

COMUNE DI ALESSANDRIA



Città di Alessandria

PROVINCIA DI ALESSANDRIA



PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO DA 15,24 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	Località C. Maddalena - Comune di Alessandria Foglio 122 Mappali 10,13, 24, 56	
PROGETTO VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE	OGGETTO DOC02 - Criteri progettuali	SCALA --
REVISIONE - DATA	VERIFICATO	APPROVATO
REV.00 - 05/11/2021		
IL RICHIEDENTE	ELLOMAY SOLAR ITALY THREE S.R.L. 39100 Bolzano - Via Sebastian Altmann 9 FIRMA _____	
IL PROGETTISTA	Ing. Riccardo Valz Gris FIRMA 	
TEAM DI PROGETTO	Arch. Manuela Laddaga Arch. Rosalba Teodoro Studio Ing. Valz Gris 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 	

INDICE

INDICE	1
1. INTRODUZIONE	3
2. DESCRIZIONE DEL SITO E DATI GENERALI DI PROGETTO	4
3. I CRITERI DI PROGETTO SULLA SCELTA DEL SITO	6
3.1 AREE SOTTOPOSTE A TUTELA DEL PAESAGGIO E DEL PATRIMONIO STORICO,	6
3.1.1 <i>Siti inseriti nel patrimonio mondiale dell'UNESCO</i>	6
3.1.2 <i>Siti UNESCO - candidature in atto</i>	6
3.1.3 <i>Beni culturali</i>	7
3.1.4 <i>Beni paesaggistici</i>	7
3.1.5 <i>Vette e crinali montani e pedemontani</i>	8
4.1.1 <i>Tenimenti dell'Ordine Mauriziano</i>	9
4.2 AREE PROTETTE	9
4.2.1 <i>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</i>	9
4.3 AREE AGRICOLE	9
4.3.1 <i>Terreni classificati dai PRGC vigenti a destinazione d'uso agricola e naturale ricadenti nella prima e seconda classe di capacità d'uso del suolo</i>	9
4.3.2 <i>Aree agricole destinate alla produzione di prodotti D.O.C.G. e D.O.C.</i>	10
4.3.3 <i>Terreni agricoli irrigati con impianti irrigui a basso consumo idrico realizzati con finanziamento pubblico</i>	10
4.4 AREE IN DISSESTO IDRAULICO E IDROGEOLOGICO	10
4.5 AREE DI ATTENZIONE	12
5. I CRITERI PER LE SCELTE PROGETTUALI	13
5.1 SOLUZIONI IMPIANTISTICHE ADOTTATE	13
5.1.1 <i>Protezioni contro le sovracorrenti;</i>	13
5.1.2 <i>Protezioni contro le sovratensioni;</i>	14
5.1.3 <i>Protezioni di interfaccia lato corrente alternata</i>	14
5.1.4 <i>Protezioni contro i contatti diretti per la sezione in corrente continua e la sezione in corrente alternata;</i>	14
5.1.5 <i>Protezioni contro i contatti indiretti, con particolare riferimento ai conduttori equipotenziali, ai conduttori di terra e ai dispersori</i>	14
5.1.6 <i>Protezioni contro i fulmini</i>	15
6. CRITERI DI SCELTA DEI COMPONENTI	16
6.1 TECNOLOGIA DEI MODULI FV	16
6.2 TECNOLOGIA DEGLI INVERTER	17
6.3 ACCOPPIAMENTO TRA ARRAY FV E INVERTER	17
6.4 QUADRI SUL LATO DC	17

6.5	QUADRI SUL LATO AC	18
6.6	CAVI ELETTRICI E CABLAGGI	18
6.7	CANALIZZAZIONI E PASSERELLE PORTA-CAVO	18
6.8	VIABILITA' DI PROGETTO	18

7. RISCHIO INCIDENTI RILEVANTI.....20

8. DESCRIZIONE DELLE MODALITÀ DI COLLAUDO – VERIFICA TECNICO FUNZIONALE21

8.1.1	<i>Esame Visivo</i>	21
8.1.2	<i>Verifica dei Cavi e dei Conduttori</i>	21
8.1.3	<i>Verifica della continuità elettrica e delle connessioni tra i moduli fotovoltaici.</i>	21
8.1.4	<i>Verifica della messa a terra di masse e scaricatori.</i>	21
8.1.5	<i>Verifica della resistenza di isolamento dei circuiti elettrici dalle masse, controllando che siano rispettati i valori previsti dalla Norma CEI 64-8.....</i>	21
8.1.6	<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>	22
8.1.7	<i>Verifica tecnico-funzionale dell'impianto</i>	22

1. INTRODUZIONE

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

In prima istanza, definendo come la localizzazione del progetto sia stata frutto di una dettagliata analisi, relativamente alla fattibilità di un impianto fotovoltaico a terra, 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. E' 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.

2. DESCRIZIONE DEL SITO E DATI GENERALI DI PROGETTO

L'ambito di intervento si colloca in Provincia di Alessandria e interessa amministrativamente il Comune di Alessandria. L'intervento consiste, nella realizzazione di un impianto fotovoltaico su tracker monoassiali, delle dimensioni di 15,24 MW, e si estende su un'area di 22 ettari, di proprietà privata, siti in prossimità della via Casalcermelli, Alessandria, località C. Maddalena.

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato utilizzando moduli in silicio monocristallino e inverter centralizzati come dettagliatamente descritto negli elaborati grafici e di seguito.

Il progetto prevede la suddivisione dell'impianto fotovoltaico in tre distinti campi ciascuno dei quali dotati di cabine di trasformazione ed inverter. I pannelli sono raggruppati in strutture composte da 40, 30 e 20 pannelli disposti su tracker monoassiali.

- Coordinate geografiche : 44°53'30.22"N; 8°36'25.07"E.

L'impianto si sviluppa sulle particelle catastali censite al Foglio 122 Mappali n. 10, 13, 24 e 56 di cui:

- Aree destinate alle attività agricole di cui all'art. 45 delle NTA Mappale n.24 per il 13%
- Aree per standard urbanistici: Servizi sociali ed attrezzature di interesse generale di cui all'art. 32 septies delle NTA Mapp. N. 10,13,56 per il 100% e n. 24 per il 46%
- Aree destinate alla viabilità piste ciclabili di cui all'art. 32 bis nelle NTA Mapp. 24 per il 41%

Sul terreno non sono presenti vincoli, eccetto le fasce di rispetto degli assi ferroviari e della nuova pianificazione stradale
Tipo di terreno: Terreno destinato a servizi (attuale uso agricolo)

Orografia: pianeggiante

Potenza di picco: circa 15,24 MWp

Posizionamento del generatore FV: installazione al suolo

Orientamento asse generatore FV: NORD-SUD

Angolo di tilt del generatore FV: variabile con inseguimento est-ovest

Fattore di albedo: erba verde: 0.26

Fattore di riduzione delle ombre Komb 98%



FIGURA 1 IMMAGINE SATELLITARI DELL'AREA OGGETTO DI INTERVENTO CON INDIVIDUAZIONE DELL'AREA DI INSTALLAZIONE DELL'IMPIANTO E DI CAVIDOTTO INTERRATO E CABINA DI CONSEGNA



FIGURA 2 IMMAGINE SATELLITARI DELL'AREA OGGETTO DI INTERVENTO CON INDIVIDUAZIONE DELL'AREA DI INSTALLAZIONE DELL'IMPIANTO E DI CAVIDOTTO INTERRATO E CABINA DI CONSEGNA

Inoltre è prevista la realizzazione di un cavidotto interrato che corre lungo la strada Casalcermeli, su tracciato di strada provinciale (SP185) e della relativa cabina elettrica di consegna, ubicata vicino al sottostazione di Alta tensione esistente "Aulara".

Siamo in un territorio caratterizzato da una compresenza di funzioni agricole-produttive ai margini dell'insediamento urbano della Città di Alessandria.

Il lotto ha un perimetro irregolare, l'orografia pianeggiante, si incunea tra due percorsi ferroviari (Alessandria - Savona e Alessandria-Voltri), e confina a sud-ovest con un'attività di distribuzione carburanti e autolavaggio; a est con la ferrovia Alessandria Voltri, oltre la quale si estende la zona artigianale D3; a nord si estende il centro urbano comunale e l'altro asse ferroviario Alessandria-Savona; a sud con altre aree ad uso agricolo. Il perimetro del lotto, corre inoltre intorno ad un lotto rettangolare, in parte coltivato, con la presenza di un fabbricato rurale.

L'area all'interno della quale è ubicato il progetto risulta morfologicamente definibile come area di fondovalle caratterizzabile per la bassa presenza di pressione antropica sia sotto il profilo infrastrutturale che insediativo.

3. I CRITERI DI PROGETTO SULLA SCELTA DEL SITO

I macro criteri di progetto sottendono alla normativa ambientale e recepiscono le indicazioni normate 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 inidonee** 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.

Come si evince dalle relazioni precedenti, è evidente che, il sito in esame non rientra in nessuna delle quattro tipologie elencate, come evidente dall'analisi condotta sugli strumenti urbanistici. Di seguito si elencheranno tutti i criteri di inidoneità 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). Si evidenzierà che il sito di progetto non rientra in nessuna delle successive categorie.

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

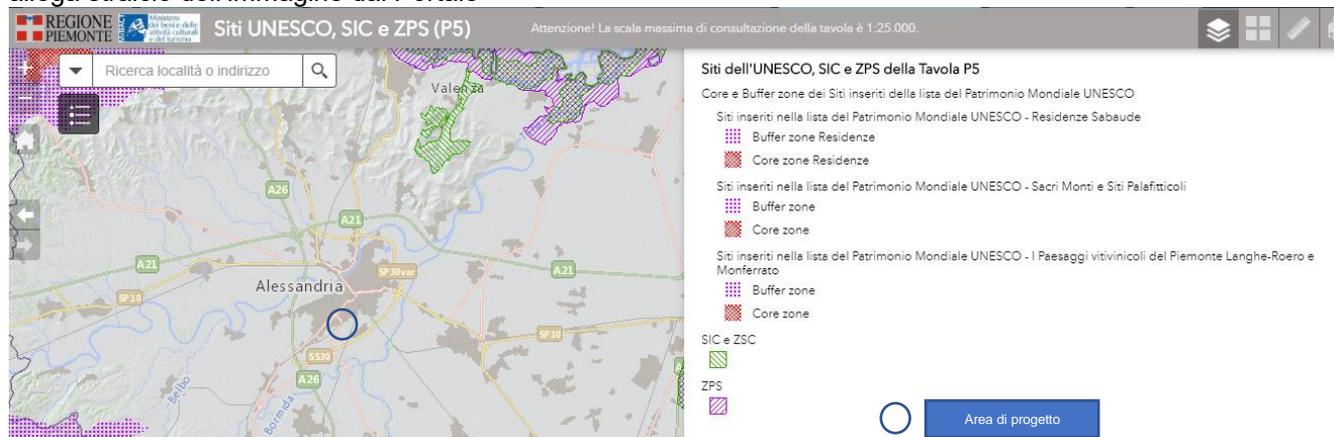


FIGURA 3 STRALCIO SITI UNESCO, SIC E ZPS (TAVOLA P5 DEL PPR PIEMONTE)

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 inidonee 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 300 settembre 2013 n. 34-6436 e il Comune di Alessandria, ove insiste il progetto non rientra in tale elenco come di seguito riportato:

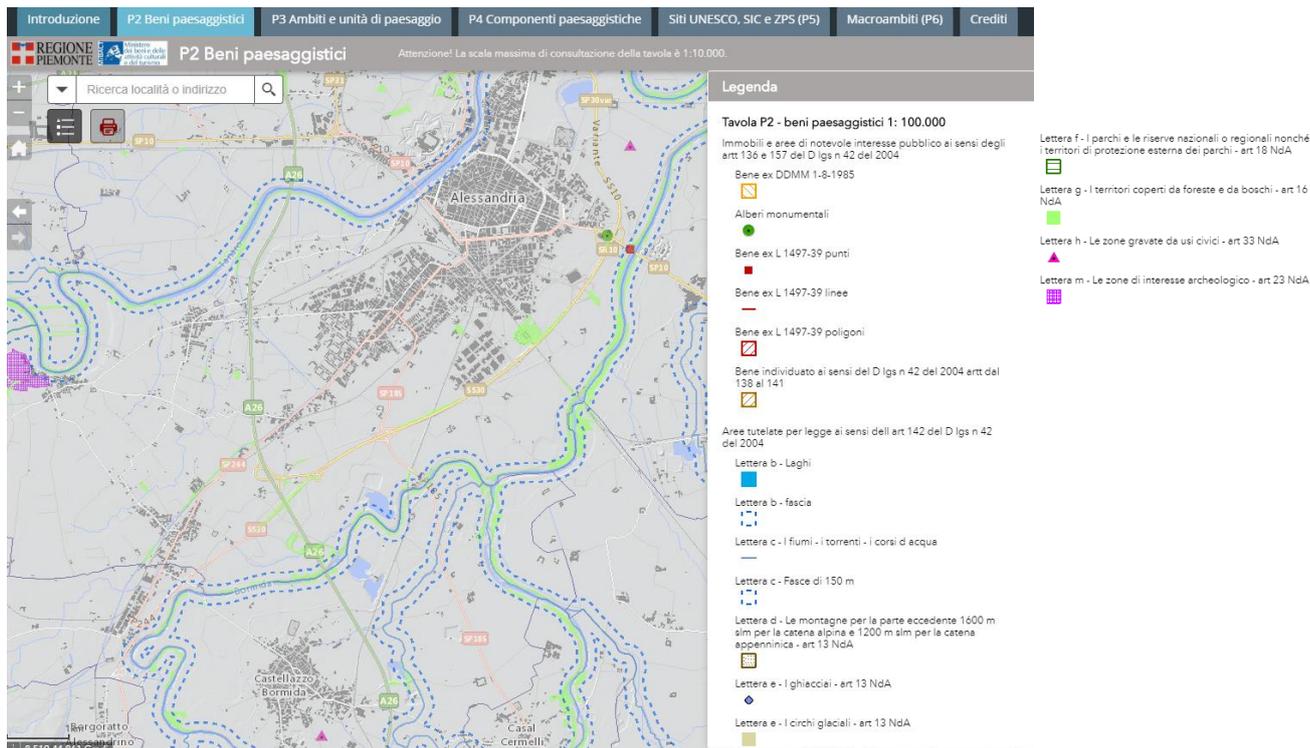
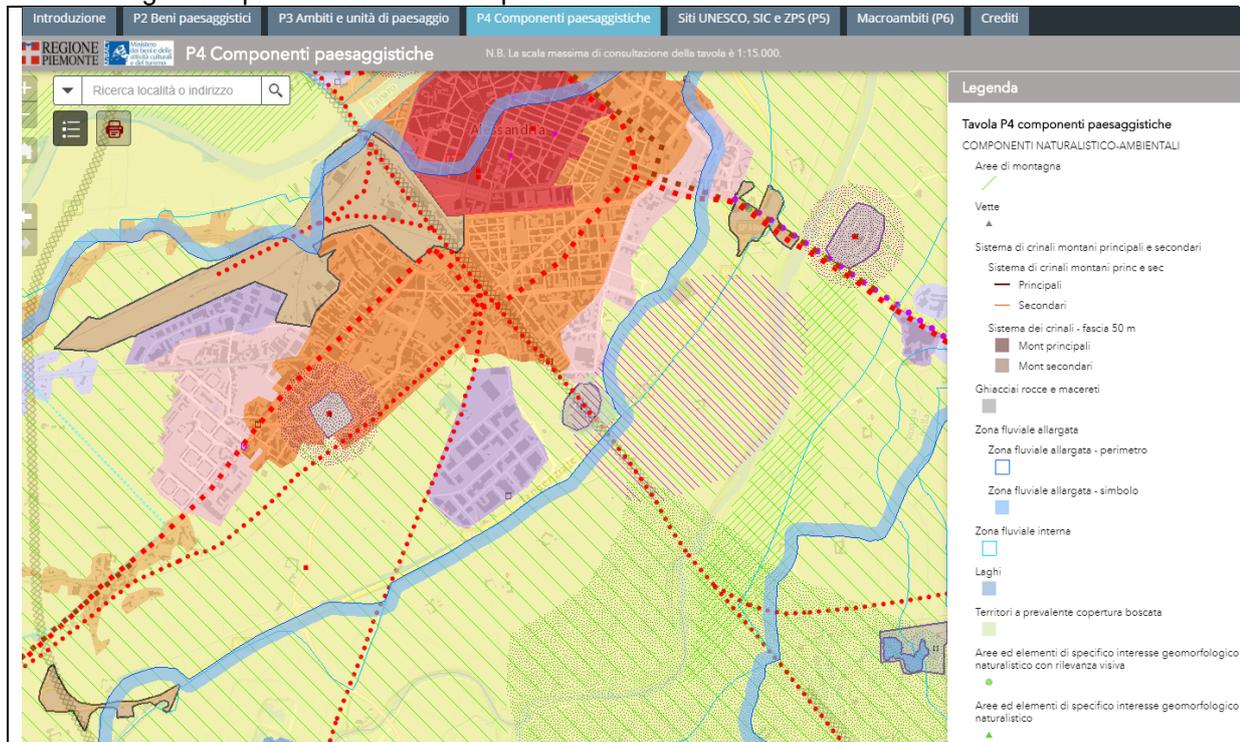
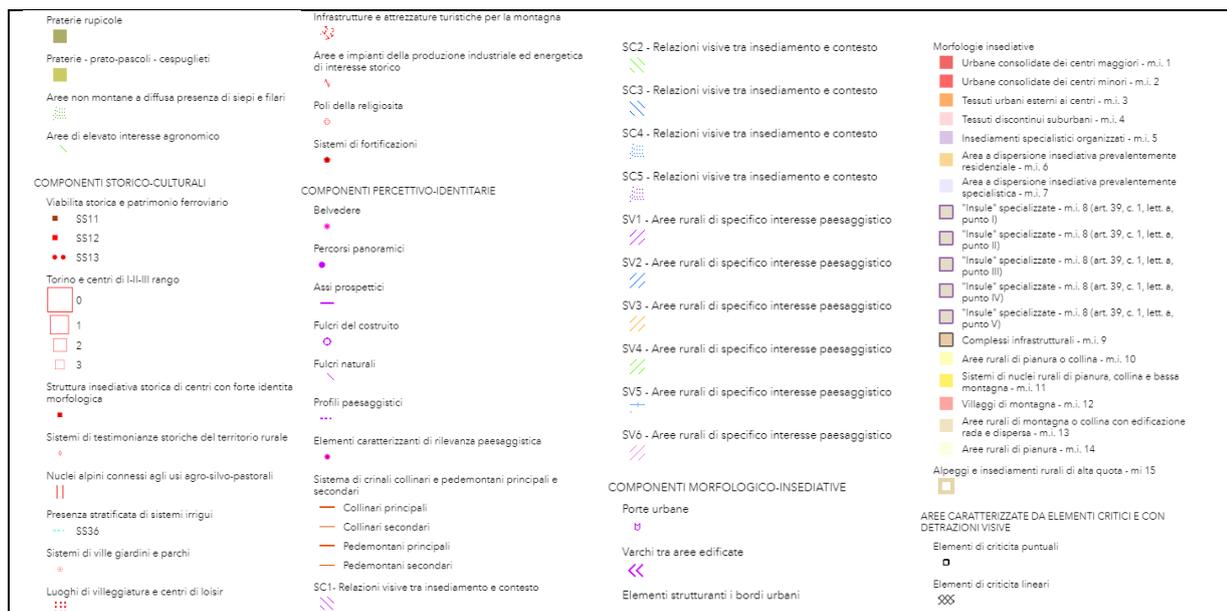


FIGURA 5 STRALCIO TAVOLA P2 BENI PAESAGGISTICI PPR PIEMONTE

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:





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

4.1.1 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.

4.2 AREE PROTETTE

4.2.1 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.

Nell'area interessata dal progetto non vi è presenza di tali sistemi.

4.3 AREE AGRICOLE

4.3.1 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.

Il sito destinato al progetto è classificato a servizi, pertanto non rientra nella fattispecie indicata come inidonea.

4.3.2 Aree agricole destinate alla produzione di prodotti D.O.C.G. e D.O.C.

In virtù della loro valenza al contempo agricola e paesaggistica, sono inidonei i terreni classificati dai vigenti PRGC a destinazione d'uso agricola vitati destinati alla produzione di prodotti D.O.C.G. e D.O.C..

Il sito destinato al progetto è classificato a servizi, pertanto non rientra nella fattispecie indicata come inidonea.

4.3.3 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 inidonei 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.

Il sito destinato al progetto è classificato a servizi, pertanto non rientra nella fattispecie indicata come inidonea.

4.4 AREE IN DISSESTO IDRAULICO E IDROGEOLOGICO

Sono inidonee 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.

Per una puntuale identificazione delle aree sopra elencate lungo i corsi d'acqua della Regione Piemonte si può fare riferimento alla cartografia PAI.

In merito alla presenza del fiume Bormida a distanza di circa 2,5 km dal sito, si riporta che il terreno di progetto è al di fuori della zona alluvionale del fiume come evidenziato dalle tavole del PAI (piano Stralcio per l'assetto idrogeologico del fiume Bormida).



FIGURA 7 ESTRATTO DAL PAI DEL FIUME BORMIDA

E' presente inoltre una proposta di revisione delle fasce alluvionali che amplia le fasce fino a inglobare il terreno di progetto nella fascia C. Pertanto, quand'anche tale proposta divenisse cogente, l'area non rientrerebbe nelle fasce A-B ritenute inidonee.

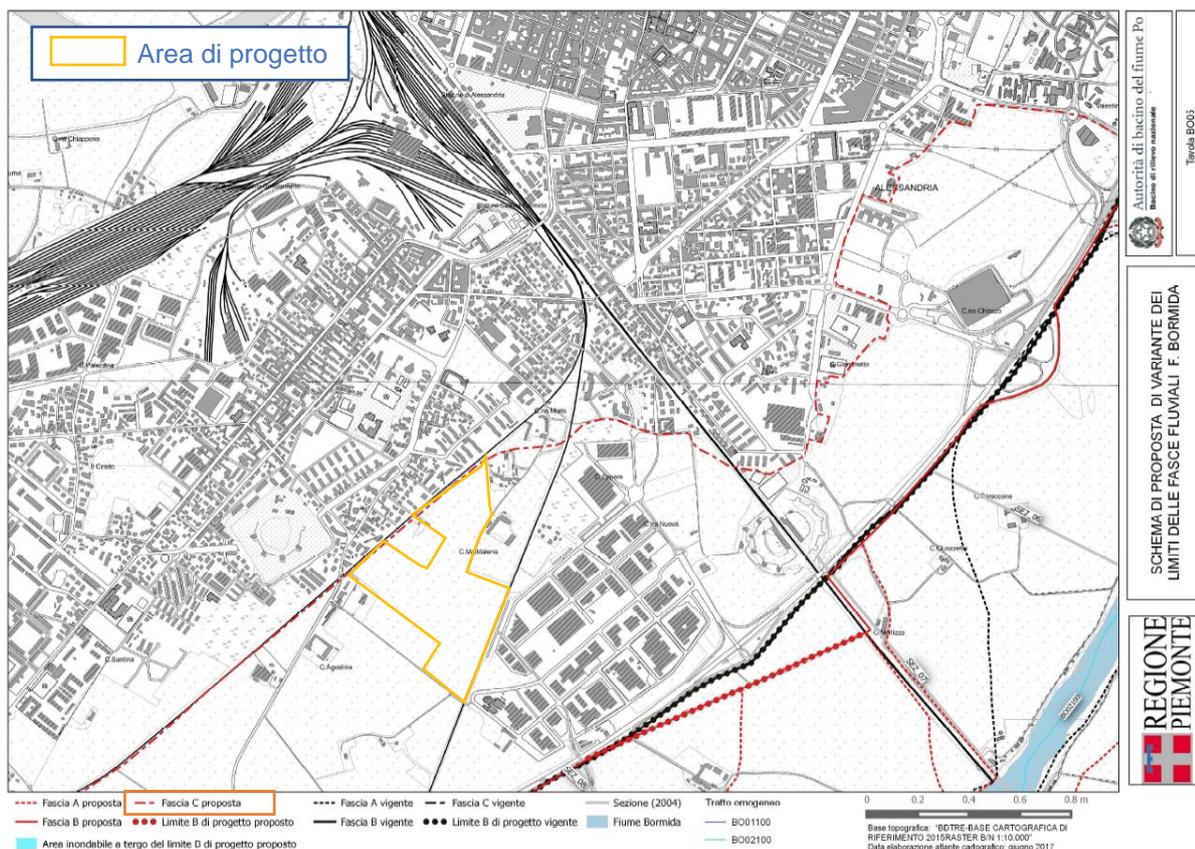


FIGURA 8 TAV BO05 PROPOSTA DI VARIANTE AL PAI DEL FIUME BORMIDA

Per quanto riguarda le aree a rischio idrogeologico si allega stralcio della tavola del Vincolo Idrogeologico alla scala 1:10000 (edizione 2016) dal Portale cartografico Regione Piemonte, in cui si evidenzia l'assenza di tale vincolo nel sito.



Legenda

 Vincolo Idrogeologico al 10k (edizione 2016)



FIGURA 9 STRALCIO TAVOLA DEL VINCOLO IDROGEOLOGICO ALLA SCALA 1:10000 (EDIZIONE 2016)

4.5 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

Di tutte le aree sopraelencate, è possibile affermare che il progetto non rientra in alcuna delle precedenti fattispecie. Nonostante tale esclusione nella relazione paesaggistica allegata al presente progetto, si evidenziano tutte le opere adottate per l'assoluto mascheramento degli impianti in qualsiasi periodo stagionale a tutela della percezione visiva dei luoghi.

5. 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 e non superiore al 20% nell'arco di 20/25 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.

E' stato 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.

In merito alla disposizione dei pannelli su tracker, si tratta di tracker a pannello singolo disposti a 5,5m di interasse. La distanza dal perimetro dell'impianto e la distanza tra i tracker garantisce il miglior soleggiamento.

5.1 SOLUZIONI IMPIANTISTICHE ADOTTATE

Inoltre di seguito sono descritte le soluzioni impiantistiche adottate 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.

5.1.1 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:

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

dove:

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

 CITTÀ DI ALESSANDRIA	PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO DA 15,24 MWp località C. Maddalena - Comune di Alessandria VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE CRITERI PROGETTUALI	Pag 14 di 23
--	---	-----------------

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.

Nel nostro caso avremo una corrente di cortocircuito presunta immediatamente a valle della linea proveniente dal contatore ENEL:

$$I_{cc} \leq 10 \text{ kA}$$

Gli interruttori posti nel quadro sotto contatore avranno pertanto potere di interruzione almeno pari a 10 kA mentre quelli dei restanti quadri potranno avere un P.I. pari a 6kA.

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.

5.1.2 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).

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

Come regola generale, un potere di interruzione di 4,5 kA sarà sufficiente per il dispositivo di protezione, ma occorrerebbe calcolare la corrente di corto circuito nel punto di installazione. L'uso dell'interruttore è obbligatorio, non essendo consentita la protezione tramite fusibili.

5.1.4 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.

5.1.5 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 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.

5.1.6 *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. E' 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.

6. CRITERI DI SCELTA DEI COMPONENTI

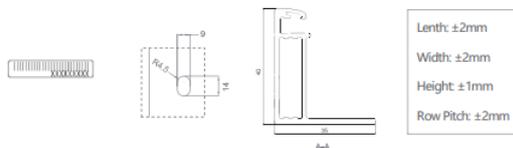
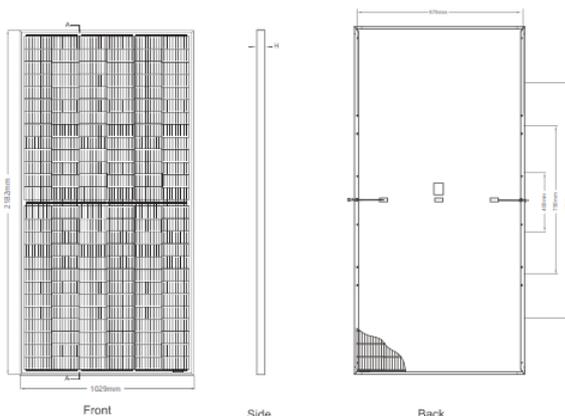
6.1 TECNOLOGIA DEI MODULI FV

Dal monitoraggio degli impianti considerati risulta preferibile la tecnologia del silicio monocristallino, che esibisce le migliori proprietà spettrali di assorbimento della luce, ed in particolare quella dell'etero-giunzione tra silicio monocristallino e silicio amorfo per la presenza simultanea di efficienze elevate (superiori al 16%) e di coefficienti di perdita termica ridotti ($-0,3\%/^{\circ}\text{C}$) rispetto al silicio monocristallino convenzionale. Il silicio policristallino, pur essendo il più diffuso per la sua economicità, non raggiunge le prestazioni del monocristallino, perché i vari cristalli riflettono in modo differente la luce quando l'angolo di incidenza dei raggi rispetto alla normale è alto (alla mattina o alla sera, lontano dal mezzogiorno).

A seguito di queste considerazioni si è proceduto alla scelta dei pannelli:

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato utilizzando 33140 moduli in silicio monocristallino marca tipo JKM460M-7RL3-TV e potenza di circa 460 W.

Engineering Drawings

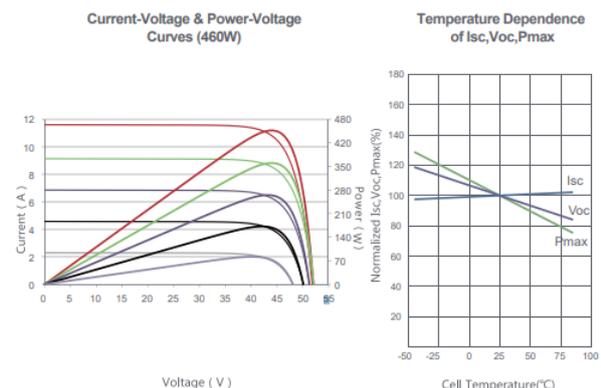


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

27pcs/pallets, 54pcs/stack, 540pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2x78)
Dimensions	2182x1029x40mm (85.91x40.51x1.57 inch)
Weight	26.1 kg (57.54 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TUV 1x4.0mm ² (+): 290mm, (-): 145 mm or Customized Length

FIGURA 10 - DATI PANNELLO FOTOVOLTAICO DI PROGETTO

Ogni modulo dispone di diodi di by-pass alloggiati in una cassetta IP65 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 90% del valore iniziale dopo 10 anni di funzionamento ed all'80% dopo 25 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.

Si rimandano alla relazione di calcolo gli approfondimenti tecnici.

Si può affermare che nelle scelte progettuali si è optato per la scelta delle migliori tecnologie disponibili sul mercato (BAT), in termini di efficienza delle celle e in termini di producibilità per superficie, utilizzando i pannelli da 460 Watt

6.2 TECNOLOGIA DEGLI INVERTER

Nel progetto è stata adottata la scelta della configurazione senza trasformatore interno per ovvi motivi di rendimento, con finestra di tensione MPPT spostata verso l'alto per ridurre la corrente a parità di potenza. Si è convenuto di impiegare inverter con efficienza europea (valore convenzionale calcolato come media pesata a varie potenze, soprattutto con carichi corrispondenti a meno del 50% della potenza nominale) non inferiore al 95%. Dal punto di vista del raffreddamento, è consigliabile una macchina senza circolazione forzata d'aria (possibile fino a circa 10 kW con convezione naturale), perché il ventilatore, richiedendo una potenza elettrica, aumenta la soglia di accensione, al sorgere del sole, della macchina.

I tre campi in cui è diviso l'impianto sono serviti ciascuno da inverter, trasformatori e cabine di trasformazione. Si rimandano alla relazione di calcolo gli approfondimenti tecnici.

6.3 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 (tensione nominale MPP fino a 650-750 V e tensione a vuoto fino a 900-1000 V, ove possibile); in tal modo, si ottiene il risultato di ridurre il numero di stringhe in parallelo, che risulta ottimale quando non supera il valore di cinque. 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). In definitiva, questa limitazione porta a considerare inverter con potenze nominali non superiori a 30 kW. 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. Infine, qualora si tratti di impianti con integrazione architettonica con vetrocamera e vetri stratificati, si consiglia di fare la verifica della tensione minima per l'accensione dell'inverter assumendo una temperatura operativa dei moduli FV di 75 °C invece del più usuale 70 °C.

6.4 QUADRI SUL 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 (profondità non inferiore a 0,8 m per i cavi di media tensione su proprietà privata e pari ad almeno 1 metro su terreno pubblico) 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 15/20 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. 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. Così, si può minimizzare il numero e il tipo di protezioni: si impieghino interruttori di manovra per sezionare le stringhe, senza inserire né diodi di blocco (opzione valida solo per i moduli FV in silicio cristallino) né fusibili (che possono intervenire intempestivamente per sovratemperatura). Per la protezione contro le sovratensioni di tipo diretto, molto spesso accade che, installando i moduli FV senza alterare

la sagoma dell'edificio per ottenere il massimo incentivo, tale edificio continui ad essere auto-protetto e quindi senza necessità di installare LPS (Lightning Protection System ovvero "parafulmine"). 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).

6.5 QUADRI SUL LATO AC

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. Per la protezione contro le sovratensioni, vale lo stesso discorso dei punti precedenti.

6.6 CAVI ELETTRICI E CABLAGGI

I cavi siano 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", in grado cioè di sopportare gli agenti atmosferici e in particolare la radiazione ultravioletta.

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

6.7 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 mm². 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. I collegamenti elettrici lato DC dai moduli ai quadri di sottocampo, dai quadri di sottocampo ai quadri di campo, e dai quadri di campo agli inverter, verranno realizzati mediante l'utilizzo di cavi di adeguata sezione tale da garantire perdite complessive inferiori al 2% (come di seguito specificato). Inoltre, 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, grado d'isolamento di 4 kV. Per non compromettere 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.

6.8 VIABILITA' DI PROGETTO

L'impianto è raggiungibile attraverso una sola strada (via privata Casalcermelli) che si imbecca dalla strada provinciale SP 185 all'altezza del passaggio al livello della linea ferroviaria Alessandria-Savona - e del distributore di carburanti limitrofo. Tale viabilità privata, si presenta come una strada vicinale con fondo ghiaiato. Pertanto la porzione che si estende dalla parte asfaltata del distributore di carburante fino all'ingresso dell'impianto sarà oggetto dei seguenti interventi:



CITTÀ DI ALESSANDRIA

**PROGETTO DI REALIZZAZIONE NUOVO IMPIANTO
FOTOVOLTAICO DA 15,24 MWp**
località C. Maddalena - Comune di Alessandria
VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE
CRITERI PROGETTUALI

Pag 19 di
23

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.

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

Un rischio intrinseco del lotto però, note le analisi storiche condotte all'interno della relazione tecnico ambientale e paesaggistica, è la possibilità che vi siano nel lotto ordigni bellici inesplosi, a causa dei bombardamenti che ha subito la vicina cascina della Moisa. Nonostante i campi siano stati nel corso degli anni oggetto di aratura e che gli scavi previsti non siano a profondità considerevoli, è importante non sottovalutare alcun rischio seppur non considerato di magnitudo elevato. Pertanto, la fase di realizzazione dell'impianto sarà corredata da un Piano di Sicurezza e Coordinamento che valuterà anche il rischio bellico e la possibilità e le modalità di effettuare in fase pre-cantiere di una analisi specifica delle zone oggetto di scavo del sito, inoltre 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).

8. 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.

E' una procedura che deve essere effettuata da tecnici con provata esperienza, quali i professionisti di TEST Energia.

Le fasi principali di un collaudo riguardano:

8.1.1 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.

8.1.2 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.

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

8.1.4 Verifica della messa a terra di masse e scaricatori.

8.1.5 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; è 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.

8.1.6 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);

8.1.7 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 dalla 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 $I > 600 W/m^2$);
- **I_{STC}** : 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).

- **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.