

ISTANZA DI VIA
(Artt. 23-24-25 del D. lgs 152/2006 e ss.mm.ii.)

COMMITTENTE



SUN LEGACY 4 srl

Via Nairobi 40
00144 Roma (RM)
P.I. 16946941008
PEC sunlegacy@legalmail.it
Numero REA RM - 1686199

PROGETTISTI INCARICATI

Arch. DANIELE CONTICCHIO

STUDIO PROFESSIONALE IN PIAZZA DELLA ROCCA N.33
VITERBO (VT)
C.F. CNTDNL84B16G148E - P.IVA 02193820566
tel. +39 3406705346 - mail: daniele.conticchio@gmail.com
pec: d.conticchio@pec.archrm.it
Iscritto all'Ordine degli Architetti P.P.C. di Roma e Provincia
al n. 22831 sez.A

Ing. MARCO GRANDE

STUDIO PROFESSIONALE IN VIA CASILINA NORD N.93
FROSINONE (FR)
C.F. GRNMRC71D22D810A - P.IVA 02439640604
tel. +39 392 5867910 - mail: enstudio71@gmail.com
pec: marco1.grande@ingpec.eu
Iscritto all'Ordine degli Ingegneri della Provincia di
Frosinone al n.1161

Ing. DANIELE MARRAS

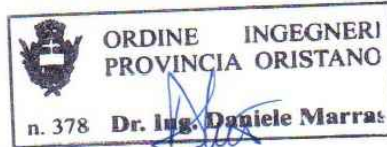
STUDIO PROFESSIONALE IN VIA GALASSI N.2
CAGLIARI (CA)
C.F. MRRDNL73H22B354N - P.IVA 01033560952
tel. +39 393 9902969 - mail: daniele@mvprogetti.com
pec: daniele.marras@ingpec.eu
Iscritto all'Ordine degli Ingegneri della Provincia di
Oristano al n. 378

Ing. LORENA VACCA

STUDIO PROFESSIONALE IN VIA GALASSI N.2
CAGLIARI (CA)
C.F. VCCLRN75C48H856P - P.IVA 02738080924
tel. +39 342 0776977 - mail: lorena@mvprogetti.com
pec: lorena.vacca@ingpec.eu
Iscritto all'Ordine degli Ingegneri della Provincia di
Cagliari al n. 4766

**PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO di potenza nominale 45,724 MWp e
di un BESS INTEGRATO di potenza nominale 50,4 MWp, COLLEGATI ALLA RTN**

Località "Contrada Lobia" - Comune di Brindisi (BR)



TITOLO ELABORATO

RELAZIONE ILLUSTRATIVA

REV.	DATA	DESCRIZIONE	REDATTO	CONTROLLATO	APPROVATO
00		Definitivo	Aprile 2024		RELAPROG001
REV.		FASE PROGETTUALE	DATA	SCALA	IDENTIFICATORE



Sommario

PARTE PRIMA – Descrizione dell’idea progettuale e del Proponente	4
1.1 PREMESSA.....	4
1.2 UBICAZIONE DELL'IMPIANTO.....	5
1.3 SOCIETA' PROPONENTE e FONDO DI INVESTIMENTO	7
1.4 ARCHITETTURA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	7
1.5 ARCHITETTURA DELL'IMPIANTO BESS	9
1.5.1 Funzionalità del sistema BESS.....	9
1.6 RIFERIMENTI LEGISLATIVI	11
1.7 NORME APPLICABILI.....	11
1.8 STRUMENTO URBANISTICO VIGENTE E RELATIVE NORME DI ATTUAZIONE	12
Comune di Brindisi.....	12
Comune di Brindisi - Classificazione Acustica.....	16
Carta dei Vincoli Paesaggistici P.P.T.R.....	18
Matrice sintetica di coerenza tra quadro programmatico e proposta progettuale	20
2 PARTE SECONDA – Stima producibilità e dimensionamento dell’impianto FV	21
2.1 SITO DI INSTALLAZIONE.....	21
Disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto agrivoltaico	21
Disponibilità della fonte solare	21
Criterio di stima dell'energia prodotta	21
2.2 DIMENSIONAMENTO DELL' IMPIANTO.....	22
Impianto “SUN LEGACY 4”	22
Scheda tecnica dell'impianto	22
2.3 ANALISI DEI COSTI	24
Costo di realizzazione impianto	24
Impegno spesa	24
Costi di esercizio.....	24
2.4 RISPARMIO SUL COMBUSTIBILE.....	25
Risparmio sul combustibile	25
Emissioni evitate in atmosfera.....	25
3 PARTE TERZA – Servizi ausiliari ed opere civili.....	26

3.1	Strutture di fissaggio	26
3.2	Cabine elettriche	26
3.3	Altri locali accessori	27
3.4	Impianto generale di terra	27
3.5	Cavidotti interrati e connessione alla rete elettrica	27
	Linea BT:	27
	Linea MT:	28
	Linea AT:	28
3.6	Strada di accesso al sito	28
3.7	Recinzione	29
4.	PARTE QUARTA – Componenti dell’impianto agrivoltaico	33
4.1	MODULI FOTOVOLTAICI	33
4.2	INVERTER	34
4.3	QUADRO ELETTRICO DI INTERFACCIA PARALLELO RETE LATO C.A.	36
4.4	SPECIFICHE CABINE DI TRASFORMAZIONE	36
4.5	ACCESSORI INTERNI ALLA CABINA E SERVIZI A COMPLETAMENTO:	38
4.6	IMPIANTI ELETTRICI AUSILIARI	38
4.7	IMPIANTO GENERALE DI TERRA	38
4.8	ELETTRODOTTO	39
5.	PARTE QUINTA – Componenti dell’impianto BESS	40
2.4.1	Battery block	42
2.4.2	Layout del sistema BESS	42
6.	PARTE QUINTA – Descrizione fonte energetica utilizzata	44
6.1	L’ENERGIA SOLARE	44
6.2	PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO	45
6.3	DIMENSIONAMENTO DELL’ IMPIANTO	46
6.4	MODULI FOTOVOLTAICI	46
6.5	TECNOLOGIA AD INSEGUIMENTO SOLARE	48
6.6	CONFIGURAZIONE DELL’IMPIANTO AGRIVOLTAICO	50
7.	PARTE SESTA – Fasi e tempi di realizzazione.	52
7.1	TEMPISTICA DI REALIZZAZIONE, MODALITA’ DI ESECUZIONE LAVORI	52

7.2	PRODUZIONE DI RIFIUTI E DISMISSIONE IMPIANTO	52
7.3	UTILIZZO ENERGIA PRODOTTA.....	54
8.	PARTE SETTIMA– Ricadute sociali e occupazionali e opere di mitigazione	54
8.1	RICADUTE SOCIALI E OCCUPAZIONALI	54
8.2	OPERE DI MITIGAZIONE/COMPENSAZIONE	55

PARTE PRIMA - Descrizione dell'idea progettuale e del Proponente

1.1 PREMESSA

L'opera in progetto è relativa ad un impianto agrivoltaico a terra della potenza nominale di **45,724 MWp** e ad un impianto di accumulo di energia elettrica (BESS) della potenza nominale di **50,4 MWp** ad esso integrato, da ubicarsi nel Comune di Brindisi in località "Contrada Lobia".

L'impianto agrivoltaico oggetto del presente studio è progettato per produrre energia elettrica in collegamento alla rete Terna SPA e l'energia prodotta sarà immessa in rete. L'impianto BESS è progettato per accumulare e immettere energia elettrica in collegamento alla rete Terna SPA e può essere utilizzato per tutte le funzionalità previste dall'Allegato A79 del codice di rete.

Il proponente del progetto è la società **SUN LEGACY 4 S.r.l.**, con sede in Via Nairobi, 40 - 00144 Roma, P.I. 16946941008.

L'energia prodotta dall'impianto sarà veicolata, mediante un cavidotto AT della lunghezza di circa 13.230 m in uscita dalla sottostazione utente, collegata al futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) a 380/150 kV denominata "Brindisi", ubicata al F. 107, mappale 548 del Comune di Brindisi.



Immagini 1.1: Inquadramento dell'area interessata sull'area vasta

1.2 UBICAZIONE DELL'IMPIANTO

L'impianto ricade in un'area di circa 54 ha in località Contrada Lobia del Comune di Brindisi.

I terreni su cui è progettato l'impianto ricadono in una zona distante da agglomerati residenziali e nello specifico nella porzione ad nord-ovest del territorio comunale di Brindisi a circa 5,4 km dal centro abitato dello stesso, a circa 13 km a nord-est del Comune di Mesagne e a circa 16 km ad est del Comune di San Vito dei Normanni.

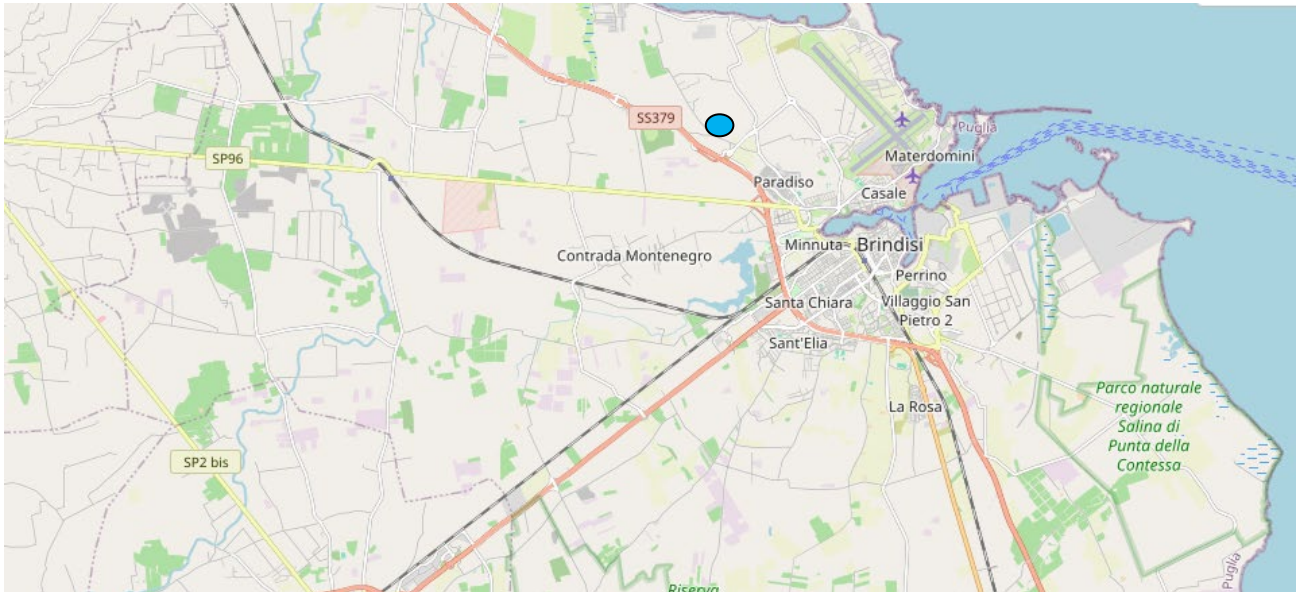


Immagine 1.2: Inquadramento dell'area in progetto nel territorio comunale

L'area d'impianto è definita all'interno delle Norme Tecniche di Attuazione del Comune di Brindisi come

Zona E - Agricola

ubicata in località "Contrada Lobia". Il sito risulta accessibile dalla viabilità locale, costituita da strade comunali e vicinali che si diramano dalla SS n. 379 a sud ed a ovest del lotto.

L'impianto agrivoltaico verrà realizzato a terra, su una superficie pianeggiante, e giace a una quota di circa 13 metri sul livello del mare.

Nella cartografia del Catasto Terreni l'area di impianto è ricompresa nei Fogli 7-8-24-26 del Comune di Brindisi, particelle come da All. RELAPROG014 - piano particellare.

Nella cartografia ufficiale l'impianto è individuato nei seguenti riferimenti:

- Cartografia dell'Istituto Geografico Militare in scala 1:25.000 (IGM): foglio 476 sez.II;
- Carta Tecnica Regionale in scala 1:5.000 (CTR): sezione 476.112 "Masseria Mitrano";

Latitudine: 40°38'17.16"N

Longitudine: 17°56'43.08"E



Immagine 1.3: Inquadramento in larga scala con indicazione dell'area in progetto.



Immagine 1.4: Inquadramento aerofotogrammetrico del lotto.

1.3 SOCIETA' PROPONENTE e FONDO DI INVESTIMENTO

La società Sun Legacy 4 Srl, committente del presente progetto, fa parte del gruppo CFR srl, società Laziale che opera nel settore delle energie rinnovabili e sviluppa in Italia progetti di centrali di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile. Ad oggi vanta oltre un GW di impianti autorizzati di cui oltre 600 MW in esercizio, in tutta Italia.

CFR da anni collabora con i principali investitori Europei del settore fonti rinnovabili tra i quali Octopus Investments, KGal, Eos investment che garantiscono un adeguato supporto finanziario in fase di realizzazione e gestione degli impianti.

1.4 ARCHITETTURA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto è di tipo non integrato secondo la definizione dell'art. 2 comma b1 del DM 19/02/2007. I pannelli infatti saranno posizionati a terra tramite apposite strutture di sostegno infisse nel terreno con inseguitore solare ad un asse orizzontale.

La potenza di picco prevista dell'impianto è di **45,724 MWp**, ottenuta utilizzando un totale di **64.400** moduli fotovoltaici in silicio monocristallino aventi ciascuno una potenza nominale di **710 Wp** e un'efficienza del 22,86%. I pannelli hanno dimensioni 2.384 x 1.303 x 35 mm, incapsulati in una cornice di alluminio anodizzato, per un peso totale di 38,8 kg ciascuno.

L'energia stimata come produzione del primo anno sarà di **63.796.888,20 kWh** (equivalente a **1.395,26 kWh/kW**).

La soluzione tecnologica proposta prevede l'utilizzo di un sistema ad inseguitore solare in configurazione monoassiale (tracker), in 4 configurazioni: 222 trackers da 8 moduli, 146 trackers da 16 moduli, 120 trackers da 32 moduli, 136 trackers da 48 moduli e 780 trackers da 64 moduli.

I trackers saranno collegati in bassa tensione alle 7 cabine inverter (una per ogni blocco elettrico in cui è suddiviso lo schema d'impianto), queste saranno collegate in media tensione ad una cabina MT e quest'ultima alla cabina di consegna, che si collegherà alla sottostazione utente.

La distanza prevista tra gli assi delle strutture di supporto affinché non vi siano ombreggiamenti è di **4,5 m**.

L'orientamento delle file d'impianto è l'asse nord-sud (0° sud, azimuth 180°) e la rotazione dei moduli fotovoltaici rispetto al piano orizzontale varia fino a $\pm 45^\circ$ est-ovest nell'arco delle ore sole.

L'altezza al mozzo delle strutture è di 2,25 m dal suolo, maggiore di 1,50 m così come consigliato nel "Prontuario per la valutazione dell'inserimento del fotovoltaico nel paesaggio e nei contesti architettonici" redatto del Ministero per i Beni e le Attività Culturali in associazione con la Direzione Regionale per i Beni Culturali e Paesaggistici del Veneto.

In questo modo nella posizione a 45° i pannelli raggiungono un'altezza minima dal suolo di **1,504 m** e un'altezza massima di **3,19 m**.

L'impianto sarà corredato inoltre da 1 control room e wc, a disposizione del personale.

L'area a disposizione dell'impianto agrivoltaico ha una superficie di **48,697 ha**, la superficie coperta in progetto è di **20,396 ettari**, per un indice di copertura del **41,884%**, che rispetta appieno gli indici urbanistici.

Sono previste fasce di distacco dai confinanti di 5 m, fasce di distacco dai confini stradali di 10 m, strada interna perimetrale e strade interne di raccordo dei filari di pannelli della larghezza di 3 m realizzate in battuto e ghiaia.

Il progetto prevede che sia nella fase di cantiere che in quella di esercizio l'accesso al campo agrivoltaico consenta un transito agevolato dei mezzi di lavoro e degli autoveicoli addetti alla manutenzione.

L'impianto è suddiviso in 7 blocchi con un numero di stringhe per blocco secondo lo schema della relazione elettrica, riportato anche nell'allegato RELAPROG003.

L'impianto agrivoltaico sarà composto dall'insieme dei moduli contenenti celle al silicio, in grado di trasformare la radiazione solare in energia elettrica continua, dagli inverter e dai trasformatori elevatori di tensione che saranno collegati tra di loro e, per ultimo, alla rete generale mediante elementi di misura e protezione.

Gli inverter, posti nei locali tecnici nei rispettivi sottocampi, permetteranno di trasformare la corrente continua in uscita dalla centrale fotovoltaica in corrente alternata convogliata nella cabina di consegna/utenza di ciascuna sezione d'impianto.

Gli ancoraggi a terra con profili infissi nel terreno permetteranno di realizzare l'impianto senza l'uso del calcestruzzo o altri sistemi fissi.

Per quanto concerne la fase di cantiere e le misure atte ad evitare effetti negativi sull'ambiente, sul paesaggio e sul patrimonio storico, artistico ed archeologico, si rimanda alla relazione preliminare ambientale.

I componenti principali del campo agrivoltaico sono trattati nei capitoli successivi. Per le informazioni di dettaglio si rimanda alle relazioni e agli elaborati grafici di progetto.

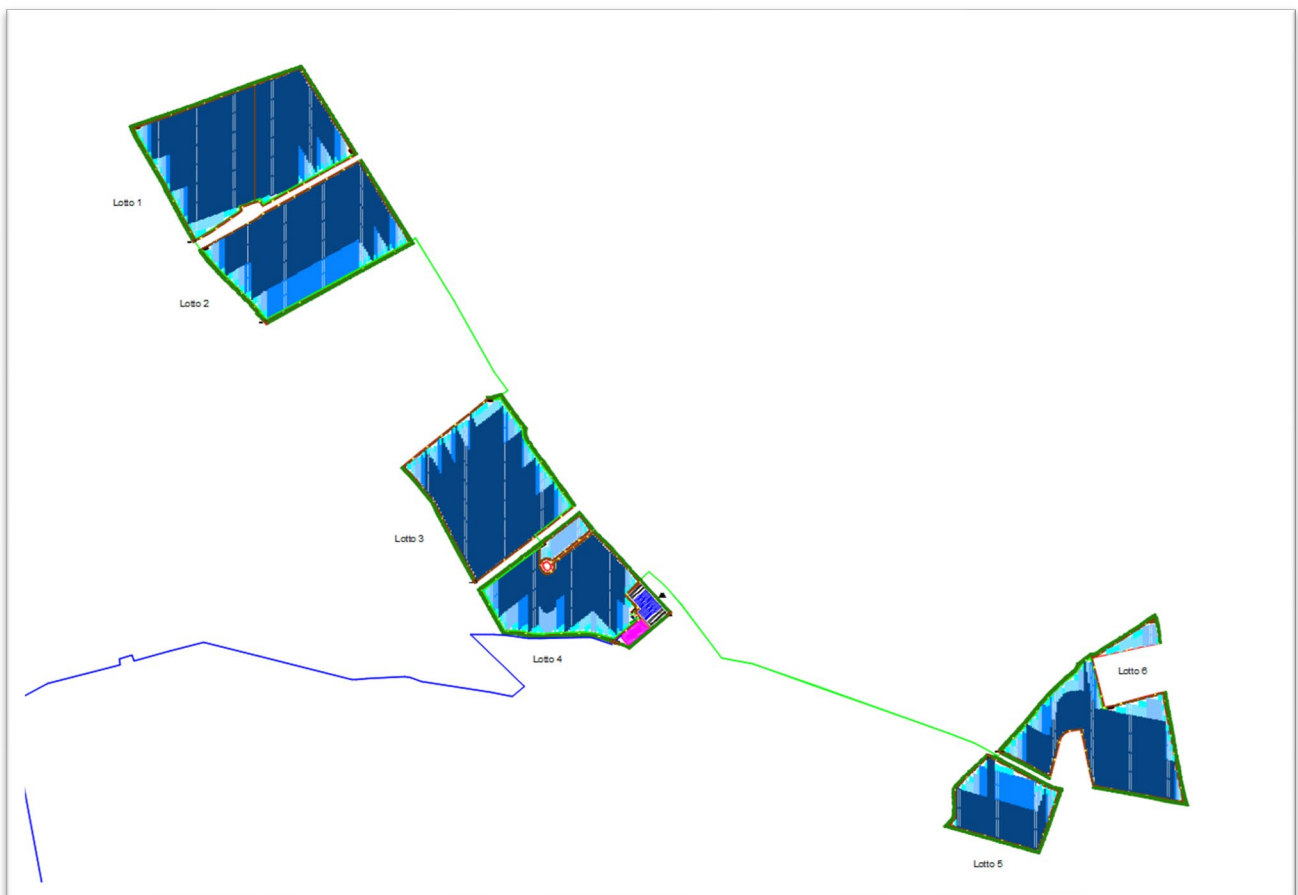


Immagine 1.5: Layou impianto FV

1.5 ARCHITETTURA DELL'IMPIANTO BESS

L'impianto BESS oggetto del presente studio è integrato all'impianto FV in progetto ed è situato all'interno dell'area di acquisto, adiacentemente alla sottostazione utente (lotto 4).

Il sistema di accumulo in progetto, è costituito da batterie del tipo a litio. Il dimensionamento del sistema è modulare ed è costituito da 18 moduli storage, ciascuno formato da 1 unità container inverter-PCS-traffo e 3 unità container-batterie, per un totale di 18 container inverter-PCS-traffo e 54 unità container-batterie. Ogni modulo storage ha una potenza di 2,8 MWp/11,200MWh per una potenza totale di 50,4 MW, con alimentazione elettrica in BT a 630V.

L'installazione in progetto è modulare e realizzata interconnettendo un insieme di blocchi batteria posizionati all'interno di container in acciaio che includono anche i trasformatori e inverter, quadri elettrici e apparecchiature elettriche/elettroniche per realizzare l'impianto BESS completo.

Il sistema BESS comprenderà dunque nel suo complesso un insieme di container di batterie e unità di conversione, il sistema di controllo, comando e monitoraggio per permettere l'esercizio del sistema e l'erogazione dei servizi di rete e gestione dei cicli di carica e scarica del BESS, i cavi MT per la distribuzione dell'energia fino al quadro collettore di impianto.

Le batterie e i PCS saranno connessi ai trasformatori BT/MT presenti nell'area BESS, uno per unità base, i quali saranno collegati tra di loro in configurazione "entra-esce" e avranno il compito di distribuire la potenza erogata/assorbita dalle batterie verso un quadro MT allocato nell'area BESS. Il quadro MT sarà collegato, tramite cavi interrati MT, al secondario del nuovo trasformatore elevatore MT/AT a due avvolgimenti, localizzato all'interno dell'area di progetto.

Infine, dal lato AT del nuovo trasformatore verrà effettuato il collegamento alla RTN.

La tensione in uscita dal PCS viene trasformata alla tensione di 30 kV mediante un trasformatore elevatore. Viene realizzato quindi un cluster di blocchi batteria che poi vengono collegati a una linea MT di distribuzione fino al quadro collettore di media tensione della centrale di accumulo e quindi, al trasformatore MT/AT della stazione utente per la connessione alla rete di trasmissione nazionale

1.5.1 Funzionalità del sistema BESS

Il BESS sarà in configurazione "stand-alone", sarà idoneo a partecipare al Capacity Market e fornirà servizi di regolazione di frequenza, di bilanciamento, etc. come previsto dal Codice di Rete al fine di garantire una migliore stabilità della rete. Attualmente gli impianti da fonti rinnovabili devono essere staccati quando producono più delle capacità della rete e con il BESS si è in grado di eliminare o attenuare il problema. Il Capacity Market è un meccanismo con cui Terna si approvvigiona di capacità attraverso contratti di approvvigionamento di lungo termine aggiudicati con aste competitive. Rientra in un ampio contesto europeo che vuole rendere il mercato dell'energia elettrica più efficiente e aperto a nuove risorse per l'approvvigionamento, per integrare al meglio le fonti rinnovabili, i sistemi di accumulo e la gestione della domanda, garantendo al contempo la sicurezza del sistema.

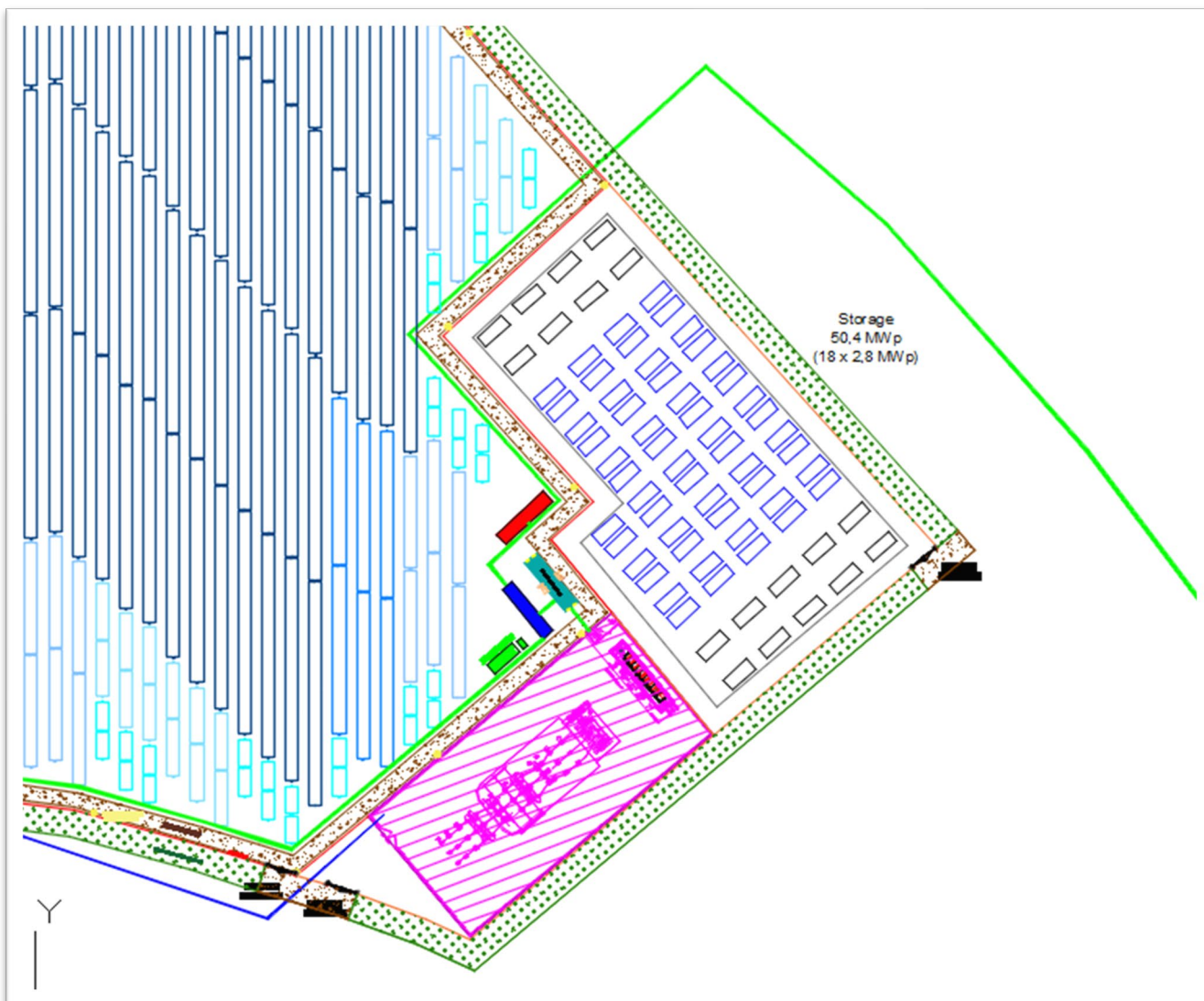


Immagine 1.6: Layou impianto BESS

1.6 RIFERIMENTI LEGISLATIVI

Dovranno essere rispettate le prescrizioni imposte dalla D.M. 37-2008: Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici.

Devono essere altresì rispettate le prescrizioni dettate dalle seguenti disposizioni legislative: Legge n. 186/1968: "Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici";

D.Lgs. n.81 del 9/04/2008: "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro"

Legge 791/77: "attuazione della direttiva europea n°73/23/CEE - Direttiva Bassa Tensione"

D.Lgs. 14/08/96 n°493: "Segnaletica di sicurezza e/ o salute sul luogo del lavoro";

D.Lgs. 12/11/96 n°615: "Attuazione della direttiva 89/336/CEE del Consiglio del 03/05/1989 in materia di riavvicinamento delle legislazioni degli stati membri relative alla compatibilità elettromagnetica, modificata e integrata dalla direttiva 92/31/CEE del Consiglio del 28/04/1992, dalla direttiva 93/68/CEE del Consiglio del 22/07/1993 e dalla direttiva 93/97/CEE del Consiglio del 29/10/1993".

R.R. n. 24/2010, Regolamento attuativo del Decreto del Ministero per lo Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", ai sensi dell'articolo 12 del D.Lgs. n. 387/2003 e dell'articolo 5 del D.Lgs. n. 28/2011;

D.G.R. n. 10 del 30 dicembre 2010, "Disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili";

D.G.R. n.2122/2012, detta gli indirizzi per l'integrazione procedimentale e per la valutazione degli impatti cumulativi di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili nella Valutazione di Impatto Ambientale;

Determinazione Del Dirigente Servizio Ecologia n.162/ 2014;

Comunicazione del 19/10/2018 Assessorato della Difesa Dell'Ambiente Direzione Generale;

D.P.C.M. DEL 14/11/1997 "Determinazione dei valori limite delle sorgenti sonore".

1.7 NORME APPLICABILI

In base alla destinazione finale d'uso degli ambienti interessati, dovranno essere rispettate le prescrizioni normative dettate da:

CEI 64-8: "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in C.A. e a 1500 V in C.C.";

CEI 17-13/1: "Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per Bassa Tensione. Parte 1: Apparecchiature di serie soggette a prove di tipo (AS) ed apparecchiature non di serie parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)"; CEI 23-51: "Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare." Si sottolinea come, in conformità a quanto prescritto dalla Normativa CEI 23-51, i quadri di distribuzione con corrente nominale maggiore di 32A (e minore di 125A), sono sottoposti a verifiche analitiche dei limiti di sovratemperatura, secondo le modalità illustrate dalla stessa CEI 11-17 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo";

CEI 20-22: "Prova dei cavi non propaganti l'incendio";

CEI 20-38: "Cavi isolati con gomma non propaganti l'incendio ed a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi";

ISO 3684: "Segnali di sicurezza, colori"

CEI 81-3: "Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato nei comuni d'Italia, in ordine alfabetico";

CEI 81-10/1: "Protezione contro i fulmini" Principi generali CEI 81-10/2: "Protezione contro i fulmini" Valutazione del rischio

CEI 81-10/3: "Protezione contro i fulmini" Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone CEI 81-10/4: "Protezione contro i fulmini" Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture

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

CEI EN 60904-1: Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;

CEI EN 60904-2: Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;

CEI EN 60904-3: Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;

CEI EN 61727: Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;

CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;

CEI EN 61646 (82-12): Moduli fotovoltaici a film sottile per usi terrestri – Qualifica del progetto e approvazione di tipo; CEI EN 61000-3-2: Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso = 16 A per fase);

CEI EN 60555-1: Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili-Parte 1: Definizioni;

CEI EN 60439-1-2-3: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione;

CEI EN 60445: Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;

CEI EN 60529: Gradi di protezione degli involucri (codice IP);

CEI EN 60099-1-2: Scaricatori;

CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;

CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;

CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;

CEI 0-3: Guida per la compilazione della documentazione per la legge n. 46/1990;

UNI 10349: Riscaldamento e raffreddamento degli edifici. Dati climatici;

CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;

IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems. Sono inoltre considerate le raccomandazioni contenute all'interno delle seguenti Guide:

CEI 82-25 Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione.

CEI 11-35: Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale.

CEI 11-25 "Correnti di corto circuito nei sistemi trifasi in corrente alternata. Parte 0. Calcolo delle correnti";

CEI 11-28 "Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali a bassa tensione";

CEI 64-50 "Guida per l'integrazione nell'edificio degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione per impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati. Criteri generali."

CEI 64-53: "Guida per l'integrazione nell'edificio degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione per impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati. Criteri particolari per edifici ad uso prevalentemente residenziale.

"CEI 0-16; V2: "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica".

1.8 STRUMENTO URBANISTICO VIGENTE E RELATIVE NORME DI ATTUAZIONE

L'impianto si trova nel territorio del Comune di Brindisi in zona E, così come indicato nelle norme tecniche di attuazione.

Comune di Brindisi

TITOLO IV - ART. 43 – Divisione in zone del territorio comunale

1) Il P.R.G. suddivide il territorio comunale ai sensi dell'art.2 del D.M. 1444/1968 in applicazione dell'art.17, della L.765/1967 nelle seguenti zone:

- ZONE A comprendenti le parti del territorio comunale interessate da agglomerati o complessi urbani, architettonici, ambientali, aventi caratteristiche specifiche, d'insieme o d'impianto d'interesse storico o naturale;
- ZONE B delle "Aree Contermini" di cui alla Delibera del Commissario ad acta del.....n.....
- ZONE B comprendenti le parti del territorio comunale edificate con esclusione di quelle rientranti nella precedente zona A e delle case o fabbricati sparsi;

- ZONE C comprendenti le parti del territorio comunale in cui il P.R.G prevede la costruzione di nuovi insediamenti residenziali;
- ZONE D comprendenti le parti del territorio comunale interessate da insediamenti industriali e produttivi o in cui il P.R.G. ne prevede la costruzione;
- ZONE E comprendenti le parti del territorio comunale interessate dalla produzione agricola;
- ZONE F comprendenti le parti del territorio comunale destinate al generale uso pubblico, siano esse attrezzate o no;
- ZONE G comprendenti le parti del territorio comunale destinate ad aree di rispetto e di Vincolo.

ART .48 – NORME PARTICOLARI PER LA ZONA E

1) La zona E comprende le parti del territorio attualmente destinate ad usi agricoli, per le quali il piano si propone l'obiettivo della tutela e conservazione delle caratteristiche naturali e paesaggistiche, da attuarsi mediante il mantenimento e la ricostruzione di attività agricole compatibili con l'obiettivo medesimo.

2) Le costruzioni ammesse sono le seguenti:

a) abitazioni dei coltivatori diretti, mezzadri o fittavoli addetti alla conduzione del fondo, dei proprietari conduttori del fondo il cui reddito derivi in prevalenza dall'attività in campo agricolo (art.12 legge 9.5.1975 n.153), del personale di custodia o addetto permanentemente alla lavorazione dei fondi o al funzionamento delle relative attrezzature;

b) magazzini per il ricovero di attrezzi e scorte, edifici per la conservazione, lavorazione e trasformazione dei prodotti (silos, cantine, frigoriferi, caseifici) edifici per allevamenti zootecnici, locali per la vendita diretta dei prodotti, serre e ogni altra costruzione connessa all'esercizio dell'attività agricola delle aziende.

3) In tali aree sono ammesse attività industriali connesse con l'agricoltura con l'allevamento del bestiame e con le industrie estrattive.

4) Lungo la costa, in una fascia compresa fra i 400 m e gli 800 m dal confine del demanio marittimo sono ammesse localizzazioni di campeggi nonché di strutture ricettive di turismo sociale, previa predisposizione di apposita variante al P.R.G. contenente l'inquadramento generale della ricettività turistica all'aperto nel rispetto delle ll. r.r. n.35/79 e n.56/80.

5) Il P.P.A. fisserà particolari caratteristiche ubicazionali e dimensionali per dette attrezzature contestualmente agli indirizzi fissati dal programma pluriennale di attuazione.

6) Negli interventi di restauro o ristrutturazione degli edifici e dei manufatti esistenti, così come nella progettazione di nuove costruzioni, si dovrà prestare particolare attenzione al problema del decoro architettonico, dell'impiego dei materiali, della tutela delle caratteristiche architettoniche e tipologiche della tradizionale edilizia agricola locale anche mediante la creazione di opportune zone di rispetto.

7) Il rilascio della concessione edilizia è subordinato alla presentazione da parte del richiedente, in aggiunta alla documentazione richiesta dal vigente regolamento edilizio di un piano di sviluppo aziendale, o in assenza del piano, di una certificazione dell'Ispettorato Provinciale dell'Agricoltura attestante la idoneità tecnica e produttiva degli interventi nei termini di cui all'art.2 della L.R. n.66 del 31/10/1979. Tale piano, o la certificazione dell'Ispettorato Provinciale dell'Agricoltura, potrà contenere le previsioni di:

- annessi rustici e impianti produttivi agricoli;
- impianti agro-industriali;
- residenze di addetti alla attività agricola.

I termini e le caratteristiche ammissibili delle suindicate tipologie di costruzione sono indicati così di seguito:

a) Annessi rustici e impianti produttivi agricoli.

L'edificazione di annessi rustici e impianti produttivi agricoli per:

- il ricovero di bestiame;
 - il deposito e la riparazione di attrezzi e macchinari agricoli;
 - fienili, silos e similari;
 - attrezzature tecnologiche relative alla conduzione agricola del fondo ed alle attività agricole connesse;
- è consentita nei seguenti limiti:

- Area totale minima del lotto: 20.000 mq
- Indice fondiario di edificabilità 0,03 mc/mq.
- Altezza massima degli edifici: 7,00 m
- Altezza massima dei corpi tecnici o maggiori altezze rinvenienti da esigenze tecnologiche: 10 m

- Distanza minima dai confini di proprietà: 10 m
- Distanza minima dal filo stradale:
 - 40 m da superstrade e autostrade;
 - 30 m da strade statali;
 - 20 m da strade provinciali;
 - 10 m da altre strade.

b) Impianti agro-industriali.

L'edificazione di costruzioni destinate alla lavorazione, conservazione e prima trasformazione dei prodotti agricoli o zootecnici è consentita nei seguenti limiti:

- Area totale minima del lotto: 30.000 mq
- Indice fondiario di edificabilità da calcolarsi sul complesso dei fondi costituenti l'unità aziendale singola o associata anche mediante conferimento dei singoli diritti di edificazione ad un unico lotto: 0,05 mc/mq
- Altezza massima degli edifici: 8,50 m
- Altezza massima dei corpi tecnici o maggiori altezze rinvenienti da esigenze tecnologiche: 10 m
- Distanza minima dai confini di proprietà: 10 m
- Distanza minima dal filo stradale:
 - 40 m da superstrade e autostrade;
 - 30 m da strade statali;
 - 20 m da altre strade;

c) Residenze agricole.

Esclusivamente in connessione con le costruzioni di cui ai precedenti artt. a) e b), sono ammesse costruzioni destinate alla abitazione dei lavoratori addetti, purchè nella condizione di cui all'art.9 della L.R. n.66 del 31.10.79 e con le caratteristiche di cui all'art.9 della medesima legge.

Siffatte costruzioni, che si intendono dover far parte di una unità aziendale, devono rispettare i seguenti indici:

- Area minima totale del lotto: 20.000 mq
- Indice fondiario di edificabilità: 0,03 mc/mq
- Altezza massima degli edifici: 7,00 m
- Distanza minima dai confini di proprietà: 10 m
- Distanza minima dal filo stradale:
 - 40 m da superstrade e autostrade;
 - 30 m da strade statali;
 - 20 m da strade provinciali;
 - 10 m da altre strade.

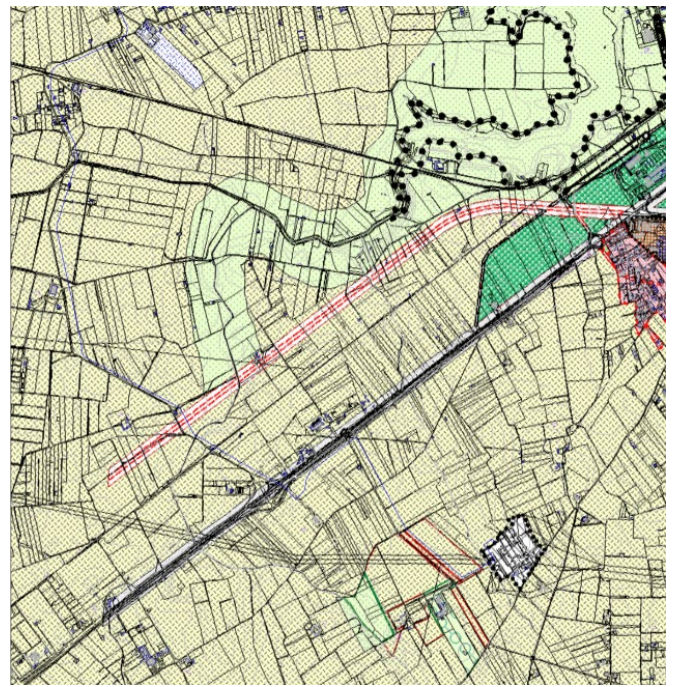
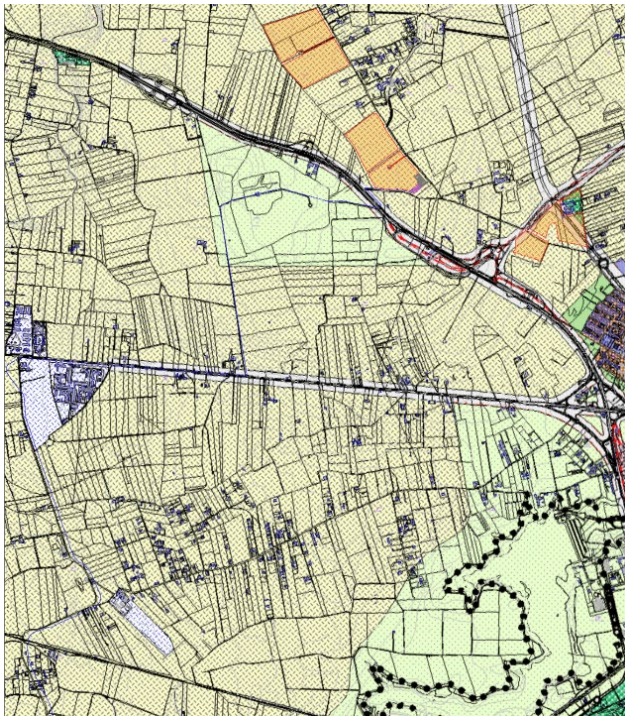


Immagine 1.5: Inquadramento in larga scala con zonizzazione del PRG Comunale di Brindisi

TIPIZZAZIONE DI PRG

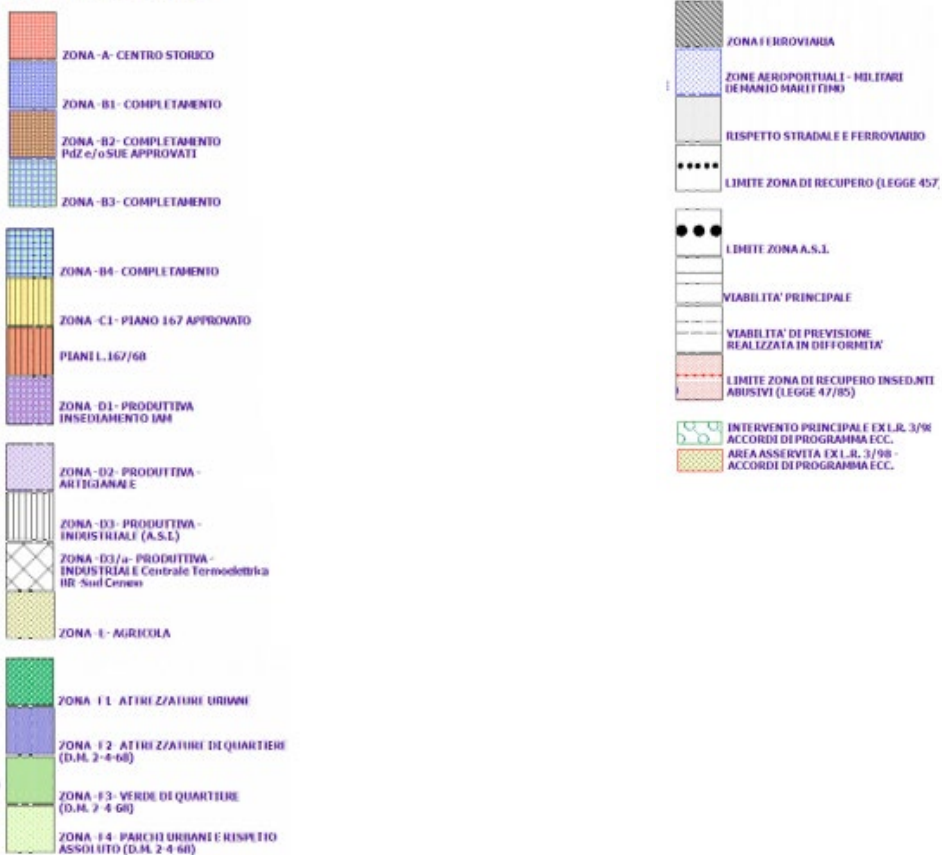


Immagine 1.5.1: Legenda PRG

Comune di Brindisi - Classificazione Acustica

Con la promulgazione del D.P.C.M. 1/3/1991 "Limiti massimi di esposizione al rumore negli ambienti e nell'ambiente esterno", la Classificazione Acustica assume il ruolo di strumento base su cui si articolano i provvedimenti legislativi in materia di protezione dell'ambiente esterno e abitativo dall'inquinamento acustico.

Il Comune di Brindisi ha approvato ed adottato la classificazione acustica del territorio nelle 6 Classi previste dal D.P.C.M. del 1 marzo 1991, pertanto vale la suddivisione in classi ed i limiti massimi da rispettare rispettivamente della Tabella 1 e della Tabella 2 del D.P.C.M. del 1 marzo 1991 che riportano i relativi valori acustici assoluti da rispettare.

ZONIZZAZIONE	Limite Diurno (06,00-22,00) Leq(A)	Limite Notturno (22,00-06,00) Leq(A)
Aree particolarmente protette	50	40
Aree destinate ad uso prevalentemente residenziale	55	45
Aree di tipo misto	60	50
Aree di intensa attività umana	65	55
Aree prevalentemente industriali	70	60
Aree esclusivamente industriali	70	70

Tabella 1 - Valori limite del livello equivalente di pressione sonora

CLASSI	DESCRIZIONE
Classe I Aree particolarmente protette	Rientrano in questa classe le aree nelle quali la quiete rappresenta un elemento di base per la loro utilizzazione: aree ospedaliere, scolastiche, aree destinate al riposo ed allo svago, aree residenziali rurali, aree di particolare interesse urbanistico, parchi pubblici, ecc.
Classe II Aree destinate ad uso prevalentemente residenziale	Rientrano in questa classe le aree urbane interessate prevalentemente da traffico veicolare locale, con bassa densità di popolazione, con limitata presenza di attività commerciali ed assenza di attività industriali ed artigianali.
Classe III Aree di tipo misto	Rientrano in questa classe le aree urbane interessate da traffico veicolare locale o di attraversamento, con media densità di popolazione con presenza di attività commerciali, uffici, con limitata presenza di attività artigianali e con assenza di attività industriali; aree rurali interessate da attività che impiegano macchine operatrici.
Classe IV Aree di intensa attività umana	Rientrano in questa classe le aree urbane interessate da intenso traffico veicolare, con alta densità di popolazione, con elevata presenza di attività commerciali e uffici, con presenza di attività artigianali; le aree in prossimità di strade di grande comunicazione e di linee ferroviarie; le aree portuali; le aree con limitata presenza di piccole industrie.
Classe V Aree prevalentemente industriali	Rientrano in questa classe le aree interessate da insediamenti industriali e con scarsità di abitazioni.
Classe VI Aree esclusivamente industriali	Rientrano in questa classe le aree esclusivamente interessate da attività industriali e prive di insediamenti abitativi.

Tabella 2 - La classificazione del territorio comunale

L'impianto in questione ricade nella classe III ovvero Aree di tipo misto e in parte nella classe II Aree prevalentemente residenziali.

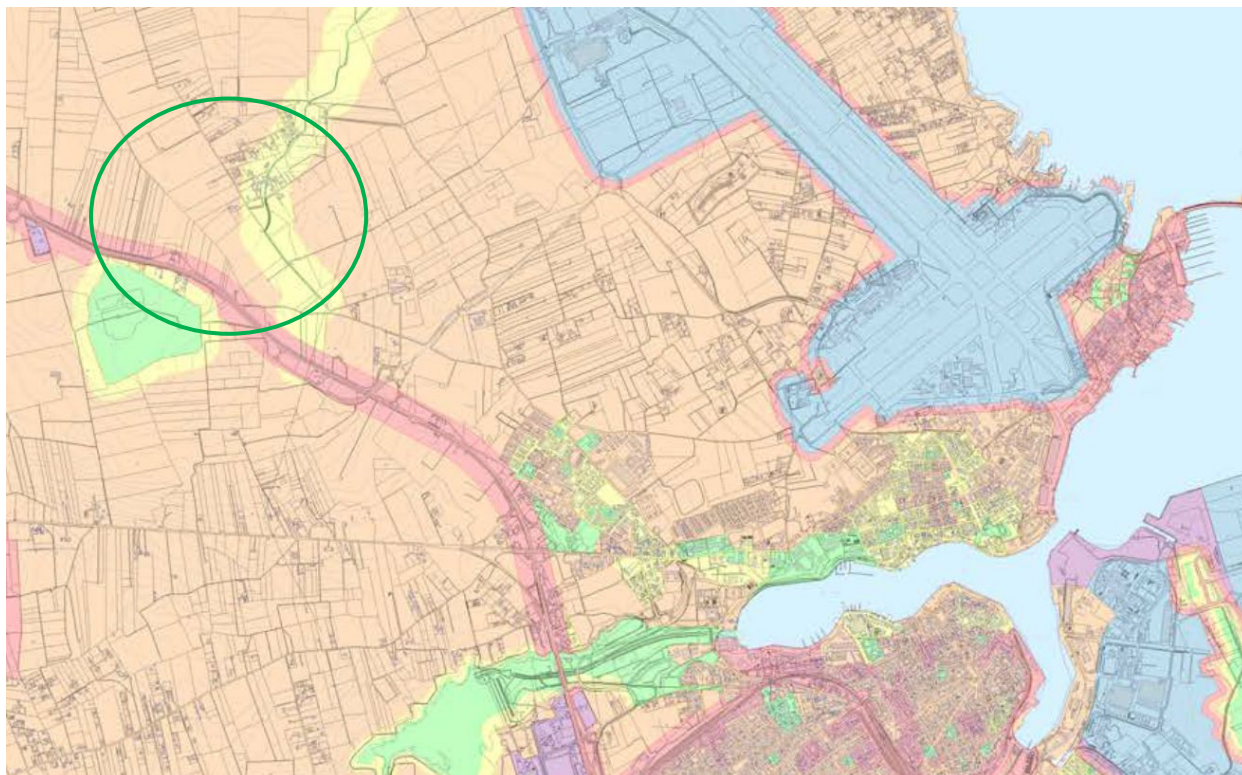


Immagine 1.7: Inquadramento in larga scala con classificazione acustica Comunale di Brindisi

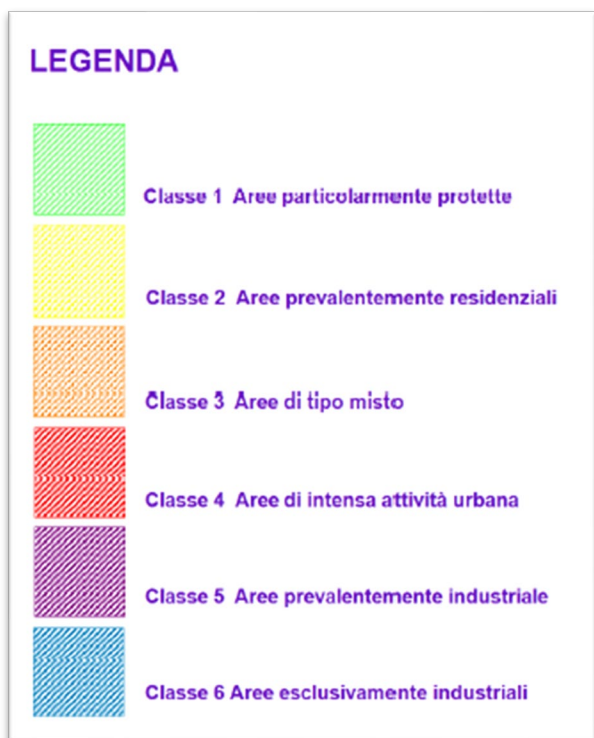


Immagine 1.7.1: Legenda PCA

Carta dei Vincoli Paesaggistici P.P.T.R.

Il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR) è stato approvato dalla Giunta Regionale con delibera n. 176 del 16 febbraio 2015, pubblicata sul BURP n. 40 del 23.03.2015.

Ai sensi dei principi stabiliti dalla Convenzione europea del paesaggio la pianificazione paesaggistica ha innanzitutto il compito di tutelare il paesaggio quale contesto di vita quotidiana delle popolazioni, e fondamento della loro identità. Inoltre, deve garantire la gestione attiva dei paesaggi, garantendo l'integrazione degli aspetti paesaggistici nelle diverse politiche territoriali e urbanistiche, ma anche in quelle settoriali.

Il decreto legislativo 22 Gennaio 2004, n. 42, successivamente modificato con i D.lgs 156 e 157 del 2006, e 97/2008, all'art.135 prevede che le regioni sottopongano a specifica normativa d'uso il territorio, approvando piani paesaggistici.

Il Piano Paesaggistico si configura quindi come uno strumento avente finalità complesse, non più soltanto di tutela e mantenimento dei valori paesaggistici esistenti, ma anche di valorizzazione di questi paesaggi, di recupero e riqualificazione dei paesaggi compromessi, di realizzazione di nuovi valori paesaggistici.

A loro volta gli obiettivi generali sono articolati in una serie di obiettivi specifici che caratterizzano lo scenario strategico del piano e che sono riferiti a vari ambiti paesaggistici. Gli ambiti del PPTR costituiscono sistemi territoriali e paesaggistici individuati alla scala subregionale e caratterizzati da particolari relazioni tra le componenti fisico-ambientali, storico-insediative e culturali che ne connotano l'identità di lunga durata. L'ambito è individuato attraverso una visione sistemica e relazionale in cui prevale la rappresentazione della dominanza dei caratteri che volta a volta ne connota l'identità paesaggistica.



Immagine 1.9: Ambiti di paesaggio del PPTR

Il progetto è conforme con quanto prescritto dalle direttive del PPTR, rispetto ad ognuna delle componenti presenti nell'area in esame.

Attraverso la Legge n. 183/1989 sulla difesa del suolo è stato definito il bacino idrografico come "il territorio dal quale le acque pluviali o di fusione delle nevi e dei ghiacciai, defluendo in superficie, si raccolgono in un determinato corso d'acqua direttamente o a mezzo di

affluenti, nonché il territorio che può essere allagato dalle acque del medesimo corso d'acqua, ivi compresi i suoi rami terminali con le foci in mare ed il litorale marittimo prospiciente".

Lo strumento istituito per la gestione dei bacini idrografici è il Piano di Bacino, il quale "ha valore di piano territoriale di settore ed è lo strumento conoscitivo, normativo e tecnico-operativo mediante il quale sono pianificate e programmate le azioni e le norme d'uso finalizzate alla conservazione, alla difesa e alla valorizzazione del suolo e la corretta utilizzazione delle acque, sulla base delle caratteristiche fisiche ed ambientali del territorio interessato".

Il Governo italiano, con l'art. 64 del d.lgs. 152/2006, ha individuato 8 Distretti Idrografici sul territorio Nazionale; tra questi è stato definito il territorio del Distretto Idrografico dell'Appennino Meridionale che copre una superficie di circa 68.200 km².

L'area in esame rientra all'interno del Distretto Idrografico dell'Appennino Meridionale.

Il Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI) della Puglia è stato approvato dal Comitato Istituzionale dell'Autorità di Bacino della Puglia il 30 novembre 2005, esso ha portato alla perimetrazione di aree a diversa pericolosità idraulica, intesa come caratteristica di un territorio che lo rende vulnerabile a fenomeni di dissesto (quali frane e alluvioni).



Immagine 1.9: Inquadramento Piano Assetto Idrogeologico

Per quanto attiene alla pianificazione di Distretto e di Bacino le opere di progetto, consistenti nella posa in opera di un cavo AT da posare per il collegamento tra la cabina di raccolta e quella di consegna nella stazione RTN, essendo intervento di realizzazione di nuova infrastruttura a rete pubblica o di interesse pubblico **rientra fra quelli consentiti dal Piano di Assetto Idrogeologico**, ove vigono le disposizioni degli art. 6, 7, 8, delle Norme Tecniche di Attuazione del P.A.I. purché venga verificata preventivamente la sicurezza idraulica e che gli interventi siano realizzati in condizioni di sicurezza idraulica, art.9 e 10.

Inoltre, si specifica che, il tipo di intervento in progetto riguarda opere interrato, che non influiscono sul regime idraulico dell'area. **L'intervento non interferisce con aree a pericolosità geomorfologica.**

Matrice sintetica di coerenza tra quadro programmatico e proposta progettuale

Coerenza del progetto rispetto agli obiettivi del QUADRO COMUNITARIO	
	COERENZA
Libro Bianco	X
Direttiva 2001/77/CE	X
Direttiva 2003/96/CE	X
Libro Verde	X
Piano di Azione	X
Coerenza del progetto rispetto agli obiettivi del QUADRO NAZIONALE	
PNIEC	X
PEN	X
DI 16/3/1999, n.79	X
Libro Bianco	X
DI 387/03	X
Linee Guida settembre 2010	X
Coerenza del progetto rispetto agli obiettivi del QUADRO REGIONALE, PROVINCIALE COMUNALE	
POR FESR	X
Piano Energetico Ambientale Regionale PEAR Puglia	X
PSR 2007-2013/ Puglia	X
Piano Qualità dell'Aria/ Puglia	X
PPTR/ Puglia	X
PAI/ Puglia	X
PTA/ Puglia	X
PUC Brindisi	X
Coerenza del progetto rispetto al QUADRO VINCOLISTICO	
Vincoli e segnalazioni architettonici e archeologici	X
Vincolo idrogeologico / PAI	X
Parchi Nazionali Istituiti	X
Parchi Regionali Istituiti	X
Aree della rete Natura 2000 (SIC, ZPS)	X
Aree IBA (Important Bird Areas)	X
Rete Ecologica Regionale	X
Vincoli demaniali e servitù pubbliche	X
Ambiti di Paesaggio	X

2 PARTE SECONDA – Stima producibilità e dimensionamento dell’impianto FV

2.1 SITO DI INSTALLAZIONE

Il dimensionamento energetico dell’impianto agrivoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto, oltre che della disponibilità economica, di:

- disponibilità di spazi sui quali installare l’impianto fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento e albedo).

Disponibilità di spazi sui quali installare l’impianto agrivoltaico

La descrizione del sito in cui verrà installato l’impianto agrivoltaico è la seguente:

L’impianto, oggetto del presente documento, è posizionato a terra su strutture di supporto ad inseguimento solare. La zona in cui è ubicato l’impianto ha destinazione urbanistica agricola e non è soggetta a vincolo paesaggistico.

Disponibilità della fonte solare

Criterio generale di progetto

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto agrivoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile.

Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l’orientamento a Sud e evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati.

Perdite d’energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell’investimento.

Criterio di stima dell’energia prodotta

L’energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall’esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

$$\text{Totale perdite [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

per i seguenti valori:

- a Perdite per riflessione.
- b Perdite per ombreggiamento.
- c Perdite per mismatching.
- d Perdite per effetto della temperatura.
- e Perdite nei circuiti in continua.
- f Perdite negli inverter.
- g Perdite nei circuiti in alternata.

2.2 DIMENSIONAMENTO DELL' IMPIANTO

Impianto "SUN LEGACY 4"

L'impianto in progetto è di tipo grid-connected, la tipologia di allaccio è: trifase in media tensione.

Ha una potenza totale pari a **45.724,00 kW** e una produzione di energia annua pari a **63.796.888,20 kWh** (equivalente a **1.395,26 kWh/kW**), derivante da 64.400 moduli che occupano una superficie di 200.026,40 m², ed è composto da 1 generatore.

Scheda tecnica dell'impianto

Dati generali	
Committente	SUN LEGACY 4 srl - Rappresentante Legale RAFFAELLO GIACCHETTI
Indirizzo	Brindisi loc. "Contrada Lobia"
CAP Comune (Provincia)	72100 Brindisi (BR)
Latitudine	40°.6381 N
Longitudine	17°.9453 E
Altitudine	13 m
Irradiazione solare annua sul piano orizzontale	5 235.90 MJ/m²
Coefficiente di ombreggiamento	1.00

Dati tecnici	
Superficie totale moduli	200 026.40 m²
Numero totale moduli	64 400
Numero totale inverter	7

Energia totale annua	63 796 888.20 kWh
Potenza totale	45 724.000 kW
Potenza fase L1	15 241.333 kW
Potenza fase L2	15 241.333 kW
Potenza fase L3	15 241.333 kW
Energia per kW	1 395.26 kWh/kW
Sistema di accumulo	Assente
Capacità di accumulo utile	-
Capacità di accumulo nominale	-
BOS standard	74.97 %

2.3 ANALISI DEI COSTI

Costo di realizzazione impianto

Costo totale di realizzazione

Il costo stimato per la realizzazione dell'impianto è descritto nel dettaglio nell'Allegato I _quadro economico.

Impegno spesa

L'impegno di spesa effettivamente sostenuto può così riepilogarsi:

Descrizione	Importo
Costo Totale Impianto	€ 45.481.395,62

Impegno di spesa	€ 45.481.395,62
-------------------------	------------------------

Costi di esercizio

Costi una tantum

Sono da considerarsi i seguenti costi di natura tecnologica, necessari per una corretta valutazione economica dell'impianto:

Descrizione	Anno	[%]	[€/kW]	[€]
Manutenzione straordinaria	10	10,00	113,81	5.203.848
Sostituzione inverter	10	5,00	56,91	2.602.152

Costi periodici

I seguenti costi, periodici, si rendono necessari per un corretto esercizio dell'impianto:

Descrizione	Periodo	Durata	[%]	[€/kW]	[€]
Manutenzione	1	20		10,00	457.240
Assicurazione	1	20		3,00	137.172

2.4 RISPARMIO SUL COMBUSTIBILE

Risparmio sul combustibile

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh].

Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le TEP risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Risparmio di combustibile in	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0.187
TEP risparmiate in un anno	11 930.02
TEP risparmiate in 20 anni	219 260.70

Emissioni evitate in atmosfera

Inoltre, l'impianto agrivoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Emissioni evitate in atmosfera di	CO ₂	SO ₂	NO _x	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	474.0	0.373	0.427	0.014
Emissioni evitate in un anno [kg]	30 239 725.01	23 796.24	27 241.27	893.16
Emissioni evitate in 20 anni [kg]	555 773 107.78	437 348.88	500 664.80	16 415.24

L'energia stimata come produzione del primo anno sarà di **63.796.888,20 kWh**, (equivalente a **1.395,26 kWh/kW**).

3 PARTE TERZA – Servizi ausiliari ed opere civili

3.1 Strutture di fissaggio

Per quanto riguarda la sistemazione e l'ancoraggio dei moduli costituenti il generatore fotovoltaico, è previsto l'utilizzo di un sistema di supporto modulare, sviluppato al fine di ottenere un'alta integrazione estetica ad elevata facilità di impiego e di montaggio dei moduli fotovoltaici incorniciati.

I trackers sono realizzati in acciaio al carbonio galvanizzato resistente alla corrosione e bulloneria in acciaio, e sono mossi da un motorino magnetico passo-passo

Le strutture di sostegno ipotizzate hanno la caratteristica di poter essere infisse nel terreno senza bisogno di alcun tipo di fondazione in CLS, compatibilmente alle caratteristiche geotecniche del terreno e alle prove penetrometriche che verranno effettuate in fase esecutiva; inoltre, come certificato dal costruttore, le strutture sono in grado di supportare il peso dei moduli anche in presenza di raffiche di vento di elevata velocità, di neve e altri carichi accidentali.

Le strutture dei tracker sono costituite da pali verticali infissi al suolo e collegati da una trave orizzontale secondo l'asse nord-sud (mozzo) inserita all'interno di cuscinetti appositamente progettati per consentirne la rotazione lungo l'arco solare (asse est-ovest). Ogni tracker è dotato di un motorino a vite senza fine, che trasmette il moto rotazionale al mozzo.

L'angolo di rotazione del mozzo è di $\pm 45^\circ$ rispetto all'orizzontale, e la motorizzazione del mozzo è alimentata da un kit integrato comprendente un piccolo modulo fotovoltaico dedicato una batteria di accumulo, e non necessita di alimentazione esterna.

3.2 Cabine elettriche

Nel campo agrivoltaico sono presenti 7 cabine di trasformazione con dimensioni 2,50 X 12,20 m, 1 cabina di parallelo e una cabina di consegna, atta ad ospitare i locali per la realizzazione dell'allacciamento del cliente alla rete privata nella cabina primaria "Brindisi", di cui è previsto un futuro ampliamento, ubicata al F. 107 mapp. 548 del comune di Brindisi.



Immagine 3.1: tipologia tracker



Immagine 3.2: tipologia cabina inverter

3.3 Altri locali accessori

Oltre alle cabine elettriche, è prevista una control room di dimensioni 6,15 x 2,40 e un piccolo locale con wc chimico di dimensioni 2,00 x 1,20.



Immagine 3.3: control room e wc chimico

3.4 Impianto generale di terra

Il sito verrà provvisto di un impianto generale di terra di protezione costituito da un sistema di dispersori a picchetto tra loro interconnessi mediante conduttore di terra in rame di colore giallo-verde posato all'interno di un tubo in PVC. L'impianto sarà collegato ad un collettore generale dal quale verranno poi derivati tutti i collegamenti secondari.

3.5 Cavidotti interrati e connessione alla rete elettrica

Il cavidotto verrà posato su un letto di sabbia di almeno 10 cm e ricoperto con altri 10 cm dello stesso materiale a partire dal suo bordo superiore. Il successivo riempimento del cavo sarà effettuato con modalità differenti a seconda del tratto di strada interessata e secondo gli standard realizzativi prescritti dagli standard ENEL.

Linea BT:

Si prevede la realizzazione di uno scavo a sezione obbligata per l'elettrodotta di 40 X 70 cm. Calcolando una lunghezza dello scavo per le canalizzazioni dei blocchi elettrici pari a 6.843 metri, lo scavo movimenterà un totale di 1.916 mc di materiale.

LINEA BT				
Tratto	lunghezza (m)	larghezza (m)	altezza (m)	Volume (mc)
Totale linea BT	6.843	0,40	0,700	1.916

Linea MT:

Si prevede la realizzazione di uno scavo a sezione obbligata per l'elettrodotto di 40 X 70 cm. Calcolando una lunghezza totale dello scavo pari a 4.261 metri, interni al lotto, lo scavo movimenterà un totale di 1.193 mc di materiale.

LINEA MT				
Tratto	lunghezza (m)	larghezza (m)	altezza (m)	Volume (mc)
Totale linea MT	4.261	0,40	0,700	1.193

Linea AT:

Si prevede la realizzazione di uno scavo a sezione obbligata per l'elettrodotto di 70 X 110 cm, calcolando una lunghezza dello scavo pari a 13.230 metri, lo scavo movimenterà un totale di 10.187 mc di materiale.

VOLUMI DI SCAVO LINEA AT				
Tratto SSE - SE	lunghezza scavo (m)	larghezza scavo (m)	altezza scavo (m)	Volume scavo (mc)
Totale linea AT	13.230	0,70	1,10	10.187

La connessione alla rete avverrà attraverso un collegamento interrato in AT della lunghezza di circa 13.230 m uscente dalla cabina in MT/AT (da ubicarsi all'interno dell'area di progetto F. 24, mappale 6 del Comune di Brindisi) e arriverà al punto di consegna previsto nella stazione elettrica RTN Terna esistente, di cui è previsto un futuro ampliamento, ubicata nel Comune di Brindisi.

Circa il 60% del terreno escavato per i cavidotti BT e MT sarà riutilizzato per il riempimento dello scavo; la restante parte sarà utilizzata nell'impianto per rimodellamenti puntuali durante l'installazione dei tracker e delle cabine. La eventuale parte eccedente sarà sparsa uniformemente su tutta l'area del sito a disposizione, per uno spessore limitato a pochi centimetri, mantenendo la morfologia originale dei terreni.

Il completamento dei cavidotti nel loro complesso (BT e MT) richiederà l'utilizzo di circa 444 m³ di sabbia (per l'allettamento del fondo scavo) e 888 m³ di inerte di cava a granulometria variabile (per la chiusura della parte superiore dello scavo).

Il completamento del cavidotto AT richiederà l'utilizzo di circa 926 m³ di sabbia (per l'allettamento del fondo scavo) e 1.852 m³ di inerte di cava a granulometria variabile (per la chiusura della parte superiore dello scavo).

3.6 Strada di accesso al sito

L'accesso al sito avverrà fondamentalmente dalla strada statale n. 379 che si trova sui lati sud ed ovest del lotto, ma lungo tutto il resto del perimetro sono presenti delle strade serrate che garantiscono l'accesso anche su gli altri lati. L'opera in progetto prevede in ogni caso la realizzazione di una viabilità interna di raccordo dei filari di pannelli, esclusa al traffico civile, comunque percorribile anche da autovetture ed utilizzata anche per la fase di cantiere. Si prevederà la predisposizione di una strada la cui circolazione sarà possibile anche in caso di maltempo (salvo neve e/o ghiaccio); a questo scopo il fondo della carreggiata avrà sufficiente portanza, ottenibile mediante la formazione di una massicciata o inghiaatura (l'asfaltatura è da escludere) ed attraverso il costipamento dello strato costituito da granulare misto stabilizzato con macchine idonee.

Data la debole intensità del traffico, la velocità modesta dello stesso e la quasi unidirezionalità dei flussi, la strada in progetto sarà ad un'unica carreggiata, la cui larghezza (massima 3 metri) va contenuta nel minimo

necessario ad assicurare il transito in sicurezza dei veicoli e sarà assicurata una continua manutenzione. Tale disponibilità di una rete viabile adeguata alle necessità dei lavori costituisce premessa irrinunciabile per lo svolgimento degli stessi e per le successive opere di manutenzione ordinaria che dovranno effettuarsi negli anni successivi alla realizzazione dell'investimento.

3.7 Recinzione

Contestualmente all'installazione dell'impianto agrivoltaico in progetto si prevede la realizzazione di una recinzione lungo il perimetro di confine allo scopo di proteggere l'impianto. Tale recinzione non presenterà cordoli di fondazione posti alla base, ma si procederà solo con la sola infissione dei pali a sostegno, ad eccezione dell'area di accesso in cui sono presenti dei pilastri a sostegno della cancellata.

Lungo i margini del lotto adiacenti ai confinanti, la recinzione verrà realizzata lungo il confine stesso, mentre sui fronti stradali verrà arretrata di 5 m e verrà realizzata una fascia alberata di schermatura.

I sostegni che verranno utilizzati, saranno pali sagomati in legno di castagno, che garantiscono una maggiore integrazione con l'ambiente circostante. I pali, alti 2,4 m, verranno conficcati nel terreno per una profondità pari 0,6 m. Questi presenteranno giunti di fissaggio laterale della rete sul palo e giunti in metallo per il fissaggio di angoli retti e ottusi. La rete metallica che verrà utilizzata sarà di tipo "a maglia romboidale".

Il tipo di recinzione sopra descritto è rappresentato nelle immagini seguenti.



Immagine 3.4: Tipologia recinzione



Immagine 3.5: Tipologia palo videosorveglianza



Immagine 3.6: Tipologia di recinzione utilizzata e palo videosorveglianza



Immagine 3.7: Tipologia cancello d'ingresso

La recinzione, per tutta la lunghezza del confine, verrà posizionata ad un'altezza da terra di circa 20 cm, al fine di permettere alla piccola fauna presente nella zona di utilizzare l'area di impianto.

Al fine di creare una barriera visiva continuativa si procederà con la piantumazione di essenze arboree a rapido accrescimento quali ulivo, corbezzolo e leccio, che al contempo non si sviluppino eccessivamente in altezza. Sarà inoltre inserita una fascia di arbusti mediterranei quali lentischio, mirto e ginestrella comune atta a colmare gli spazi tra un albero e l'altro i quali avranno un sesto di impianto di 2/3 metri. Lungo i confini stradali si provvederà a creare la fascia di mitigazione così come descritta in progetto alla tav. TAVPROG008, con l'arretramento della recinzione di 5 m e la messa a dimora di una doppia fila alberata composta da essenze più alte vicino alla recinzione e da arbusti accanto al ciglio stradale, la cui dimensione non influenzerà la resa produttiva dell'impianto tramite fenomeni di ombreggiamento.

In questo modo si potrà perseguire l'obiettivo di costituire una parziale barriera visiva per un miglior inserimento paesaggistico dell'impianto.



lato Nord-Est



lato Sud-Est



lato Sud-Ovest

4. PARTE QUARTA – Componenti dell’impianto agrivoltaico.

Di seguito verranno analizzate le varie componenti dell’impianto e le loro caratteristiche tecniche.

4.1 MODULI FOTOVOLTAICI

- CAMPI: 7
- N° MODULI FOTOVOLTAICI: 64.400

I moduli utilizzati per il progetto sono in silicio monocristallino, Mysolar-GOLD-HJT-bifacial modello MS710N-HJTGB da 710 Watt, aventi le seguenti caratteristiche tecniche:

SPECIFICATIONS (STC*)

Module Type	MS690N-HJTGB	MS695N-HJTGB	MS700N-HJTGB	MS705N-HJTGB	MS710N-HJTGB
	STC	STC	STC	STC	STC
Maximum Power (Pmax)	690Wp	695Wp	700Wp	705Wp	710Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.80V	41.95V	42.10V	42.25V	42.40V
Maximum Power Current (Imp)	16,51A	16.57A	16.63A	16,69A	16,75A
Open-circuit Voltage (Voc)	49,82V	49.95V	50.13V	50,29V	50,44V
Short-circuit Current (Isc)	17.31A	17.37A	17.43A	17.49A	17.55A
Module Efficiency STC (%)	22.21%	22.37%	22.53%	22.69%	22.86%
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C				
Maximum System Voltage	1500VDC (IEC)				
Maximum Series Fuse Rating	30A				
Power Tolerance	0~+6W				
Temperature Coefficients of Pmax	-0.260%/°C				
Temperature Coefficients of Voc	-0.240%/°C				
Temperature Coefficients of Isc	0.040%/°C				
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	42,30±2°C				

REAR SIDE POWER GAIN (BIFACIAL OUTPUT, FOR 700W)

Power Gain	5%	10%	15%	20%	25%	30%
Maximum Power (Pmax)	735Wp	770Wp	805Wp	840Wp	875Wp	910Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	42.10V	42.10V	42.10V	42.10V	42.10V	42.10V
Maximum Power Current (Imp)	17.45A	18.28A	19.12A	19.95A	20.78A	21.62A
Open-circuit Voltage (Voc)	50,13V	50,13V	50,13V	50,22V	50,22V	50,22V
Short-circuit Current (Isc)	18.30A	19.17A	20.04A	20.92A	21.78A	22.65A

NMOT* (Nominal Module Operating Temperature):
Irradiance 800W/sqm, Ambient Temperature 20°C, AM 1.5, Wind Speed 1m/s

*Power measurement tolerance: +/-3%

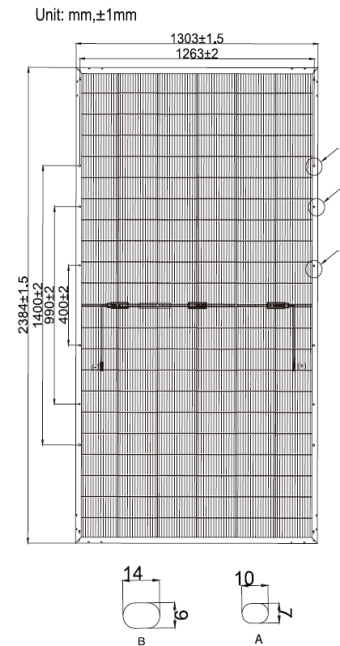
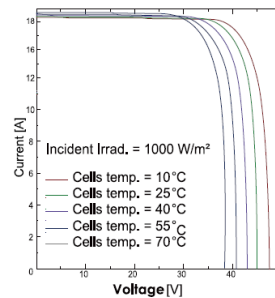
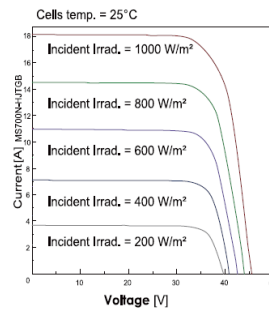
Mechanical Characteristics

Cell Type	N-type HJT 210x210mm
No. of cells	132 (6*22)
Dimensions	2384x1303x35mm (±1mm)
Weight	38.80KG ±2%
Glass	2.0mm Anti-Reflection Coating, High Transmission, Tempered Glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP68 Rated, 3 diodes
Cable & Connector	4mm ² cable: +1.4m/-1.4m or +0.3m/-0.3m or Customized, MC4 compatible

Packaging Info

(Two pallets = One stack)

31pcs/pallet, 558pcs/40'HQ Container



4.2 INVERTER

Il gruppo di conversione è composto dal componente principale “inverter” e da un insieme di componenti, quali filtri e dispositivi di sezionamento protezione e controllo, che rendono il sistema idoneo al trasferimento della potenza dal generatore alla rete, in conformità ai requisiti normativi, tecnici e di sicurezza applicabili. Nel caso specifico, verranno installati 7 inverter MV Power Station 6600 (uno per campo) prodotti da SMA avente le seguenti caratteristiche:

Ingresso CC	
Tensione d'ingresso massima	1500 V
Corrente d'ingresso massima	2 x 3200 A
Numero ingressi CC	2 x 24 bipolare protetta (2 x 32 A unipolare protetta)
Valori di fusibili disponibili (per ciascun ingresso)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A
Uscita CA	
Potenza CA standard a +35 °C / +40 °C / +45 °C*	6600 kVA / 5800 kVA / 0 kVA
Potenza CA opzionale a +35 °C / +50 °C / +55 °C*	6600 kVA / 5800 kVA / 0 kVA
Tensione nominale CA	11 kV a 35 kV
Tolleranza sulla tensione CA	±10 %
Frequenza di rete CA	50 Hz / 60 Hz**
Gruppi di commutazione del trasformatore	Dy11y11 / YNd11d11**
Corrente d'uscita massima a 33 kV	105 A
Fattori di distorsione massimo	< 3 %
Fattore di potenza alla potenza nominale / Fattore di sfasamento regolabile	1 / 0,8 induttivo a 0,8 capacitivo

Uscita CA	
Fasi di immissione	3
* Dato riferito all'inverter; dipende dall'opzione a 1000 m	
** Opzionale	
Grado di rendimento	
Grado di rendimento massimo*	98,7 %
Grado di rendimento europeo*	98,6 %
Grado di rendimento CEC*	98,5 %
* Dato riferito all'inverter	
Dati generali	
Larghezza x altezza x profondità (dimensioni di trasporto)	12192 mm x 2896 mm x 2438 mm
Peso	< 26,0 t
Autoconsumo massimo*	< 16,2 kW
Autoconsumo con carico parziale*	< 3,6 kW
Autoconsumo medio*	< 4,0 kW
Consumo in standby*	< 740 W
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa (non condensante)	15% a 95%
Altitudine operativa massima s.l.m.	1000 m
Altitudine operativa massima s.l.m. con opzione "Installazione in quota"	2000 m / 3000 m / 4000 m
Fabbisogno d'aria fresca	20000 m ³ /h
Grado di protezione vano a media tensione e vano a bassa tensione secondo IEC 60529	IP23D
Grado di protezione componenti elettronici inverter	IP65
Grado di protezione canale rotaia conduttrice fra inverter e trasformatore MT	IP54
* Dato riferito all'inverter	

4.3 QUADRO ELETTRICO DI INTERFACCIA PARALLELO RETE LATO C.A.

Il quadro elettrico a valle degli inverter sarà costituito da un armadio metallico avente grado di protezione minimo IP55, completo di telai di fissaggio degli apparecchi, portella, morsettiera, guide DIN, accessori di montaggio, etichette di identificazione degli apparecchi e quant'altro per realizzare il quadro a regola d'arte completi della dichiarazione di conformità del costruttore alle norme CEI 17-13.

4.4 SPECIFICHE CABINE DI TRASFORMAZIONE

Nel campo agrivoltaico sono presenti 7 cabine di trasformazione con dimensioni P 2,5 x L 12,2 x H 2,9 metri, 1 cabina di parallelo di dimensioni P 2,44 x L 12,75 x H 2,9 ed una cabina di consegna. Quest'ultima è atta ad ospitare i locali per la realizzazione dell'allacciamento del cliente alla rete Enel (Terna) e per raccolta dell'energia prodotta; nel particolare si hanno:

- un locale riservato all'impianto di consegna dell'Enel/Terna (locale di consegna) con accesso diretto da strada pubblica.

- un locale destinato alla misura dell'energia Enel/Terna (locale misura)

La cabina deve garantire:

- Grado di sismicità S = 12

- Grado di protezione IP = 33 (standard)

In particolare la struttura prefabbricata in cemento armato vibrato, oltre ad avere come riferimento le specifiche di unificazione ENEL, dovrà rispondere alle seguenti normative di riferimento:

Legge 5 novembre 1971 N° 1086 (La nuova disciplina per le opere in conglomerato cementizio armato)

D.M. 09 Gennaio 1996 (Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione ed il collaudo delle strutture in c.a. normale...)

Circolare M.LL.PP. 15 Ottobre 1996 n. 252 (Istruzioni per l'applicazione delle Norme tecniche per il calcolo...) legge 2 febbraio 1974 N° 64 (Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche)

D.M. 3 dicembre 1987 (Norme per le costruzioni prefabbricate) D.M. 16 gennaio 1996 (Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche)

Circolare M.LL.PP. 10 Aprile 1997 n.65 (Istruzioni per l'applicazione delle Norme tecniche in zone sismiche)

D.M. 16 Gennaio 1996 (Norme tecniche per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi)

Circolare M.LL.PP. 4 Luglio 1996 n.156 (Istruzioni per l'applicazione delle Norme tecniche per carichi e sovraccarichi).

La Cabina monoblocco è costituita da:

- Struttura scatolare composta dalle quattro pareti laterali e dal pannello pavimento realizzate con un unico getto di calcestruzzo aventi spessore minimo 80 mm

- Pannello di copertura della struttura aventi spessore 80 mm
- Eventuali pannelli di divisione interna, spessore 80 mm, a delimitazione dei locali Ente Pubblico Misure con le seguenti caratteristiche costruttive:
 - Calcestruzzo avente classe Rck 350 Kg/cm² opportunamente additivato con superfluidificante e con impermeabilizzante idonei a garantire una adeguata protezione contro le infiltrazioni di acqua per capillarità.
 - Armatura metallica interna a tutti i pannelli costituita da doppia rete elettrosaldata e ferro nervato, entrambi in FeB44 K controllato.
 - Collegamento mediante saldatura di tutte le armature metalliche in modo da realizzare e garantire una maglia equipotenziale di terra uniformemente distribuita in tutta la cabina onde consentire il collegamento elettrico all'impianto di terra esterno.
 - Pannello di copertura avente spessore minimo in gronda di cm 8.00 e dimensionato in modo da supportare sovraccarichi accidentali di 400 Kg/mq.
 - Pannello di pavimentazione avente spessore minimo di 80 mm e dimensionato in modo da supportare un carico permanente di 500 Kg/mq e i carichi concentrati dei trasformatori di tensione.
 - Predisposizione del pannello pavimento di appositi cavedi, per il passaggio dei cavi MT/BT in entrata ed in uscita dalla cabina, e di inserti filettati per il fissaggio delle apparecchiature elettromeccaniche.
 - Impermeabilizzazione della copertura mediante l'applicazione a caldo di una guaina bituminosa di mm 4.00 di spessore dopo aver trattato il sottofondo con una mano di Primer.
 - Pareti interne, lisce e senza nervature, tinteggiate con pitture al quarzo di colore bianco.
 - Pareti esterne, tinteggiate con pitture al quarzo ad effetto bucciato, idonee a resistere agli agenti atmosferici anche in ambiente marino, montano, industriale altamente inquinato.
 - La struttura portante dovrà essere dimensionata e calcolata per consentire lo spostamento del monoblocco completo delle apparecchiature elettromeccaniche, trasformatore compreso.

A completamento della cabina sono fornite:

- N° 2 Porte di accesso al locale riservati a Ente Pubblico e Misure lato Ente Pubblico, in vetroresina, conformi alla specifica ENEL DS 919, con serrature unificate ENEL DS 988.
- N° 1 Porte di accesso al locale Misure lato Utente, in lamiera zincata e preverniciata, munite di serratura.
- N° 1 Porte di accesso al locale riservati agli in verter, in lamiera zincata e pre verniciata, munite di serratura.
- N° 2 Porte di accesso al locale riservati al trasformatore, in lamiera zincata e pre verniciata, munite di serratura.
- N° 7 Griglie di aerazione in vetroresina, conformi alla specifica ENEL DS 927, così suddivise:
 - n° 2 Locale Consegna Ente Pubblico in posizione bassa
 - n° 2 Locale Inverter in posizione bassa
 - n° 2 Locale Inverter in posizione alta
- n° 1 Locale Trasformatore in posizione bassa
- N° 1 Estrattore per ventilazione forzata nel locale inverter

Il costruttore dovrà inoltre essere in possesso di:

- UNI EN ISO 9002
- Qualifica presso ENEL Servizio Acquisti ed Appalti
- Certificazione delle Prove eseguite come da Norma CEI EN 6133

4.5 ACCESSORI INTERNI ALLA CABINA E SERVIZI A COMPLETAMENTO:

- Telaio portante con lamiera forata / rete, IP20 per segregazione trasformatore in resina o olio (dimensioni a seconda delle varie disposizioni)
- Accessori antinfortunistici: Estintore a polvere, Lampada emergenza ricaricabile, Guanti isolanti, Pedana isolante, cartelli ammonitori vari, schema elettrico di cabina

4.6 IMPIANTI ELETTRICI AUSILIARI

E' previsto un quadro elettrico di media tensione per l'alimentazione di tutti i servizi asserviti all'impianto quali:

- Linea luce e forza motrice, locali cabina
- Alimentazione dispositivi di estrazione locale inverter
- Predisposizione per eventuale illuminazione esterna, cancelli automatici, etc.

4.7 IMPIANTO GENERALE DI TERRA

Il sito verrà provvisto di un impianto generale di terra di protezione costituito da un sistema di dispersori a picchetto tra loro interconnessi mediante conduttore di terra in rame di colore giallo-verde posato all'interno di un tubo in PVC. L'impianto sarà collegato ad un collettore generale dal quale verranno poi derivati tutti i collegamenti secondari.

Per la realizzazione dell'impianto agrivoltaico verranno utilizzati componenti con isolamento verso l'esterno di classe I; per tali componenti la Norma CEI 64-8/4 richiede la connessione delle masse all'impianto di terra esistente. Il collegamento a terra dell'impianto agrivoltaico avverrà portando il conduttore equipotenziale dell'impianto, di colore giallo verde, al collettore EQP di terra. Essendo l'impianto agrivoltaico ubicato all'aperto e sorretto da una struttura metallica sarà necessario un collegamento a terra realizzato per mezzo di un conduttore di terra collegato direttamente al nodo equipotenziale fotovoltaico.

L'impianto agrivoltaico sarà in ogni caso dotato di opportuni limitatori di sovratensione SPD sul circuito in continua in grado di scongiurare l'insorgenza di tensioni pericolose sia in caso di fulminazione diretta che indiretta; in tali impianti è buona norma salvaguardare sempre l'ingresso lato cc degli inverter, che rappresentano dal punto di vista delle sovratensioni il componente più delicato di tutto il sistema, per mezzo di SPD di classe II o III. In tale impianto quindi sono previsti degli SPD di classe II installati nel quadro elettrico sezionamento stringhe QCC.

Infine per quanto riguarda il funzionamento della sezione in corrente continua verrà adottato il sistema a potenziale flottante, cioè isolato rispetto al potenziale del terreno.

4.8 ELETTRODOTTO

L'elettrodotto verrà realizzato interamente nel sottosuolo ad una profondità rispetto al piano stradale o di campagna non superiore ad 1,10 mt dalla generatrice superiore del cavidotto.

Il cavidotto verrà posato su un letto di sabbia di almeno 10 cm e ricoperto con altri 10 cm dello stesso materiale a partire dal suo bordo superiore. Il successivo riempimento del cavo sarà effettuato con modalità differenti a seconda del tratto di strada interessata e secondo gli standard realizzativi prescritti dall'ENEL.

Precisamente, nei tratti in cui si procederà al taglio della sezione stradale, lo scavo andrà riempito con magrone dosato con 70 kg di calcestruzzo per mc per un'altezza di circa 80 cm. Si procederà quindi con la posa di uno strato di 20 cm di calcestruzzo Rck 250 e con il ripristino del tappetino bituminoso previa fresatura dei fianchi superiori dello scavo, per una larghezza complessiva pari a 3L, essendo L la larghezza dello scavo, così come da prescrizioni della Provincia, settore viabilità.

Nei casi in cui lo scavo non interesserà la sede stradale, si potrà procedere al riempimento con terreno adeguatamente compattato con mezzi meccanici.

I conduttori impiegati, con tensione nominale di 30 kV del tipo ARE4H5EX12/20kV – 2x3x1x185mmq, verranno infilati entro appositi cavidotti aventi diametro 160 mm e con idonee caratteristiche meccaniche di resistenza allo schiacciamento e agli urti, previa predisposizione dello scavo e con successivo rinterro e ripristino della pavimentazione ove necessario e come sopra descritto.

5. PARTE QUINTA – Componenti dell’impianto BESS

La configurazione del sistema di accumulo prevede i seguenti sottosistemi e componenti per realizzare la configurazione illustrata (Figura 1-Figura 2):

- Accumulatori elettrochimici o batterie, assemblati in parallelo in modo da formare i moduli; più moduli in serie vanno infine a costituire il rack;
- Battery Management System (BMS), il sistema di gestione che monitora le principali grandezze elettriche e fisiche dell’assemblato batterie e dei singoli elementi, garantendone il funzionamento in sicurezza ed assicurando le funzioni di protezione;
- Power Conversion System (PCS), sistema di conversione statica di potenza che effettua la conversione bidirezionale caricabatterie-inverter;
- Battery Protection Unit (BPU), che lavora direttamente con il BMS per la protezione delle batterie;
- Energy Management System (EMS), cioè il sistema di controllo dell’energia che governa l’intero BESS, composto tipicamente da PC industriali collegati al sistema tramite architettura ridondante. Gestisce l’intero sistema di accumulo e tutte le comunicazioni con gli operatori di livello superiore;
- Trasformatore di potenza MT/BT;
- Quadri elettrici MT;
- Sistema di misura e monitoraggio;
- Controller BESS e sistema SCADA (BESS PPC);
- Sistemi ausiliari (HVAC, antincendio, Illuminazione, UPS ecc.)

Il BESS si connette alla rete mediante trasformatori elevatori BT/MT e quadri di parallelo dotati di protezioni di interfaccia.

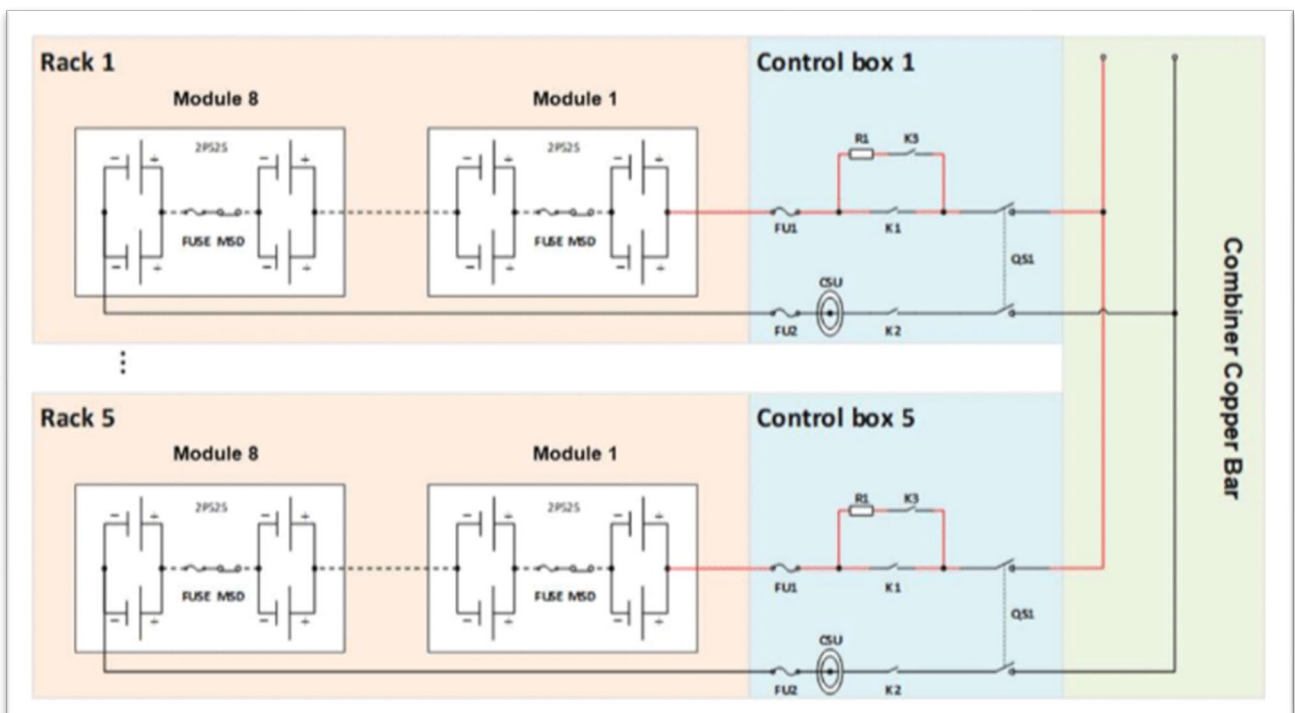


Figura 5.1: Diagramma del circuito della batteria

Per quanto riguarda le batterie, la tecnologia prevista nel progetto è quella degli ioni di litio, per efficienza, compattezza e flessibilità di utilizzo. Le stesse sono dotate di involucri sigillati per contenere perdite di elettrolita in caso di guasti ed eventi incidentali e sono alloggiati all'interno di container (Figura 5.1).

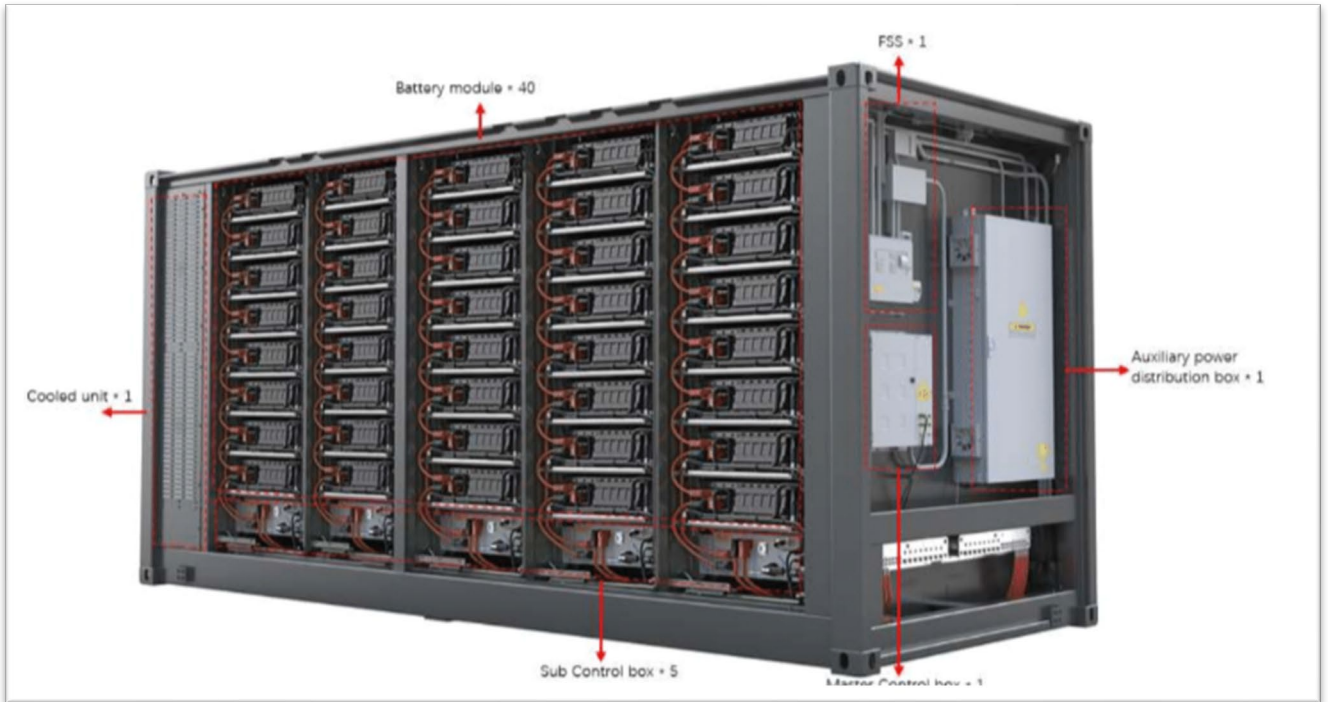


Figura 5.2: Schema dei componenti di un container batterie

L'energia verrà impiegata per la realizzazione dei cicli di carica e scarica nelle batterie in Bassa Tensione e a frequenza pari 50 Hz; nel trasformatore di macchina integrato nel BESS la tensione sarà successivamente elevata in Media Tensione al livello di 30kV.

Nella configurazione in esame sono previsti blocchi con 3 container per le batterie e 1 PCS ciascuno secondo lo schema funzionale in Figura 5.4.

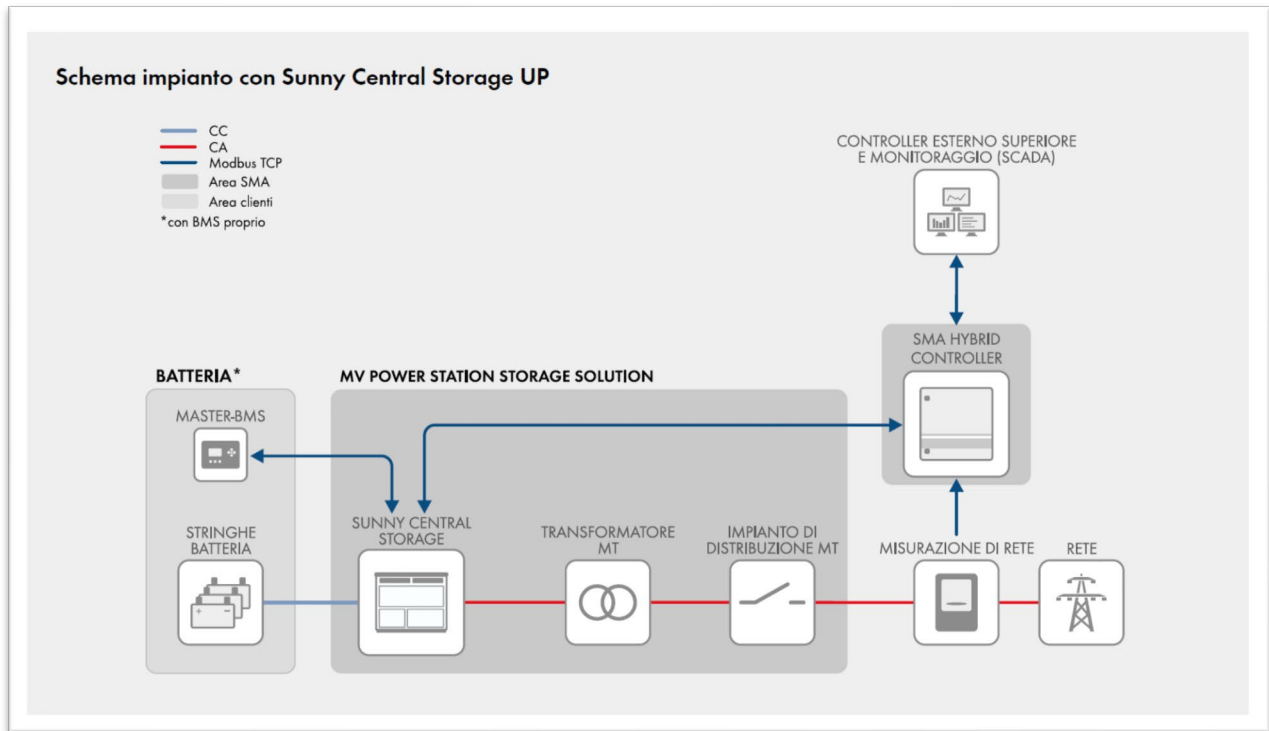


Figura 5.3: Schema funzionale

2.4.1 Battery block

Il battery block è costituito anche dai dispositivi di gestione dell'energia del sistema di batterie e dal collegamento alla rete elettrica nazionale:

- Sistema di conversione bidirezionale DC /AC (PCS)
- Trasformatori di potenza MT/BT
- Quadri elettrici MT
- Sistema locale di gestione e controllo dell'assemblaggio della batteria (Sistema di gestione della batteria "BMS")
- Sistema locale di gestione e controllo integrato dell'impianto (Impianto SCADA)
- Apparecchiature elettriche (quadri elettrici, trasformatori) per il collegamento alla rete elettrica nazionale.

2.4.2 Layout del sistema BESS

Il battery block è costituito anche dai dispositivi di gestione dell'energia del sistema di batterie e dal collegamento alla rete elettrica nazionale:

- Sistema di conversione bidirezionale DC /AC (PCS)
- Trasformatori di potenza MT/BT
- Quadri elettrici MT
- Sistema locale di gestione e controllo dell'assemblaggio della batteria (Sistema di gestione della batteria "BMS")
- Sistema locale di gestione e controllo integrato dell'impianto (Impianto SCADA)
- Apparecchiature elettriche (quadri elettrici, trasformatori) per il collegamento alla rete elettrica nazionale.

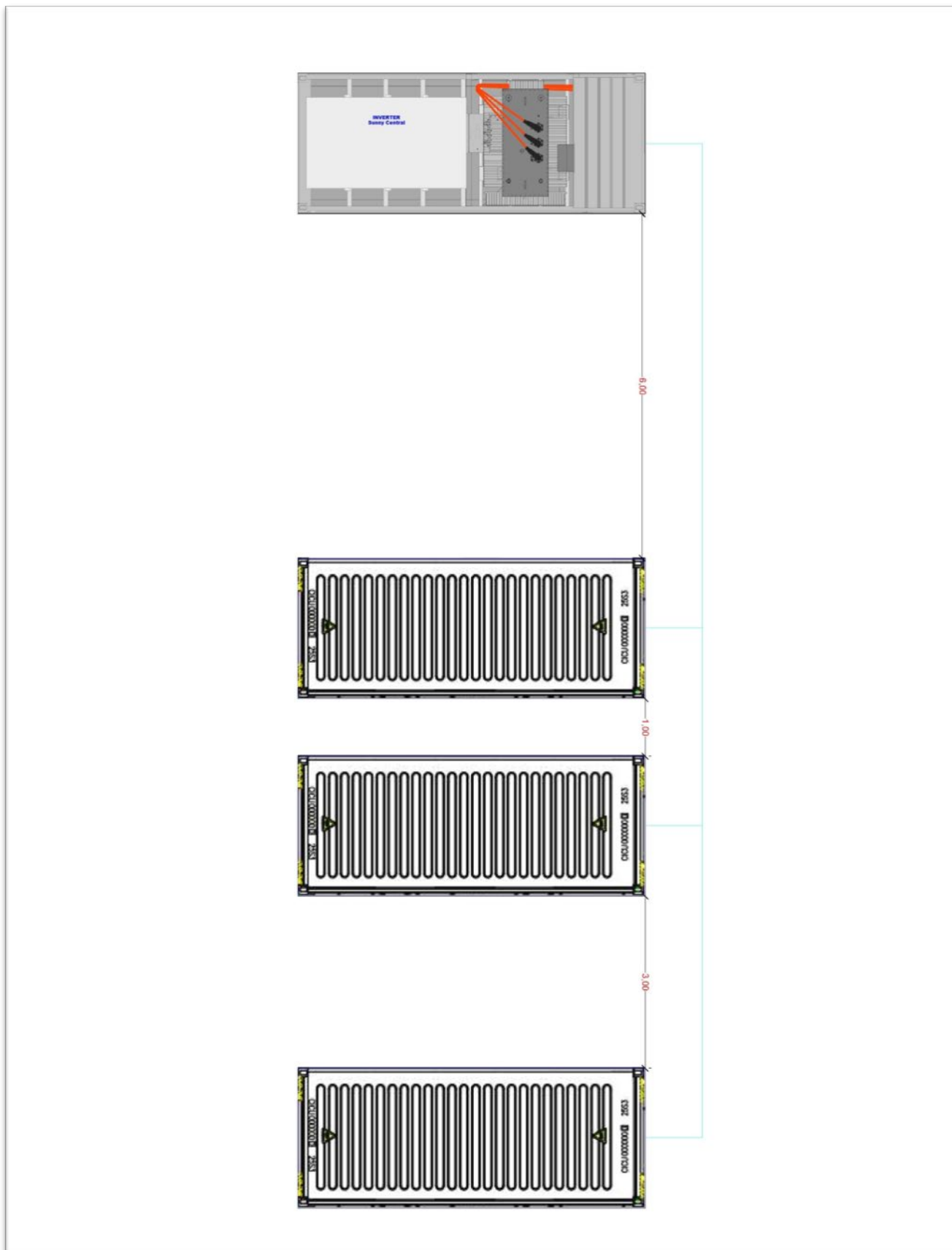


Figura 5.4: Schema modulo storage (1 container inverter-PCS-traffo e 3 container-batterie) da 2,800 MW/11,200MWh

6. PARTE QUINTA – Descrizione fonte energetica utilizzata

6.1 L'ENERGIA SOLARE

In tempi in cui il fabbisogno di energia elettrica non cessa ad invertire il suo trend sempre crescente, la necessità di svincolarsi dalle fonti energetiche tradizionali, legate ad alti costi e problematiche ambientali, risulta di fondamentale importanza.

Con queste premesse, nell'ambito della produzione d'energia pulita, si sta affermando in maniera sempre più consistente la conversione fotovoltaica, ovvero la tecnologia che permette di convertire l'energia presente nella radiazione solare in energia elettrica.

Per energia solare si intende l'energia, termica o elettrica, prodotta sfruttando direttamente l'energia irradiata dal Sole.

E' noto come in ogni istante il Sole trasmetta sulla Terra circa 1,367 kW per m².

Quindi si può affermare che il quantitativo di energia che arriva sul suolo terrestre è enorme, potrebbe soddisfare tranquillamente tutta l'energia usata nel mondo, ma nel suo complesso è poco sfruttabile a causa dell'atmosfera che ne attenua l'entità, ed è per questo che servono aree molto vaste per raccogliere quantitativi soddisfacenti.

L'energia solare però non raggiunge la superficie terrestre in maniera costante, la sua quantità varia durante il giorno, da stagione a stagione e dipende dalla nuvolosità, dall'angolo di incidenza e dalla riflettenza delle superfici.

Si ha quindi una radiazione diretta, propriamente i raggi solari, una radiazione diffusa, per esempio dovuta alle nuvole e al cielo, e una radiazione riflessa, dipendente dalle superfici circostanti la zona di studio. La radiazione globale è la somma delle tre e, in Italia, in una bella giornata, può raggiungere un'intensità di 1000-1500 W/m². La media annuale degli apporti solari è di 4,7 kWh/giorno/m², ma gli apporti variano molto con le stagioni, si può infatti passare da un valore di 2,0 kWh/giorno/m² in Sicilia nel mese di dicembre, fino a 7,2 kWh/giorno/m² in luglio.

Gli impianti per la produzione di energia elettrica che sfruttano la tecnologia fotovoltaica hanno, come accennato, sì bisogno di vaste aree, ma anche numerosi vantaggi:

- assenza di qualsiasi tipo di emissioni inquinanti;
- risparmio dei combustibili fossili;
- estrema affidabilità poiché non esistono parti in movimento (vita utile superiore a 25 anni);
- costi di manutenzione ridotti al minimo;
- modularità del sistema

I benefici ambientali ottenibili dall'adozione di sistemi fotovoltaici sono proporzionali alla quantità di energia prodotta, supponendo che questa vada a sostituire dell'energia altrimenti fornita da fonti convenzionali. Per produrre un kWh elettrico vengono bruciati mediamente l'equivalente di 2,56 kWh sotto forma di combustibili fossili e di conseguenza emessi nell'aria circa 0,53 kg di anidride carbonica (CO₂) (fattore di emissione del mix elettrico italiano alla distribuzione).

Si può dire quindi che ogni kWh prodotto dal sistema fotovoltaico evita l'emissione di 0,53 kg di anidride carbonica.

Di seguito si elencano i valori delle emissioni associate alla generazione elettrica da combustibili tradizionali:

- CO₂ (anidride carbonica): 530 g/kWh
- SO₂ (anidride solforosa): 1,4 g/kWh
- NO₂(ossidi di azoto): 1,9 g/kWh

Si può stimare l'emissione evitata di questi gas nell'arco di vita dell'impianto, circa 30 anni, e notare subito come risulti evidente il gran quantitativo di CO₂, principale gas serra, non immesso nell'atmosfera.

Altri benefici imputabili al fotovoltaico sono: la riduzione della dipendenza dall'estero, la capillarità della produzione, svincolandosi dalle grandi centrali termoelettriche, e la diversificazione delle fonti energetiche.

Quindi si può affermare che un incremento dell'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili per la produzione di energia possa aiutare a colmare il sempre crescente fabbisogno energetico mondiale.

6.2 PRINCIPIO DI FUNZIONAMENTO

Il principio che sta alla base di questi impianti è l'effetto fotovoltaico, esso si basa sulle proprietà di alcuni materiali semiconduttori (tra cui il silicio, opportunamente trattato) di generare elettricità una volta colpiti dai raggi del sole.

Il dispositivo in grado di convertire l'energia solare è propriamente detto modulo fotovoltaico, il cui elemento costruttivo di base è la cella fotovoltaica, luogo in cui si ha la vera e propria generazione di corrente.

I moduli fotovoltaici, comunemente costituiti da 60/72 celle, possono avere differenti caratteristiche sia dal punto di vista fisico che energetico, possono generare più o meno corrente, secondo il semiconduttore che li costituisce, ed avere rendimenti di conversione più o meno alti a seconda della qualità del materiale costruttivo.

Tale rendimento si attesta intorno al 18-20%, ciò sta ad indicare come per 100 unità di energia solare che colpiscono il modulo solo 18 si trasformano in elettricità; per ovviare a questi rendimenti non molto elevati, grazie alla struttura modulare dei pannelli, è possibile accoppiare più celle così da raggiungere potenze variabili tra i 250-400 Watt di picco.

In altre parole, considerando che la superficie di ogni modulo fotovoltaico si aggira intorno a 2 m², per soddisfare il fabbisogno di un'utenza di 3 kW, tipico una abitazione italiana standard, si ha la necessità di installare circa 10 moduli corrispondenti ad una superficie captante di circa 20 m².

Da questo semplice esempio si può evincere che, a causa della bassa densità energetica dell'energia solare, sono necessarie grandi superfici per arrivare ad alte potenze, quindi risultano indispensabili, al fine di promuovere tale tecnologia pulita, forme di incentivazione economica (emanate dall'Autorità dell'Energia Elettrica e del Gas) per renderla sempre più appetibile sia in piccola che in larga scala.

Tali incentivazioni economiche accoppiate alla grande affidabilità e continuo sviluppo tecnologico, fanno della conversione fotovoltaica il presente e il futuro della generazione d'energia elettrica pulita.

6.3 DIMENSIONAMENTO DELL' IMPIANTO

In riferimento alle tecnologie fotovoltaiche per impianti di taglia industriale, nel progetto sono state scelte e implementate le migliori tecnologie attualmente disponibili, che consentono al contempo di massimizzare la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e minimizzare l'occupazione di suolo e l'utilizzo di risorse naturali.

Gli impianti fotovoltaici sono sistemi in grado di captare e trasformare l'energia solare in energia elettrica, impianti connessi ad una rete elettrica di distribuzione (grid-connected): l'energia viene convertita in corrente elettrica alternata per alimentare il carico-utente e/o immessa nella rete, con la quale lavora in regime di interscambio.

Un impianto agrivoltaico è costituito da un insieme di componenti meccanici, elettrici ed elettronici che captano l'energia solare, la trasformano in energia elettrica, sino a renderla disponibile all'utilizzazione da parte dell'utenza.

Esso sarà quindi costituito dal generatore fotovoltaico (o da un campo fotovoltaico nel caso di impianti di una certa consistenza), e da un sistema di controllo e condizionamento della potenza.

Il rendimento di conversione complessivo di un impianto è il risultato di una serie di rendimenti, che a partire da quello della cella, passando per quello del modulo, del sistema di controllo della potenza e di quello di conversione, ed eventualmente di quello di accumulo (non presente in questo progetto), permette di ricavare la percentuale di energia incidente che è possibile trovare all'uscita dell'impianto, sotto forma di energia elettrica, resa al carico utilizzatore.

Nel seguito del paragrafo si descriveranno le tecniche e le tecnologie scelte per l'impianto in progetto, con indicazioni sulle maggiori prestazioni sia elettriche che ambientali rispetto a quelle tradizionalmente usate nella progettazione di impianti fotovoltaici, nonché sulle soluzioni progettuali e operative adottate per minimizzare le emissioni e il consumo di risorse naturali

6.4 MODULI FOTOVOLTAICI

Allo stato attuale, le tecnologie disponibili per la realizzazione di moduli fotovoltaici si dividono in quattro categorie, elencate in ordine decrescente di rendimento:

- Moduli a eterogiunzione
- Moduli in silicio monocristallino
- Moduli in silicio policristallino
- Moduli in silicio amorfo.

Per completezza, vanno citati anche i moduli fotovoltaici costruiti con tecnologie aerospaziali, che hanno rendimenti doppi rispetto alle tecnologie sopra elencate, ma hanno costi proibitivi e vengono prodotti solo per applicazioni aerospaziali e non esiste produzione industriale per applicazioni tradizionali.

Il rendimento, o efficienza, di un modulo fotovoltaico è definito come il rapporto espresso in percentuale tra l'energia captata e trasformata in elettricità, rispetto all'energia totale incidente sul modulo stesso.

L'efficienza dei pannelli fotovoltaici è proporzionale al rapporto tra watt erogati e superficie occupata, a parità di tutte le altre condizioni (irraggiamento, radiazione solare, temperatura, spettro della luce solare, risposta spettrale, etc.).

L'efficienza di un pannello fotovoltaico diminuisce costantemente nel tempo, a causa di fenomeni di degradazione sia meccanica che elettrica, a scala macroscopica e microscopica (degradazione delle giunzioni, deriva elettronica, degradazione della struttura cristallina del silicio, etc.). Di fatto, la vita utile di un modulo fotovoltaico viene considerata tra i 20 e i 25 anni, oltre i quali si impone una sostituzione del modulo per via della bassa efficienza raggiunta.

Facendo riferimento all'attuale offerta di mercato dei produttori a scala industriale, si possono assumere i seguenti dati medi di rendimento per pannelli reperibili in commercio (si specifica che i dati riguardano pannelli fotovoltaici assemblati e prodotti in serie, e non riguardano la potenza complessiva del pannello. A livello di singolo modulo fotovoltaico, o cella, i produttori dichiarano valori massimi raggiunti in condizioni di laboratorio anche superiori a quelli relativi ai pannelli):

- Moduli a eterogiunzione – 21,5%
- Moduli in silicio monocristallino – 20%
- Moduli in silicio policristallino – 16,7%
- Moduli in silicio amorfo – 8,5%.

Lo stesso ordine decrescente si può assumere anche per la diminuzione di rendimento dei moduli al crescere della temperatura di esercizio.

Il modulo fotovoltaico scelto per la realizzazione dell'impianto Sun Legacy 4 srl è realizzato da Mysolar, in silicio monocristallino, ed ha una potenza di picco di 710 Wp (serie MS710N-HJTGB).

La scelta è motivata dalla elevata potenza specifica del modulo e dalle migliori caratteristiche di rendimento in diverse condizioni ambientali e nel tempo rispetto alle offerte delle altre maggiori case produttrici a livello mondiale.

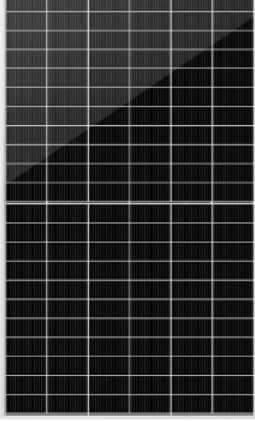
I moduli della serie MySolar sono realizzati con una tecnologia che consente di:

- Ridurre drasticamente il calo intrinseco di rendimento alle alte temperature
- Ridurre la intrinseca degradazione dei moduli indotta dalla prolungata esposizione alla luce
- Aumentare l'efficienza di conversione in condizioni di irraggiamento non ottimale come scarsa luminosità o luminosità diffusa e non diretta
- Ridurre la percentuale di energia incidente che viene persa per riflessione
- Ridurre il calo intrinseco di rendimento nell'arco di vita utile dei moduli
- Massimizzare la produzione di energia durante tutta la vita utile del pannello
- Massimizzare la stabilità di rendimento del pannello nel tempo.

L'efficienza media di tali moduli, certificata dal produttore e garantita per 25 anni, è uguale al 22,86%.

Allo stato attuale, rispetto alle altre tecnologie disponibili, i moduli fotovoltaici scelti per il presente progetto consentono di avere:

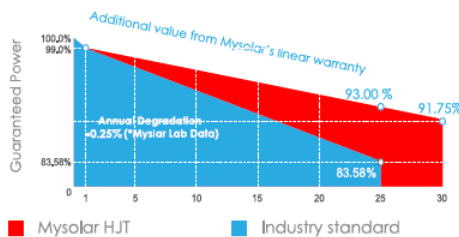
- una maggiore potenza installata a parità di superficie occupata
- una maggiore efficienza a parità di irraggiamento del sito di installazione
- una maggiore produzione di energia rinnovabile nel tempo a parità di tutte le altre condizioni.



	<p>SMBB HJT CELLS Mysolar's HJT SMBB technology reduces current heat loss of cells and increases the module efficiency to 22.86% in mass production</p>		<p>Strong and Safe Mysolar panels are certified to withstand 2400 Pa negative load of wind and 5400 Pa positive load of snow.</p>
	<p>1500V System Voltage Mysolar panels are of 1500V system voltage design compatible to 1500V and reduces BoS cost greatly.</p>		<p>No LID, no PID Zero B-O band on N-type HJT cells results in zero LID to the modules. TCO Surface layers on the HJT avoid PID to the modules.</p>
	<p>Better Low Light Output Mysolar uses the best solar glass, cells, and assembling technology to guarantee good performance in cloudy days or low light conditions.</p>		<p>Salt-resistant & Ammonia-Resistant Mysolar solar panels are salt mist and ammonia resistance certified.</p>
	<p>Positive Tolerance Mysolar guarantees that all solar modules manufactured by Mysolar have 0-6W positive tolerance.</p>		<p>Confident Warranty Mysolar offers 30 years limited product warranty and 30 years performance warranty for the Shingled and HJT panels.</p>
	<p>Higher Output With the Patented HJT technology, Mysolar's panels have up to 710W output, much higher than its competitors'.</p>		<p>High Reliability Mysolar has complete testing facilities for tests of UV, TC, HF, EL, etc tests. 100% of Mysolar panels were tested & minimumly twice EL tests guaranteed.</p>
			<p>Dual Side Power Producing Mysolar HJT bifacial panels have up to 95% bifacility, generate up to 25.5% more energy yield</p>
			<p>More Options for Solar Projects More possible purposes like vertical installations, BIPV's, areas of high humidity, strong wind/snow, and deserts</p>

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

30 Year Product Warranty · 30 Year Linear Power Warranty



- ISO9001:2015 Quality management systems
- ISO14001: 2015 Quality management systems
- ISO45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC61215, IEC61730, UL1703 certified product



Figura 6.1 – principali caratteristiche dei moduli fotovoltaici adottati

6.5 TECNOLOGIA AD INSEGUIMENTO SOLARE

Il rendimento e la produttività di un impianto agrivoltaico dipendono da numerosi fattori, non soltanto dalla potenza nominale e dall'efficienza dei pannelli installati.

La resa complessiva dell'impianto dipende anche dal posizionamento dei pannelli, dalla struttura elettrica del loro collegamento in stringhe e sottocampi, dalla tipologia e dalle prestazioni dei componenti di raccolta e conversione dell'energia prodotta, dalla tipologia e dalla lunghezza dei cablaggi e dei cavi utilizzati per il trasporto dell'energia.

Oltre al posizionamento dei pannelli in configurazione fissa, che consente di massimizzare la captazione di energia radiante del sole nelle fasce orarie centrali della giornata, esistono anche tecnologie di inseguimento solare, che possono essere ad un asse o a due assi.

Tali tecnologie prevedono il montaggio dei pannelli su strutture dotate di motorizzazione che, opportunamente sincronizzata e comandata a seconda della latitudine del sito di installazione, modificano l'inclinazione dei

pannelli durante l'intera giornata per far sì che questi si trovino sempre nella posizione ottimale rispetto all'incidenza dei raggi solari.

L'inseguimento monoassiale prevede che i pannelli siano montati con esposizione a sud, e oscillino lungo l'asse est-ovest durante il giorno; l'inseguimento biassiale fa invece muovere i pannelli lungo i due assi nord-sud ed est-ovest.

A parità di potenza installata, e rispetto alla configurazione fissa classica, l'inseguimento biassiale garantisce ovviamente la massima producibilità dell'impianto, ma richiede spazi di installazione notevolmente superiori rispetto all'inseguimento monoassiale, in quanto le strutture hanno bisogno di maggior spazio libero per evitare ombreggiamenti reciproci.

Per l'impianto in progetto si è optato per una tecnologia ad inseguimento monoassiale, che permette di avere, con ingombri praticamente simili a quelli richiesti da una configurazione fissa, una producibilità superiore di almeno il 25% durante l'anno.

Tale soluzione permette di ottimizzare l'occupazione di territorio massimizzando al contempo la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

L'inclinazione e l'orientamento dei moduli sono stati scelti per ottimizzare la radiazione solare incidente: i moduli saranno orientati a Sud con inclinazione variabile da -45° a $+45^\circ$, in modo da consentire la massima raccolta di energia nell'arco dell'anno unitamente ad una ridotta superficie di esposizione al vento con la tecnologia ad inseguimento ad un asse.

I moduli sono disposti secondo file parallele; la distanza tra le stringhe è calcolata in modo che l'ombra della fila antistante non interessi la fila retrostante per inclinazione del sole sull'orizzonte pari o superiore a quella che si verifica a mezzogiorno del solstizio d'inverno nella particolare località. Come si può facilmente verificare tale angolo limite è dato da:

$$\alpha = 90^\circ \text{Lat} - 23,5^\circ$$

Per una località situata alla latitudine di $42,24^\circ$ Nord, l'angolo limite è pari a $25,6^\circ$; detta h l'altezza dei moduli fotovoltaici rispetto al piano di appoggio la distanza tra le file deve essere almeno pari a:

$$d = h / \text{tg}\alpha.$$

6.6 CONFIGURAZIONE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO

Nel complesso, l'impianto agrivoltaico in progetto è stato progettato per avere un'alta efficienza e minimizzare le perdite intrinseche dovute ai processi di conversione e vettoriamento dell'energia elettrica prodotta dai pannelli.

La progettazione elettrica dei componenti utilizzati e delle loro connessioni è stata eseguita tenendo conto delle migliori soluzioni disponibili in termini di impatto sull'ambiente e stabilità del sistema.

L'energia massima producibile teoricamente in un anno dall'impianto è data dal prodotto della radiazione media annua incidente sul piano dei moduli per la potenza nominale dell'impianto, in base al calcolo di irraggiamento dai dati della Norma UNI 10349.

L'energia effettivamente producibile va poi calcolata tenendo conto dei rendimenti delle diverse sezioni dell'impianto, in particolare il Decreto Ministeriale del 28 luglio 2005 fissa i seguenti requisiti minimi da dimostrare in fase di collaudo:

- $P_{cc} > 0,85 P_{nom} X I / I_{stc}$
- $P_{ca} > 0,9 P_{cc}$ (tale condizione deve essere verificata per $P_{ca} > 90\%$ della potenza di targa del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata)

dove:

- P_{cc} = Potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico con precisione migliore del $\pm 2\%$.
- P_{nom} = Potenza nominale del generatore fotovoltaico.
- I = Irraggiamento in W/m^2 misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$.
- I_{stc} = $1000 W/m^2$ è l'irraggiamento in condizioni di prova standard.
- P_{ca} = Potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, con precisione migliore del $\pm 2\%$.

Già a livello preliminare, i componenti dell'impianto sono stati selezionati per minimizzare le perdite nel processo di conversione; in sede di progetto definitivo verranno presi ulteriori accorgimenti volti ad ottimizzare le prestazioni del sistema, in termini di energia prodotta.

In particolare sono stati adottati criteri di selezione dei moduli per garantire la migliore uniformità delle loro prestazioni elettriche e quindi ottimizzare il rendimento delle stringhe; vengono inoltre utilizzati componenti selezionati e cavi di sezione adeguata a ridurre le perdite sul lato corrente continua

Alla luce di quanto sopra, il bilancio esteso delle perdite nelle varie sezioni del sistema è riportato nello schema seguente:

- perdite per scostamento delle condizioni di targa (temperatura) 6%
- perdite per mismatching tra le stringhe 2%
- perdite in corrente continua 5%
- perdite sul sistema di conversione CC/CA 1%
- perdite per basso soleggiamento e per ombreggiamento reciproco 2%
- perdite per polluzione sui moduli 1%

per cui il rendimento stimato del sistema è pari a: $\eta_{\text{SIST}} = 77\%$, tenendo conto degli inevitabili fermi di impianto, si può assumere un rendimento totale pari al 75%.

Ogni sottocampo in cui è diviso l'impianto è dotato di cabina di trasformazione.

Ogni trasformatore è raffreddato a secco, evitando così la presenza di fluidi di raffreddamento potenzialmente dannosi per l'ambiente.

I gruppi di conversione saranno collegati in un apposito quadro a formare lato C.A. un sistema trifase connesso a due trasformatori BT/MT per ogni sottocampo.

L'uscita MT dei trasformatori a 20 kV trifase sarà collegata a sua volta alle apparecchiature di manovra e sezionamento della rete di raccolta energia, che convoglierà tutta l'energia ad una stazione di trasformazione 380/150 kV che verrà connessa a sua volta alla rete RTN di Terna.

I quadri necessari per la realizzazione il parallelo delle stringhe saranno del tipo SMA Sunny String Monitor Cabinet, hanno anche la funzione di sezionare localmente le stringhe di moduli fotovoltaici costituenti il campo e attraverso sistema di monitoraggio delle correnti di stringa, di cui sono equipaggiati, di rilevare eventuali anomalie sulle stringhe.

L'inverter è conforme alle più stringenti direttive nazionali ed europee per la sicurezza e l'immissione in rete d'energia: EMC: EN61000-6-2, EN61000-6-4; CE. L'inverter, del tipo trifase, sarà collegato sul lato in corrente alternata al sistema di distribuzione attraverso cui avviene di seguito l'immissione dell'energia elettrica prodotta in rete. L'inverter consente il collegamento della totalità delle stringhe di un campo, ognuna delle quali composta da 26/28 pannelli. I gruppi di conversione previsti sono stati realizzati con tecnica PWM, e sono in grado di operare in modo completamente automatico e di inseguire il punto di massima potenza (MPPT) del generatore fotovoltaico. L'inverter è munito di display che indica la temperatura di lavoro, l'energia cumulativa trasmessa, la potenza istantanea immessa in rete e quella in ingresso dal campo fotovoltaico.

Per il cablaggio dei moduli e per il collegamento delle stringhe e i quadri di campo sono previsti conduttori di tipo H07RN-F (neoprene a doppio isolamento).

Il collegamento tra i quadri di campo e i quadri di sottocampo sono realizzati con cavi adatti alla posa interrata e sono protetti con tubazioni. La sezione dei cavi per i vari collegamenti è tale da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati e in condizioni ordinarie di esercizio.

Il sistema di controllo dell'impianto avviene tramite due tipologie di controllo: controllo locale e controllo remoto:

- Controllo locale: monitoraggi tramite PC centrale, posto in prossimità dell'impianto (control room), tramite software apposito in grado di monitorare e controllare i quattro inverter;
- Controllo remoto: gestione a distanza dell'impianto tramite modem GPRS con scheda di rete Data-Logger montata a bordo degli inverter.

Il controllo in remoto avviene da centrale (servizio e assistenza) con medesimo software del controllo locale.

Le grandezze controllate da sistema sono:

- Potenza dell'inverter;
- Tensione di campo dell'inverter; Corrente di campo dell'inverter; Radiazioni solari;
- Temperatura ambiente; Velocità del vento;
- Letture dell'energia attiva e reattiva prodotte;

7. PARTE SESTA – Fasi e tempi di realizzazione.

7.1 TEMPISTICA DI REALIZZAZIONE, MODALITA' DI ESECUZIONE LAVORI

Ricevute tutte le autorizzazioni e le concessioni relative al nuovo impianto, i tempi di realizzazione delle opere necessarie saranno in linea di massima brevi, presumibilmente dell'ordine di 7 mesi.

Tali tempi sono condizionati dalla posa in opera delle strutture portanti dei moduli.

Per quanto concerne la movimentazione dei materiali e l'accesso al sito, verrà utilizzata la viabilità esistente, così da limitare i costi e rendere minimo l'impatto con l'ambiente circostante.

Sarà comunque stilato un programma cronologico delle operazioni prima dell'inizio dei lavori, dove saranno rese chiare le operazioni prioritarie e le responsabilità della direzione degli stessi.

7.2 PRODUZIONE DI RIFIUTI E DISMISSIONE IMPIANTO

La tipologia dell'intervento nelle fasi d'esercizio è tale da non comportare, sostanzialmente, produzione di rifiuti. Gli unici rifiuti prodotti riguarderanno la fase d'installazione (1° fase) e di dismissione dell'impianto (ultima fase).

Per quanto concerne la fase di installazione si dichiara che verranno prodotte le seguenti tipologie di rifiuti, ciascuna con relativo avvio a smaltimento, secondo quanto previsto dal Regolamento Regionale per la gestione dei materiali edili, oltre che dal regolamento comunale adottato ai sensi del Decreto Legislativo 5 febbraio 1997, n. 22 con particolare riferimento all'attuazione delle direttive 91/156/CEE sui rifiuti e 94/62/CE sugli imballaggi e sui rifiuti di imballaggio:

1. imballaggi dei moduli fotovoltaici e degli altri dispositivi ed apparati dell'impianto: la ditta esecutrice dei lavori avrà in carico il relativo conferimento ai consorzi di recupero ove previsti, ovvero, laddove ciò non ricorresse, avrà in carico il relativo conferimento al servizio pubblico di raccolta conformemente alle modalità (quantità, tipologia ed orari) previsti dal relativo regolamento comunale;
2. rifiuti derivanti dalle tipiche opere di impiantistica elettrica (spezzoni di cavi elettrici, di canaline e/o passacavi ecc.): la ditta esecutrice dei lavori avrà in carico il relativo conferimento al servizio pubblico di raccolta conformemente alle modalità (quantità, tipologia ed orari) previsti dal relativo regolamento comunale, essendo tali rifiuti, in virtù del regolamento comunale per la gestione dei RSU, assimilati per quantità (quantitativi di modesto volume) e qualità a questi ultimi.
3. altri rifiuti derivanti dalle opere edili accessorie (materiale di risulta ricavato dagli scavi, ecc.): la ditta esecutrice dei lavori avrà in carico l'eventuale conferimento conformemente alle modalità previste dal relativo regolamento comunale, ovvero provvederà ad idonea redistribuzione nel medesimo sito di intervento.

Per la determinazione delle quantità di rifiuti prodotti nella prima fase, considerata la dimensione dell'impianto di circa 45 MWp, sulla scorta delle informazioni ricevute dalle ditte produttrici di pannelli fotovoltaici, si può sostenere quanto segue:

- Rifiuti solidi urbani prodotti da mediamente 60 persone per 6 mesi di cantiere
- 2.881 m³ di cartone
- 17.741 m³ di polistirolo
- 9.511 m³ di scarti di tubi di PVC

- 1.783 bancali in pallet recuperati dalla ditta di trasporto

Il calcestruzzo per le opere di fondazioni continue della cabina di trasformazione verrà approvvigionato da centrali di betonaggio esterne all'area di lavorazione e, perciò, non ci saranno sfridi in cantiere. Stesso discorso vale per gli eventuali elementi prefabbricati in calcestruzzo aventi funzioni di zavorra.

Per la fase di smantellamento dell'impianto, si può fare la seguente considerazione:

I materiali che costituiscono i moduli fotovoltaici sono il silicio (componente delle celle), quantità trascurabili di elementi chimici non tossici inseriti nel silicio stesso, vetro (protezione frontale), fogli di materiale plastico (protezione posteriore) ed alluminio (cornice).

In generale quindi, come ogni altro prodotto che ci circonda, anche i moduli fotovoltaici saranno smaltiti correttamente, ma si precisa che gli elementi che li costituiscono non sono tossici e sono facilmente riciclabili. Alla fine della produzione si procederà dunque al ripristino dello stato ex ante, semplicemente smantellando i pannelli e i loro supporti.

Dismissione dell'impianto

La vita produttiva dell'impianto agrivoltaico proposto si estende all'incirca per 30 anni. Al termine della sua attività si prevede la dismissione dell'intero impianto incluse le sue strutture annesse, se non necessarie per altri utilizzi. La fase di smantellamento dell'impianto comporterà il necessario ripristino dell'area con la restituzione alle condizioni ante-operam.

L'ultima fase di esistenza dell'impianto permetterà la rimozione e lo smantellamento accurato di tutte le componenti in maniera tale da evitare qualsiasi incidenza sull'ambiente.

Questo sarà possibile attraverso la differenziazione e il recupero di dell'impianto a seconda della rispettiva tipologia di rifiuto.

La società si impegna a separare accuratamente i materiali riciclabili da quelli non riciclabili prodotti e che tali materiali saranno portati da ditte autorizzate nelle apposite aree di stoccaggio per il recupero o lo smaltimento finale; si precisa che i materiali risultanti dalle lavorazioni per l'installazione dell'impianto non hanno alcuna natura tossico-nociva.

Particolare cura verrà posta nel recupero di quelle componenti costituite da materiali di pregio, quali cavi elettrici e alcune parti dei moduli.

Lo smantellamento dell'impianto previsto a fine vita sarà costituito dalle seguenti fasi principali di lavorazione:

- 1) completo smontaggio e rimozione dei moduli fotovoltaici;
- 2) smontaggio delle strutture di sostegno;
- 3) estrazione dei pali in acciaio dal terreno;
- 4) rimozione dei cavidotti interrati e dell'intera recinzione;
- 5) rimozione dei locali cabine prefabbricati e di tutte le apparecchiature contenute, compresa l'asportazione delle eventuali parti in cemento presenti sotto le stesse.

Per maggiori dettagli sulla descrizione delle fasi di dismissione si rimanda alla relazione di progetto All. N_Piano di dismissione e ripristino.

7.3 UTILIZZO ENERGIA PRODOTTA

La produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica, oltre ad essere un processo a zero emissioni nocive, permette grazie alla riduzione dei costi di realizzazione di immettere energia elettrica nel mercato libero con margini ridotti ma costanti per l'intera vita utile dell'impianto. La marginalità prevista è dell'ordine del 7% che, data la ragionevole certezza e costanza di produzione, risulta interessante per i fondi di investimento.

8. PARTE SETTIMA- Ricadute sociali e occupazionali e opere di mitigazione

8.1 RICADUTE SOCIALI E OCCUPAZIONALI

La realizzazione di un impianto agrivoltaico ha sicuramente ricadute sociali inferiori a qualsiasi altro impianto di produzione d'energia, rinnovabile e non. La caratteristica di questi impianti è sicuramente l'impatto bassissimo sul territorio e quindi le ripercussioni sulla popolazione sono generalmente nulle, infatti non si riscontrano problemi legati all'inquinamento acustico, non si hanno emissioni nocive, non si ha la generazione di campi elettromagnetici nocivi e inoltre i moduli non hanno alcun impatto radioattivo. Tutti questi fattori fanno sì che sia possibile vivere o lavorare in prossimità del generatore fotovoltaico senza disturbi psico-fisici ad esso legati.

Si deve inoltre sottolineare come il cantiere adibito alla posa in opera dell'impianto sia di modeste dimensioni e che esso non modifica in alcun modo la natura del terreno, tutte le attività svolte infatti sono reversibili e non invasive.

Volendo caratterizzare la realizzazione di un nuovo impianto dal punto di vista occupazionale si può affermare che l'occupazione diretta creata per ogni miliardo di kWh prodotto da fonte rinnovabile è maggiore, considerando la stessa produzione di elettricità, al nucleare e all'utilizzo del carbone. Le principali attività che possono essere implicate dalla costruzione di un nuovo impianto agrivoltaico sono:

- Costruttive: moduli, inverter, strutture di sostegno, sistemi elettronici
- Installazione: consulenza, fondazioni, installazioni elettriche, cavi, trasformatori, sistemi di monitoraggio remoto, strade, illuminazione
- Manutenzione
- Gestione
- Ricerca: società di ingegneria
- Istituzioni bancarie e assicurative

La realizzazione dell'impianto comporta inoltre il coinvolgimento di numerosi Enti Locali, cosa che permette un maggiore coinvolgimento delle popolazioni prossime agli impianti e, soprattutto, arreca vantaggi non trascurabili alle imprese presenti nel territorio.

L'azienda costruttrice inoltre si impegna a coinvolgere figure professionali locali per la realizzazione, gestione e custodia delle centrali, nel rispetto delle norme nazionali e comunitarie, sia direttamente, sia attraverso commesse e subcommesse.

Si può quindi prevedere un benefico incremento di attività lavorative, sia nel territorio locale sia nazionale, che unite al rispetto della natura e alle non negative ricadute sociali, fanno dell'energia fotovoltaica una validissima risposta al problema energetico/ambientale.

8.2 OPERE DI MITIGAZIONE/COMPENSAZIONE

Le opere di mitigazione a verde previste lungo il perimetro dell'area, analizzate nel dettaglio nell'allegato RELAPROG021 e TAVPROG008, sono già state sottoposte ad approvazione del competente Assessorato dell'Ambiente Servizio Valutazione Impatti in fase di valutazione di altri progetti analoghi.

In particolare, come primo aspetto, si è provveduto all'individuazione delle essenze da porre a dimora, le quali sono state scelte secondo i seguenti requisiti

- Piante autoctone facenti parte della "Macchia Mediterranea";
- Velocità di accrescimento;
- Buona resistenza e facilità di attecchimento.

Le essenze sono state scelte in modo da interagire con le aree di particolare rilevanza riscontrate all'interno dell'area di indagine (buffer di ampiezza di 5 km rispetto alla posizione baricentrica dell'area di progetto) con la progettazione di un'area perimetrale sia arborea che arbustiva.

Nelle vicinanze dell'area di progetto, separata da essa dalla S.S. 379, è presente una comunità boscata ove è stato individuato l'habitat 9340 "Querceti a Quercus ilex e Quercus rotundifolia".

Lungo il canale Giancola è stata individuata la Zona Speciale di Conservazione (ZSC) "Foce Canale Giancola" – IT9140009, distante 1,2Km dalle aree di impianto, il cui paesaggio è caratterizzato da vegetazione palustre.

Infine nell'area marina viene individuato il sito ZSC "Torre Guaceto e Macchia S. Giovanni" – IT9140005, con litorale prevalentemente sabbioso.

Le specie utilizzate saranno: leccio (Quercus ilex); lentischio (Pistacia lentiscus) assieme all'alloro (Laurus nobilis) e al mirto (Myrtus communis).



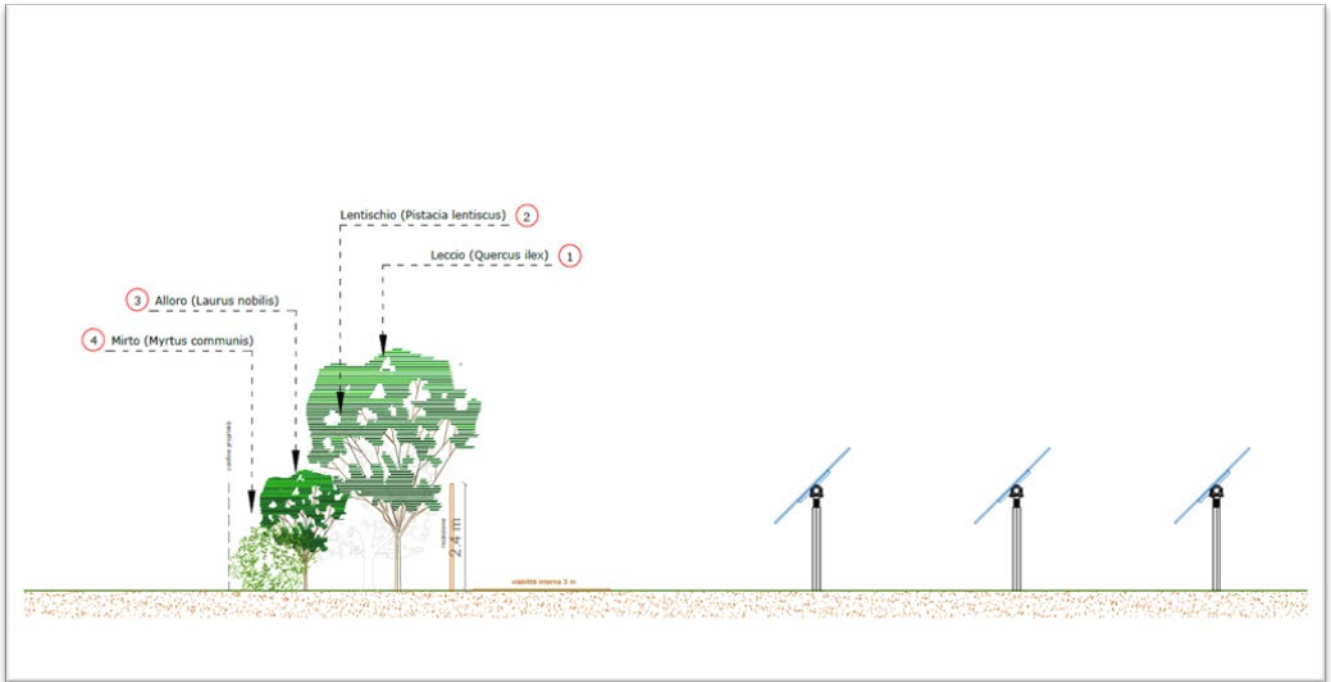


Fig. 8.1 - Stralcio sezione longitudinale opere mitigazione - TAVPROG008

In considerazione dell'attività agricola esercitata all'interno del parco e della presenza delle arnie, la fascia di mitigazione esterna consente di creare un elemento che ha sia la funzione di limitare l'impatto visivo ed inoltre di costituire una zona di interesse per gli insetti impollinatori, contribuendo ad incrementare la produzione di miele già coadiuvata da alcune essenze del prato polifita permanente impiantato preventivamente alla realizzazione del parco fotovoltaico.

Trattandosi di un impianto agrivoltaico dunque, lo stesso risulterà meno impattante di un equivalente impianto tradizionale, poiché l'utilizzo sinergico del suolo riduce drasticamente il "consumo" dello stesso e favorisce lo sviluppo di attività agricole/pastorali che ad oggi risultano marginali.





Le immagini precedenti sono un esempio concreto dello svolgimento delle attività di pascolo, apicoltura e attività agricole all'interno di parchi fotovoltaici esistenti, realizzati nel territorio della Città metropolitana di Cagliari.