

CAMERI



PROVINCIA DI NOVARA



IMPIANTO FOTOVOLTAICO DA 29,261 MWp

Istanza di valutazione di impatto ambientale per la costruzione e l'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili ai sensi dell'art. 23 D.lgs. n.152/2006

IMMOBILE	Comune di Cameri	Foglio 4, particella 2,18 Foglio 8, particella 43, 60, 61, 76, 80, 81
PROGETTO: VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE	OGGETTO DOC11 – CRITERI PROGETTUALI	SCALA --
REVISIONE - DATA REV.00 - 12/03/2024	VERIFICATO	APPROVATO
IL RICHIEDENTE	FRV ITALIA S.R.L.	
I PROGETTISTI	Ing. Riccardo Valz Gris FIRMA _____ 	
	Arch. Andrea Zegna  FIRMA _____	
TEAM DI PROGETTO	Land Live srl 20124 Milano - Citycenter Regus - Via Lepetit 8/10 Tel. +39 02 0069 6321 13900 Biella - Via Repubblica 41 Tel. +39 015 32838 - Fax +39 015 30878	



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
CRITERI PROGETTUALI**

Pag 1 di 27

INDICE

1. INTRODUZIONE	3
2. DESCRIZIONE DEL SITO E DATI GENERALI DI PROGETTO	4
3.1 AREE SOTTOPOSTE A TUTELA DEL PAESAGGIO E DEL PATRIMONIO STORICO,	5
3.1.1 Siti inseriti nel patrimonio mondiale dell'UNESCO	5
3.1.2 Siti UNESCO - candidature in atto	6
3.1.3 Beni culturali	7
3.1.4 Beni paesaggistici	8
3.1.5 Vette e crinali montani e pedemontani	9
3.1.6 Tenimenti dell'Ordine Mauriziano	9
3.2 AREE PROTETTE	10
3.2.1 Aree protette nazionali di cui alla legge 394/1991 e Aree protette regionali di cui alla l.r. 12/1990 e 19/2009, siti di importanza comunitaria nell'ambito della Rete Natura 2000	10
3.3 AREE AGRICOLE	10
3.3.1 Terreni classificati dai PRGC vigenti a destinazione d'uso agricola e naturale ricadenti nella prima e seconda classe di capacità d'uso del suolo.	10
3.3.2 Terreni agricoli irrigati con impianti irrigui a basso consumo idrico realizzati con finanziamento pubblico	11
3.4 AREE IN DISSESTO IDRAULICO E IDROGEOLOGICO	11
3.4.1 Aree di attenzione	12
4. I CRITERI PER LE SCELTE PROGETTUALI	13
4.1 SOLUZIONI IMPIANTISTICHE ADOTTATE (PRINCIPI DETTAGLIATI NELLA SPECIFICA RELAZIONE DEI CALCOLO)	13
4.1.1 Protezioni contro le sovracorrenti;	13
4.1.2 Protezioni contro le sovratensioni;	14
4.1.3 Protezioni di interfaccia lato corrente alternata	14
4.1.4 Protezioni contro i contatti diretti per la sezione in corrente continua e la sezione in corrente alternata;	14
4.1.5 Protezioni contro i contatti indiretti, con particolare riferimento ai conduttori equipotenziali, ai conduttori di terra e ai dispersori.	14
4.1.6 Protezioni contro i fulmini.	15
5. CRITERI DI SCELTA DEI COMPONENTI	16
5.1 TECNOLOGIA DEI MODULI FV	16
5.2 TECNOLOGIA DEGLI INVERTER	19
5.3 ACCOPPIAMENTO TRA ARRAY FV E INVERTER	21
5.4 COMPONENTI LATO DC	21
5.5 COMPONENTI LATO AC	21
5.6 CAVI ELETTRICI E CABLAGGI	21
5.7 CANALIZZAZIONI E PASSERELLE PORTA-CAVO	22
5.8 VIABILITA' DI PROGETTO	22
6. RISCHIO INCIDENTI RILEVANTI	23

7. DESCRIZIONE DELLE MODALITÀ DI COLLAUDO – VERIFICA TECNICO FUNZIONALE 24

7.1.1	<i>Esame Visivo</i>	24
7.1.2	<i>Verifica dei Cavi e dei Conduttori</i>	24
7.1.3	<i>Verifica della continuità elettrica e delle connessioni tra i moduli fotovoltaici.</i>	24
7.1.4	<i>Verifica della messa a terra di masse e scaricatori.</i>	24
7.1.5	<i>Verifica della resistenza di isolamento dei circuiti elettrici dalle masse, controllando che siano rispettati i valori previsti dalla Norma CEI 64-8.....</i>	24
7.1.6	<i>Prove funzionali sul sistema di conversione statica con riferimento al manuale di uso e manutenzione, nelle diverse condizioni di potenza (accensione, spegnimento, mancanza di rete del distributore);</i>	25
7.1.7	<i>Verifica tecnico-funzionale dell'impianto.....</i>	25



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
CRITERI PROGETTUALI**

Pag 3 di 27

1. INTRODUZIONE

Il presente documento intende descrivere in maniera dettagliata i criteri progettuali sottesi all'impianto fotovoltaico oggetto della presente domanda di Autorizzazione.

In prima istanza, definendo come la localizzazione del progetto sia stata frutto di una dettagliata analisi, relativamente alla fattibilità di un impianto fotovoltaico su pali, tenendo in considerazione che sia fondamentale la salvaguardia del territorio e le politiche di tutela del paesaggio, compatibilmente con la promozione, lo sviluppo e la valorizzazione delle energie rinnovabili.

Il progetto, dunque, considerando il fatto che sfrutta il principio fisico dell'effetto fotovoltaico e permette la conversione dell'energia irradiata dal sole in energia elettrica, necessita di superfici captanti. Per realizzare impianti di grandi dimensioni, la tecnologia necessita di aree estese. È per questo che riteniamo importante sottolineare che il progetto rispetta le indicazioni definite in Deliberazione della Giunta Regionale 14 dicembre 2010, n. 3-1183 "Individuazione delle aree e dei siti non idonei all'installazione di impianti fotovoltaici a terra ai sensi del paragrafo 17.3. delle "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili" di cui al decreto ministeriale del 10 settembre 2010" Allegato 1 del DGR.

In seconda analisi i criteri tecnici che sono alla base del progetto, quali le scelte dettate per ottenere il miglior risultato.



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
CRITERI PROGETTUALI**

Pag 4 di 27

2. DESCRIZIONE DEL SITO E DATI GENERALI DI PROGETTO

L'ambito di intervento si colloca in località Tenuta Bornago e interessa amministrativamente il Comune di Cameri in Provincia di Novara. L'intervento consiste nella realizzazione di un nuovo impianto fotovoltaico su struttura fissa delle dimensioni di 29,26 MWp e si estende su un'area di circa 82,49 ettari all'interno della proprietà privata recintata; di questi ettari solo una porzione equivalente a 27,24 ha verrà occupata dall'impianto fotovoltaico. L'energia prodotta dal campo fotovoltaico verrà veicolata mediante cavidotto MT dall'area di progetto alla Step-Up in prossimità della CP di E-distribuzione Galliate 132 kV.

Il baricentro del lotto così identificato ha le seguenti coordinate:

LATITUDINE 45°32'31.55"N

LONGITUDINE 8°41'18.12"E

L'area risulta essere contornata da una recinzione poiché i terreni oggetto di intervento sono all'interno di una proprietà privata; a confinare con il lotto progettuale vi sono strade interpoderali sterrate, aree boscate verso ovest, campi coltivati verso sud e nord e confina ad est con un impianto a biogas. Si evidenzia a poche centinaia di metri a nord-ovest l'area militare "Caserma Valentino Babini" e a ovest l'importante area aeroportuale rappresentata dall'aeroporto Militare di Cameri.

Il sito in esame è distante 3,8 km da Turbigo, 4,9 km dal centro di Bellinzago Novarese e 5,2 km da Cameri.



Figura 1 - immagine satellitare dell'area di installazione dell'impianto



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
CRITERI PROGETTUALI**

Pag 5 di 27



Figura 2 - Inquadramento progetto su ortofoto con collegamento alla Step-Up nei pressi della CP E-Distribuzione di Galliate

3. I CRITERI DI PROGETTO SULLA SCELTA DEL SITO

I macro criteri di progetto sottendono alla normativa ambientale e recepiscono le indicazioni normative dalla regione Piemonte in merito alla "individuazione delle aree e dei siti non idonei all'installazione di impianti fotovoltaici a terra ai sensi del paragrafo 17.3. delle linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili emanate con il decreto ministeriale del 10 settembre 2010 - Allegato 1"

In particolare, l'allegato al Decreto definisce le **aree idonee** identificandole nelle seguenti tipologie:

1. Aree sottoposte a tutela del paesaggio e del patrimonio storico, artistico e culturale;
2. Aree protette;
3. Aree agricole;
4. Aree in dissesto idraulico e idrogeologico.

Di seguito si elencheranno tutti i criteri di idoneità per la verifica puntuale dell'esclusione del sito da ciascun fattore discriminante.

3.1 AREE SOTTOPOSTE A TUTELA DEL PAESAGGIO E DEL PATRIMONIO STORICO,

Sono di seguito richiamati i beni e gli ambiti territoriali sottoposti a tutela del paesaggio e del patrimonio storico, artistico e culturale, ai sensi del decreto legislativo del 22 gennaio 2004 n. 42 (Codice dei beni culturali e paesaggio).

3.1.1 Siti inseriti nel patrimonio mondiale dell'UNESCO

Tali ambiti, individuati dal Ministero per i Beni e le Attività Culturali, sono riportati nella Tavola P2 del P.P.R. di cui si allega stralcio dell'immagine dal Portale:

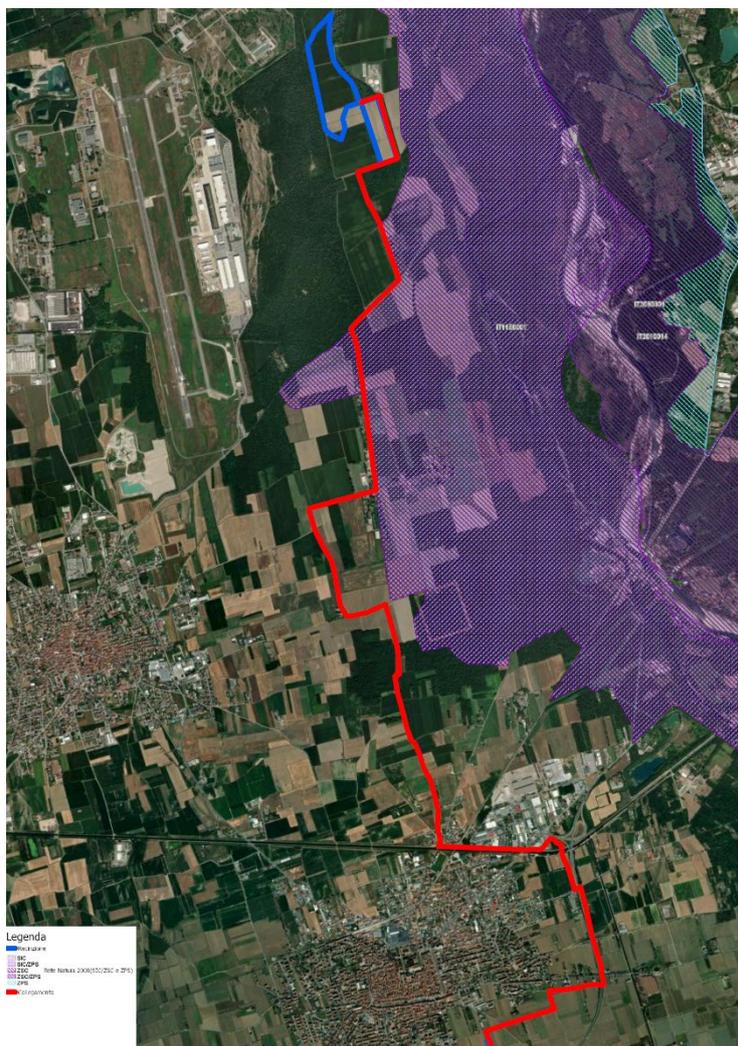


FIGURA 3 - STRALCIO SITI UNESCO, SIC E ZPS (TAVOLA P5 DEL PPR PIEMONTE)

Il progetto dell'impianto fotovoltaico (vedi immagine 27) non interferisce in alcun modo con aree di Siti dell'UNESCO, SIC e ZPS.

Per quanto riguarda invece le opere di collegamento alla rete nazionale, esse attraversano l'area protetta ZPS/ZSC IT1150001, denominata Valle del Ticino.

3.1.2 Siti UNESCO - candidature in atto

Le aree interessate dai progetti di candidatura a siti UNESCO – core zone – analogamente ai siti già inseriti nel Patrimonio UNESCO, sono inadatte all'installazione di impianti fotovoltaici a terra, al fine di tutelare la percezione visiva dei luoghi, in sintonia con quanto indicato all'art. 33, comma 5, lettere a) e b), del Piano Paesaggistico Regionale adottato con deliberazione della Giunta regionale 4 agosto 2009, n. 53-11975 e posto in salvaguardia e in sintonia con i provvedimenti amministrativi sotto richiamati, che dettano criteri essenziali nella pianificazione e nell'uso dei territori ai fini del favorevole recepimento degli ambiti oggetto di candidatura.

Tali aree sono indicate nella delibera di Giunta Regionale 30 settembre 2013 n. 34-6436 e il Comune di Cameri non rientra in tale elenco come di seguito riportato:



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
CRITERI PROGETTUALI**

Elenco dei comuni o loro parti perimetrate interessati dalla Candidatura

- 101 comuni totali interessati dalla candidatura;
- 29 comuni interessati dalle Core Zone: uno completamente in Core (Cella Monte) e 28 divisi tra Core e Buffer;
- 72 comuni interessati solo dalla Buffer Zone, completamente o in parte.

29 comuni in Core Zone o divisi tra Core e Buffer parte

72 comuni interessati dalla Buffer Zone, completamente o in parte

Comp.	Buffer	Comuni in Core Zone	Prov.	Buffer	Comuni	Prov.	Buffer	Comuni	Prov.
1	1	Barolo	CN	1	Acqui Terme	AL	1	Vigliano d'Asti	AT
1	1	Castiglione Falletto	CN	1	Alice Bel Colle	AL	1	Alba	CN
1	1	Diano d'Alba	CN	1	Bergamasco	AL	1	Castiglione Tinella	CN
1	1	La Morra	CN	1	Bistagno	AL	1	Cherasco	CN
1	1	Monforte d'Alba	CN	1	Cassine	AL	1	Dogliani	CN
1	1	Novello	CN	1	Masio	AL	1	Mango	CN
1	1	Serralunga d'Alba	CN	1	Occimiano	AL	1	Monchiero	CN
2	1	Grinzane Cavour	CN	1	Ricaldone	AL	1	Montelupo Albese	CN
3	1	Barbaresco	CN	1	Strevi	AL	1	Monticello d'Alba	CN
3	1	Neive	CN	1	Terzo	AL	1	Narzole	CN
4	1	Agliano	AT	1	ASTI	AT	1	Naviglie	CN
4	1	Castelnuovo Calcea	AT	1	Belveglio	AT	1	Roddi	CN
4	1	Mombercelli	AT	1	Calamandrana	AT	1	Roddino	CN
4	1	Montegrosso d'Asti	AT	1	Cassinasco	AT	1	Rodello	CN
4	1	Nizza M.to	AT	1	Castagnole delle	AT	1	S.Vittoria d'Alba	CN
4	1	Vaglio Serra	AT	1	Castel Boglione	AT	1	Sinio	CN
4	1	Vinchio	AT	1	Castel Rocchero	AT	1	Treiso	CN
5	1	Calosso	AT	1	Castelletto Molina	AT	1	Trezzo Tinella	CN
5	1	Canelli	AT	1	Castelnuovo Belbo	AT	1	Verduno	CN
5	1	S.Stefano Belbo	CN	1	Coazzolo	AT	2	Altavilla M.to	AL
6	2	Camagna M.to	AL	1	Cortiglione	AT	2	Casale M.to	AL
6	2	Cella Monte	AL	1	Costigliole d'Asti	AT	2	Castelletto Merli	AL
6	2	Frassinello M.to	AL	1	Fontanile	AT	2	Cereseto	AL
6	2	Olivola	AL	1	Incisa Scapaccino	AT	2	Conzano	AL
6	2	Ottiglio	AL	1	Isola d'Asti	AT	2	Quccaro M.to	AL
6	2	Ozzano M.to	AL	1	Maranzana	AT	2	Fubine	AL
6	2	Rosignano M.to	AL	1	Moasca	AT	2	Lu	AL
6	2	Sala M.to	AL	1	Mombaruzzo	AT	2	Ponzano M.to	AL
6	2	Vignale M.to	AL	1	Mongardino	AT	2	Serralunga di Crea	AL
Totale 29				1	Montabone	AT	2	Terruggia	AL
				1	Montaldo Scarampi	AT	2	Treville	AL
				1	Quaranti	AT	2	Casorzo	AT
				1	Rocca d'Arazzo	AT	2	Grana	AT
				1	Rocchetta Palafea	AT	2	Grazzano Badoglio	AT
				1	Rocchetta Tanaro	AT	2	Moncalvo	AT
				1	S.Marzano Oliveto	AT	2	Penango	AT
				<i>(continua) -></i>			Totale 72		

FIGURA 4 - ELENCO DEI SITI CANDIDATI A PATRIMONIO UNESCO REGIONE PIEMONTE – DELIBERA DI GIUNTA REGIONALE 34-6436/2013

3.1.3 Beni culturali

Sono inidonee all'installazione di impianti fotovoltaici a terra le aree oggetto di tutela dei beni di cui all'art. 10, comma 4 del d.lgs. 42/2004. In particolare, al comma 4 sono richiamate le lettere:
f) le ville i parchi e i giardini che abbiano interesse artistico o storico;



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
CRITERI PROGETTUALI**

Pag 8 di 27

g) le pubbliche piazze, vie, e strade ed altri spazi aperti urbani d'interesse artistico o storico;
l) le architetture rurali aventi interesse storico o etnoantropologico quali testimonianze dell'economia rurale tradizionale.

Le funzioni di tutela di tali beni sono attribuite al Ministero per i Beni e le Attività Culturali che ha provveduto alla loro individuazione.

Come evidenziato anche dalle tavole analizzate del PRGC il sito d'impianto non è un bene culturale.

3.1.4 Beni paesaggistici

I beni paesaggistici si distinguono, da quelli di cui all'art. 136, comma 1 lettera c) e d), di seguito elencati quali "Aree di attenzione", in virtù del loro carattere prevalentemente puntuale e/o di modesta estensione areale. Tali ambiti sono riportati nell'elenco dei beni alla Tavola P2 del P.P.R. di cui si allega stralcio in riferimento all'ubicazione del sito di progetto e del tracciato del cavidotto:

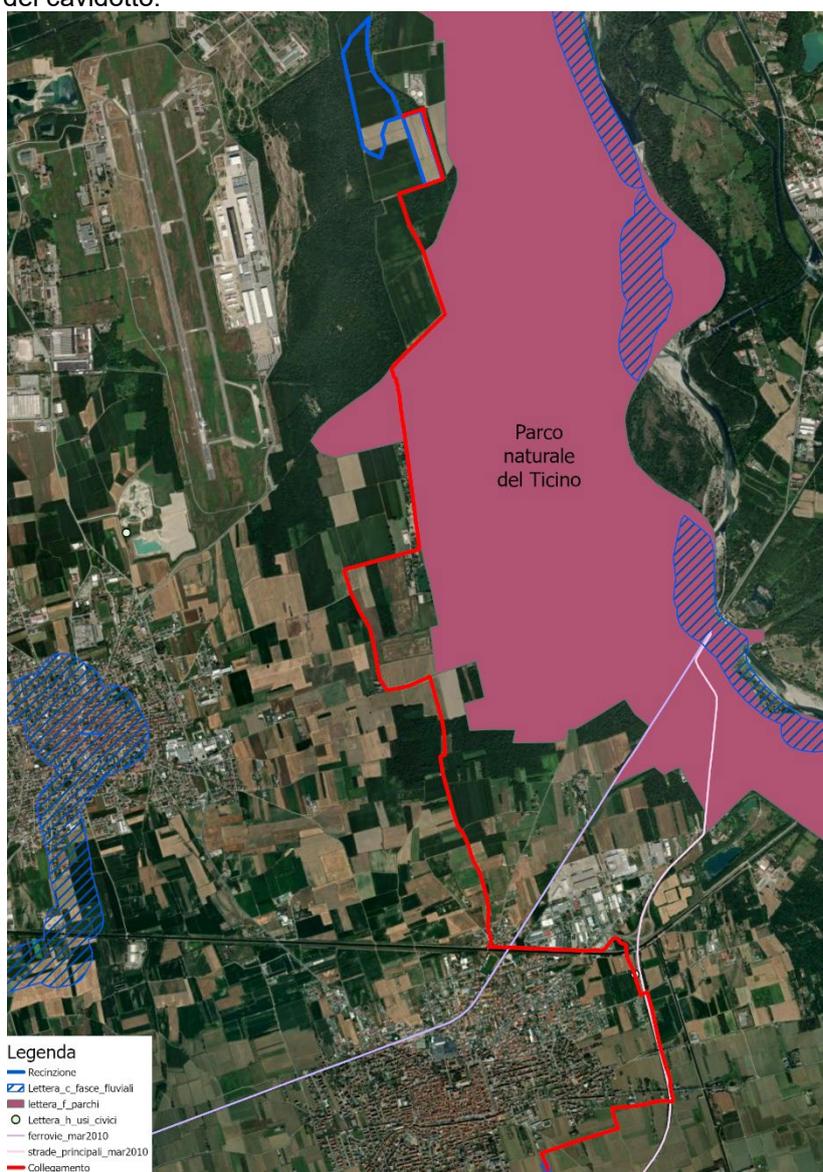


FIGURA 5 - STRALCIO TAVOLA P2 BENI PAESAGGISTICI PPR PIEMONTE

Dalla mappa si evince che l'area di impianto è totalmente esclusa da aree definite beni paesaggistici. Il cavidotto in una la porzione di percorso passa sotto il Canale Cavour con tecnologia no-dig rispettando quindi le face di rispetto del fiume. Inoltre il cavidotto attraversa per un tratto di 675m il Parco Naturale della Valle del Ticino, zona vincolata come Bene ex DDMM 1.8.1985. In tali aree però sono previsti sono interventi di scavo su sedime stradale per posa di cavo interrato; pertanto, in nessun modo le opere compromettono la vegetazione esistente.



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
CRITERI PROGETTUALI**

3.1.5 Vette e crinali montani e pedemontani

In conformità a quanto indicato all'art. 13 del Piano Paesaggistico Regionale, a salvaguardia dei paesaggi e dei coni visuali a questi associati, l'installazione di impianti fotovoltaici a terra è inidonea "in un intorno di 50 m per lato dai sistemi di vette e crinali montani e pedemontani individuati nella Tavola P4". Come si evince dall'estratto di tavola allegato l'impianto non rientra nei parametri di inidoneità:

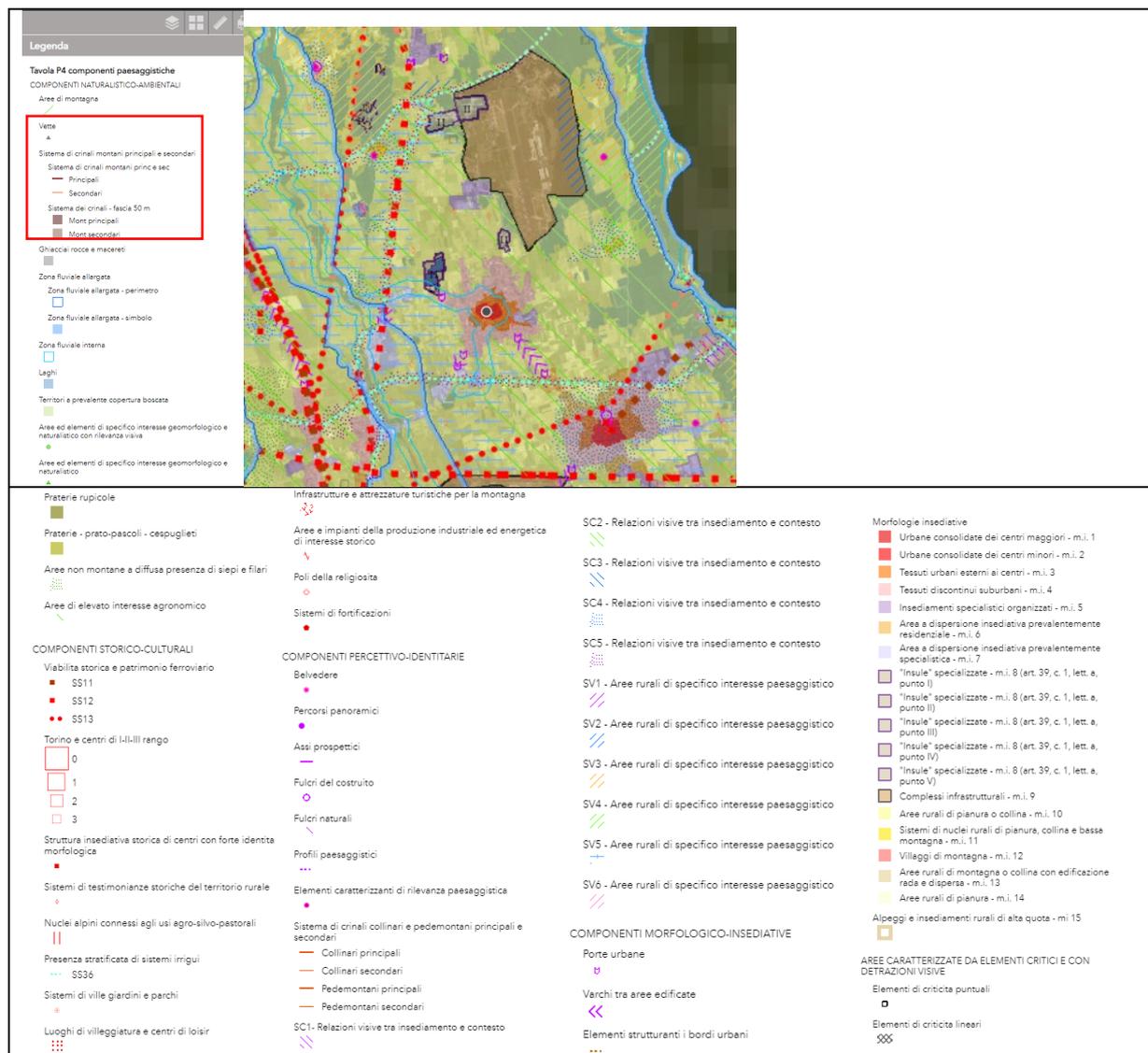


FIGURA 6 STRALCIO TAVOLA P4 COMPONENTI PAESAGGIO E RELATIVA LEGENDA PPR PIEMONTE

3.1.6 Tenimenti dell'Ordine Mauriziano

Sono inidonee le aree degli ex tenimenti dell'Ordine Mauriziano individuati nell'allegato C delle Norme di attuazione del Piano Paesaggistico Regionale in quanto "... luoghi che per le loro specificità storiche, ambientali e paesaggistiche connotano la storia e la tradizione piemontese".

Il PPR evidenzia tra i luoghi ed elementi identitari:

b. i Tenimenti storici dell'Ordine Mauriziano (Tavole P2, P4, P6);

Dalle analisi precedentemente condotte il sito d'impianto non è compreso nei tenimenti storici.



3.2 AREE PROTETTE

3.2.1 Aree protette nazionali di cui alla legge 394/1991 e Aree protette regionali di cui alla l.r. 12/1990 e 19/2009, siti di importanza comunitaria nell'ambito della Rete Natura 2000

Le aree protette, sia individuate dalla normativa statale (parchi nazionali), sia dalla normativa regionale, sono inidonee alla realizzazione di impianti fotovoltaici a terra, in quanto in contrasto con le finalità perseguite nell'istituzione delle stesse. Del pari sono inidonei alla realizzazione di impianti fotovoltaici a terra i siti di importanza comunitaria ricompresi nella Rete Natura 2000, a causa della conseguente sottrazione di habitat naturali e seminaturali, delle interferenze ambientali e territoriali che potrebbero derivarne e della fragilità degli ecosistemi tutelati.

Il sito di impianto si trova al di fuori da vincoli ambientali e paesaggistici.

Il percorso di connessione alla Step Up di Galliate e poi alla stazione adiacente di e-distribuzione nel comune di Galliate interseca la zona speciale di conservazione (ZSC) zona di protezione speciale (ZPS) IT1150001 – Valle del Ticino **per 675 metri su sedime stradale esistente.**

3.3 AREE AGRICOLE

3.3.1 Terreni classificati dai PRGC vigenti a destinazione d'uso agricola e naturale ricadenti nella prima e seconda classe di capacità d'uso del suolo.

Sono inidonei all'installazione di impianti fotovoltaici a terra i terreni classificati dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola e naturale ricadenti nella prima e seconda classe di capacità d'uso del suolo.

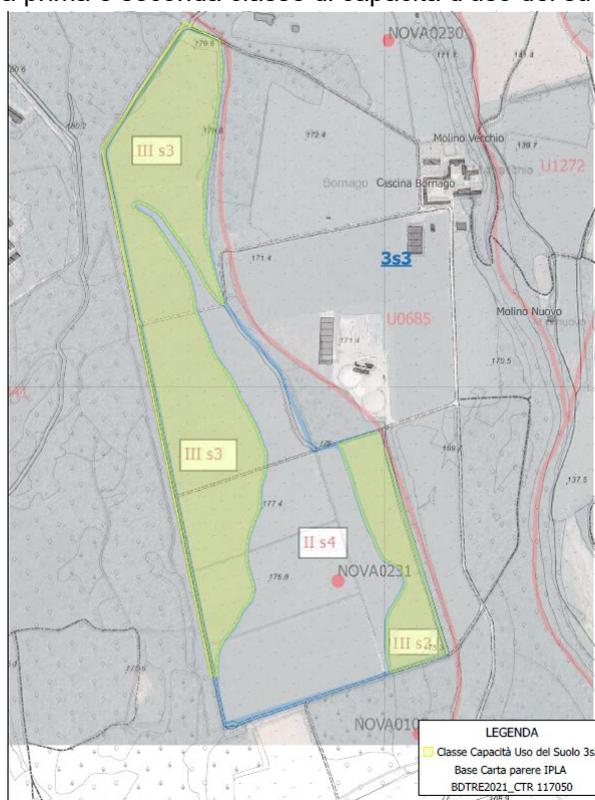


Figura 7- P01 – REV - Carta di Capacità d'uso del suolo revisione agosto 2022

Si vuole però sottolineare che i terreni sono stati parzialmente declassati e risultano quindi in classe III. Tra gli allegati si trova infatti la relazione redatta a tale scopo (P01 – REV - RELAZIONE PEDOLOGICA di RIDEFINIZIONE DELLA CLASSE DI CAPACITA' D'USO DEI SUOLI). A seguire la carta di capacità d'uso del suolo revisionata in data 3/08/2022.



3.3.2 Terreni agricoli irrigati con impianti irrigui a basso consumo idrico realizzati con finanziamento pubblico

I terreni classificati dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola irrigati con impianti irrigui a basso consumo idrico (quali ad esempio impianti a goccia, a spruzzo, a pivot) realizzati con finanziamento pubblico sono inadatti per l'intero periodo di obbligo di mantenimento di tali impianti così come individuato dalle disposizioni comunitarie, nazionali e regionali in materia.

Le informazioni circa l'individuazione dei terreni e la durata dell'obbligo di mantenimento degli impianti sono disponibili presso i Consorzi irrigui di I e di II grado.

Da quanto risulta dalle evidenze esposte dall'attuale proprietà dei terreni, per il lotto in questione non è stato richiesto alcun finanziamento pubblico per la realizzazione di impianti irrigui a basso consumo idrico.

3.4 AREE IN DISSESTO IDRAULICO E IDROGEOLOGICO

Sono inadatte alla realizzazione degli impianti fotovoltaici a terra le aree caratterizzate da fenomeni di dissesto idraulico e idrogeologico, di cui al seguente elenco:

- le aree comprese all'interno della fascia fluviale A e B, costituita dalla porzione di alveo che è sede prevalente del deflusso della piena di riferimento;
- le aree caratterizzate da frane attive e quiescenti (Fa, Fq);
- le aree interessate da trasporto di massa su conoidi, quindi conoidi attivi o potenzialmente attivi Ca e Cp;
- le aree soggette a valanghe;
- le aree caratterizzate da esondazioni a pericolosità molto elevata Ee ed a pericolosità elevata Eb;
- le aree a rischio idrogeologico molto elevato RME (ZONA 1 e ZONA 2, ZONA B-PR e ZONA I) che ricomprendono anche le aree del Piano straordinario PS267.

Dal Portale Cartografico regionale, si possono desumere le zone con vincolo idrogeologico e le aree di dissesto del PAI. Dalla cartografia riportata, l'area non è interessata da nessuno di questi fenomeni. Sempre dal portale cartografico regionale è possibile verificare che il sito d'intervento non è coinvolto da aree inondabili o da AREE RME quali aree instabili o potenzialmente instabili o potenzialmente interessate da inondazioni. Le sole opere che interferiscono con aree segnalate nel PAI riguardano linee interrato, pertanto non interferiscono con la stabilità del terreno.

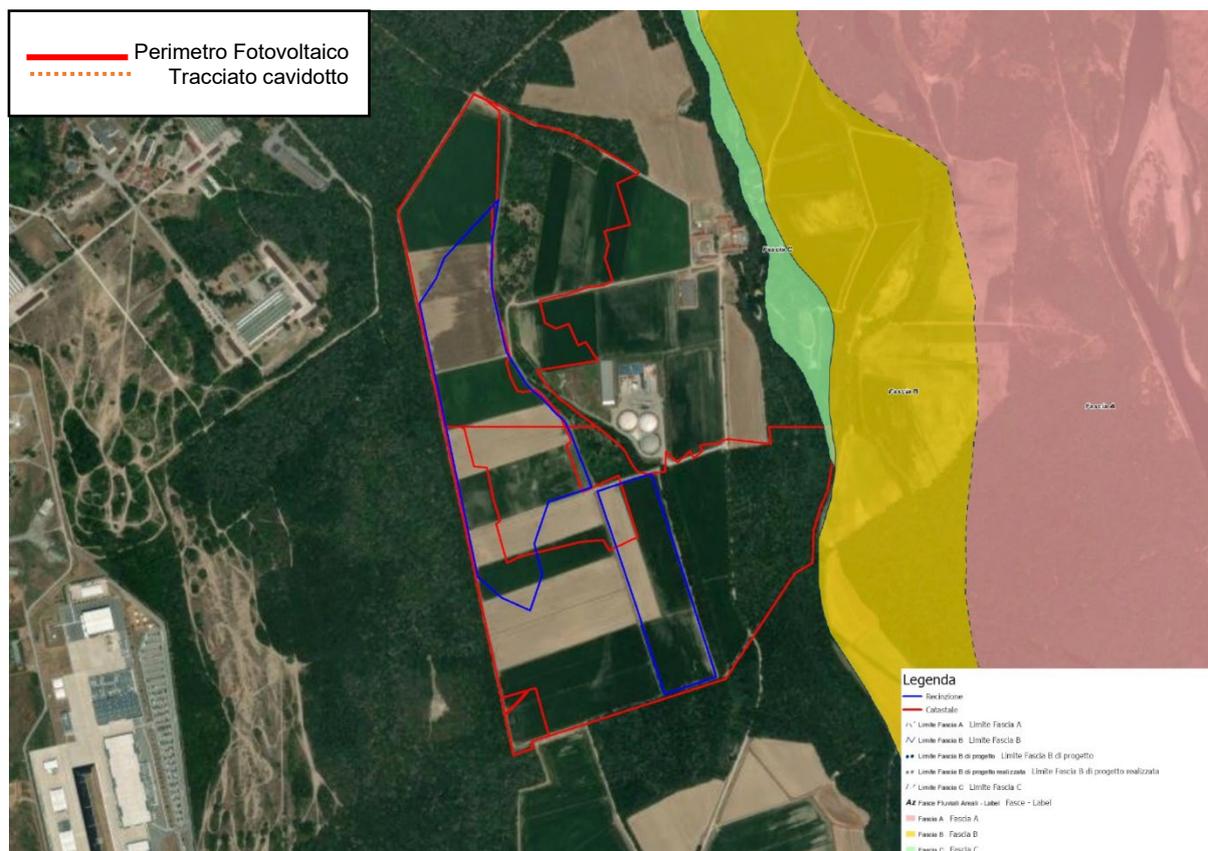


FIGURA 8 PIANO STRALCIO PER L'ASSETTO IDROGEOLOGICO (PAI)

3.4.1 Aree di attenzione

Sono indicate di seguito le tipologie di aree che, pur essendo soggette a tutela dell'ambiente, del paesaggio e del patrimonio storico – artistico, in sede di istruttoria meritano particolare attenzione sia sotto il profilo della documentazione da produrre a cura del Proponente, sia sotto il profilo della valutazione che l'Autorità competente dovrà effettuare nel garantire le finalità di tutela e di salvaguardia nell'ambito del procedimento anche attraverso idonee forme di mitigazione e compensazione ambientale degli impatti attesi.

- Aree di attenzione di rilevanza paesaggistica
- Aree di attenzione per la presenza di produzioni agricole ed agroalimentari di pregio
- Aree di attenzione per problematiche idrogeologiche
- Zone di Protezione Speciale (ZPS)
- Zone Naturali di Salvaguardia
- Corridoi ecologici

Il percorso di connessione alla nuova Step Up di Galiate e poi alla stazione di E-distribuzione attraversa la zona speciale di conservazione (ZSC) zona di protezione speciale (ZPS) IT1150001 – Valle del Ticino per 675 metri su sedime stradale esistente.

Il progetto però come evidenziato nella Relazione Paesaggistica e nella Valutazione di Incidenza, non produce effetti negativi sui sistemi biotici ed abiotici, di contro, attraverso la produzione di energie rinnovabili, produce un beneficio ambientali in termini di CO₂, Nox e TEP, che, abbinate alle mitigazioni, contribuiscono al miglioramento dell'ambiente e contrasta il cambiamento climatico.



4. I CRITERI PER LE SCELTE PROGETTUALI

I criteri per le scelte progettuali, che sono stati considerati per l'impianto fotovoltaico di progetto, sono principalmente la massimizzazione della captazione della radiazione solare, mediante posizionamento ottimale dei moduli e limitazione degli ombreggiamenti sistematici e la scelta dei componenti e della configurazione impiantistica in modo da:

- ottenere un'efficienza operativa media del generatore fotovoltaico superiore al 85%;
- ottenere un'efficienza operativa media dell'impianto fotovoltaico superiore al 75%;
- garantire un decadimento delle prestazioni dei moduli non superiore al 10% della potenza nominale nell'arco di 10/12 anni;
- configurazione impiantistica tale da garantire il corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni (in funzione di irraggiamento e temperatura) di potenza/tensione/corrente generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di condizionamento e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete del distributore, ecc.);
- predisposizione per la misura dell'energia elettrica generata dall'impianto fotovoltaico, all'uscita dei gruppi di conversione.

È stata valutata attentamente la disposizione dei moduli fotovoltaici, in considerazione di eventuali ostacoli presenti nei dintorni del sito d'installazione dell'impianto.

In particolare, il sito si presenta totalmente pianeggiante, e privo di ostacoli sul perimetro, oltre alle alberature di confine che sono in progetto per garantire la schermatura dell'impianto dalle visuali analizzate e alle alberature già presenti sui tre lati del lotto.

In merito alla disposizione dei pannelli su strutture fisse, si tratta di strutture fisse inclinate di 15° e rivolte verso Sud disposte a 8 m di interasse. La distanza dal perimetro dell'impianto e la distanza tra le strutture garantisce il miglior soleggiamento.

4.1 SOLUZIONI IMPIANTISTICHE ADOTTATE (PRINCIPI DETTAGLIATI NELLA SPECIFICA RELAZIONE DEI CALCOLO)

Le soluzioni impiantistiche adottate seguono criteri progettuali inerenti le:

- protezioni contro le sovracorrenti;
- protezioni contro le sovratensioni;
- protezioni di interfaccia lato corrente alternata;
- protezioni contro i contatti diretti per la sezione in corrente continua e la sezione in corrente alternata;
- protezioni contro i contatti indiretti, con particolare riferimento ai conduttori equipotenziali, ai conduttori di terra e ai dispersori;
- protezioni contro i fulmini.

4.1.1 Protezioni contro le sovracorrenti;

Tutti i conduttori dovranno essere protetti adeguatamente dai sovraccarichi e dai cortocircuiti secondo quanto descritto dalla norma CEI 64-8.

La protezione dai sovraccarichi potrà essere prevista in un punto qualunque della linea ma non ci dovranno essere a monte del dispositivo derivazioni o prese a spina e la linea dovrà risultare protetta dai cortocircuiti. Per la protezione dai sovraccarichi dovranno essere soddisfatte le seguenti condizioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$
$$I_f \leq 1,45 I_z$$

dove:

I_f =corrente convenzionale di funzionamento del dispositivo di protezione;

I_b =corrente di impiego del circuito elettrico;

I_z =portata massima a regime permanente delle condutture;

I_n =corrente nominale del dispositivo di protezione;

La protezione dai cortocircuiti dovrà essere prevista all'inizio della conduttura.

Dovrà inoltre essere verificata la seguente condizione:



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
CRITERI PROGETTUALI**

Pag 14 di
27

$$i^2 t \leq K^2 S^2$$

dove:

$i^2 t$ = integrale di Joule, energia lasciata passare dal dispositivo di protezione per tutta la durata del cortocircuito

K = coefficiente che varia con il mutare della tipologia del cavo

S = sezione nominale del conduttore in mmq

Nel nostro caso la protezione da sovraccarichi e cortocircuiti è stata ottenuta con l'installazione di interruttori automatici magnetotermici posizionati nei quadri elettrici. Gli interruttori dovranno avere il potere di interruzione adeguato alla corrente di cortocircuito calcolata nel punto di installazione.

Le caratteristiche specifiche di ogni interruttore sono riportate negli elaborati allegati dove sono riportati tutti gli schemi dei quadri e le caratteristiche salienti delle protezioni e delle linee.

4.1.2 Protezioni contro le sovratensioni;

Per la protezione contro le sovratensioni di tipo indiretto, ci si limita ad inserire solo dispositivi SPD a varistore e spinterometro (spesso di classe II).

4.1.3 Protezioni di interfaccia lato corrente alternata

Gli inverter hanno la funzione di convertire la corrente continua in corrente alternata in fase con la rete di distribuzione, consentendo ai moduli fotovoltaici di funzionare alla massima potenza per qualsiasi incidenza e temperatura solare, e assicurare che si scolleghi in caso di anomalie come variazioni anomale di tensione, frequenza o mancanza di tensione nella rete. Questa funzione è chiamata "protezione di interfaccia".

Il valore In dell'apparecchio di protezione lato AC è definita dalle condizioni di collegamento alla rete, Norma CEI 64-8 art.712.433.2.

L'uso dell'interruttore è obbligatorio, non essendo consentita la protezione tramite fusibili.

4.1.4 Protezioni contro i contatti diretti per la sezione in corrente continua e la sezione in corrente alternata;

Ogni parte elettrica dell'impianto, sia in corrente alternata sia in corrente continua, verrà adeguatamente protetta contro i contatti diretti in accordo con le soluzioni fornite dai fornitori in ambito di progetto esecutivo.

In generale la protezione contro i contatti diretti è assicurata dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- utilizzo di componenti dotati di marchio CE (Direttiva CEE 73/23);
- utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
- collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggiato in condotto porta cavi (canale o tubo a seconda del tratto) idoneo allo scopo. Alcuni brevi tratti di collegamento tra i moduli fotovoltaici non risultano alloggiati in tubi o canali. Questi collegamenti, tuttavia, essendo protetti dai moduli stessi non sono soggetti a sollecitazioni meccaniche di alcun tipo né risultano ubicati in luoghi ove sussistano rischi di danneggiamento.

4.1.5 Protezioni contro i contatti indiretti, con particolare riferimento ai conduttori equipotenziali, ai conduttori di terra e ai dispersori

La presenza del trasformatore di isolamento tra sezione c.c. e sezione c.a. negli inverter consente di classificare come IT il sistema in corrente continua costituito dalla serie dei moduli fotovoltaici, dagli scaricatori di sovratensione e dai loro collegamenti agli inverter.

La protezione nei confronti dei contatti indiretti è in questo caso assicurata dalle seguenti caratteristiche dei componenti e del circuito:

- protezione differenziale idonea
- collegamento al conduttore PE delle carcasse metalliche.

L'elevato numero di moduli fotovoltaici, posizionati al suolo, suggerisce misure di protezione aggiuntive rispetto a quanto prescritto dalle norme CEI 64-8, le quali consistono nel collegamento equipotenziale di ogni struttura di fissaggio facente capo ad una stringa di moduli fotovoltaici.

Il progetto prevede pertanto di collegare con un conduttore equipotenziale, di opportuna sezione, un punto metallico per ogni struttura di fissaggio e, a tal proposito, in fase di montaggio dovrà essere verificato che tra i moduli fotovoltaici



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
CRITERI PROGETTUALI**

Pag 15 di
27

e le strutture metalliche non vi siano interposte parti isolanti costituite da anelli di plastica o gomma, parti ossidate o altro. In fase di collaudo la continuità elettrica dovrà comunque essere verificata con uno strumento opportuno. I circuiti equipotenziali così ottenuti faranno capo, ognuno, ad un morsetto nella cassetta di terra, contenente anche gli scaricatori di sovratensione.

4.1.6 Protezioni contro i fulmini

L'impianto fotovoltaico sarà protetto dalla fulminazione opportuno sistema di protezione. Una soluzione può essere la completa integrazione nelle strutture di sostegno e progettata ad hoc per esse. È possibile realizzare un sistema di protezione esterna contro i fulmini a norma con un numero esiguo di componenti supplementari: grazie ad un'interconnessione adeguata tutte le fondazioni a palo vengono utilizzate come elementi di messa a terra. Inoltre i piani modulari vengono provvisti di punte di captazione, per cui il piano modulare soddisfa in modo pressoché ottimale le necessarie funzioni di connessione elettrica sulla base delle sezioni relativamente ampie, senza dispendio supplementare. L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni capaci di mettere fuori uso i componenti. Il primo livello di protezione è presente nel quadro di parallelo di "sottocampo", ovvero quello che realizza il parallelo delle stringhe. In pratica verranno installati varistori, o SPD di classe II o III, per ogni polarità verso terra ed eventualmente uno tra i due morsetti di uscita, in modo da evitare danneggiamenti dei moduli fotovoltaici, dei diodi di by-pass e di blocco, e dei vari isolamenti. Il secondo livello di salvaguardia dalle sovratensioni riguarda gli inverter, che sono già dotati di SPD per ogni polarità in ingresso.

	<p style="text-align: center;">PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO DA 29,261 MWp Comune di Cameri VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA) CRITERI PROGETTUALI</p>	<p style="text-align: right;">Pag 16 di 27</p>
--	---	--

5. CRITERI DI SCELTA DEI COMPONENTI

5.1 TECNOLOGIA DEI MODULI FV

I moduli previsti sono **Jinko Solar Tiger Neo N-type 78HL4-BDV da 635 Wp**.

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato utilizzando moduli in silicio monocristallino con caratteristiche tecniche dettagliate riportate nel datasheet allegato.

Ogni modulo dispone di diodi di by-pass alloggiati in una cassetta IP68 e posti in antiparallelo alle celle così da salvaguardare il modulo in caso di contro-polarizzazione di una o più celle dovuta ad ombreggiamenti o danneggiamenti.

I moduli scelti sono forniti di cornice e con garanzia di una potenza non inferiore al 94,60 % del valore iniziale dopo 12 anni di funzionamento ed all'87,40% dopo 30 anni.

Ogni stringa di moduli sarà munita di diodo di blocco per isolare ogni stringa dalle altre in caso di accidentali ombreggiamenti, guasti etc.

La linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici sarà messa a terra mediante appositi scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio, al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica.

Di seguito si riporta la scheda tecnica dei moduli considerati:



www.jinkosolar.com



Tiger Neo N-type 78HL4-BDV 615-635 Watt

BIFACIAL MODULE WITH DUAL GLASS

N-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

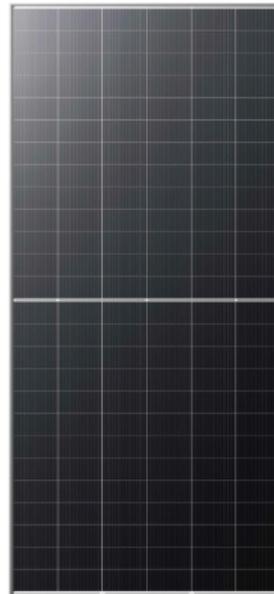
IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

Occupational health and safety management systems



Key Features



SMBB Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



Hot 2.0 Technology

The N-type module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LID/LETID.



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



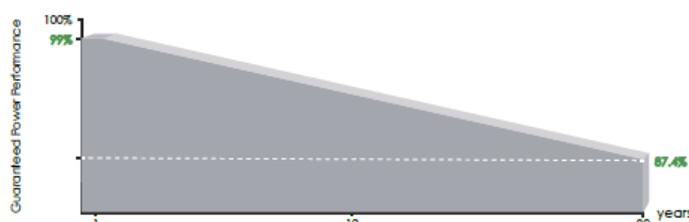
Higher Power Output

Module power increases 5-25% generally, bringing significantly lower LCOE and higher IRR.



POSITIVE QUALITY*
Continuous Quality Assurance

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY



12 Year Product Warranty

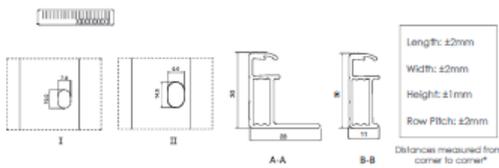
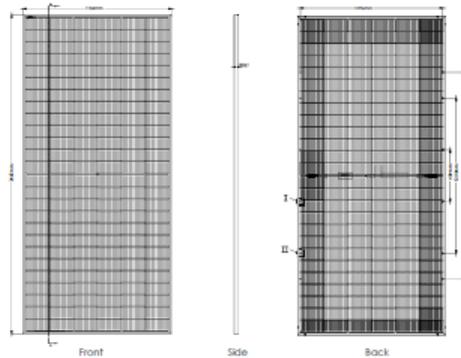
30 Year Linear Power Warranty

0.40% Annual Degradation Over 30 years



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
CRITERI PROGETTUALI**

Engineering Drawings



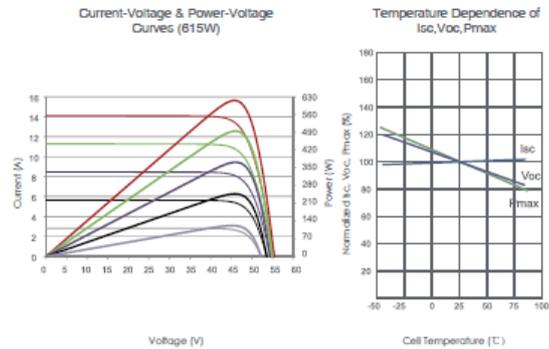
*For detailed size and tolerance specification, please consult detailed module drawing

Packaging Configuration

[Two pallets = One stack]

36pcs/pallets, 72pcs/stack, 576pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2x78)
Dimensions	2465x1134x30mm (97.05x44.65x1.18 inch)
Weight	34kg (74.96lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1x4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM615N-78HL4-8DV		JKM620N-78HL4-8DV		JKM625N-78HL4-8DV		JKM630N-78HL4-8DV		JKM635N-78HL4-8DV	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	615Wp	463Wp	620Wp	467Wp	625Wp	471Wp	630Wp	475Wp	635Wp	479Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	47.20V	44.39V	47.37V	44.54V	47.54V	44.69V	47.70V	44.83V	47.86V	44.98V
Maximum Power Current (Imp)	13.03A	10.44A	13.09A	10.49A	13.15A	10.54A	13.21A	10.59A	13.27A	10.64A
Open-circuit Voltage (Voc)	56.69V	42.72V	56.82V	42.82V	56.95V	42.92V	57.08V	43.02V	57.21V	43.11V
Short-circuit Current (Isc)	13.68A	10.31A	13.74A	10.35A	13.80A	10.40A	13.86A	10.44A	13.92A	10.49A
Module Efficiency STC (%)	22.00%		22.18%		22.36%		22.54%		22.72%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.29%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.045%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	80±5%									

*STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5
 NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

FIGURA 9 - DATI PANNELLO FOTOVOLTAICO DI PROGETTO



5.2 TECNOLOGIA DEGLI INVERTER

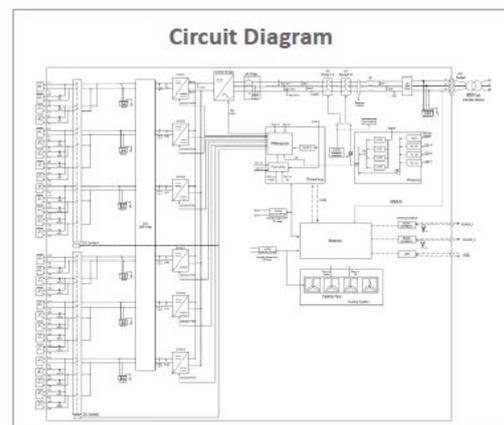
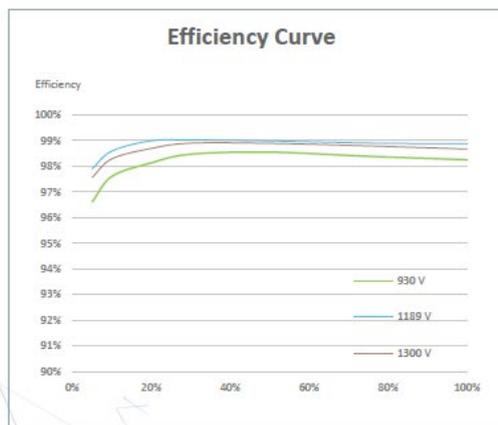
L'area di impianto è servita nel complesso da 86 inverter opportunamente installati sulle strutture di sostegno. Gli inverter in progetto sono di marchio HUAWEI e modello SUN2000-330KTL-H1.

Di seguito vengono riportate le schede tecniche di riferimento:

SUN2000-330KTL-H1 Smart String Inverter



- Max. Efficiency $\geq 99.0\%$
- Smart Self Clean Fan
- Smart DC Connector Temperature Detect
- Smart String Level Disconnection
- 28 High Accuracy String Current Detect
- Support IV diagnosis
- IP 66 protection
- Surge Arresters for DC & AC





**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
CRITERI PROGETTUALI**

Pag 20 di
27

SUN2000-330KTL-H1

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Smart String-Level Disconnect(SSLD)	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
AC Grounding Fault Protection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤112 kg
Operating Temperature Range	-30 °C ~ 60 °C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP 66
Topology	Transformerless



5.3 ACCOPPIAMENTO TRA ARRAY FV E INVERTER

Nella struttura della stringa si è privilegiata la scelta del numero maggiore possibile di moduli per sfruttare al massimo la tensione accettabile dall'inverter. In tal modo, si ottiene il risultato di ridurre il numero di stringhe in parallelo. Infatti, un guasto di corto circuito tra entrambi i poli di una stringa oppure un doppio guasto a terra di poli opposti (un positivo e un negativo) della stessa o di due stringhe differenti richiama nei conduttori di stringa correnti compatibili con la portata dei cavi usati nelle stringhe (con sezioni di 4-6 mm²). Si suggerisce di verificare che l'inverter, nel caso di esposizione al sole ottimale (azimut perfettamente a Sud e angoli di inclinazione compresi tra 30° e 40°), sia in grado di convertire potenze di ingresso corrispondenti anche a irraggiamenti di 1100 W/m² per un intervallo di tempo del quarto d'ora.

5.4 COMPONENTI LATO DC

La connessione in serie dei moduli fotovoltaici dovrà essere effettuata utilizzando i connettori multicontact pre-installati dal produttore nelle scatole di giunzione poste sul retro di ogni modulo. I cavi dovranno essere stesi fino a dove possibile all'interno degli appositi canali previsti nei profili delle strutture di fissaggio. Per la distribuzione dei cavi all'esterno si devono praticare degli scavi con profondità non inferiore a 0,6 m per cavi di bassa tensione. I cavi, anche se del tipo per posa direttamente interrata, devono essere protetti meccanicamente mediante tubi. Il percorso interrato deve essere segnalato, ad esempio colorando opportunamente i tubi (si deve evitare il colore giallo, arancio, rosso) oppure mediante nastri segnalatori posti a 20 cm sopra le tubazioni. Le tubazioni dei cavidotti in PVC devono essere di tipo pesante (resistenza allo schiacciamento non inferiore a 750 N). Ogni singolo elemento è provvisto ad una estremità di bicchiere per la giunzione. Il tubo è posato in modo che esso si appoggi sul fondo dello scavo per tutta la lunghezza; è completo di ogni minuteria ed accessorio per renderlo in opera conformemente alle norme CEI 23-29.

Si impiegheranno, per le stringhe, solo cavi solari in doppio isolamento (resistenti ai raggi UV e con temperature di esercizio di 120 °C) con le sezioni già citate.

5.5 COMPONENTI LATO AC

Per la distribuzione dei cavi lato ac si devono praticare degli scavi con profondità non inferiore a 0,6 m per cavi di bassa tensione e pari a 1,2 m per i cavi di media tensione, seguendo un percorso il più possibile parallelo a strade o passaggi. I cavi MT dovranno essere separati da quelli BT e i cavi BT separati da quelli di segnalazione e monitoraggio. Ad intervalli di circa 500 m per tratti rettilinei e ad ogni derivazione si interporranno dei pozzetti rompitratta (del tipo prefabbricato con chiusino in cemento) per agevolare la posa delle condutture e consentire l'ispezione ed il controllo dell'impianto.

È consuetudine predisporre, sempre con cavi in doppio isolamento (non solari questa volta), interruttori magnetotermici con relè differenziale, purché quest'ultimo sia selettivo nei riguardi delle correnti che vengono disperse nel PE durante il normale funzionamento degli inverter.

5.6 CAVI ELETTRICI E CABLAGGI

I cavi sono dimensionati e concepiti in modo da semplificare e minimizzare le operazioni di cablaggio e con particolare attenzione a limitare le cadute di tensione. I cavi dovranno soddisfare i seguenti requisiti:

- tipo autoestinguente e non propagante d'incendio;
- cavi del tipo unipolari per i circuiti di potenza;
- estremità stagnate oppure terminate con idonei capicorda.

I cavi posati all'aperto, dovrebbero essere di tipo "solare", cioè in grado di sopportare gli agenti atmosferici e in particolare la radiazione ultravioletta.

I cavi saranno a norma CEI 20-13, CEI20-22II e CEI 20-37 I, marchiatura I.M.Q., colorazione delle anime secondo norme UNEL e con grado d'isolamento scelto in funzione dell'effettiva tensione di esercizio. Per non compromettere



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
CRITERI PROGETTUALI**

Pag 22 di
27

la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio)
- Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio)
- Conduttore di fase: grigio / marrone
- Conduttore per circuiti in C.C.: chiaramente siglato con indicazione del positivo con "+" e del negativo con "-".

I cavi sono dimensionati come descritto nel paragrafo dedicato e nella relazione di calcolo specifica.

5.7 CANALIZZAZIONI E PASSERELLE PORTA-CAVO

Il diametro delle tubazioni non dovrebbe essere mai inferiore a 1,3 volte quello del cerchio circoscritto ai cavi in esso contenuti, con un minimo di 16 mm. La sezione dei canali porta cavi occupata dai cavi non dovrebbe eccedere il 50% della sezione totale del canale stesso. Dovrebbero essere utilizzati tutti gli accessori necessari per il mantenimento del grado di protezione richiesto per il tipo di ambiente d'installazione. Si installino tubi e/o passerelle porta-cavi per la protezione meccanica dei cavi nelle discese, garantendo, per il collegamento dei cavi ai quadri, un livello di protezione analogo a quello dei quadri stessi.

5.8 VIABILITA' DI PROGETTO

L'impianto è raggiungibile attraverso strada comunale Via Ticino e attraverso una strada sterrata che raggiunge la proprietà privata di Cascina Bornago.

Ripristino, finitura e rullatura del piano del terreno mediante l'integrazione di materiale inerte stabilizzato utile a mantenere il piano di finitura adeguatamente omogeneo per la regolarizzazione e sistemazione delle pendenze per garantire maggiore stabilità e sicurezza sia ai mezzi di cantiere che ai mezzi dei futuri fruitori per la gestione e manutenzione.



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
CRITERI PROGETTUALI**

Pag 23 di
27

6. RISCHIO INCIDENTI RILEVANTI

Le fasi lavorative con le successive attività di costruzione di un impianto fotovoltaico a terra sono consuetudine della normale pratica dell'ingegneria civile e delle costruzioni impiantistiche in genere.

Non ci sono rischi particolari derivanti da lavori in quota, rischi chimici o biologici, né vengono utilizzati materiali tossici o infiammabili.

La fase di realizzazione dell'impianto sarà corredata da un Piano di Sicurezza e Coordinamento che analizzerà tutti i rischi interferenziali tra le attività di cantiere per abbattere la probabilità di incidenti nella fase di costruzione. Il coordinamento delle varie imprese interessate nella costruzione avverrà integrando i vari Piani Operativi di Sicurezza in relazione ad un organico funzionamento del sistema di sicurezza globale dell'intervento interessando attivamente tutti i soggetti, con responsabilità di sicurezza, coinvolti nel cantiere.

L'attenzione per la Sicurezza procederà nella fase di esercizio con il sistema di sicurezza aziendale del proprietario dell'impianto.

È di fondamentale importanza la redazione del fascicolo di sicurezza redatto dal coordinatore per l'esecuzione al fine di prevedere le procedure di sicurezza delle opere di manutenzione che andranno eventualmente integrate e aggiornate dal Responsabile del Servizio del Protezione e Prevenzione Aziendale.

La fase di esercizio dell'impianto fotovoltaico non comporta rischio di incidenti rilevanti in quanto non ci sono materiali infiammabili, gas o sostanze tossiche o stoccaggio di materiali liquidi.

Con l'adozione delle norme sulla sicurezza, nella fase di esercizio è statisticamente accertato che la casistica degli incidenti su impianti in produzione ha valori trascurabili in relazione alla frequenza dell'evento incidentale. Si riscontrano alcune eccezioni nei magazzini di stoccaggio di materiale elettrico quando previsti.

Le tipologie di guasto di un impianto a pannelli fissi sono sostanzialmente di due tipi: meccanico ed elettrico. I guasti di tipo meccanico comprendono la rottura del pannello o di parti del supporto, e non provocano rilascio di sostanze estranee nell'ambiente essendo solidi pressoché inerti. I guasti di tipo elettrico hanno più componenti e portano in generale alla rottura dei componenti elettrici a causa di scariche elettrostatiche o sovratensioni in genere.

L'impianto non risulta vulnerabile di per sé a calamità o eventi naturali eccezionali, e la sua distanza da centri abitati elimina ogni potenziale interazione. La tipologia delle strutture e della tecnologia adottata eliminano la vulnerabilità dell'impianto a eventi sismici (non sono previste edificazioni o presenza di strutture che possono causare crolli), inondazioni (la struttura elettrica dell'impianto è dotata di sistemi di protezione e disconnessione ridondanti), trombe d'aria (le strutture sono certificate per resistere a venti di notevole intensità senza perdere la propria integrità strutturale), incendi (non sono presenti composti o sostanze infiammabili).



7. DESCRIZIONE DELLE MODALITÀ DI COLLAUDO – VERIFICA TECNICO FUNZIONALE

Una volta terminata la fase d'installazione dell'impianto, bisogna effettuare il collaudo dello stesso per verificarne il corretto funzionamento.

Il collaudo è un atto tecnico-amministrativo, che si colloca alla fine dell'installazione dell'impianto stesso. Serve innanzitutto a salvaguardare gli interessi del committente, perché una mancata produzione di energia a causa di un guasto significherebbe una minore resa dell'impianto stesso in termini economici.

Il collaudo rappresenta una delle attività più importanti nella fase di realizzazione dell'impianto in quanto un'accurata ispezione del lavoro svolto permette di rilevare eventuali difetti.

La fase di collaudo prevede verifiche tecniche funzionali da effettuarsi al termine dei lavori di installazione e termina con il rilascio di una dichiarazione certificante l'esito delle verifiche effettuate.

Prima di eseguire le verifiche tecnico-funzionali è consigliabile verificare:

- che vi siano condizioni di irraggiamento stabili in modo da rendere stabili le misure effettuate;
- che vi sia una radiazione di almeno 600 W/m² allineando il sensore di radiazione al piano dei moduli;
- che non si stiano effettuando le verifiche nelle ore più calde;
- che non si stiano effettuando le verifiche in presenza di giornate afose, in quanto la presenza di umidità nell'aria determina un aumento della componente diffusa, aumento che a sua volta comporta un rendimento del campo più basso;
- che i moduli siano puliti.

È una procedura che deve essere effettuata da tecnici con provata esperienza, quali i professionisti di TEST Energia. Le fasi principali di un collaudo riguardano:

7.1.1 Esame Visivo

Acquisito il progetto e verificato che l'installatore abbia rilasciato la dichiarazione di conformità ai sensi della Legge 46/90, l'esame visivo deve accertare:

- che l'impianto sia conforme al progetto, che i moduli siano posati correttamente, che la carpenteria sia saldamente ancorata e che siano state prese tutte le precauzioni per evitare infiltrazioni d'acqua dal tetto;
- che l'impianto sia stato realizzato nel rispetto delle prescrizioni delle Norme in generale e delle Norme specifiche di riferimento per l'impianto installato;
- che il materiale elettrico sia conforme alle relative Norme, sia scelto correttamente ed installato in modo conforme alle prescrizioni normative e che non siano presenti danni visibili che possano compromettere la sicurezza;
- che le distanze delle barriere e delle altre misure di protezione siano state rispettate;
- che vi sia la presenza di adeguati dispositivi di sezionamento e di interruzione;
- che vi sia l'identificazione dei conduttori di neutro e di protezione, l'identificazione dei comandi e delle protezioni, dei collegamenti dei conduttori.

7.1.2 Verifica dei Cavi e dei Conduttori

Per i cavi ed i conduttori si deve controllare che il dimensionamento sia fatto in base alle portate indicate nelle tabelle CEI-UNEL e che siano dotati dei contrassegni di identificazione, ove prescritti, e siano adatti al tipo di posa.

7.1.3 Verifica della continuità elettrica e delle connessioni tra i moduli fotovoltaici.

7.1.4 Verifica della messa a terra di masse e scaricatori.

7.1.5 Verifica della resistenza di isolamento dei circuiti elettrici dalle masse, controllando che siano rispettati i valori previsti dalla Norma CEI 64-8

Si deve eseguire con l'impiego di uno strumento adeguato e la misura si effettua in corrente continua.

L'apparecchio di prova deve fornire la tensione indicata nella tabella A, quando eroga una corrente di 1 mA.

La misura deve essere effettuata tra l'impianto (collegando insieme tutti i conduttori attivi) ed il circuito di terra; e raccomandata, per quanto praticamente possibile, la misura della resistenza d'isolamento tra i conduttori attivi.

Durante la misura gli apparecchi utilizzatori devono essere disinseriti. I valori minimi ammessi sono quelli previsti dalla Norma CEI 64-8.



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
CRITERI PROGETTUALI**

Pag 25 di
27

7.1.6 Prove funzionali sul sistema di conversione statica con riferimento al manuale di uso e manutenzione, nelle diverse condizioni di potenza (accensione, spegnimento, mancanza di rete del distributore);

7.1.7 Verifica tecnico-funzionale dell'impianto

La verifica tecnico-funzionale di un impianto fotovoltaico richiede la valutazione:

- della continuità elettrica e connessione tra i moduli;
- della messa a terra di masse e scaricatori;
- del corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete) etc.;
- dell'isolamento dei circuiti elettrici dalle masse.

La procedura di verifica tecnico-funzionale di un impianto fotovoltaico prevede l'impiego di una sonda piranometro o con una cella campione si provvede a rilevare il valore dell'irraggiamento (W/m^2 captati dalla superficie), per ciascuna stringa e si procederà alla verifica delle seguenti condizioni:

$$P_{cc} > 0,85 \cdot P_{nom} \cdot \frac{I}{I_{STC}}$$

$$P_{ca} > 0,9 \cdot P_{cc}$$

$$P_{cc} > (1 - P_{tpv} - 0,08) P_{nom} \frac{I}{I_{stc}}$$

ove:

- **P_{cc}**: potenza (in kW) misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del +-2%;
- **P_{nom}**: somma delle potenze (in kW) di targa dei moduli installati del generatore fotovoltaico (potenza nominale);
- **I**: irraggiamento (in W/m^2) misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del +-3% (deve essere $I > 600 W/m^2$);
- **ISTC** : irraggiamento in condizioni standard il cui valore di riferimento è 1000 W/m^2 ;
- **P_{ca}**: potenza attiva (in KW) misurata all'uscita del convertitore con precisione superiore al migliore del +-2%;
- **P_{tpv}** : perdite termiche del generatore fotovoltaico (desunte dai fogli di dati dei moduli), mentre tutte le altre perdite del generatore stesso (ottiche, resistive, caduta sui diodi, difetti di accoppiamento) sono tipicamente assunte pari all'8%. Tale condizione deve essere verificata per $P_{ca} > 90\%$ della potenza di targa del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata.

Alla fine se tutte le prove hanno avuto esito positivo il collaudatore provvede a rilasciare il certificato di collaudo.

In accordo con il nuovo decreto presente nella finanziaria 2007 CONTO ENERGIA per il fotovoltaico:

"La misura della potenza P_{cc} e della potenza P_{ca} deve essere effettuata in condizioni di irraggiamento (I) sul piano dei moduli superiore a $600 W/m^2$ ".

Le perdite termiche del generatore fotovoltaico P_{tpv} , nota la temperatura delle celle fotovoltaiche T_{cel} , possono essere determinate da:

$$P_{tpv} = (T_{cel} - 25) \frac{\gamma}{100}$$

oppure, nota la temperatura ambiente T_{amb} da:

$$P_{tpv} = [T_{amb} - 25 + (NOCT - 20) \frac{I}{800}] \frac{\gamma}{100}$$

ove:

- **γ** : Coefficiente di temperatura di potenza (parametro, fornito dal costruttore, per moduli in silicio cristallino e tipicamente pari a $0,4 \div 0,5 \%/^{\circ}C$).
- **NOCT** : Temperatura nominale di lavoro della cella (parametro, fornito dal costruttore, tipicamente pari a $40 \div 50^{\circ}C$, ma può arrivare a $60^{\circ}C$ per moduli in retrocamera).



**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
DA 29,261 MWp
Comune di Cameri
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)
CRITERI PROGETTUALI**

Pag 26 di
27

- **Tamb:** Temperatura ambiente; nel caso di impianti in cui una faccia del modulo sia esposta all'esterno e l'altra faccia sia esposta all'interno di un edificio (come accade nei lucernai a tetto), la temperatura da considerare sarà la media tra le due temperature.
- **Tcel:** e la temperatura delle celle di un modulo fotovoltaico; può essere misurata mediante un sensore termoresistivo (PT100) attaccato sul retro del modulo.