

Progetto Preliminare

PARCO FOTOVOLTAICO OFFSHORE NEL PORTO ESTERNO DI BRINDISI

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 tecnica
**ANALISI DELLA
PRODUCIBILITÀ DEL SITO**

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

Elaborazioni
iLStudio.
Engineering & Consulting **Studio**

00RELPRO

F0123TR00RELPRO00b

00	Ottobre 2023	Emesso per approvazione		F0123TR00RELPRO00b
Rev. Est.	Data emissione	Descrizione		Cod. Ela.

Cod.:

F	0	1	2	3	T	R	0	0	R	E	L	P	R	O	0	0	b
Tipo	Num. Com.	Anno	Cod. Set.	Tip. Ela.	Prog. Ela.	Descrizione elaborato									Rev. Est.	Rev. Int.	

PARCO FOTOVOLTAICO OFFSHORE NEL PORTO ESTERNO DI BRINDISI PROGETTO PRELIMINARE		
Relazione tecnica – Analisi della producibilità del sito		
Codice documento: F0123TR00RELPRO00b	Data emissione: Ottobre 2023	Pagina I di IV

SOMMARIO

1. INTRODUZIONE.....	1
2. DESCRIZIONE SINTETICA DEL PROGETTO	2
3. RISORSA ENERGETICA DISPONIBILE.....	4
3.1. Definizioni	4
3.2. Dataset di riferimento per il calcolo della risorsa energetica.....	4
3.3. Calcolo dell'irraggiamento solare.....	5
4. DEFINIZIONE DEL LAYOUT	10
5. CALCOLO DELLA RESA ENERGETICA.....	12
5.1. Descrizione sintetica dei principali elementi tecnici.....	12
5.1.1. Generatore, pannelli fotovoltaici.....	12
5.2. Gruppo di condizionamento e controllo della potenza, inverter e trasformatore	13
5.3. Modello di calcolo.....	14
5.4. Producibilità energetica.....	16
6. CONCLUSIONI.....	18

PARCO FOTOVOLTAICO OFFSHORE NEL PORTO ESTERNO DI BRINDISI PROGETTO PRELIMINARE		
Relazione tecnica – Analisi della producibilità del sito		
Codice documento: F0123TR00RELPRO00b	Data emissione: Ottobre 2023	Pagina II di IV

INDICE DELLE FIGURE

Figura 2.1 – Area di indagine per le analisi di layout e di producibilità energetica.....	2
Figura 2.2 – Schema qualitativo del progetto.....	3
Figura 3.1 – Parametri del modello di radiazione solare Solargis.....	4
Figura 3.2 – Centroide dell’area di indagine per le analisi di layout e di producibilità energetica.....	5
Figura 3.3 – Mappa dell’irraggiamento globale su superficie orizzontale sul suolo italiano.....	7
Figura 3.4 – Mappa del potenziale fotovoltaico sul suolo italiano.....	8
Figura 3.5 – Serie storica oraria dell’irradianza solare globale su superficie orizzontale.....	9
Figura 3.6 – Irraggiamento giornaliero medio mensile su superficie orizzontale.....	9
Figura 4.1 – Layout di impianto impiegato per le analisi di producibilità energetica.....	11
Figura 5.1 – Stralcio datasheet tipo del pannello fotovoltaico.....	12
Figura 5.2 – Esempio di modulo di trasformazione compatto per parchi fotovoltaici offshore.....	13
Figura 5.3 – Schema a blocchi dell’architettura elettrica del parco fotovoltaico.....	14
Figura 5.4 – Schema di flusso per il calcolo della producibilità energetica mediante il modello Global Solar Atlas.....	15

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1.1 – Consuntivo caratteristiche e prestazioni dell'impianto	1
Tabella 3.1 – Irraggiamento medio annuo per il sito di progetto.	9
Tabella 5.1 – Parametri di riduzione della producibilità del modello Global Solar Atlas.	16
Tabella 5.2 – Consuntivo caratteristiche e prestazioni dell'output di layout.....	17

INDICE DELLE VOCI

AEP	Annual Energy Production
GHI	Global Horizontal Irradiance
DNI	Direct Normal Irradiance
GTI	Global Tilted Irradiance
EMODnet	European Marine Observation and Data Network
LPS	Lightning Protection System
AC	Corrente alternata
DC	Corrente continua
BT	Bassa Tensione
MT	Media Tensione
AT	Alta Tensione
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
ENEA	Ente per le nuove tecnologie, l'energia e l'ambiente
NREL	National Renewable Energy Laboratory
O&M	Operation & Maintenance (Esercizio e Manutenzione)

1. INTRODUZIONE

Il progetto, proposto da Oceanica Solis S.r.l., consiste nella realizzazione di un impianto offshore per la produzione di energia elettrica da fonte solare con tecnologia fotovoltaica nello specchio acqueo della rada esterna del porto di Brindisi. Il parco fotovoltaico sarà suddiviso in due sottoparchi, uno prospiciente il versante ovest della diga Trapanelli in prossimità della esistente vasca di colmata Capo Bianco, l'altro sul versante sud della diga di Puntariso. L'impianto avrà una capacità elettrica nominale pari a circa 30 MWp.

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

Tabella 1.1 – Consuntivo caratteristiche e prestazioni dell'impianto.

Elaborazione iLStudio.

CONFIGURAZIONE ELETTRICA	
Numero totale di pannelli	44842
Numero totale di sottoparchi	2
Potenza totale nominale del parco	~ 30 MW
Tensione in uscita dal parco	33 kV
Corrente in uscita dal parco	513 A
Tensione ingresso stazione RTN	150 kV
Corrente ingresso stazione RTN	113 A
Superficie impegnata	~ 21 ha
Superficie totale pannelli	~ 140000 m ²
Rapporto di trasparenza globale (ground cover ratio, GCR)	~ 67%

PRESTAZIONI ENERGETICHE	
AEP lordo (compreso il rendimento del pannello)	~ 49 GWh/anno
AEP netto	~ 38 GWh/anno
Capacity factor netto teorico	~ 13%

Il documento presenta la metodologia e le assunzioni impiegate per valutazione della producibilità energetica. Sono in particolare riassunti i risultati e le metodologie relative alla valutazione preliminare della risorsa del sito e i criteri adottati per la progettazione concettuale del layout di impianto inclusa la minimizzazione delle perdite elettriche, la semplicità di manutenzione e la sicurezza di esercizio.

La sezione 3 contiene la valutazione preliminare della risorsa energetica, con una discussione sui principali dataset disponibili impiegati per l'estrazione delle serie storiche dell'irraggiamento solare da implementare nel modello di calcolo della producibilità.

In relazione alla macro area individuata per le installazioni offshore, la sezione 4 presenta una breve discussione dei vincoli considerati per la definizione del layout.

La sezione 5 descrive infine la soluzione di layout adottata, inclusa una breve discussione sulle caratteristiche dei principali elementi tecnici.

2. DESCRIZIONE SINTETICA DEL PROGETTO

L'impianto di produzione sarà suddiviso in due sottoparchi; il primo, con una capacità nominale di circa 9 MWp, sarà installato lungo il versante sud della diga di Puntariso, il secondo interesserà invece lo specchio acqueo prospiciente il versante ovest della diga Trapanelli, in prossimità della esistente vasca di colmata Capo Bianco, con una potenza nominale di circa 21 MWp. La potenza nominale totale di circa 30 MWp sarà erogata mediante l'installazione e l'esercizio di 44842 pannelli fotovoltaici disposti secondo 7 campi (con un numero di pannelli per campo variabile da un minimo di 6356 ad un massimo di 6510) afferenti a 7 gruppi elettrici di trasformazione. I moduli fotovoltaici saranno sostenuti da fondazioni galleggianti, mentre i gruppi di trasformazione e in generale i sistemi di condizionamento e controllo della potenza da fondazioni galleggianti e/o fisse; la soluzione finale sarà valutata secondo criteri di carattere ambientale e tecnico.

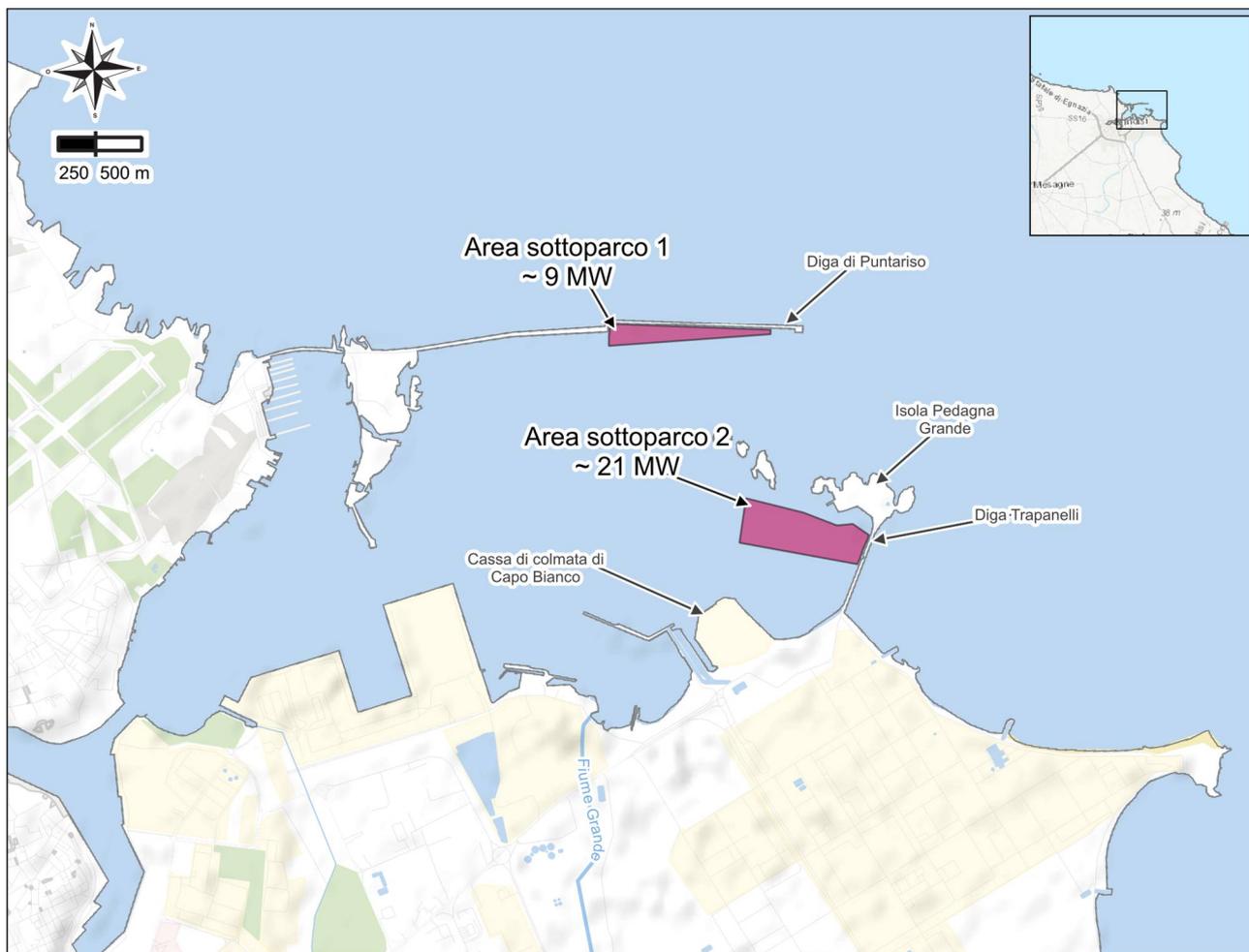


Figura 2.1 – Area di indagine per le analisi di layout e di producibilità energetica.

Elaborazione iLStudio.

I campi comprenderanno i moduli di generazione, i dispositivi inverter, i trasformatori BT/MT e i dispositivi ancillari tra cui anche, sistemi di protezione dalle scariche atmosferiche (LPS, lightning protection system) e le relative strutture di supporto. I singoli moduli fotovoltaici saranno interconnessi secondo un collegamento elettrico di tipo serie a formare stringhe cablate in parallelo secondo quanto descritto più in dettaglio nel seguito. Il collettamento e il trasporto dell'energia saranno quindi effettuati mediante:

- una rete di cavi marini del tipo DC in corrente continua e bassa tensione per l'interconnessione tra i moduli e/o le stringhe in accordo al design elettrico definitivo;

- una rete di cavi marini del tipo AC in corrente alternata e media tensione per il trasporto dell'energia dai gruppi inverter/trasformazione di parco fino alla cabina di trasformazione MT/AT in prossimità del punto di sbarco;
- una rete di cavi terrestri del tipo AC in corrente alternata e alta tensione per il trasporto dell'energia dalla cabina di trasformazione MT/AT fino al punto di consegna presso il nodo elettrico della stazione RTN TERNA Centrale di Brindisi Nord - Brindisi Pignicelle.

Ciascun pannello fotovoltaico sarà del tipo a celle in silicio monocristallino; i moduli saranno inoltre disposti con orientamento SSO-NNE e in posizione quasi orizzontale applicando minima inclinazione per consentire l'efficace deflusso dell'acqua piovana e/o marina. L'altezza di installazione sul livello medio mare sarà tale da consentire le normali operazioni di manutenzione in condizioni di sicurezza.

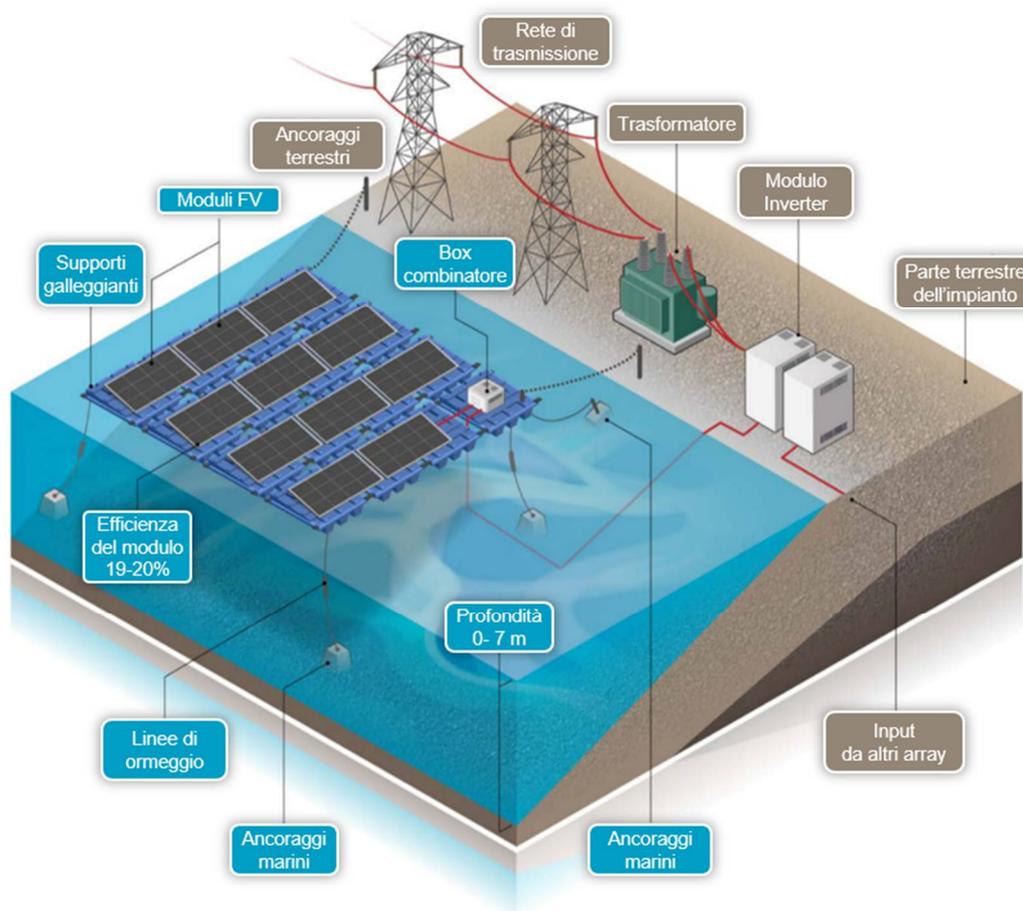


Figura 2.2 – Schema qualitativo del progetto.

Fonte: (Ramasamy & Margolis, s.d.).

PARCO FOTOVOLTAICO OFFSHORE NEL PORTO ESTERNO DI BRINDISI PROGETTO PRELIMINARE		
Relazione tecnica – Analisi della producibilità del sito		
Codice documento: F0123TR00RELPRO00b	Data emissione: Ottobre 2023	Pagina 4 di 20

3. RISORSA ENERGETICA DISPONIBILE

Questa sezione presenta una discussione dei risultati della valutazione della risorsa energetica disponibile nel sito di progetto oltre ad una descrizione dettagliata dei dati e della metodologia di calcolo utilizzati per la sua quantificazione.

La produzione elettrica annua di un impianto fotovoltaico dipende da diversi fattori tra cui:

- radiazione solare incidente sul sito di installazione;
- inclinazione ed orientamento dei moduli;
- presenza o meno di ombreggiamenti;
- prestazioni tecniche dei componenti dell'impianto (principalmente moduli fotovoltaici ed inverter).

3.1. Definizioni

Energia radiante: energia emessa, trasportata o ricevuta in forma di onde elettromagnetiche. Si misura in J (joule) o Wh (wattora).

Irradianza: rapporto tra l'energia radiante per unità di tempo che incide su una superficie e l'area della medesima superficie. Si misura in W/m^2 .

Irradiazione (o irraggiamento): rapporto tra energia radiante che incide su una superficie e l'area della medesima superficie. Si misura in Wh/m^2 .

Componenti della radiazione: la radiazione che giunge su una superficie è composta da una radiazione diretta, associata all'irraggiamento diretto sulla superficie, da una radiazione diffusa che arriva sulla superficie dal cielo in modo omnidirezionale e da una radiazione riflessa. La radiazione riflessa dipende dalla capacità di una superficie di riflettere la radiazione solare e viene misurata tramite il coefficiente di albedo calcolato per ciascun materiale.

Performance Ratio: efficienza complessiva di tutti i dispositivi necessari al funzionamento dell'impianto (moduli FV esclusi) in condizioni reali di funzionamento.

3.2. Dataset di riferimento per il calcolo della risorsa energetica

La valutazione preliminare dell'irraggiamento solare medio della località è stata effettuata in relazione ai dati del servizio Global Solar Atlas su database Solargis. Solargis è un database hindcast meteorologico globale ad alta risoluzione, sviluppato e gestito dalla società Solargis, inizializzato su dati satellitari, atmosferici e meteorologici su un dominio di calcolo esteso alla fascia compresa tra le latitudini $60^{\circ}N$ e $50^{\circ}S$. Il dataset è costituito da serie temporali a 10, 15 e 30 minuti per gli anni a partire dal 1994.

Il database Solargis implementa il modello SOLIS semplificato che consente il calcolo dell'irraggiamento *clear sky* da un set di parametri di ingresso che descrivono la posizione del sole come parametro deterministico modellando la variabilità stocastica delle condizioni atmosferiche del cielo in relazione alla variazione delle concentrazioni dei costituenti atmosferici (es. vapore acqueo e ozono). L'effetto della nuvolosità viene calcolato a partire dai dati satellitari attraverso la definizione di un indice di nuvolosità (*cloud index*). Il calcolo dell'irraggiamento globale è quindi ottenuto accoppiando l'irradianza orizzontale globale in condizioni clear sky con l'indice di nuvolosità.

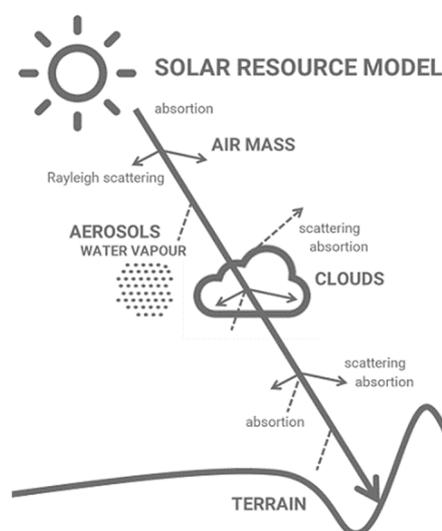


Figura 3.1 – Parametri del modello di radiazione solare Solargis.

Fonte: Global Solar Atlas

Le serie storiche sono disponibili su griglia geografica a media e alta risoluzione (da 30 secondi d'arco, circa 1 km, a 9 secondi d'arco corrispondenti a circa 250 m). I risultati del modello Solargis sono stati quindi confrontati con:

- i dati del servizio europeo *Photovoltaic Geographical Information System* (PVGIS) basato sul dataset satellitare orario PVGIS-SARAH2 con risoluzione spaziale $0.05^\circ \times 0.05^\circ$ e copertura temporale dal 2005 al 2020;
- i dati del servizio *ENEA – Atlante della radiazione solare* calcolati secondo la procedura prescritta dalla Norma UNI 8477/1 e disponibili con una risoluzione spaziale di circa $2.5 \text{ km} \times 2.5 \text{ km}$;
- i dati del servizio METEONORM basati su dataset GEBA (Global Energy Balance Archive) (WMO World Climate Program - Water) (Gilgen et al., 1998).

Il punto di estrazione dati, di coordinate (WGS84 EPSG32633) 753487E, 4504116N, prossimo all'area del sottoparco 2 (Figura 3.2) si ritiene rappresentativo delle condizioni di insolazione previste per l'intero impianto.

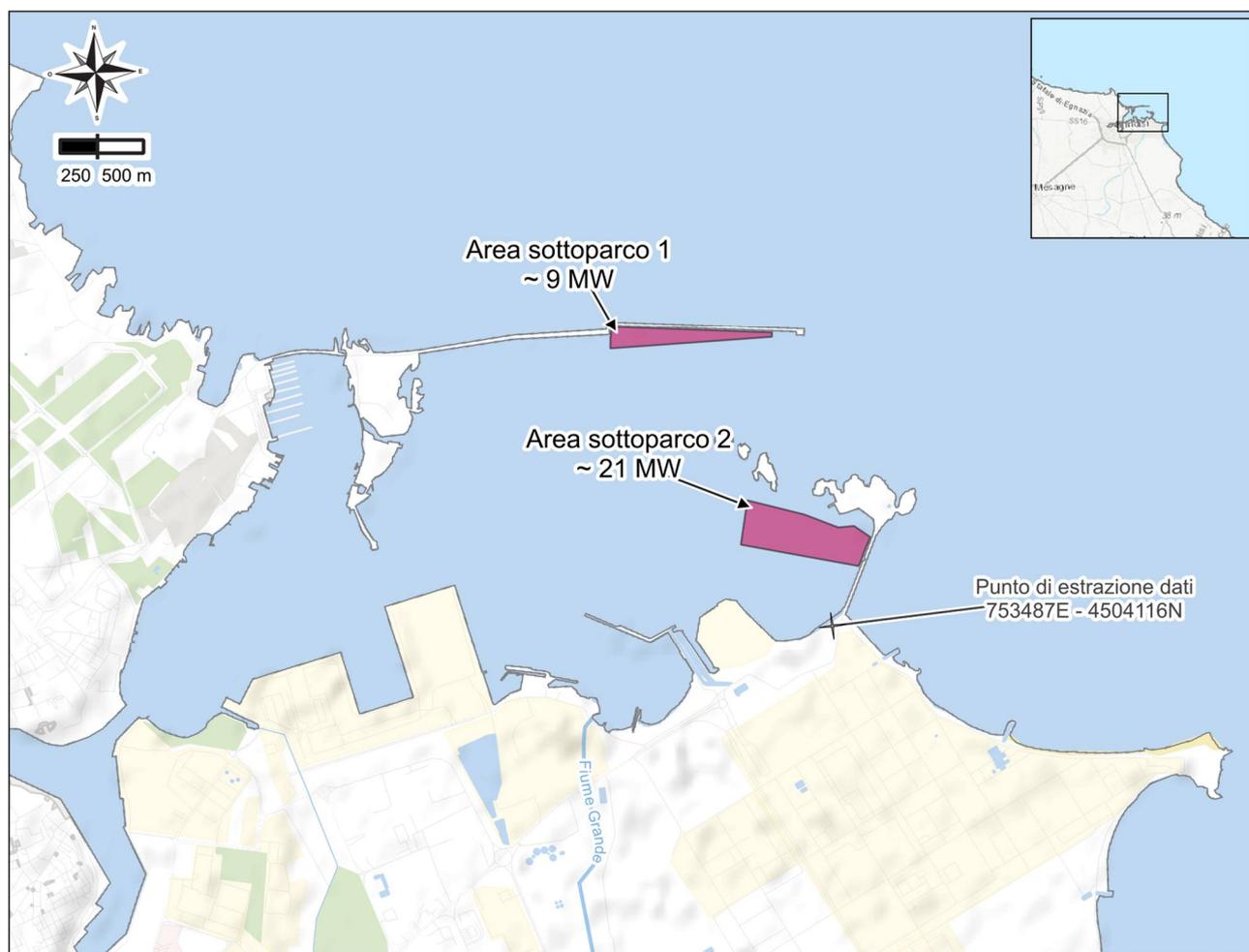


Figura 3.2 – Centroide dell'area di indagine per le analisi di layout e di producibilità energetica.
Elaborazione iLStudio.

3.3. Calcolo dell'irraggiamento solare

L'Italia ha un potenziale fotovoltaico di grande rilievo in relazione agli elevati valori di irraggiamento medio sull'intero suolo nazionale. Le regioni della fascia meridionale, in particolare, offrono interessanti possibilità di sfruttamento grazie a valori di irraggiamento generalmente superiori a 1600 kWh/m^2 (Figura 3.3) e un potenziale fotovoltaico, inteso come rapporto tra l'energia media prodotta e l'unità di potenza installata, superiore a 1500 kWh/kWp (Figura 3.4). L'area territoriale di Brindisi conferma queste caratteristiche con valori

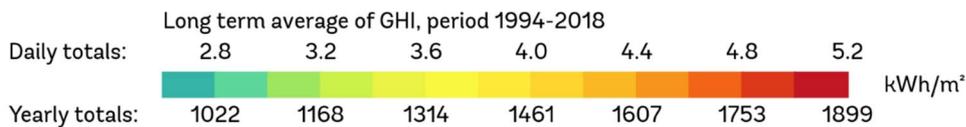
PARCO FOTOVOLTAICO OFFSHORE NEL PORTO ESTERNO DI BRINDISI PROGETTO PRELIMINARE		
Relazione tecnica – Analisi della producibilità del sito		
Codice documento: F0123TR00RELPRO00b	Data emissione: Ottobre 2023	Pagina 6 di 20

di irraggiamento su superficie orizzontale superiori a 1619 kWh/m² con un potenziale fotovoltaico di circa 1506 kWh/kWp. Alla luce di un così cospicuo quantitativo di energia disponibile, sono state effettuate specifiche analisi della risorsa energetica interrogando i dataset disponibili per l'area di indagine.

SOLAR RESOURCE MAP

GLOBAL HORIZONTAL IRRADIATION

ITALY



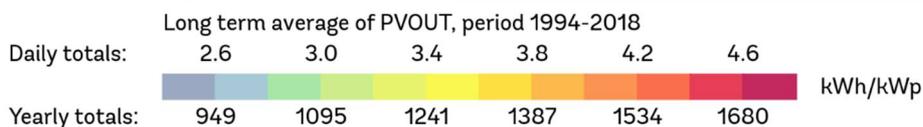
This map is published by the World Bank Group, funded by ESMAP, and prepared by Solargis. For more information and terms of use, please visit <http://globalsolaratlas.info>.

Figura 3.3 – Mappa dell’irraggiamento globale su superficie orizzontale sul suolo italiano.

Fonte: Global Solar Atlas.

SOLAR RESOURCE MAP

**PHOTOVOLTAIC POWER POTENTIAL
 ITALY**



This map is published by the World Bank Group, funded by ESMAP, and prepared by Solargis. For more information and terms of use, please visit <http://globalsolaratlas.info>.

Figura 3.4 – Mappa del potenziale fotovoltaico sul suolo italiano.

Fonte: Global Solar Atlas.

I risultati dell'elaborazione delle serie storiche dell'irraggiamento solare sono riassunti in Tabella 3.1 sottoforma di irraggiamento globale medio annuo su superficie orizzontale. Le stime ottenute a partire dal dataset del Global Solar Atlas risultano in linea con i valori dei servizi PVGIS, ENEA e METEONORM con una differenza massima inferiore al 3.4% su base annua.

Tabella 3.1 – Irraggiamento medio annuo per il sito di progetto.
 Valori su superficie orizzontale, confronto valori da diverse banche dati.

Global Solar Atlas	PVGIS	ENEA	METEONORM
1619.7 kWh/m ²	1690.3 kWh/m ²	1598.0 kWh/m ²	1566.6 kWh/m ²

La Figura 3.5 riporta, a titolo d'esempio la serie temporale oraria dell'irradianza solare globale su superficie orizzontale così come fornita dal servizio PVGIS, su dataset PVGIS-SARAH2 per l'anno 2020.

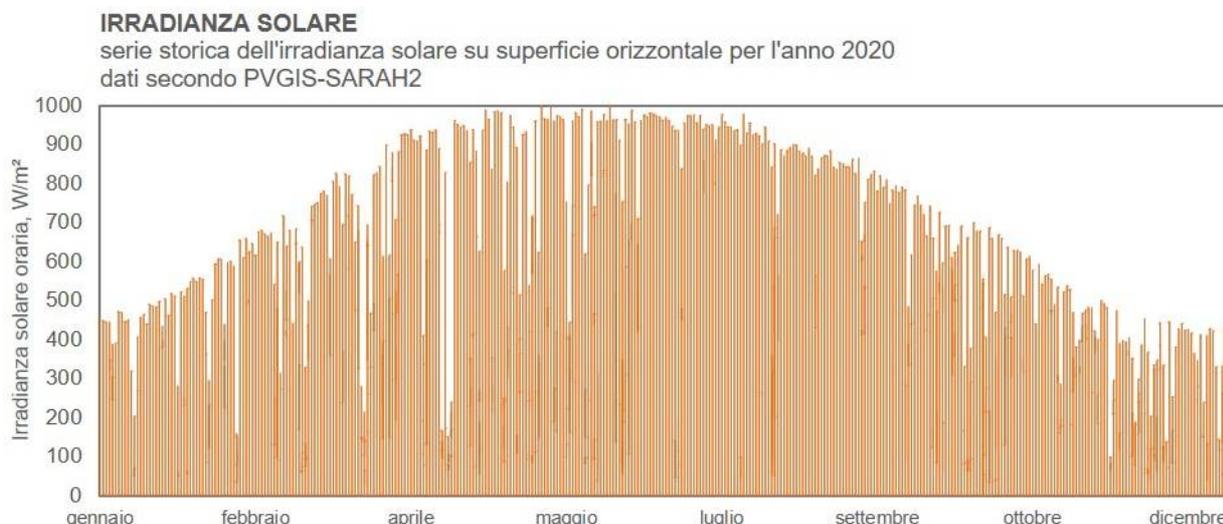


Figura 3.5 – Serie storica oraria dell'irradianza solare globale su superficie orizzontale.
 Dati secondo PVGIS-SARAH2 per la località di indagine, anno 2020. Elaborazione iLStudio.

La figura seguente riporta anche un confronto tra i valori di irraggiamento solare giornaliero medio mensile relativamente alla sola componente diretta su superficie ortogonale ai raggi.

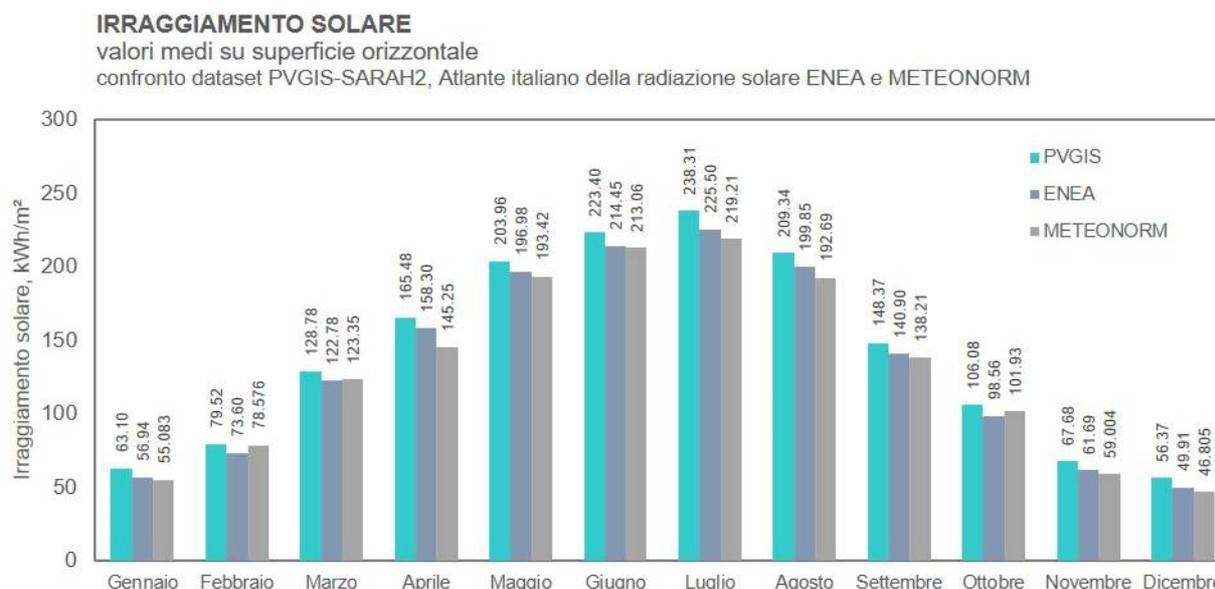


Figura 3.6 – Irraggiamento giornaliero medio mensile su superficie orizzontale.
 Confronto tra i dataset PVGIS, ENEA e METEONORM. Elaborazione iLStudio.

PARCO FOTOVOLTAICO OFFSHORE NEL PORTO ESTERNO DI BRINDISI PROGETTO PRELIMINARE		
Relazione tecnica – Analisi della producibilità del sito		
Codice documento: F0123TR00RELPRO00b	Data emissione: Ottobre 2023	Pagina 10 di 20

4. DEFINIZIONE DEL LAYOUT

La progettazione e l'ottimizzazione del layout di un parco fotovoltaico è un processo iterativo che compendia un gran numero di input e vincoli, tra cui:

- *caratteristiche del sito di installazione*, ad esempio l'irraggiamento solare medio, la batimetria dei fondali, i campi delle correnti marine, il regime ondometrico, la geofisica e geotecnica dei fondali, i vincoli ambientali (antropogenici e naturali), infrastrutture sottomarine esistenti (elettrorodotti, cavi telecomunicazione, gasdotti) e il traffico marittimo;
- *caratteristiche di natura progettuale* come la tipologia e le specifiche tecniche dei sistemi di generazione, condizionamento e controllo dell'energia elettrica prodotta, la progettazione dei sistemi di supporto, la progettazione elettrica, la compatibilità con i metodi di installazione e i requisiti O&M.

La progettazione si esplica generalmente in due fasi successive di macrolocalizzazione (macro-siting) e microlocalizzazione (micro-siting); l'output della prima fase è l'area di intervento ovvero la *collocazione* dell'impianto sul territorio, quello della fase di microlocalizzazione è invece il puntuale posizionamento delle infrastrutture di impianto all'interno dell'area di progetto. Le due fasi si concludono con il soddisfacimento degli obiettivi di progetto che, per il caso specifico, sono sintetizzabili in:

- massimizzazione della producibilità energetica (*energy yield*),
- eliminazione o minimizzazione degli impatti negativi prevedibili sull'ambiente naturale,
- eliminazione o minimizzazione degli impatti negativi prevedibili sull'ambiente antropico,
- mantenimento di elevati standard di sicurezza durante l'intero ciclo di vita dell'opera.

La scelta della macro area marina di indagine esclude inoltre l'interferenza con aree protette o di pregio naturalistico e minimizza le interferenze con le normali attività antropiche legate alle operatività della vicina area portuale e industriale. Si inserisce inoltre in un processo di rivalorizzazione di aree industriali degradate.

Nelle analisi che seguono le scelte di micro-layout considerano, tra gli altri, i seguenti aspetti:

- minimizzazione delle lunghezze cavi tra i punti di produzione e i gruppi di collettamento e trasformazione;
- minimizzazione delle lunghezze cavi tra i gruppi di collettamento e trasformazione e il punto di sbarco sulla terraferma;
- mantenimento di distanze interfilare compatibili con gli spazi di manovra dei normali sistemi di manutenzione;
- minimizzazione dell'ombreggiamento sui moduli fotovoltaici portato da elementi del contesto di paesaggio.

La figura seguente riporta la soluzione di layout adottata e sulla quale sono basati i calcoli di producibilità. La soluzione adottata si compone di 44842 pannelli fotovoltaici raggruppati in 7 *campi*, ciascuno costituito da un numero di moduli variabile tra 454 e 465. Ciascun modulo raggruppa fino a 14 pannelli fotovoltaici distribuiti su strutture di supporto. I 7 campi fanno capo ad altrettanti moduli di conversione / trasformazione collegati in configurazione entra/esci.

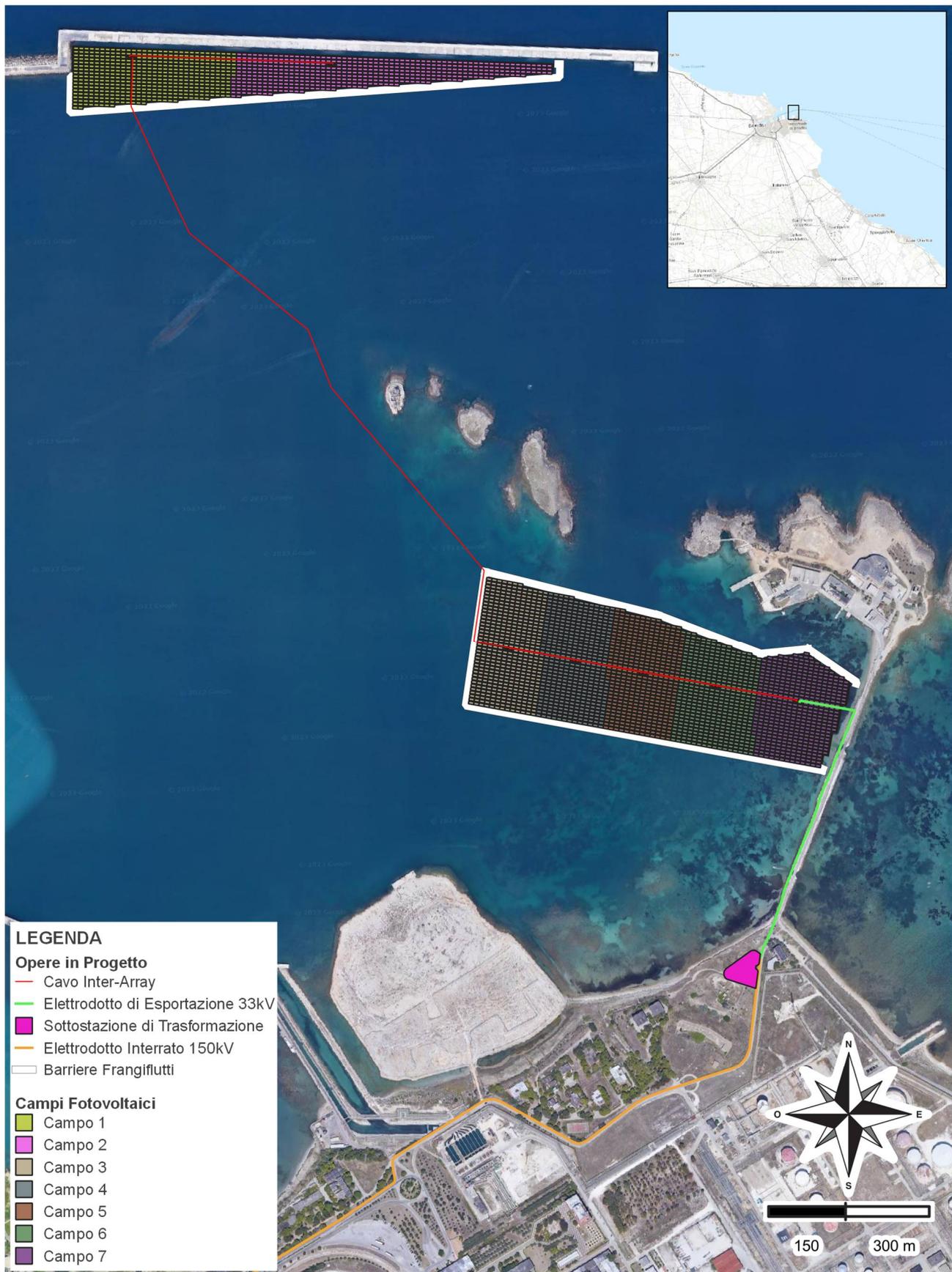


Figura 4.1 – Layout di impianto impiegato per le analisi di producibilità energetica.

Elaborazione iLStudio.

5. CALCOLO DELLA RESA ENERGETICA

5.1. Descrizione sintetica dei principali elementi tecnici

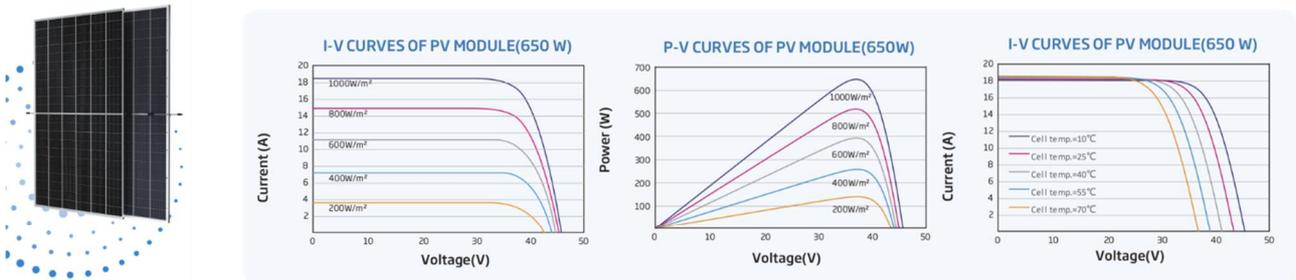
Si descrivono nel seguito gli elementi tecnici che hanno influenza diretta nel calcolo della producibilità energetica dell’impianto.

In linea di massima, un impianto fotovoltaico trasforma direttamente ed istantaneamente l’energia solare in energia elettrica senza l’utilizzo di alcun combustibile. La tecnologia fotovoltaica sfrutta infatti l’effetto fotovoltaico, per mezzo del quale alcuni semiconduttori opportunamente “drogati” generano elettricità se esposti alla radiazione solare. I principali elementi della catena di generazione sono il *generatore* (pannelli fotovoltaici) e il *sistema di controllo e condizionamento della potenza*.

5.1.1. Generatore, pannelli fotovoltaici

Il progetto non prevede ancora l’adozione di uno specifico modello di pannello fotovoltaico. Indipendentemente dal modello adottato, i pannelli ipotizzati per la valutazione di producibilità saranno del tipo a wafer in silicio monocristallino, ad alta densità assimilabili alla soluzione commerciale Trina Solar Vertex 670W mod. TSM-DEG21C.20 MBB con le seguenti caratteristiche di riferimento:

- pannelli a 132 celle in silicio monocristallino;
- potenza nominale di picco fino a 665 W;
- efficienza di conversione fino al 21.4%;
- interconnessione tra le celle ad alta densità;
- dimensioni in pianta (W × L) 1303 × 2384 mm.
- numero di elementi per stringa fino a 28.



MECHANICAL DATA

Solar Cells	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 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-P _{MAX} (Wp)*	645	650	655	660	665
Power Tolerance-P _{MAX} (W)			0 ~ +5		
Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V)	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current-I _{MPP} (A)	17.23	17.27	17.31	17.35	17.39
Open Circuit Voltage-V _{OC} (V)	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current-I _{SC} (A)	18.31	18.35	18.40	18.45	18.50
Module Efficiency η _m (%)	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P _{MAX}	- 0.34%/°C
Temperature Coefficient of V _{OC}	- 0.25%/°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

Figura 5.1 – Stralcio datasheet tipo del pannello fotovoltaico.

Fonte: Trina Solar.

5.2. Gruppo di condizionamento e controllo della potenza, inverter e trasformatore

Il parco fotovoltaico sarà collegato alla rete mediante un punto di consegna in corrente alternata e in alta tensione (150kV). Poiché ciascun modulo fotovoltaico eroga energia in corrente continua e bassa tensione, tra il punto di generazione e quello di consegna sono richiesti dispositivi di conversione e trasformazione (in elevazione) della tensione. La conversione DC/AC si realizza mediante dispositivi inverter, l'elevazione di tensione attraverso trasformatori di tensione. L'architettura elettrica preliminare dei campi prevede due soluzioni realizzative del tipo (Figura 5.3):

- multi-inverter, e
- mono-inverter (inverter centrale di campo).

Nel primo caso i campi sono ripartiti secondo gruppi di stringhe ciascuno dotato di proprio inverter; nel secondo caso l'inverter è invece unico e colletta l'energia proveniente dall'intero campo. La soluzione finale sarà valutata in sede di progettazione definitiva sulla base di considerazioni tecno-economiche.

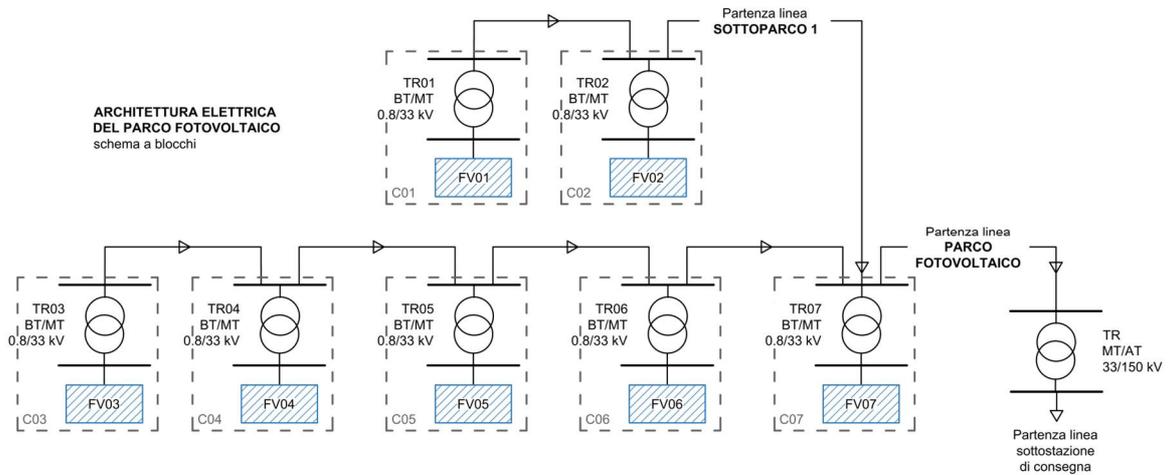
In entrambi i casi, come già detto, ciascun campo prevede un modulo di trasformazione BT/MT per l'elevazione della tensione elettrica dal valore di generazione (inferiore a 1500 V DC) al valore di trasporto fino al punto di giunzione a terra (33 kV AC trifase). L'elevazione MT/AT finale fino al valore di consegna (150 kV AC trifase) sarà quindi effettuata in prossimità del punto di sbarco in apposita sottostazione di trasformazione onshore.

Per applicazioni offshore sono disponibili speciali moduli container, adatti sia ad installazione su fondazioni floating che fisse, contenenti gli elementi di condizionamento e controllo della potenza tra cui, appunto, l'inverter e il trasformatore BT/MT. I moduli sono progettati per garantire adeguato grado di protezione per componenti elettrici rispetto alle condizioni ambientali (umidità, salinità, spruzzi e intrusioni d'acqua).



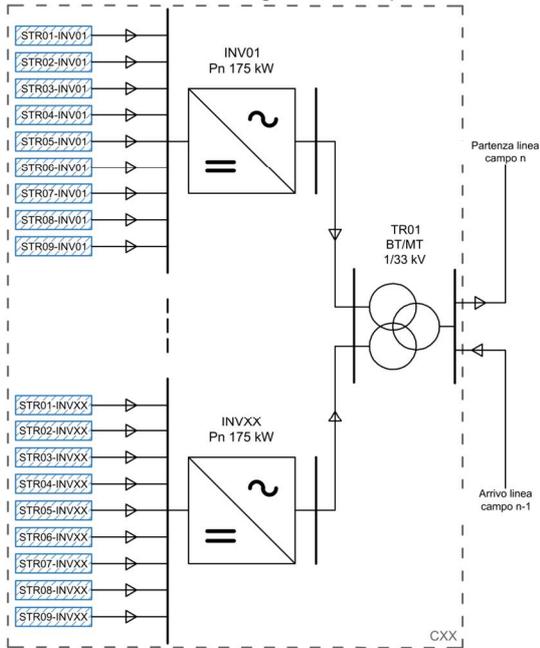
Figura 5.2 – Esempio di modulo di trasformazione compatto per parchi fotovoltaici offshore.

Fonte: CR Technology Systems S.p.A.



ARCHITETTURA ELETTRICA DEL CAMPO FOTOVOLTAICO
SOLUZIONE 1

schema a blocchi della configurazione campo multi-inverter



SOLUZIONE 2

schema a blocchi della configurazione campo mono-inverter

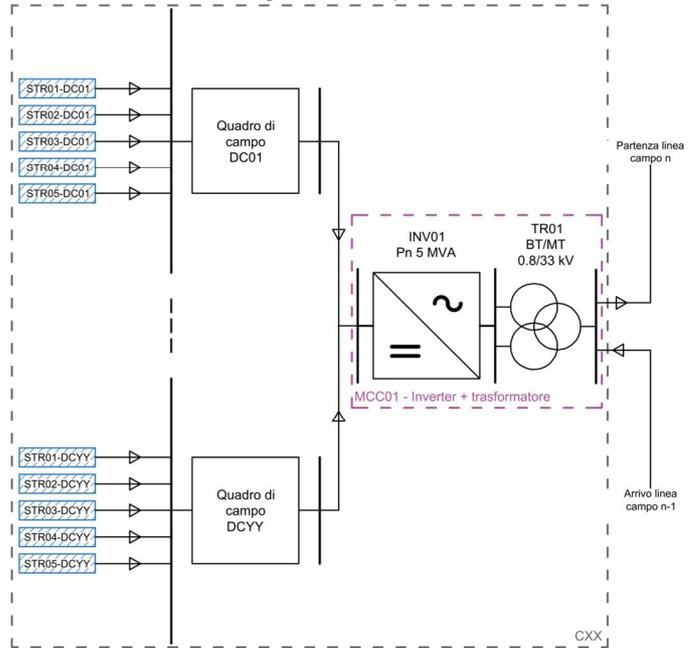


Figura 5.3 – Schema a blocchi dell'architettura elettrica del parco fotovoltaico.

Elaborazione iLStudio.

5.3. Modello di calcolo

Il calcolo della resa energetica è stato effettuato applicando il modello di calcolo del Global Solar Atlas. L'algoritmo prevede il calcolo della producibilità energetica aggregando tre modelli numerici che definiscono le caratteristiche della fonte di energia, delle condizioni atmosferiche al contorno e i rendimenti tipici della catena di generazione. Sono in particolare considerati:

- il modello della radiazione solare,
- il modello di temperatura dell'aria,
- il modello di simulazione della potenza fotovoltaica.

Lo schema di lavoro è ben descritto nel diagramma di flusso di Figura 5.4.

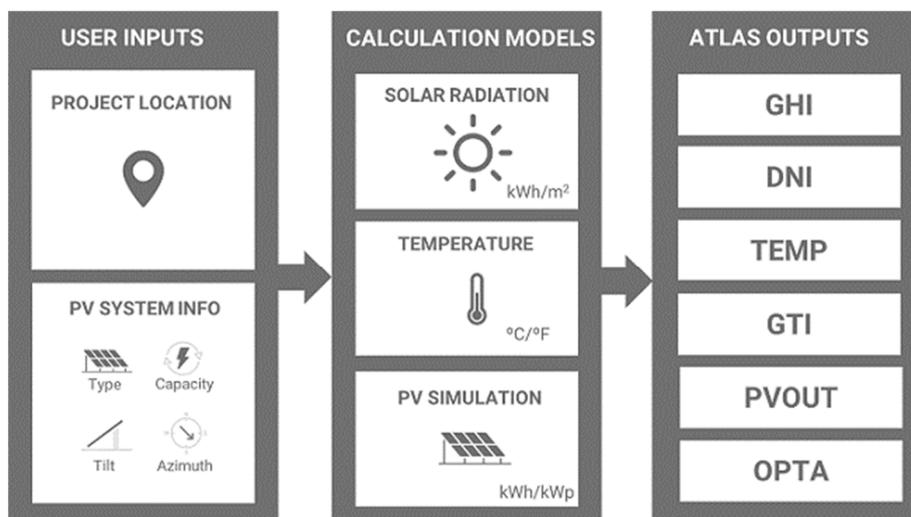


Figura 5.4 – Schema di flusso per il calcolo della producibilità energetica mediante il modello Global Solar Atlas.

Fonte: Global Solar Atlas.

L'implementazione del modello atmosferico, nel quale convergono parametri climatici quali, ad esempio, la velocità e la direzione del vento o l'umidità relativa, è finalizzata al calcolo della temperatura dell'aria ambiente in quanto determinante le condizioni operative e le prestazioni degli impianti. La temperatura dei moduli fotovoltaici infatti, in ragione del coefficiente di temperatura delle celle, ha importanti conseguenze sulla resa energetica complessiva.

Il modello di calcolo della potenza elettrica dei moduli fotovoltaici considera infine la quantità di radiazione solare incidente sulla loro superficie in virtù non solo delle condizioni climatiche locali ma anche delle caratteristiche di installazione, ad esempio, gli angoli di tilt e azimuth.

Per una data posizione, il modello aggregato restituisce l'irradiazione globale su superficie inclinata calcolata in base ai parametri *irradianza globale su superficie orizzontale* (GHI, *Global Horizontal Irradiance*), *irradianza diretta su superficie normale ai raggi* (DNI, *Direct Normal Irradiance*), *albedo del terreno* e posizione del sole entro un intervallo di tempo di 15 minuti.

Ai fini del calcolo sono anche considerate:

- le condizioni di ombreggiamento in base alle caratteristiche di elevazione del terreno trascurando l'ombreggiamento di edifici e vegetazione;
- le prestazioni dei moduli fotovoltaici calcolate mediante l'implementazione del modello circuitale di De Soto. La temperatura del modulo viene calcolata in tal caso mediante bilancio energetico sul pannello, in base alla temperatura ambiente, all'irradianza solare globale sulla superficie, al coefficiente di scambio termico della superficie e l'efficienza della cella fotovoltaica. Nel caso degli impianti offshore, la temperatura del modulo fotovoltaico è anche funzione dell'evaporazione dell'acqua;
- le perdite di conversione da DC/AC calcolate secondo il modello di inverter Sandia, con efficienza valutata nel punto di massima potenza dell'array fotovoltaico collegato;
- altre perdite tra cui, le perdite dei cavi e di trasporto della potenza, *mismatching* (ovvero la disuniformità tra le condizioni di illuminamento delle celle e/o delle loro caratteristiche costruttive), la riflessione e/o lo sporco della superficie dei moduli.

La tabella seguente riporta un estratto dei parametri di riduzione di riferimento del modello Global Solar Atlas.

PARCO FOTOVOLTAICO OFFSHORE NEL PORTO ESTERNO DI BRINDISI PROGETTO PRELIMINARE		
Relazione tecnica – Analisi della producibilità del sito		
Codice documento: F0123TR00RELPRO00b	Data emissione: Ottobre 2023	Pagina 16 di 20

Tabella 5.1 – Parametri di riduzione della producibilità del modello Global Solar Atlas.

PARAMETRI DI RIDUZIONE DELLA PRODUCIBILITÀ PER IMPIANTI OFFSHORE	
Temperatura operativa nominale delle celle*	46.2 °C
Efficienza EURO dell'inverter	96.4 %
Perdite DC: Sporciamento**	6 %
Perdite DC: Cavi	2.5 %
Perdite DC: Mismatch***	6.5 %
Perdite AC: Trasformatori	1 %
Perdite AC: Cavi	2 %
Availability****	98 %

* La temperatura operativa dei moduli fotovoltaici viene corretta in base alla ventilazione in relazione al tipo di montaggio. Nel caso di installazioni in mare, la temperatura è influenzata anche dall'evaporazione dell'acqua.

** Si prevede un maggiore sporciamento dovuto agli escrementi di uccelli.

*** Si prevede un maggior mismatch a causa di una più probabile variazione di illuminamento rispetto a installazioni fisse a terra associate ad esempio a spruzzi d'acqua, movimento delle stringhe (nel caso di impianti galleggianti) etc.

**** La disponibilità prevista del sistema è inferiore a causa di un ambiente più difficile, con una maggiore probabilità di verificarsi di vari tipi di guasto.

5.4. Producibilità energetica

Il modello di calcolo del Global Solar Atlas è stato applicato in riferimento alle due configurazioni elettriche di campo, mono-inverter e multi-inverter applicando, in quest'ultimo caso, una correzione del fattore di perdita per mismatch di circa 2 punti percentuali così da tenere in conto la minor capacità del sistema mono-inverter di gestire disuniformità di illuminamento delle celle connesse rispetto al sistema multi-inverter.

L'energia producibile dall'impianto in un anno, nell'ipotesi di superfici captanti identicamente orientate, vale:

$$E_{y,FV} = \sum_{i=1}^N \prod \eta_j \times GTI_i \times A_{FV} \quad \text{eq. (1)}$$

in cui $E_{y,FV}$ è l'energia totale annua prodotta dall'impianto, GTI_i è l'irraggiamento solare globale su superficie inclinata medio nell'intervallo di tempo i , A_{FV} è l'area della superficie totale captante, η_j sono i rendimenti dell'impianto comprensivi delle inefficienze di cui alla Tabella 5.1 e del rendimento di conversione della cella fotovoltaica.

Per il caso in esame si ottiene una producibilità energetica totale annua AEP netta pari a 38.59 GWh/anno ipotizzando una soluzione di campo multi-inverter e 37.60 GWh/anno nel caso di sistema mono-inverter. Il capacity factor, calcolato come rapporto percentuale tra l'AEP netto e la massima quantità di energia producibile con l'impianto in funzione h24 in regime nominale, si attesta infine al 13.64% per la soluzione multi-inverter e 13.28% per la soluzione mono-inverter. I valori sono in linea con il capacity factor medio italiano (circa 13.7%, fonte (Il Sole 24 Ore, 2022)). La Tabella 5.2 riporta il dettaglio dei risultati.

PARCO FOTOVOLTAICO OFFSHORE NEL PORTO ESTERNO DI BRINDISI PROGETTO PRELIMINARE		
Relazione tecnica – Analisi della producibilità del sito		
Codice documento: F0123TR00RELPRO00b	Data emissione: Ottobre 2023	Pagina 17 di 20

Tabella 5.2 – Consuntivo caratteristiche e prestazioni dell'output di layout.

Elaborazione iLStudio.

CONFIGURAZIONE ELETTRICA	Multi-inverter di campo	Mono-inverter di campo
Potenza nominale del pannello fotovoltaico	fino a 665 W	
Dimensioni del pannello, W x L	1303 x 2384 mm	
Numero totale di pannelli	44842	
Numero totale di sottoparchi	2	
Numero totale di campi	7	
Numero totale di pannelli per stringa	fino a 28	
Potenza totale nominale del parco	~30 MW	
Superficie impegnata	~ 20.9 ha	
Superficie captante	~ 13.93 ha	
Rapporto di trasparenza globale (ground cover ratio, GCR)	~ 66.65%	

BATIMETRIA DELL'AREA	
Profondità massima	< 30 m

PRESTAZIONI ENERGETICHE		
AEP lordo (compreso il rendimento del pannello)	49.12 GWh/anno	
Perdite (escluse availability e rendimento del pannello)	19.9%	21.9%
Perdita availability	2%	2%
AEP netto	38.6 GWh/anno	37.6 GWh/anno
Capacity factor netto teorico	13.64%	13.28%

6. CONCLUSIONI

È stata effettuata l'analisi di dettaglio per la definizione del layout del parco propedeutica alla stima della producibilità elettrica annuale attesa. La fase di macro-siting, descritta nel documento "Studio Preliminare Ambientale", orientata alla minimizzazione delle interferenze negative con l'esistente assetto ambientale e antropico, ha restituito un'area di indagine preliminare a cui sono stati sovrapposti ulteriori vincoli relativi, ad esempio, all'evitamento di aree marine potenzialmente pregiate o alla riduzione delle interferenze con le attività antropiche caratterizzanti la macro area.

Si è quindi passati a valutare la risorsa energetica disponibile nel sito attraverso l'analisi di dataset dell'irraggiamento basati su modelli atmosferici e serie storiche hindcast estraendo un idoneo profilo di irraggiamento di lungo periodo. Il sito è caratterizzato da un cospicuo contenuto energetico con irraggiamento medio annuo su superficie orizzontale superiore a 1619.7 kWh/m².

È stata quindi formulata un'ipotesi di layout compatibile con i vincoli e valutata la relativa producibilità energetica secondo i descrittori prestazionali AEP (Annual Energy Production) e capacity factor. La soluzione tecnica di riferimento per le analisi ha previsto un totale di 44842 pannelli fotovoltaici ripartiti secondo 7 campi per una potenza nominale totale di circa 30 MW. Le dimensioni e le curve caratteristiche di funzionamento sono state stimate in riferimento a soluzioni commerciali. La fase di calcolo si è conclusa positivamente determinando un AEP netto variabile tra un minimo di 37.6 e un massimo di 38.6 GWh/anno per le soluzioni mono e multi-inverter rispettivamente. I valori così calcolati conducono a capacity factor tra il 13.28 e il 13.64% assolutamente in linea con la media nazionale (13.7%).

RIFERIMENTI

ABB, 2013. *Quaderni di applicazione tecnica N.10 - Impianti fotovoltaici*, s.l.: ABB.

CR Technology Systems S.p.A., 2022. [Online]

Available at: <https://www.crtsgroup.com/>

[Consultato il giorno Agosto 2022].

Dang Anh Thi, N., 2017. *The global evolution of floating solar PV*, s.l.: s.n.

ENEA, 2022. *Atlante Italiano della Radiazione Solare*. [Online]

Available at: <http://www.solaritaly.enea.it/>

[Consultato il giorno Agosto 2022].

European Commission, 2020. *Potential impacts of solar, geothermal and ocean energy on habitats and species protected under the birds and habitats directives*, s.l.: s.n.

European Commission, 2022. *PVGIS Photovoltaic Geographical Information System*. [Online]

Available at: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-photovoltaic-geographical-information-system_en

[Consultato il giorno Agosto 2022].

Il Sole 24 Ore, 2022. *Se avessimo installato più rinnovabili pagheremmo bollette meno salate?*. [Online]

Available at: https://www.econopoly.ilsole24ore.com/2022/02/24/rinnovabili-bollette-energia/?refresh_ce=1

[Consultato il giorno Agosto 2022].

Ramasamy, V. & Margolis, R., s.d. *Floating Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2021 Installations on Artificial Water Bodies*, s.l.: NREL.

Solargis, 2022. *Weather data and software for solar power investments*. [Online]

Available at: <https://solargis.com/>

[Consultato il giorno Agosto 2022].

Trina Solar, 2022. *trinasolar.com*. [Online]

Available at: <https://www.trinasolar.com/it>

[Consultato il giorno Agosto 2022].

UNI, 2016. *UNI10349-1:2016 - Riscaldamento e raffrescamento degli edifici - Dati climatici*. s.l.:UNI.

World Bank Group, 2022. *Global Solar Atlas*. [Online]

Available at: <https://globalsolaratlas.info>

[Consultato il giorno Agosto 2022].

Ziar, H., 2021. *Floating Solar Stations*. In: *Floating Solar Stations*. s.l.:Delft University of Technology, pp. 30-43.

PARCO FOTOVOLTAICO OFFSHORE NEL PORTO ESTERNO DI BRINDISI PROGETTO PRELIMINARE		
Relazione tecnica – Analisi della producibilità del sito		
Codice documento: F0123TR00RELPRO00b	Data emissione: Ottobre 2023	Pagina 20 di 20

Il presente documento, composto da n. 26 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