

ALFI GREEN S.R.L.

Impianto Agrivoltaico Avanzato denominato "Bandissolo" da 24.979,5 kWp, abbinato a un sistema di accumulo elettrochimico da 12.000 kW, opere connesse ed infrastrutture indispensabili

Comuni di Argenta e Portomaggiore (FE)

Progetto Definitivo Impianto Agrivoltaico Avanzato combinato con SdA e Opere Elettriche di Utenza

Allegato 23 - Relazione impianto BESS

Rev 0 - Aprile 2025

Professionista incaricato: Ing. Daniele Cavallo - Ordine Ingegneri Prov. Brindisi n. 1220

INDICE

1.	PREMESSA.....	3
2.	SISTEMA DI ACCUMULO.....	5
2.1	DESCRIZIONE GENERALE DEL SISTEMA.....	6
2.2	CONTAINER BATTERIA.....	7
2.3	DC/DC CONVERTER.....	9
2.4	GRUPPO DI CONVERSIONE CC/CA (POWER STATIONS).....	10
2.4.1	INVERTER.....	12
2.4.2	TRASFORMATORE	12
2.4.3	QUADRO 36 KV.....	12
2.5	CABINE SERVIZI AUSILIARI.....	13
2.6	SALA CONTROLLO E MAGAZZINO	13
2.6.1	SALA CONTROLLO	13
2.6.2	MAGAZZINO	15
2.7	CAVI.....	15
2.7.1	CAVI DC - STRINGA.....	15
2.7.2	CAVI DC -INVERTER	15
2.7.3	CAVI DATI.....	15
2.7.4	CAVI 36 KV	16
2.8	MISURE DI PROTEZIONE ANTINCENDIO.....	16
2.8.1	MISURE DI PROTEZIONE ANTINCENDIO.....	16
3.	DISMISSIONE DELL'IMPIANTO.....	18
1.	Rimozione delle opere fuori terra.....	18
2.	Rimozione delle opere interrato	18
3.	Dismissione delle strade e dei piazzali:	18

Questo documento è di proprietà di Alfi Green S.r.l. e il detentore certifica che il documento è stato ricevuto legalmente. Ogni utilizzo, riproduzione o divulgazione del documento deve essere oggetto di specifica autorizzazione da parte di Alfi Green S.r.l.

1. PREMESSA

La società ALFI GREEN S.r.l. intende realizzare un impianto Agrivoltaico Avanzato ai sensi della normativa vigente, della potenza di 24.979,5 kWp, abbinato a un sistema di accumulo elettrochimico da circa 12.000 kW (di seguito denominato "Impianto"), che sarà situato nel comune di Argenta (FE). Limitatamente alle opere connesse sarà anche interessato il comune di Portomaggiore (FE).

Il progetto "**Bandissolo**" avrà una potenza complessiva in immissione pari a 30.000 kW, e sarà collegato in antenna a 36 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380/132/36 kV, da inserire in entra - esce alla linea RTN a 380 kV "Ferrara Focomorto - Ravenna Canala" e alla linea RTN a 132 kV "Portomaggiore - Bando", come indicato dal Gestore di rete nella soluzione tecnica minima generale per la connessione (STMG), trasmessa alla Società il 26 agosto 2024 e formalmente accettata il 13 settembre 2024.

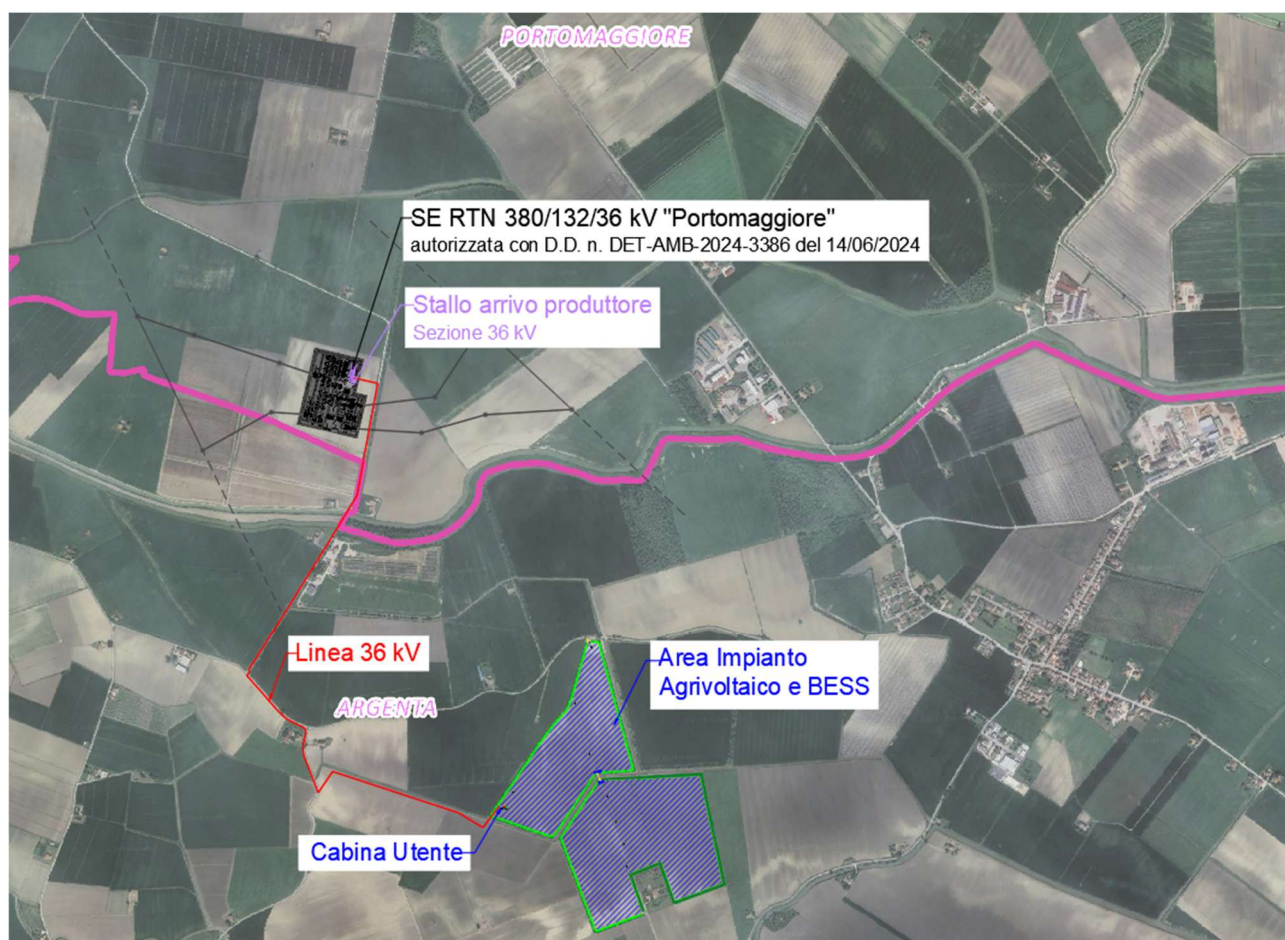


Figura 1-1: Inquadramento delle opere progettuali su ortofoto

Le opere progettuali dell'impianto si possono così sintetizzare:

1. Impianto agrivoltaico– ubicato nel comune di Argenta (FE), sarà costituito da moduli fotovoltaici bifacciali e realizzato con strutture fisse orientate est-ovest. L'impianto è progettato per soddisfare pienamente i requisiti di impianto agrivoltaico avanzato ai sensi delle (i) Linee Guida sugli impianti agrivoltaici, pubblicate dal Ministero della Transizione Ecologica (MiTE) a giugno 2022, (ii) Norma tecnica CEI PAS 82-93 "Impianti Agrivoltaici", emanata a dicembre 2023, nonché (iii) del Decreto del Ministero dell'Ambiente della Sicurezza Energetica del 22 dicembre 2023 N.436 (DM Agrivoltaico) recante le disposizioni per l'incentivazione della realizzazione dei sistemi agrivoltaici di natura sperimentali in attuazione dell'articolo 114 comma 1 del D.Lgs. N.199 del 2021

ed in coerenza con le misure di sostegno agli investimenti previste dal piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR), e relative a regole operative emanate dal GSE. La potenza complessiva sarà pari a 24,98 MWp;

2. Sistema di accumulo elettrochimico (di seguito "BESS" o "SdA") – di tipo distribuito, sarà integrato all'interno dell'impianto agrivoltaico e interconnesso con lo stesso. Il sistema avrà una potenza di circa 12 MW, con una capacità di stoccaggio pari a 4 h;

3. Linee in cavo interrato a 36 kV (di seguito "Dorsali 36 kV") – collegheranno l'impianto fotovoltaico e le BESS alla cabina elettrica a 36 kV;

4. Cabina elettrica a 36 kV (di seguito "Cabina Utente") – sarà di proprietà della società e verrà posizionata all'interno dell'Impianto;

5. Linea in cavo interrato a 36 kV (di seguito "Linea 36 kV") – collegherà la Cabina Utente alla sezione a 36 kV della futura SE RTN 380/132/36 kV della RTN denominata "Portomaggiore", di proprietà di Terna. Tale linea si svilupperà per una lunghezza di circa 2,7 km;

6. Stallo a 36 kV (di seguito "Impianto di Rete") - consisterà nello stallo di arrivo produttore all'interno della sezione a 36 kV della nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380/132/36 kV da inserire in entra – esce alla linea RTN a 380 kV "Ferrara Focomorto – Ravenna Canala" e alla linea RTN a 132 kV "Portomaggiore – Bando".

Il progetto della stazione Terna di "Portomaggiore" e dei relativi raccordi linea è già stato benestariato dal Gestore di Rete Terna S.p.A., ed autorizzato dagli enti competenti con D.D. n. DET-AMB-2024-3386 del 14/06/2024 rilasciata dall'ARPAE Agenzia regionale per la prevenzione, l'ambiente e l'energia dell'Emilia-Romagna. Il progetto autorizzato della SE RTN 380/132/36 kV e dei relativi raccordi linea, pertanto, non fa parte delle opere da autorizzarsi con la presente istanza.

L'impianto è completamente situato all'interno di "aree idonee" come definite dall'art. 20, comma 8, lettera c-quater del D.Lgs. 199/2021 e successive modifiche. Di conseguenza, il progetto è soggetto a una procedura autorizzativa semplificata, prevista dall'art. 22 dello stesso decreto legislativo e ss.mm.ii.

Il presente documento costituisce la relazione descrittiva del sistema di accumulo elettrochimico.

2. SISTEMA DI ACCUMULO

Il sistema di accumulo elettrochimico previsto nell'ambito del presente progetto sarà realizzato in configurazione DC-coupled, in stretta integrazione funzionale con l'impianto fotovoltaico. Esso costituirà parte integrante del sistema agrivoltaico e non sarà classificabile come opera di rete appartenente a Terna S.p.A., in quanto sarà progettato e realizzato direttamente dalla Società proponente, con l'obiettivo di ottimizzare la gestione della produzione rinnovabile e l'interfacciamento con la rete elettrica nazionale.

Il sistema BESS svolgerà un ruolo centrale nell'ottimizzazione dei flussi energetici e nella stabilizzazione della produzione fotovoltaica, operando interamente all'interno dell'impianto e in stretta sinergia con i sottosistemi di generazione e conversione. In particolare, l'energia prodotta dai moduli fotovoltaici sarà convogliata in corrente continua (DC) verso i convertitori DC/DC associati a ciascun container batteria. Nella configurazione prevista, sia il campo fotovoltaico che il sistema di accumulo condivideranno lo stesso sistema di conversione e interfaccia alla rete.

L'energia accumulata sarà successivamente immessa in rete in maniera controllata, in risposta a logiche di esercizio basate su:

- Strategie di peak shaving, per ridurre i picchi di generazione superiori alla capacità di immissione;
- Load shifting, per rilasciare l'energia accumulata durante le fasce orarie di maggiore domanda o valore economico;
- Regolazione di frequenza e tensione, per contribuire alla stabilità della rete e all'erogazione di servizi ancillari.

Tale sistema sarà particolarmente adatto alla configurazione impiantistica prevista, caratterizzata da strutture fisse non orientabili, che comporteranno una massima produzione nelle ore centrali della giornata. In questo contesto, il BESS assumerà un ruolo fondamentale nel modulare e redistribuire temporalmente l'energia prodotta, permettendo di spalmare l'immissione in rete lungo l'intero arco della giornata e migliorando la coerenza della generazione con i profili di consumo, il valore dell'energia e le esigenze della rete.

La configurazione DC-coupled garantirà inoltre una maggiore efficienza rispetto alle soluzioni AC-coupled, grazie alla riduzione delle perdite di conversione, alla razionalizzazione delle infrastrutture elettriche e alla semplificazione delle interconnessioni. L'impiego di inverter centralizzati ridurrà il numero di componenti attivi, semplificherà le attività di manutenzione e aumenterà l'affidabilità operativa complessiva del sistema.

L'intero sistema sarà dimensionato per garantire una maggiore continuità, stabilità e programmabilità dell'immissione energetica verso la rete di trasmissione nazionale, contribuendo anche alla resilienza del sistema elettrico in situazioni di congestione, fluttuazioni di frequenza o carenza di risorse disponibili.

Il sistema di accumulo, pur tecnologicamente autonomo, costituirà componente funzionale, strutturale e operativa dell'impianto agrivoltaico, poiché sarà concepito per operare in modalità integrata sin dalla fase iniziale di esercizio. Pertanto, in coerenza con l'art. 12 del D. Lgs. 387/2003, con l'art.2 c.2 del D.lgs 190/2024 e con la normativa regionale applicabile, anche il sistema BESS dovrà essere riconosciuto quale opera di pubblica utilità, alla stregua dell'impianto principale da fonte rinnovabile.

Dal punto di vista urbanistico e giuridico, si precisa che non sarà necessario attivare il vincolo preordinato all'esproprio per le aree interessate dall'installazione dell'impianto, incluso il sistema BESS, in quanto i terreni risultano già nella piena disponibilità della Società proponente. Il vincolo espropriativo sarà invece attivato esclusivamente per le aree interessate dalla realizzazione del cavidotto di interconnessione a 36 kV tra la Cabina Utente e la stazione RTN "Portomaggiore", ove non sia ancora perfezionata la disponibilità giuridica tramite accordi o servitù volontarie.

2.1 DESCRIZIONE GENERALE DEL SISTEMA

Il modulo fotovoltaico HJT (Heterojunction with Intrinsic Thin Layer) rappresenta il componente elettrico principale dell'impianto. Questo modulo, costituito da celle di silicio, sfrutta l'effetto fotovoltaico per convertire l'energia solare in corrente elettrica continua (DC). I moduli saranno collegati in serie per formare stringhe, che saranno poi connesse in parallelo tramite i quadri di parallelo DC, noti come "string box". L'energia generata verrà trasportata tramite cavi DC verso le cabine di batterie, dove sarà accumulata per essere utilizzata in un momento successivo, quando la domanda energetica sarà maggiore o i prezzi più alti. In alternativa, l'energia sarà inviata direttamente alle Power Station.



Figura 2-1: Rappresentazione dei principali componenti elettrici dell'impianto

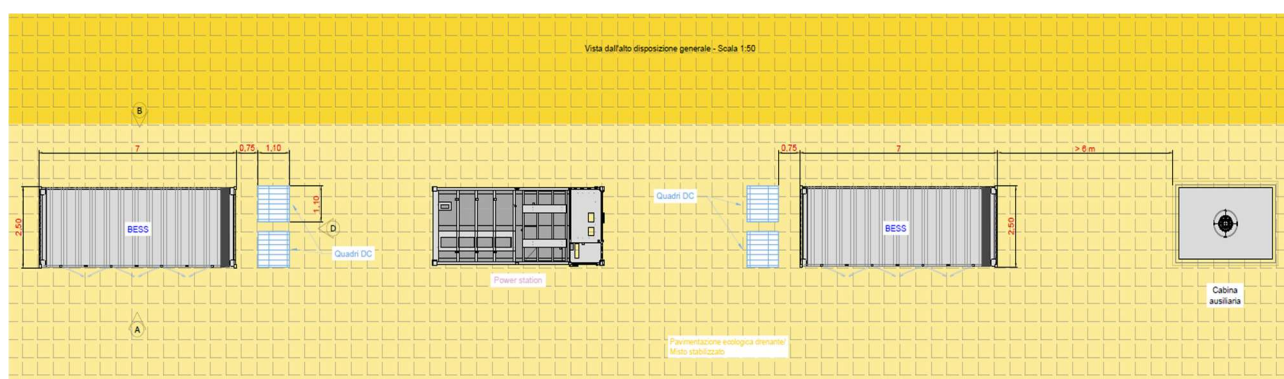


Figura 2-2: Vista dall'alto disposizione generale piazzale power station – batterie

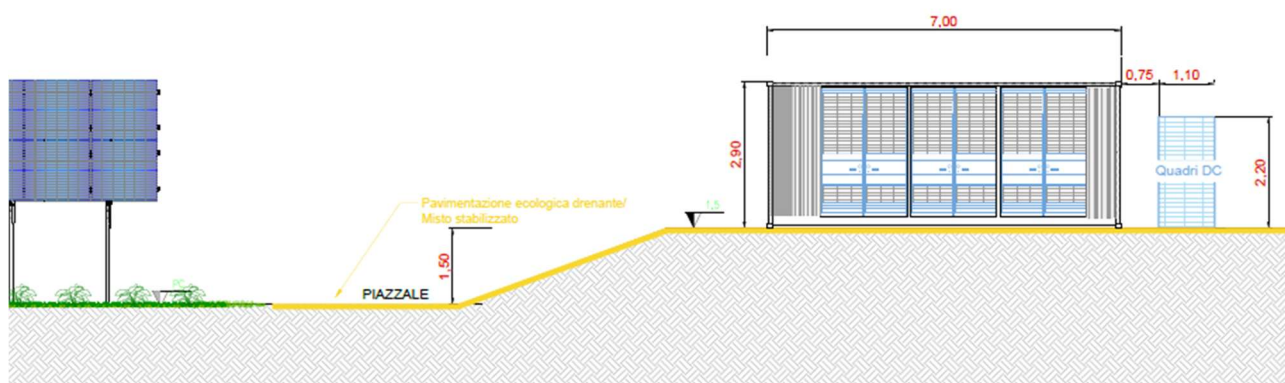


Figura 2-3: Vista laterale container batteria e quadro DC

Una volta nelle Power Station, l'energia sarà convertita in corrente alternata (AC) ed elevata a 36 kV, per essere convogliata lungo le dorsali a 36 kV fino al quadro generale nella Cabina Utente. Da qui verrà trasmessa, attraverso la Linea 36 kV, verso la Stazione RTN "Portomaggiore".

La rappresentazione dettagliata del sistema è riportata nella TAV02_20 "Schema elettrico unifilare generale".

Le principali componenti dell'impianto saranno:

- 1281 stringhe di moduli, ciascuna con 26 moduli in serie;
- 14 container batterie di 3500 kWh;
- 28 cabine DC/DC converter (2 per container batteria);
- 7 Power Station di 4.400 kVA, dove avverrà la conversione e l'elevazione a 36 kV;
- 7 cabine per servizi ausiliari;
- 1 edificio dedicato al controllo e al magazzino;
- 2 dorsali a 36 kV per il collegamento delle Power Station alla Cabina Utente;
- 1 Cabina Utente per raccogliere e collegare l'impianto alla rete di trasmissione nazionale (RTN);
- 1 Linea a 36 kV per il collegamento della Cabina Utente alla RTN;
- 1 rete di trasmissione dati in fibra ottica e RS485 per monitoraggio e controllo dell'Impianto;
- 1 rete elettrica a bassa tensione per alimentare i servizi ausiliari;
- Opere civili, tra cui basamenti, edifici prefabbricati, opere di viabilità e recinzione.

Si rimanda alla TAV02_17 "Layout impianto" per una rappresentazione grafica dettagliata dei diversi componenti dell'impianto.

2.2 CONTAINER BATTERIA

La capacità del SdA è stata determinata in base ai requisiti necessari per assicurare la massima flessibilità nella partecipazione ai diversi servizi e applicazioni di rete, mentre la potenza del sistema è stata definita rispetto alla potenza dell'impianto fotovoltaico, tenendo conto dei requisiti del codice di rete.

Sebbene la tipologia specifica non possa essere definita a priori, data la rapida evoluzione e dinamicità delle tecnologie sul mercato, le batterie elettrochimiche saranno sicuramente del tipo a Ioni di Litio. La selezione

avverrà in funzione della strategia di mercato adottata, ottimizzando la densità energetica per minimizzare l'occupazione del suolo e tenendo conto di fattori come il numero di cicli di vita, la curva di degrado e il tempo di risposta.

Il sistema di accumulo elettrochimico sarà composto principalmente da container conformi agli standard ISO 20', progettati per ospitare le celle delle batterie. In termini di tecnologia, si prevede l'uso di batterie al litio, - configurati in stringhe di batterie, note come battery racks, composte da diversi moduli, con celle disposte in serie e parallelo.

Dal punto di vista della sicurezza, i container presentano una resistenza al fuoco minima di REI 60 e sono progettati per contenere eventuali fughe di gas o perdite di elettroliti in caso di guasti. I locali batterie potranno essere climatizzati mediante un sistema di raffreddamento a liquido, oppure mediante sistemi con condizionatori elettrici "HVAC" opportunamente ridondanti.

La progettazione dei container consente il trasporto e la posa in opera come un'unità unica direttamente sulla fondazione, con tutte le apparecchiature già installate a bordo. Solo le batterie, se necessario, saranno trasportate separatamente e installate in loco. I container sono dotati di adeguate segregazioni per le vie cavi, isolamento termico e separazione degli ambienti, garantendo spazi adeguati alla manutenzione e l'accessibilità dall'esterno.



Figura 2-4: Tipico container batterie

La tabella e la figura seguenti riportano, a titolo esemplificativo, le caratteristiche principali e la configurazione dei container batterie.

Tabella 2-1: Caratteristiche tecniche preliminari del container batterie

Container Batterie	
Tensione in ingresso DC nom / max	1,040 – 1,497.6 V
Capacità	3.500 kWh
Dimensioni Container	6,058 x 2,438 x 2,896 mm
Peso Container	≤ 34,000 kg
Grado di protezione	IP 54/IP 55

Il sistema è stato leggermente sovradimensionato per tenere conto delle caratteristiche intrinseche della tecnologia agli ioni di litio, come l'efficienza e l'energia effettivamente estraibile.

Le viste e le sezioni dei container batterie sono illustrate nella TAV02_25d dove è mostrata l'elevazione rispetto al piano campagna, determinata in funzione di studi idraulici e in relazione alla quota delle strade circostanti l'area di installazione.

2.3 DC/DC CONVERTER

Il sistema di conversione DC-DC sarà utilizzato per gestire il flusso energetico tra il sistema di accumulo e il parco fotovoltaico, ottimizzando l'efficienza e permettendo di immettere l'energia accumulata nella rete nei momenti più vantaggiosi. Il convertitore regola dinamicamente la tensione, elevandola o abbassandola a seconda delle necessità di carica e scarica della batteria.



Figura 2-5: Tipico DC/DC Converter

I DC/DC converter saranno installati a fianco ai container delle batterie e delle power station. Il sistema sarà caratterizzato da una regolazione intelligente del flusso energetico, che contribuirà a mantenere un alto livello di efficienza anche in presenza di diverse tensioni DC e in condizioni di carico parziale e totale.

Il modello definitivo del sistema verrà selezionato nella fase esecutiva del progetto.

Le viste e le sezioni sono illustrate nella TAV02_25d dove è mostrata l'elevazione rispetto al piano campagna, determinata in funzione di studi idraulici e in relazione alla quota delle strade circostanti l'area di installazione.

2.4 GRUPPO DI CONVERSIONE CC/CA (POWER STATIONS)

Ogni gruppo di conversione sarà composto da un inverter e un trasformatore BT/MT. Gli inverter avranno il compito di trasformare la corrente continua generata dai moduli fotovoltaici, o immessa dalle batterie, in corrente alternata. I trasformatori, invece, innalzeranno la tensione a 36 kV. Le power station verranno condivise tra l'impianto fotovoltaico e il sistema di accumulo, ottimizzando l'integrazione e l'efficienza complessiva dei due sistemi, in particolare:

- Gli inverter saranno equipaggiati con dispositivi idonei per il sezionamento e la protezione del lato in corrente alternata, alloggiati all'interno di un'apposita sezione dei quadri inverter. Ogni inverter sarà marcato CE, garantendo conformità sui rendimenti e la compatibilità elettromagnetica. La potenza nominale potrà variare in fase esecutiva a seconda della tecnologia prescelta, in linea con le caratteristiche dell'impianto fotovoltaico e dello SdA e nel rispetto dei limiti di potenza del punto di connessione alla rete;
- Il trasformatore è previsto sia in versione a secco che isolata in olio. In quest'ultimo caso, sarà installata una vasca di raccolta dell'olio in acciaio inox, opportunamente dimensionata, capace di contenere l'intero volume d'olio;
- Il trasformatore sarà corredato da dispositivi di protezione elettromeccanica, come sensori di temperatura e relè Buchholtz, per garantire un funzionamento sicuro ed efficiente;
- Il compartimento di media tensione (MT) ospiterà il quadro MT, composto da 2 o 3 scomparti, a seconda che sia previsto un entra-esce verso un'altra Power Station. Le celle MT includeranno i componenti per l'arrivo, la partenza e il trasformatore;
- Nel compartimento di bassa tensione (BT) saranno installate varie apparecchiature, tra cui il quadro BT per le alimentazioni ausiliarie (forza motrice, illuminazione, ausiliari dei quadri, ecc.), il pannello contatori per la misura dell'energia attiva prodotta a valle della sezione inverter, l'UPS per l'alimentazione ausiliaria degli inverter e delle apparecchiature di monitoraggio, oltre a un trasformatore isolato in resina per i servizi ausiliari.

I componenti del gruppo di conversione saranno scelti in base a:

- Conformità alle normative europee di sicurezza;
- Funzionamento automatico per facilità d'uso e installazione;
- Elevato rendimento globale;
- Massima sicurezza con trasformatore di isolamento;
- Uscita con forma d'onda sinusoidale perfetta.



Figura 2-6: Tipico power station con inverter e trasformatore elevatore

Le Power Station, con una potenza nominale massima di 4.400 kVA, selezionate in questa fase preliminare di progettazione, sono costituite da container con pannelli laterali apribili e/o tettoie integrate per ottimizzare la ventilazione naturale. Questa configurazione è stata scelta per garantire compattezza, flessibilità ed efficienza, risultando perfettamente allineata alle esigenze del sito di installazione e alla configurazione dell'impianto. La potenza effettiva degli inverter sarà determinata nella fase esecutiva, in funzione della strategia di mercato adottata. Di seguito si riportano le caratteristiche preliminari del modello di potenza massima scelto.

Tabella 2-2: Caratteristiche preliminari power station

Power Station	
Tensione massima in ingresso	1500 V
Tensione di uscita alla Phom	36 kV (uscita trasformatore)
Frequenza di uscita	50 Hz
cos φ	0,8 – 1,0
Grado di protezione	IP 54
Range di temperatura di funzionamento	-25 ÷ +60 °C
Potenza max in uscita @cos φ =1 @ T=25°C (CA)	4400 kVA
Rendimento europeo	98,8%

Ogni sottocampo di generazione avrà un gruppo di conversione CC/CA, per un totale di 7 gruppi.

La tipologia specifica del gruppo di conversione verrà definita in fase di progettazione, scegliendo tra vari modelli di inverter e trasformatori. Tali componenti saranno scelti e dimensionati in modo da soddisfare i requisiti di scambio di potenza reattiva, in conformità alle richieste del Codice di Rete, garantendo il rispetto delle normative vigenti e il supporto alla stabilità operativa della rete elettrica.

Le viste e le sezioni della power station sono illustrate nella TAV02_25e dove si riporta l'elevazione rispetto al piano campagna, determinata in funzione di studi idraulici e in relazione alla quota delle strade circostanti l'area di installazione.

2.4.1 INVERTER

Gli inverter, come anticipato nel paragrafo precedente, sono del tipo centralizzato con potenza nominale pari a 4.400 kVA e potranno essere installati sia all'interno di cabine/container che in esterno. Sono dotati di idonei dispositivi atti a sezionare e proteggere il lato in corrente alternata, alloggiati in un'apposita sezione dei quadri inverter.

Ogni inverter è marcato CE e corredato da certificazioni in merito ai rendimenti e alla compatibilità elettromagnetica.

2.4.2 TRASFORMATORE

Il trasformatore eleva la tensione c.a. in uscita dall'inverter al valore della rete (36 kV). Può essere di tipo a secco oppure isolato in olio; in quest'ultimo caso è prevista una vasca di raccolta dell'olio in acciaio inox, opportunamente dimensionata.

Il trasformatore è completo di dispositivi di protezione elettromeccanica, quali sensori di temperatura, relè Buchholtz, ecc.

Tabella 2-3: Caratteristiche preliminari trasformatore elevatore

Trasformatore Elevatore	
Tensione	36 kV $\pm 2 \times 2.5\%$ / 0.8 kV
Frequenza	50 Hz
Raffreddamento	ONAN
Grado di protezione	IP 54
Potenza nominale	4.400 kVA
Rendimento europeo	98,8%
Impedenza	7.3%

2.4.3 QUADRO 36 KV

All'interno della power station, in comparto segregato, è previsto l'installazione di un quadro 36 kV isolato in SF6, composto da 2 o 3 celle, in funzione della configurazione (cella di ingresso, cella di uscita e, se necessario, cella trasformatore elevatore). Il quadro consente il collegamento verso un'eventuale cabina di trasformazione o direttamente alle dorsali 36 kV.

Le connessioni tra il quadro 36 kV e il trasformatore elevatore, così come quelle verso la rete in media tensione, saranno realizzate con cavi interrati.

Tabella 2-4: Caratteristiche preliminari quadro 36 kV

Quadro 36 kV	
Tensione operativa/nominale	36/40,5 kV
Tensione nominale di tenuta ad impulso atmosferico	185 kV
Tensione nominale di tenuta a 50 Hz (1 min)	85 kV
Corrente nominale	≥ 630 A
Corrente di breve durata (3 s)	≥ 25 kA
Corrente di picco	≥ 63 kA
Isolamento	SF6
Classificazione d'arco interno	IAC AFLR 25 kA - 1 s
Categoria di continuità di servizio	LSC 2A

2.5 CABINE SERVIZI AUSILIARI

Vicino a ogni gruppo di conversione saranno installate cabine o container per servizi ausiliari, contenenti:

- Quadro BT generale del sottocampo corrispondente;
- Quadro BT prese F.M, illuminazione, antintrusione, TVCC ecc. del sottocampo corrispondente;
- Sistema di monitoraggio e controllo per l'impianto fotovoltaico e i container BESS di appartenenza;
- Sistema di monitoraggio e controllo stazioni meteo del sottocampo di appartenenza;
- Sistema di trasmissione dati del sottocampo di appartenenza.

Le viste e sezioni delle cabine ausiliari sono illustrate nella TAV02_25f, con l'elevazione calcolata in base a studi idraulici e in relazione alle quote stradali circostanti l'area d'installazione.

2.6 SALA CONTROLLO E MAGAZZINO

Prossimo all'accesso nord di Via Vanume, sarà installata una cabina di dimensioni 12,2 x 2,5 m e altezza di 3 m, destinata ad ospitare due componenti: sala controllo e magazzino.

2.6.1 SALA CONTROLLO

Verrà installata una postazione locale per il monitoraggio integrato di tutti i parametri provenienti dall'impianto fotovoltaico, dal sistema di accumulo (SdA) e dal sistema di monitoraggio agricolo definito. Il sistema includerà, tra l'altro, stazioni meteorologiche per la rilevazione di temperatura, umidità, velocità del vento e precipitazioni, oltre a dati provenienti dal sistema di antintrusione e TVCC, assicurando un controllo completo e continuo di tutte le componenti dell'impianto.

I dispositivi di misura saranno installati direttamente in campo, nelle stazioni meteorologiche (costituite da termometri, barometri, piranometri/albedometri e anemometri), nelle string box o nelle cabine, e saranno utilizzati per misurare le seguenti grandezze:

- Irraggiamento solare;

- Temperatura ambiente;
- Temperatura dei moduli;
- Tensione e corrente in uscita dall'unità di generazione;
- Potenza attiva e corrente in uscita dall'unità di conversione;
- Tensione, potenza attiva ed energia scambiata al punto di consegna;
- Stato degli interruttori generali MT e BT.

Per quanto riguarda la gestione e la protezione delle batterie, sarà affidata direttamente al BMS (Battery Management System), che svolgerà le seguenti funzioni:

- Gestione dello stato di carica;
- Bilanciamento delle celle;
- Monitoraggio e protezione, con eventuale azione di disconnessione o connessione delle batterie;
- Gestione dei segnali di allarme e anomalie;
- Controllo dell'isolamento;
- Misurazione di grandezze quali tensioni, temperature e correnti di dispersione;
- Comunicazione a livello superiore di tutti i segnali (stato, allarmi, anomalie, ecc.) necessari per la gestione ottimale del sistema di accumulo.

Inoltre, per garantire un controllo completo ed efficiente dell'Impianto, è prevista l'installazione di un Power Plant Manager. Grazie a una piattaforma software avanzata, questo sistema ottimizzerà il funzionamento dell'impianto fotovoltaico e del BESS, monitorando in tempo reale la produzione di energia e garantendo l'allineamento con i requisiti di rete. Il Power Plant Manager favorirà anche la digitalizzazione degli impianti, abilitando nuove opportunità per partecipare al mercato energetico del futuro. Di seguito sono riportate alcune delle principali funzionalità di questo sistema.

- Reti Stabili e Commercializzazione Ottimale dell'Energia: garantirà un'operazione stabile delle reti elettriche, ottimizzando la gestione e la vendita dell'energia prodotta;
- Fornitura di Potenza di Regolazione Primaria e Secondaria: sarà in grado di fornire potenza di regolazione primaria e secondaria nel punto di connessione alla rete attraverso il sistema di batterie, contribuendo alla stabilità della rete;
- Riduzione Automatica della Potenza Attiva: sarà in grado di regolare automaticamente la potenza attiva in caso di sovrافrequenza, rispettando le specifiche del codice di rete;
- Aggiustamenti in Base alle Necessità: Adatterà i valori di setpoint in base alle esigenze, come quelli richiesti dall'operatore di rete per la potenza reattiva o il fattore di fase;
- Potenza Reattiva Costante: sarà in grado di garantire la disponibilità continua di potenza reattiva o di un fattore di fase su richiesta, contribuendo alla stabilità della rete;
- Regolazione Dinamica: regolerà dinamicamente i valori specificati per la potenza reattiva o il fattore di fase nel punto di connessione alla rete, ottimizzando la performance del sistema.

2.6.2 MAGAZZINO

È stato previsto uno spazio, destinato allo stoccaggio di materiali di consumo necessari per il funzionamento e la manutenzione dell'impianto.

2.7 CAVI

2.7.1 CAVI DC - STRINGA

I cavi di stringa DC collegheranno le stringhe (moduli in serie) ai quadri DC di parallelo, con sezioni variabili da 6 a 10 mm² a seconda della distanza del collegamento. Questi cavi, installati all'interno del profilo della struttura e interrati per brevi tratti, saranno del tipo H1Z2Z2-K (rame o alluminio), flessibili e con tensione nominale di 1500 V c.c. (Um 1800 Vcc).

I cavi saranno idonei per l'installazione interrata direttamente nel terreno o all'interno di tubi interrati, in conformità alle normative previste dalla Norma CEI 11-17. Saranno progettati per resistere a condizioni avverse come acqua, raggi UV (HD605/A1), ozono (EN50396), gelo e agenti chimici.

Le specifiche per l'installazione saranno le seguenti:

- Temperatura minima per l'installazione e la manipolazione: -40 °C;
- Sforzo di tiro massimo consentito: 15 N/mm²;
- Raggio minimo di curvatura in base al diametro del cavo D (in mm): 4D.

La selezione verrà fatta in fase di ingegneria di dettaglio.

2.7.2 CAVI DC -INVERTER

Questi cavi collegheranno i quadri di parallelo DC agli inverter (Power Station) per la componente fotovoltaica, con sezioni variabili da 70 a 400 mm², in funzione del numero di stringhe in parallelo e della distanza tra il quadro DC e l'inverter.

Questi cavi potranno essere interrati o posati sulla struttura porta-moduli (per il caso del fotovoltaico), mantenendo caratteristiche tecniche analoghe a quelle dei cavi di stringa DC.

Per il sistema di accumulo, i cavi collegheranno i container batterie al DC/DC converter e all'inverter, posizionato all'interno della power station, presentando una sezione variabile da 185 a 400 mm², a seconda del numero di batterie in parallelo e della distanza tra i componenti.

La selezione verrà fatta in fase di ingegneria di dettaglio.

2.7.3 CAVI DATI

I cavi di trasmissione dati collegheranno vari sistemi (fotovoltaico, sistema di controllo batterie-power station, stazioni meteo, antintrusione, videosorveglianza, contatori, apparecchiature elettriche e di sicurezza, connessioni esterne, ecc.). Saranno utilizzati per tratte brevi cavi RS485, mentre per tratte lunghe cavi in fibra ottica (F.O.).

La selezione verrà fatta in fase di ingegneria di dettaglio.

2.7.4 CAVI 36 KV

Per collegare ogni gruppo di trasformazione al quadro installato nella Cabina Utente, sarà realizzata una rete 36 kV con cavi direttamente interrati. Il dimensionamento sarà eseguito adeguatamente in fase d'ingegneria di dettaglio, seguendo le norme specifiche, secondo i criteri di portata, corto circuito, e massima caduta di tensione. La linea sarà protetta da adeguato interruttore automatico, che potrà essere gestito manualmente o tramite azionamento remoto.

Le caratteristiche dei cavi saranno quelle riportate nella tabella seguente.

Tabella 2-5: Caratteristiche Preliminari dei Cavi a 36 kV

Caratteristiche Cavi 36 kV	
Tipo	Unipolari/Tripolari ad elica visibile
Sezioni cavo	95..630 mm ²
Materiale conduttore	Alluminio
Materiale isolante	XLPE
Schermo metallico	Alluminio
Guaina esterna	PE resistente all'urto (adatti alla posa direttamente interrata)
Tensione nominale (U ₀ /U/U _m)	20.5/36/42 kV
Frequenza nominale	50 Hz

La selezione verrà fatta in fase di ingegneria di dettaglio.

2.8 MISURE DI PROTEZIONE ANTINCENDIO

2.8.1 MISURE DI PROTEZIONE ANTINCENDIO

Uno dei rischi principali associati all'utilizzo delle batterie del sistema SdA è il possibile incendio causato dal surriscaldamento delle celle, che può verificarsi in seguito a eventi come sovraccarico o cortocircuito elettrico. Il sistema sarà quindi dotato di adeguate protezioni termiche ed elettriche per prevenire questi eventi, evitando così di raggiungere una condizione di instabilità termica. In tale situazione, la generazione di calore della cella potrebbe superare la capacità di dissipazione, con conseguente rischio di incendio.

Inoltre, tutti i container del sistema SdA verranno equipaggiati con sensori per la rilevazione di fumi e temperatura, e saranno dotati di sistemi di estinzione progettati appositamente per le apparecchiature contenute al loro interno. L'agente estinguente utilizzato sarà un gas a bassa tossicità per l'uomo e con elevata sostenibilità ambientale, come l'FM-200 o un suo equivalente. Il sistema di estinzione sarà attivato automaticamente dalla centrale antincendio presente in ciascun container, non appena i sensori rileveranno una situazione di emergenza. A seguito della rilevazione, verrà generato un allarme incendio che attiverà i segnalatori per l'evacuazione del personale, e un conto alla rovescia verrà avviato per procedere con la scarica dell'estinguente. Durante questo processo, tutti i circuiti elettrici coinvolti e i sistemi ausiliari, come condizionatori e ventilatori, verranno disattivati.

Saranno inoltre previsti, se necessario, estintori portatili e carrellati nelle vicinanze dei container e delle cabine contenenti trasformatori e quadri elettrici nell'area SdA.

La disposizione planimetrica seguirà le raccomandazioni dei principali enti internazionali, come FM Global e NFPA, oltre alle linee guida del DM 3/8/2015, in particolare il paragrafo dedicato alla "distanza di separazione". Verranno garantite distanze adeguate tra i container, le strutture adiacenti (come locali di controllo, magazzini e l'edificio utente) e tra i container di diversi sottosistemi. Questa disposizione sarà studiata anche per facilitare l'accesso e le manovre dei mezzi di intervento dei vigili del fuoco all'interno dell'area.

Infine, tutti i container verranno realizzati con un adeguato grado di resistenza al fuoco, minimo REI 60, per fornire un'ulteriore protezione rispetto ai container e cabinati adiacenti.

Ulteriori approfondimenti sono stati esaminati nell'Allegato 15 del Progetto Definitivo "Relazione preliminare antincendio".

3. DISMISSIONE DELL'IMPIANTO

È stato predisposto un allegato specifico del Progetto Definitivo per la dismissione dell'impianto e delle opere elettriche di utenza, denominato **All.14 "Piano di dismissione"**. Di seguito sono riassunte le fasi di smantellamento dei principali elementi relativi all'impianto agrivoltaico combinato con il sistema di accumulo elettrochimico (BESS), previste al termine della vita utile dell'impianto, stimata in circa 30 anni.

Le attività di decommissioning dell'impianto agrivoltaico e del sistema di accumulo a batterie (BESS) prevedono un approccio metodico e organizzato, finalizzato a garantire la completa rimozione delle infrastrutture tecnologiche e il ripristino delle condizioni originarie del sito. Di seguito sono descritte le operazioni da eseguire, suddivise per tipologia di intervento.

1. Rimozione delle opere fuori terra

- Scollegamento delle connessioni elettriche;
- Smontaggio dei moduli fotovoltaici;
- Smontaggio del sistema di videosorveglianza;
- Rimozione dei cavi posati all'interno delle strutture di sostegno;
- Rimozione delle power stations;
- Rimozione delle cabine servizi ausiliari;
- Rimozione dei container batterie e DC/DC converter;
- Rimozione dell'edificio magazzino/sala controllo;
- Smontaggio delle strutture metalliche di sostegno dei moduli e rimozione dei pali di sostegno.

2. Rimozione delle opere interrate

- Demolizione delle fondazioni dell'edificio magazzino/sala controllo;
- Demolizione delle fondazioni delle power stations/cabine ausiliari;
- Demolizione delle fondazioni dei container batterie;
- Rimozione dei cavi interrati;
- Rimozione della recinzione e dei cancelli.

3. Dismissione delle strade e dei piazzali:

- Rimozione dello strato superficiale di "Mac Adam" (circa 10 cm);
- Rimozione dello strato di materiale vagliato (circa 40 cm);
- Deposito temporaneo del materiale di risulta nelle vicinanze ed il successivo carico su un autocarro per lo smaltimento.

Dopo la rimozione delle strutture, degli edifici, delle opere civili, dei cavi interrati, nonché la dismissione delle strade di accesso e dei piazzali, si procederà con le operazioni di regolarizzazione del terreno e di ripristino delle condizioni originarie delle aree, ad eccezione della fascia arborea perimetrale, che sarà mantenuta.

Durante le operazioni di rimozione delle strutture tecnologiche e civili rimovibili, di smantellamento delle opere non rimovibili e di ripristino delle condizioni morfologiche e naturali dell'area, sarà inevitabile la produzione di rifiuti solidi e/o liquidi. Questi materiali dovranno essere gestiti e smaltiti in conformità alle normative ambientali e di settore vigenti, garantendo il minimo impatto ambientale e privilegiando le strategie di recupero e riutilizzo.

I materiali derivanti dalla dismissione verranno attentamente separati per tipologia, classificati in base alla loro possibilità di essere:

- riutilizzati, se ancora idonei a un impiego diretto;
- riciclati, in modo da valorizzare al massimo le componenti utili;
- smaltiti a discarica, come ultima opzione laddove non esistano alternative tecnicamente ed economicamente praticabili.

Particolare attenzione sarà rivolta alla valorizzazione delle seguenti componenti:

- **Strutture di supporto:** costituite da acciaio zincato e alluminio, materiali facilmente riciclabili;
- **Moduli fotovoltaici:** composti da vetro, alluminio, plastica, e materiali nobili come silicio e argento, il cui recupero rappresenta un valore aggiunto per l'economia circolare;
- **Cavi:** realizzati in rame e/o alluminio, materiali altamente richiesti per il riciclo;
- **Batterie:** contenenti materiali avanzati come litio, grafite, cobalto, manganese, nichel e elettroliti liquidi.

Nel caso del sistema di accumulo a batterie (BESS), la gestione dei rifiuti sarà particolarmente accurata, data la presenza di materiali critici come litio (utilizzato negli elettrodi e nelle celle), grafite (presente negli anodi), cobalto, manganese e nichel (impiegati nelle celle per migliorare le prestazioni e la durata) e elettroliti liquidi, (che possono contenere sostanze chimiche potenzialmente pericolose). Questi materiali saranno trattati in impianti specializzati, con l'obiettivo di massimizzarne il recupero e minimizzare il conferimento a discarica. La rigenerazione e il riutilizzo di batterie esauste, ove possibile, sarà incoraggiata attraverso partnership con aziende qualificate.

Qualora si rendesse necessario il conferimento in discarica, ad esempio per materiali provenienti da scavi o demolizioni (basamenti in cemento, canaline di collegamento, ecc.), l'onere relativo al trasporto e allo smaltimento sarà interamente a carico della Società. Sarà inoltre garantita la tracciabilità completa di ogni carico conferito, in ottemperanza alle normative vigenti.

Per tutte le attività di smaltimento e valorizzazione dei rifiuti, sarà predisposto un registro dedicato che consentirà di monitorare le quantità e le destinazioni di ogni tipologia di materiale, garantendo trasparenza e conformità alle prescrizioni di legge.

La tabella seguente riporta le principali tipologie di rifiuti previste durante la dismissione dell'Impianto Agrivoltaico, delle opere elettriche di utenza e del BESS.

Tabella 3-1: Sommario tipologie rifiuti previste

Codice CER	Descrizione rifiuto
130208*	Altri oli per motori, ingranaggi e lubrificazione
150203	Guanti, stracci

150202*	Guanti, stracci contaminati
160604	Batterie alcaline
170107	Miscugli o scorie di cemento, mattoni, mattonelle e ceramiche
170201	Scarti legno
170203	Canaline, Condotti aria
170301*	Catrame sfridi
170401	Rame, bronzo, ottone
170402	Alluminio
170405	Ferro e acciaio
170407	Metalli misti
170411	Cavi
200134	Batterie
200101	Carta, cartone
200102	Vetro
200139	Plastica
200121*	Neon
200140	Lattine
200301	Indifferenziato

Trascorsi 12 mesi dalla conclusione delle attività di decommissioning e di ripristino ambientale, sarà effettuato un monitoraggio accurato dell'area interessata. Tale attività avrà l'obiettivo di verificare l'efficacia degli interventi realizzati e di confermare il pieno ritorno alle condizioni iniziali dello stato dei luoghi, in linea con le caratteristiche morfologiche, orografiche e vegetative preesistenti.

La tabella riportata di seguito sintetizza i costi stimati per le operazioni di demolizione e ripristino delle aree interessate dall'Impianto Agrivoltaico, dal sistema di accumulo a batterie (BESS) e dalla Cabina Utente. Il dettaglio analitico dei costi, comprensivo del computo metrico estimativo, è fornito nell'Allegato 02 del Progetto Definitivo intitolato "Quadro Economico e Computo Metrico Estimativo".

Tabella 3-2: Costi dismissioni e ripristino

Descrizione	Importo (Euro)	Aliquota IVA	Importo con IVA (Euro)
Dismissione Cabina Utente e connessione a 36 kV tra Cabina Utente e Stazione RTN	86.145,63	10%	94.760,19
Dismissione Impianto Agrivoltaico (incluso BESS) e Dorsali 36 kV	697.208,78	10%	766.929,66
Oneri della sicurezza in fase di dismissione	98.523,32	22%	120.198,45
Totale Costi di Dismissione	881.877,73	-	981.888,30