



Enel Produzione SpA



CODE

GRE.EEC.R.27.IT.P.12642.00.007.00

PAGE

1 di/of 74

TITLE: Relazione tecnica illustrativa

AVAILABLE LANGUAGE: IT

IMPIANTO FOTOVOLTAICO DELLA POTENZA 2,142 MWp,
UBICATO ALL'INTERNO DELLA CENTRALE ENEL DI LARINO, COMUNE DI LARINO.

RELAZIONE TECNICA ILLUSTRATIVA



File: GRE.EEC.R.27.IT.P.12642.00.007.01.docx

01	05.04.2022	Rev. Precisazione altezza siepe perimetrale	SCS INgegNERIA A. ANCONA	SCS INgegNERIA S. MICCOLI	SCS INgegNERIA A.SERGI
00	18/06/2020	EMISSIONE	SCS INgegNERIA A. ANCONA	SCS INgegNERIA S. MICCOLI	SCS INgegNERIA F. SPECCHIA
REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	VERIFIED	APPROVED

VALIDATION

NOME	D. BRACCIA	DISCIPLINE
COLLABORATORS	VERIFIED BY	VALIDATED BY

PROJECT / PLANT Larino 2 (12642)	CODE																			
	GROUP	FUNCION	TYPE	ISSUER		COUNTRY		TEC	PLANT					SYSTEM		PROGRESSIVE			REVISION	
	GRE	EEC	R	2	7	I	T	P	1	2	6	4	2	0	0	0	0	7	0	1

CLASSIFICATION: COMPANY

UTILIZATION SCOPE

This document is property of Enel Produzione S.p.A. It is strictly forbidden to reproduce this document, in whole or in part, and to provide to others any related information without the previous written consent by Enel Produzione S.p.A.

INDICE

1	INTRODUZIONE	5
2	NORMATIVA IN MATERIA DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI (FER)	5
3	DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO	15
3.1	INQUADRAMENTO TERRITORIALE DEL SITO	15
3.2	CRITERI DI PROGETTAZIONE E MODALITÀ DI FUNZIONAMENTO	19
3.3	SITO ED INTERFERENZE.....	20
3.4	LAYOUT DI CANTIERE	21
3.5	PREPARAZIONE DEL SITO E AREE STOCCAGGIO	25
3.6	LAYOUT DI IMPIANTO E DATI PROGETTUALI	26
3.7	ELEMENTI DISTINTIVI COSTITUENTI L'IMPIANTO	27
3.7.1	Moduli bifacciali	27
3.7.2	Certificazione di qualità.....	28
3.7.3	Cavi e sezione cavidotti	28
3.8	CONFIGURAZIONE ELETTRICA DI IMPIANTO	29
4	DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO	30
4.1	CALCOLO DELLA SUPERFICIE CAPTANTE.....	30
4.2	CALCOLO DELL'IRRAGGIAMENTO.....	31
4.3	CALCOLO DELL'ENERGIA E DELLE EMISSIONI EVITATE.....	32
4.4	CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO DI GENERAZIONE	32
5	IMPIANTO FOTOVOLTAICO ED ELETTRICO	33
5.1	LEGGI E NORME DI RIFERIMENTO	33
5.2	CARATTERISTICHE DEI MODULI FOTOVOLTAICI	34
5.3	QUADRI ELETTRICI DI PARALLELO STRINGHE (STRING BOX)	35
5.4	GRUPPI DI CONVERSIONE (INVERTERS).....	35
5.5	QUADRO MT (QMT) - CABINA DI CONVERSIONE.....	36
5.6	QUADRO MT (QMT) - CABINA UTENTE.....	39
5.7	QUADRO MT (QMT) - CABINA CONSEGNA.....	40
5.8	SISTEMA IN CORRENTE CONTINUA.....	40
5.9	RETE DI TERRA.....	40
5.11	ILLUMINAZIONE ESTERNA.....	42
5.12	CAVI	44
5.12.1	Cavi di collegamento in M.T.....	44
5.12.2	Cavi B.T. di potenza, segnalazione, misura e controllo.....	44
6	OPERE ELETTROMECCANICHE.....	46
6.1	ACQUA INDUSTRIALE	46
7	IMPIANTO ANTINCENDIO	47
7.1	INDIVIDUAZIONE DELLE ATTIVITÀ SOGGETTE A CONTROLLO DI PREVENZIONE INCENDI..	47
7.2	ACCESSIBILITÀ, DESCRIZIONE IMPIANTI, DISTANZE DI SICUREZZA.....	47
7.3	VALUTAZIONE COMPLESSIVA DELLE SOSTANZE PERICOLOSE AI FINI ANTINCENDIO.....	47
7.4	DETERMINAZIONE DEI CORPI DI FABBRICA, COMPARTIMENTI, AREE A RISCHIO SPECIFICO AI FINI ANTINCENDIO	47
7.5	PRESIDI ANTINCENDIO	47

8	OPERE CIVILI	49
8.1	FOGNATURE	49
8.2	FABBRICATI	49
8.2.1	CABINATI DI CONVERSIONE.....	49
8.2.2	CABINA DI CONSEGNA	52
8.2.3	CABINA UTENTE	53
8.3	ALTRE STRUTTURE	54
8.3.1	SUPPORTI PANNELLI FOTOVOLTAICI E RELATIVA CONFIGURAZIONE.....	54
8.3.2	RECINZIONI E CANCELLI	56
8.3.3	FONDAZIONI.....	58
9	ANALISI DELLE SUPERFICI COPERTE E DEI VOLUMI DEI FABBRICATI	59
10	TEMPI PER LA REALIZZAZIONE DEGLI INTERVENTI.....	60
11	ANALISI PAESAGGISTICO, AMBIENTALE ED URBANISTICA.....	60
11.1	PIANO TERRITORIALE PAESISTICO DI AREA VASTA N.2 (PTPAAV).....	60
11.2	AREE NATURALI PROTETTE	63
11.3	PIANO STRALCIO PER L'ASSETTO IDROGEOLOGICO (PAI).....	66
11.4	INVENTARIO FENOMENI FRANOSI - IFFI	68
11.5	VINCOLO IDROGEOLOGICO	69
11.6	STRUMENTAZIONE URBANISTICA	70
11.6.1	Certificato di Destinazione Urbanistica	71
12	ANALISI ECONOMICA E OCCUPAZIONALE DELL'INIZIATIVA.....	73
12.1	POSSIBILITÀ DI MERCATO.....	73
12.2	RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE	73
13	COLLEGAMENTO DELLA CENTRALE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE.....	73
14	BIBLIOGRAFIA.....	74

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1: Area di impianto e relativa estensione	15
Figura 2: Localizzazione dell'area di impianto nel contesto nazionale	16
Figura 3: Localizzazione del sito con riferimento alle città di Larino.....	17
Figura 4: Individuazione aree di futura installazione dell'impianto fotovoltaico (perimetro rosso) su catastale.....	17
Figura 5 Layout di cantiere – area di impianto	21
Figura 6: Legenda area di cantiere.....	21
Figura 7 Layout di cantiere – dettaglio	23
Figura 8: Area di impianto e relativa estensione	26
Figura 9 Tabella riassuntiva della configurazione del parco fotovoltaico	26
Figura 10 Dimensioni modulo “LR4-72HBD425M”	27
Figura 11 schema elettrico unifilare generale.....	29
Figura 12; stralcio PVSyst	31
Figura 13: Scheda Tecnica Quadro MT di PCU	38
Figura 14 Cabinato di conversione: 300 kVA	50
Figura 15 Cabinato di conversione: 1500 kVA	50
Figura 16 Individuazione delle strutture tracker collegate ai vari Cabinati di conversione	51
Figura 17 Tipologico Cabina di Consegna Installarsi	52

Figura 18 Cabina Utente (MT -TSA) e (SCADA - bt).....	53
Figura 19: Configurazione Struttura Tracker 2x28	54
Figura 20: Configurazione Struttura Tracker 2x14	54
Figura 21: Dettaglio mutue distanze tra le strutture.....	55
Figura 22: Sezione tipo Struttura Tracker.....	55
Figura 23 Punto di accesso all'area di impianto	56
Figura 24 Cancelli carrabili scorrevoli (rif. doc. GRE.EEC.D.27.IT.P.12642.00.065.00)	56
Figura 25 Rappresentazione della recinzione tipo1.	57
Figura 26 - Stralcio Tav. P1 del PTPAAV n.2 – Carta delle trasformabilità.....	60
Figura 27 - Stralcio Tav. S1 del PTPAAV n.2 – Carta delle qualità del territorio	61
Figura 28 – Individuazione area di progetto rispetto ad aree Ramsar, IBA, Rete Natura 2000, EUAP (Fonte: http://www.pcn.minambiente.it/viewer/index.php?services=progetto_natura).....	64
Figura 29 - stralcio planimetria di layout di impianto con particolare reticolo e fascia di rispetto (linea blu e retino ciano) non interferenti con le strutture fv	67
Figura 30 – Individuazione area di progetto e opere di connessione alla rete di distribuzione su Carta della Pericolosità da frana e valanga (fonte: https://www.distrettoappenninomeridionale.it/ - Elab.T02-15)	67
Figura 31 – Individuazione area di progetto e opere di connessione alla rete di distribuzione su Carta della Pericolosità idraulica (fonte: https://www.distrettoappenninomeridionale.it/ - Elab.T04-20).....	68
Figura 32: inquadramento dell'area di studio rispetto al progetto IFFI	69
Figura 33 – Localizzazione area di intervento su Carta di Vincolo Idrogeologico Regionale (fonte: http://www3.regione.molise.it/flex/cm/pages/ServeBLOB.php/L/IT/IDPagina/450)	70

1 INTRODUZIONE

La società "Enel Produzione S.p.A.", nell'ambito della propria attività imprenditoriale, ha previsto la realizzazione di un parco fotovoltaico denominato in seguito "impianto Larino 2" che sarà realizzato all'interno delle aree libere della "Centrale Termoelettrica di Larino".

L'area di impianto è ubicata in località Piane di Larino, ubicata a circa 5,0 chilometri a est rispetto all'abitato di Larino (provincia di Campobasso).

Tale impianto fotovoltaico è progettato per una potenza di 2,142 MWp.

Dopo una breve presentazione del quadro normativo in materia di fonti rinnovabili, si illustra il progetto, evidenziando l'aspetto del sito ed i suoi elementi distintivi; si discute della configurazione del layout adottato e delle strutture portamoduli scelte (strutture tracker), insieme alle specificità dei moduli selezionati, dei cabinati di conversione, della cabina di consegna oltre a cavi e trincee elettriche, etc. Dopo gli aspetti elettromeccanici ed antincendio, si spiegano le opere civili ivi presenti, quali recinzioni (da utilizzare per la definizione dei confini dell'impianto) e le tipologie di fondazioni delle diverse opere. Si tratta del cronoprogramma degli interventi che si devono sviluppare. Si analizza, infine, l'inserimento del progetto rispetto alla pianificazione paesaggistica, territoriale, ed urbanistica verificandone la compatibilità.

2 NORMATIVA IN MATERIA DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI (FER)

I riferimenti legislativi principali a livello nazionale, in materia di energia da fonti rinnovabili, sono:

- Il **D.lgs. 29 dicembre 2003, n.387** e s.m.i. ("Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità") che riconosce la pubblica utilità ed indifferibilità ed urgenza degli impianti alimentati da fonti rinnovabili per i quali deve essere rilasciata da parte della Regione una **Autorizzazione Unica** a seguito di un procedimento unico.
- Il **DM 10.09.2010** emanato dal Ministro dello Sviluppo Economico di concerto con il Ministro dell'Ambiente e con il Ministro per i Beni e le Attività Culturali, pubblicato sulla G.U. n. 219 del 18.09.2010 in vigore dal 02.10.2010, che ha approvato le "**Linee guida per il procedimento di cui all'art. 12 del D.lgs. 29.12.2003 n. 387 per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili nonché linee guida tecniche per gli impianti stessi**". Dette linee guida, che le Regioni e gli Enti Locali, cui è affidata l'istruttoria di autorizzazione, avrebbero dovuto recepire entro 90 giorni dalla pubblicazione, contengono:
 - regole per la trasparenza amministrativa dell'iter di autorizzazione;
 - modalità per il monitoraggio delle realizzazioni e l'informazione ai cittadini;
 - regole per l'autorizzazione delle infrastrutture connesse e in particolare delle reti elettriche;

- l'individuazione delle tipologie di impianto e modalità di installazione, per ciascuna fonte, che godono delle procedure semplificate (D.I.A. e attività edilizia libera);
- l'individuazione dei contenuti delle istanze, le modalità di avvio e di svolgimento del procedimento unico di autorizzazione;
- criteri e modalità di inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio;
- modalità per coniugare esigenze di sviluppo del settore e tutela del territorio.

In particolare, al punto 17 delle Linee Guida si precisa che la non idoneità di un'area per l'installazione di impianti FER non è da intendersi come divieto, bensì come indicazione di area in cui la progettazione di "specifiche tipologie e/o dimensioni di impianti avrebbe un'elevata probabilità di esito negativo delle valutazioni in sede di autorizzazione".

Inoltre, nella redazione del presente studio vengono considerati i criteri generali di inserimento degli impianti del paesaggio e sul territorio, di cui alla Parte IV del DM 10.09.2010, che sono stati applicati nello sviluppo del progetto. In particolare, il progetto in studio, da realizzarsi in area adiacente alla Centrale Turbogas di Larino, può essere inquadrato al punto d) della Parte IV in cui si prevede il riutilizzo di aree già degradate da attività antropiche, pregresse o in atto, tra cui siti industriali, cave, discariche siti contaminati ai sensi del D.Lgs 152/2006 e smi.

In riferimento agli impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, il DM 10.09.2010 fornisce un elenco di "Aree non Idonee FER" che le Regioni, con le modalità di cui al Decreto stesso, possono recepire al fine di definire aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti le aree particolarmente sensibili e/o vulnerabili alle trasformazioni territoriali o del paesaggio, e tenendo conto delle potenzialità di sviluppo delle diverse tipologie di impianti.

La **SEN 2017**– Strategia Energetica Nazionale: è stata adottata con Decreto Interministeriale del 10 novembre 2017 emesso dal Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Mare. Si tratta di un piano decennale del Governo italiano per anticipare e gestire il cambiamento del sistema energetico nazionale. La SEN definisce gli scenari di policy al 2030 e fissa obiettivi ambiziosi e complessi di sviluppo per il settore delle fonti rinnovabili termiche e nei trasporti, di riduzione delle emissioni e dei consumi per i settori Residenziale, Terziario, Industriale e dei Trasporti, delineando specifiche linee di azione e promuovendo la resilienza del sistema verso eventi meteo estremi ed emergenze. Sono previsti investimenti pari a 175 miliardi entro il 2030 (30 miliardi per reti e infrastrutture gas e elettrico, 35 miliardi per le fonti rinnovabili, 110 miliardi per l'efficienza energetica). Alcuni tra i principali obiettivi qualitativi e quantitativi della strategia sono elencati nel seguito:

- *raggiungere in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione definiti a livello europeo, in linea con i futuri traguardi stabiliti nella COP21,*
- *continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento e la flessibilità dei sistemi e delle infrastrutture energetiche, rafforzando l'indipendenza energetica dell'Italia,*
- *efficienza energetica: riduzione dei consumi finali da 118 a 108 Mtep con un risparmio di circa 10 Mtep al 2030,*

- fonti rinnovabili: 28% di rinnovabili sui consumi complessivi al 2030 rispetto al 17,5% del 2015; in termini settoriali, l'obiettivo si articola in una quota di rinnovabili sul consumo elettrico del 55% al 2030 rispetto al 33,5% del 2015; in una quota di rinnovabili sugli usi termici del 30% al 2030 rispetto al 19,2% del 2015; in una quota di rinnovabili nei trasporti del 21% al 2030 rispetto al 6,4% del 2015,
- cessazione della produzione di energia elettrica da carbone con un obiettivo di accelerazione al 2025, da realizzare tramite un puntuale piano di interventi infrastrutturali,
- riduzione della dipendenza energetica dall'estero dal 76% del 2015 al 64% del 2030 (rapporto tra il saldo import/export dell'energia primaria necessaria a coprire il fabbisogno e il consumo interno lordo), grazie alla forte crescita delle rinnovabili e dell'efficienza energetica.

Pertanto, la SEN considera prioritaria la decarbonizzazione del sistema energetico italiano, con particolare attenzione all'incremento dell'energia prodotta da FER, Fonti Energetiche Rinnovabili. Da quanto su richiamato è evidente che il progetto di cui al presente studio è compatibile con gli obiettivi della SEN, in quanto la realizzazione dell'impianto fotovoltaico contribuirà al conseguimento dell'obiettivo di impiego percentuale delle fonti rinnovabili elettriche al 55% entro il 2030.

La Regione Molise è dotata di **Piano Energetico Ambientale Regionale (P.E.A.R.)**, approvato con Deliberazione n. 133 del 11/07/2017, pubblicato sul Supplemento ordinario n.1 al Bollettino Ufficiale della Regione Molise n. 40 del 01/08/2017. Tale Piano costituisce lo strumento di programmazione strategica in ambito energetico e ambientale con cui la Regione Molise definisce i propri obiettivi di risparmio energetico e sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili, in coerenza con le quote obbligatorie di utilizzo delle FER assegnate alle Regioni nell'ambito del cosiddetto Burden Sharing, e con la nuova programmazione comunitaria 2014-2020 (PEAR, 2017). La pianificazione energetica infatti si configura come strumento fondamentale per il raggiungimento degli obiettivi della SEN e gli obblighi del Burden Sharing, che vede le regioni soggetti chiave per il raggiungimento dell'obiettivo nazionale.

Il documento finale è stato redatto secondo le seguenti fasi:

Fase 1: Quadro territoriale, normativo e di policy

Fase 2: Bilancio energetico, consumi e produzione

Fase 3: Capacità e potenziale territoriale: individuazione di ambiti energetici e modelli produttivi

Fase 4: Indicazione degli investimenti e gerarchizzazione delle priorità

Il PEAR determina:

- I fabbisogni energetici regionali e le linee di azione, con riferimento alla riduzione delle emissioni di gas responsabili dei cambiamenti climatici, allo sviluppo della produzione di energia da fonti rinnovabili, al contenimento dei consumi energetici nei settori produttivo, residenziale e terziario, al miglioramento dell'efficienza energetica,

- Le linee di azione per promuovere le modifiche del mercato dell'energia secondo la legislazione vigente e il contenimento e la riduzione dei costi dell'energia,
- I criteri e le metodologie per esprimere la valutazione di sostenibilità dei nuovi impianti, in termini di best available technology, rispetto del territorio e la diversificazione delle fonti energetiche utilizzate,
- Le modalità per il raggiungimento degli obiettivi di copertura da fonti energetiche rinnovabili sul consumo finale lordo di energia,
- L'indicazione delle linee di ricerca applicata nel settore delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica.

Il Piano, come evidenziato anche in fase di VAS, ha natura energetico ambientale, e le strategie e le azioni sono orientate a concretizzare la sostenibilità ambientale. In particolare, gli obiettivi di sostenibilità ambientale individuati sono:

- Ridurre le emissioni climalteranti;
- Diminuire le esposizioni della popolazione all'inquinamento atmosferico;
- Aumentare la percentuale di energia consumata proveniente da fonti rinnovabili;
- Ridurre i consumi energetici e aumentare l'uso efficiente e razionale dell'energia;
- Conservare la biodiversità ed utilizzare in maniera sostenibile le risorse naturali;
- Mantenere gli aspetti caratteristici del paesaggio terrestre e marino-costiero;
- Proteggere il territorio dai rischi idrogeologici, sismici e di desertificazione;
- Limitare gli effetti negativi dell'uso del suolo;
- Ridurre l'inquinamento dei suoli a destinazione agricola e forestale;
- Promuovere un uso sostenibile delle risorse idriche;
- Migliorare la gestione integrata dei rifiuti.

L'intervento oggetto di studio si inserisce coerentemente negli obiettivi del PEAR.

Al punto 2.2 sulle Aree non idonee, il PEAR riassume lo stato attuale della normativa come nel seguito:
“La regione Molise prevede l'attribuzione in modo esclusivo all'amministrazione regionale stessa delle funzioni amministrative per il procedimento autorizzativo (D.G.R. n.621 del 4/8/2011) e per le procedure di valutazione ambientale degli impianti con fonti di energia rinnovabili.

La disciplina per gli insediamenti di impianti di produzione di energia elettrica da FER nel territorio della regione Molise è individuata nella L.R. n.22 del 7/8/2009 e s.m.i. (L.R. n. 23 23/1 2/2010) e dalla D.G.R. n.621/2011.

Le zone non idonee sono state individuate per tutti i tipi di impianto per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Per quanto riguarda specificatamente: [...]

gli impianti fotovoltaici,

- *l'articolo 2 della L. R. n.22 del 7/8/2009 e s.m.i. individua le zone non idonee per l'installazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti*

rinnovabili:

- **la D.G.R. n.621 (All. A.16) fornisce criteri per la localizzazione degli impianti fotovoltaici:**

L'analisi delle Linee Guida per il corretto inserimento degli impianti FER in Molise indica che occorre mantenersi nel solco delle indicazioni contenute nelle Linee Guida Nazionali alla parte IV, punto 17.1 Allegato III. Ciò significa che occorre identificare quali aree e siti non idonei, quelle aree particolarmente sensibili e/o vulnerabili alle trasformazioni territoriali o del paesaggio ricadenti all'interno di quelle formalmente già tutelate dalle norme vigenti e con specifici provvedimenti di tutela, e che risultino altresì cartografate in modo puntuale e la cui individuazione sia accessibile non solo agli Enti pubblici, ma anche ad investitori e sviluppatori. Questo per evitare ogni discrezionalità, ogni interpretazione soggettiva o incoerenza e quindi per accelerare l'iter di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio degli impianti alimentati da fonti rinnovabili".

"Dal confronto tra Linee Guida Nazionali e quella parte delle stesse recepite nelle Linee Guida della regione Molise attualmente in vigore ai sensi della Deliberazione n. 621 del 04/08/2011, emerge che per alcune possibili aree non idonee sarebbero stati applicate fasce di rispetto superiori a quelli previsti dalle Linee Guida Nazionali, soprattutto per quanto attiene agli impianti eolici."

Inoltre, sulla materia fotovoltaica al paragrafo 7.8.1 il PEAR individua delle "Proposte per le Linee Guida per il corretto inserimento degli impianti fotovoltaici in Molise", indicandoli come "criteri di fondo":

- *Totale integrazione dell'impianto fv in un elemento architettonico [...],*
- *Uso delle coperture di stabilimenti industriale o di aziende agricole,*
- *Totale mitigazione dell'impianto fv rispetto alla vista di punti di interesse paesaggistico o storico culturale,*
- *Esclusione totale dell'installazione a terra, salvo specifici casi quali aree abbandonate o dismesse (cave, discariche, ecc.)"*

Ad oggi quanto riportato nel PEAR ha carattere di proposta ed è allo studio una revisione completa della tematica. Pertanto, non è vigente una cartografia delle aree non idonee e sulla corretta localizzazione degli impianti fotovoltaici vanno considerate le norme vigenti sopra citate: DGR 621/2001 e smi e la LR 22/2009 e smi, nonché le sovraordinate Linee Guida Nazionali.

Il progetto in esame si inserisce compatibilmente nella pianificazione regionale in termini di aumento di produzione di energia da fonti rinnovabili, conseguente riduzione di emissioni di CO₂ e riqualificazione di aree in cui sono collocati impianti dismessi.

La Regione Molise ha approvato **la L.R. n. 10 del 17/04/2017** con la quale regola all'art. 3 lo statuto della Regione in materia territoriale e ambientale, garantendo la promozione di un assetto del territorio rispettoso del patrimonio rurale, ambientale, paesaggistico, architettonico, in considerazione di quanto segue:

- L'applicazione di criteri di governo del territorio ispirati prioritariamente alla tutela del rischio sismico e idrogeologico e all'utilizzo ecocompatibile delle risorse ambientali e naturali

- La valorizzazione dei propri territori e del patrimonio idrico e forestale, nonché la tutela delle specificità nelle zone montane e collinari e delle biodiversità.

Inoltre la Regione Molise ha introdotto nel quadro normativo regionale le seguenti norme in materia di impianti alimentati da fonti rinnovabili, al fine di allinearsi a quanto previsto dalla normativa sovraordinata:

- L.R. n. 23 del 20/10/2004 Realizzazione e gestione delle aree naturali protette
- DGR n. 889 del 29/07/2008 Attuazione DM n. 394 del 17/10/2007 criteri minimi uniformi per la definizione di misure di conservazione relative a ZSC e ZPS
- L.R. 21/05/2008 n.15 Disciplina degli insediamenti degli impianti eolici e fotovoltaici sul territorio della Regione Molise
- DGR n. 1074 del 26/10/2009 adozione linee guida per lo svolgimento del procedimento unico riguardante l'installazione di impianti per la produzione di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili in attuazione del PEAR e della L.R. n. 22 del 07/08/2009
- LR n. 30 dell'11/12/2009 intervento regionale straordinario volto a rilanciare il settore edilizio, a promuovere le tecniche di bioedilizia e utilizzo di fonti di energia alternative e rinnovabili nonché a sostenere l'edilizia sociale (rif. LR 7/2015)
- DGR n. 19 del 21/01/2014 Programmazione 2014-2020 sulle condizionalità ex ante a valere quale atto di indirizzo della regione Molise che contiene gli obiettivi della regione divisi per aree tematiche
- LR n. 23 del 16/12/2014 misure urgenti in materia di energie rinnovabili (art. 1 aree di interesse per insediamento)

Il Comune di Larino inoltre risulta disporre di un Regolamento Comunale per l'installazione impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili (D.C.C. n. 36 del 29/10/2010) che non risulta reperibile dalle fonti ufficiali e pertanto non consultabile.

La Regione Molise, mediante il Servizio Programmazione Politiche Energetiche, disciplina in materia di energia il rilascio delle autorizzazioni. Relativamente alle autorizzazioni di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, i riferimenti nazionali, già descritti nel precedentemente, sono il d.lgs. 29/12/2003 n. 387 e il D.M. 10/09/2010 con relative Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da F.E.R.. La Regione Molise, in recepimento a tale decreto, ha inizialmente adottato le Linee Guida regionali con D.G.R. n. 1074/2009 e successivamente con D.G.R. n. 621/2011, in sostituzione alle precedenti, ha approvato *"Le linee guida per lo svolgimento del procedimento unico di cui all' art. 12 del d.lgs. n.387/2003 per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sul territorio della Regione Molise"* ad oggi vigenti.

Sulla base del combinato disposto di cui al D.M. 10/09/2010 e della D.G.R.n.621/2011 la Regione Molise, per il tramite del Servizio Programmazione Politiche Energetiche, rilascia l'autorizzazione unica per la seguente tipologia progettuale:

- [...] Impianti fotovoltaici di potenza nominale > di 20 KW in tutti gli altri casi; [...]

Le linee guida regionali indicano anche:

- contenuti minimi dell'istanza per l'autorizzazione unica,
- le modalità di avvio e svolgimento del procedimento unico,
- i contenuti essenziali dell'AU,
- criteri e localizzazione degli impianti.

Pertanto, allo stato attuale per gli impianti fotovoltaici vanno considerati:

- X** Le **indicazioni di aree e siti non idonei** alla installazione di specifiche tipologie di impianti di cui al punto f) dell'allegato 3 al **DM 10.09.2010**.

In particolare, il Decreto prevede:

“in riferimento agli impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, le Regioni, con le modalità di cui al paragrafo 17, possono procedere ad indicare come aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti le aree particolarmente sensibili e/o vulnerabili alle trasformazioni territoriali o del paesaggio, ricadenti all'interno di quelle di seguito elencate, in coerenza con gli strumenti di tutela e gestione previsti dalle normative vigenti e tenendo conto delle potenzialità di sviluppo delle diverse tipologie di impianti.”

- X** le **aree non idonee individuate all'art.2 della L.R. 7 agosto 2009, n.22 e smi** “Nuova disciplina degli insediamenti degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Molise”

- X** I **criteri per la localizzazione degli impianti fotovoltaici**, di cui al punto 16 delle Linee Guida Regionali (**DGR 621del 04.08.2011**).

Nel seguito si elencano i rispettivi contenuti delle suddette norme circa gli impianti fotovoltaici (**X** per DM 10.09.2010 - **X** per LR 22/2009 e smi - **X** per DGR 621/2011):

- X** i siti inseriti nella lista del patrimonio mondiale dell'UNESCO,
- X** le aree ed i beni di notevole interesse culturale di cui alla Parte Seconda del D.Lgs. n. 42 del 2004, nonché gli immobili e le aree dichiarati di notevole interesse pubblico ai sensi dell'art. 136 dello stesso Decreto legislativo;
- X** zone all'interno di con visuali la cui immagine è storicizzata e identifica i luoghi anche in termini di notorietà internazionale di attrattiva turistica;
- X** zone situate in prossimità di parchi archeologici e nelle aree contermini ad emergenze di particolare interesse culturale, storico e/o religioso;
- X** le aree naturali protette ai diversi livelli (nazionale, regionale, locale) istituite ai sensi della Legge n. 394/1991 ed inserite nell'Elenco Ufficiale delle Aree Naturali Protette, con particolare riferimento alle aree di riserva integrale e di riserva generale orientata di cui all'articolo 12, comma 2, lettere a) e b) della legge n. 394/1991 ed equivalenti a livello regionale;
- X** le zone umide di importanza internazionale designate ai sensi della convenzione di Ramsar;
- X** le aree incluse nella Rete Natura 2000 designate in base alla direttiva 92/43/CEE (Siti di importanza Comunitaria) ed alla direttiva 79/409/CEE (Zone di Protezione Speciale);

- X** le Important Bird Areas (I.B.A.);
- X** le aree non comprese in quelle di cui ai punti precedenti ma che svolgono funzioni determinanti per la conservazione della biodiversità (fasce di rispetto o aree contigue delle aree naturali protette); istituendo aree naturali protette oggetto di proposta del Governo ovvero di disegno di legge regionale approvato dalla Giunta; aree di connessione e continuità ecologico-funzionale tra i vari sistemi naturali e seminaturali; aree di riproduzione, alimentazione e transito di specie faunistiche protette; aree in cui è accertata la presenza di specie animali e vegetali soggette a tutela dalle Convenzioni internazionali (Berna, Bonn, Parigi, Washington, Barcellona) e dalle Direttive comunitarie (79/409/CEE e 92/43/CEE), specie rare, endemiche, vulnerabili, a rischio di estinzione;
- X** le aree agricole interessate da produzioni agricolo-alimentari di qualità (produzioni biologiche, produzioni D.O.P., I.G.P., S.T.G., D.O.C., D.O.C.G., produzioni tradizionali) e/o di particolare pregio rispetto al contesto paesaggistico-culturale, in coerenza e per le finalità di cui all'art. 12, comma 7, del decreto legislativo n. 387 del 2003 anche con riferimento alle aree, se previste dalla programmazione regionale, caratterizzate da un'elevata capacità d'uso del suolo;
- X** le aree caratterizzate da situazioni di dissesto e/o rischio idrogeologico perimetrate nei Piani di Assetto Idrogeologico (P.A.I.) adottati dalle competenti Autorità di Bacino ai sensi del D.L. n. 180/1998 e s.m.i.;
- X** zone individuate ai sensi dell'art. 142 del D.Lgs. n. 42 del 2004 valutando la sussistenza di particolari caratteristiche che le rendano incompatibili con la realizzazione degli impianti".

- X** parchi e preparchi o zone contigue e riserve regionali;
- X** zona 1 di rilevante interesse dei parchi nazionali istituiti nel territorio della regione;
- X** zone di "protezione e conservazione integrale" dei Piani Territoriali Paesistici.
- X** l'area costituita dalla Valle del Tammaro e dai rilievi che la delimitano in quanto contesto dei più rilevanti valori archeologici emergenti dal territorio regionale,
- X** ai sensi e per gli effetti delle disposizioni di cui all'allegato 3 lett. f) del DM 10.09.2010 [...], costituiscono aree e siti non idonei alla installazione di impianti eolici le aree e i beni di notevole interesse culturale così dichiarati ai sensi della parte seconda del D.Lgs. 42/2004 e s.m.i, nonché gli immobili e le aree dichiarate di notevole interesse pubblico ai sensi dell'art. 136 del D.Lgs. 42/2004;
- X** Le Zone di protezione ambientale (ZPS) e le aree IBA (Important Bird Area) salvo quanto previsto all'articolo 5, comma 1, lettera l), del Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 17 ottobre 2007 (Criteri minimi uniformi per la definizione delle misure di conservazione relative a Zone speciali di conservazione (ZSC) e a Zone di protezione speciale (ZPS).).
- X** I territori ricadenti nei Siti di Interesse Comunitario (SIC) sono da intendersi quali aree idonee all'installazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili solo a seguito di esito favorevole della valutazione di incidenza naturalistica e della valutazione di impatto ambientale.

- X e) [...] Per gli impianti fotovoltaici distanza non inferiore a 20 metri dalle autostrade e 10 metri dalle strade nazionali e provinciali dalle strade comunali, come definite dal “Nuovo codice della strada” di cui al D.lgs 30.04.1992 n. 285 e s.m.i.. Limitatamente alle strade interpoderali e vicinali di proprietà del Comune, previo consenso del comune, è possibile derogare ai predetti limiti nel caso in cui le strade esistenti possano essere utilizzate come viabilità di servizio dell’impianto medesimo;
- X f) [...] fascia di rispetto di 1.500 metri lineari dalla costa verso l'interno della regione per gli impianti fotovoltaici. Tali limiti sono giustificati dalla forte pressione antropica già esistente su tali fasce di territorio;
- X g) Per gli impianti fotovoltaici (per i fiumi e i torrenti, laghi, dighe artificiali e zone umide di importanza regionale, nazionale e comunitaria) si applicano i vincoli e le fasce di rispetto previste dall'art. 142 del D.lgs 22.01.2004, n. 42;
- X h) per gli impianti fotovoltaici di potenza non superiore a 200 kW la fascia di rispetto di cui alla precedente lettera è dimezzata;
- X i) in applicazione di quanto previsto nel capitolo 17 delle Linee guida nazionali, la Regione Molise, al fine di conciliare le politiche di tutela dell’ambiente e del paesaggio con quelle di sviluppo e valorizzazione delle energie rinnovabili, allorché sarà assegnata la quota minima di produzione di energia da fonti rinnovabili (burden sharing), [...] adotterà atti di programmazione [...], volti ad individuare aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti. L'individuazione dei siti deve avvenire con l'applicazione dei criteri di cui all'allegato 3 alle Linee guida nazionali e attraverso un'apposita istruttoria, volta a individuare quesiti che, interessati da specifiche disposizioni di tutela dell'ambiente, del paesaggio, del patrimonio storico ed artistico, delle tradizioni agroalimentari locali, della biodiversità e del paesaggio rurale, identifichino obiettivi di protezione non compatibili con l'insediamento, in determinate aree, di specifiche tipologie e/o dimensioni di impianti.

Nelle more dell'adozione dei detti atti di programmazione, in attuazione di quanto previsto nel comma 10 dell'art. 12 del D. lgs n. 387/2003, in tutto il territorio della Regione Molise non sono applicabili limitazioni generalizzate alla localizzazione di impianti da fonti energetiche rinnovabili, riferite a tipologie di aree e siti, ma la autorizzabilità di ogni singolo impianto, indipendentemente dalla natura della fonte utilizzata e/o della sua dimensione, dovrà discendere dagli esiti del procedimento unico, svolto nel rispetto di tutte le normative settoriali nelle quali sono previste le specifiche analisi da effettuare volte alla verifica di compatibilità delle proposte con la disciplina d'uso del territorio presente nelle singole aree e con la salvaguardia dei beni culturali (con le modalità di cui al D.lgs n. 42/2004) e delle aree naturali protette, (attraverso la valutazione di incidenza, svolta con le modalità di cui al D.P.R. n. 357/97 così come modificato ed integrato dal D.P.R. 120/2003).

Pertanto, fermo restando che in assenza di definizione di cartografia ufficiale di aree non idonee a

livello regionale e che l'idoneità del sito all'installazione dell'impianto fv deve essere oggetto di specifico iter valutativo da parte delle autorità competenti in fase istruttoria, per quanto riguarda la verifica preliminare circa l'idoneità del sito proposto per l'installazione dell'impianto fotovoltaico di progetto saranno verificati tutti i criteri sopra elencati, previsti sia dal DM 10.09.2010, che dalla DGR 621/2001 e smi e LR 22/2009 e smi.

La stessa LR 22/2009 all'art.3 precisa che *"è consentita l'installazione di impianti fotovoltaici a terra fino al raggiungimento della potenza complessiva sull'intero territorio regionale, di 500Mw"*, coerentemente con quanto disposto dal DM 10.09.2010 circa la considerazione di divieto preliminare sull'installazione di impianti FER in aree agricole: *"ai sensi dell'articolo 12, comma 7 del D.Lgs. 387/2003, le zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici non possono essere genericamente considerate aree e siti non idonei"*, (paragrafo 17) sottolineando che il D.Lgs 387/2003 *"prevede che gli impianti alimentati da fonti rinnovabili possono essere ubicati anche in zone classificate agricole dai piani urbanistici nel rispetto delle disposizioni in materia di sostegno nel settore agricolo, della valorizzazione delle tradizioni agroalimentari locali, alla tutela della biodiversità e del patrimonio culturale e del paesaggio rurale"*. Il Dm 10.09.2010 alla Parte IV *"Inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio"*, auspica per contro una progettazione legata alle specificità della localizzazione agricola promuovendo l'integrazione dell'impianto nel contesto delle tradizioni agroalimentari locali e del paesaggio rurale, sia per quanto attiene alla sua realizzazione che al suo esercizio.

3 DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO

La presente relazione descrive il progetto per la costruzione di una centrale di produzione di energia elettrica mediante campi fotovoltaici, per una potenza elettrica complessiva di picco pari a 2,142 MWp. L'energia elettrica producibile sarà di circa 3,324 GWh annui, tenendo conto di un valore medio annuo dell'insolazione, come previsto dalle norme UNI di riferimento, e verrà ceduta alla rete elettrica MT di e-distribuzione (20 kV).

3.1 INQUADRAMENTO TERRITORIALE DEL SITO

L'area proposta per la costruzione del parco è di circa 4,86 ettari e si trova a circa 5 km da Larino, nel Molise.

L'impianto verrà realizzato nell'area di pertinenza della centrale a turbogas di Larino.



Figura 1: Area di impianto e relativa estensione

L'accesso all'impianto, avviene attraverso l'autostrada A14, prendendo l'uscita Termoli si prosegue in direzione Campobasso e si percorre per 18,5 km la SS87, si svolta a sinistra su SP167 (indicazioni per Ururi) si percorre questo tratto di provinciale per 1,50 km e si svolta a sinistra in località Piane di Larino, dove a 650 metri è ubicata la centrale di Larino.

IMPIANTO LARINO 2	
Localizzazione dell'impianto	Località: Piane di Larino Città: Larino (CB) Regione: Molise Stato: Italia
Coordinate GPS	41°49'6.52"N; 14°58'4.93"E
Altitudine	182 m s.l.m.
Città più vicina	Larino – 5,00 km
Città importante più vicina	Campobasso – 61,50 km
Aeroporto più vicino	Aeroporto di Pescara – 128,00 km

Tabella1: Scheda riepilogativa impianto



Figura 2: Localizzazione dell'area di impianto nel contesto nazionale

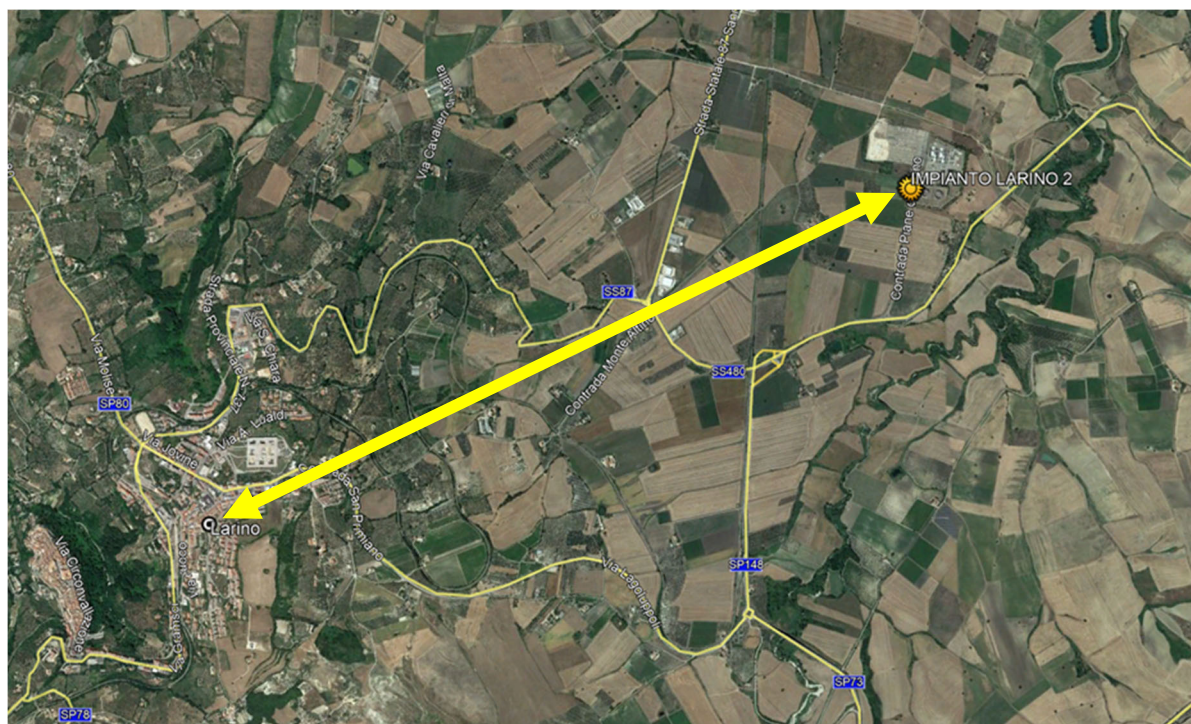


Figura 3: Localizzazione del sito con riferimento alle città di Larino

L'area interessata alla realizzazione dell'impianto è interamente individuata al Catasto al foglio 43 del comune di Larino (Provincia di Campobasso), particelle 25, 26, 36, 105, 106 e 107 di proprietà di Enel Produzione SpA, ente proponente del progetto.



Figura 4: Individuazione aree di futura installazione dell'impianto fotovoltaico (perimetro rosso) su catastale

L'area oggetto del presente studio ricade in una zona collinare compresa all'interno dell'area della centrale a turbogas di Larino. L'area pur facendo capo alla centrale, ha preservato i caratteri agricoli (prevalentemente incolto allo stato attuale) della zona circostante, essendo totalmente non antropizzata.

3.2 CRITERI DI PROGETTAZIONE E MODALITÀ DI FUNZIONAMENTO

In via preliminare si precisa, come anticipato al paragrafo “*NORMATIVA IN MATERIA DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI (FER)*”, per quanto concerne la progettazione, e nel caso specifico, l’inserimento degli impianti alimentati da fonti FER nel territorio, si fa riferimento al DM del 10/09/2010 e relative allegate Linee guida per il procedimento di cui all’art. 12 del d.lgs. 29/12/2003 n. 387 per l’autorizzazione alla costruzione e all’esercizio di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili nonché linee guida tecniche per gli impianti stessi.

I criteri generali di riferimento per la progettazione sono di seguito sintetizzati.

- a) *La buona progettazione degli impianti, comprovata con l’adesione del progettista ai sistemi di gestione della qualità e ai sistemi di gestione ambientali.*
- b) *La valorizzazione dei potenziali energetici delle diverse risorse rinnovabili presenti nel territorio nonché della loro capacità di sostituzione delle fonti fossili.*
- c) *Il ricorso a criteri progettuali volti a ottenere il minor consumo possibile del territorio, sfruttando al meglio le risorse energetiche disponibili.*
- d) *Il riutilizzo di aree già degradate da attività antropiche, pregresse o in atto, tra cui siti industriali, cave, discariche, siti contaminati ai sensi della parte IV, titolo V, del d.lgs. 152/06, consentendo la minimizzazione di interferenze dirette e indirette sull’ambiente legate all’occupazione del suolo e alla modificazione del suo utilizzo a scopi produttivi, con particolare riferimento ai territori non coperti da superfici artificiali o greenfield, la minimizzazione delle interferenze derivanti dalle nuove infrastrutture funzionali all’impianto mediante lo sfruttamento di infrastrutture esistenti e, dove necessari, la bonifica e il ripristino ambientale dei suoli e/o delle acque sotterranee.*
- e) *Una progettazione legata alle specificità dell’area in cui viene realizzato l’intervento, con riguardo alla localizzazione in aree agricole, assume rilevanza l’integrazione dell’impianto nel contesto delle tradizioni agroalimentari locali e del paesaggio rurale, sia per quanto attiene alla sua realizzazione che al suo esercizio.*
- f) *La ricerca e la sperimentazione di soluzioni progettuali e componenti tecnologici innovativi, volti a ottenere una maggiore sostenibilità degli impianti e delle opere connesse da un punto di vista dell’armonizzazione e del migliore inserimento degli impianti stessi nel contesto storico, naturale e paesaggistico.*
- g) *Il coinvolgimento dei cittadini in un processo di comunicazione e informazione preliminare all’autorizzazione e realizzazione degli impianti o di formazione per personale e maestranze future.*
- h) *L’effettiva valorizzazione del recupero di energia termica prodotta nei processi di cogenerazione in impianti alimentati da biomasse.*

Oltre all’applicazione, per quanto possibile nel caso di progetto, dei criteri sopra specificati, la filosofia perseguita nello studio e nella progettazione dell’opera è stata quella di utilizzare le migliori tecnologie

disponibili in grado di garantire efficienza, affidabilità e sicurezza.

A tale riguardo, la centrale fotovoltaica è prevista in un sito industriale, ed è stata progettata per ottenere un impianto efficiente, in grado di soddisfare i più stretti requisiti di impatto ambientale e garantire qualità dell'ambiente di lavoro e sicurezza del personale coinvolto; e sono state individuate le soluzioni impiantistiche e di processo, sia per l'impianto che per le relative opere di connessione, in grado di garantirne un corretto inserimento.

Il progetto, infatti, è stato sviluppato studiando la disposizione dei pannelli fotovoltaici in relazione a diversi fattori quali l'irraggiamento solare, l'orografia, le condizioni di accessibilità al sito, le distanze da fabbricati esistenti e, inoltre, le considerazioni basate sul criterio di massimo rendimento dell'impianto nel suo complesso.

Particolare cura è stata posta nella definizione della planimetria, le componenti dell'impianto sono progettate e disposte in modo tale che tutte le parti possano essere ispezionate, revisionate e sostituite in breve tempo, in normali condizioni di lavoro. La realizzazione sarà conforme alle normative, alle leggi vigenti e alle indicazioni delle Autorità competenti per il rilascio delle autorizzazioni all'esercizio (VVF, ISPEL, USSL, Ex ENPI). Il progetto della centrale è conforme alle tecnologie che costituiscono l'attuale stato dell'arte. L'esercizio della centrale è previsto continuativo, 24 ore al giorno per 7 giorni alla settimana, con le sole fermate previste per la manutenzione programmata.

L'impianto può funzionare continuativamente al carico massimo di progetto in modo completamente automatico.

3.3 SITO ED INTERFERENZE

L'area fondamentalmente non risulta caratterizzata dalla presenza di interferenze tali da poter contrastare la corretta installazione dell'impianto fotovoltaico. La criticità maggiore rilevata è dovuta alla morfologia del terreno, caratterizzato da pendenze superiori al 14% in alcuni punti.

Sono presenti all'interno dell'area alberi sparsi che dovranno essere ovviamente rimossi. Si rileva anche la presenza di un fosso di drenaggio nella porzione sud dell'area.

Tutta l'area risulta perimetrata da recinzioni metalliche, che dovranno essere smantellate e sostituite da recinzione conforme alle specifiche tecniche del proponente dell'iniziativa.

Maggiori approfondimenti sul tema sono visualizzabili nei documenti GRE.EEC.D.27.IT.P.12642.00.062.00 (Planimetria delle interferenze) e nel relativo report GRE.EEC.R.27.IT.P.12642.00.013.00 (Relazione sulle interferenze).

Figura 6: Legenda area di cantiere

In virtù della particolare conformazione del layout, e della distanza tra le tre porzioni su cui si dovrà operare, si è ipotizzato che durante le fasi di costruzione di realizzeranno due cantieri, con due aree di stoccaggio e baraccamenti di cantiere completamente autonome. Sarà poi cura del CSP prevedere l'eventuale lavorazione contemporanea sulle due aree o lo sfalsamento temporale delle attività.

SICUREZZA GENERALE

- Le interconnessioni dei moduli conducono corrente continua (CC) all'esposizione alla luce solare;
- Indossare protezioni adeguate a evitare il contatto diretto per quanto concerne l'attività di montaggio dei moduli fotovoltaici. La tensione di cui tener conto in questo caso è di 1500 V CC;
- Rimuovere tutti gli oggetti di metallo prima di installare il modulo;
- Utilizzare utensili isolati per ridurre il rischio di shock elettrico;
- Non installare o maneggiare i moduli in condizione pioggia, forte umidità, forte vento, presenza di scariche elettriche in aria.

DISIMBALLAGGIO DEI MODULI E IMMAGAZZINAGGIO

- Non trasportare i moduli in posizione verticale;
- Trasportare i moduli dal telaio insieme a due o più persone;
- Non collocare i moduli uno sull'altro;
- Non modificare i cavi dei diodi di bypass;
- Tenere puliti ed asciutti tutti i contatti elettrici;
- Se si rende necessario l'immagazzinamento temporaneo dei moduli, utilizzare uno spazio asciutto e ventilato;
- Trasportare legno e cartone nella zona rifiuto

(Assicurarsi della presenza di idonei ed adeguati estintori - rischio incendio)

INSTALLAZIONE DEI MODULI

- Accertarsi che i moduli corrispondano ai requisiti tecnici dell'intero impianto;
- Le persone non autorizzate - ad eccezione del personale qualificato ed autorizzato - non devono aprire il coperchio della scatola di giunzione per evitare il rischio di scossa elettrica.

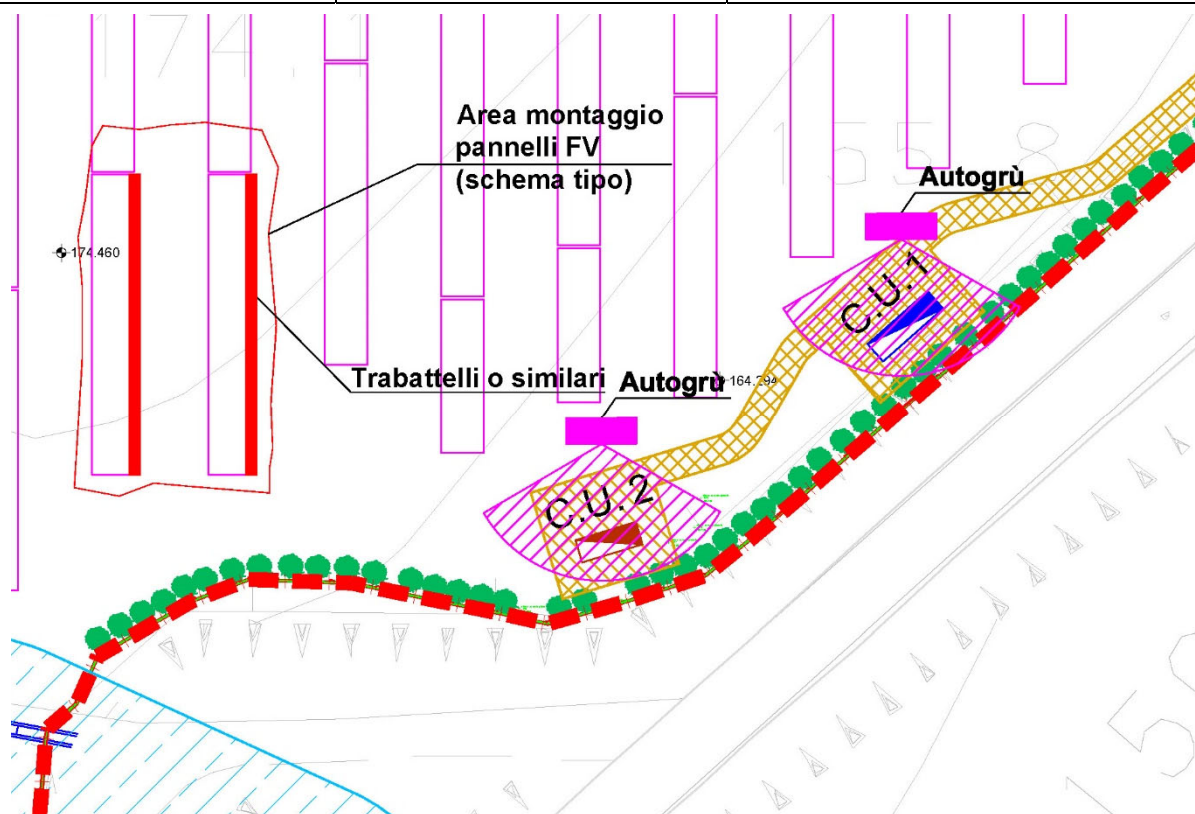


Figura 7 Layout di cantiere – dettaglio

ASTANTERIA

Contenuti minimi:

- Armadietto contenente presidi medicali;
- Barella pieghevole in alluminio;
- Trousse leva schegge;
- Kit lava occhi per primo soccorso;
- Rianimatore manuale in valigetta;
- Estintore CO2;
- Elenco telefoni utili di emergenza.

EMERGENZA ED EVACUAZIONE

- Sarà cura di ogni impresa nominare un addetto al primo soccorso, emergenza incendio ed evacuazione, nonché un preposto tra i lavoratori che svolgeranno l'attività lavorativa per il cantiere in oggetto.
- Sarà cura del CSE assieme agli addetti di ciascuna impresa presente predisporre procedure comportamentali da seguire in caso di emergenza, e verificare lo svolgimento di riunioni di formazione all'interno delle singole ditte, mirate alla conoscenza delle prescrizioni stabilite;
- il CSE verificherà la presenza di un elenco dei numeri di telefono per le emergenze e del personale addetto alle emergenze, primo soccorso.
- Verificherà la presenza degli estintori all'interno del cantiere;

- Verificherà la presenza delle cassette di primo soccorso/medicazione;
- Assicurerà che la zona di accesso all'astanteria sia sempre sgombra da mezzi/attrezzature per facilitare l'ingresso dei mezzi di soccorso.

PROCEDURA POSA IN OPERA PREFABBRICATI (CABINATI)

- a) Assicurarsi che il mezzo sia regolarmente sottoposto a manutenzione e che ogni sua parte sia in perfetta efficienza;
- b) assicurarsi che il posizionamento del mezzo sia ben stabile al suolo in funzione del momento generato dal peso e dalla distanza dei carichi sollevati e movimentati dal braccio dell'autogrù (sbraccio);
- c) un addetto, prima di consentire l'inizio della manovra di sollevamento deve verificare che il carico sia stato imbracato correttamente;
- d) gli addetti all'imbracatura ed aggancio del carico, devono allontanarsi al più presto dalla sua traiettoria durante la fase di sollevamento;
- e) è vietato sostare in attesa sotto la traiettoria del carico;
- f) gli addetti devono ricevere adeguata informazione sui rischi connessi alla lavorazione ed adeguata formazione sulle operazioni da compiere;
- g) le operazioni dovranno essere eseguite da un preposto che assicura l'osservanza della procedura descritta;
- h) prima dell'inizio delle operazioni di movimentazione dei carichi dovrà essere comunicato al CSE il nominativo del preposto.

PRESCRIZIONI REALIZZAZIONE CAVIDOTTO - FASE DI SCAVO

- Delimitare preliminarmente l'area di scavo ed adottare idonee misure di protezione fronte scavo;
- Non accumulare a bordo scavo il materiale di risulta;
- Posizionare idonee lastre di acciaio in corrispondenza dell'attraversamento stradale, assicurando la viabilità dei mezzi di cantiere.

PRESCRIZIONI REALIZZAZIONE CAVIDOTTO - POSA CAVI

- Particolare attenzione dovrà essere posta durante la fase di movimentazione delle bobine e durante la fase di posa dei cavi;
- Delimitare la zona durante la fase di scarico delle bobine, verificare la portata delle autogrù, adottare idonei sistemi di blocco;
- Utilizzare alzabobine idonee alla dimensione e peso delle bobine;
- Utilizzare rulli portacavo;
- Utilizzare idonee apparecchiature tira-cavo per il passaggio dei cavi.

3.5 PREPARAZIONE DEL SITO E AREE STOCCAGGIO

Come anticipato nel paragrafo “Inquadramento territoriale del sito”, l’area risulta essere caratterizzata da aree a pendenza elevata; occorrerà, se necessario, effettuare opere di movimentazione di terra nei punti critici (da valutare in fase di progettazione di dettaglio).

Sarà necessario realizzare la viabilità interna al fine di garantire l’accesso dei mezzi.

Dopo aver rimosso la vegetazione ad alto fusto presente, si provvederà alla realizzazione dei percorsi interni al sito e la successiva posa delle strutture portamoduli. La scelta della tipologia fondazionale, dovrà essere confermata in fase di calcolo strutturale sulla base delle azioni agenti in testa alla struttura di supporto dei moduli fotovoltaici, e tenendo conto delle caratteristiche stratigrafiche e geotecniche esplicitate all’interno della Relazione Geologica.

Dopo si procederà con il trasporto delle strutture, delle parti componenti i cabinati, dei cavi e di tutti gli elementi necessari per il completamento del parco fotovoltaico.

Sarà necessario realizzare un’area temporanea adibita allo stoccaggio di elementi quali string box, pali, cavi, strutture varie.

Come riportato all’interno della Relazione Geologica, si mette in evidenza come la denudazione dell’attuale manto vegetato, potrebbe dar luogo a fenomeni di dissesti superficiali, che si traducono in erosione diffusa del pendio con conseguente trasporto verso valle dei sedimenti mobilizzati. Pertanto si consiglia di non asportare lo strato superficiale durante la fase di installazione dell’impianto fotovoltaico (operazioni di scotico). Nei punti in cui sarà strettamente necessario effettuare piccole movimentazioni del terreno, si prescrive l’idrosemina.

3.6 LAYOUT DI IMPIANTO E DATI PROGETTUALI

L'intervento interessa circa 4,86 ettari come mostrato nell'immagine seguente.

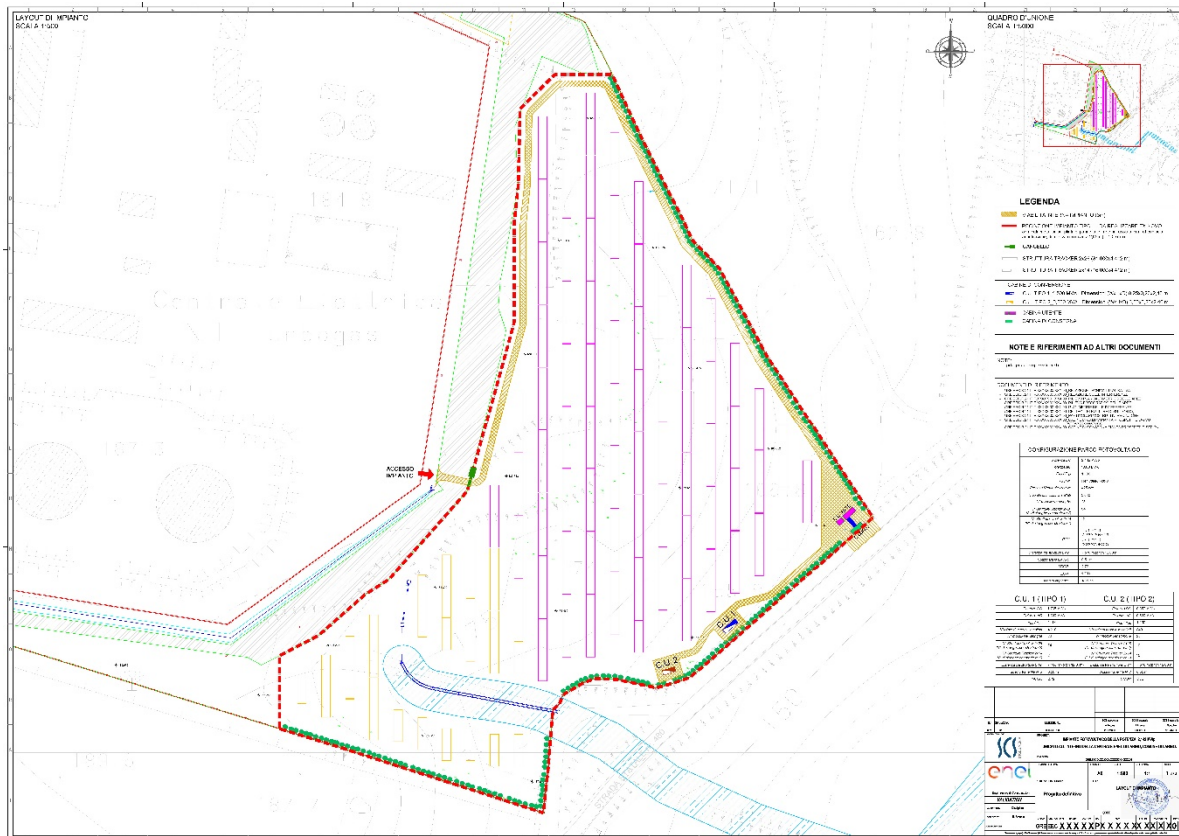


Figura 8: Area di impianto e relativa estensione

Si rappresenta una tabella riassuntiva della configurazione del parco fotovoltaico e, a seguire, il layout d'impianto, visualizzabile con maggior dettaglio nel documento *GRE.EEC.D.27.IT.P.12642.00.061.00 - Layout di impianto (scala 1:500)*.

CONFIGURAZIONE PARCO FOTOVOLTAICO	
Potenza DC	2,142 MWp
Potenza AC	1,800 MVA
P_{DC} / P_{AC}	1,190
Moduli	LR4-72HBD425M
Potenza Nominale Modulo	425 Wp
N° totale di moduli installati	5.040
N° moduli per stringhe	28
N° Strutture Tracker 2x28 (N° di stringhe per struttura 2)	84
N° Strutture Tracker 2x14 (N° di stringhe per struttura 1)	12
PCU	- N.1 PCU1 (1,500 MVA @ 25°C) - N.1 PCU2 (0,300 MVA @ 25°C)
Distanza tra strutture E-W	7,588 m (pitch 12,00m)
Spazio tra le file N-S	0,50 m
1/CGR	2,72
EOH	1.709
Area di impianto	4,91 ha

Figura 9 Tabella riassuntiva della configurazione del parco fotovoltaico

3.7 ELEMENTI DISTINTIVI COSTITUENTI L'IMPIANTO

In questa sezione si discutono i vari componenti caratterizzanti l'impianto fotovoltaico Larino 2. Si incontrano: la descrizione dei moduli bifacciali, le strutture tracker portamoduli, i cabinati di conversione, la cabina di consegna e quella utente, i cavi e i cavidotti e la configurazione elettrica di impianto.

3.7.1 Moduli bifacciali

L'elemento base del sistema è rappresentato dal modulo (o pannello) fotovoltaico, che costituisce fisicamente la singola unità produttiva del sistema. Il modulo a sua volta è costituito da un insieme di celle fotovoltaiche di determinate dimensioni e caratteristiche, assemblate e collegate elettricamente per conferire la potenza e la tensione richieste.

La scelta è stata orientata verso la tipologia di modulo bifacciale monocristallino, della *Longi Solar*, denominati "LR4-72HBD". In particolare, quelli utilizzati sono quelli da 425 Watt, identificati dalla sigla "LR4-72HBD425M".

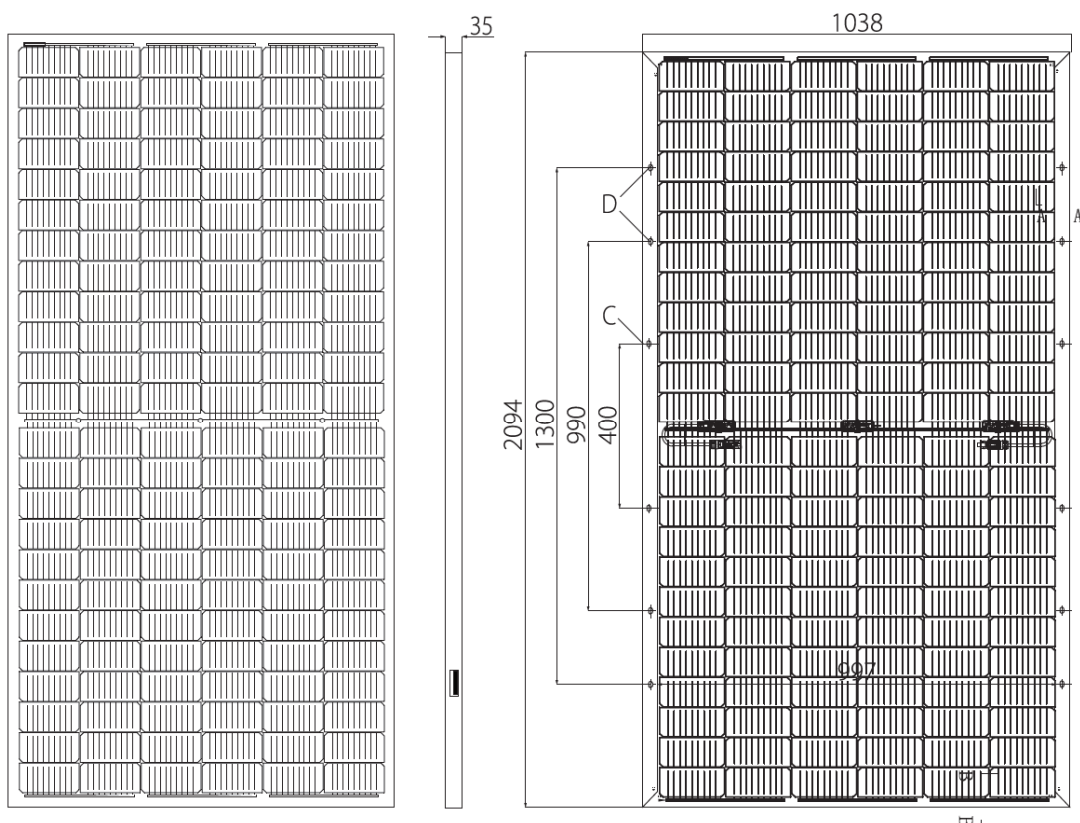


Figura 10 Dimensioni modulo "LR4-72HBD425M"

3.7.2 **Certificazione di qualità**

I fattori più importanti per identificare la qualità di un modulo fotovoltaico sono: la durata nel tempo delle prestazioni, l'efficienza di conversione, la tolleranza sulla potenza dichiarata, l'affidabilità, il livello di tecnologia utilizzato per la realizzazione e il rispetto delle normative vigenti. Tali parametri sono forniti dai costruttori stessi e certificati secondo le richieste specifiche delle normative vigenti.

In particolare il modulo utilizzato è certificato secondo la IEC61215 e IEC61730.

3.7.3 **Cavi e sezione cavidotti**

I cavi MT, BT DC, BT Aux e di comunicazione saranno interrati e devono tenere in considerazione delle interferenze relative ai sottoservizi.

Per quanto riguarda invece i cavi solari (di stringa), la loro tipologia di posa varia a seconda del percorso: la posa è aerea quando sono installati al di sotto delle strutture portamoduli, mentre, per raggiungere uno String Box dove verranno "parallelati", la posa è in tubo corrugato interrato.

Si rappresenta di seguito stralcio dello Schema elettrico unifilare generale, visualizzabile con maggior dettaglio nel documento GRE.EEC.H.27.IT.P.12642.00.067.00 - Schema elettrico unifilare generale.



4 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

4.1 CALCOLO DELLA SUPERFICIE CAPTANTE

Per i sistemi collegati in rete, la rete elettrica agisce come un accumulatore dalla capacità illimitata, per cui il solo vincolo alla potenza prevista per la centrale è rappresentato dalla superficie disponibile oltre che dalla dimensione ed economicità dell'investimento.

Nel caso in progetto l'area per la costruzione del parco è di circa 4,86 ettari, ed è congruente con una potenza nominale di 2,142 MWp.

Infatti, una volta scelto il modulo da impiegare e dunque conoscendone le dimensioni e le prestazioni di picco, la superficie captante necessaria è determinata come segue:

- Potenza nominale modulo: 425 Wp
- Superficie captante modulo: 2,24 m²
- Numero di moduli: 5.040
- Superficie totale netta captante: 11.289,60 m²

I moduli sono disposti su apposite strutture portamoduli (tracker) in acciaio zincato, aventi range di rotazione massima pari a $\pm 60^\circ$.

Le strutture, in direzione N-S, sono disposte parallelamente fra loro con una distanza pari a 0,3 m, mentre lo spazio tra le file in direzione E-W è pari a 7,588 metri (pitch 12 metri). Tale configurazione garantisce uno spazio libero davanti a ciascuna fila tale da evitare ogni possibile ombreggiamento reciproco ed in maniera da occupare nel migliore modo possibile tutte le aree scevre di ombre disponibili sulla superficie interessata.

La configurazione del parco fotovoltaico e, a seguire il layout d'impianto, è visualizzabile con maggior dettaglio nel documento *GRE.EEC.D.27.IT.P.12642.00.061.00 -Layout di impianto (scala 1:500)*.

Si procede qui di seguito al calcolo della radiazione solare al suolo per definire l'energia producibile annualmente.

4.2 CALCOLO DELL'IRRAGGIAMENTO

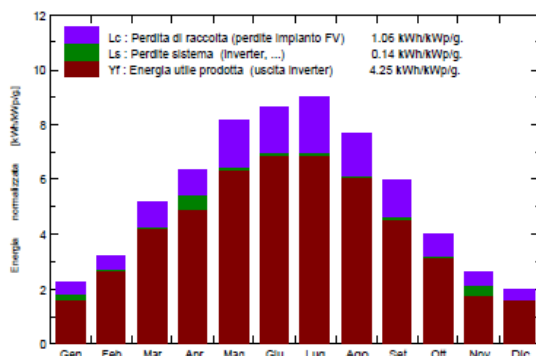
Il sito individuato per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico, ubicato nel territorio del Comune di Larino (CB) al punto di coordinate • 41°49'4.64"Nord, 14°57'51.17"Est, Quota: 180 m.s.l.m.

I dati climatici storici utilizzati sono quelli riportati nel database internazionale METEONORM presente nel software PVSyst. Considerando le coordinate del sito, la potenza dell'impianto, il tipo di modulo utilizzato, si ricava una radiazione solare sul piano dei moduli pari a 1.552 kWh/m2.

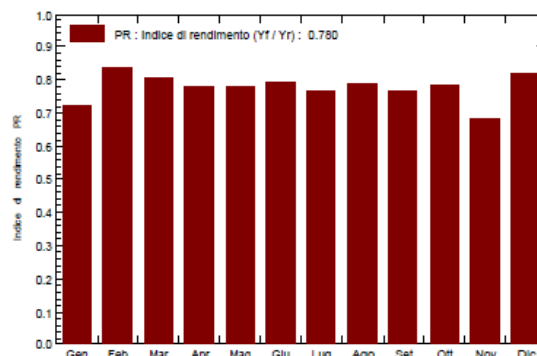
Nella tabella seguente viene evidenziata la producibilità annua in kWh/kWp dell'impianto in oggetto, assumendo come riferimento per il calcolo UNI 10349-UNI 8477/1, la città di Larino, e in particolare il luogo con le seguenti coordinate geografiche:

- 41°49'4.64"Nord, 14°57'51.17"Est,
- Quota: 180 m.s.l.m.,
- Potenza nominale del sistema FV: 2142,0 kWp (silicio monocristallino)

Produzione normalizzata (per kWp installato): Potenza nominale 2142 kWp



Indice di rendimento PR



Nuova variante di simulazione

Bilanci e risultati principali

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Gennaio	50.0	26.83	7.21	70.9	62.4	124.1	110.0	0.724
Febbraio	66.4	32.66	7.60	90.0	81.1	163.9	161.1	0.836
Marzo	116.5	51.61	10.91	160.9	145.6	282.9	278.4	0.808
Aprile	145.1	74.91	13.73	190.4	174.1	347.5	318.3	0.781
Maggio	186.2	79.54	19.61	252.9	231.4	429.2	422.5	0.780
Giugno	197.6	86.52	23.66	259.6	240.5	450.0	443.4	0.797
Luglio	206.3	78.84	26.68	279.5	257.6	464.0	457.0	0.763
Agosto	176.5	71.46	26.21	238.5	219.9	409.1	402.7	0.788
Settembre	126.7	58.28	20.72	178.8	160.5	297.9	293.3	0.766
Ottobre	88.5	39.09	17.37	125.6	113.0	215.0	211.4	0.786
Novembre	55.8	26.45	12.09	79.3	70.2	137.7	116.3	0.684
Dicembre	44.2	24.20	8.57	62.5	54.5	112.0	110.0	0.822
Anno	1459.8	650.39	16.25	1988.7	1810.9	3433.1	3324.4	0.780

Legenda: GlobHor

Irraggiamento orizz. globale

DiffHor

Irraggiamento diffuso orizz.

T_Amb

Amb.

GlobInc

Globale incidente piano coll.

GlobEff

Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre

EArray

Energia effettiva in uscita campo

E_Grid

Energia iniettata nella rete

PR

Indice di rendimento

Figura 12; stralcio PVSyst

4.3 CALCOLO DELL'ENERGIA E DELLE EMISSIONI EVITATE

Il calcolo dell'energia prodotta annualmente dall'impianto è stato effettuato avendo ipotizzato l'impiego di moduli in silicio monocristallino ed aventi una efficienza nominale del 19,6%. Il calcolo, riportato in dettaglio nella tabella riepilogativa, permette di concludere che mediamente l'energia prodotta sarà pari a 3,324 GWh/anno.

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico permetterà di produrre energia elettrica senza l'impiego di combustibili fossili e senza comportare l'emissione di alcuna sostanza inquinante e gas serra (CO₂). Nella Tabella 2 sono riportate le emissioni risparmiate per kWh prodotto, rispetto ai convenzionali combustibili impiegati per la produzione di energia elettrica.

Combustibile	Emissioni Evitate per kWh prodotto		
	CO ₂ [g/kWh]	NO _x [g/kWh]	SO ₂ [g/kWh]
Carbone	830-920	0,630-1,560	0,630-1,370
Gas naturale	370-420	0,650-0,810	0,045-0,140
Petrolio	1.000	1,90	1,40

Tabella 2. Emissioni Risparmiate per kWh di Energia Elettrica Prodotta (ENEA, 2008).

Considerando che l'impianto solare in progetto produrrà mediamente 379,5 kWh (cfr. paragrafo precedente), si eviteranno le emissioni nella Tabella 3

Combustibile	Emissioni Evitate dall'impianto		
	CO ₂ [kg]	NO _x [kg]	SO ₂ [kg]
Carbone	315-349	0,239-0,592	0,239-0,520
Gas naturale	140-159	0,247-0,307	0,017-0,053
Petrolio	379	0,721	0,531

Tabella 3. Emissioni Risparmiate dall'impianto fv

4.4 CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO DI GENERAZIONE

L'impianto è stato dimensionato in modo tale da costituire un campo fotovoltaico della potenza di 2,142 MW (STC), pari a 1,800 MVA con fattore di potenza uguale a uno come richiesto dalla normativa vigente, e composto come segue:

- Potenza nominale modulo: 425 Wp
- Superficie captante modulo: 2,17 m²
- Numero di moduli: 5.040
- Numero di stringhe: 180
- Potenza nominale stringa: 11900 Wp
- Numero di moduli fotovoltaici connessi in serie: 28 per stringa

- N° moduli/sottocampo:
- Sottocampo 1: N°4.200 moduli;
- Sottocampo 2: N°840 moduli;

- Tipo moduli fotovoltaici: monocristallino
- Superficie stringa: 60,86 m²

- N° stringhe/sottocampo:
- Sottocampo 1: N°150 stringhe;
- Sottocampo 2: N°30 stringhe;

- Superficie captante dei moduli di ciascun sottocampo:
- Sottocampo 1: 9.114,00 m²
- Sottocampo 2: 1.822,80 m²

- Potenza sottocampo:
- Sottocampo 1: 1,785,00 kWp
- Sottocampo 2: 357,00 kWp

- Numero sottocampi della centrale: 2
- Superficie totale netta captante: 6.222,80 m²

5 IMPIANTO FOTOVOLTAICO ED ELETTRICO

5.1 LEGGI E NORME DI RIFERIMENTO

Di seguito sono richiamate le principali norme che regolano le installazioni di impianti elettrici fotovoltaici e le norme che regolano il collaudo dei moduli fotovoltaici.

- Norme CEI – IEC per la parte elettrica convenzionale;
- Norme CEI – IEC o JRC – ESTI per i moduli fotovoltaici;
- Conformità al marchio CE per i moduli fotovoltaici ed il gruppo di conversione;
- UNI 10349 per il dimensionamento del generatore fotovoltaico;
- UNI/ISO per le strutture meccaniche di supporto e ancoraggio dei moduli FV;
- DPR 547/55 e successive modificazioni per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- Legge 46/90 e DPR 447/91 (regolamento di attuazione) e successive modificazioni, per la sicurezza elettrica;
- Norma CEI 11-20 per il collegamento alla rete pubblica;
- Norme CEI EN 61484 per la misura ed acquisizione dei dati;
- Legge 133/99, articolo 10, comma 7, per gli aspetti fiscali;

- Normativa ENEL DK 5950 rev.1 per i dispositivi di interfaccia;
- Decreto attuativo art. 7, comma 1, DL 29 Dicembre 2003 n.387;
- EN 60891 (82-5), 1998 – Caratteristiche I-V di dispositivi FV in silicio cristallino – Procedure di riporto dei valori misurati in funzione di temperatura ed irraggiamento;
- EN 60904-1 (82-1), 1995 – Dispositivi FV – Parte 1, misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione corrente;
- EN 60904-2 (82-2), 1996 – Dispositivi FV – Parte 2, Prescrizioni per le celle FV di riferimento;
- EN 60904-3 (82-3), 1996 – Dispositivi FV – Parte 3, Principi di misura per sistemi FV per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- EN 60904-5 (82-10), 1999 – Dispositivi FV – Parte 5, Determinazione della temperatura equivalente di cella (ETC) dei dispositivi solari FV attraverso il metodo delle tensioni a circuito aperto;
- EN 61215 (82-8), 1998 – Moduli FV in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto ed omologazione di tipo;
- EN 61227 (82-17), 1999 – Sistemi FV di uso terrestre per la generazione di energia elettrica. Generalità e guida.

5.2 CARATTERISTICHE DEI MODULI FOTOVOLTAICI

I moduli fotovoltaici bifacciali previsti hanno elevato rendimento energetico alle condizioni climatiche più svariate, ottima resa anche in caso di scarsa irradiazione solare, coefficiente termico eccellente, provato rendimento di valore energetico con elevato coefficiente di prestazione.

Le caratteristiche elettriche tipiche dei moduli, previsti, misurate in condizioni standard sono:

Caratteristiche elettriche del modulo

- Potenza di picco [Wp]: 425;
- Corrente in corto circuito (Isc) [A]: 11,22;
- Tensione a circuito aperto (Voc) [V]: 48,7;
- Tensione al punto di max potenza (Vmp) [V]: 40,4;
- Corrente al punto di max potenza (Imp) [A]: 10,52;
- Coefficiente di temperatura modulo P [%/C]: -0,35;
- Coefficiente di temperatura Isc [%/C]: 0.05;
- Coefficiente di temperatura Voc [%/C]: -0,284;
- Temperatura operativa da - 40°C a + 85 °C;
- Tensione massima di sistema [V]: 1.500 d.c.(IEC);
- Indice di tolleranza sui valori: 0/+3%;

Caratteristiche tecniche del modulo

- Tipo modulo: LR4-72HBD425M
- Dimensioni modulo (+/-2.5 mm): 2094 x 1038 x 35 mm
- Superficie modulo 2,17 m²

- Peso (Kg): 27,5
- Copertura: vetro semi-temprato da 2 mm sul lato anteriore.

5.3 QUADRI ELETTRICI DI PARALLELO STRINGHE (STRING BOX)

Il quadro elettrico di parallelo stringhe (string box) è un apparato che permette il collegamento in parallelo delle stringhe di un campo fotovoltaico e nel contempo la protezione delle stesse attraverso un opportuno fusibile. L'apparato sarà dotato di un sistema di monitoraggio che permetterà di conoscere lo stato di ciascun canale di misura.

In particolare:

Il sottocampo 1, composto da 150 stringhe in parallelo, prevede l'installazione di 10 quadri di parallelo stringhe, come evidenziato in dettaglio nel documento *GRE.EEC.H.27.IT.P.12642.00.068.00 - Schema elettrico di sottocampo*.

Il sottocampo 2, composto da 30 stringhe in parallelo, prevede l'installazione invece di 2 quadri di parallelo stringhe, come evidenziato in dettaglio nel documento *GRE.EEC.H.27.IT.P.12642.00.068.00 - Schema elettrico di sottocampo*.

I quadri saranno adatti per l'installazione all'esterno con protezione meccanica IP-65. Ogni quadro sarà dotato dei seguenti organi di sezionamento e/o protezione.

Sull'arrivo delle stringhe:

- un fusibile da 20A per ogni stringa;
- un sensore di corrente per ogni stringa;
- convertitori e alimentatore.

Sulla partenza:

- un sezionatore di carico bipolare.

I quadri saranno installati il più vicino possibile alle stringhe e collegati, mediante cavi di adeguata sezione in merito alla posa, direttamente agli inverter installati nella cabina elettrica di competenza.

Per i dettagli di posizionamento si veda l'elaborato grafico *GRE.EEC.D.27.IT.P.12642.00.071.00 - Percorso cavi interrati*.

5.4 GRUPPI DI CONVERSIONE (INVERTERS)

Agli inverter, installati all'interno di cabine prefabbricate, saranno convogliati i cavi provenienti dalle string box. Gli inverter avranno le seguenti caratteristiche:

Inverter sottocampo 1 (SUNWAY TG1800 1500 V TE -640)

a) lato ingresso

- potenza fv max: 1785 KWp;
- range di tensione cc, mppt 910-1500 V
- tensione cc, max: 1500 V

- corrente cc, max: 1500A
- b) lato erogazione
 - potenza nominale Pn: 1500 kW;
 - fattore di potenza: 1
 - tensione di uscita: 640 V
 - numero di fasi: tre
 - frequenza : 50 Hz
 - range di funzionamento: >3÷100% pot. nominale
 - sezionatore sottocarico.

Inverter sottocampo 2 (SUNWAY TG1800 1500 V TE -640)

- a) lato ingresso
 - potenza fv max: 357 KWp;
 - range di tensione cc, mppt: 850-1500 V
 - tensione cc, max: 1500 V
 - corrente cc, max: 1500 A
- b) lato erogazione
 - potenza nominale Pn: 300 KW;
 - fattore di potenza: 1
 - tensione di uscita: 640 V
 - numero di fasi: tre
 - frequenza: 50 Hz
 - range di funzionamento: >3÷100% pot. nominale
 - sezionatore sottocarico.

Il gruppo di conversione sarà munito di un sistema di controllo a microprocessore con display alfa numerico in grado di mostrare tutte le grandezze elettriche significative di contatore dell'energia prodotta e delle relative ore di funzionamento. Si ricorda che il trasformatore elevatore BT/MT è fornito in dotazione alla cabina e presenta in uscita una tensione pari a 20.000V.

Le uscite dai TRASFORMATORI sono collegate mediante cavi di adeguata sezione a un quadro di parallelo MT all'interno della stessa cabina elettrica.

Per le specifiche tecniche di dettaglio si veda l'elaborato grafico *GRE.EEC.H.27.IT.P.12642.00.067.00*
- *Schema elettrico unifilare.*

5.5 QUADRO MT (QMT) - CABINA DI CONVERSIONE

Il Quadro di Media Tensione a semplice sistema di sbarre sarà esente da manutenzione, assemblato in fabbrica, testato con prove di tipo.

Sarà in esecuzione tripolare, protetto in carpenteria metallica e isolato in gas. Il quadro sarà conforme alla Norma/Standard IEC 62271-200.

Ciascuna cabina di conversione sarà provvista dalle seguenti celle:

- Cella “PROTEZIONE TRAF0” completa di Interruttore automatico motorizzato con funzioni 50, 51, 51N CEI - 016 e sezionatore di terra;
- Cella “PARTENZA RAMO” completa di Sezionatore di manovra motorizzato e sezionatore di terra.
- Cella “ARRIVO RAMO” completa di Sezionatore di manovra motorizzato e sezionatore di terra.

Le caratteristiche tecniche del Quadro di Medi Tensione sono elencate nella seguente tabella:

Rated Voltage	24	kV
Service Voltage	20 + o - 10%	kV
Rated Frequency	50 ±3 Hz	Hz
Rated current	630	A
Lightning impulse withstand voltage (between phases and towards the ground)	125	kV
Lightning impulse withstand voltage(across the isolating distance)	145	kV
Power frequency withstand voltage (between the phases)	50	kV
Power frequency withstand voltage (across the isolating distance)	60	kV
Rated short time withstand current I _k	16	kA
Rated peak withstand current IP(making capacity)	2.5 I _k	kA
Rated duration of short circuit t _k	3	s
Terminals	Type C connectors	
Degree of protection on front face	IP33	
Degree of protection on electrical MV circuits	IP67	

Internal Arc withstand current AFLR	20 kA 1s	kA
Loss of Service Continuity class	LSC 2A	

Figura 13: Scheda Tecnica Quadro MT di PCU

5.6 QUADRO MT (QMT) - CABINA UTENTE

Il quadro MT presente all'interno della cabina elettrica utente (MT+TSA) è del tipo protetto con unità normalizzate MT per la distribuzione elettrica secondaria pubblica, privata, industriale, sviluppati secondo le norme di settore e in accordo alle più evolute tecniche costruttive.

Conformi alle norme:

- CEI EN 62271-100
- CEI EN 62271-102
- CEI EN 62271-103
- CEI EN 62271-105
- CEI EN 62271-1
- CEI EN 62271-200
- CEI EN 62271-201
- CEI EN 60265-1
- CEI EN 60282-1
- CEI EN 60376

Tali quadri realizzati in esecuzione protetta e adatti per installazione da interno, saranno formati da scomparti di tipo normalizzato affiancati, ognuno costituito dalle seguenti celle:

➤ **N° 1 scomparti arrivo linea** (dai sistemi di conversione) costituiti da:

- Sezionatore rotativo a vuoto con:
 - o tensione nominale max 24 kV
 - o corrente nominale 630 A
 - o corrente termica per 1" 16 kA
- Sezionatore di messa a terra con:
 - o tensione nominale 24 kV
 - o corrente nominale 630 A
 - o corrente termica per 1" 16 kA
 - o completi di relativi interblocchi
- Interruttore automatico motorizzato con funzioni 50, 51, 51N CEI - 016;

➤ **N° 1 scomparto protezione TV;**

➤ **N° 1 scomparto Dispositivo Generale CEI 0-16** costituito da:

- 2 sezionatori a vuoto (uno a monte ed uno a valle);
- Interruttore tripolare in esafluoruro di zolfo (SF6) 24kV 630A 16 kA;
- Relè di Protezione Generale CEI 0-16 con funzioni:
(49-50/51-51N/51N-59N-67N-BF)
- 2 TA di fase toroidale;
- 1 TA omopolare toroidale
- Relè di Protezione interfaccia CEI 0-16 con funzioni:

(27-59-81-BF74TCS-DDI-OPEN)

- 3 TV per P.I.

➤ **N° 1 scomparto risalita e misure** costituito da:

- Sistema di sbarre per risalita destra o sinistra.

➤ **N° 1 scomparto PROTEZIONE TRAFO** per servizi ausiliari costituita da:

- Interruttore di manovra -sezionatore in SF6 e fusibile.

➤ **N°1 scomparto arrivo/ partenza linea** costituito da:

- Sezionatore a tre posizioni con sezionatore di terra integrato.

5.7 QUADRO MT (QMT) - CABINA CONSEGNA

La società **e-distribuzione S.p.A.**, ha inoltrato il preventivo di connessione (codice di rintracciabilità: 247371964) alla rete MT che prevede, per l'impianto fotovoltaico in questione. La connessione alla rete di Distribuzione avverrà mediante realizzazione di una nuova cabina di consegna collegata in antenna da cabina secondaria MT/BT PR-247371964.

La cabina di consegna sarà conforme alle specifiche tecniche richieste da e-distribuzione.

5.8 SISTEMA IN CORRENTE CONTINUA

Tutte le protezioni e la strumentazione saranno alimentate da un sistema in corrente continua a 48 V cc.

Il sistema in corrente continua sarà alimentato da un raddrizzatore da batterie di accumulatori al Pb di capacità adeguata al carico, garantendo una autonomia di 10 h in caso di mancanza rete normale.

Il quadro sarà del tipo per interno, grado di protezione IP30, costituito da due unità raddrizzatrici per la ricarica della batteria e da un sistema di distribuzione con interruttori automatici in esecuzione fissa.

Saranno previsti gli interfacciamenti al sistema di controllo dei comandi, segnalazioni, allarmi e misure. La batteria sarà al piombo di tipo ermetico installata entro apposito armadio, dimensionata per alimentare, in caso di mancanza di tensione dalla rete normale AC, i carichi in corrente continua, della centrale per 10 h in assenza di tensione fornita dalla rete normale.

5.9 RETE DI TERRA

In base alla norma CEI EN 50522, tale impianto è da considerarsi come segue:

- lato corrente continua (CC) del tipo IT con tutte le parti attive isolate da terra, e le masse metalliche collegate all'impianto di terra dell'utente;
- lato corrente alternata (CA) del tipo IT con tutte le parti attive isolate da terra, e le masse metalliche collegate all'impianto di terra dell'utente;

Nell'area dedicata alla centrale fotovoltaica sarà realizzato un impianto di terra con i relativi dispersori intenzionali a maglia di corda di rame di sezione minima 50 mm², come specificato nell'elaborato grafico *GRE.EEC.R.27.IT.P.12642.00.074.00 - Impianto di terra (1:500) - Dettagli di installazione, note generali e modalità di esecuzione*

Il dimensionamento dell'impianto di terra terrà conto dei dispersori di fatto.

L'impianto di terra sarà dimensionato in modo da rendere le tensioni di passo e contatto, all'interno e nelle vicinanze delle aree su cui insistono gli impianti, inferiori ai valori prescritti dalle Norme.

Inoltre l'impianto di terra garantirà la protezione di impianti ed apparecchiature contro l'elettricità statica.

Oltre ai requisiti precedentemente indicati sarà garantita la funzionalità delle messe a terra di funzionamento, legate ad apparecchiature o ad interventi di manutenzione che si dovessero venire a creare.

L'impianto di terra e contro le scariche atmosferiche sarà dimensionato per resistere anche alle sollecitazioni meccaniche ed alla corrosione; particolare cura sarà posta nella realizzazione delle connessioni e delle saldature tra le varie parti dell'impianto di terra, al fine di garantire l'adeguata continuità metallica dell'intero impianto di terra.

5.10 SISTEMA SCADA

L'impianto fotovoltaico in oggetto al presente progetto definitivo, sarà dotato di un Sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition System). Tale sistema sarà deputato all'acquisizione dati, automazione e controllo, protezione e supervisione dell'impianto, in locale e soprattutto da remoto. Il sistema SCADA implementa l'acquisizione dei dati, il controllo integrato, la supervisione (interfaccia uomo-machina), l'archiviazione del database e l'archiviazione di tutte le operazioni dell'impianto fotovoltaico e integra qualsiasi altro sistema di controllo autonomo, alla parte di controllo e/o protezione dell'impianto fotovoltaico. L'intero sistema SCADA deve essere in grado di soddisfare tutti i requisiti funzionali del codice di rete locale (e dei relativi allegati). Le prestazioni dell'interfaccia uomo-macchina devono essere adeguate a fornire una comprensione completa dell'impianto fotovoltaico al fine di supportare gli operatori e il personale di manutenzione in condizioni operative normali e di emergenza e, mediante servizi avanzati, per il monitoraggio economico, prestazionale e diagnostico e per le analisi di ogni tipo.

Il sistema SCADA si compone dei seguenti "sottosistemi":

- Plant SCADA;
- Sistema di Controllo delle cabine di conversione, uno per ogni cabina (RTU/PLC);
- Power Plant Controller;

Di seguito, per ognuno dei sottosistemi sopra elencati vengono definite le caratteristiche principali proprie degli stessi e alcune specifiche tecniche.

5.10.1 PLANT SCADA

Il Plant SCADA è l'SCADA dell'impianto. Ha il "compito" di eseguire il controllo e la supervisione

della cabina di consegna utente MT, quindi il monitoraggio e l'acquisizione dei dati dei relè di protezione elettrica MT, contatori di potenza ed energia e qualsiasi altro elemento elettrico dotato di comunicazione. Inoltre al Plant SCADA sono convogliati tutti i dati provenienti da tutti gli inverter, quindi tutti i dati provenienti dal parco fotovoltaico. Ciò consente il controllo dell'intero impianto e l'interfaccia con la sala di controllo locale e/o remota.

5.10.2 RTU/PLC DELLE CABINE DI CONVERSIONE

Ciascuna cabina di conversione deve essere dotata di un RTU / PLC per fornire acquisizione, controllo e monitoraggio dei dati delle apparecchiature da remoto e per trasferire questi dati a una stazione "master" tramite un sistema di comunicazione. Gli inverter e tutti i dispositivi elettronici intelligenti come misuratori, gateway di protocollo, unità di controllo del trasformatore, data-logger, ecc., devono disporre di una propria interfaccia Ethernet per consentire l'accesso remoto da reti situate all'esterno o all'interno dell'impianto. L'RTU/PLC sarà basato su un microprocessore operante con un bus di comunicazione centrale interno che collega le schede I / O e la comunicazione seriale. Ogni RTU / PLC deve includere: CPU, bus interno, moduli di alimentazione ridondanti e moduli di comunicazione di rete.

La RTU deve essere in grado di memorizzare tutti i cambi di stato e gli eventi verificatisi all'interno della power conversion unit e dei relativi dispositivi (segnali dell'inverter, scatole combinate, dispositivi I / O remoti, UPS, segnali dai trasformatori, sistema antincendio, sistema antintrusione sistema, ecc.).

In questo modo, il cambio di stato di questi segnali verrà memorizzato localmente nell'unità di conversione anche se la comunicazione con il Plant SCADA è andata persa. Questi cambi di stato devono essere disponibili per essere scaricati e esportati all'esterno. La capacità di archiviazione deve essere sufficiente per memorizzare almeno un mese di segnali generati all'interno dell'unità di conversione in qualsiasi scenario operativo e in ogni caso deve essere almeno in grado di memorizzare 5.000 cambi di stato, registrando il nome del dispositivo che ha generato il segnale, il tempo e data a quale evento si è verificato (con una risoluzione di 1 ms) e lo stato del segnale (Apri / Chiudi, Normale / Allarme, ecc.).

5.11 ILLUMINAZIONE ESTERNA

La normativa di riferimento in materia di contenimento di inquinamento luminoso e risparmio energetico è la seguente:

- Norma UNI 10819 – Luce e illuminazione – Impianti di illuminazione esterna – Requisiti per la limitazione della dispersione verso l'alto del flusso luminoso;
- L.R. Regione Molise 22.01.2010 n.2 – Misure in materia di contenimento dell'inquinamento luminoso;

La Norma UNI 10819 prescrive i requisiti degli impianti di illuminazione esterna, per la limitazione della dispersione verso l'alto del flusso luminoso proveniente da sorgenti di luce artificiale che impedisce la visione della volta celeste e l'osservazione astronomica.

Questa norma costituisce uno strumento tecnico di riferimento per i Piani Regolatori dell'Illuminazione

Comunale (PRIC), previsti dalle diverse normative regionali.

La Norma UNI 10819 non si applica agli impianti di gallerie e di sottopassi, alla segnaletica luminosa di sicurezza ed alle insegne pubblicitarie dotate di illuminazione propria.

Gli impianti di illuminazione vengono classificati in base a requisiti di sicurezza necessaria, in cinque categorie:

- Tipo A: Impianti dove la sicurezza è a carattere prioritario, per esempio illuminazione pubblica di strade, aree a verde pubblico, aree a rischio, grandi aree;
- Tipo B: Impianti sportivi, impianti di centri commerciali e ricreativi, impianti di giardini e parchi privati;
- Tipo C: Impianti di interesse ambientale e monumentale;
- Tipo D: Impianti pubblicitari realizzati con apparecchi di illuminazione;
- Tipo E: Impianti a carattere temporaneo ed ornamentale, come ad esempio le luminarie natalizie.

Per gli impianti di tipo B, C, D, E la norma prevede un intervallo di tempo notturno durante il quale l'impianto viene spento o parzializzato.

A loro volta, in base alla esigenza di limitare la dispersione di flusso luminoso verso il cielo, vengono definite tre superfici territoriali:

- Zona 1: Zona altamente protetta ad illuminazione limitata, come ad esempio attorno ad un osservatorio astronomico di rilevanza internazionale, per un raggio di 5 km attorno;
- Zona 2: Zona protetta intorno alla zona 1 o intorno ad un osservatorio di interesse nazionale, per un raggio di 5 km, 10 km, 15 km o 25 km attorno, in funzione dell'importanza dell'osservatorio;
- Zona 3: Tutto il territorio non classificato nelle zone 1 e 2;

Con riferimento alla normativa regionale, la regione Molise, con L.R. 2/2010 ha normato la materia relativa all'inquinamento luminoso e risparmio energetico.

L'art. 4 della L.R. n.2/2010 stabilisce che, in tutto il territorio regionale, gli impianti di illuminazione esterna, pubblica e privata, anche in fase di progettazione o di affidamento in appalto, sono eseguiti a norma antinquinamento luminoso e a ridotto consumo energetico, secondo i criteri stabiliti dalla normativa e fatte salve le esenzioni previste all'art.1, comma 3 della medesima legge:

"f - impianti di uso saltuario ed eccezionale, purché destinati a impieghi di protezione, sicurezza o per interventi di emergenza;

In base al quadro normativo di riferimento attualmente in vigore, con particolare riguardo alla L.R. n.2/2010 nonché in base alle norme tecniche di riferimento (UNI 10819), l'area interessata alla installazione dell'impianto fotovoltaico non ricade all'interno di zone di particolare protezione dall'inquinamento luminoso, quali le fasce di rispetto di Osservatori Astronomici professionali e non professionali di rilevanza regionale o provinciale, con estensione di raggio minimo pari a 30 km e 15 km rispettivamente, né ricade entro i confini di aree naturali protette, né ricade in zone di protezione classificabili, secondo la norma UNI 10819, come Zona 1 o come Zona 2.

In base alle medesime disposizioni legislative e regolamentari, poiché il Comune di Larino non è ancora dotato di Piano dell'Illuminazione a basso impatto ambientale e per il risparmio energetico finalizzato a

disciplinare le nuove installazioni, il riferimento in materia di impianti di illuminazione esterna è costituito, in questo caso, dalle disposizioni contenute nella richiamata legge 2/2010.

In rapporto alle specifiche disposizioni attualmente in vigore, l'intervento in progetto prevede l'installazione di impianti di illuminazione esterna, per uso saltuario ed eccezionale, nella misura che si rendesse eventualmente necessaria per impiego di protezione e sicurezza o per interventi in emergenza, ricadente per tipologia nell'ambito delle installazioni per cui vige la deroga di cui all'art. 1 della L.R. n. 2/2010, e comunque con utilizzo di apparecchi illuminanti con lampade del tipo conforme alla stessa L.R. 2/2010 espressamente certificato dal costruttore come "idonei" all'installazione e/o all'uso nell'ambito del territorio della Regione Molise.

5.12 CAVI

5.12.1 Cavi di collegamento in M.T.

Per i collegamenti di MT saranno utilizzati cavi del tipo con grado di isolamento 12/20 kV Cavi 20 kv unipolari e tripolari a spirale visibile con isolamento XLPE a spessore ridotto, a tenuta d'acqua e resistenti all'impatto, non propaganti l'incendio e a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi in caso di incendio (norme EN60228; IEC 60502-2; CEI 20-68).

Il cavo sarà opportunamente marcato con le indicazioni sulle caratteristiche tecniche principali: unipolare/tripolare; Tensione nominale; anno di costruzione; marcatura metrica.

Le caratteristiche minime costruttive vengono di seguito elencate

- Materiale del conduttore: Alluminio;
- Tipo di conduttore: Corda rotonda compatta classe2;
- Isolamento: XLPE/EPR;
- Materiale del semi-conduttore esterno: Mescola semiconduttrice;
- Materiale per la tenuta dell'acqua: Semiconducting swelling tape;
- Caratteristiche d'utilizzo:
- Massima forza di tiro durante la posa: 50.0 N/mm²;
- Temperatura massima di servizio del conduttore: 90 °C;
- Temperatura massima di cortocircuito del conduttore: 250 °C;
- Fattore di curvatura durante l'installazione: 20 (xD);
- Fattore di curvatura per installazione fissa: 15 (xD);
- Tenuta d'acqua radiale: SI;
- Tenuta d'acqua longitudinale: SI.

5.12.2 Cavi B.T. di potenza, segnalazione, misura e controllo

I collegamenti di BT, realizzati con cavi non propaganti l'incendio e a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi in caso di incendio, saranno dimensionati in conformità ai seguenti criteri:

- a. tensione nominale (U₀/U) 0,6/1 kV;

- b. temperatura 40 °C;
- c. sezione minima ammessa 1,5 mm²;
- d. sezione ≥ 4 mm² per collegamenti voltmetrici e amperometrici (qualora la distanza è > 100 m prevedere sezioni ≥ 10 mm²);
- e. sezione $\geq 2,5$ mm² per cavi di comando;
- f. materiale isolante in gomma EPR ad alto modulo, G7.

Nei punti di connessione alle morsettiere delle apparecchiature e dei quadri, i conduttori ed i cavi BT saranno immediatamente identificabili rispettivamente mediante perlinatura e numerazione del cavo con sigla dell'apparecchiatura di provenienza.

La posa dei collegamenti di BT sarà realizzata in conformità alle norme CEI in vigore.

Per le linee di Bassa Tensione, per il collegamento tra string box e inverter (CC) saranno utilizzati cavi unipolari in alluminio.

Le specifiche principali che il cavo deve soddisfare sono:

- Conduttore di alluminio;
- Conduttore rigido (compattato) incagliato;
- Tipo e qualità dell'isolamento:
 - o composto di gomma etilene propilene ad alto modulo a 90 ° C (G7 / HEPR);
 - o Polietilene reticolato a 85 ° C (XLPE), se il cavo è realizzato con un nastro legante non igroscopico;
- Guaina (rivestimento non metallico):
 - o Compound di polivinilcloruro (PVC), tipo ST7.

In corrispondenza di incroci stradali, deve essere installata una protezione meccanica (conduit HDPE 450/750 N o lastra di cemento che corre lungo il percorso del cavo).

Per i cavi BT esposti al sole, questi devono essere protetti attraverso condotti resistenti ai raggi UV o devono essere resistenti ai raggi UV secondo le norme tecniche in vigore.

Per quanto riguarda i cavi in BT di connessione delle stringhe verranno impiegati cavi unipolari flessibili stagnati per collegamenti di impianti fotovoltaici. Isolamento e guaina realizzati con mescola elastomerica senza alogeni non propagante la fiamma.

- Conduttore: Corda flessibile di rame stagnato, classe 5
- Isolante: Mescola LS0H di gomma reticolata speciale di qualità G21 LS0H = LowSmoke Zero Halogen
- Guaina esterna: Mescola LS0H di gomma reticolata speciale di qualità M21
- Tensione massima: 1800 V c.c. - 1200 V c.a.
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di esercizio: -40°C
- Temperatura minima di posa: -40°C
- Temperatura massima di corto circuito: 200°C
- Sforzo massimo di trazione: 15 N/mm²
- Raggio minimo di curvatura: 4 volte il diametro esterno massimo

6 OPERE ELETTROMECCANICHE

6.1 ACQUA INDUSTRIALE

Per il mantenimento in efficienza dell'impianto si prevede la pulizia periodica dei moduli, stimata in circa 2 interventi annuali (durante il periodo estivo e privo di piogge), oltre alla pulizia straordinaria, conseguente al verificarsi di precipitazioni atmosferiche ad alto contenuto di pulviscolo o sabbie fini.

Il lavaggio dei moduli è previsto con acqua, senza uso di detergenti, a mezzo autobotte munita di pompa di spinta e lancia idrica manuale.

7 IMPIANTO ANTINCENDIO

7.1 INDIVIDUAZIONE DELLE ATTIVITÀ SOGGETTE A CONTROLLO DI PREVENZIONE INCENDI

Nessuna delle attività produttive presenti nella Centrale fotovoltaica risulta regolata ai sensi del D.P.R. 151/2011 relativo alle attività soggette al controllo dei VV.F. Il progetto dell'impianto antincendio viene pertanto sviluppato sulla base dei criteri generali di sicurezza antincendio previsti dal D.M. 10 marzo 1998, con riferimento ad attività non regolate da specifiche disposizioni antincendio.

In linea generale, il rischio d'incendio è da ritenere estremamente basso essendo la Centrale composta in massima parte da materiali incombustibili installati all'aperto, senza impiego di materiali combustibili di qualsivoglia natura.

Le aree a rischio possono essere individuate nelle cabine elettriche in cui sono presenti i normali componenti quali quadri elettrici, trasformatori e relativi cavi elettrici etc.

7.2 ACCESSIBILITÀ, DESCRIZIONE IMPIANTI, DISTANZE DI SICUREZZA

Si rimanda ai paragrafi precedenti e alla planimetria generale della Centrale allegata per la verifica dell'accessibilità al sito della Centrale e per la descrizione degli impianti. La centrale è agevolmente raggiungibile dalla viabilità ordinaria.

7.3 VALUTAZIONE COMPLESSIVA DELLE SOSTANZE PERICOLOSE AI FINI ANTINCENDIO

In generale, l'impianto è realizzato all'aperto, con materiali in massima parte incombustibili. I moduli sono infatti costituiti da materiali incombustibili quali wafer sottili di silicio, lastre di vetro, telaio in lega di alluminio anodizzato; è presente in modesta quantità del materiale plastico per il rivestimento (film in vinilacetato di etilene e/o tedlar, classe 1 di reazione al fuoco). Le strutture di sostegno dei moduli sono realizzate in acciaio zincato infisse nel terreno.

All'interno delle cabine elettriche saranno presenti componenti elettrici (quadri, inverter, trasformatori) collegati da cavi in passerella o in cavidotti. Tutti i cavi di collegamento utilizzati nell'impianto saranno del tipo non propagante l'incendio e a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi in caso di incendio.

7.4 DETERMINAZIONE DEI CORPI DI FABBRICA, COMPARTIMENTI, AREE A RISCHIO SPECIFICO AI FINI ANTINCENDIO

Sono presenti nella Centrale n. 2 cabinati di trasformazione, una cabina di consegna e n.2 box cabina utente. Le cabine elettriche non sono presidiate. Ogni cabina sarà fornita di rivelatori d'incendio con allarme ottico ed acustico.

7.5 PRESIDANTI ANTINCENDIO

A protezione di tutta l'area, delle attività a rischio specifico, dei depositi, degli impianti più pericolosi e dei fabbricati, sono posti i seguenti presidi:

a) Mezzi di estinzione portatili.

Sono previsti all'interno delle cabine elettriche estintori di capacità estinguente non inferiore a 34A-144B del tipo omologato del ministero dell'Interno in base al D.M. 07/01/2005 se di tipo portatile o al D.M. 06.03.1992 se di tipo carrellato.

b) Illuminazione di sicurezza

Sono installate lungo le uscite di sicurezza delle cabine lampade normalmente accese con batterie tampone che, nel caso di mancanza di tensione di rete, assicurano un illuminamento di almeno 5 lux per un tempo minimo di 1 ora. Non si ritiene utile predisporre un impianto idrico (rete idranti) a protezione della Centrale, valutandone dannoso l'impiego sui componenti di natura elettrica presenti.

8 OPERE CIVILI

In seguito alle prove eseguite in sito, ai sopralluoghi ed alle relazioni tecniche sviluppate, si possono elencare le seguenti opere civili.

8.1 FOGNATURE

Non è prevista la realizzazione di una rete fognante autonoma in quanto l'impianto non presenta scarichi industriali da recapitare.

Si ricorda che sono comunque presenti tubazioni, canali ed attraversamenti di reti di acque nere, bianche e WWT che costituiscono interferenze e di cui bisognerà, in fase esecutiva, valutare accuratamente il posizionamento e la profondità.

8.2 FABBRICATI

8.2.1 CABINATI DI CONVERSIONE

All'interno dell'impianto sono state collocate due tipologie di cabinati. Nella tabella in basso si riportano le configurazioni per ogni tipologia di cabinato.

C.U. 1 (TIPO 1)		C.U. 2 (TIPO 2)	
<i>Potenza DC</i>	1,785 MWp	<i>Potenza DC</i>	0,357 MWp
<i>Potenza AC</i>	1,500 MVA	<i>Potenza AC</i>	0,300 MVA
P_{DC} / P_{AC}	1,190	P_{DC} / P_{AC}	1,190
<i>N° totale di moduli installati</i>	4.200	<i>N° totale di moduli installati</i>	840
<i>N° moduli per stringhe</i>	28	<i>N° moduli per stringhe</i>	28
<i>N° Strutture Tracker 2x28 (N° di stringhe per struttura 2)</i>	74	<i>N° Strutture Tracker 2x28 (N° di stringhe per struttura 2)</i>	10
<i>N° Strutture Tracker 2x14 (N° di stringhe per struttura 1)</i>	2	<i>N° Strutture Tracker 2x14 (N° di stringhe per struttura 1)</i>	10
<i>Distanza tra strutture E-W</i>	7,588 m (pitch 12,00m)	<i>Distanza tra strutture E-W</i>	7,588 m (pitch 12,00m)
<i>Spazio tra le file N-S</i>	0,50 m	<i>Spazio tra le file N-S</i>	0,50 m
<i>1/CGR</i>	2,72	<i>1/CGR</i>	2,72

Tabella 4: Configurazione cabine di conversione

I cabinati di conversione presenti sono di diversa tipologia; occupano rispettivamente una superficie di 650x240 cm (Cabinato 300 kW) e di 825x240 cm (Cabinato 1500 kW).

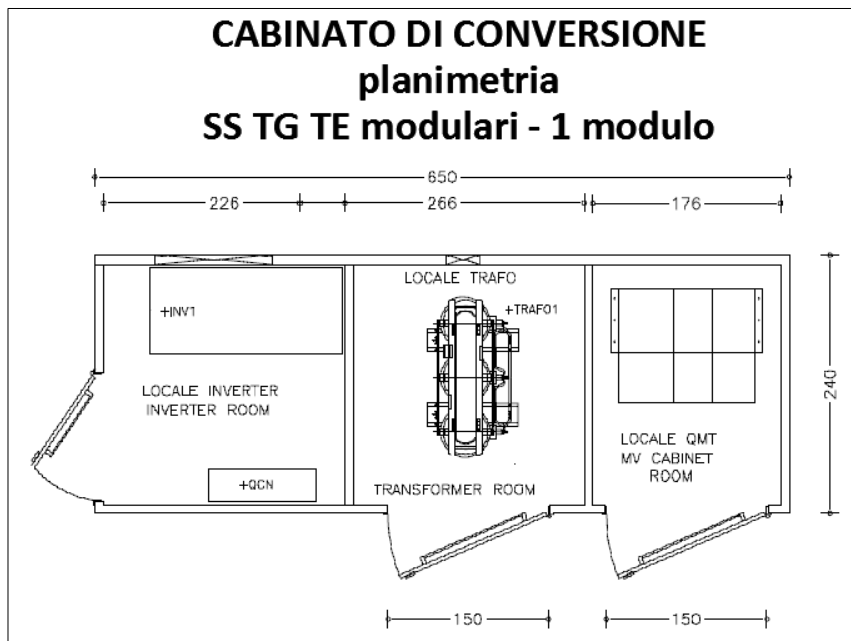


Figura 14 Cabinato di conversione: 300 kVA

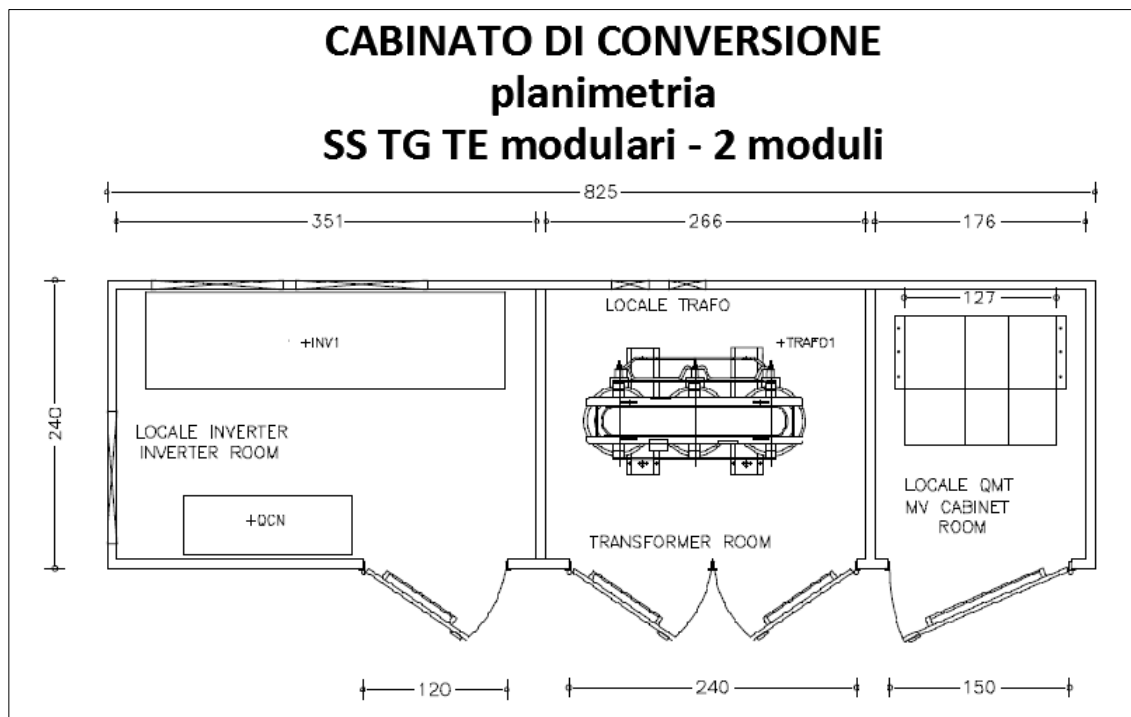


Figura 15 Cabinato di conversione: 1500 kVA

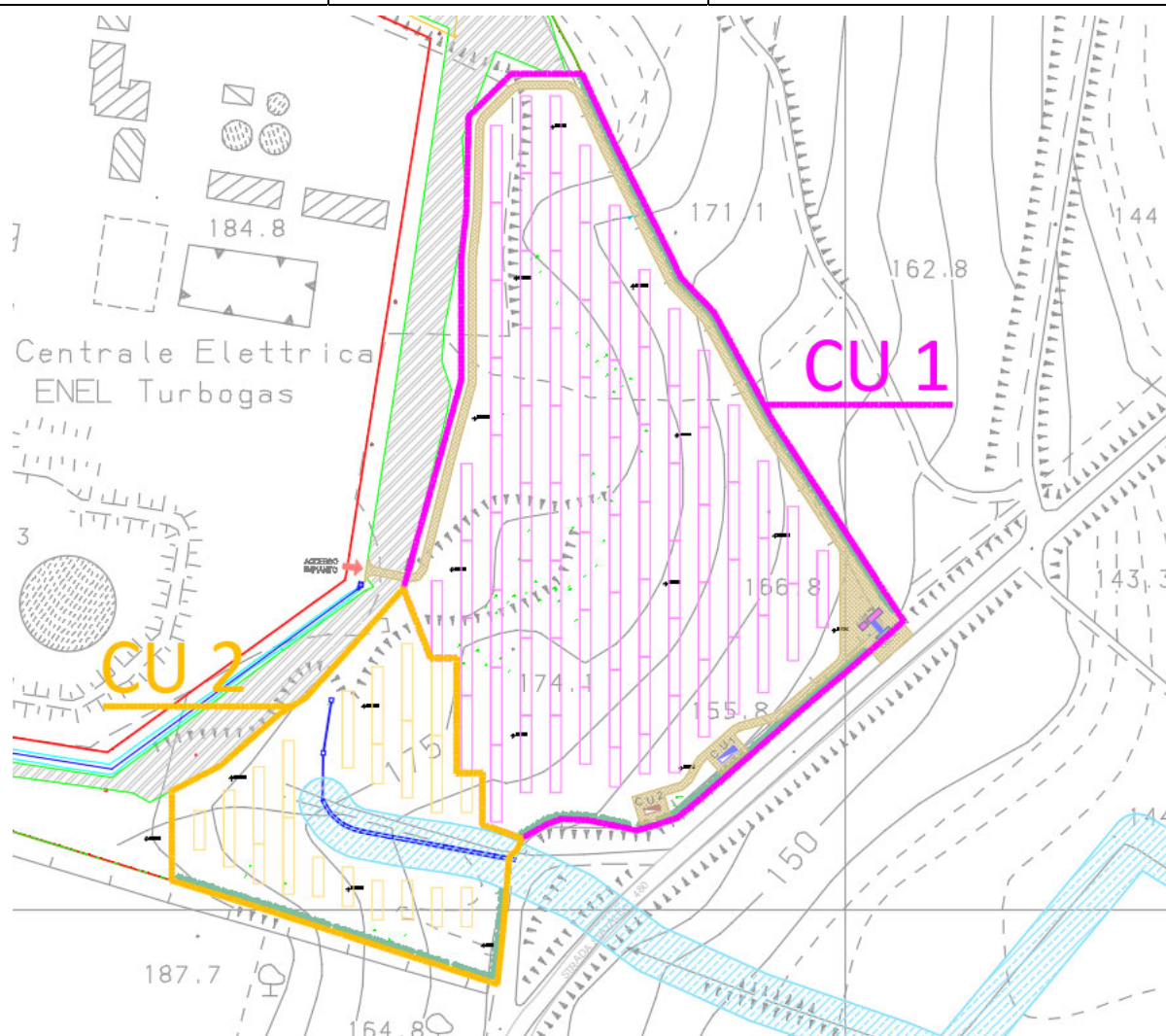


Figura 16 Individuazione delle strutture tracker collegate ai vari Cabinati di conversione

8.2.2 CABINA DI CONSEGNA

La società **e-distribuzione S.p.A.**, ha inoltrato il preventivo di connessione (codice di rintracciabilità: 247371964) alla rete MT che prevede, per l'impianto fotovoltaico in questione. La connessione alla rete di Distribuzione avverrà tramite Realizzazione di una nuova cabina di consegna collegata in antenna da cabina secondaria MT/BT PR-247371964.

La cabina di consegna sarà conforme alle specifiche tecniche richieste da di e-distribuzione.

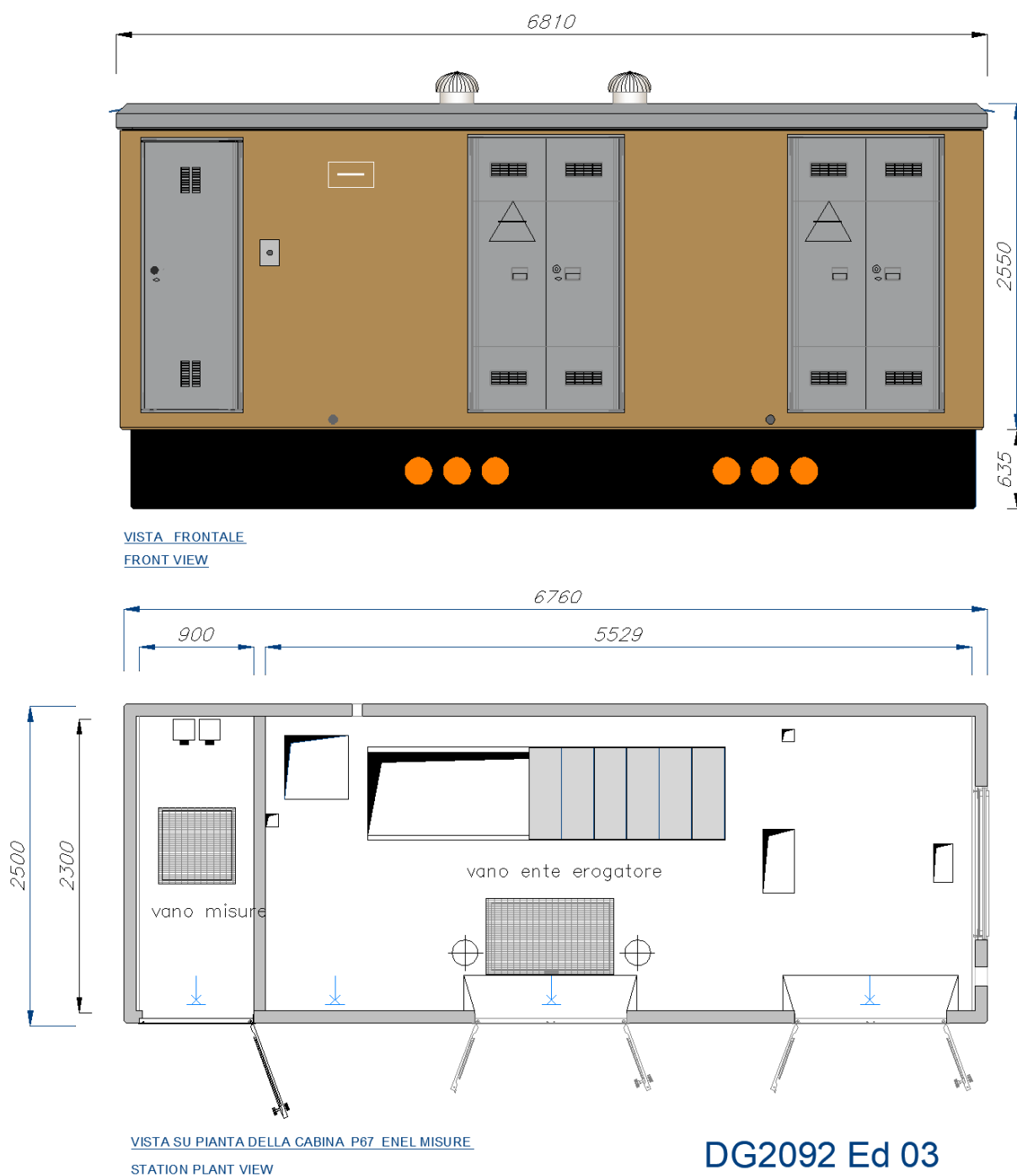


Figura 17 Tipologico Cabina di Consegna Installarsi

8.2.3 CABINA UTENTE

L'impianto fotovoltaico è servito da una cabina utente costituita da 2 prefabbricati in c.a.v. ubicati come indicato nell'elaborato GRE.EEC.D.27.IT.P.12642.00.061.00 - Layout impianto; al loro interno troveranno posto i moduli contenenti le apparecchiature di comando, protezione e controllo.

In particolare la cabina è composta da:

1. Prefabbricato costituito da locale MT e locale trasformatore per servizi ausiliari (TSA). All'interno saranno alloggiate le apparecchiature di protezione, in particolare i dispositivi generali DG, di interfaccia DDI e misure;
2. Prefabbricato costituito da un locale SCADA e bt. All'interno saranno alloggiati gli apparati SCADA e telecontrollo nonché gli apparati per la registrazione dei parametri elettrici.

I locali avranno le dimensioni e gli allestimenti indicati GRE.EEC.D.27.IT.P.12642.00.070.00 - Cabina di consegna - Pianta, prospetti e sezioni.

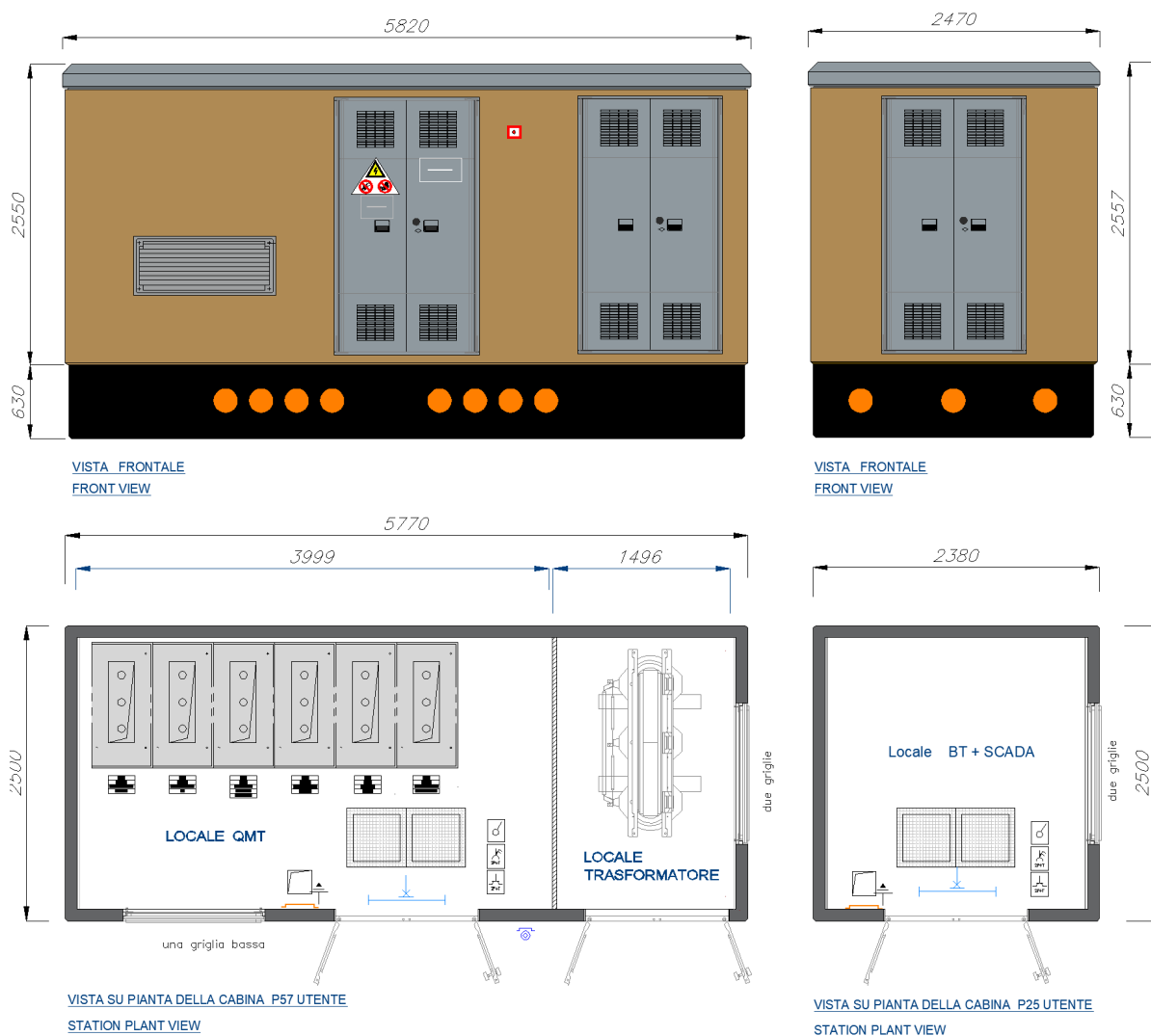


Figura 18 Cabina Utente (MT -TSA) e (SCADA - bt)

8.3 ALTRE STRUTTURE

8.3.1 SUPPORTI PANNELLI FOTOVOLTAICI E RELATIVA CONFIGURAZIONE

Al fine di ottimizzare al massimo l'installazione della potenza all'interno dell'area di impianto, si è optato per l'utilizzo di due differenti configurazioni di strutture tracker.

Nello specifico verranno utilizzate la configurazione 2X28 e 2X14, avendo così maggiore flessibilità nella fase di progettazione.

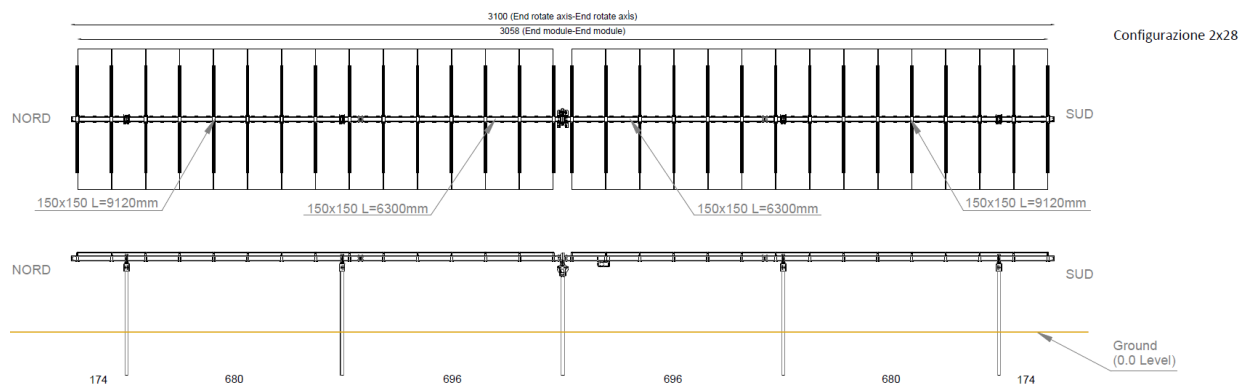


Figura 19: Configurazione Struttura Tracker 2x28

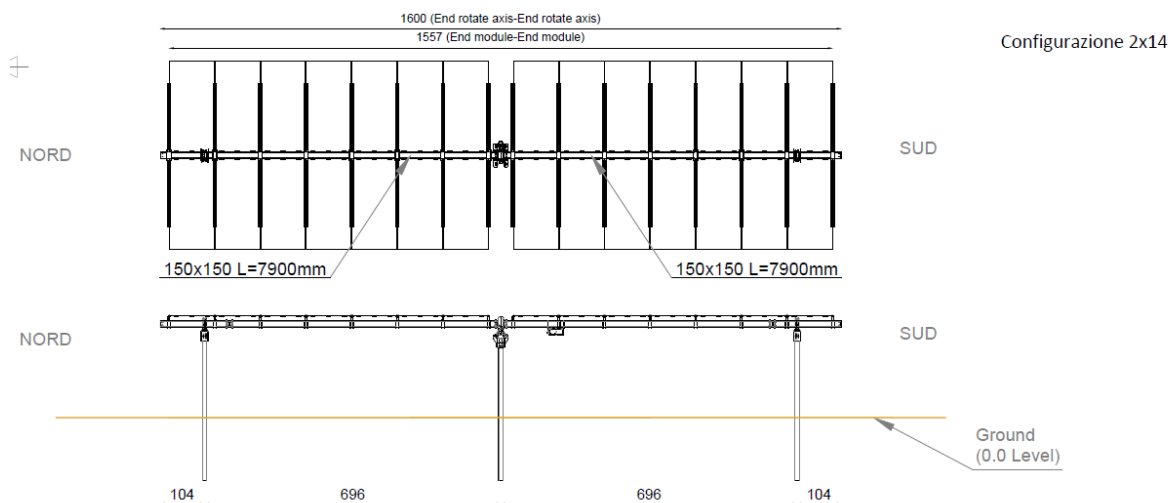


Figura 20: Configurazione Struttura Tracker 2x14

Le strutture vengono collocate con un pitch di 12 metri in direzione est-ovest (con relativo spazio libero tra le strutture di 7,588 m) e 0,30 m in direzione nord-sud. Dalle recinzioni poste lungo il perimetro di impianto verrà lasciato uno spazio libero pari a 8 metri, mentre nel caso in cui, tra le strutture e la recinzione fosse realizzata la viabilità interna, la medesima distanza viene portata a 10 metri.

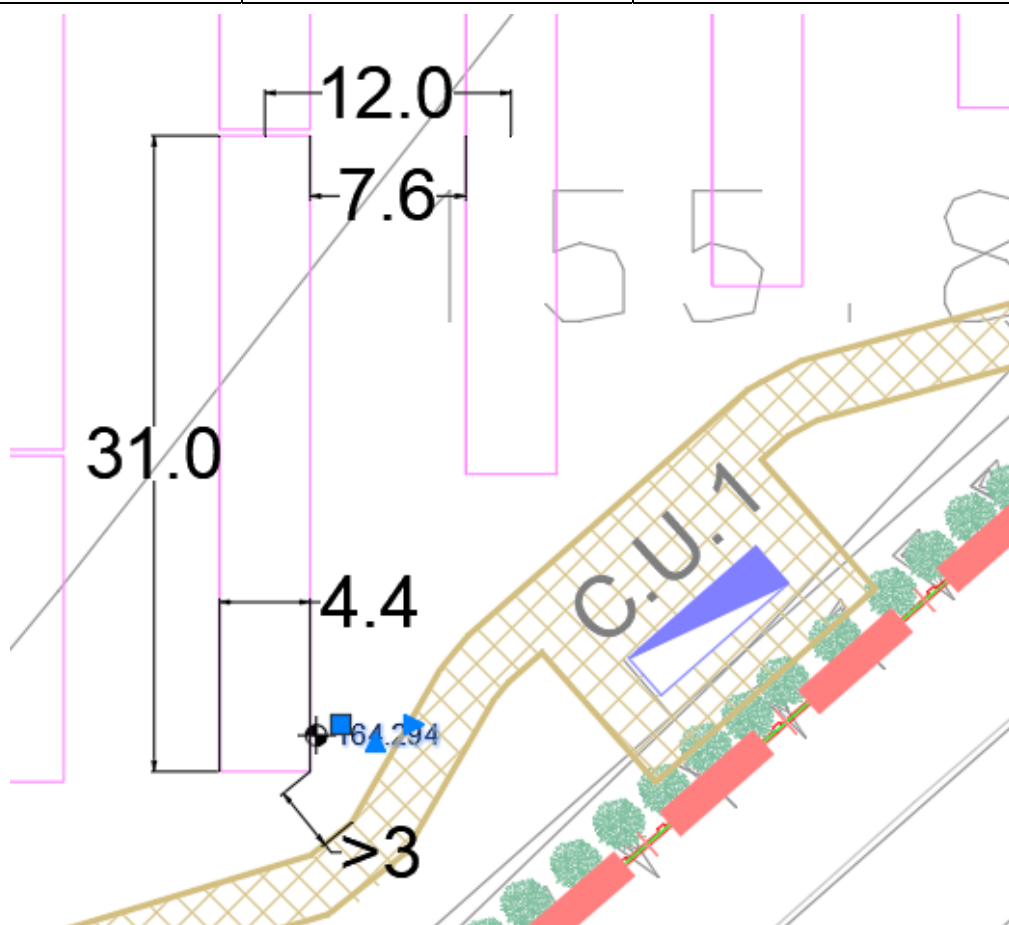


Figura 21: Dettaglio mutue distanze tra le strutture.

Sezione trasversale

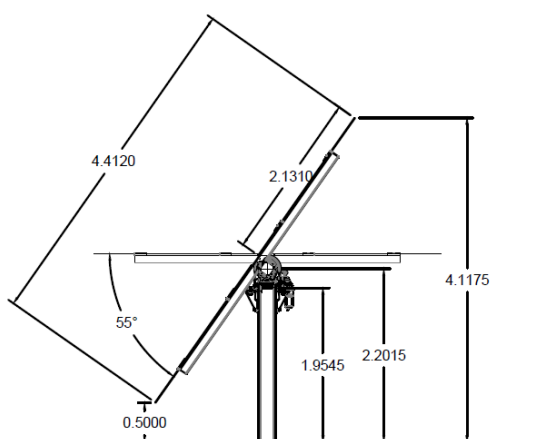


Figura 22: Sezione tipo Struttura Tracker

Per i dettagli sulle strutture si rimanda ai seguenti documenti:

- GRE.EEC.D.27.IT.P.12642.00.064.00 - Dettagli strutture di supporto;
- GRE.EEC.R.27.IT.P.12642.00.076.00 - Relazione sui calcoli preliminari delle strutture.

8.3.2 RECINZIONI E CANCELLI

L'impianto fotovoltaico sarà delimitato da apposita recinzione conforme alle specifiche tecniche del promotore dell'iniziativa. Vista la presenza lungo i bordi dell'area di una recinzione esistente, si provvederà alla rimozione di quest'ultima e il posizionamento di nuova recinzione lungo i bordi dell'area di impianto.

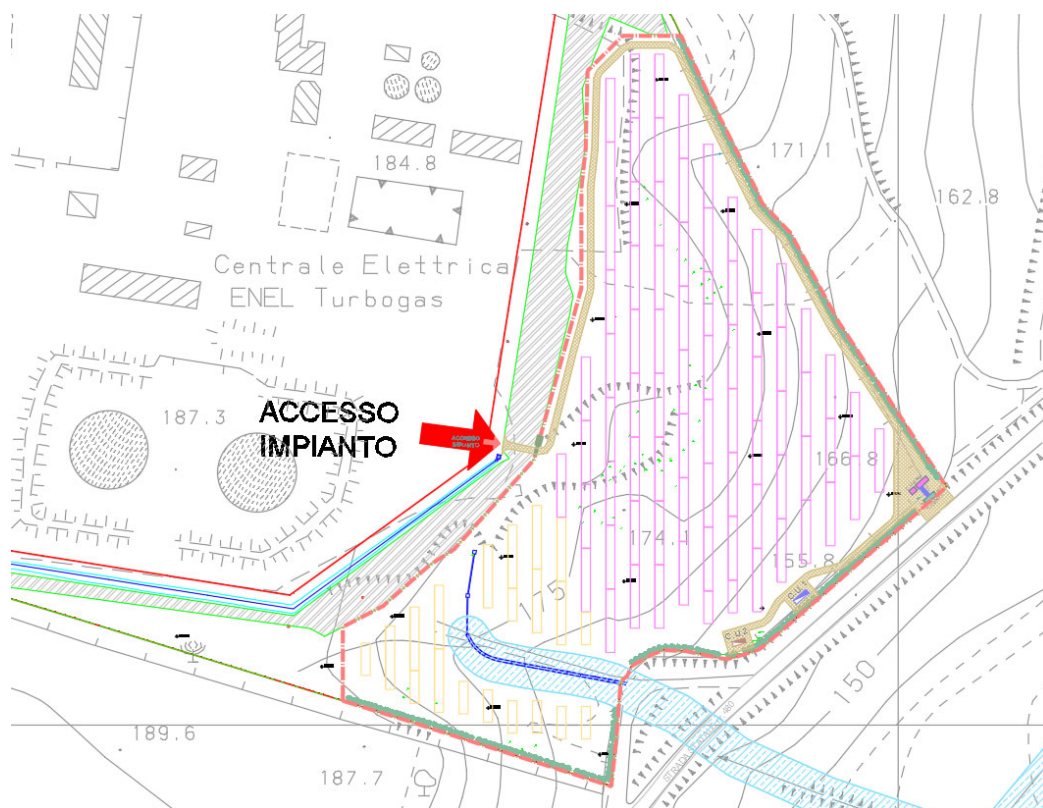


Figura 23 Punto di accesso all'area di impianto

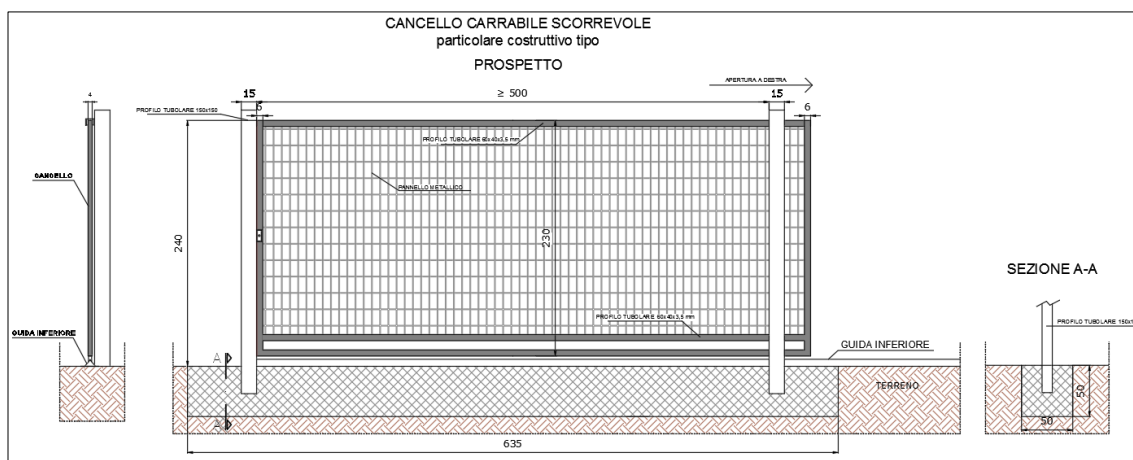


Figura 24 Cannello carrabile scorrevole (rif. doc. GRE.EEC.D.27.IT.P.12642.00.065.00)

Nel punto di accesso all'impianto verrà ubicato un cancello carrabile che renderà accessibile l'area.

La recinzione che verrà realizzata avrà le seguenti caratteristiche:

○ RECINZIONE IMPIANTO TIPO 1 - DA REALIZZARE EX NOVO

con pali metallici su plinti e pannello di rete in acciaio con offendicola antintrusione, di altezza circa pari a 2,65m (L=1.057 m)

La tipologia di recinzioni che verrà utilizzata all'interno dell'impianto è conforme alle prescrizioni delle Specifiche tecniche (S.25.XX.P.10000.12.001.05 - TECHNICAL SPECIFICATIONS FOR PV PLANTS – Annex 1 CIVIL WORKS).

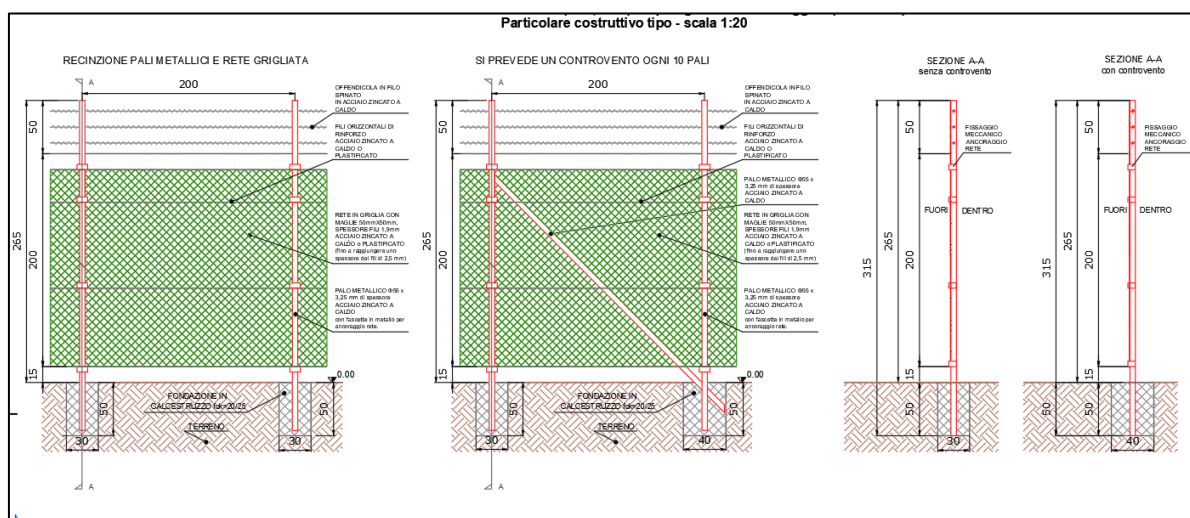


Figura 25 Rappresentazione della recinzione tipo1.

8.3.3 FONDAZIONI

Le strutture portamoduli verranno installate previa infissione di appositi pali che fungeranno da fondazione per le strutture di supporto.

Maggiori informazioni sono riportate nei seguenti documenti:

- GRE.EEC.D.27.IT.P.12642.00.064.00 - Dettagli strutture di supporto;
- GRE.EEC.R.27.IT.P.12642.00.076.00 - Relazione sui calcoli preliminari delle strutture.

Con riferimento alle fondazioni dei cabinati di conversione, si ha la necessità di realizzazione di un basamento su cui si ubicherà il cabinato. Pertanto, dopo opportuna preparazione e compattazione del terreno, si procederà al trasporto ed alla posa in opera della fondazione prefabbricata per i cabinati.

Ulteriori fondazioni presenti sono quelle relative alle recinzioni e al cancello di accesso: le recinzioni avranno tipologia di fondazione che sarà costituita da plinti isolati di dimensioni 0.30x0.50x0.30 m con, ogni 10 pali, una fondazione di 0.40x0.40x0.50 m che è adibita ad accogliere oltre al palo verticale quello del controvento.

Per maggiori dettagli si veda il documento: GRE.EEC.D.27.IT.P.12642.00.065.00 - Particolari costruttivi recinzione.

9 ANALISI DELLE SUPERFICI COPERTE E DEI VOLUMI DEI FABBRICATI

Si riportano nella seguente tabella le dimensioni principali dei fabbricati che interessano l'impianto:

DESCRIZIONE	Dim.1	Dim. 2	Altezza max	Superficie Totale	Volume Totale
	[m]	[m]	[m]	[m ²]	[m ³]
Cabinato di conversione C.U.1	8,25	2,40	3,23	19,80	63,95
Cabinato di conversione C.U.2	6,50	2,40	3,23	15,60	50,39
Cabina utente (MT+TSA)	6,76	2,50	2,55	16,90	43,10
Cabina utente (Scada + BT)	4,48	2,50	2,55	11,20	28,56
			TOTALE	63,50	186,00

Dunque, il volume edificato in progetto è di 186,00m³.

La superficie coperta dagli edifici in progetto è di 63,50m², la superficie dei moduli è di 11.289,60m².

10 TEMPI PER LA REALIZZAZIONE DEGLI INTERVENTI

Per il cronoprogramma degli interventi da realizzare si rimanda ad apposito elaborato allegato al progetto: GRE.EEC.P.27.IT.P.12642.00.014.00- Cronoprogramma degli interventi.

11 ANALISI PAESAGGISTICO, AMBIENTALE ED URBANISTICA

11.1 PIANO TERRITORIALE PAESISTICO DI AREA VASTA N.2 (PTPAAV)

La cartografia di piano per PTPAAV n.2 comprende, oltre alle norme che racchiudono i passaggi principali che hanno portato all'elaborazione del Piano, anche due elaborati:

- Tavola P1/P1bis – Carta delle trasformabilità: l'area di intervento ricade in zona Pa (aree con prevalenza di elementi di interesse produttivo agricolo di valore elevato - Figura 14).
- Tavola S1/S1bis – Carta delle qualità del territorio: l'area di intervento ricade in zona di interesse naturalistico e di interesse produttivo agrario - Figura 15.

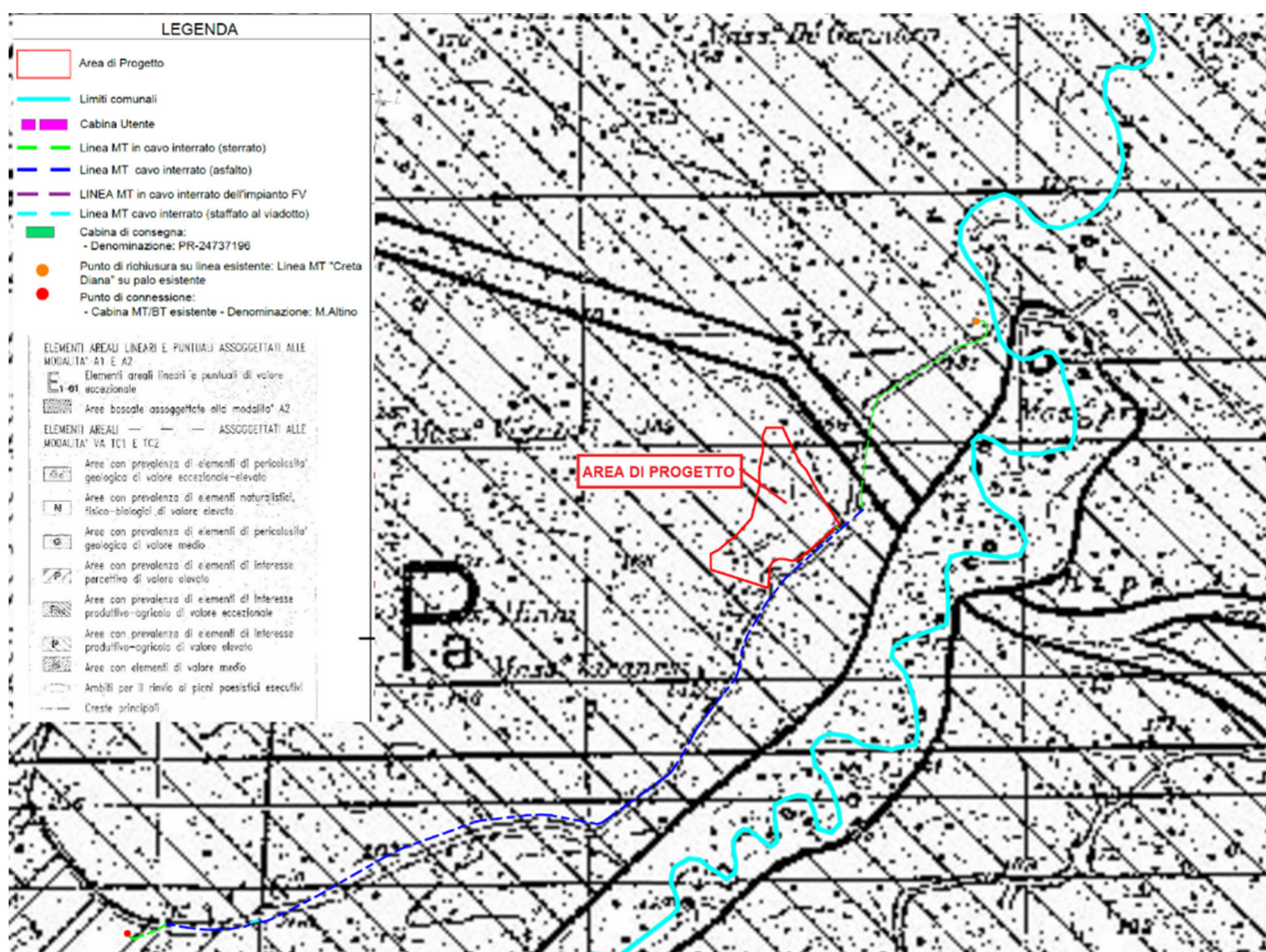


Figura 26 - Stralcio Tav. P1 del PTPAAV n.2 – Carta delle trasformabilità

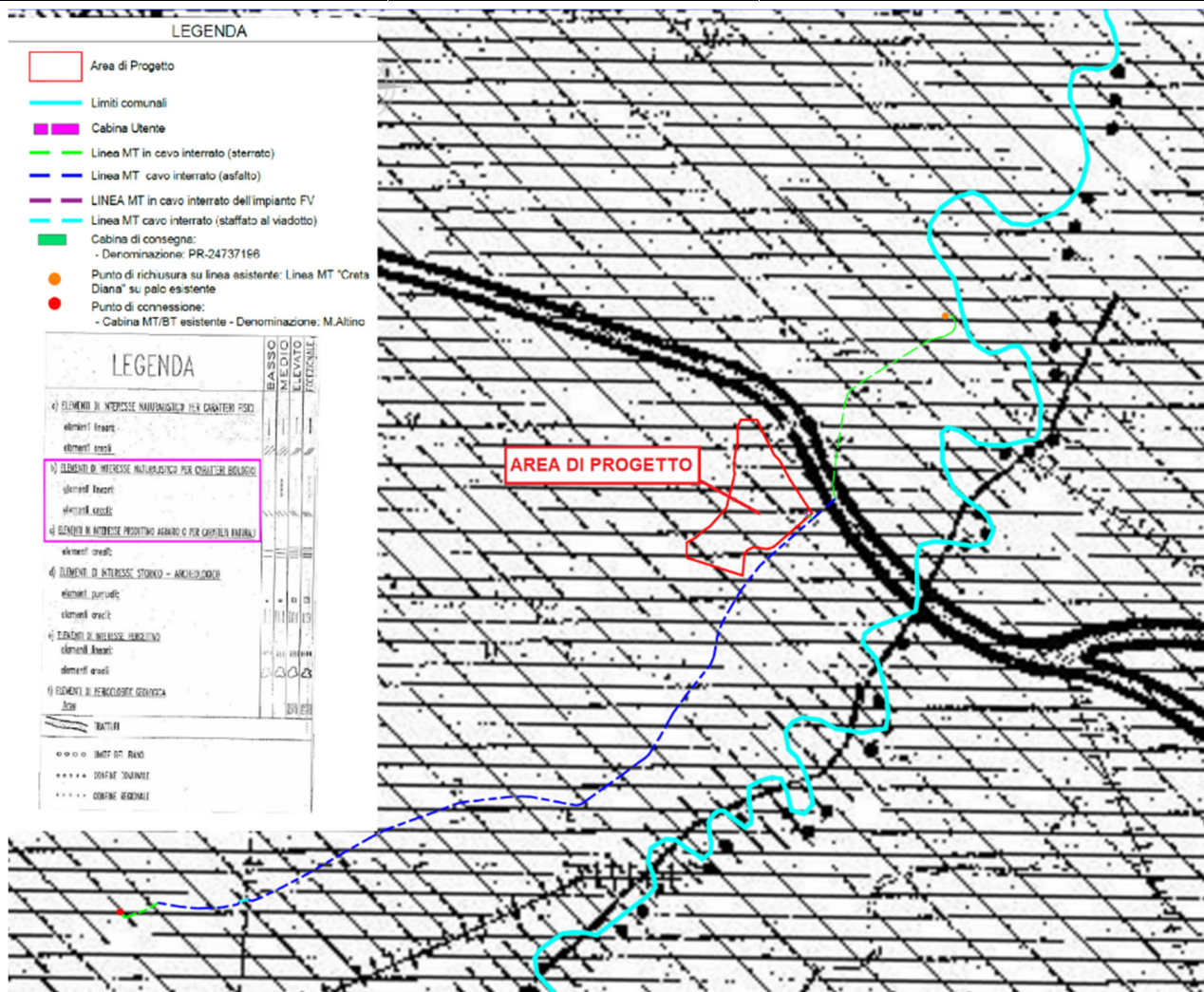


Figura 27 - Stralcio Tav. S1 del PTAAV n.2 – Carta delle qualità del territorio

Le norme disponibili a livello regionale in materia di paesaggio individuano diversi livelli di tutela. L'area per l'intervento proposto è inquadrabile in 'uso insediativo b.6 – insediamenti artigianali industriali e commerciali', e risulta soggetto alle tutele di tipo VA e TC1, come riportato nella scheda progettuale per le zone Pa – Prevalenza di elementi di interesse agricolo di valore elevato, dove:

VA: "Trasformazione da sottoporre a verifica di ammissibilità consistente nella verifica, attraverso lo "studio di compatibilità" [...], dell'ammissibilità di una trasformazione antropica, in sede di previsione di tipo urbanistico e cioè in sede di formazione, approvazione e gestione degli strumenti di pianificazione territoriale ed urbanistica e delle relative varianti o deroghe, in sede di approvazione di atti tecnico-amministrativi degli Enti pubblici e privati preposti alla realizzazione di opere pubbliche ed infrastrutturali; consiste inoltre, in caso di ammissibilità, nel rispetto della modalità TC1."

TC1: "Trasformazione condizionata a requisiti progettuali da verificarsi in sede di rilascio di autorizzazione ai sensi dell'art. 7 della L. 1497/39. – (ora autorizzazione paesaggistica ai sensi dell'art. 146 del D.Lgs .42/2004) - Consiste nel rispetto di specifiche prescrizioni conoscitive, progettuali,

esecutive e di gestione [...]".

In base a quanto prescritto dalle norme tecniche di piano a livello regionale, l'intervento ricadente in tali aree è soggetto ad autorizzazione paesaggistica ai sensi dell'art. 146 del d.lgs. 42/04 e pertanto è stata prodotta specifica relazione paesaggistica.

Mentre per quanto riguarda nello specifico, l'ammissibilità dell'intervento in relazione agli elementi di interesse produttivo agricolo di valore elevato effettivamente presenti nell'area si rimanda alla "Relazione sull'Ambiente Biotico", allegata al progetto.

L'area di progetto non risulta ricadere in beni paesaggistici ai sensi del D.Lgs. 42/2004.

Nelle immediate vicinanze dell'area c'è il Tratturo S.Andrea Biferno.

In base alla normativa consultata risulta quanto segue:

- I tratturi sono stati dichiarati di "...particolare interesse per l'archeologia e per la storia politica, economica, sociale e culturale della Regione Molise, ponendo di fatto i Tratturi sotto la stessa giurisdizione delle opere d'arte" con Decreto del Ministero dei Beni Culturali del 1976. Tale vincolo di tutela sui tratturi trae origine dalla L.1089/39.
- Le NTA consultabili dell'Area 1 specificano che si tratta di elementi di interesse archeologico che devono essere salvaguardati mediante "conservazione, miglioramento e ripristino delle caratteristiche costitutive".
- Le NTA consultabili dell'Area2 non forniscono indicazioni specifiche sui tratturi. Tuttavia, in considerazione che sono considerati vincolati ai sensi della L. 1089/39, in merito le NTA del PTPAAV n.2, relativamente alle 'Fasce di rispetto, riportano quanto segue:
- *'Beni individuati con provvedimenti emessi ai sensi della L. n. 1089/39: Resta individuata una fascia di rispetto della larghezza di 50 metri dal limite dei beni individuati nei provvedimenti emessi ai sensi della L. 1089/39, nella quale sono vietati tutti gli interventi comportanti realizzazione di volumi fuori terra, ferme restando le altre limitazioni poste dalle norme del P.T.P.A.A.V. per le aree interessate. '*

Per il progetto in esame è stata considerata una fascia di rispetto di 50,0 metri dal tratturo S.Andrea Biferno, in cui non saranno installati volumi fuori terra, fermo restando l'acquisizione del parere della Soprintendenza Archeologica in previsione del quale è stata predisposta specifica VIARCH. Si rimanda alla relazione sul rischio archeologico allegata alla VIARCH per approfondimenti.

L'inserimento delle strutture del parco fotovoltaico in progetto risulta compatibile con le norme vigenti, in quanto è situato a una distanza uguale o maggiore di 50,0 metri dal ciglio del suolo tratturale.

In particolare, c'è una minima porzione del buffer di 50 m dal tratturo S. Andrea-Biferno che interessa la recinzione esistente, la viabilità di impianto che sarà prevista in misto granulare stabilizzato, e la vegetazione perimetrale che sarà prevista a tutela visiva anche del tratturo stesso.

Per la fascia vegetazionale di mitigazione è prevista la messa a dimora di essenze autoctone con altezza compresa tra 3.00 e 3.50 m.

Il progetto oggetto della presente relazione non prevede interventi comportanti volumi fuori terra ricadenti nella fascia di rispetto di 50,0 metri dei citati tratturi.

Inoltre, a Sud-Est della centrale è presente un bene architettonico di interesse culturale non verificato

denominato “*Masseria Varanese*”, tutelato ai sensi dell’art. 10 del D.lgs. 42/2004, rinveniente dalla consultazione del sito web “vincoli in rete”: la collocazione risulta però imprecisa.

In materia di paesaggio non si riscontrano altre particolari prescrizioni in relazione al sito di intervento. Per il funzionamento e la messa in esercizio dell’impianto in progetto sarà necessario realizzare opere di connessione come riportato negli elaborati di progetto della connessione.

Tali opere interessano in parte la rete tratturale, in quanto si necessita di attraversare per un piccolo tratto la parte finale del tratturo S.Andrea Biferno con cavo interrato. Si specifica che non si tratta di opere fuori terra e che al fine di mitigare l’effetto dell’attraversamento del cavo su suolo tratturale, si prevede di poter applicare la tecnica trenchless in alternativa allo scavo a cielo aperto in fase esecutiva. In caso in cui si rendesse necessario operare con modalità di scavo a cielo aperto, saranno comunque garantiti tutti gli opportuni ripristini.

In generale, fermo restando l’acquisizione dell’Autorizzazione Paesaggistica richiesta dalle NTA del PTAAV e del parere della Soprintendenza archeologica per quanto riguarda nello specifico l’interessamento del Tratturo S.Andrea Biferno per l’attraversamento del cavidotto di connessione alla rete di distribuzione, la zona di impianto non è interessata da beni paesaggistici ai sensi del d.lgs. 42/04 art. 142 e 136, pertanto si può ritenere esclusa dalle Aree Non idonee FER.

Solo il tratto del cavidotto interrato appartenente alle opere di connessione alla rete di distribuzione che attraversa l’ultimo tratto del Tratturo S.Andrea Biferno, ricade in Aree Non Idonee FER.

11.2 AREE NATURALI PROTETTE

L’analisi relativa a: zone umide di importanza internazionale (Ramsar), aree Rete Natura 2000 (SIC/ZSC e ZPS), Important Bird Areas (IBA) e Aree protette ufficiali (EUAP) non ha rilevato interferenze dirette dell’impianto con tali siti come si può rilevare dallo stralcio riportato in Figura 28La più vicina area protetta è una zona che afferisce alla Rete Natura 2000. L’area di intervento infatti dista circa 200 metri dal perimetro che delimita due siti rete natura 2000, individuati in cartografia, e così denominati:

- ZSC IT7222254 Torrente Cigno
- ZPS IT 7228230 Lago di Guardialfiera – Foce del fiume Biferno

Si evidenzia tuttavia la necessità di realizzare un collegamento che ricade per meno di 100 metri nell’area che delimita la ZSC e la ZPS citate, per permettere la realizzazione del punto di richiusura su linea esistente denominata Linea MT Creta Diana, su palo esistente. Essendo i piani di gestione in fase di realizzazione, si considera che si tratta di una porzione di intervento trascurabile, che comporterà uno scavo di profondità inferiore ai 2 metri per un tratto di lunghezza inferiore a 100 metri all’interno del perimetro dell’area afferente alla Rete Natura 2000. L’intervento è necessario per la funzionalità dell’impianto, e si precisa che si garantiscono i ripristini. Il breve tratto che si dovrà attraversare fino al palo MT esistente seguirà la strada sterrata esistente, denominata Contrada Piane di Larino, pertanto non si prevedono tagli di vegetazione o altri interventi che possano incidere sul contesto ambientale interessato. Si ritiene che tale opera sia realizzabile con impatto trascurabile sul

contesto faunistico e vegetazionale.

Relativamente ai corridoi ecologici e alla rete ecologica regionale, l'area di intervento si pone al limite della perimetrazione individuata a livello provinciale. Tuttavia si fa presente che gli elaborati del PTCP (Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale) sono ancora in fase di redazione, pertanto non rivestono carattere di ufficialità.



Figura 28 – Individuazione area di progetto rispetto ad aree Ramsar, IBA, Rete Natura 2000, EUAP (Fonte: http://www.pcn.minambiente.it/viewer/index.php?services=progetto_natura)

In considerazione della vicinanza dei siti Natura 2000 al sito di progetto, si è scelto di attivare il livello I “fase preliminare di screening” della Procedura di Valutazione di Incidenza (DPR 357/1997 e smi) in cui si analizza la possibile incidenza che un progetto o un piano può avere sul sito natura 2000 sia isolatamente sia congiuntamente con altri progetti o piani, valutando se tali effetti possono oggettivamente essere considerati irrilevanti.

I contenuti dello Screening, cui si rimanda ai fini dell'emissione del parere di competenza, evidenziano che la realizzazione dell'impianto di progetto non sarà in grado di produrre effetti significativi né sulle Aree Protette a vari livelli, né sulla vegetazione e gli habitat nell'intorno dell'area di progetto. Si rimanda alla Relazione allegata allo screening per approfondimenti.

Inoltre, dal momento che il progetto, a meno di un breve tratto delle opere di connessione alla rete di distribuzione, non ricade in aree naturali protette a diversi livelli, zone umide di importanza internazionale (RAMSAR), aree Rete Natura 2000, aree IBA, siti Unesco, né si ravvisa che possa avere effetti negativi sulle Aree Protette più prossime, si ritiene che:

- l'area strettamente di impianto non ricada in Aree Non idonee FER
- che la realizzazione del progetto sia compatibile dal punto di vista della tutela e conservazione delle aree naturali protette e dei siti Unesco.

11.3 PIANO STRALCIO PER L'ASSETTO IDROGEOLOGICO (PAI)

Dall'analisi del PAI si evince che l'area interessata strettamente dalle strutture fotovoltaiche non è sottoposta ad alcun vincolo PAI, né per quanto concerne la pericolosità idraulica (Figura 31), né per quanto concerne la pericolosità da frana e valanga (Figura 30) ed i relativi rischi.

In particolare, si evidenzia che nell'area di progetto è stata riscontrata, sia sulla Cartografia IGM che in fase di site visit, la presenza di un canale di scolo delle acque, per il quale, in base all'art. 16 del PAI, è stabilita una fascia di assetto pari a 10.

Secondo l'art. 12, l'intervento non ricade tra quelli consentiti in fascia (PI2 moderata), pertanto sia il reticolo che l'area di rispetto sono escluse dall'area di progettazione e non saranno interessate dalla realizzazione dell'impianto (Figura 29).

Per quanto riguarda il percorso delle opere di connessione alla rete di distribuzione si evidenzia che:

- Un piccolo tratto di cavidotto MT (15 m) in prossimità del punto di richiusura su linea MT esistente "Creta Diana" confina con area PI1 - Pericolosità Idraulica Bassa, di conseguenza il medesimo tratto confina con area a Rischio Idraulico RI1-Moderato. Non si tratta di un'interferenza ed il cavo sarà interrato su strada esistente, ripristinata come ante operam al termine del cantiere.
- La realizzazione della connessione necessaria all'esercizio dell'impianto in progetto prevede il punto di richiusura su linea MT esistente denominata Creta Diana, fino al palo esistente. Potrebbe rendersi necessario sostituire tale palo per manutenzione della rete e tale intervento potrebbe essere realizzato durante le attività di cantiere. Si evidenzia che tale punto è esterno al confine che delimita l'area di pericolosità idraulica, come si evince dagli stralci di seguito riportati e dagli elaborati di progetto allegati, pertanto non si tratta di un'interferenza.
- La linea predisposta per la connessione attraversa quasi a confine una zona individuata dal PAI come PF2 Pericolosità Elevata per frana e di conseguenza il tratto di viabilità interessato ha un rischio da frana e valanga RF3 – elevato.

Appartengono alla classe PF2 le aree con elevata pericolosità da frana evidenziate dalla presenza di elementi distintivi del carattere di quiescenza e da indicatori geomorfologici diretti quali la presenza di corpi di frana preesistenti e di segni precursori di fenomeni gravitativi.

In tali aree, secondo l'art. 26 delle NTA del PAI, e di rimando anche secondo l'art. 25, previa valutazione di compatibilità idrogeologica, sono ammessi diverse tipologie di intervento a carattere edilizio – infrastrutturale, tra cui gli interventi dell'art. 3 commi a), b) e c). La realizzazione della connessione, che è prevista in percorrenza alla sede stradale, è assimilabile a un'opera necessaria a realizzare e integrare un servizio tecnologico (Rif. Art. 3 c.1 lett. b) D.P.R. 380/01).

L'attraversamento del cavidotto nel suddetto tratto non concorre ad incrementare il livello di pericolosità e non preclude la possibilità di attenuare e/o eliminare in seguito le condizioni che determinano l'instabilità delle aree.

Sulle aree perimetrate, il progetto delle opere di connessione prevede alcuni interventi mitigativi, che nel dettaglio sono descritti nella Relazione Geologica allegata al progetto.

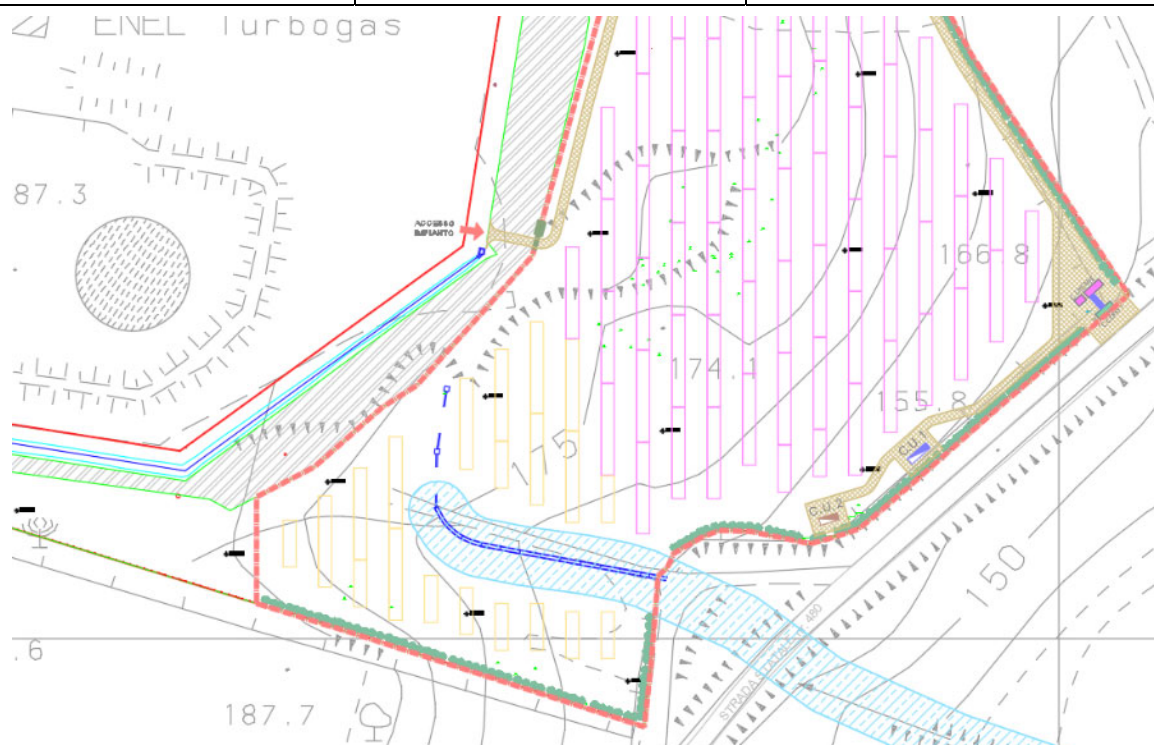


Figura 29 - stralcio planimetria di layout di impianto con particolare reticolo e fascia di rispetto (linea blu e retino ciano) non interferenti con le strutture fv

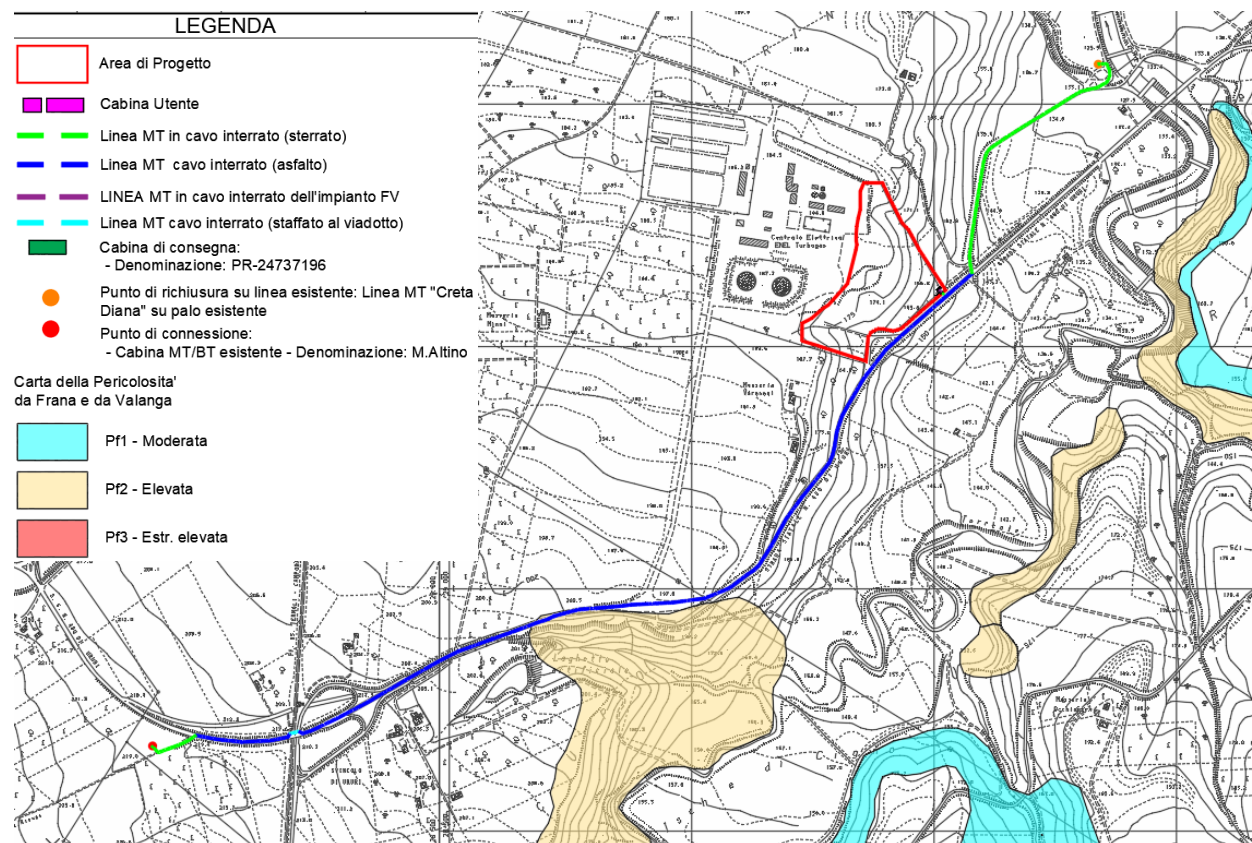


Figura 30 – Individuazione area di progetto e opere di connessione alla rete di distribuzione su Carta della Pericolosità da frana e valanga (fonte: <https://www.distrettoappenninomeridionale.it/> - Elab.T02-15)

Si rimanda alle specifiche Relazione Geologica, Idraulica e Idrogeologica, e agli elaborati grafici di dettaglio, allegati al Progetto definitivo e alle opere di connessione, per approfondimenti circa la modalità di attraversamento dell'area PF2 e della compatibilità dell'intero intervento.

Dall'indagine geologica, idrogeologica, geotecnica e sismica condotta sull'area, e tenuto conto delle prescrizioni descritte negli specifici elaborati, da applicare in fase progettuale, si ritiene che l'opera possa essere realizzata in condizioni di sicurezza geologica, idrogeologica ed idraulica.

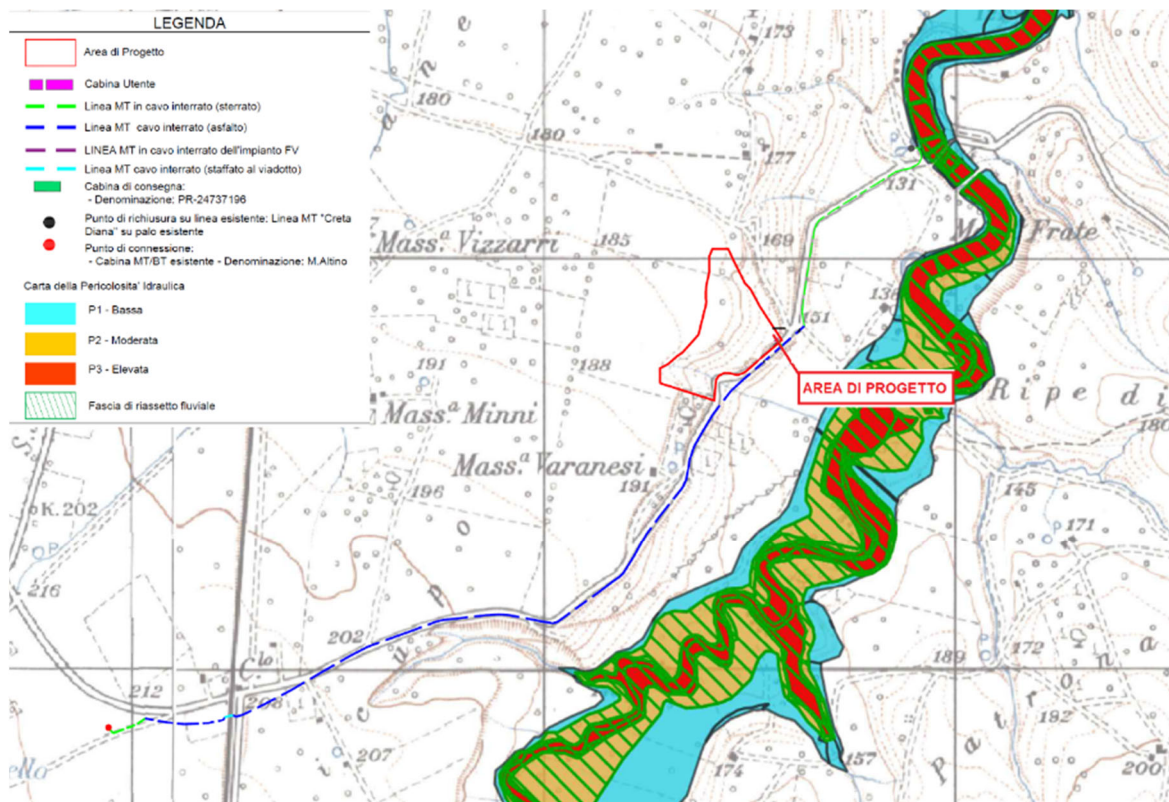


Figura 31 – Individuazione area di progetto e opere di connessione alla rete di distribuzione su Carta della Pericolosità idraulica (fonte: <https://www.distrettoappenninomeridionale.it/> - Elab.T04-20)

11.4 INVENTARIO FENOMENI FRANOSI - IFFI

L'Inventario IFFI è un importante strumento conoscitivo di base utilizzato per la valutazione della pericolosità da frana dei Piani di Assetto Idrogeologico (PAI), la progettazione preliminare di interventi di difesa del suolo e di reti infrastrutturali e la redazione dei Piani di Emergenza di Protezione Civile. Dalla consultazione del sito Ispra Ambiente risulta che l'area di studio è interessata da fenomeni franosi (cfr. Figura 32).

In particolare, la parte in cui è prevista l'installazione dell'impianto fotovoltaico risulta essere interessata da frana di tipo "scivolamento rotazionale/traslatoivo" e da una fascia di frane superficiali diffuse.

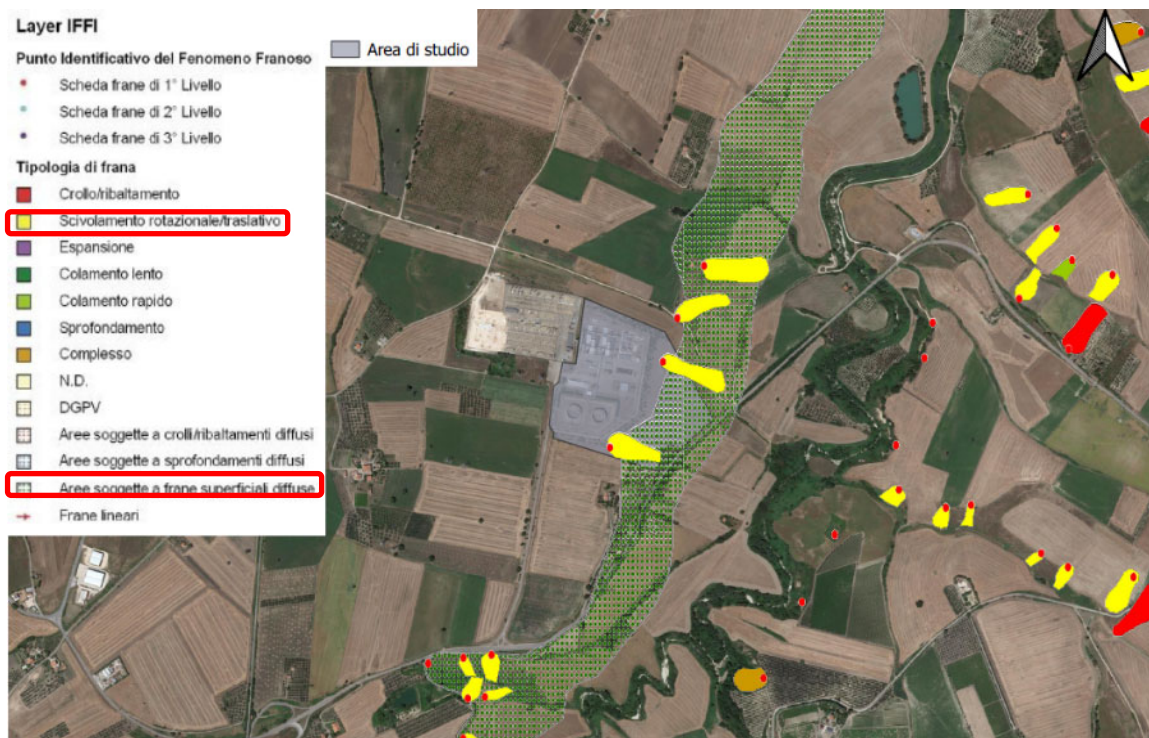


Figura 32: inquadramento dell'area di studio rispetto al progetto IFFI

Pertanto, si è ritenuto opportuno elaborare una verifica di stabilità dei pendii secondo le NTC2018. Le risultanze di tale verifica, contenute nella Relazione sulla stabilità dei versanti allegata al progetto, cui si rimanda per approfondimento, non ha evidenziato criticità per la realizzazione del progetto nell'area di installazione delle strutture fotovoltaiche indagata.

11.5 VINCOLO IDROGEOLOGICO

Come si evince dalla cartografia disponibile riportata in Figura 33 – Localizzazione area di intervento su Carta di Vincolo Idrogeologico Regionale (fonte: <http://www3.regione.molise.it/flex/cm/pages/ServeBLOB.php/L/IT/IDPagina/450>, l'area di intervento non ricade in zona soggetta a vincolo idrogeologico.

Tuttavia la cartografia disponibile sul sito web è accompagnata da un avviso del "Servizio Fitosanitario Regionale - Tutela e Valorizzazione della Montagna e delle Foreste Biodiversità e Sviluppo Sostenibile" che precisa che si tratta di una digitalizzazione a partire da cartografie 1:25.000 IGM degli anni cinquanta. Pertanto, la cartografia in formato pdf elaborata dal citato servizio è da considerarsi "work in progress" e che le aree soggette a vincolo idrogeologico e quelle non soggette sono da ritenersi attendibili per macro aree: si dovrà regolarmente avanzare istanza di cui agli artt. 20 e 21 del R.D. 1126/26 per quelle aree che ricadono vicino ai centri urbani o alle distanze di duecento metri dai confini naturali ed artificiali.

Il progetto e le relative opere di connessione hanno distanza variabile dai confini comunali, in alcuni tratti inferiore e per altri superiore ai 200 m.

Inoltre, il Certificato di Destinazione Urbanistica fornito dal servizio Urbanistica e Ambiente del Comune di Larino certifica che le particelle catastali interessate dall'intervento in progetto sono sottoposte a vincolo idrogeologico ai sensi del R.D. 3267/1923.

Pertanto, ci si rimette al Servizio Regionale che con la collaborazione dei Carabinieri Forestale eseguirà le verifiche del caso ed emetterà l'eventuale nulla-osta di cui al vincolo idrogeologico o la comunicazione della esclusione dell'area oggetto di richiesta dalle aree vincolate dal punto di vista idrogeologico.

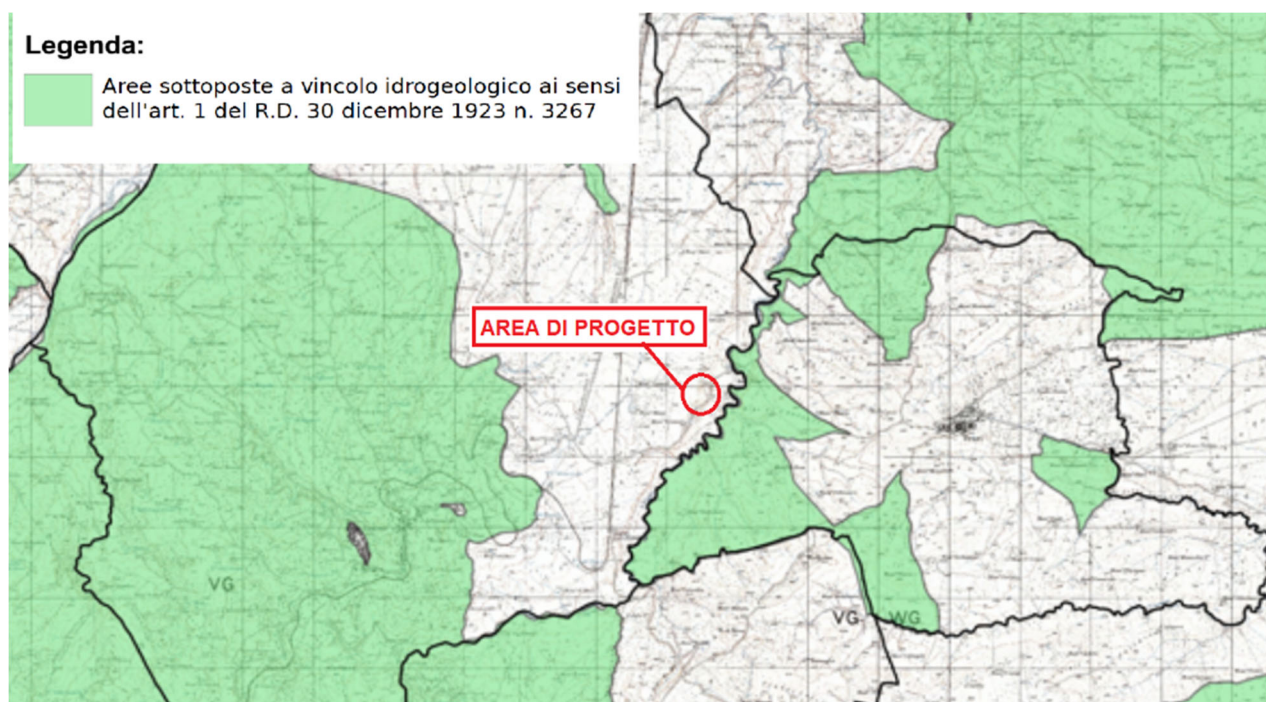


Figura 33 – Localizzazione area di intervento su Carta di Vincolo Idrogeologico Regionale (fonte: <http://www3.regione.molise.it/flex/cm/pages/ServeBLOB.php/L/IT/IDPagina/450>)

Relativamente ai geositi, il Comune di Larino ricade in due unità: Il Basso Molise e la Fascia

11.6 STRUMENTAZIONE URBANISTICA

Attualmente la regolamentazione urbanistica del Comune di Larino è governata da un Programma di Fabbricazione (PdF) degli anni 70, approvato con DGR n. 1879 del 16/11/1973 e soggetto negli anni a diverse varianti, tra cui quella attuata con DGR n.479 del 27.03.2020 con cui è stata approvata la variante alla NTA relativamente alla Zona “E Agricola”. Inoltre, il Piano è stato successivamente modificato e accompagnato da Piani attuativi di settore.

Per quanto di competenza comunale e secondo le informazioni reperite dal Certificato di destinazione urbanistica, i terreni interessati dal progetto di realizzazione dell'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione risultano ricadenti in zona E (Agricola).

“In tale area è permessa la costruzione di fabbricati e abitazioni a carattere esclusivamente agricolo, escludendo la realizzazione e il cambio di destinazione di uso di fabbricati esistenti per uso diverso da quello strettamente indispensabile all'attività agricola e connessi all'agricoltura.”

Inoltre, nel documento *“Relazione Istruttoria (RI_Rev_0) della domanda di AIA presentata da ENEL produzione SpA Centrale Termoelettrica di Larino – ID 10140”*, emessa in data 15.07.2019 si riporta quanto segue: *“Dal punto di vista della programmazione urbanistica comunale, l’intera superficie del Compendio risulta essere inserita in spazio extraurbano e risulta interamente classificata dal vigente Piano di Fabbricazione come zona Agricola “E” in quanto area non evidenziata da alcun tematismo. Le norme tecniche di Attuazione (NTA) del PdF stabiliscono che in questa zonizzazione, oltre ad essere consentita l’attività di coltivazione agricola è permessa la costruzione di fabbricati ed abitazioni a carattere esclusivamente agricolo, escludendo il cambio e la destinazione d’uso di fabbricati esistenti, per uso diverso da quello strettamente indispensabile all’attività agricola e connessi all’agricoltura. Il Gestore (ENEL Produzione SpA) precisa che il Comune di Larino sta predisponendo quanto occorre per la formazione del Nuovo Piano Regolatore Generale. Con l’occasione, le aree attualmente occupate dal compendio immobiliare dovranno essere necessariamente tematizzate e normate in base alla destinazione d’uso effettiva e comunque secondo la destinazione d’uso indicata dal Decreto di Costruzione dell’Impianto Turbogas che ha dato luogo ad automatica variante urbanistica”*.

Pertanto, sebbene la strumentazione urbanistica inquadri l’area di progetto in Zona Agricola, in considerazione:

- che la zona di intervento non ha di fatto le caratteristiche di area agricola, in quanto è situata in adiacenza alla Centrale Turbogas e su terreno di proprietà di Enel Produzione S.p.A.,
- delle previsioni di tematizzazione delle aree della centrale in base alla destinazione d’uso effettiva, prevista nella redazione in corso del PRG in corso,
- che l’art. 12 del D.Lgs 387/2003 al comma 7 prevede la possibilità di installazione di impianti FER in zone *“classificate agricole, dai piani urbanistici nel rispetto delle disposizioni in materia di sostegno nel settore agricolo, della valorizzazione delle tradizioni agroalimentari locali, alla tutela della biodiversità e del patrimonio culturale e del paesaggio rurale”*,
- che il DM 10.09.2010, in applicazione del D.Lgs 387/2003, al paragrafo 17 dispone che *“le zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici non possono essere genericamente considerate aree e siti non idonei”*,

si ritiene che la realizzazione dell’impianto fotovoltaico non risulti direttamente incompatibile con le destinazioni d’uso previste.

11.6.1 CERTIFICATO DI DESTINAZIONE URBANISTICA

L’analisi a livello comunale è stata possibile grazie al certificato di destinazione urbanistica del sito di progetto, in particolare il CDU rilasciato in data 17/03/2020 dal Servizio Urbanistica e Ambiente del Comune di Larino, certifica che le particelle catastali n. 26, 36, 104, 105, 106, 107, 108 del Foglio 43 del Comune di Larino ricadono in zona E – agricola.

Nella zona E è concessa la costruzione di fabbricati e abitazioni a carattere esclusivamente agricolo, escludendo la realizzazione e il cambio di destinazione d’uso dei fabbricati esistenti per uso diverso

da quello strettamente indispensabile all'attività agricola e connessi all'agricoltura.

Il Cdu precisa, inoltre, che tali particelle sono sottoposte a Vincolo Idrogeologico (RD 3267/1923). Si rimanda al paragrafo 11.5 per approfondimenti sul vincolo.

In relazione alle opere oggetto di intervento non è specificata la distanza da tenere rispetto alla viabilità esistente per la realizzazione di recinzioni e impianti, i limiti dimensionali per la realizzazione di recinzioni o locali tecnici prefabbricati, se non per opere a carattere agricolo.

Si fa riferimento agli strumenti di pianificazione sovraordinati e alla normativa vigente per risalire alle misure da rispettare in fase di progetto.

Per quanto riguarda la distanza dalle strade è stata rispettata la distanza di 10 m prevista dalle strade nazionali e provinciali dalle strade comunali, ai sensi della DGR 621/2011 (§2) per tutti gli elementi costituenti l'impianto fotovoltaico. Solo la cabina di consegna, la cui ubicazione è stata definita dal gestore di rete che ha definito la soluzione di connessione, è ubicata al limite dei 10 m dalla SP167 (EX SS480).

Per il tratturo è stata rispettata la fascia di rispetto di 50 m prevista dal PTPAAV per tutti gli elementi che costituiscono l'impianto fotovoltaico, a meno di un breve tratto del percorso del cavidotto di connessione, come già argomentato al paragrafo 11.1.

Per quanto riguarda la recinzione, il sito di progetto risulta già recintato. Si renderà necessario, per motivi di sicurezza e di usura, sostituire la precedente recinzione esistente per la parte non confinante con la centrale, con una nuova recinzione della medesima tipologia: rete metallica a maglia sciolta. Inoltre, dall'elaborato grafico di dettaglio, si evince che il buffer del tratturo interferisce in minima parte con la recinzione, ma si tratta di recinzione già insistente sul sito che sarà solo sostituita: non si tratterà di un nuovo inserimento.

In base alle considerazioni al precedente paragrafo, alle caratteristiche del progetto e alla valutazione dell'inserimento dello stesso nel contesto paesaggistico ambientale di riferimento, valutati nella relazione paesaggistica e nello studio di impatto ambientale, si ritiene che lo specifico progetto di impianto fotovoltaico sia realizzabile nell'area agricola in cui è stato previsto.

12 ANALISI ECONOMICA E OCCUPAZIONALE DELL'INIZIATIVA

12.1 POSSIBILITÀ DI MERCATO

L'energia prodotta dalla centrale in progetto è prodotta da fonte rinnovabile. Grazie all'attenzione per la sostenibilità ambientale, la richiesta di impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica sta aumentando. Non va dimenticato che sia i produttori che gli importatori di energia hanno l'obbligo di immettere annualmente una "quota" di energia prodotta da fonti rinnovabili; tale parte può essere utilizzata direttamente o venduta per essere immessa nuovamente nella rete di distribuzione.

12.2 RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE

Tra i vantaggi socio-economici associati alla realizzazione di un impianto fotovoltaico, il primo è rappresentato dal risparmio sulla bolletta energetica nazionale, dal momento che si fa uso di una fonte di energia rinnovabile.

Altri possibili effetti positivi riguardano più specificatamente le comunità che vivono nella zona di installazione.

Sul piano socio-economico gli impatti derivanti dalla realizzazione di un impianto fotovoltaico sono sicuramente positivi in quanto generano ricadute occupazionali temporanee (con la manodopera locale, relativamente alla costruzione di nuovi impianti) ed anche permanenti (per la gestione e la manutenzione dei parchi fotovoltaici).

Dunque, in generale, la realizzazione dell'impianto fotovoltaico, la sua manutenzione e la sua dismissione, producono un impatto positivo sull'indice di occupazione locale con la conseguente ricaduta economica e sociale sull'intero territorio.

13 COLLEGAMENTO DELLA CENTRALE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE

Nel seguito si definiscono le scelte tecniche di base, rilasciate nella STMG, per la realizzazione della connessione dell'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione, la quale prevede la costruzione di un nuovo impianto di rete alla tensione nominale di 20kV.

La soluzione tecnica prevede la connessione dell'impianto alla rete di e-Distribuzione tramite realizzazione di una nuova cabina di consegna collegata in antenna da cabina secondaria MT/BT PR-247371964 (CS M. ALTINO M (D5402169016)). È prevista inoltre la realizzazione di richiusura tra la cabina di consegna e la linea MT Creta Diana (D54047704) nella tratta dei nodi 2-218393 e 4-312066 mediante cavo interrato AL 185 mm² con la costruzione di un sezionamento da palo. In dettaglio la soluzione prevede:

- cavo interrato AL 185 mmq posato in terreno;
- cavo interrato AL 185 mmq posato in asfalto;
- cavo interrato AL 185 mmq in doppia terna nello stesso scavo posato in terreno;
- Sostituzione sostegno esistente con un nuovo sostegno e installazione di un sezionatore da palo

telecontrollato;

- montaggi elettromeccanici con 2 scomparti di linea + consegna: 1

Tuttavia quanto sopra riportato e estrapolato dalla STMG ricevuta dal distributore, potrebbe essere oggetto di modifica.

14 BIBLIOGRAFIA

Si riporta a seguire la lista dei documenti consultati per la redazione del presente report.

- S.25.XX.P.10000.12.001.05 - TECHNICAL SPECIFICATIONS FOR PV PLANTS – Annex 1 CIVIL WORKS
- GRE.EEC.D.27.IT.P.12642.00.041.00- Rilievo Planoaltimetrico delle aree
- GRE.EEC.W.27.IT.P.12642.00.057.00- Rilievo fotografico delle aree
- GRE.EEC.S.24.XX.P.00000.09.001.12 - TECHNICAL SPECIFICATIONS FOR PV PLANTS – Annex 2 ELECTRIC WORKS
- Specifiche costruttive dei cabinati di conversione: doc. “SS TG TE modulari – 1 modulo” e doc. “SS TG TE modulari – 2 moduli”
- Scheda tecnica del modulo utilizzato: doc. LR4-72HBD, 425 Watt, MONOCRYSTALLINE MODULE

IL PROGETTISTA

