



**PROGETTO DI IMPIANTO FOTOVOLTAICO FLOTTANTE DENOMINATO
“ACQUANUOVA BARICELLA” DI CIRCA 5,99 MWp
IN COMUNE DI BARICELLA (BO) E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE**

Relazione tecnico illustrativa

25/09/2024

Ing. Giovanni Groterria

¹ Foto di repertorio

SOMMARIO

1	PRESENTAZIONE DEL PROGETTO	3
1.1	Premessa	3
1.2	Inquadramento geografico e catastale	3
1.3	Utilità del progetto	6
2	DESCRIZIONE DELLA TECNOLOGIA FLOTTANTE	9
2.1	Caratteristiche della tecnologia utilizzata	9
2.2	Esempi già realizzati	10
3	DESCRIZIONE PROGETTUALE	15
3.1	Configurazione progettuale.....	15
3.2	Accorgimenti tecnici.....	19
3.3	Allacciamento alla rete.....	20
3.4	Norme tecniche di riferimento.....	26
3.5	Scelte tecniche.....	27
3.5.1	Scelta dei moduli	27
3.5.2	Scelta degli inverter.....	28
3.5.3	Scelta del sistema galleggiante.....	30
3.5.4	Cablaggio	32
3.5.5	Cabine di trasformazione e consegna	33
3.5.6	Ancoraggio del sistema galleggiante	36
3.5.7	Sistema di gestione e di controllo a distanza	39
3.5.8	Produzione annuale.....	39
3.5.9	Sicurezza dei lavoratori	40
3.5.10	Prevenzione incendi	41
3.6	Dismissione.....	42
4	ALLEGATI	43

1 PRESENTAZIONE DEL PROGETTO

1.1 Premessa

La presente Relazione tecnico-illustrativa riguarda il progetto, a nome della società **Alphacqua Origine s.r.l.**, per la realizzazione di un **impianto fotovoltaico in modalità flottante di circa 5,99 MWp denominato "ACQUANUOVA BARICELLA", da realizzarsi in comune di Baricella (BO), completo delle relative opere funzionali alla connessione a rete elettrica.**

La connessione dell'impianto alla rete elettrica nazionale avverrà secondo quanto previsto dalla soluzione minima tecnica elaborata da E-distribuzione all'interno del preventivo accettato dalla Società proponente (rif. ID Pratica: 340485260) nelle modalità descritte nel paragrafo 3.3.

La tecnologia flottante prevista per il presente intervento consente la produzione di energia rinnovabile solare evitando consumo di suolo agricolo coltivabile e trovando sinergie utili per riqualificare e mantenere, con interventi adeguati, i bacini artificiali altrimenti oggetto di degrado, disturbi antropici o abbandono, con lo scopo di rafforzare la loro funzione di supporto alla biodiversità e alla rete ecologica del territorio.

La configurazione progettuale dell'impianto di produzione è stata per questo determinata a valle di un accurato studio di fattibilità tecnica ed ambientale.

1.2 Inquadramento geografico e catastale

L'impianto fotovoltaico sarà sviluppato in modalità flottante all'interno di 3 specchi d'acqua di origine artificiale collocati in Comune di Baricella, a circa 5 km a est rispetto al centro abitato.

Tali bacini sono stati utilizzati in passato per la pesca amatoriale e per attività annesse all'esercizio di un agriturismo posto in area adiacente, della medesima proprietà. Tali attività ad oggi non sono più attuate e l'intervento in oggetto è un'occasione per evitare l'abbandono dell'area, prevedendo azioni finalizzate alla sua riqualificazione, implementandone il valore naturalistico attraverso interventi mirati.

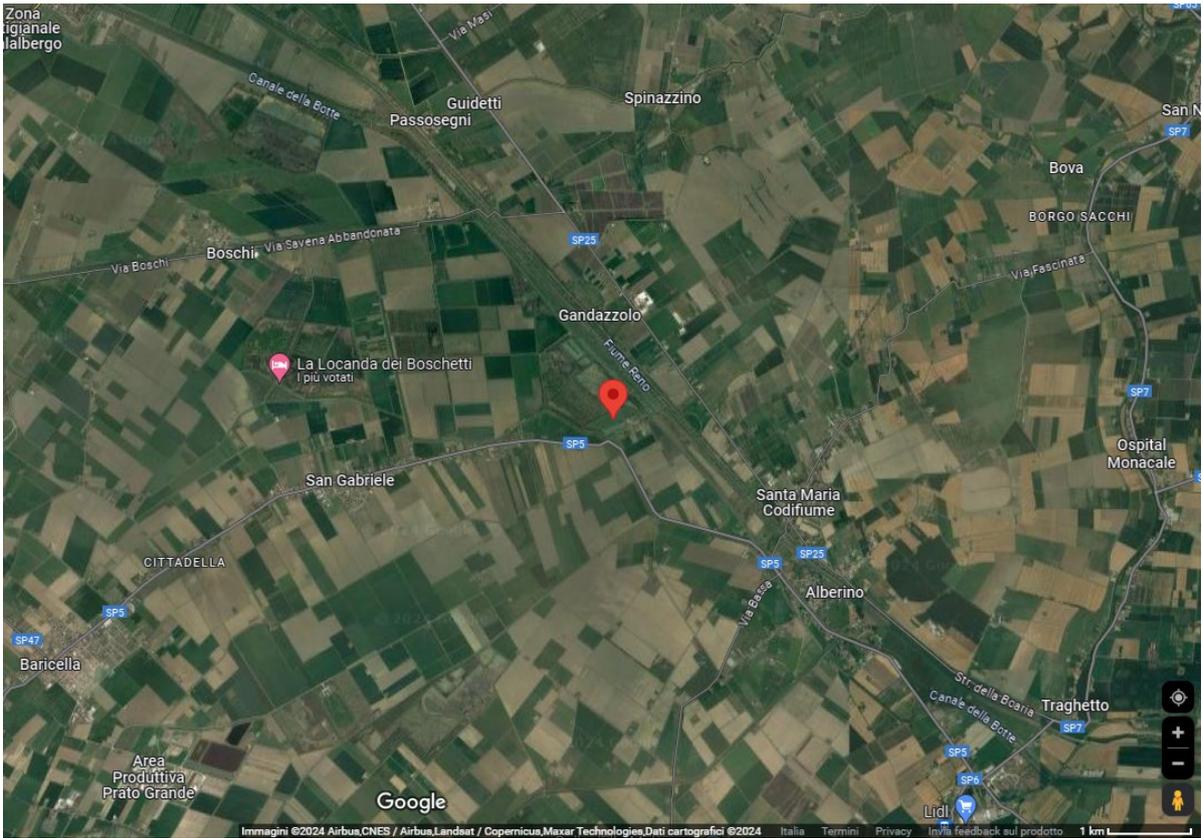


Figura 1: Localizzazione su Google Maps – con puntatore rosso è indicato il sito di progetto



Figura 2: Localizzazione su ortofoto dell'area di progetto

L'accesso al sito avverrà dalla strada comunale di via Savena Vecchia mediante la realizzazione di un nuovo accesso carraio. Sarà inoltre realizzato un accesso dedicato a E-distribuzione, come da quest'ultima richiesto, per il raggiungimento della cabina di consegna in modo indipendente da via pubblica. Per dettagli si rimanda agli elaborati progettuali allegati alla presente istanza.

Con contratto preliminare di compravendita sottoscritto con la Proprietà, regolarmente registrato e trascritto, la società **Alphacqua Origine S.r.l.** ha acquisito la disponibilità dei mappali 15, 87 e 10 del Foglio 29 del Comune di Baricella.



Figura 3: Stralcio di mappa catastale - Foglio 29, mappali 10, 15 e 87 del Comune di Baricella (BO)

1.3 Utilità del progetto

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico flottante qui proposto si inserisce nel processo di transizione energetica nazionale definito dal *PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA* ed in particolare risulta coerente con i seguenti obiettivi:

- **Differenziare le fonti di approvvigionamento** attraverso la ricerca di nuove soluzioni per lo sfruttamento delle fonti di energia rinnovabili per la produzione di energia elettrica, coerente con l'obiettivo di **accelerazione del percorso di decarbonizzazione**;
- Favorire l'**evoluzione del sistema energetico**, in particolare nel settore elettrico, da un assetto centralizzato a uno distribuito basato prevalentemente sulle fonti rinnovabili;
- **Evitare** l'utilizzo di fonti non rinnovabili e di sistemi di produzione di energia che comportino **emissioni inquinanti e climalteranti**.

Il progetto in oggetto mira a contribuire, in particolare, al soddisfacimento degli obiettivi di "Energia Verde" e "Sviluppo Sostenibile" invocate dal *Protocollo di Kyoto* nel 1997 e dalle varie Conferenze sul clima e l'ambiente (in particolare Copenaghen 2009 e Parigi 2015).

Ad oggi, la produzione di energia elettrica è per una quota ancora troppo elevata proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile.

L'Italia non possiede riserve significative di fonti fossili, ma da esse ricava circa una buona parte dell'energia che consuma, con una rilevante dipendenza dall'estero. I costi della bolletta energetica hanno avuto anche per questo motivo incrementi elevatissimi nel corso della fine del 2021 e 2022, rischiando di diventare ancor più insostenibili per la nostra economia con le sanzioni previste in caso di mancato rispetto degli impegni presi.

In Italia il 30 novembre 2021 è stato pubblicato sul S.O. della GU n. 285 il Decreto Legislativo 8 novembre 2021, n. 199 recante "*Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili*" (c.d. Decreto Red II). Il Decreto è entrato in vigore in data 15 dicembre 2021 ed è uno dei passaggi chiave per la promozione della transizione energetica del nostro Paese, predisposto in coerenza con gli obiettivi del "Green New Deal". Esso si colloca nel quadro degli strumenti delineati dal PNIEC ("Piano Nazionale Integrato per l'energia e il Clima") e dal PNRR Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza.

L'Italia si pone obiettivi ambiziosi consistenti:

- (i) nel raggiungimento di una quota pari al 30% come quota complessiva di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale lordo (rispetto al target europeo del 32%);
- (ii) nell'adesione all'obiettivo europeo di cui al regolamento 2021/1119 UE di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990 entro il 2030.

Come illustrato dal MITE, il target è l'installazione di almeno 60 GW di nuova potenza installata da qui al 2030, di cui almeno 40 GW di fotovoltaico e oltre 12 GW di eolico. Altri 3 GW dovrebbero arrivare dal biogas, 1,5 GW dall'idroelettrico (settore in parte saturo, dove si prevede di recuperare 0,5 GW dal repowering degli impianti esistenti); geotermico (0,2 GW) e altre fonti minori per 0,8 GW (solare termodinamico, energia oceanica, etc.).

Il progetto in oggetto ricade nelle tipologie di opere, impianti ed infrastrutture a cui dare priorità in quanto necessarie al raggiungimento degli obiettivi prefissati dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (**PNIEC**), predisposto in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999, riportate nell'Allegato I-bis alla Parte seconda del DECRETO LEGISLATIVO 3 aprile 2006, n. 152 al punto 1.2.1:

Allegati alla Parte Seconda - ALLEGATO I-bis

Opere, impianti e infrastrutture necessarie al raggiungimento degli obiettivi fissati dal Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), predisposto in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999.

1 Dimensione della decarbonizzazione

1.2 Nuovi impianti per la produzione di energia e vettori energetici da fonti rinnovabili, residui e rifiuti, nonché ammodernamento, integrali ricostruzioni, riconversione e incremento della capacità esistente, relativamente a:

*1.2.1 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;*

La produzione di energia elettrica da fonte solare diventa quindi una attività che contribuisce, sia pur indirettamente, alla salvaguardia dei valori ambientali e paesaggistici messi a rischio dai cambiamenti climatici.

Entro il 2030 sarà necessario installare in Italia circa 70 GW di nuova capacità rinnovabile (rispetto a quella installata al 31 dicembre 2019) per coprire almeno il 65% dei consumi di elettricità con l'energia prodotta da queste fonti di energia pulita (le cosiddette FER, dall'acronimo di fonti energetiche rinnovabili).

In Figura 4 sono riportati i principali numeri elaborati da Terna relativi allo sviluppo delle iniziative relative agli impianti da fonte rinnovabile nelle provincie della Regione Emilia-Romagna.

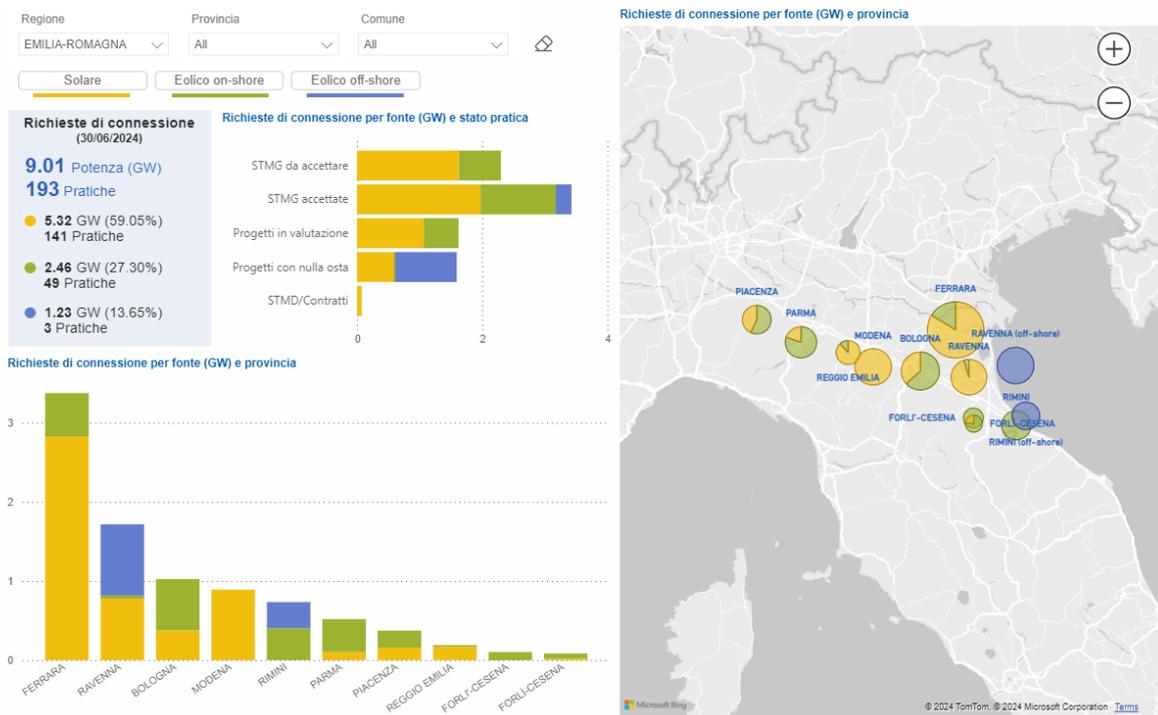


Figura 4: Richieste di connessione riportate nel sito di Terna (agg. Luglio 2024) ²

Il progetto risponde agli obiettivi di soddisfare, attraverso fonti rinnovabili, una maggior quota dei fabbisogni energetici al 2030. Considerando:

- una producibilità conservativa di circa 1.165,2 kWh all'anno per ogni kWp di moduli fotovoltaici installati e una potenza di picco di 5,99 MWp;
- un consumo civile annuo del Comune di Baricella nel 2018 pari a circa 11.661 MWh come desunto dai dati ambientali messi a disposizione dalla Regione Emilia – Romagna (fonte: dati.arpae.it/dataset/consumi-energetici-comunali);

l'impianto in esame sarà in grado di generare circa 6.990 MWh annui e dunque circa il 60% dei consumi del Comune ospitante sarebbero potenzialmente soddisfatti dalla produzione di energia da fonte rinnovabile.

Tale impianto può dunque contribuire agli obiettivi locali (comunali, provinciali e regionali) legati all'incremento di produzione di energia da fonti rinnovabili.

² <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/rete/econnexion>

2 DESCRIZIONE DELLA TECNOLOGIA FLOTTANTE

2.1 Caratteristiche della tecnologia utilizzata

La tecnologia per realizzare un moderno sistema fotovoltaico galleggiante per la produzione di energia solare è da considerarsi matura, dati i diversi GW installati in territorio europeo e mondiale.

Rispetto ad un più classico fotovoltaico a terra presenta numerosi vantaggi tra i quali:

1. **nessun consumo di suolo coltivabile:** a differenza degli impianti a terra non è previsto alcun consumo significativo di terre a vocazione agricola, significativi disboscamenti o eliminazione di vegetazione preesistente, anche di carattere agricolo, con connesso aumento di rischio di impoverimento o erosione del suolo;
2. **basso impatto visivo:** i moduli flottanti, a differenza di quelli a terra, permettono di mantenere una altezza massima di non più di 50 cm sul livello dell'acqua, riducendo notevolmente la loro visibilità dai punti di osservazione circostanti;
3. **completa reversibilità dell'intervento:** al termine della vita utile dell'impianto, infatti, sarà possibile rimuovere completamente il sistema flottante e gli ancoraggi ottenendo un ripristino dei luoghi allo stato antecedente senza necessità di particolari interventi di ricomposizione. Le uniche opere che rimarranno saranno la cabina di consegna e la connessione alla cabina primaria che resteranno di competenza del gestore di rete.
4. **alta densità installativa:** la realizzazione degli impianti fotovoltaici in modalità flottante permette di ottenere una maggiore densità installativa, consentendo di ridurre di quasi la metà la superficie necessaria, a parità di potenza installabile, rispetto agli impianti a terra. Nel caso in esame la densità installativa è di circa 1,54 MWp/ha, più di tre volte superiore a quella di un impianto a terra medio.
5. **compatibilità con altri usi:** possibilità di rendere compatibile, a determinate condizioni di sicurezza e di fattibilità, la presenza dell'impianto con altri usi (irrigazione, pesca sportiva, fruizione turistica, zone umide, ecc.);
6. **aumento dell'efficienza dei moduli per minore surriscaldamento:** l'acqua su cui poggiano i moduli fotovoltaici costituisce un sistema di raffreddamento naturale, che evita il surriscaldamento e quindi limita le inefficienze. Ogni pannello fotovoltaico ha una temperatura ottimale di funzionamento tra i 20 e 25 gradi, all'aumentare della temperatura diminuisce il rendimento delle celle. Nelle installazioni a terra, in alcuni periodi dell'anno possono verificarsi significativi cali di rendimento, a causa dell'eccessivo surriscaldamento dei moduli fotovoltaici;

7. **riduzione dei consumi di acqua per la pulizia dei moduli** fotovoltaici: i moduli fotovoltaici, essendo installati in acqua, sono soggetti a minore copertura di polvere rispetto a quelli a terra, con conseguente riduzione delle frequenze di lavaggio e minore consumo di acqua (comunque utilizzata senza additivi).
8. **invarianza idraulica**: la natura flottante del progetto presentato permette anche di assicurare l'invarianza idraulica in quanto non è previsto alcun intervento che modifichi la permeabilità dei suoli, i deflussi o il sistema di drenaggio idraulico del territorio a seguito di precipitazioni meteoriche.
9. **riduzione dell'evaporazione**, in coerenza con gli obiettivi di preservare il bene acqua contenuti nel Decreto Siccità (decreto-legge 14 aprile 2023, n. 39).

2.2 Esempi già realizzati

La modalità flottante degli impianti fotovoltaici si è inizialmente sviluppata in paesi, soprattutto asiatici, dove, similamente all'Italia³, è molto importante preservare le terre limitate e pregiate, nel rispetto del loro valore agricolo paesaggistico. Un esempio su tutti è il Giappone⁴, dove i sistemi fotovoltaici flottanti hanno trovato dal 2012 ad oggi un particolare interesse da parte di popolazione e autorità locali.

I sistemi flottanti proposti nel progetto in oggetto si basano proprio su know-how ed esperienza accumulati in questi contesti, dove l'attenzione al territorio è molto alta.

La copertura dello specchio d'acqua limita inoltre gli effetti negativi legati ai sempre più evidenti cambiamenti climatici, limitando l'evaporazione, l'eccessivo surriscaldamento delle acque e la conseguente proliferazione di formazioni algali, a volte anche tossiche.⁵

In Italia, ad esempio, il Consorzio di Bonifica Valle Liri ha realizzato tre impianti fotovoltaici flottanti nel Frosinone in alcune vasche di accumulo in Comune di S. Elia Fiumerapido, loc. Olivella⁶, in comune di Pontecorvo, loc. Fontana Merola⁷, e a S. Ermete⁸.

³ In Italia, secondo l'edizione 2022 del "Rapporto su consumo di suolo, dinamiche territoriali e servizi ecosistemici" curato da ISPRA, la perdita irreversibile di aree naturali e agricole ha superato nel 2021 la soglia dei 2 metri quadrati al secondo, sfiorando i 70 chilometri quadrati in un anno. <https://www.snpambiente.it/2022/07/26/consumo-di-suolo-dinamiche-territoriali-e-servizi-ecosistemici-edizione-2022/>

⁴ <https://ciel-et-terre.net/ciel-terre-japan-creation-history-and-evolution/>

⁵ <http://climadat.isprambiente.it/conoscere-i-cambiamenti-climatici/impatti-vulnerabilita-adattamenti/ecosistemi-di-acque-interne-e-di-transizione/>

⁶ https://maps.app.goo.gl/ZyCH3PeCeRXxRzk18?g_st=ic

⁷ https://maps.app.goo.gl/UfLvepMzftvB2ofZ8?g_st=ic

⁸ https://maps.app.goo.gl/wbRyFajxoJnACSzV9?g_st=ic



Figura 5: Installazione su vasche di accumulo consortili in Italia

Impianti di minor dimensione sono stati realizzati in comune di Mordano, nel bacino di Bubano, in comune di San Giuliano Terme, nel laghetto di Colignola, e in comune di Sella Giudicarie, nel bacino di Dampone.

Si riportano di seguito alcuni esempi degli impianti sviluppati e già realizzati internamente, con specificato: paese e anno in sono stati realizzati / tipologia di bacino / potenza di picco dell'impianto / tipo di ancoraggio / percentuale di copertura dello specchio d'acqua / profondità massima del bacino / variazione massima del livello idraulico.

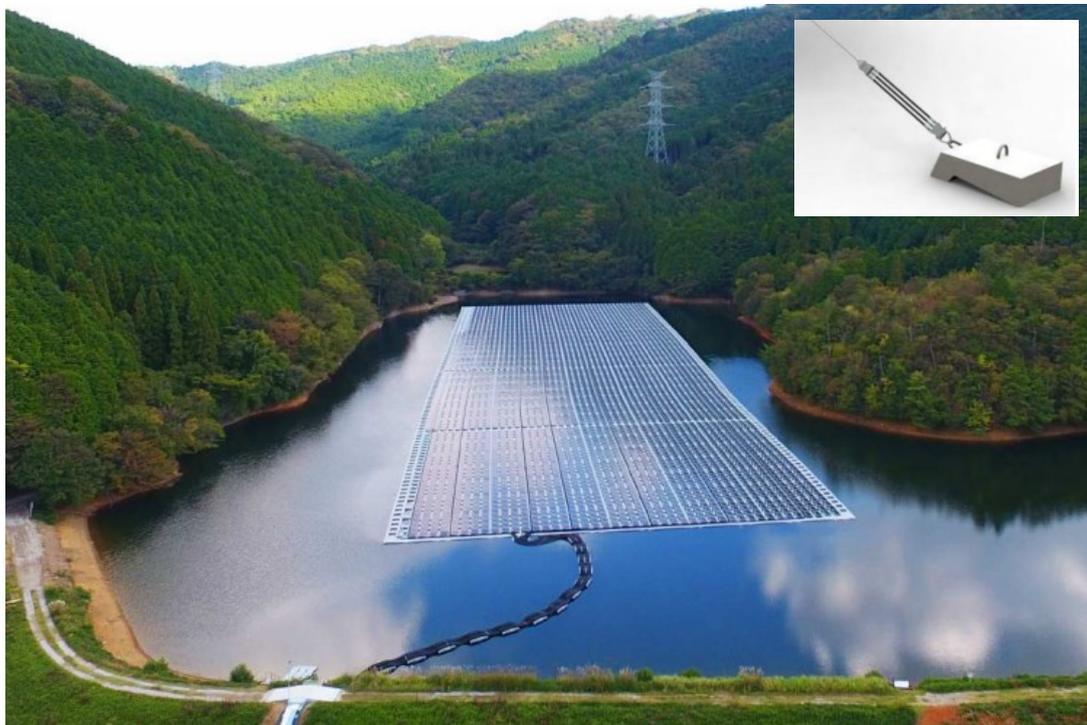


Figura 6: Installazione su bacino di irrigazione nella prefettura di Hyogo in Giappone realizzata nel 2020 da Laketricity del gruppo Ciel&Terre (1.860 kWp, ancoraggio con corpi morti sul fondo, copertura del 42%, profondità massima 10 m, variazione del livello dell'acqua 3 m)



Figura 7: Installazione su vasca di trattamento in California USA realizzata nel 2020 da Laketricity del gruppo Ciel&Terre (53 kWp, ancoraggio a percussione, copertura del 6%, profondità massima 4,8 m, variazione del livello dell'acqua 4,8 m)



Figura 8: Installazione su bacino di irrigazione nella prefettura di Nara in Giappone realizzata nel 2021 da Laketricity del gruppo Ciel&Terre (2.204 kWp, ancoraggio a percussione, copertura del 67%, profondità massima 5 m, variazione del livello dell'acqua 2 m)



Figura 9: Installazione su bacino naturale a Tainan in Taiwan realizzata nel 2020 da Laketricity del gruppo Ciel&Terre (1.251 kWp, ancoraggio sulle sponde, copertura del 66%, profondità massima 6 m, variazione del livello dell'acqua 2,5 m)



Figura 10: Installazione su bacino di cava a Piolenc in Francia limitrofo ad un sito Natura 2000 nel 2019 da Laketricity del gruppo Ciel&Terre (17.015 kWp, ancoraggio con corpi morti sul fondo, copertura del 39%, profondità massima 12 m, variazione del livello dell'acqua 4 m)



Figura 11: Esempio su bacino di irrigazione e di trattamento delle acque (S. Lucia, California, Stati Uniti d'America)

Si allega anche in documento separato una brochure con altri esempi di impianti realizzati con la medesima tecnologia adottata per il presente progetto, dalle taglie più piccole a quelle più importanti.

Dall'esperienza maturata, la fauna acquatica e terrestre continua a frequentare lo specchio d'acqua su cui viene realizzato l'impianto che viene sfruttato per l'appostamento e per la protezione.

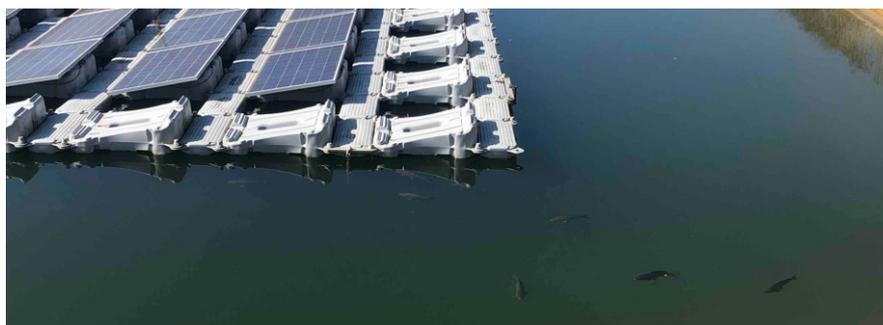


Figura 12: Esempi di convivenza tra fauna e impianti già realizzati

3 DESCRIZIONE PROGETTUALE

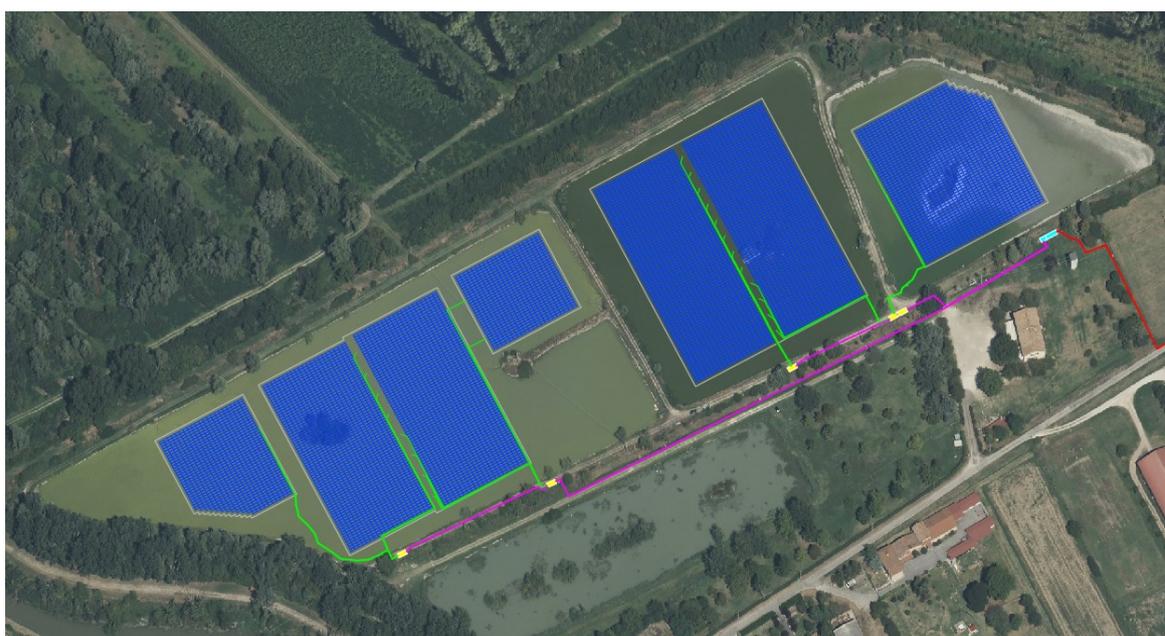
3.1 Configurazione progettuale

L'impianto fotovoltaico in oggetto sarà sviluppato in modalità flottante all'interno dei 3 specchi d'acqua precedentemente indicati, la cui superficie ammonta complessivamente a circa 7 ha.

L'area presenta una buona esposizione ed è facilmente raggiungibile tramite la SP5 e successivamente percorrendo via Savena Vecchia.

L'impianto sarà composto da più isole solari (in blu in Figura 13), elettricamente recapitanti ad un'unica cabina di consegna (in color ciano in Figura 13).

Complessivamente, il layout definitivo d'impianto è stato ottenuto a valle di attente analisi tecniche, ambientali ed economiche relative ai sistemi di ancoraggio e di galleggiamento, alla configurazione elettrica ottimale per la migliore resa possibile, alla sua connessione alla rete elettrica e ai dati storici sull'irraggiamento nel sito in questione, necessari per definire la producibilità energetica e la resa economica dell'impianto stesso, e al suo positivo inserimento nel contesto attuale.



	Modulo fotovoltaico		Cabine di trasformazione MT/BT
	Inverter di stringa		Nuova cabina di consegna (lato utente, strumenti di misura e lato distribuzione)
	Cavi AC in bassa tensione		Cavi AC interrati in media tensione cordati ad elica di competenza e-distribuzione
	Cavi AC interrati in media tensione cordati ad elica di competenza Alphacqua Origine		Cavi AC aerei in media tensione cordati ad elica di competenza e-distribuzione

Figura 13: Layout su ortofoto dell'impianto flottante (V9indA)

L'impianto fotovoltaico flottante interesserà una superficie di circa **3,89 ha**; pertanto, la percentuale di copertura degli specchi d'acqua risulta essere circa del **56%**. La potenza di picco dell'impianto solare fotovoltaico prevista è di **circa 5,99 MWp**, con moduli orientati a Sud e inclinati di 5°.

La centrale fotovoltaica sarà costituita da:

- piattaforme galleggianti in HDPE (High-Density Polyethylene idoneo al contatto con acque potabili), ancorate a sostenere le condizioni più gravose di carico previste;
- moduli fotovoltaici e inverter, installati sul sistema galleggiante in HDPE attraverso strutture metalliche leggere di sostegno;
- cabina per la raccolta dell'energia elettrica prodotta dall'impianto e per la trasformazione della tensione (detta cabina "di trasformazione MT/BT");
- cabina "di consegna" e linee di connessione, così come indicate nella Soluzione Tecnica Minima Garantita (STMG) dal gestore di rete, per la connessione alla rete elettrica nazionale.

Al fine del corretto posizionamento delle isole solari, si prevedono operazioni di movimento terra al fine di rimuovere le tre piccole isole realizzate artificialmente all'interno di ciascuna delle tre vasche oggetto d'intervento. Il volume di terra da spostare ammonta a circa 1000 m³ e sarà interamente riutilizzato all'interno del sito, distribuendolo lungo alcuni tratti di sponda, con il fine di rinforzare le sponde e di addolcirne alcuni tratti, oppure per la realizzazione delle nuove rampe di accesso all'area.

La posa dell'impianto avverrà con rampe appositamente studiate per il varo del sistema galleggiate per evitare di danneggiare le sponde (Figura 14). In alternativa, la costruzione può avvenire anche direttamente all'interno della vasca qualora ci fosse un periodo di secca durante la fase di cantiere.

A costruzione avvenuta, le opere relative all'impianto di rete per la connessione saranno comprese nella rete di distribuzione del gestore, acquisite al patrimonio di e-distribuzione S.p.A. e verranno utilizzate per l'espletamento del servizio pubblico di distribuzione dell'energia di cui e-distribuzione S.p.A. è concessionaria.



Figura 14: Elementi che caratterizzano queste tipologie di impianto flottanti e della sua installazione



Figura 15: Tipologie di varo su rampa in legno o su tappeti, anche gonfiabili



Figura 16: Esempio di assemblaggio e scorrimento delle strutture galleggianti con sopra installato il modulo fotovoltaico



Figura 17: Collegamento in serie dei moduli fotovoltaici (c.d. stringhe)



Figura 18: Esempio di "spinta" delle stringhe fotovoltaiche in acqua

Relativamente al fissaggio dell'impianto sul fondo o sulle sponde, si prevede un ancoraggio specifico in fase di progettazione esecutiva per evitare spostamenti indesiderati e assicurare la tenuta della struttura galleggiante in caso di eventi ambientali avversi (vento, onde, correnti) o variazioni significative del livello d'acqua. Posizione, numero, dimensione e tipologia finale dei punti di ancoraggio saranno determinati sulla base di specifici studi geotecnici di dettaglio in fase di progettazione esecutiva.

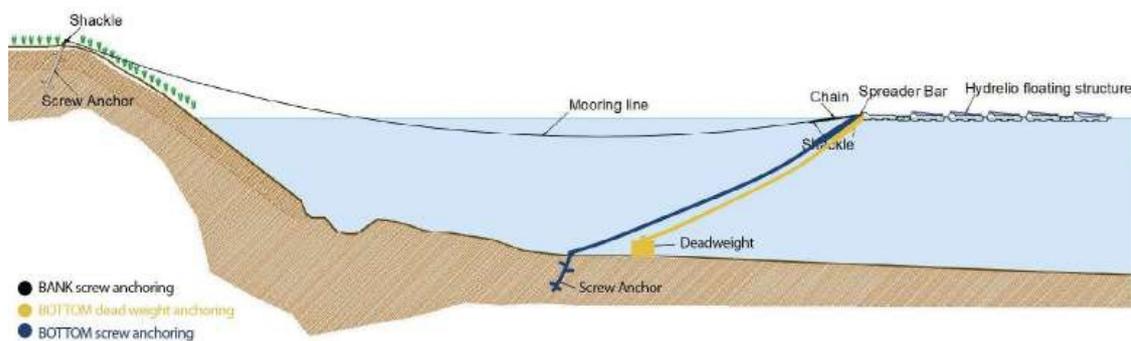


Figura 19: Tipologie di fissaggio a terra, sul fondo o sulle sponde

L'impianto flottante, adagiato sulla superficie dell'acqua, non emergerà più di 50 cm, grazie alla scelta di un sistema di installazione che consente una limitata inclinazione dei moduli fotovoltaici.

Le cabine di trasformazione MT/BT saranno gli unici elementi fuori terra dell'impianto per il lato utente, ovvero tra le opere a carico della società proponente, mentre per quanto riguarda l'impianto di connessione, e dunque le opere di competenza di e-distribuzione, gli elementi fuori terra saranno la cabina di consegna e i pali per la nuova linea di collegamento alla rete elettrica, così come verrà illustrato nei capitoli successivi.

3.2 Accorgimenti tecnici

Nelle more dell'emanazione del decreto del Ministro della transizione ecologica, che dovrebbe stabilire i criteri per l'inserimento e l'integrazione dell'impianto flottante sotto il profilo ambientale, al fine di assicurare un'adeguata superficie di soleggiamento dello specchio d'acqua e una corretta posizione dell'impianto stesso rispetto alle sponde e alla profondità del bacino, per il progetto proposto si prevede:

- Di limitare la copertura dei bacini, andando ad interessare solo circa 3,89 ha (sommando le cinque isole fotovoltaiche) sul totale di circa 7 ha della superficie totale degli specchi d'acqua (circa il 56%, escludendo dal calcolo l'area del bacino più a sud che non verrà interessato dall'impianto);
- Di utilizzare un sistema di galleggiamento non completamente chiuso ma con spaziature che consentano la penetrazione della luce tra i galleggianti;
- Di posizionare l'impianto nella parte centrale del bacino, mantenendo libere le sponde, dove sono concentrate le attività delle specie animali e la presenza di specie vegetali con abitudini e affinità acquatiche;

- Di porre attenzione al mantenimento ed alla implementazione delle formazioni vegetali, arboree e arbustive già attualmente presenti sul sito, per assicurare la biodiversità dell'ecosistema del bacino, come da specifico progetto allegato alla presente istanza;
- Di porre attenzione alla posizione dell'area di deposito, cantiere, varo e delle altre opere previste, tenendo conto degli elementi vegetazionali presenti.

3.3 Allacciamento alla rete

ALPHACQUA ORIGINE SRL ha presentato la richiesta di allaccio alla rete pubblica a e-distribuzione S.p.A. (codice rintracciabilità 340485260) nel rispetto del **T.I.C.A.** (Testo Integrato delle Connessioni Attive).

Questo passaggio consente di stabilire anticipatamente la fattibilità tecnica e i costi per l'allacciamento della centrale fotovoltaica galleggiante alla rete elettrica pubblica, stabilendo con precisione i dettagli tecnici per la miglior soluzione di connessione dell'impianto (chiamata STMG Soluzione Tecnica Minima Generale) alla rete, coerentemente alla configurazione della rete nazionale e del territorio attraversato. L'impianto di rete per la connessione entrerà a far parte della rete di distribuzione nazionale, e di conseguenza diverrà **opera di pubblico interesse in quanto essenziale per l'espletamento del pubblico servizio di distribuzione dell'energia.**

Il preventivo per la STMG è stato accettato in data 04/06/2024. A partire dalla data di accettazione, il preventivo avrà una validità di 210 giorni lavorativi, decorsi i quali, in assenza dell'autorizzazione ufficiale alla costruzione e all'esercizio dell'impianto di produzione e di connessione o della convocazione della conferenza dei servizi conclusiva, assumerà un valore indicativo rendendo necessario verificare, con il gestore di rete, la persistenza delle condizioni di disponibilità della rete.

Le opere funzionali alla connessione alla rete MT dell'impianto in progetto prevedono:

LATO UTENTE

- la connessione degli inverter dell'isola fotovoltaica galleggiante alle cabine di trasformazione MT/BT tramite un adeguato sistema di cablaggio, in parte galleggiante (vedasi paragr. 3.5.4) e in parte interrato lungo le attuali stradine perimetrali delle vasche;
- cavidotto interrato dalle cabine di trasformazione MT/BT alla cabina di consegna dell'energia (cabina chiamata CABINA N° 751902 FV ALPHACQUA SAV nella STMG). La posizione della cabina di consegna è stata concordata con e-distribuzione (Figura 20);

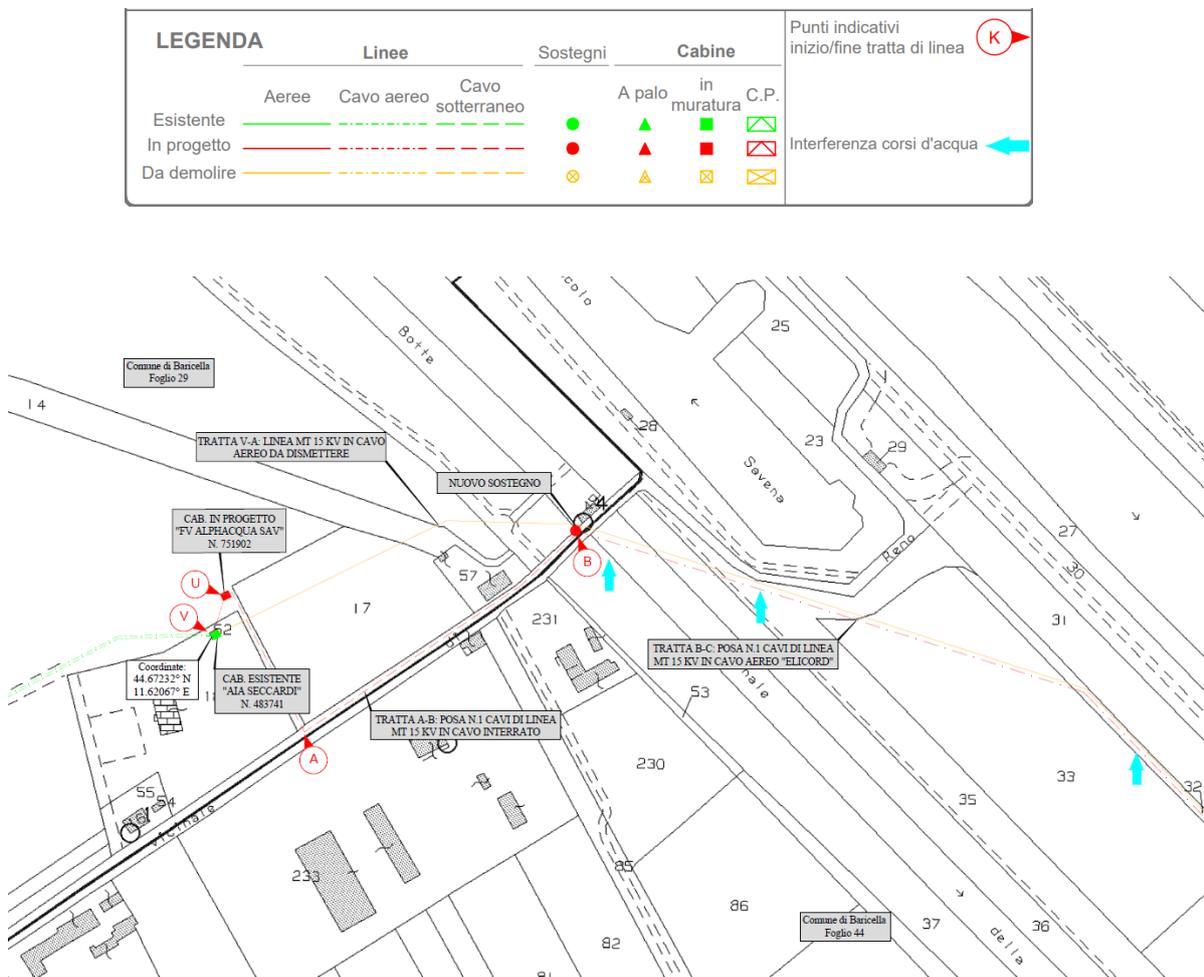
LATO E-DISTRIBUZIONE

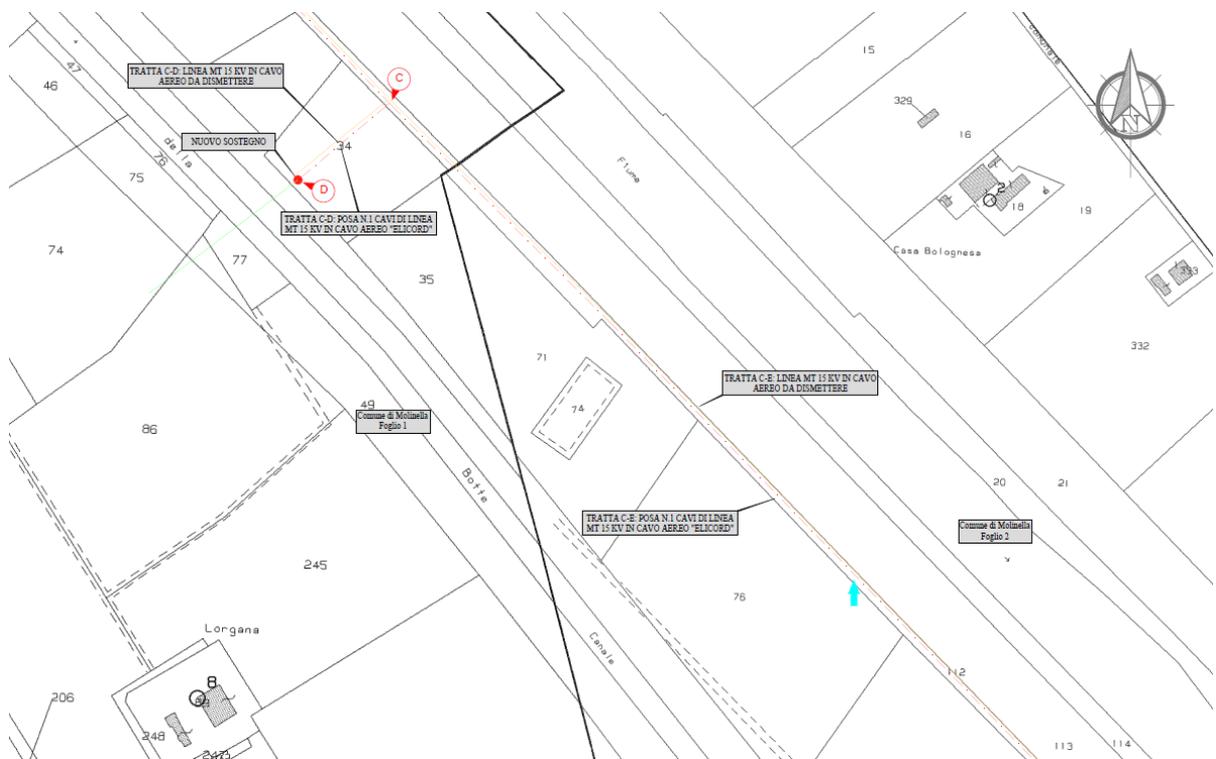
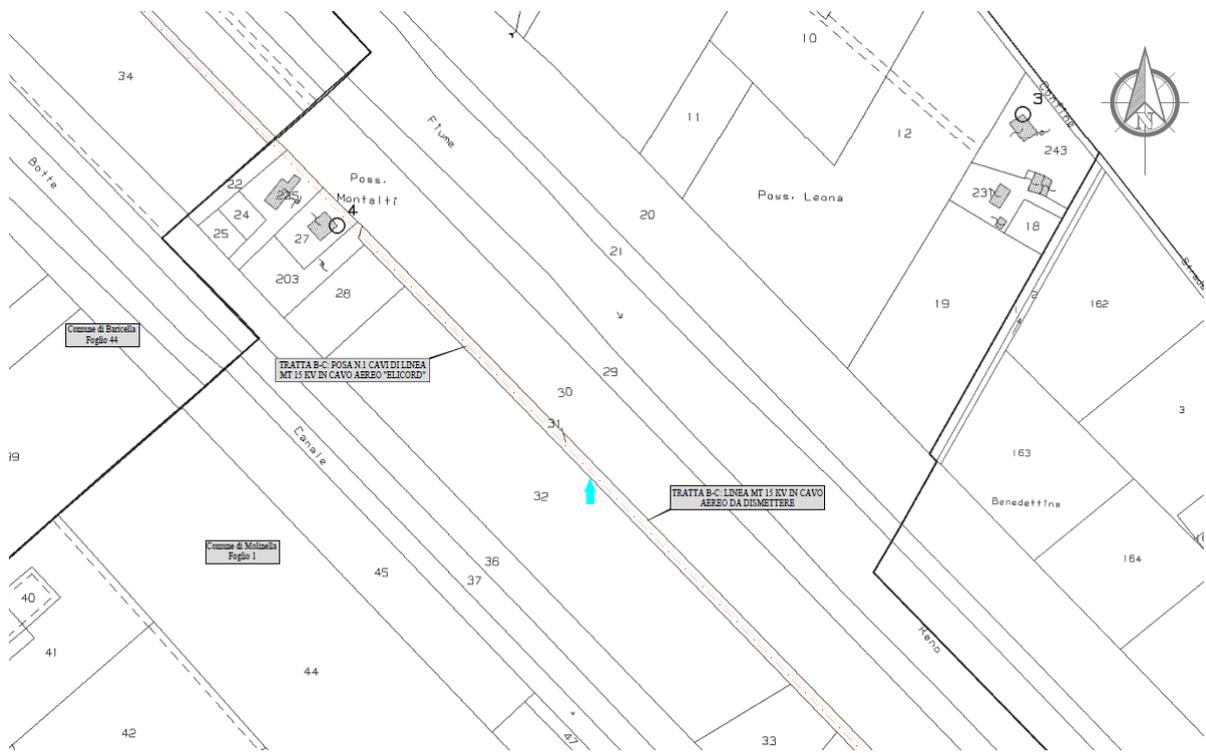
- dalla cabina di consegna partiranno le opere per la connessione alla rete pubblica di competenza del gestore e-distribuzione e di cui si riportano gli stralci di planimetria come in Figura 20:, che prevedono la posa di cavi tripolari a elica a 15 kV in parte interrati e in parte aerei.

In particolare, le opere di connessione previste sono:

- Tratto U-V:** linea elettrica a 15 kV in cavo sotterraneo in tubazione con posa di n. 1 cavo (AI 3x1x185 mm²) - Lunghezza complessiva km 0,020 circa.
- Tratto V-A:** linea elettrica a 15 kV in cavo sotterraneo in tubazione con posa di n. 1 cavo (AI 3x1x185 mm²) - Lunghezza km 0,085 circa.
- Tratto A-B:** linea elettrica a 15 kV in cavo sotterraneo in tubazione con posa di n. 1 cavo (AI 3x1x185 mm²) - Lunghezza km 0,180 circa
- Tratto B-C:** linea elettrica a 15 kV in cavo aereo elicordato (AI 3x150+50Y) semplice terna - Lunghezza km 1,165 circa.
- Tratto C-D:** linea elettrica a 15 kV in cavo aereo elicordato (AI 3x35+50Y) semplice terna - Lunghezza km 0,080 circa.
- Tratto C-E:** linea elettrica a 15 kV in cavo aereo elicordato (AI 3x150+50Y) semplice terna - Lunghezza km 1,055 circa.

Si riportano di seguito gli estratti del progetto definitivo di connessione, a cui si rimanda per dettagli.





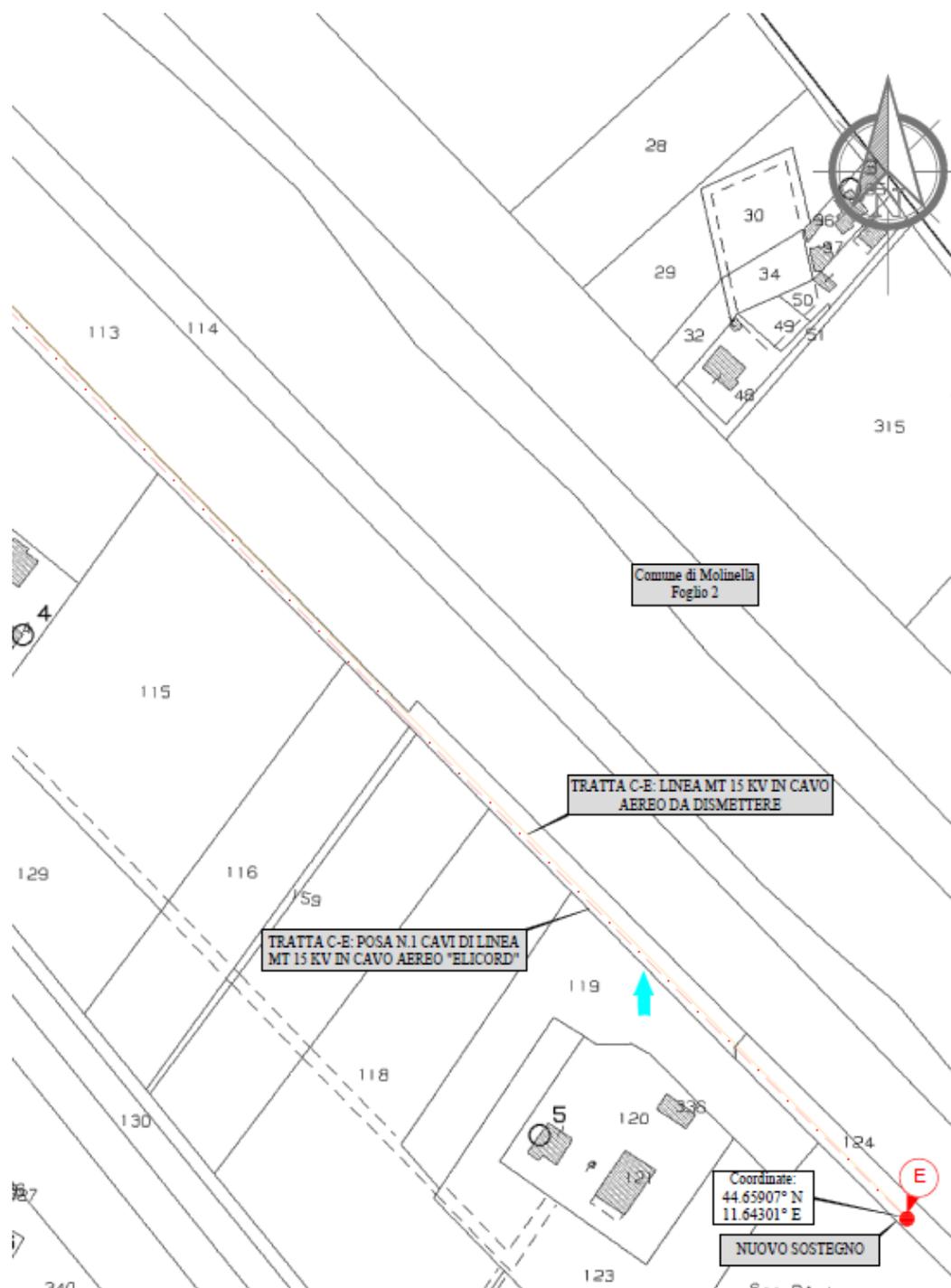


Figura 20: Planimetria impianto di connessione e-distribuzione

L'opera avrà uno sviluppo totale di circa 2,585 km di linee MT, di cui 2,3 km in cavo aereo e 0,285 km in cavo interrato, con una capacità totale pari a 340 A.

Verranno invece demoliti un totale di circa 2,5 km di linee MT esistenti in cavo aereo nudo (dal punto V al punto E), con un importante effetto positivo sul sistema ambientale in quanto le nuove linee saranno in cavo precordato ad elica isolato, con una conseguente riduzione dei campi elettromagnetici e del pericolo di elettrocuzione rispetto allo stato attuale.

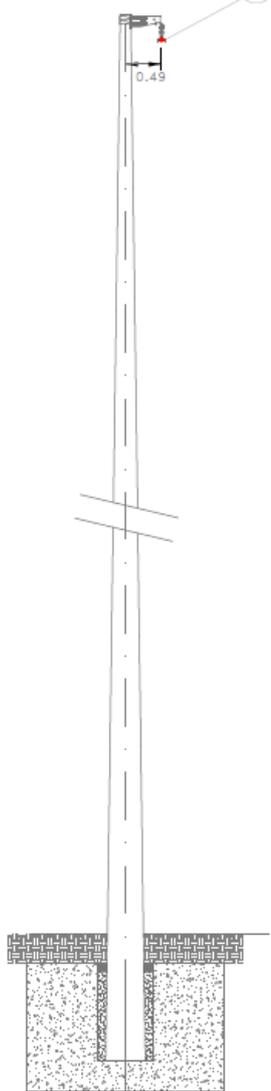
I cavi interrati verranno posati all'interno di una tubazione in PVC ad alta resistenza con diametro di 160mm, previa realizzazione di uno scavo a sezione obbligata e di larghezza variabile in base al numero delle tubazioni (comunque minore di 1 metro) e con profondità di posa che dovrà essere maggiore di 1 metro. La presenza dei conduttori sarà segnalata da apposito nastro monitore situato a circa 20 – 30 cm dal piano di calpestio. Lo scavo sarà poi riempito con idonei materiali inerti prescritti e successivamente si provvederà al ripristino dell'esistente pavimentazione.

I cavi sotterranei in MT saranno isolati in gomma etilenpropilenica HEPR-G7 o polietilene reticolato XLPE e schermo a fili, guaina di polivinilcloruro (Norme C.E.I. 20-11 e 20-13)



Figura 21: Sezione scavo in uscita dalla cabina di consegna fino al primo palo (interrata)

Schema sostegno tipo
(fuori scala)



Schema sostegno punto "D"
(fuori scala)

Sezionamento di una derivazione in cavo aereo da una dorsale in cavo aereo con I.M.S. Isolato in SF6 a comando motorizzato (isolatori passanti per terminali sconnettabili a "cono esterno").

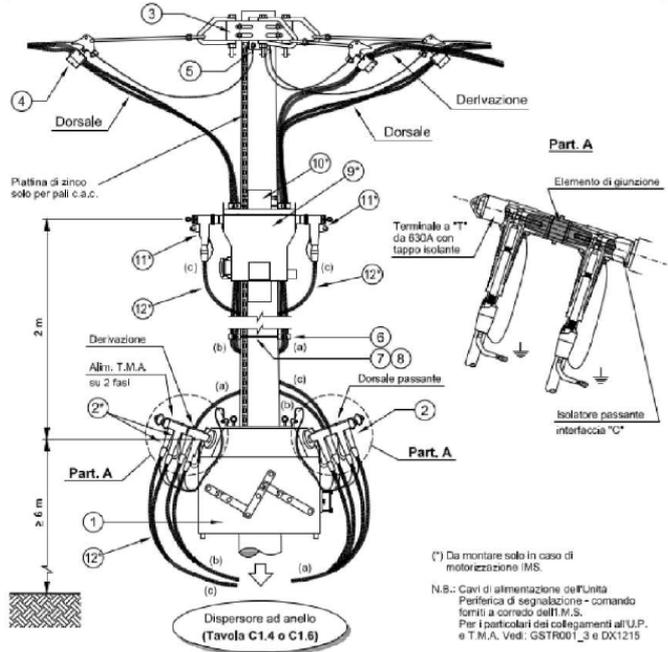


Figura 22: Tipologico sostegni linea MT utilizzati a progetto

Si evidenzia che, secondo quanto indicato dal preventivo di E-distribuzione accettato, per la connessione dell'impianto sarà necessaria la costruzione e la conseguente entrata in servizio di una nuova Cabina Primaria denominata "Ferrara Imperiale" e delle relative linee in Media Tensione, la cui autorizzazione e realizzazione è di competenza solo di e-distribuzione in quanto opere facenti parte del PNRR (esse non sono infatti contemplate nel dettaglio dei lavori della soluzione tecnica minima generale). Sono inoltre previsti interventi sulla rete RTN a 132 kV a cura di Terna, che analogamente esulano dalla presente istanza autorizzativa.

Tutti i lavori inerenti alla posa in opera dei cavi saranno eseguiti a regola d'arte ed in conformità alle vigenti disposizioni di Legge, in particolare le norme statiche, di sicurezza, e delle norme igienico- sanitarie vigenti,

Legge 9/1/1991 n° 9, D.P.C.M. 8/7/2003 e D.M. 29/5/2008. Inoltre, per i sistemi, cabine e linee elettriche verranno rispettati i limiti previsti dalla normativa per l'esposizione ai campi elettromagnetici.

Per i dettagli del progetto di rete per la connessione si rimanda agli elaborati vidimati da e-distribuzione, allegati alla documentazione progettuale, e alle prescrizioni riguardanti il superamento delle interferenze.

3.4 Norme tecniche di riferimento

Si riportano i principali riferimenti tecnici normativi relativi a questa tipologia di impianti:

- Guida CEI 0-2 II Ed. 2002, "Guida per la definizione della documentazione di progetto per gli Impianti Elettrici".
- Norma CEI 0-16, "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica";
- D.Lgs. 81/2008 del 9/4/2008 "Testo unico sulla sicurezza";
- DM 37/2008 del 22/1/2008;
- Legge 22 febbraio 2001, n. 36 "Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici";
- CEI 106 -11 "Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6). Parte I "Linee elettriche aeree e in cavo";
- CEI 106 -12 "Guida pratica ai metodi e criteri di riduzione dei campi magnetici prodotti dalle cabine elettriche MT/BT;
- Norma CEI EN 61936-1, "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a. Parte 1: Prescrizioni comuni".
- Norma CEI EN 50522, "Messa a terra degli impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a";
- Norma CEI EN 60529, "Gradi di protezione degli involucri- Classificazione";
- CEI EN 50341-1 Linee elettriche aeree con tensione superiore a 1kV in corrente alternata Parte 1: Prescrizioni generali - Specifiche comuni;
- Norma CEI EN 61000-2-4, "Ambiente – Livelli di compatibilità per disturbi condotti in bassa frequenza negli impianti industriali";
- Norma CEI 11-17, "Linee in cavo";
- Norma CEI 11-27, "Lavori su impianti elettrici";
- Norma IEC 62271-200, "A.C. metal-enclosed switchgear and control gear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV".
- Norma CEI 64-8, "Impianti elettrici utilizzatori".
- Norma CEI EN 60076, "Trasformatori di potenza".

- DM 15 luglio 2014, “Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, l'installazione e l'esercizio delle macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti combustibili in quantità superiore ad 1 m³”.
- Codice di rete Terna;
- Testo Integrato delle Connessioni Attive.

3.5 Scelte tecniche

3.5.1 Scelta dei moduli

I moduli solari fotovoltaici sono quegli elementi che assicurano la conversione dei raggi solari in corrente elettrica continua. L'impianto prevede l'installazione di un totale di circa 8.954 moduli fotovoltaici con tecnologia Mono PERC.

I moduli fotovoltaici saranno a marchio Canadian Solar modello CS7N-670MS o similari. La potenza unitaria di tali moduli è di 670 Wp, con una tolleranza di potenza positiva. Tali moduli si compongono di 132 celle (mezze celle). Le dimensioni di un pannello sono pari a 1303 mm x 2384 mm x 33mm.

Specifiche tecniche dei moduli:

Tecnologia: Mono PERC

- **Potenza di picco nominale:** 670 Wp (con una tolleranza positiva di 5W);
- **Impronta al carbonio:** 500 kg eq CO₂/kWp;
- **Vetro:** temperato antiriflesso (3,2 mm);
- **Numero di celle:** 132;
- **Scatola di giunzione:** IP 68;
- **Connettore:** T6 or MC4-EVO 2 or MC4-EVO2A;
- **Struttura:** alluminio anodizzato;
- **Resistenza meccanica:** 5.400 Pa sul + e 2.400 Pa sul -;
- **Intervallo di temperatura di funzionamento:** da -40°C a +85°C ;
- **Garanzia del prodotto:** 12 anni;
- **Garanzia sulla produzione:** 87,6% alla fine del 25^{esimo} anno e di tipo lineare su 30 anni.



Il lavaggio dei moduli fotovoltaici verrà effettuato con acqua senza additivi e non comporta il rilascio di sostanze inquinanti nelle acque.

I moduli sono protetti da vetro antiriflesso.

La scheda tecnica dei moduli viene allegata con la presente relazione.

3.5.2 Scelta degli inverter

L'impianto prevede l'installazione di un totale di circa 27 inverter di stringa.

Gli inverter sono adeguati alla potenza dei moduli. Assicurano la conversione continua/alternata della corrente prodotta, adattandosi alla frequenza normalizzata della rete elettrica italiana (50 Hz).

Per motivi legati ai limiti di perdita di produzione eventuale e di semplicità delle operazioni di manutenzione, lo studio di progetto ha portato a scegliere la tecnologia detta **inverter di stringa**, chiamati anche inverter a catena o decentralizzati.

Gli inverter verranno selezionati da un produttore e da una gamma di prodotti il cui ritorno di esperienza consente di attestarne un alto grado di affidabilità in ambienti esterni e aperti, come ad esempio **HUAWEI** e la gamma è **SUN2000** o inverter con simili caratteristiche.

Tale scelta consente un'architettura elettrica modulabile, garantendo al tempo stesso delle prestazioni di produzione elevate.



Figura 17: Inverter fotovoltaico SUN2000 – 215KTL – H3

Gli inverter disporranno inoltre delle seguenti caratteristiche tecniche:

- Una sincronizzazione rapida alla rete di distribuzione;
- Un'attivazione automatica in caso di guasto o malfunzionamento della rete (conformemente alla norma **DIN VDE 0126-1-1/A1**);
- Un ripristino automatico in caso di guasto;

- Un basso tasso di distorsione (segnale sinusoidale e conforme alle norme **CEN 50006 e 60555**);
- Tasso armonico conforme alla norma **CEI 61000-3x**;
- Frequenza: 50 Hz / 60 Hz;
- Un rendimento di conversione elevato: rendimento europeo > **98,6%**;
- Temperatura di funzionamento tra -20 °C e +60 °C (ambiente);
- Monitoraggio dei difetti di isolamento;
- Regolazione del fattore di potenza: **0,8 capacitivo e 0,8 induttivo**;
- Basso consumo notturno: inferiore a 2 W;
- Ingressi MPPT: 14;
- Indice di protezione: IP 66;
- Protezione contro le inversioni di polarità;
- Tensione nominale di uscita: **800 V AC** trifase bilanciata;
- Comunicazione: tramite un collegamento RS485 o equivalente e compatibile con il dispositivo di acquisizione dei dati e il sistema operativo;
- Possibilità di limitare la potenza prodotta tra lo 0 e il 100%.

Gli inverter previsti per la realizzazione dei lavori sono i SUN2000 – 215KTL – H3 o modelli con caratteristiche simili:

- Massima potenza attiva in AC 215 kVA
- Potenza nominale AC 200 kW
- Numero di MPPT: 3
- Protezione da sovratensioni (lato DC e AC): Scaricatori di sovratensione tipo II
- Massa: 86 kg
- Dimensioni AxLxP (mm) 700x1035x365

In generale viene data preferenza alle caratteristiche di leggerezza, che consente di posizionare gli inverter sopra all'isola fotovoltaica galleggiante, evitando ulteriore occupazione di suolo sulle sponde, e di bassa rumorosità.

La scheda tecnica degli inverter viene allegata con la presente relazione.

3.5.3 Scelta del sistema galleggiante

Per il progetto si intende utilizzare la tecnologia brevettata Hydrelío®, il primo sistema di fotovoltaico galleggiante a essere industrializzato, che si compone di galleggianti modulari in HDPE riciclabile (High-Density Polyethylene) che consentono di supportare una struttura metallica idonea al fissaggio dei moduli fotovoltaici per mantenerli sopra la superficie dell'acqua, garantendo una resistenza a lungo termine agli eventi ambientali quali vento, onde, corrente e neve.

In alternativa si sceglieranno altre tecnologie che possano assicurare gli stessi standard di qualità.

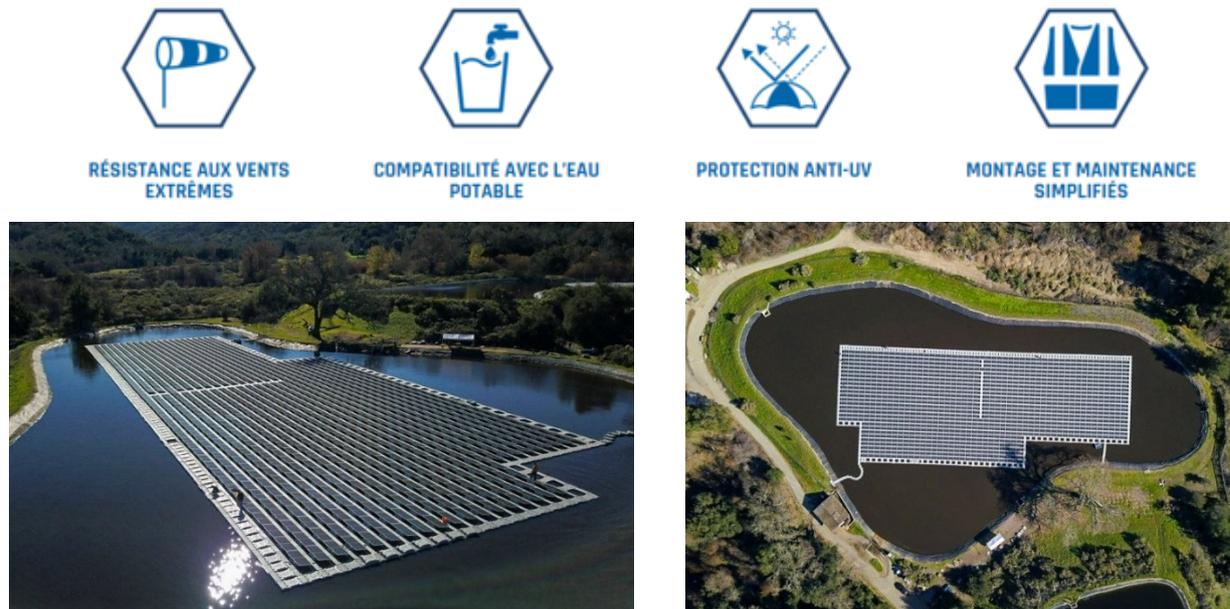


Figura 23: Esempio su bacino di irrigazione e di trattamento delle acque (S. Lucia, California, Stati Uniti d'America)

La tecnologia Hydrelío® fornisce:

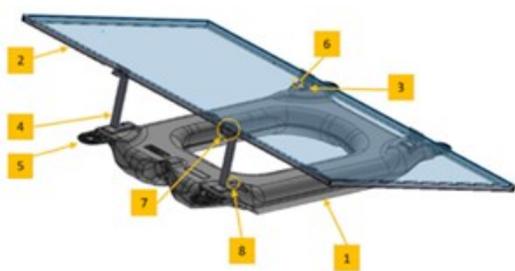
- Modularità;
- Garanzia di 25 anni;
- Resistenza a venti estremi fino a 210 km/h, anche se i progetti possono essere studiati e adattati in modo specifico per offrire una resistenza superiore;
- Compatibilità con l'acqua potabile (Hydrelío® è conforme alla norma BS 6920:2000 in quanto è prodotto con materiali riciclabili che preservano la qualità di origine dell'acqua, anche potabile);
- Protezione anti-UV: il sistema Hydrelío® assicura una elevata resistenza agli effetti UV fino a 30 anni grazie a un trattamento specifico ed ecologico;
- Resistenza meccanica alla fatica d'onda e alla corrosione, testata tramite un rigido protocollo di qualificazione;
- Messa in servizio semplice e veloce, grazie all'esperienza più che decennale maturata sul campo;
- Montaggio e manutenzione semplificati, grazie ad un accesso facilitato ai moduli per l'assistenza, il monitoraggio e la manutenzione.



Figura 24: Operazioni di ispezione e rilevamento

Il modello di galleggiante utilizzato nella gamma Hydrelío® è in grado di sostenere la struttura di supporto metallica che assicura l'inclinazione dei moduli fotovoltaici.

Sui moduli galleggianti in HDPE vengono fissati gli agganci in metallo per sostenere i moduli fotovoltaici e renderli solidali al modulo galleggiante.



1. Modulo galleggiante in HDPE
2. Modulo fotovoltaico
3. Punto di aggancio del modulo fotovoltaico (parte inferiore)
4. Punto di aggancio staffa in metallo su modulo fotovoltaico
5. Anello connessione tra moduli galleggianti o staffe ancoraggi
6. Punto di fissaggio aggancio su modulo galleggiante in HDPE
7. Morsetto di connessione tra staffa e modulo fotovoltaico
8. Punto di fissaggio staffa su modulo galleggiante in HDPE

Figura 25: Esempio di aggancio tra moduli galleggianti e moduli fotovoltaici

Il design specifico consente all'aria e alla luce di circolare intorno ai moduli fotovoltaici, diminuendo quindi la temperatura generale del sistema, le perdite elettriche dovuto all'effetto Joule e l'ombreggiamento.

Sono disponibili diverse inclinazioni che consentono di ottimizzare la produzione di elettricità in funzione della posizione geografica. Per il caso in esame verrà utilizzata una inclinazione minima di 5° e un modello di galleggiante che consente un minor contatto tra acqua e il modulo galleggiante che sostiene i moduli fotovoltaici. L'altezza complessiva non supera i 50 cm e può essere ridotta fino a 30 cm a seconda del modello scelto.

Inoltre, la società Ciel & Terre, che ha sviluppato la tecnologia Hydrelío® ha ottenuto, oltre alla ISO 9001, anche la certificazione ISO 14001, una norma internazionale ad adesione volontaria che specifica i requisiti di un sistema di gestione rivolto all'integrazione delle pratiche ambientali, perseguendo la protezione dell'ambiente, la prevenzione dell'inquinamento, nonché la riduzione del consumo di energia e risorse.

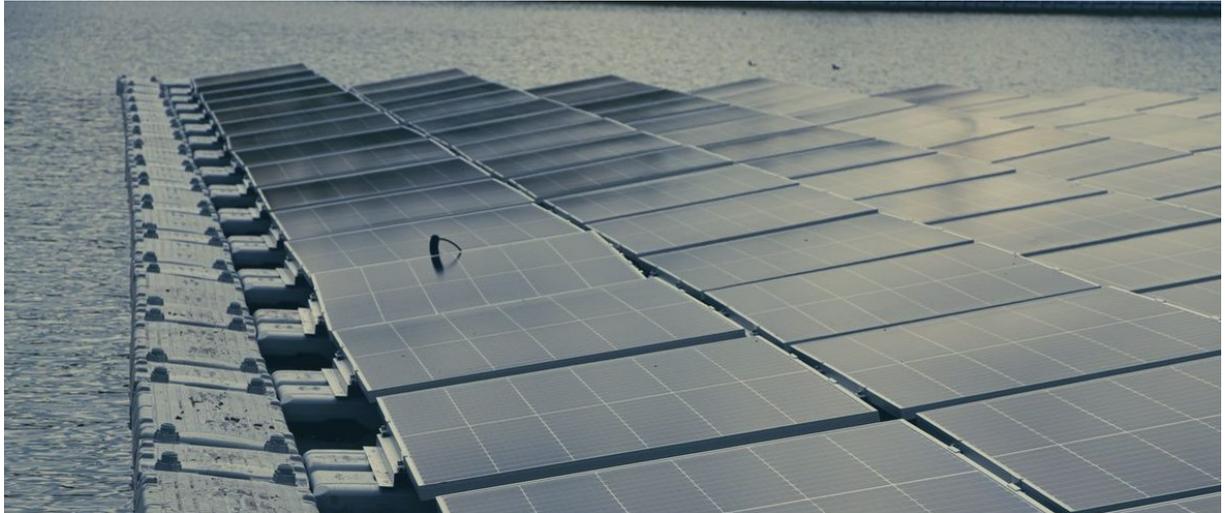


Figura 26: Struttura tipologica galleggiante Hydrelio®

3.5.4 Cablaggio

In fase di progettazione sarà data molta cura nel posizionamento dei cavi per il trasporto della corrente elettrica dall'isola fotovoltaica galleggiante e la sponda.

Il cablaggio DC (Direct Current – corrente continua) sarà isolato, fissato sulla struttura metallica galleggiante e situato in guaine in plastica per assicurare la protezione necessaria (protezione UV e impermeabilità). Dei rinforzi consentiranno di proteggere i cavi dalle sollecitazioni meccaniche dovute al movimento della centrale galleggiante sull'acqua. Il cablaggio DC si collegherà direttamente agli inverter posizionati sulla piattaforma galleggiante, limitando quindi le perdite di energia e l'utilizzo di lunghi cavi DC dai costi significativi.

Il cablaggio AC (Alternating Current – corrente alternata) in uscita dagli inverter sarà collegato alle cabine di trasformazione, posizionate nei pressi della sponda. Tale cablaggio si collegherà alla sponda tramite dei galleggianti, prima di essere posato in trincee sotterranee per raggiungere la cabina di trasformazione.



Figura 27: Esempio di cavi flottanti nel tratto che collega l'isola con la terraferma



Figura 28: Esempio di cavi flottanti nel tratto che collega l'isola con la terraferma

3.5.5 Cabine di trasformazione e consegna

Il cablaggio interrato porterà l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico flottante fino alle cabine di trasformazione (Figura 29 e Figura 30) e di consegna (Figura 31 e Figura 32), quest'ultima da realizzare in posizione accessibile (come concordato con e-distribuzione). Tutti i cabinetti elettrici saranno poggiati su un basamento che avrà caratteristiche tipologiche standard tipiche di questi manufatti prefabbricati. La cabina di consegna inoltre sarà suddivisa per ospitare i vari impianti elettro-meccanici in locale utente, locale misure e locale distributore, gli ultimi due accessibili solo a e-distribuzione.

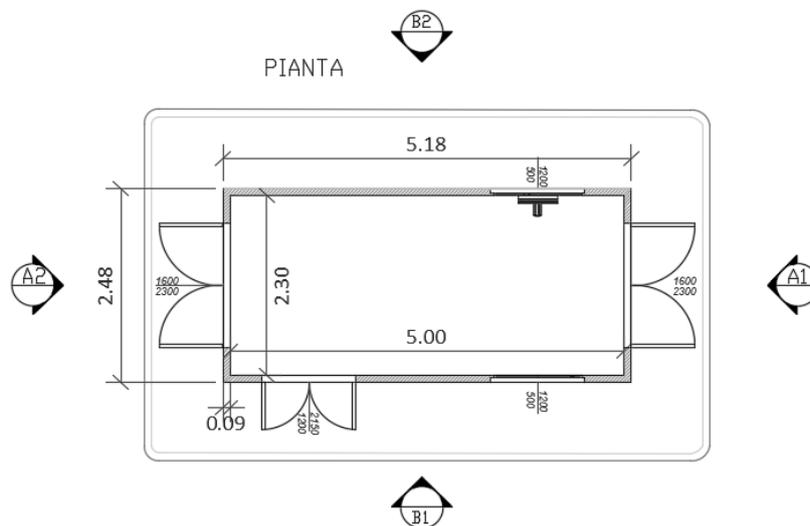


Figura 29: Pianta tipo della cabina di trasformazione MT/BT

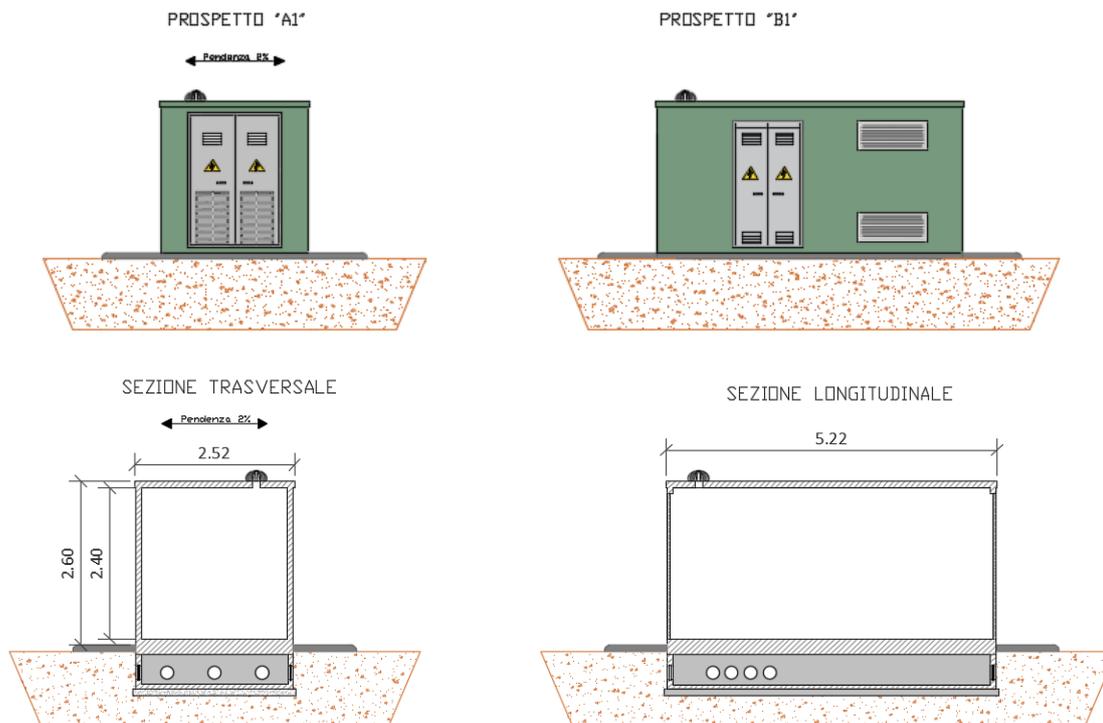


Figura 30: Prospetti tipo della cabina di trasformazione MT/BT

La nuova cabina di consegna verrà installata nei pressi dell'area di impianto e dei bacini e sarà costruita e omologata secondo le specifiche DG2061 edizione 9; l'accesso alla cabina verrà sempre garantito a e-distribuzione mediante un accesso dedicato da via Savena Vecchia.

I soli locali utente e misure, inoltre, entreranno a far parte della rete di distribuzione nazionale e saranno da considerare un'opera di pubblico interesse in quanto essenziali per l'espletamento del pubblico servizio di distribuzione dell'energia elettrica. Pertanto, per questi locali non è previsto l'obbligo di ripristino dello stato dei luoghi in caso di dismissione dell'impianto di produzione di energia elettrica.

Per motivi di sicurezza le cabine saranno dotate di una illuminazione esterna (rispettosa delle normative contro l'inquinamento luminoso) e di sistemi antintrusione ed eventualmente TVCC, regolati da un sensore di movimento.

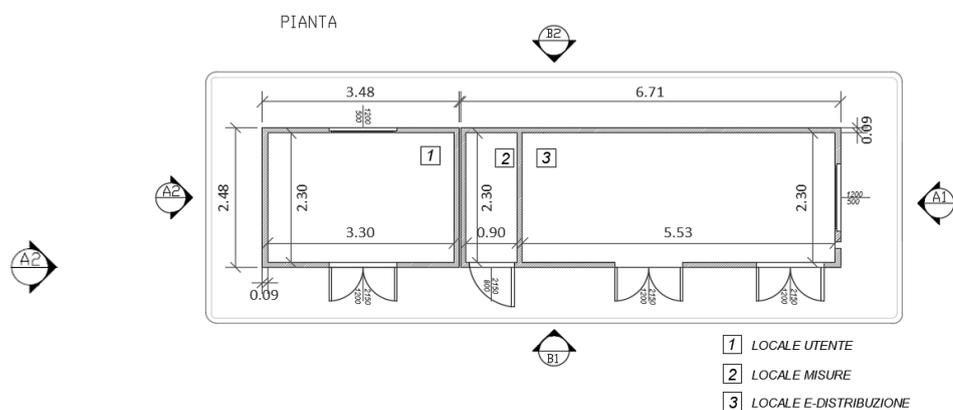


Figura 31: Pianta tipo della cabina di consegna

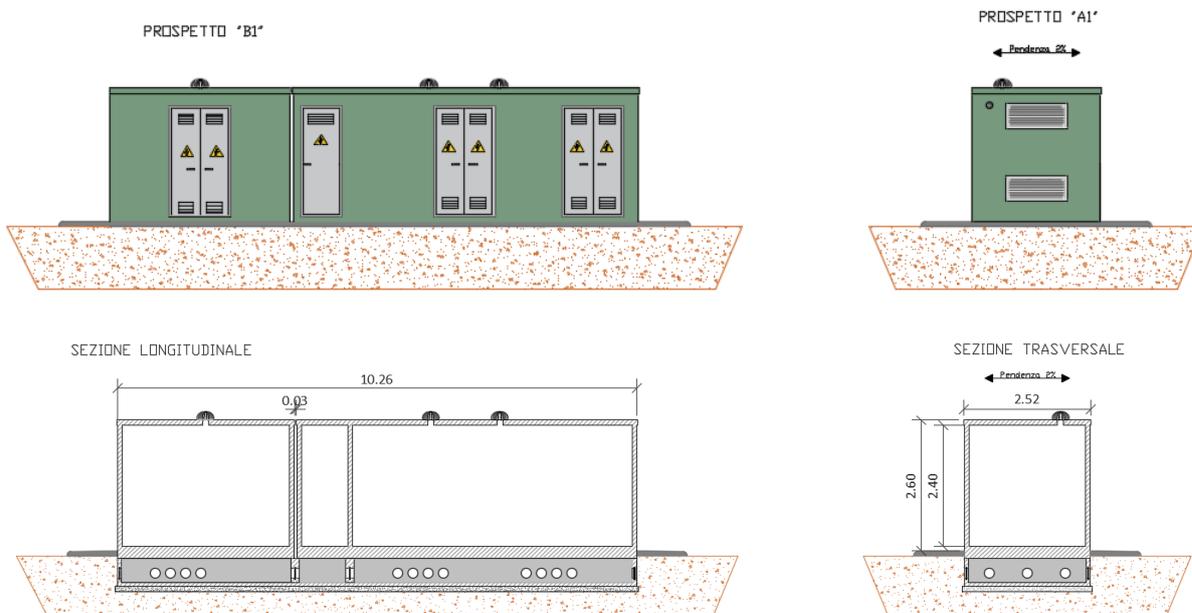


Figura 32: Prospetti tipo della cabina di consegna



Figura 33: Esempio tipologica cabina elettrica prefabbricata (dimensioni indicative 11,6 x 2,48 m, altezza 2,6 m)

3.5.6 Ancoraggio del sistema galleggiante

Il tipo di ancoraggio dipende da diversi parametri legati alla disposizione del sistema e alle condizioni del sito, come la composizione del terreno, lo spazio disponibile intorno al bacino, le sollecitazioni del vento o le variazioni del livello dell'acqua. Questi parametri saranno definiti in dettaglio sulla base di specifici studi batimetrici, topografici e geotecnici realizzati durante lo sviluppo del progetto esecutivo.

Una volta assemblata con i moduli fotovoltaici, la piattaforma galleggiante viene messa in acqua e spostata nel luogo definito dalla squadra di progettazione. La piattaforma viene quindi ancorata in modo che rimanga in una posizione fissa e non urti le sponde o altri elementi, anche in caso di variazione del livello dell'acqua o fenomeni atmosferici significativi (forte vento, ecc.).

Il sistema di ancoraggio è generalmente formato come segue:

- Le barre di ancoraggio in alluminio o in acciaio vengono fissate ai galleggianti perimetrali dell'isola per consentire il collegamento delle linee di ancoraggio all'isola fotovoltaica stessa. Il numero e la posizione delle barre di ancoraggio saranno decisi in modo tale da suddividere il carico dell'intera isola galleggiante in maniera distribuita;
- Le linee fungono da collegamento tra le barre di ancoraggio e le ancore e hanno una lunghezza definita in base alle variazioni del livello dell'acqua. Queste sono realizzate in materiale elastico per assorbire meglio le tensioni in gioco;
- Le catene sono situate alle estremità dei cavi per regolare la lunghezza della linea di ancoraggio;
- I punti di ancoraggio e le ancore consentono di ormeggiare l'isola fotovoltaica al fondo o sulle sponde per resistere al vento e per ridurre i movimenti dell'isolotto sulla superficie dell'acqua.
- I grilli (moschettoni) servono per collegare i vari componenti tra loro: ancora e cavo, cavo e catena, catena e barra di ancoraggio.



Figura 34: Esempi degli elementi di ancoraggio



Figura 35: Esempi degli elementi di ancoraggio



Figura 37: Esempio di installazione ancoraggio su banchina



Figura 36: Esempio di installazione ancoraggio sul fondo del bacino

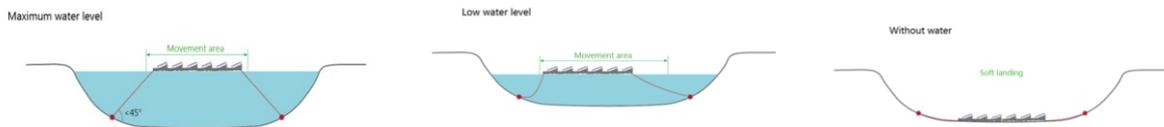


Figura 38: Esempio di flessibilità del sistema di ancoraggio rispetto alla variazione di livello dell'acqua

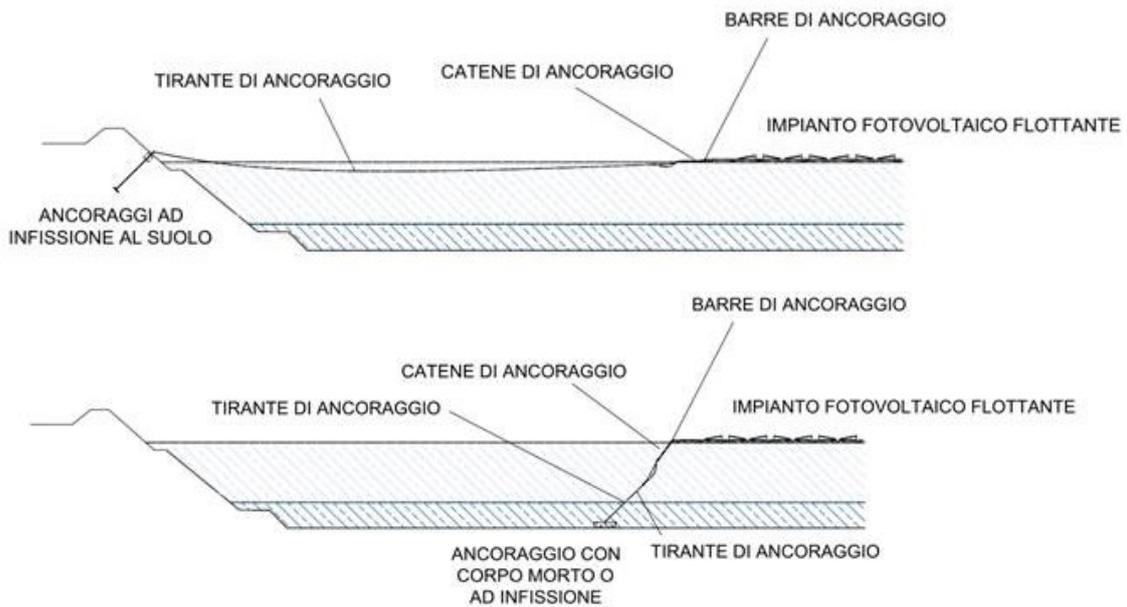


Figura 39: Esempio di ancoraggi

Grazie all’esperienza di oltre 10 anni di lavoro nel settore del solare galleggiante, i gruppi di progettazione hanno maturato una solida metodologia di calcolo per ingegnerizzare le soluzioni di ancoraggio, superando numerose sfide legate alla presenza di fenomeni meteorologici estremi (tifoni in Giappone), di profondità importanti (anche di 80 m) e con escursioni del livello dell’acqua (in zone soggette ad allagamento o in bacini idroelettrici con escursioni anche di 30 m).



Figura 40: Un impianto del Gruppo Ciel & Terre in Giappone, a Matsutame, nel mezzo di una forte nevicata. La struttura galleggiante e i pannelli fotovoltaici possono sopportare rilevanti eventi ambientali.

3.5.7 Sistema di gestione e di controllo a distanza

Per garantire il monitoraggio da remoto dell'impianto, e per facilitare le operazioni di manutenzione e il funzionamento ottimale dei moduli, è necessario utilizzare un dispositivo di raccolta dati con gateway aperto che consenta:

- ✓ La raccolta e la trasmissione di tutte le informazioni tecniche necessarie al monitoraggio del funzionamento della centrale;
- ✓ Il monitoraggio delle prestazioni della centrale (gli inverter saranno forniti di sistemi informatici di misurazione).

Un sistema di controllo generale garantisce h24 la messa a disposizione di tutte le informazioni utili, tra le quali potenza istantanea, l'eventuale auto consumo in sito dell'energia e, ove fosse necessario, anche il livello dell'acqua. Tutti i dati saranno disponibili in tempo reale.

L'isola galleggiante, una volta realizzata, sarà accessibile dal personale tecnico incaricato per la manutenzione ordinaria e straordinaria.



Figura 41: Esempio di operazioni di manutenzione

3.5.8 Produzione annuale

Lo studio della produzione è stato realizzato con il software professionale HELIOSCOPE, riconosciuto nel campo del fotovoltaico.

Tale software consente di simulare la produzione del parco fotovoltaico tramite l'utilizzo di un insieme di dati, quali i dati meteorologici del sito, l'orientamento e l'inclinazione dei moduli fotovoltaici, la modellizzazione in 3D delle ombreggiature vicine, le ipotesi di perdite e la scelta del materiale.

Il risultato di tale studio delinea una producibilità di circa **1.165,2 kWh/kWp/anno⁹**, ovvero una produzione nell'ordine dei **6.990 GWh/anno**. Il rendimento totale della centrale (Performance Ratio) è dell'**82,4%**.

La base di dati utilizzata è METEONORM, riconosciuta come la base di dati più affidabile per la stima della producibilità solare. Il calcolo della producibilità si basa anche su un'esperienza maturata sul campo su moltissime installazioni realizzate dal 2001 ad oggi.

In generale la realizzazione degli impianti fotovoltaici in modalità flottante consente un'alta densità installativa, grazie alla quale è possibile ridurre di più della metà la superficie necessaria, a parità di potenza producibile, rispetto agli impianti a terra.

3.5.9 Sicurezza dei lavoratori

Nel corso della progettazione dell'opera, così come previsto dall'arti. 91 comma 1 lett. a) e b) del D.lgs. 81/2008, dovrà essere steso il Piano di Sicurezza e di Coordinamento e il Fascicolo dell'Opera.

Durante la fase di esercizio dell'impianto fotovoltaico, è prevista la presenza di lavoratori esclusivamente per attività a basso rischio incidenti tra le quali:

- ispezione e pulizia dei moduli fotovoltaici;
- controllo integrità dei sistemi di ancoraggio;
- controllo integrità e corretto posizionamento dei cavi di connessione;
- controllo integrità delle strutture di galleggiamento, in particolare nei punti di giuntura;
- manutenzione elettro-meccanica;
- manutenzione delle eventuali misure di mitigazione ambientale.

Tale presenza è saltuaria e composta da poche unità in quanto l'impianto fotovoltaico non presenta componenti mobili e ha bisogno di una minima manutenzione durante il suo ciclo vita che tipicamente è di 25-30 anni.

La piattaforma fotovoltaica galleggiante è progettata per consentire il passaggio degli operatori tra una fila di moduli fotovoltaici e la successiva, creando così delle passerelle per la manutenzione della struttura in agilità e sicurezza.

Rispetto ad un impianto tradizionale, vengono adottati stringenti protocolli di sicurezza per la trasmissione di potenza dal bacino alla terraferma, in modo da assicurare che tutte le strutture possano essere sicure al tocco dei lavoratori.

⁹ Vedasi paragrafo 3.5.8

Il personale interessato dalle attività menzionate sarà esclusivamente rappresentato da personale addestrato e abilitato a operare su impianti elettrici e su piattaforme galleggianti.

Tutti i lavoratori saranno informati – formati ed equipaggiati di D.P.I. in linea con le disposizioni del Testo Unico sulla sicurezza sul lavoro (D.lgs. 81/08) e successive modificazioni e/o integrazioni.

Nella stesura della documentazione tecnica di sicurezza verrà consultato tale piano al fine di una integrazione profonda tra le realtà del bacino d'acqua e del parco fotovoltaico.

3.5.10 Prevenzione incendi

Gli impianti di produzione di energia elettrica da fonte solare mediante conversione fotovoltaica non sono soggetti ai controlli di prevenzione incendi in quanto non ricompresi nell'Allegato I del DPR 1 agosto 2011, n. 151. Per tali impianti la conformità alle normative tecniche di settore (CEI 64-8/7, CEI 0-16, CEI 0-21, guida CEI 82-25, CEI TR 82-89, CEI EN 62446-1, ecc.), la cui applicazione garantisce il rispetto della regola d'arte e quindi della vigente normativa (D.M. 22 gennaio 2008, n. 37), verrà attestata da apposita dichiarazione di conformità ai sensi del citato DM 37/2008, redatta dall'installatore dell'impianto sulla base di un progetto esecutivo realizzato da un professionista abilitato.

L'impianto oggetto della presente relazione non viene inoltre installato all'interno di attività contemplate dal citato DPR 151/2011, e non costituisce quindi una modifica di attività esistente con aggravio del relativo livello di rischio di incendio.

L'impianto fotovoltaico in progetto non presenta, ai fini della valutazione antincendio, elementi di pericolosità in quanto:

- non utilizza combustibile di alcuna forma, né è previsto il deposito anche solo temporaneo di combustibile di alcuna forma;
- non è una centrale termoelettrica, né vi sono macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti in quantitativi superiori a 1 m³;
- non presenta gruppi per la produzione di energia elettrica sussidiaria con motore endotermico (gruppi elettrogeni, ecc.) di potenza complessiva superiore a 25 kW.

Non si individuano aree a rischio specifico all'interno dell'impianto fotovoltaico per l'assenza di sostanze pericolose ai fini antincendio.

Si sottolinea inoltre che non si individua rischio di propagazione degli incendi in virtù di:

- assenza di elementi di pericolosità ai fini della valutazione antincendio;
- caratteristiche di funzionamento dell'impianto;
- localizzazione delle apparecchiature elettrica in tensione ad una distanza adeguata dalla sezione di produzione della energia elettrica;

- presenza di fasce di rispetto tra tutti corpi dell'impianto e gli elementi esterni.

È comunque previsto l'impiego di estintori mobili all'interno dei cabinati.

Essendo l'impianto flottante soggetto a leggeri movimenti a causa di forze esterne come vento e variazioni di livello del bacino, nella progettazione del parco, ed in particolar modo del cablaggio, si terrà conto di tali libertà di movimento per impedire che si possano generare stress locali tali da danneggiare i cavi elettrici.

Si sottolinea come l'ingresso dell'impianto fotovoltaico, in relazione all'eventuale sviluppo di un incendio, consenta il rapido abbandono della intera area dell'impianto stesso ed il facile ingresso degli operatori e dei mezzi dei VV.FF. L'area di impianto è accessibile anche con autobotti o mezzi speciali.

Verranno sempre e comunque adottate normali cautele e accorgimenti necessari a scongiurare l'insorgenza di situazioni di pericolo per l'incolumità delle persone e la salvaguardia dei beni assicurando l'osservanza delle vigenti norme tecniche di prevenzione degli incendi nonché la normativa tecnica emanata in materia di sicurezza nei luoghi di lavoro di cui al D.L.gs. 81/2008.

3.6 Dismissione

Al termine della vita utile dell'impianto è possibile rimuovere completamente il sistema flottante e gli ancoraggi ottenendo un ripristino dei luoghi allo stato antecedente senza necessità di particolari interventi di ricomposizione.

Le uniche opere che rimarranno saranno quelle funzionali all'impianto di rete per la connessione alla rete, ovvero quelle comprese tra il punto di inserimento sulla rete esistente (cabina di consegna compresa) e il punto di connessione (su palo linea esistente), che rimarranno nel patrimonio di e-distribuzione S.p.A. e utilizzate per l'espletamento del servizio pubblico di distribuzione dell'energia di cui e-distribuzione S.p.A. è concessionaria.

4 ALLEGATI

Si allega:

1.1 Schede tecniche moduli

1.2 Schede tecniche inverter

1.3 Simulazione HELIOSCOPE sulla produzione dell'impianto

Referenze:

1.4 Ciel & Terre referenze

1.5 Laketricity referenze