figura 4.12 – Opere di progetto su perimetrazione PAI assetto idraulico.
 Elaborazione iLStudio.

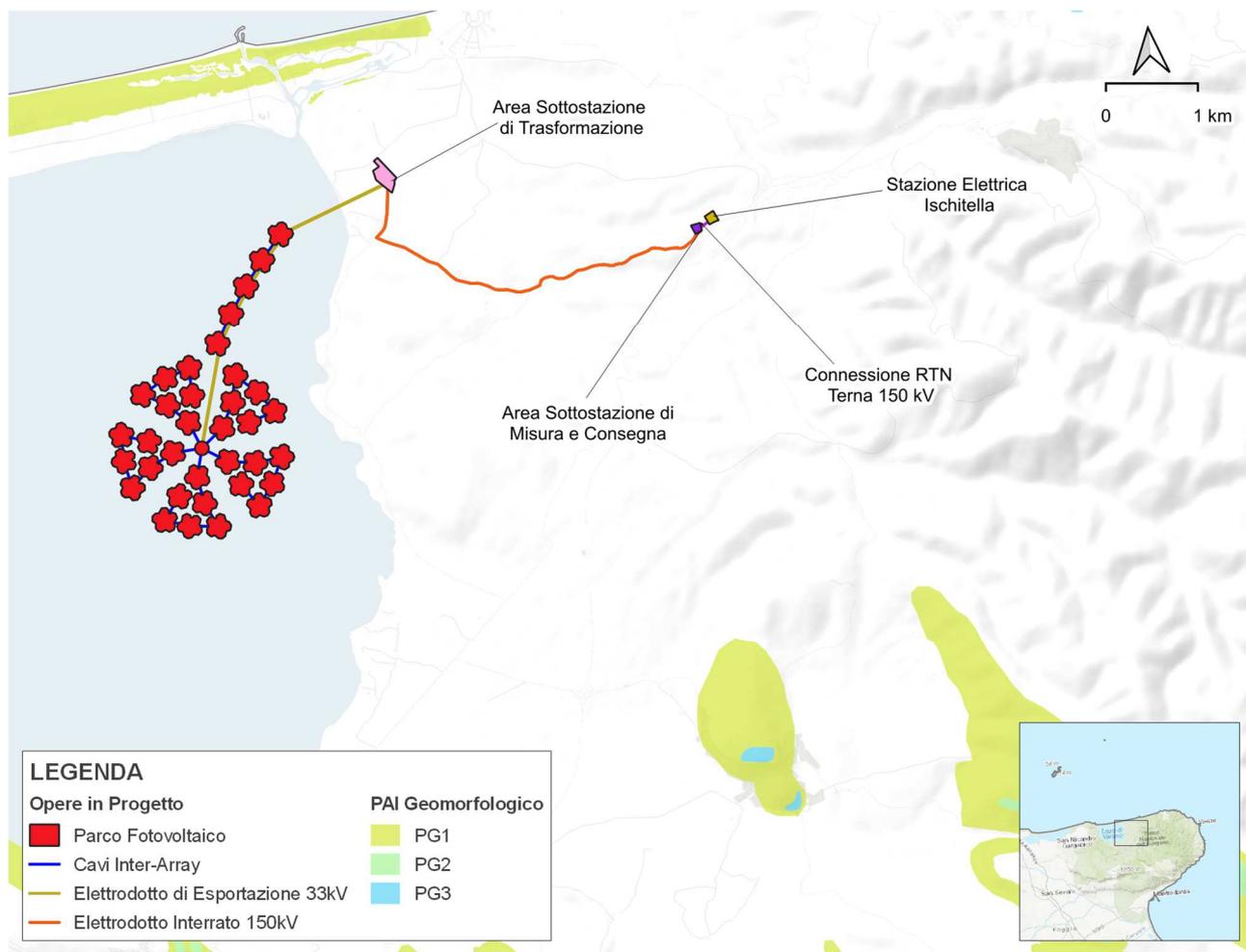


Figura 4.13 - Opere di progetto su perimetrazione PAI assetto geomorfologico.

Elaborazione iLStudio.

4.2.4.1. Assetto idraulico

Dalla consultazione delle cartografie di settore, il percorso dell'elettrodotto interrato di progetto e il TJB intersecano un'area con pericolosità idraulica alta. In merito a questo, secondo l'art. 7 comma 1, tale opera rientra tra gli interventi consentiti, essendo un'opera che riguarda un servizio di pubblico interesse e coerente con le prescrizioni delle NTA del PAI. Ad ogni modo, ai sensi del comma 2, Nella fase successiva di progetto ci sarà la redazione di uno studio di compatibilità idrologica ed idraulica. Infine il progetto non risulta in contrasto con le prescrizioni del PAI.

4.2.4.2. Assetto geomorfologico

Il progetto in esame non ricade in nessun'area di pericolo geomorfologico.

4.3. Piano Territoriale di Coordinamento della Provincia di Foggia (PTCP)

Il Piano Territoriale di Coordinamento della Provincia di Foggia (PTCP) è un documento di programmazione generale riferito all'intero territorio provinciale, che riporta indirizzi e prescrizioni utili a garantire un assetto funzionale del territorio in sinergia con la programmazione socio-economica. Il PTCP, redatto in coerenza con il DRAG/PUG, approvato con Delibera della Giunta Regionale n.1328 del 3 Agosto 2007, e con il "Documento regionale di assetto generale, relativo ai piani territoriali di coordinamento provinciali", presentato in conferenza dei Servizi il 23 Maggio 2008 (DRAG/PTCP).

In generale il progetto risulta compatibile con le disposizioni indicate all'interno del presente Piano.

4.3.1. Piano Regolatore Generale – Comune di Ischitella

Il Piano Regolatore Generale (PRG) è lo strumento di pianificazione territoriale utilizzato dalle autorità comunali e locali per regolare lo sviluppo urbano e la gestione del territorio all'interno di un determinato comune o area. Il PRG è uno strumento importante per la gestione del territorio e l'urbanistica, in quanto aiuta a prevenire problemi legati all'espansione incontrollata delle città, alla congestione del traffico, all'uso inefficiente del suolo e all'accesso agli spazi pubblici. Inoltre, il coinvolgimento della comunità locale nella pianificazione del PRG è spesso incoraggiato per garantire che le decisioni riguardo allo sviluppo del territorio rispecchino le esigenze e le aspettative della popolazione locale.

La Regione Puglia con atto n.2700 del 1° luglio 1991 ha deliberato l'approvazione definitiva del piano regolatore generale adottato dal comune di Ischitella con provvedimento del consiglio comunale n.4 del 23 maggio 1985.

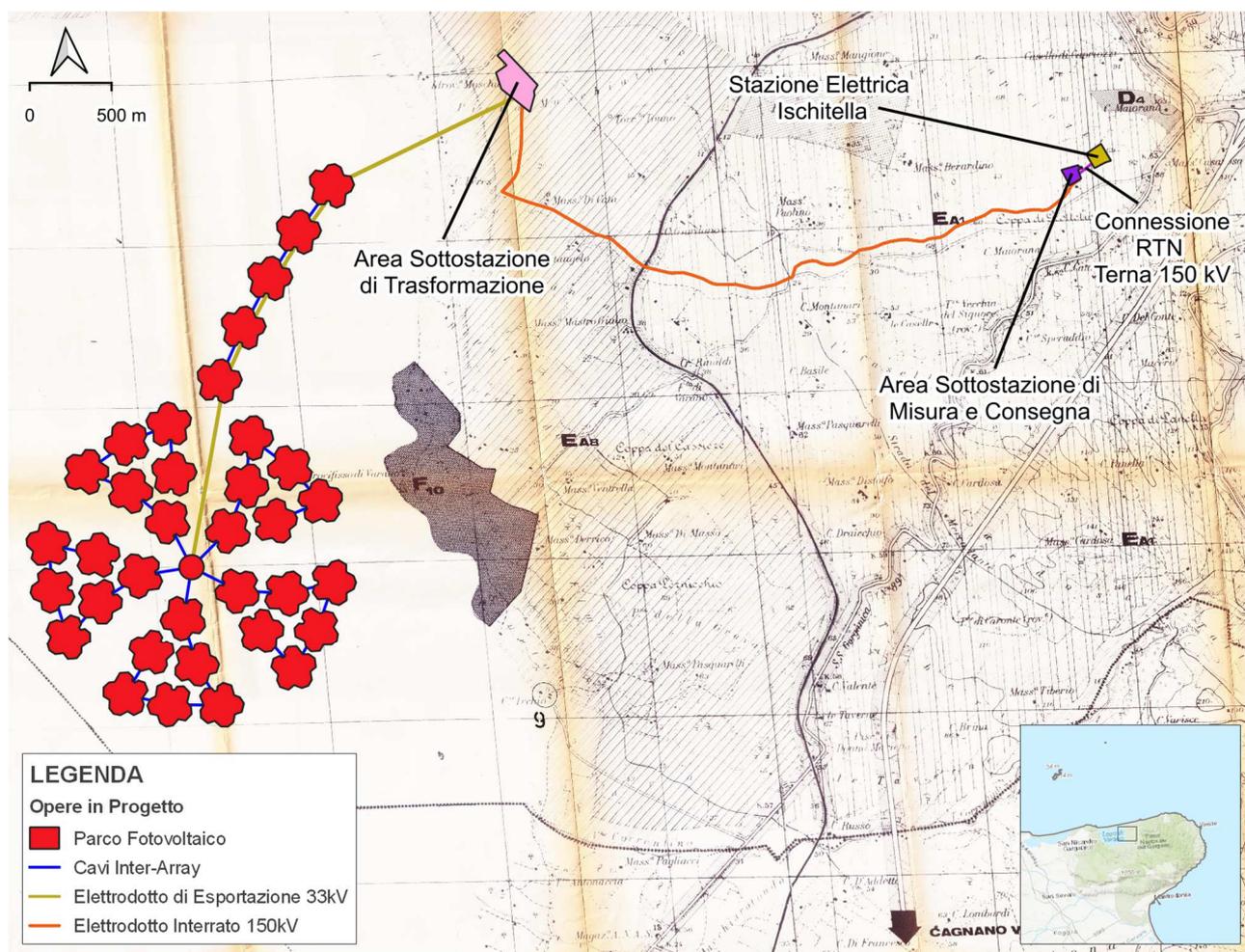


Figura 4.14 – PRG, Comune di Ischitella.

Elaborazione iLStudio.

In riferimento alle tavole del PRG del Comune di Ischitella, le opere di progetto ricadono nelle seguenti zone:

- zona omogenea EA1 “Verde agricolo” (elettrodotto interrato 150 kV e sottostazione di misura e consegna);
- zona omogenea EA6 “Verde agricolo speciale con vincolo di inedificabilità” (elettrodotto di esportazione 33kV);
- zona omogenea EA8 “Verde agricolo speciale con possibilità di insediamenti agro-turistici” (sottostazione di trasformazione ed elettrodotto interrato 33 kV e 150 kV).

PARCO FOTOVOLTAICO FLOTTANTE NELLA LAGUNA COSTIERA DI VARANO PROGETTO PRELIMINARE		
Relazione generale		
Codice documento: F0223GR00RELGEN00b	Data emissione: Ottobre 2023	Pagina 22 di 41

In generale il progetto risulta compatibile con gli strumenti urbanistici vigenti. Ai sensi dell'art.12 D.lgs. 387/2003 il progetto proposto, comprensivo delle opere connesse, è dichiarato di pubblica utilità, indifferibile ed urgente e pertanto, qualora necessario, l'autorizzazione unica costituirà variante allo strumento urbanistico.

4.4. L.R. n.31 del 21 Ottobre 2008

L'art. 2, comma 1 della L.R. n.31 del 31 Ottobre 2008 "Norme in materia di produzione di energia da fonti rinnovabili e per la riduzione di immissioni inquinanti e in materia ambientale" riporta che "è vietata la realizzazione di impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica:

[...]

- c) *nei siti della Rete Natura 2000 (siti di importanza comunitaria (SIC) e zone di protezione speciale (ZPS) ai sensi delle direttive comunitarie 92/43/CEE del Consiglio, del 21 maggio 1992, relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche e 79/409/CEE del Consiglio, del 2 aprile 1979, concernente la conservazione degli uccelli selvatici";*
- d) *nelle aree protette nazionali istituite ai sensi della legge 6 dicembre 1991, n. 394 (Legge quadro sulle aree protette). [...]*

Il progetto in esame riguarda un impianto fotovoltaico galleggiante ricadente in siti Natura 2000 e nel Parco Nazionale del Gargano. Per una valutazione dettagliata circa la compatibilità del progetto con aree ZSC e ZPS si rimanda all'elaborato "Studio Preliminare Ambientale" allegato al progetto.

4.5. Piano di Sviluppo Costiero

Il Piano di Sviluppo Costiero (PSC), predisposto dal Gruppo di Azione Costiero (GAC), è uno strumento di pianificazione finalizzato ad uno sviluppo sostenibile della zona di pesca delle Lagune del Gargano, creando un sistema organizzato per la gestione delle attività di pesca nel territorio lagunare e promuovendone la qualità dei prodotti derivanti dal settore e la cooperazione tra le imprese. Le aree principali di intervento sono i centri costieri di Lesina, San Nicandro G.co, Cagnano Varano e Ischitella e i laghi costieri di Lesina e Varano.

Il progetto non interferisce con gli obiettivi definiti nel PSC.

4.6. Interazione con attività umane e infrastrutture esistenti

4.6.1. Vincoli derivanti dalle attività di navigazione marittima e dalla pesca

Dall'analisi dell'area di progetto si è rilevato che:

- il traffico marittimo di merci e persone non interessa l'area in cui si prevede la realizzazione dell'impianto;
- la pesca all'interno del lago di specie quali anguilla, orata, spigola e cefalo, rappresenta un'importante risorsa economica per la popolazione, tuttavia attualmente tale attività sta riscontrando grosse difficoltà (Gargano", s.d.).

Secondo uno studio condotto nel 2016 (Pazienza, 2016) all'interno del lago di Varano sarebbero presenti impianti per attività di acquacultura. In previsione della possibile presenza di dette attività e considerando, quindi, che queste aree possono essere potenzialmente idonee allo svolgimento di esse, il parco è stato posizionato evitando sovrapposizioni.

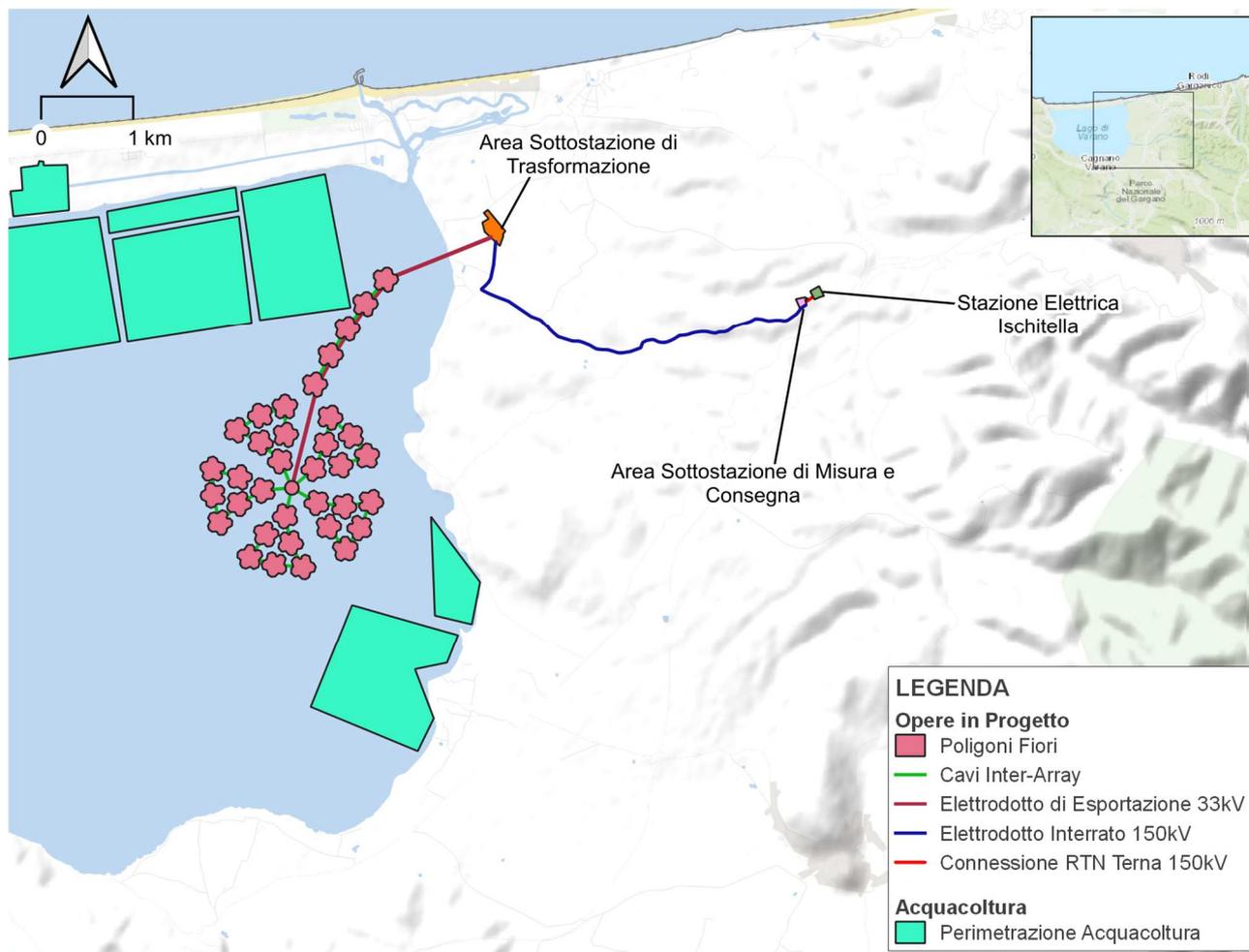


Figura 4.15 – Perimetrazioni aree attività di acquacoltura.

Elaborazione iLStudio su dati (Pazienza, 2016)

4.6.2. Asservimenti derivanti alle attività aeronautiche civili e ambientali

La localizzazione del parco fotovoltaico è stata valutata anche sulla base di considerazioni relative alla sicurezza della navigazione aerea. Il Paragrafo 12.2 *Controllo dei rischi per la navigazione aerea* all'interno del Capitolo 4 del Regolamento per la Costruzione e l'Esercizio degli Aeroporti riporta che nelle zone interessate da superfici di avvicinamento, di decollo e orizzontale interna ed esterna, sono oggetto di limitazioni determinate attività e costruzioni, tra cui: manufatti con finiture esterne riflettenti ed impianti fotovoltaici.

Secondo quanto previsto dalla Linea Guida ENAC LG-2022/022-APT *“Valutazione degli impianti fotovoltaici nei dintorni aeroportuali”* per i parchi fotovoltaici è richiesta istruttoria e parere/nulla osta di ENAC se collocati entro la Superficie Conica dall'ARP (*Aerodrome Reference Point*) dell'aeroporto più vicino. Sono da considerarsi di interesse aeronautico i seguenti parametri: distanza dall'aeroporto, tipo di installazione, estensione impianto e potenza dell'impianto. Il valore della proiezione a terra della superficie Conica di limitazione ostacoli è correlato al codice di aeroporto ove è praticata la circuitazione.

Nel caso in esame l'impianto fotovoltaico risulta essere distante circa 51 km dall'aeroporto più vicino ovvero l'Aeroporto di Foggia “Gino Lisa”, pertanto ad una distanza superiore a 6 km dall'ARP.

Pertanto, il presente parco non rientra nell'iter di valutazione di interesse aeronautico e quindi non sarà posto a istruttoria e parere/nulla osta di ENAC.

4.6.3. Aree sottoposte a restrizioni di natura militare

In Figura 4.16 si riportano le zone delimitate secondo carta ENAV. Le opere in progetto interessano la Zona Regolamentata "R307", in cui sono previste attività militari APR (A Pilotaggio Remoto) e nella Zona di Controllo CTR Amendola "Zona 1".

L'area in cui si prevede la realizzazione dell'impianto fotovoltaico flottante non ricade in aree adibite ad esercitazioni militari e zone dello spazio aereo soggette a restrizioni.

Pertanto, il progetto non presenta elementi che possano determinare delle interferenze con le attività svolte nell'area.

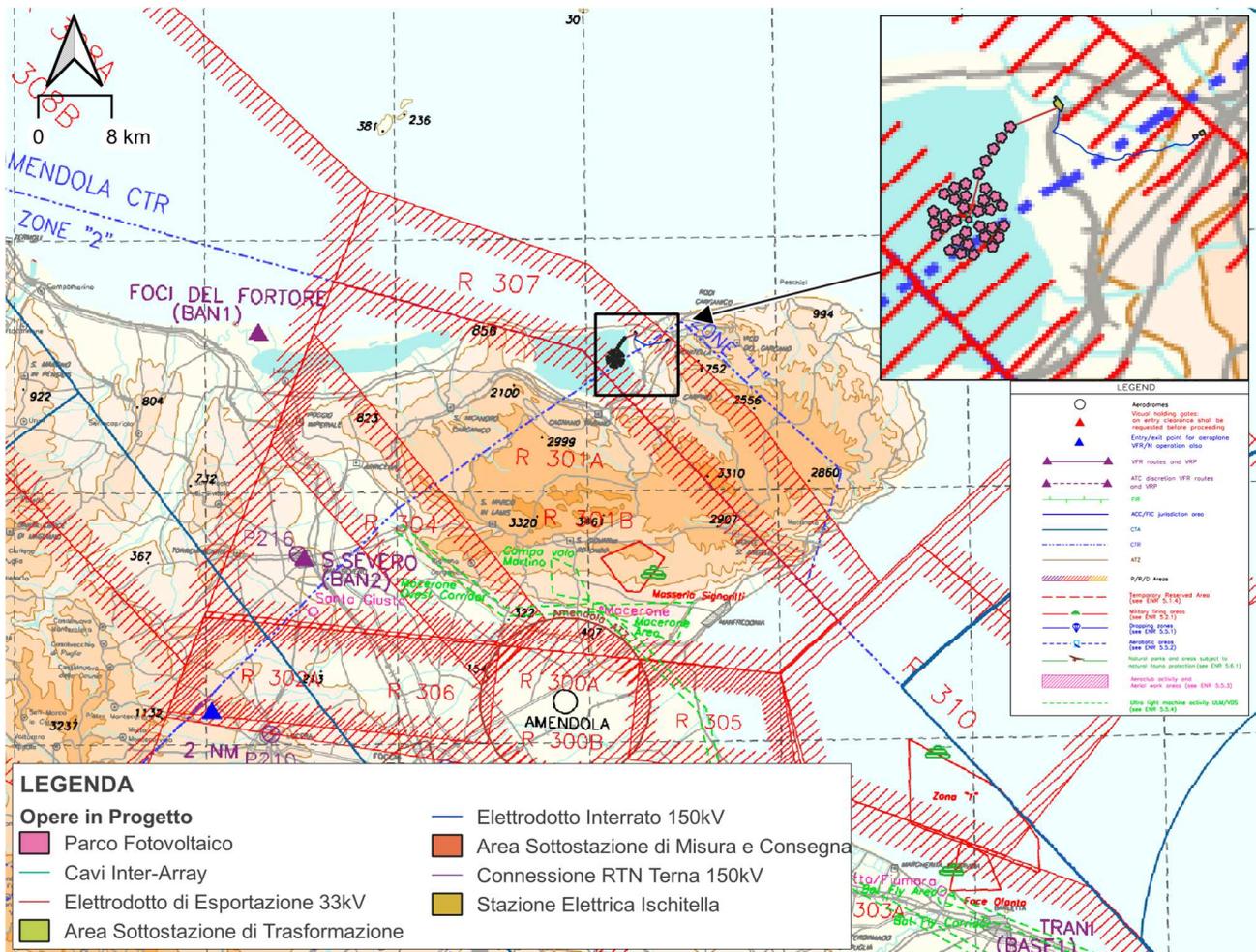


Figura 4.16 – Zone mappa VFR nell'area di progetto.

4.6.4. Sistema locale dei trasporti

Per la costruzione dell'impianto potranno essere utilizzati i servizi stradali, ferroviari e portuali presenti nell'area illustrati dalla cartografia tematica riportata in Figura 4.17. L'area risulta servita da una rete stradale con prevalente presenza di strade extraurbane di tipo C. Le infrastrutture dell'impianto non interferiscono con tali servizi. Infatti, la posa dell'elettrodotto avverrà in trincea oppure in TOC (dove necessario) prediligendo i percorsi stradali preesistenti.



POI

- Stazione Ferroviaria
- Stazione ferroviaria di progetto
- Aeroporto Core
- Aeroporto Comprehensive
- Aeroporto militare/cargo
- Porto Core
- Porto Comprehensive
- Porto Core ALI
- Porto Comprehensive ALI
- Terminal Ferro-Gomma Core
- Terminal Ferro-Gomma Core di progetto
- Terminal Ferro-Gomma Core ALI
- Centro di mobilità
- Centro di mobilità Stagionale
- Nuova Stazione Bari Aeroporto

Rete Ferroviaria

- Doppio Binario Elettrificato
- Singolo Binario Elettrificato
- Doppio Binario non Elettrificato
- Singolo Binario non Elettrificato
- Binario Dismesso

Rete stradale

- Strada Extraurbana di tipo A
- Strada Extraurbana di tipo B
- Strada Extraurbana di tipo C
- Strada Extraurbana di tipo F
- Altra viabilità

Figura 4.17 – Sistema locale dei trasporti.

Fonte: Piano Regionale dei trasporti della regione Puglia - Tavola 2.

5. ELEMENTI COSTITUTIVI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Il parco fotovoltaico si compone di molteplici elementi operativi che assolvono a differenti compiti, descritti nel presente capitolo secondo le caratteristiche fisiche e tecniche e la loro disposizione all'interno dello schema di progetto. Per comodità gli argomenti vengono esauriti prima per la parte lagunare e poi per quella a terra del progetto.

Prima di procedere alla descrizione si riporta a seguire, come ausilio alla comprensione degli argomenti, uno schema a blocchi dell'intero impianto.

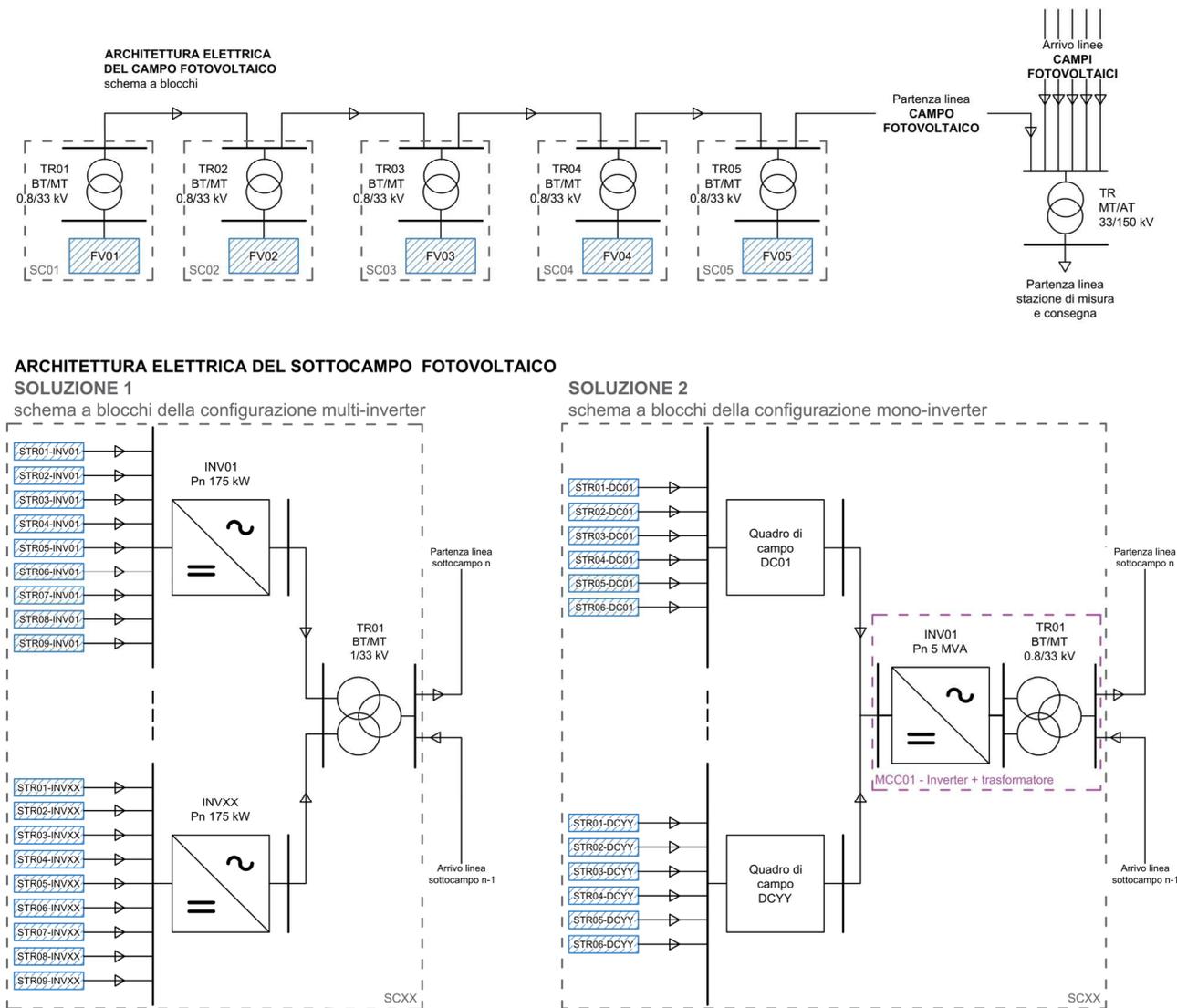


Figura 5.1 – Schema a blocchi dell'architettura elettrica del campo fotovoltaico.

Elaborazione iLStudio.

5.1. Parte lagunare

La parte nel lago dell'impianto si compone dei seguenti macro-elementi:

- Pannello fotovoltaico;
- Moduli di conversione CC/CA e trasformazione BT/MT;
- Sistema di sostegno (galleggianti o fissi);

- Rete di cavi elettrici;

5.1.1. Pannello fotovoltaico

Il progetto prevede l'installazione di 263200 pannelli fotovoltaici che garantiscono una potenza di picco per singolo pannello pari a 665 W.

Ogni pannello ha una struttura del tipo riportato nell'immagine a seguire ed è composto da:

- celle solari in silicio monocristallino;
- 2 lastre di vetro temperato con il compito di intrappolare le celle solari;
- un telaio in alluminio per sostenere i suddetti strati;
- silicone sigillante ai bordi del pannello per fissare gli strati al telaio.

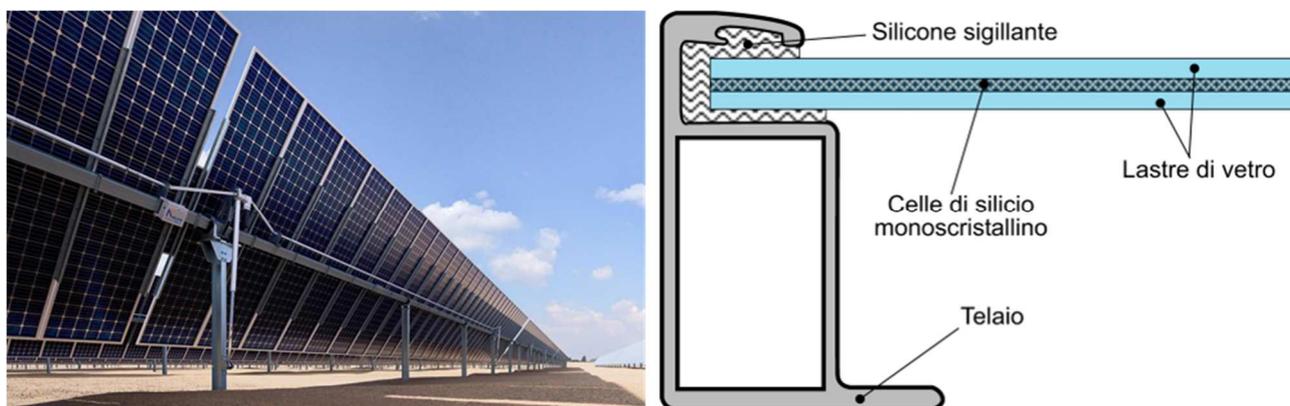


Figura 5.2 – Esempio di pannelli fotovoltaici e tipica struttura della singola faccia.

Elaborazione iLStudio.

Di seguito si riportano alcune caratteristiche meccaniche ed elettriche del pannello solare individuato, facendo riferimento al tipo Vertex prodotto dalla TrinaSolar.

Tabella 5.1 – Caratteristiche meccaniche ed elettriche pannello fotovoltaico tipo Vertex.

Numero di celle monocristalline [-]	132
Dimensioni principali del modulo [mm]	2384 x 1303 x 33
Peso del modulo [kg]	38.3
Spessore lastra di vetro frontale e posteriore [mm]	2
Spessore telaio [mm]	33
Massima potenza di picco [W]	665
Tensione VMPP [V]	38.3
Corrente IMPP [A]	17.39
Tensione a vuoto VOC [V]	46.1
Corrente di corto circuito ISC [A]	18.5
Efficienza [%]	21.4

Per quanto detto, si riporta nella seguente tabella un riepilogo dell'impianto in numeri.

Tabella 5.2 – Impianto fotovoltaico in numeri.

Elaborazione iLStudio.

Numero totale di pannelli [-]	263200
Potenza elettrica totale [MW]	~ 175

5.1.2. Modulo di conversione CC/CA e trasformazione BT/MT

Per ogni campo è previsto un modulo adoperato per la conversione da corrente continua ad alternata e per la trasformazione da bassa a media tensione. Maggiori dettagli verranno forniti nelle successive fasi di progetto; tuttavia si predispongono l'adozione di due possibili soluzioni tecniche, riportate nell'elenco seguente:

- Soluzione 1: modulo di conversione e modulo di trasformazione separati;
- Soluzione 2: modulo unico di conversione e trasformazione.

5.1.2.1. Soluzione 1: modulo di conversione e modulo di trasformazione separati

Nella presente soluzione, per il singolo campo, si propone l'utilizzo di 30 inverter. Ogni inverter riceve in input 9 cavi di stringa in CC ad una tensione di ~1 kV, restituendo come output un cavo in CA ad una tensione di ~0.8 kV.

A seguire si riportano alcune caratteristiche del generico inverter previsto, facendo riferimento al tipo SUN2000-185KTL-H1 prodotta dalla Huawei.

Tabella 5.3 – Caratteristiche principali inverter.

Fonte: Huawei.



INGOMBRI E PESO	
Dimensioni [mm]	1035 x 700 x 365
Peso [kg]	84
CARATTERISTICHE INPUT IN CC	
Massima tensione in ingresso [kV]	1.5
Range operativo di tensioni [kV]	0.5 - 1.5
Massima corrente per MPPT [A]	26
Max corr. corto circuito per MPPT [A]	40
CARATTERISTICHE OUTPUT IN CA	
Potenza attiva nominale [kW]	185 a 25°C
Tensione nominale [kV]	0.8
Massima corrente [A]	134.9 a 25°C

All'uscita dal modulo di conversione i sistemi cavo convergono in un unico nodo di giunzione dal quale parte un cavo tripolare diretto al modulo di trasformazione da bassa a media tensione. Tale modulo, per ogni campo, è costituito da un trasformatore che garantisce un aumento della tensione di esercizio da circa 0.8 kV a 33 kV. In totale, per l'intero impianto sono previsti 8 moduli di trasformazione.

Tra i vari componenti ancillari, il modulo prevede la presenza di:

- un sistema di controllo;
- UPS;
- un sistema antintrusione;
- un sistema di rilevazione incendi e accessori per lo spegnimento manuale;
- climatizzatori e ventilazione forzata per i trasformatori.

Per tale elemento si è scelto di adottare la soluzione ottimale di una E-House della tipologia proposta dalla C.R. Technology Systems, la quale risulta particolarmente compatta e duttile in fase di installazione e manutenzione.

Di seguito (Tabella 5.4) si riporta un consuntivo riportante le tensioni e le correnti previste nei due lati del trasformatore. Per maggiori dettagli si rimanda alla successiva fase di progetto.

In generale, per sostenere il modulo di conversione e quello di trasformazione è previsto l'utilizzo di una struttura fissa (con pali infissi o avvitati) o di una struttura galleggiante ancorata al fondale, così come già

specificato per i pannelli. Per maggiori dettagli relativi alle scelte progettuali si rimanda ad una successiva fase dello studio.

Tabella 5.4 – Tensioni e correnti previste in ingresso e uscita dal modulo di trasformazione.

Elaborazione iLStudio.



TRAFO LATO BT	
Corrente di esercizio [A]	~ 3600
Tensione nominale [kV]	0.8
Potenza attiva [MW]	~ 5
CARATTERISTICHE OUTPUT IN CA	
Corrente di esercizio [A]	~ 90
Tensione nominale [kV]	33
Potenza attiva [MW]	~ 5

5.1.2.2. Soluzione 2: modulo unico di conversione e trasformazione

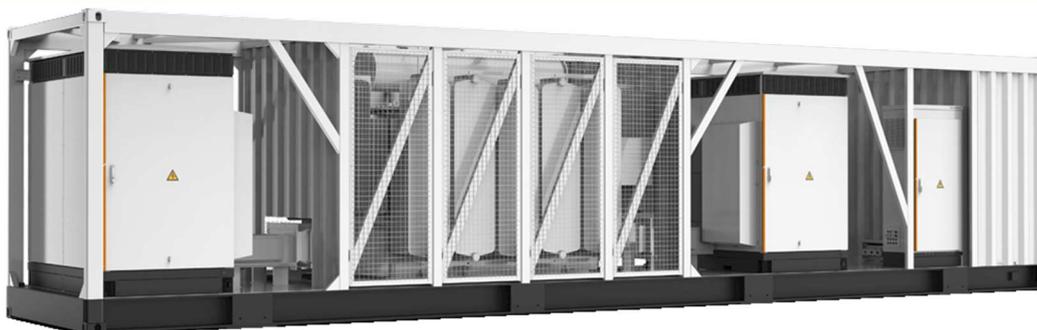
L'adozione di un unico modulo di conversione e trasformazione prevede per il singolo campo una soluzione compatta composta da un inverter e da un trasformatore. I cavi di stringa sono convogliati in opportuni nodi di giunzione dal quale partono cavi in CC che raggiungono l'ingresso dell'inverter ad una tensione di esercizio di circa 1 kV.

A seguire si riportano alcune caratteristiche del generico modulo compatto, facendo riferimento al generico tipo della serie SG prodotto dalla SunGrow power.

Tabella 5.5 – Caratteristiche principali modulo unico di conversione e trasformazione.

Fonte: SunGrow power.

CARATTERISTICHE OUTPUT IN CA		CARATTERISTICHE INPUT IN CC	
Potenza attiva nominale [kVA]	2 x 3437 a 45°C	Massima tensione in ingresso [kV]	1.5
Intervallo tensione nominale [kV]	20 - 35	Range operativo di tensioni [kV]	0.87 - 1.3
Massima corrente [A]	2 x 3308	Massima corrente [A]	2 x 3997
		Massima corrente cortocircuito [A]	2 x 10000
CARATTERISTICHE TRASFORMATORE		INGOMBRI E PESO	
Massima potenza nominale [kVA]	6874	Dimensioni [mm]	12192 x 2896 x 2438
		Peso [ton]	29



Anche per la presente soluzione, col fine di sostenere il modulo di conversione e trasformazione è previsto l'utilizzo di una struttura fissa (con pali infissi o avvitati) o di una struttura galleggiante ancorata al fondale, così come già specificato per i pannelli. Per maggiori dettagli relativi alle scelte progettuali si rimanda ad una successiva fase dello studio.

5.1.3. Sistema di sostegno

Il sistema di sostegno è deputato a supportare i pannelli fotovoltaici e i moduli di conversione e trasformazione.

Il sistema di sostegno dei moduli fotovoltaici consisterà in 35 strutture flottanti vincolate al fondale tramite apposito sistema di ormeggio e di ancoraggio, da definire dettagliatamente in una fase successiva del progetto, considerando anche le caratteristiche ambientali del sito di installazione.

Per quanto concerne i moduli inverter/trasformatore, laddove vi sia la possibilità, si potrebbe prevedere la loro installazione su strutture fissate sul fondale.

Relativamente ai moduli fotovoltaici, per il presente progetto attualmente si prevede l'installazione di sistemi di sostegno come quelli mostrati in Figura 5.3 e Figura 5.5.

Di seguito si riporta comunque una descrizione generale dei sistemi galleggianti potenzialmente impiagabili per l'installazione dei pannelli fotovoltaici.

In linea generale, i sistemi di sostegno dei moduli fotovoltaici sono costituiti dalle componenti di seguito descritte:

- **sistema galleggiante.** Esso può essere ad esempio delle tipologie mostrate nelle figure sottostanti:
 - la tipologia di installazione mostrata in Figura 5.3 è caratterizzata dal montaggio diretto dei moduli fotovoltaici sui galleggianti;
 - nei sistemi come quelli di Figura 5.4, i moduli sono collegati ad una membrana, rinforzata tramite strutture aggiuntive, e anelli tubolari per garantire la galleggiabilità;
 - nel caso di sistemi come quelli di Figura 5.5, i pannelli sono installati generalmente su strutture costituite da travi leggere reticolari in acciaio con profili laminati a freddo, a loro volta fissate ai corpi galleggianti.



Figura 5.3 - Pannelli fotovoltaici installati sui galleggianti.

Fonte: PV Power Plant Project of Yancheng (sx) e PV Sirindhorn Dam (dx).

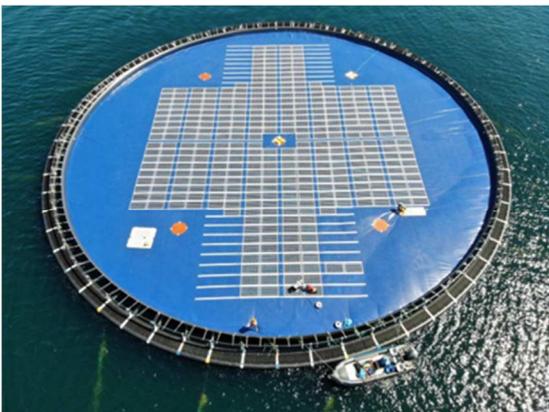


Figura 5.4 – Fotovoltaico galleggiante a membrana.

Fonte: Ocean Sun.



Figura 5.5 – Fotovoltaico galleggiante con struttura di supporto in acciaio.

- **sistema di ormeggio**, da dimensionare in modo tale da garantire sufficiente resistenza al tiro e il mantenimento della posizione, limitando gli spostamenti durante il funzionamento. Tra le principali soluzioni:
 - elementi tesi, costituiti generalmente da corda in materiale sintetico (poliestere o nylon) con tratti di catena. Gli elementi tesi sono inclinati o verticali e collegano la piattaforma galleggiante (sistema galleggiante sopra descritto) direttamente all'ancora utilizzando linee di ormeggio diritte. La stabilità di questo sistema è data dalle grandi forze di tensione nelle linee di ormeggio.
 - catenaria, collega l'ancora e la piattaforma galleggiante con una linea sospesa ed utilizza il peso proprio della catenaria come sistema stabilizzante. Quando la piattaforma si muove dalla posizione iniziale, la catena viene sollevata man mano che aumenta la distanza tra la piattaforma e l'ancora. Ciò fa sì che il peso aggiuntivo della parte portata in sospensione provochi una forza di ripristino della posizione iniziale.

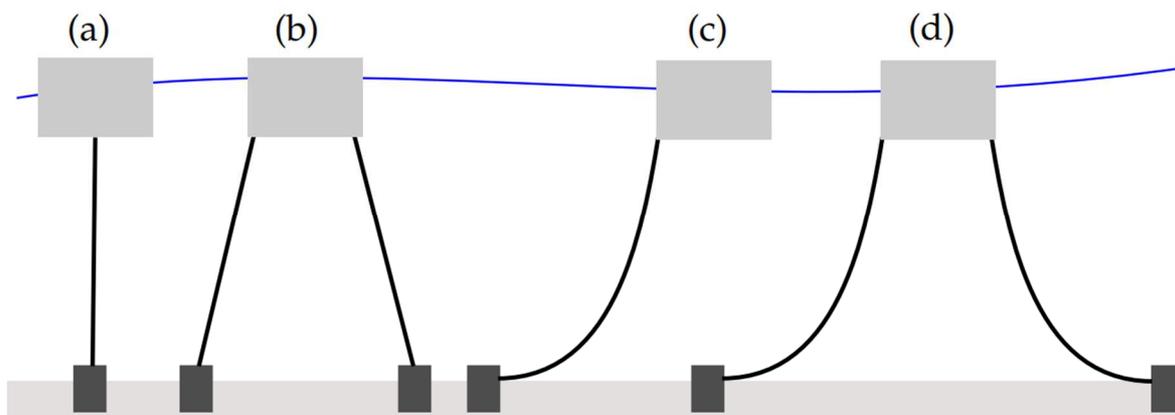


Figura 5.6 – Configurazioni sistema di ormeggio: a) b) linee tese, c) d) catenaria

Fonte: (Davidson, 2017)

- **sistema di ancoraggio**:
 - ancoraggio a gravità (Figura 5.7), consistente in un corpo molto pesante posizionato sul fondale atto a resistere a carichi verticali e/o orizzontali, in cui la capacità di tenuta del sistema deriva dal peso stesso dell'ancoraggio. Di solito queste ancore sono fabbricate in cemento e/o leghe metalliche;
 - ancoraggio a trascinamento (Figura 5.8), generalmente costituito da una sezione di testa a forma di uncino che si oppone al terreno nel quale penetra e da una sezione di base che trasferisce la resistenza al tiro lungo la linea di ormeggio;

- o ancoraggio a pali infissi (Figura 5.9), consistente in un tubo di acciaio infisso nel fondale mediante tecnica di battitura o vibro-infissione. La capacità di carico di questa tipologia è garantita da una combinazione tra attrito del fondale lungo la superficie laterale del palo e la resistenza laterale del terreno.

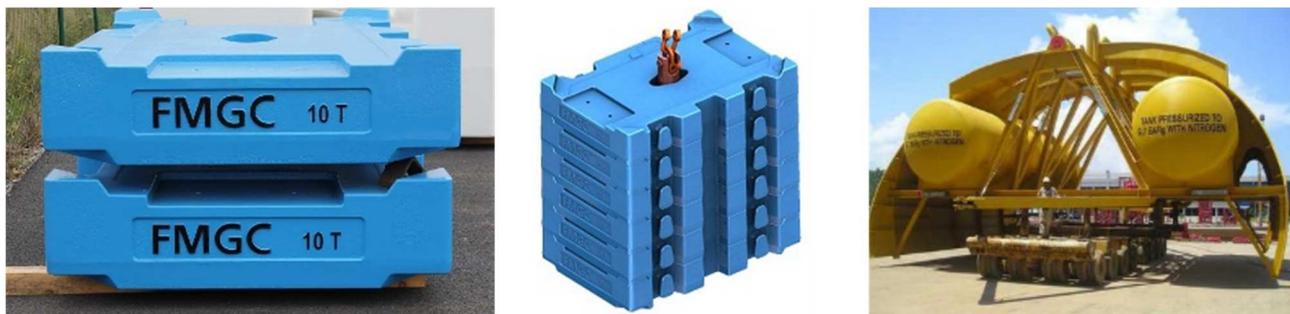


Figura 5.7 – Ancoraggio a gravità semplice.



Figura 5.8 – Ancore a trascinamento.



Figura 5.9 – Ancoraggio a palo infisso.

Il dimensionamento dei sistemi galleggianti e del sistema di ormeggio e ancoraggio sarà sviluppato in maniera dettagliata nelle fasi successive del progetto, a seguito di indagini specifiche quali ad esempio quelle geofisiche e geotecniche, utili per la definizione delle caratteristiche meccaniche del fondale, oppure di uno studio più approfondito delle condizioni di vento e onda che interessano il sito in questione.

La scelta del sistema di ormeggio e ancoraggio, relativamente alle strutture galleggianti, ricade principalmente sulla soluzione che prevede la minimizzazione dell'ingombro e di conseguenza l'impatto ambientale che ne deriva, pertanto l'impiego di linee tese e pali in acciaio infissi o avvitati nel fondale.

Per contrastare il fenomeno elettrochimico della corrosione a danno delle strutture in acciaio, si prevede l'applicazione di vernici anticorrosive sulle superfici esposte all'ambiente esterno, oltre che l'installazione di un sistema di protezione catodica. Le vernici utilizzate, coerenti con gli standard internazionali in materia, saranno prive di componenti organostannici. Inoltre, saranno conformi alla Direttiva 2004/42/CE del 21/04/04 sulla riduzione delle emissioni di composti organici volatili dovuti all'uso di solventi organici.

5.1.4. Rete di cavi elettrici

I cavi elettrici per la parte lagunare dell'impianto sono deputati in generale alla connessione in serie dei pannelli fotovoltaici con i moduli di conversione e trasformazione ed alla connessione della parte lacuale con quella a terra dell'impianto.

Per quanto detto si prevede l'utilizzo delle seguenti tipologie di cavo:

- cavo di stringa in CC;
- cavo di input inverter in CC;
- cavo di output inverter in CA;
- cavo tra sottocampi in CA;
- cavi di esportazione del parco in CA.

5.1.4.1. Cavo di stringa in CC

Il cavo di stringa ha il compito di trasportare l'energia elettrica prodotta dai pannelli all'inverter. La linea di stringa è in CC e collega in serie due moduli di pannelli (28 pannelli); la tensione di esercizio prevista risulta essere di ~ 1.1 kV, mentre la corrente ~ 18 A. Nel caso della soluzione mono-inverter, il cavo di stringa non raggiunge l'inverter ma termina in un nodo di giunzione.

5.1.4.2. Cavo di input inverter in CC

Il cavo di input inverter in CC è previsto esclusivamente per la soluzione mono-inverter descritta nel precedente paragrafo. Infatti, in uscita dal nodo di giunzione in cui convergono i cavi di stringa, si prevede l'utilizzo di un cavo in CC con una tensione di esercizio di ~ 1.1 kV ed una corrente di ~ 105 A.

5.1.4.3. Cavo di output inverter in CA

Il cavo di output inverter in CA è previsto esclusivamente per la soluzione multi-inverter; tale cavo, in uscita dall'inverter, raggiunge il lato BT del modulo di trasformazione. Per tale linea si prevede l'utilizzo di un cavo tripolare in CA che abbia una tensione di esercizio di ~ 0.8 kV ed una corrente di ~ 120 A.

5.1.4.4. Cavi tra sottocampi in CA

I sottocampi di ogni campo sono collegati in entra/esci secondo la configurazione mostrata nella parte alta della Figura 5.1. Ogni cavo tra sottocampi raccoglie l'energia prodotta dal sottocampo stesso e da quelli precedenti ad esso collegati. Ognuno dei sottocampi produce energia ad una tensione di esercizio di ~ 33 kV ed una corrente di ~ 87 A.

5.1.4.5. Cavi di esportazione del parco in CA

I cavi di esportazione del parco fotovoltaico sono 6, ognuno in uscita dal relativo campo fotovoltaico e si sviluppano in parallelo fino al punto di giunzione a terra all'interno dell'area indicata per la sottostazione di trasformazione. Essi raccolgono l'energia elettrica totale prodotta da ciascun campo. Per tali linee si prevede una tensione di esercizio di ~ 33 kV ed una corrente di ~ 525 A (6 sottocampi) e di 437 A (5 sottocampi).

5.2. Parte a terra

La parte a terra dell'intervento comprende la realizzazione di:

- Una sottostazione di trasformazione MT/AT;
 - un cavidotto terrestre a 150 kV;
-

- una cabina di misure e consegna.

5.2.1. Sottostazione di trasformazione

L'elettrodotto subacqueo di esportazione in uscita dall'ultimo campo percorre circa 200 metri fino allo sbarco a terra e dopo un tratto interrato di circa 500 metri giunge alla sottostazione di trasformazione dove avverrà la transizione da cavo subacqueo a cavo terrestre e la successiva trasformazione MT/AT.

La sottostazione elettrica di trasformazione onshore rappresenta il punto di arrivo del cavo di esportazione a 33 kV proveniente dal nodo di giunzione. Nella cabina di trasformazione avviene un'elevazione della tensione di esercizio da 33 kV (MT) a 150 kV (AT), per poter immettere l'energia prodotta nella Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Le installazioni e le apparecchiature elettriche previste, a titolo indicativo e non esaustivo, comprendono:

- trasformatore MT/AT da 33 a 150 kV;
- terminale cavi a 150 kV e apparecchiature di protezione 150 kV;
- edificio Comandi e servizi ausiliari;
- edificio per punti di consegna BT o MT;
- montanti linea 150 kV;
- gruppo di compensazione della potenza reattiva;
- reattanze di shunt;
- filtro armoniche;
- stalli AT e MT;
- interruttore MT;
- scaricatori AT e MT;
- chioschi per apparecchiature elettriche.

5.2.2. Elettrodotto interrato a 150 kV

L'elettrodotto interrato a 150 kV corre tra la sottostazione di trasformazione e quella di misura e consegna per una lunghezza di circa 4 km.

La modalità di posa prevista è quella in apposita trincea scavata al di sotto del terreno o della sede stradale con profondità massima comprese tra 1.5 e 1.7 m, all'interno della quale verrà alloggiata la terna di cavi unipolari elettrici ed i cavi di segnale in fibra ottica. Per la terna di cavi unipolari si prevede una disposizione compatta a trifoglio, ottimale nel ridurre le azioni dei campi elettromagnetici indotti. Rimandando alle successive fasi di progetto per un maggior dettaglio, si precisa tuttavia che la sede stradale interessata dalle operazioni di scavo sarà efficacemente ripristinata. Laddove necessario si prevede l'impiego della Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC).

Per quanto riguarda la struttura del singolo cavo unipolare, questa è composta da:

- conduttore elettrico (in rame o alluminio);
- isolamento elettrico;
- guaina del conduttore;
- schermo metallico;
- guaina esterna.



CAVO ELETTRICO TERRESTRE
caratteristiche costruttive
di un cavo elettrico terrestre

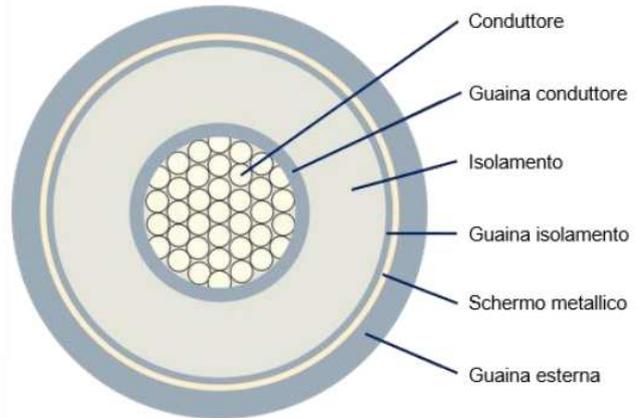


Figura 5.10 – Struttura tipica di un cavo unipolare a 150kV.

5.2.3. Sottostazione di misure e consegna

La sottostazione di misure e consegna alla Rete di Trasmissione Nazionale è prevista in prossimità della già esistente Stazione TERNA di Ischitella (FG).

6. COSTRUZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Nel presente capitolo si riporta una sintetica descrizione delle macro-operazioni previste durante la fase di costruzione dell'impianto fotovoltaico. Per comodità, la descrizione è divisa in parte lagunare e parte a terra.

6.1. Parte lagunare

Le attività di costruzione per la parte lagunare del progetto riguardano l'installazione delle strutture di fondazione, dei pannelli fotovoltaici, dei cavi subacquei e delle sottostazioni di conversione e trasformazione.

Più in dettaglio le operazioni di costruzione possono essere riassunte nei seguenti punti:

- posa dei sistemi di ormeggio e ancoraggio per le strutture galleggianti;
- assemblaggio ed installazione delle strutture galleggianti di sostegno e fissaggio dei pannelli fotovoltaici;
- posizionamento ed installazione dei moduli di conversione e trasformazione;
- installazione della rete di cavi elettrici subacquei;

6.1.1. Posa dei sistemi di ormeggio e ancoraggio per le strutture galleggianti

Prima del posizionamento delle strutture galleggianti di sostegno e dei moduli di pannelli, risulta necessaria la posa dei sistemi di ancoraggio e di ormeggio.

I pali di ancoraggio sono trasportati ed installati mediante l'utilizzo di appositi mezzi navali per seguire le operazioni di infissione o avvitarmento dei pali nel fondale.

Le linee di ormeggio sono connesse agli ancoraggi e posate sul fondale del lago nell'attesa della connessione alle strutture galleggianti.

6.1.2. Assemblaggio ed installazione delle strutture galleggianti di sostegno e fissaggio dei pannelli fotovoltaici

Le parti che compongono le strutture galleggianti sono prefabbricate secondo specifica e, dopo l'applicazione delle eventuali vernici di protezione, sono trasportate sino ad una banchina di riferimento, individuata appositamente per le operazioni di assemblaggio.

In generale, le operazioni di assemblaggio hanno inizio in seguito alla posa in banchina di tutti i moduli che compongono la struttura galleggiante. Tali parti, opportunamente sollevate e posizionate mediante l'ausilio di apposite gru, sono connesse tra loro. Completata la struttura, è possibile procedere all'installazione dei pannelli fotovoltaici.

Terminato l'assemblaggio, la struttura viene posizionata in galleggiamento nel sito dell'impianto ed ormeggiata.

6.1.3. Posizionamento ed installazione dei moduli di conversione e trasformazione

La duttilità dei moduli di conversione e trasformazione, permette un'installazione semplificata degli stessi. Infatti, una volta assemblati e fissati sul modulo galleggiante, questi vengono trasportati nel sito di installazione ed opportunamente collegati ai cavi di ormeggio.

6.2. Parte a terra

Le operazioni di costruzione dell'opera relative alla parte a terra possono essere riassunte nel seguente elenco.

- costruzione delle cabine di trasformazione e misura e consegna;
- posa del cavidotto terrestre.

6.2.1. Costruzione della cabine di trasformazione e misura e consegna

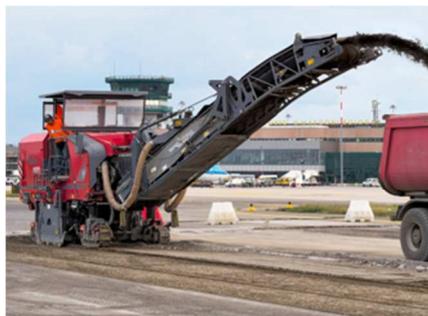
Le opere civili comprenderanno la recinzione dell'area, le opere di fondazione della zona designata all'alloggiamento delle apparecchiature elettro-meccaniche e il cabinato dove saranno collocati i gruppi di misura.

6.2.2. Posa del cavidotto terrestre

La posa del cavidotto terrestre a 150 kV avverrà a tratte, mediante l'apertura di appositi cantieri stradali.

In generale si prevede:

- un'attività preliminare di cantiere costituita da rilievi geofisici (georadar), recinzione delle aree di lavoro e delle aree di stoccaggio;
- l'apertura della fascia di lavoro e scavo della trincea con scarificazione dell'asfalto, scavo della trincea mediante escavatore dotato di benna o fresa (tipo Vermeer);
- la stesura dei cavi mediante argani;
- la ricopertura della linea, consistente nella compattazione del materiale di rinterro, formazione dello strato di base e del tappetino, compattazione degli strati di asfalto.



SCARIFICAZIONE ASFALTO



SCAVO TRINCEA



POSA DEI CAVI

Figura 6.1 – Operazioni di posa del cavidotto terrestre di esportazione.

7. MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto fotovoltaico richiede un supporto logistico per le operazioni di manutenzione durante tutto il periodo operativo.

Per le operazioni di manutenzione ordinaria le infrastrutture necessarie sono costituite da:

- locale tecnico per lo stoccaggio, movimentazione pezzi di ricambio, raccolta dei rifiuti e operazioni amministrative
- un'area di banchina per il carico e scarico dei mezzi navali
- mezzi navali (generalmente gommoni) per il trasporto dei componenti e degli operatori

La manutenzione preventiva è pianificata e condotta secondo le specifiche dei fornitori dei componenti dell'impianto e si concretizza in verifiche mensili.

Le strutture galleggianti, di supporto, le linee di ormeggio e le ancore sono soggette ad ispezioni e operazioni di manutenzione per garantire l'integrità strutturale e le buone condizioni delle varie componenti e il corretto funzionamento dei sistemi installati.

La manutenzione correttiva eccezionale considera la sostituzione dei componenti principali e può interessare i pannelli fotovoltaici, le linee di ormeggio (rottura).

7.1. Piano di prevenzione dei rischi

Le operazioni di costruzione e di cantiere saranno regolamentate secondo quanto previsto dalle norme in tema di prevenzione e protezione dai rischi ambientali e del lavoro.

Particolare attenzione sarà posta per i rischi di inquinamento accidentali e sarà implementato un apposito piano di sicurezza ed emergenza, sarà inoltre allestito un servizio dotato di dispositivi antinquinamento durante la fase di installazione e le fasi di manutenzione dell'impianto.

8. DISMISSIONE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

La vita utile dell'impianto è limitata a circa 30 anni, al termine dei quali, nel caso non ricorrano le condizioni per un revamping, ovvero di aggiornamento tecnologico dell'impianto stesso, si provvederà alla sua dismissione e al ripristino dei luoghi.

La sequenza delle operazioni di smantellamento delle varie infrastrutture dipenderà dai metodi e dalle tecniche di installazione disponibili ed utilizzabili al momento e vi saranno alcune similitudini, con sequenza invertita, alle operazioni di installazione.

Le operazioni di disattivazione possono essere suddivise a seconda che queste siano condotte in mare o a terra.

Per le operazioni in mare si prevede:

- ispezioni infrastrutturali (strutture galleggianti o fisse di sostegno, cavi di ormeggio);
- disconnessione dei cavi di potenza tra i moduli di pannelli e dei cavi di campo;
- recupero dei cavi;
- disconnessione di linee di ormeggio e loro recupero.

Per le operazioni a terra si prevede:

- smontaggio dei pannelli fotovoltaici dai supporti;
- scarico e deposito a terra dei componenti;
- stoccaggio delle strutture di sostegno e smantellamento.

La soluzione di dismissione standard considera lo smantellamento delle componenti a cui segue il riciclo e/o lo smaltimento dei rifiuti.

I diversi materiali se non riutilizzati, verranno separati e compattati al fine di ridurre i volumi e consentire un più facile trasporto ai centri di trattamento e recupero. Sarà dunque stabilito un trattamento specifico a seconda della natura dei materiali:

- gli ancoraggi, i loro accessori e la maggior parte delle attrezzature della struttura galleggiante, composte principalmente da acciaio e materiali compositi, saranno riciclati dall'industria dell'acciaio e da aziende specializzate;
 - le componenti elettriche, se non potranno essere riutilizzate, saranno smantellate e riciclate ai sensi della direttiva europea (WEEE - Waste of Electrical and Electronic Equipment);
 - particolare attenzione sarà dedicata allo smantellamento delle apparecchiature elettriche (trasformatori) che utilizzano lubrificanti e olio per prevenire sversamenti accidentali. Eventuali residui di olio o lubrificante saranno rimossi secondo le procedure appropriate.
-

RIFERIMENTI

Davidson, J., 2017. Mathematical Modelling of Mooring Systems for Wave Energy Converters—A Review. *energies*.

Gargano”, G. d. A. C. –. G. “. d., n.d. *PIANO DI SVILUPPO COSTIERO "Lagune del Gargano"*, Foggia: s.n.

Pazienza, G., 2016. *Adequate Zone to Acquaculture, Maritime Spatial Planning in Regione Puglia - FOCUS AREA GARGANO*, s.l.: s.n.

REGIONE PUGLIA - Assessorato all’Assetto del Territorio, n.d. *PPTR-Norme Tecniche di Attuazione*, s.l.: s.n.



Relazione generale

Codice documento:
F0223GR00RELGEN00b

Data emissione:
Ottobre 2023

Pagina
41 di 41

Il presente documento, composto da n. 48 fogli è protetto dalle leggi nazionali e comunitarie in tema di proprietà intellettuali delle opere professionali e non può essere riprodotto o copiato senza specifica autorizzazione del Progettista.

Taranto, Ottobre 2023

Dott. Ing. Luigi Severini