

NODO STRADALE E AUTOSTRADALE DI GENOVA

Adeguamento del sistema A7 – A10 – A12

PROGETTO DEFINITIVO



SOMME A DISPOSIZIONE

COMPENSAZIONI AMBIENTALI

Studio di fattibilità del parco fotovoltaico

IL RESPONSABILE PROGETTAZIONE SPECIALISTICA Ing. Orlando Mazza Ord. Ingg. Pavia N. 1496 RESPONSABILE UFFICIO SGT	IL RESPONSABILE INTEGRAZIONE PRESTAZIONI SPECIALISTICHE Ing. Orlando Mazza Ord. Ingg. Pavia N. 1496 RESPONSABILE AREA DI PROGETTO GENOVA	IL DIRETTORE TECNICO Ing. Maurizio Torresi Ord. Ingg. Milano N. 16492 RESPONSABILE DIREZIONE DTP
---	---	---

WBS	RIFERIMENTO ELABORATO							DATA: SETTEMBRE 2015	REVISIONE	
	DIRETTORIO			FILE					n.	data
-	codice	commessa	N.Prog.	unita'	ufficio	n. progressivo	Rev.	-	Settembre 2015	
-	1	1	0	7	1	2	0	5	SGT0500--	SCALA: -

 gruppo Atlantia	RESPONSABILE PROGETTO GENOVA Ing. Orlando Mazza Ord. Ingg. Pavia N. 1496	ELABORAZIONE GRAFICA A CURA DI :	
	CONSULENZA A CURA DI : 	ELABORAZIONE PROGETTUALE A CURA DI :	
		IL RESPONSABILE UFFICIO/UNITA'	Ing. Orlando Mazza Ord.Ingg. Pavia N. 1496

	VISTO DEL COMMITTENTE  R.U.P. – Arch. Rossella Degni	VISTO DEL CONCEDEnte  Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti <small>DIPARTIMENTO PER LE INFRASTRUTTURE, GLI AFFARI GENERALI ED IL PERSONALE STRUTTURA DI VIGILANZA SULLE CONCESSIONARIE AUTOSTRADALI</small>
--	--	---

1	Introduzione.....	2
2	Input da prescrizione decreto VIA	4
3	Input e vincoli del pre-dimensionamento	6
3.1	<i>Generalità.....</i>	<i>6</i>
3.2	<i>Sito di installazione.....</i>	<i>8</i>
3.3	<i>Descrizione generale dell'impianto fotovoltaico.....</i>	<i>12</i>
3.4	<i>Rete elettrica nazionale per il collegamento dell'impianto.....</i>	<i>15</i>
3.5	<i>Vincoli legati al sito di installazione.....</i>	<i>18</i>
3.5.1	<i>Vincoli dovuti alla presenza dell'aeroporto</i>	<i>18</i>
3.5.2	<i>Possibile interferenza dovuta all'altezza dell'impianto</i>	<i>18</i>
3.5.3	<i>Possibili fenomeni di abbagliamento</i>	<i>20</i>
3.6	<i>Vincoli dovuti alla presenza del mare</i>	<i>24</i>
4	Pre-dimensionamento tecnico dell'impianto	27
4.1	<i>Aspetti generali.....</i>	<i>27</i>
4.2	<i>Soluzione 1: massimizzazione della produzione elettrica</i>	<i>28</i>
4.3	<i>Soluzione 2: minimizzazione dell'abbagliamento</i>	<i>31</i>
4.4	<i>Soluzione 3: minimizzazione degli ostacoli</i>	<i>34</i>

1 INTRODUZIONE

Il progetto definitivo del Nodo stradale e autostradale di Genova – Adeguamento sistema A7-A10-A12 - è stato sottoposto a Valutazione di Impatto ambientale il 21 giugno 2011 e con Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM), di concerto con il Ministro per i Beni e le Attività Culturali e del Turismo (MiBACT), n. 28 del 23 gennaio 2014 è stato espresso giudizio di compatibilità ambientale positivo subordinatamente al rispetto di alcune prescrizioni.

Il progetto ha uno sviluppo complessivo di 65 km e prevede il potenziamento fuori sede della A10 tra Genova Ovest e Vesima, la realizzazione della nuova carreggiata nord della A7 tra Genova Ovest e Bolzaneto, della carreggiata Est della A12 tra la interconnessione di Bolzaneto e lo svincolo di Genova Est, delle interconnessioni di Vesima, Voltri, Bolzaneto, Torbella e Genova Ovest e dell'adeguamento dello svincolo di Genova Est. Interessa unicamente il comune di Genova. L'inquadramento del progetto è rappresentato nell'immagine seguente (cfr. Figura 1-1).

Oggetto della presente relazione è l'attività svolta per ottemperare ad una delle prescrizioni impartite con il citato decreto, la numero A5, che indica:

“Dovrà essere verificata da parte del MATTM la fattibilità del progetto del campo fotovoltaico di 25 Ha in relazione alla scarsità di territorio da utilizzare a tal fine e, in caso di mancata realizzazione, tale compensazione dovrà comprendere il completamento delle iniziative di supporto di cui al punto precedente o, in subordine, un eventuale progetto alternativo di energia rinnovabile e/o di efficientamento energetico di pari potenza”.

La presente relazione costituisce lo studio di fattibilità richiesto del campo fotovoltaico.

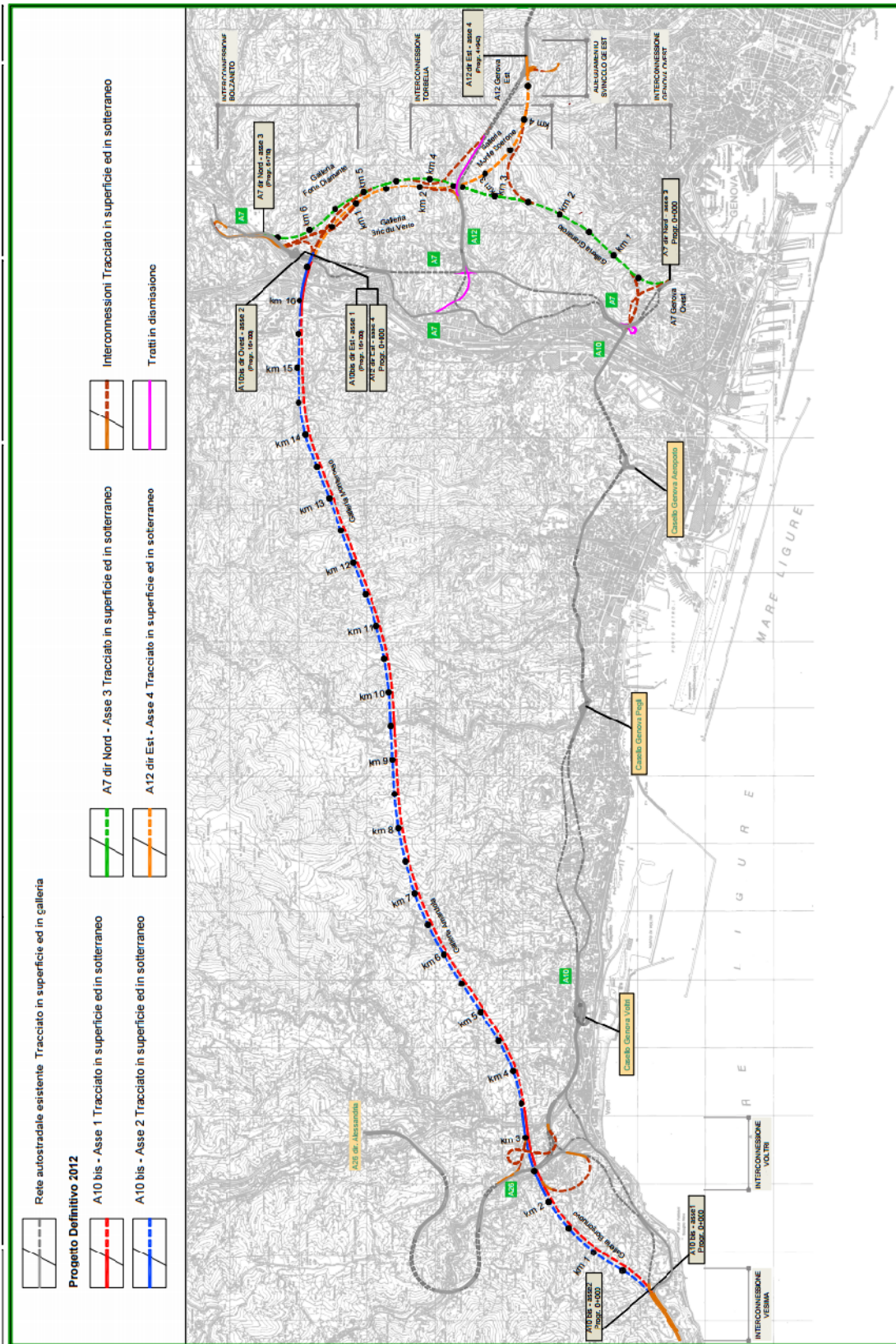


Figura 1-1 – Inquadramento del progetto del Nodo stradale e autostradale di Genova

2 INPUT DA PRESCRIZIONE DECRETO VIA

Come specificato nel capitolo precedente, la realizzazione del presente studio di fattibilità del parco fotovoltaico muove le basi da quanto redatto nello studio di impatto ambientale per il nodo autostradale di Genova nonché dal Decreto VIA di compatibilità ambientale già citato.

Tale impostazione pone i progettisti in una particolare condizione, diversa da quella classica di uno studio di fattibilità, perché "vincolata" al rispetto di alcune indicazioni contenute nei sopraccitati documenti. La fattibilità in questo caso, difatti, non è strettamente funzionale al raggiungimento di specifici standard economici che permettono all'investitore di poter avere un surplus economico tale da giustificare l'investimento stesso, bensì è funzionale alla valutazione della possibilità di realizzazione dell'impianto in considerazione dei diversi vincoli imposti dallo studio e dal decreto.

Appare pertanto imprescindibile un'attenta disamina di tali aspetti preliminarmente alla trattazione della fattibilità dell'impianto al fine di poter chiaramente identificare i vincoli considerati, dettati da strumenti sovraordinati e, come tali, principali nella definizione metodologia dello studio stesso.

Occorre pertanto richiamare quanto espresso dalla Soc. Autostrade per l'Italia nella documentazione che ha seguito l'iter della procedura di valutazione ambientale. Nello specifico, in tale sede, veniva proposta la realizzazione di un parco fotovoltaico al fine di poter raggiungere l'ambizioso obiettivo di una gestione infrastrutturale a "Zero CO₂". Dal punto di vista tecnico-progettuale, l'iter logico seguito è stato quello di determinare i consumi energetici derivanti dalla gestione dell'infrastruttura e tradurli in CO₂ emessa, considerando un sistema di alimentazione di tipo tradizionale. L'obiettivo della compensazione ambientale è stato non solo quello di azzerare tale bilancio ma di reimmettere una quantità di energia almeno pari o superiore a quella utilizzata dalle infrastrutture.

Da tale studio emerge il primo vincolo progettuale legato alla potenza necessaria a soddisfare tale esigenza. In via preliminare è stato determinato come una potenza di 20 MW fosse sufficiente a coprire tale fabbisogno. Nello specifico, la produzione di energia totale prodotta dall'impianto corrisponderebbe al 43% dell'energia utilizzata nella gestione dell'infrastruttura, mentre il restante 57% verrebbe messa a disposizione.

Tale configurazione progettuale introduce il secondo vincolo derivante dal progetto, ovvero la dimensione dell'impianto. Al fine di poter generare una potenza di 20 MW occorre uno spazio circa pari a 25 ha. Tale ingente superficie diventa un fattore tanto più vincolante se si considera il territorio Ligure e, più in particolare, l'area di Genova.

La particolare configurazione orografica dell'area del Comune di Genova, l'elevato grado di antropizzazione del territorio, nonché i problemi correlati alla stabilità geomorfologica del territorio rendono la scelta di tale area molto complessa.

La soluzione tuttavia è, ancora una volta, dettata dal progetto stesso, il quale prevede, tra le opere correlate alla realizzazione del nodo autostradale di Genova, la realizzazione di un'opera a mare, collocata all'interno del Canale di Calma, con l'utilizzo del materiale proveniente dallo smarino delle gallerie.

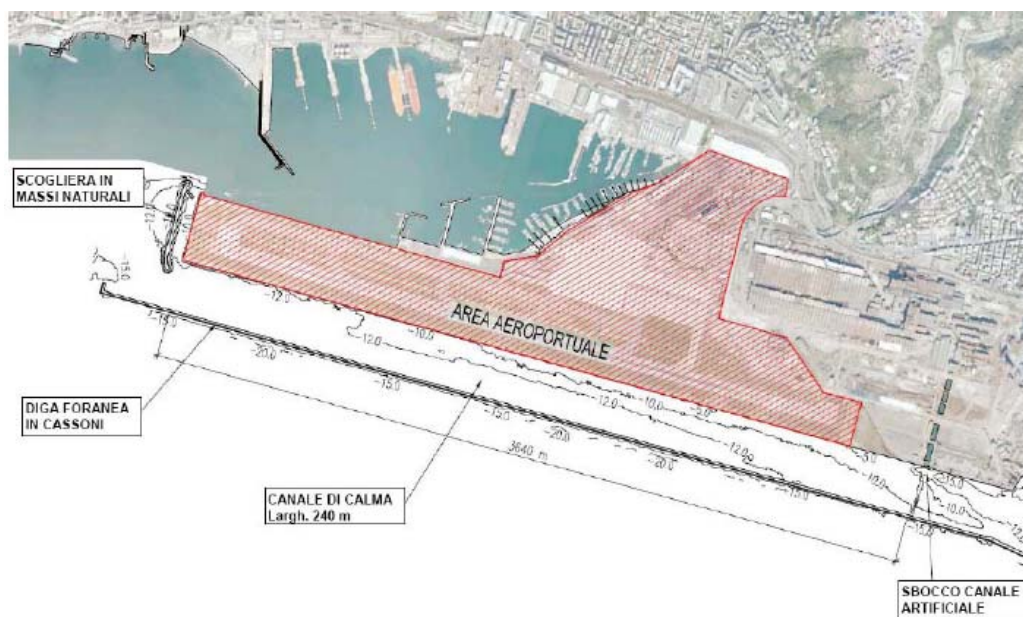


Figura 2-1 Canale di Calma

La realizzazione di tale opera, per una quota parte consente l'adeguamento della runway strip lato mare dell'aeroporto di Genova, per la restante parte costituisce un'ulteriore superficie piana utilizzabile, previo rispetto dei vincoli aeronautici su di essa imposti.

L'utilizzo di tale area pertanto rappresenta la soluzione ottimale in grado di fornire da un lato una superficie utile all'impianto in oggetto e dall'altra di minimizzare il consumo di suolo in un territorio in cui l'elevata urbanizzazione o il pregio ambientale non ne avrebbero consentito la realizzazione.

3 INPUT E VINCOLI DEL PRE-DIMENSIONAMENTO

3.1 Generalità

L'energia elettrica prodotta dall'impianto in oggetto sarà finalizzata esclusivamente ad usi pubblici, quindi immessa interamente nella rete elettrica nazionale o locale.

L'impianto fotovoltaico avrà una durata di tipo temporale strettamente connessa alla redditività elettrica dei pannelli di cui è composto, con una vita utile stimata di oltre 20 anni. Al termine di tale periodo l'impianto dovrà essere dismesso nel rispetto delle normative nazionali ed europee e il soggetto esercente dovrà provvedere al ripristino dello stato dei luoghi, rispettando anche eventuali specifiche contenute nell'accordo col proprietario del terreno.

Tale impianto intende inserirsi all'interno di uno sviluppo più sostenibile dal punto di vista ambientale, dando la possibilità a tutti gli enti coinvolti di:

- divenire soggetti di frontiera per le sperimentazioni più innovative in campo tecnologico e sociale;
- accrescere la sensibilità ambientale;
- contribuire alla produzione di energia da fonti rinnovabili, cooperando al raggiungimento degli obblighi derivanti dal protocollo di Kyoto.

Queste opportunità sono dovute alle caratteristiche dell'intervento proposto, che:

- consente la produzione di energia elettrica senza alcuna emissione di sostanze inquinanti;
- utilizza fonti rinnovabili eco-compatibili;
- consente il risparmio di combustibile fossile;
- non produce nessun rifiuto o scarto di lavorazione;
- non è fonte di inquinamento acustico;
- non è fonte di inquinamento atmosferico.

Al fine di una migliore comprensione delle possibili problematiche e degli impatti visivi ed ambientali dell'opera in oggetto, verranno analizzate le caratteristiche dell'area, su vasta scala, in rapporto alla morfologia e allo stato ambientale dell'intorno, individuando le situazioni tali da garantire una continuità paesaggistica di qualità nel rispetto del territorio, della flora e della fauna presente.

I possibili interventi di mitigazione previsti per annullare o mitigare gli impatti dovuti al progetto in esame possono essere riuniti sotto cinque categorie:

- non impegno di superfici con presenza di essenze arboree ed arbustive della macchia mediterranea;
- mantenimento delle essenze arboree ed arbustive autoctone già presenti ai bordi della zona d'intervento;
- realizzazione di una recinzione perimetrale dell'area dell'impianto, sollevata di almeno 20 cm dal piano di campagna al fine di consentire il libero transito della fauna di piccola taglia;
- esecuzione dei lavori per la realizzazione dell'opera mediante l'uso di mezzi meccanici idonei ad evitare danni e disturbi all'area circostante ed alla fauna;

- rispetto delle aree naturali esterne a quelle di intervento attraverso ogni misura di mitigazione possibile atta a contenere le emissioni di polveri e rumore in fase di cantierizzazione.

In questa ottica, la mitigazione degli impatti, associata ai benefici economici e ambientali che deriveranno dalla realizzazione dell'opera, conferirà al progetto proposto una valenza decisamente rilevante nel sistema energetico locale.

3.2 Sito di installazione

La prescrizione imposta dal decreto di compatibilità ambientale prevede che venga studiata, da parte del Proponente, la fattibilità del progetto del campo fotovoltaico di 25 ha (cfr. capitolo 1).

Tale indicazione discende dalla proposta compensativa fatta dallo stesso Proponente durante l'iter di valutazione di impatto ambientale. In quella sede, infatti, è stato stimato che il valore di potenza necessaria per compensare i consumi energetici legati alla realizzazione e all'esercizio dell'infrastruttura è pari a 10 MW, ma il Proponente ha voluto proporre, al fine di garantire un migliore inserimento ambientale dell'infrastruttura nel territorio e di promuovere la sostenibilità dell'opera stessa sotto il profilo sociale, economico ed ambientale, di raddoppiare tale valore con la realizzazione di un parco fotovoltaico di una potenza di circa 20 MW, il che si traduce nel sostenere gli oneri di realizzazione (al netto dei costi di acquisizione delle aree) di un parco fotovoltaico di circa 25 ha.

Considerando il territorio ligure, e in particolare quello genovese, fortemente urbanizzato o di pregio ambientale, risulta assai difficile individuare un terreno esistente sufficientemente esteso e pianeggiante da ospitare un impianto fotovoltaico della potenza richiesta.

Come sito di installazione si è ritenuto di poter considerare la colmata, prevista da progetto così come definito nei paragrafi precedenti, che andrà ad ampliare verso il mare l'attuale banchina dell'aeroporto di Genova-Sestri, riempiendo parzialmente il Canale di Calma.

Il nuovo terreno avrà una larghezza di 160 m e sarà lungo 3.500 m. 45 m della sua larghezza saranno sfruttati per adeguare la runway strip lato mare dell'aeroporto e portarla ai regolari 150 m. La colmata può così offrire più di 40 ha di terreno.

Rispetto a tale area, in relazione alla specificità del sito su cui si intende realizzare l'impianto stesso, occorre specificare come non tutta l'area sia utilizzabile ai fini della realizzazione dei moduli fotovoltaici.

In particolare in tale area è prevista la realizzazione di un terrapieno che innalzerà il livello dell'area di circa 4,5 m. Tale aspetto, non critico in se, lo diventa in relazione alla vicinanza con il sedime aeroportuale e le relative superfici di rispetto.

Tali particolarità del sito consentono l'installazione di una potenza su tale area pari a 17,5 MW, come evidenziato dalle analisi svolte nel proseguo della presente trattazione.



Figura 3-1 – Aeroporto di Genova – Stato attuale

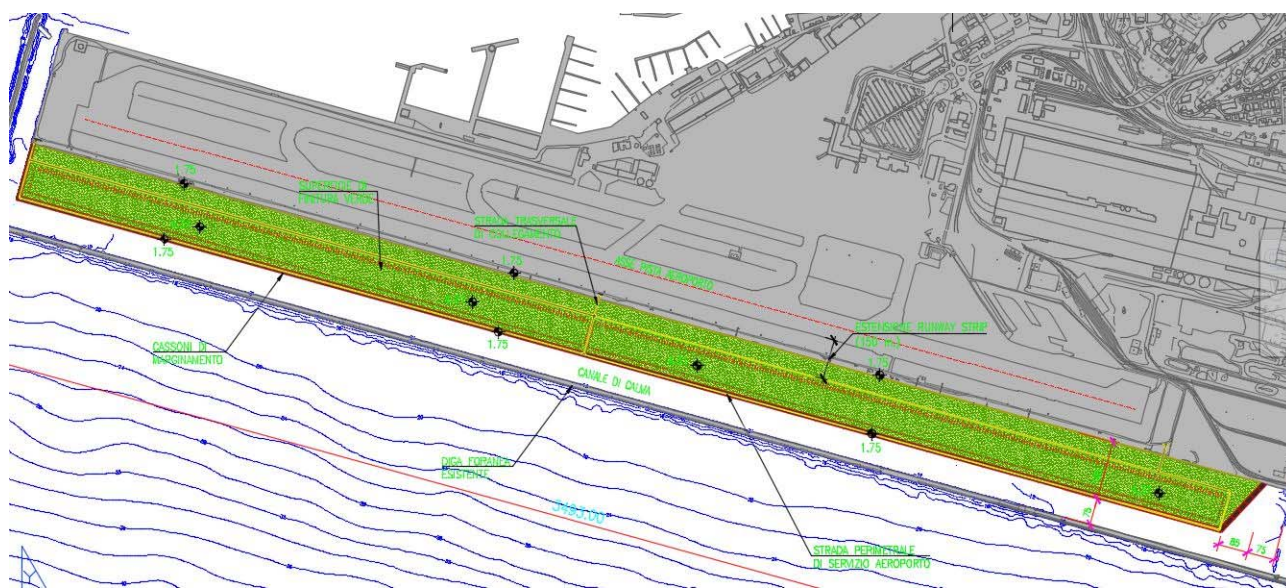


Figura 3-2 - Aeroporto di Genova – Colmata di progetto

Lo stato del terreno in oggetto e delle aree circostanti è tale da non determinare rilevanti effetti di ombreggiamento sul generatore.

Nonostante il caso particolare di un terreno di nuova formazione, indagini geologiche e geotecniche preliminari dovranno esser condotte per valutare la qualità del terreno e determinare le più idonee e sicure soluzioni d'installazione delle strutture dell'impianto fotovoltaico, così come per ogni altro sito di installazione per l'impianto.

A livello di studio di fattibilità, tuttavia, appare opportuno ricordare come l'area su cui insisterà l'impianto è stata dimensionata al fine di avere una portanza sufficiente a resistere all'eventuale fuoriuscita dalla pista di un aeromobile. In fasi più avanzate della progettazione verranno comunque eseguite tutte le indagini necessarie al fine di verificare la reale portanze e l'eventuale necessità di ulteriori opere di rinforzo.

Studi geologici dovranno fornire indicazioni anche in relazione al comportamento del terreno considerando l'adiacenza del mare e le possibili mareggiate.

Anche in questo caso è opportuno ricordare come nel progetto dell'opera a mare sia stato effettuato un attento studio relativo al dimensionamento dell'opera in relazione ai vincoli meteomarini. Nello specifico, l'opera è stata realizzata considerando una vita tecnica di 100 anni, il che ha portato, per il dimensionamento di progetto, a considerare condizioni meteomarine (ed in particolare un'onda significativa) corrispondenti ad un periodo di ritorno di 200 anni.

Per il terreno in oggetto, di nuova formazione, non è previsto alcun utilizzo particolare. Con la costruzione dell'impianto si attuerà così un impiego virtuoso degli spazi, permettendo la produzione di energia elettrica in modo pulito.

Dal punto di vista del sito di installazione i lavori e le opere necessarie per la realizzazione dell'impianto sinteticamente consistono:

- nella recinzione dell'area con paletti e rete metallica;
- nell'installazione dei manufatti prefabbricati di trasformazione e gestione dell'energia elettrica (compresa la stazione di trasformazione in Alta Tensione);
- nell'assemblaggio dei pannelli con il montaggio delle strutture di sostegno prefabbricate.

3.3 Descrizione generale dell'impianto fotovoltaico

Il funzionamento degli impianti fotovoltaici si basa sulla capacità di alcuni materiali semiconduttori, opportunamente trattati, di convertire l'energia della radiazione solare in energia elettrica, senza bisogno di parti meccaniche in movimento. Il materiale semiconduttore quasi universalmente impiegato oggi a tale scopo è il silicio.

L'impianto è realizzato attraverso l'assemblaggio di più moduli fotovoltaici, a loro volta composti da celle fotovoltaiche, in maniera tale da creare dei generatori fotovoltaici. La potenza elettrica sarà data dalla somma delle potenze di tutti i generatori previsti.

L'energia elettrica prodotta dai moduli FV è in corrente continua (CC), ed è quindi necessario trasformarla in corrente alternata (CA) perché possa essere utilizzata ed immessa nel sistema elettrico nazionale. Tale trasformazione è operata da apparati chiamati "inverter", i quali ricevono l'energia prodotta da molteplici stringhe fotovoltaiche (collegamento di più moduli FV) e la restituiscono con caratteristiche di tensione e frequenza idonee alla rete elettrica nazionale.

Ad oggi, i moduli fotovoltaici più comuni sul mercato sono quelli formati da 60 celle di silicio policristallino, con una potenza tipica intorno ai 250 W e dimensioni di circa 165x100x5 cm. Allo scopo della presente relazione saranno considerati quindi tali moduli FV.

Il generatore fotovoltaico è pensato assemblato in tavole fotovoltaiche, ognuna delle quali è composta da due file di 12 moduli poste una sopra l'altra. Le tavole, affiancate una vicina all'altra, formeranno il classico schieramento in filari tipico degli impianti fotovoltaici fissi installati a terra.

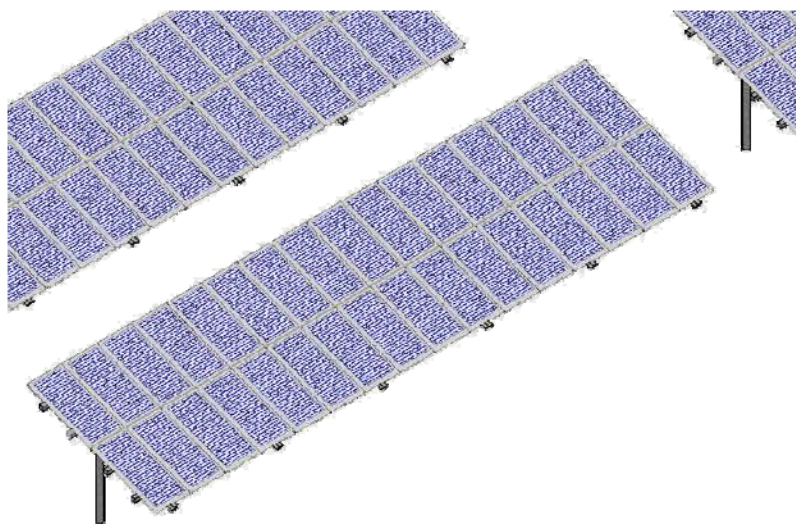


Figura 3-3 – Generatore fotovoltaico - tipologico

Le tavole fotovoltaiche saranno posizionate per mezzo di idonee strutture di sostegno in acciaio zincato, rivolte in una certa direzione rispetto al Sud e con una certa inclinazione rispetto al piano orizzontale. La struttura è fissata al terreno, ricorrendo o meno all'utilizzo di cemento, per mezzo di palificazioni in acciaio, opportunamente dimensionate in base alle azioni sismiche, al carico neve e all'azione del vento prevista dalle normative vigenti per la zona di installazione.

È buona norma lasciare tra lo spigolo inferiore della tavola fotovoltaica e il suolo almeno 50 cm, in modo da far penetrare nel suolo sottostante luce e umidità a sufficienza e da garantire inoltre un adeguato franco per possibili eventi nevosi e per evitare che erbe o piante spontanee ombreggino e/o rovinino i moduli fotovoltaici.

I filari di moduli fotovoltaici saranno distanziati opportunamente tra loro, in maniera tale da evitare fenomeni di auto-ombreggiamento e garantire comunque l'accesso per le operazioni di manutenzione.



Figura 3-4 – Esempio di allestimento generatori fotovoltaici

L'altezza massima dei moduli fotovoltaici dipende dall'inclinazione scelta, ma generalmente si aggira intorno ai 2,5 m.

Come già accennato, il sistema è composto, oltre che dai moduli fotovoltaici, dagli inverter. Il generatore fotovoltaico sarà gestito da molteplici convertitori CC/CA, ognuno dei quali avrà una potenza nominale compatibile col numero di stringhe fotovoltaiche poste al suo ingresso. Gli inverter sono alloggiati in cabine elettriche prefabbricate delle dimensioni in pianta all'incirca di 12x3 m, alte circa 2,5 m. All'interno delle stesse cabine sono installati anche i trasformatori da Bassa Tensione (BT – 230 V) a Media Tensione (MT – 10 / 15 / 20 kV).

Come verrà più avanti descritto, per l'impianto in oggetto, vista la sua potenza, l'energia deve esser consegnata alla rete elettrica nazionale in Alta Tensione (AT – 132 / 150 / 220 / 380 kV). Occorrerà quindi costruire il più possibile vicino al generatore fotovoltaico una stazione elettrica MT/AT.

L'energia in uscita dagli inverter, e dai trasformatori BT/MT, viene trasportata grazie a cavi sotterranei fino alla stazione elettrica di trasformazione. Da questa partirà l'elettrodotto, generalmente aereo, che collegherà l'impianto alla più vicina e disponibile stazione elettrica facente parte della rete elettrica di trasmissione nazionale (RTN).

Una stazione di trasformazione che possa servire un impianto come quello qui considerato può occupare uno spazio al suolo di circa 50mx30m. La sua altezza dipende strettamente dall'elettrodotto di collegamento con la stazione della RTN. Infatti, un elettrodotto aereo porterà ad un'altezza di almeno 20 m (altezza dei tralicci), mentre con un elettrodotto interrato ne conseguirà un'altezza di circa 5 m.

È da notare comunque come gli elettrodotti in Alta Tensione siano solitamente evitati come soluzione di collegamento. Basti pensare, infatti, che la parte in cavo interrato della rete elettrica italiana a 380 kV è di 25 km su 10.700 km, pari a circa lo 0,2% del totale. Questo è dovuto a fattori di costo economico, ambientale e di manutenzione. In ogni caso, si rimanda a un'analisi più specifica e al parere del gestore della RTN per indicazioni sulle caratteristiche dell'elettrodotto di collegamento tra l'impianto e la rete elettrica nazionale.

3.4 Rete elettrica nazionale per il collegamento dell'impianto

Come già accennato nei paragrafi precedenti, l'energia elettrica prodotta dal parco fotovoltaico sarà immessa nella rete elettrica di trasmissione nazionale (RTN), affinché l'intera comunità possa fruire dei benefici di un'energia elettrica prodotta da una fonte rinnovabile, senza emissioni atmosferiche inquinanti ed eco-sostenibile.

Così come indicato nella delibera dell'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, ARG/elt 99/08 – Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA) – il servizio di connessione alla RTN per impianti di potenza superiore a 6 MW è erogato in Alta Tensione. Per tale livello di tensione l'ente responsabile della gestione della rete elettrica è Terna S.p.A.

Sono diversi gli schemi di connessione possibili che Terna può proporre al produttore che faccia richiesta di allaccio alla RTN. I criteri per la sua scelta sono i seguenti:

- lo schema deve rendere sicuri l'esercizio e la manutenzione sia dell'impianto utente sia della rete alla quale effettuare la connessione;
- ai fini dell'esercizio e della manutenzione, lo schema deve assicurare la separazione funzionale e fisica fra l'impianto dell'utente e la rete, minimizzando l'impatto sulle modalità operative di conduzione delle due tipologie di impianti;
- lo schema deve minimizzare l'impatto tecnico/economico sia sulla rete che sul sistema elettrico dell'utente;
- lo schema deve assicurare la misura in corrispondenza dei punti di connessione in accordo alle disposizioni vigenti in materia;
- lo schema non deve diminuire la disponibilità della rete nella zona circostante al punto di consegna e deve consentire, in caso di guasto all'impianto dell'utente, l'esclusione dello stesso col minimo danno per la rete;
- lo schema deve prevedere l'esclusione dell'impianto dell'utente, mediante apertura di uno o più dispositivi di sezionamento, in modo permanente o per lavori (sulla rete o presso l'utente) realizzata secondo le vigenti norme di sicurezza; la funzione di sezionamento è obbligatoria e deve escludere con sicurezza l'impianto d'utente dal punto di consegna (in generale per esigenze di manutenzione).

Con l'individuazione dello schema di connessione più consono tra:

1. inserimento su linea esistente (in derivazione rigida a "T" o in "entra-esce"),
2. inserimento in antenna su Cabina Primaria esistente,
3. inserimento in "doppia antenna",

il gestore di rete Terna proporrà una soluzione tecnica minima generale (STMG) per la connessione. Questa può contenere indicazioni su parti di rete elettrica che dovranno essere costruite a spese dell'utente. Inoltre, molto probabilmente, saranno necessari interventi sulla rete esistente per soddisfare la richiesta di connessione del nuovo impianto di produzione (costruzione e/o ampliamento e/o ammodernamento di tratti di rete e/o stazioni elettriche esistenti).

In ogni caso, il collegamento degli impianti di produzione degli utenti alla rete AT è subordinato all'esistenza di una rete in grado di trasportare la potenza da immettere o prelevare e alla disponibilità di ampliamento degli elementi della rete esistente.

Effettuando una ricerca sulla rete elettrica nazionale in Alta e Altissima Tensione presente nella zona di Genova, a solo titolo indicativo, si può individuare una stazione elettrica in AT molto vicina al sito di installazione del parco fotovoltaico. Nelle immagini successive è evidenziata tale stazione, denominata "Erzelli".



Figura 3-5 – Localizzazione stazione elettrica in AT esistente "Erzelli"

Si precisa ancora una volta che la stazione elettrica Erzelli viene qui riportata meramente per la sua vicinanza al sito di installazione dell'impianto e che questo non costituisce alcuna indicazione sul possibile punto di allaccio alla RTN, in quanto l'unico ente responsabile dell'elaborazione di una soluzione di connessione e della scelta del punto di allaccio è il gestore della rete elettrica nazionale.

3.5 Vincoli legati al sito di installazione

Il sito di installazione qui considerato è senz'altro molto indicato ad ospitare un impianto fotovoltaico, data la sua vastità, il suo carattere pianeggiante e l'assenza di oggetti che potrebbero proiettare ombre significative sul generatore FV.

D'altra parte, però, nel caso di un parco FV collocato tra un aeroporto e il mare, alcuni vincoli progettuali devono essere necessariamente valutati.

Ci si riserva la possibilità di esaminare, oltre quelli che saranno citati nei paragrafi successivi, altri fattori di interferenza attivi e passivi, portati o sofferti dall'impianto FV, qualora questi vengano evidenziati da enti terzi e/o qualsiasi figura coinvolta nel progetto lo ritenga necessario.

3.5.1 Vincoli dovuti alla presenza dell'aeroporto

Data l'adiacenza con una pista aerea di un aeroporto civile, è doveroso considerare e prevedere i possibili effetti dell'impianto fotovoltaico sulle operazioni di volo. I due principali che possono essere valutati sono:

1. la possibile interferenza fisica dell'impianto con i velivoli – a tal fine si valuterà l'altezza dell'impianto, intesa come altezza di tutti i singoli componenti, attraverso la valutazione delle interferenze tra i manufatti stessi e le superfici di delimitazioni degli ostacoli¹;
2. il possibile abbagliamento che i piloti, in fase di decollo, volo e/o atterraggio, potrebbero patire a causa della luce rinviata dai moduli fotovoltaici o da ogni altro componente dell'impianto.

Per ognuno dei punti precedenti nei successivi paragrafi sarà sondato il rischio e verranno proposte soluzioni che lo minimizzino (cfr. paragrafi 3.5.2 e 3.5.3).

3.5.2 Possibile interferenza dovuta all'altezza dell'impianto

Verrà qui considerata l'interferenza con i requisiti di sicurezza dell'aeroporto legati agli ostacoli presenti nei pressi della pista che potrebbero interferire con le operazioni ordinarie e straordinarie di volo. Per valutare tale elemento occorre ovviamente far riferimento all'altezza dell'impianto fotovoltaico in oggetto.

Tale verifica viene effettuata attraverso l'analisi delle cosiddette superfici di delimitazione ostacoli, il cui scopo è mantenere lo spazio aereo attorno ad un aeroporto libero dagli ostacoli, di modo che tutte le operazioni di volo che si svolgono su di esso possano essere effettuate in piena sicurezza. Pertanto, tutti gli ostacoli sull'aeroporto e zone adiacenti sono vincolati a determinate altezze massime, affinché non penetrino nelle superfici stabilite.

¹ "Il Regolamento per la costruzione e l'esercizio degli aeroporti" – Edizione 2 – Emendamento 9 del 23.10.2014 definisce al Capitolo 4 le "Superfici di Delimitazione degli ostacoli"

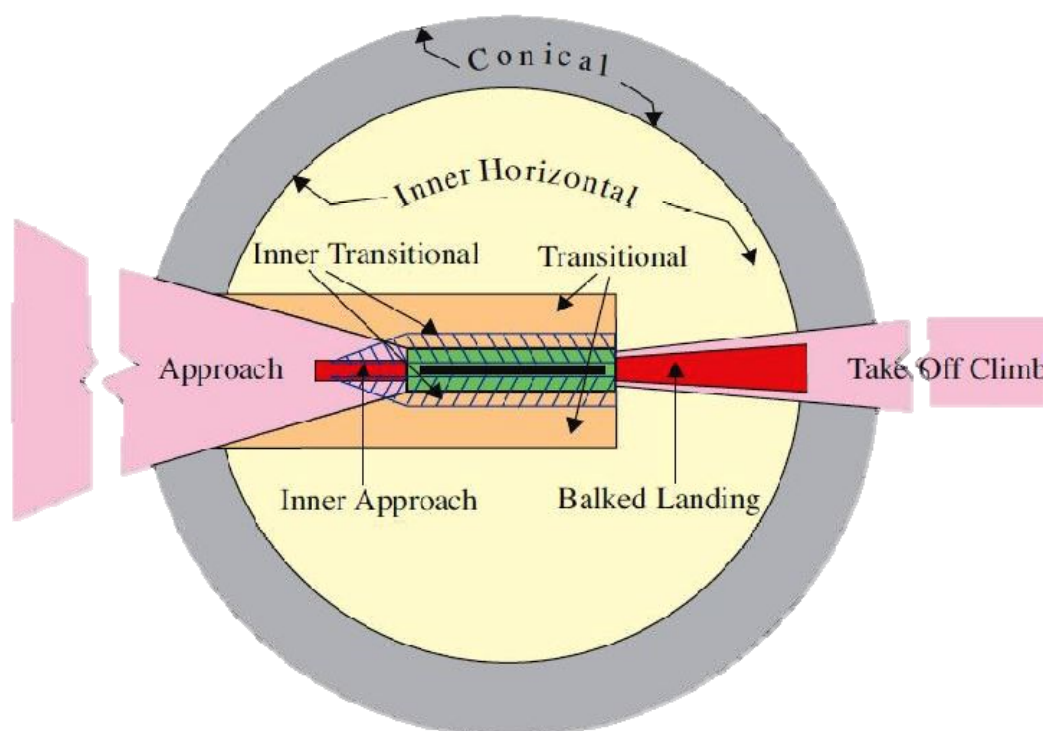


Figura 3-6 – Definizione delle superfici di limitazione ostacoli

Le principali superfici individuate sono le seguenti.

1. Superficie di transizione (*transitional*): si sviluppa dal bordo laterale della *runway strip* e dal bordo laterale della Superficie di avvicinamento, con pendenza verso l'alto e verso l'esterno, fino alla Superficie orizzontale interna. La sua pendenza viene misurata rispetto a un piano verticale ad angolo retto posto nel centro della pista;
2. Superficie orizzontale interna (*Inner Horizontal*): è una superficie orizzontale collocata al di sopra di un aeroporto e aree limitrofe, e rappresenta la quota al di sopra della quale devono esser presi provvedimenti per limitare nuovi ostacoli o rimuovere (o segnalare) quelli esistenti, al fine di permettere operazioni di volo "a vista" in sicurezza nello spazio aereo in prossimità dell'aeroporto.
3. Superficie conica (*Conical*): ha origine sul limite periferico della Superficie orizzontale interna, con pendenza verso l'alto e verso l'esterno. Al pari di quest'ultima, essa rappresenta il livello al di sopra del quale devono esser presi provvedimenti per limitare nuovi ostacoli o rimuovere (o segnalare) quelli esistenti, al fine di permettere operazioni di volo "a vista" in sicurezza nello spazio aereo in prossimità dell'aeroporto;
4. Superficie di avvicinamento (*Approach*): è un piano inclinato (o una serie di piani inclinati) che precede la soglia della pista;
5. Superficie di salita al decollo (*Take off climb*). È un piano inclinato con origine oltre la fine della pista in uso.

L'impianto fotovoltaico in oggetto, se installato sulla colmata che andrà ad ampliare verso il mare l'attuale banchina dell'aeroporto, ricadrà nella zona di transizione e dovrà quindi rimanere al disotto della Superficie di transizione dell'aeroporto di Genova.

Un valore considerabile per la pendenza della Superficie di transizione è 1:7, ovvero un piano che per ogni metro che si eleva, si allontana dalla pista di 7 m.

Una tale pendenza implica che la tavola fotovoltaica più vicina alla pista di decollo/atterraggio, essendo alta all'incirca 2,5 m, sia ad una distanza dal bordo della runway strip di almeno 17,5 m. Di seguito, in questa relazione, in sede di analisi più particolareggiata delle possibili soluzioni realizzative, occorrerà considerare anche l'altezza del terrapieno previsto sulla colmata, che aggiunge all'altezza globale dell'impianto 2,5 m.

Se l'altezza dei moduli fotovoltaici non rappresenta un impedimento, particolare attenzione invece deve esser posta alla stazione di trasformazione dell'impianto e all'elettrodotto in Alta Tensione di collegamento con la RTN. L'altezza della stazione e dei tralicci, infatti, come detto, può superare i 20 m. Questo si traduce, ancora considerando una pendenza della Superficie di Transizione di 1:7, in una distanza degli elementi dal bordo della runway strip di almeno 140 m.

3.5.3 Possibili fenomeni di abbagliamento

Con abbagliamento visivo si intende la compromissione temporanea della capacità visiva di un osservatore a seguito dell'improvvisa esposizione ad una intensa sorgente luminosa. La radiazione che può colpire l'osservatore è data dalla somma dell'irraggiamento diretto e di quello diffuso, ossia l'irraggiamento che non giunge al punto di osservazione seguendo un percorso geometricamente diretto a partire dalla fonte luminosa, ma che viene precedentemente riflesso o scomposto.

Considerato l'insieme di un impianto fotovoltaico, gli elementi che sicuramente possono generare i fenomeni di abbagliamento più considerevoli sono i moduli fotovoltaici.

Per argomentare il fenomeno dell'abbagliamento generato da moduli fotovoltaici occorre considerare diversi aspetti legati alla loro tecnologia, struttura e orientazione, nonché alle leggi fisiche che regolano la diffusione della luce nell'atmosfera.

Le perdite per riflessione rappresentano un importante fattore nel determinare l'efficienza di un modulo fotovoltaico e ad oggi la tecnologia fotovoltaica ha individuato soluzioni in grado di minimizzare tale fenomeno. Con l'espressione "perdite di riflesso" si intende l'irraggiamento che viene riflesso dalla superficie di un collettore o di un pannello, oppure dalla superficie di una cella solare, e che quindi non può più contribuire alla produzione di corrente elettrica.

Strutturalmente il componente di un modulo fotovoltaico a carico del quale è principalmente imputabile la riflessione della radiazione luminosa è il rivestimento anteriore del modulo e delle celle solari.

L'insieme delle celle solari costituenti i moduli fotovoltaici di ultima generazione è protetto frontalmente da un vetro temprato anti-riflettente ad alta trasmittanza, il quale dà alla superficie del modulo un aspetto opaco che non ha nulla a che vedere con quello di comuni superfici vetrate.

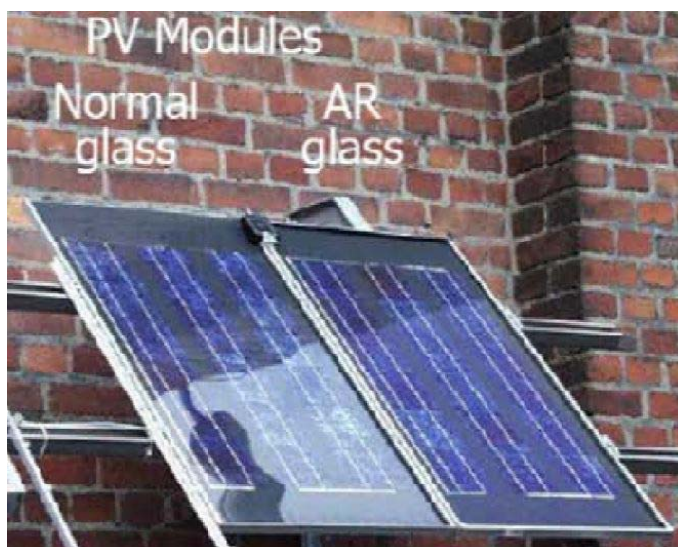


Figura 3-7 – Confronto tra vetro normale e anti riflettente

Al fine di minimizzare la quantità di radiazioni luminose riflesse, inoltre, le singole celle in silicio cristallino sono coperte da un rivestimento trasparente antiriflesso, grazie al quale penetra più luce nella cella. Senza tale rivestimento la sola superficie in silicio rifletterebbe circa il 30% della luce solare.

Per diminuire ulteriormente le perdite per riflessione ed incrementare l'efficienza di un modulo fotovoltaico la tecnologia fotovoltaica ha individuato un'ulteriore soluzione: moduli fotovoltaici con vetro piramidale.

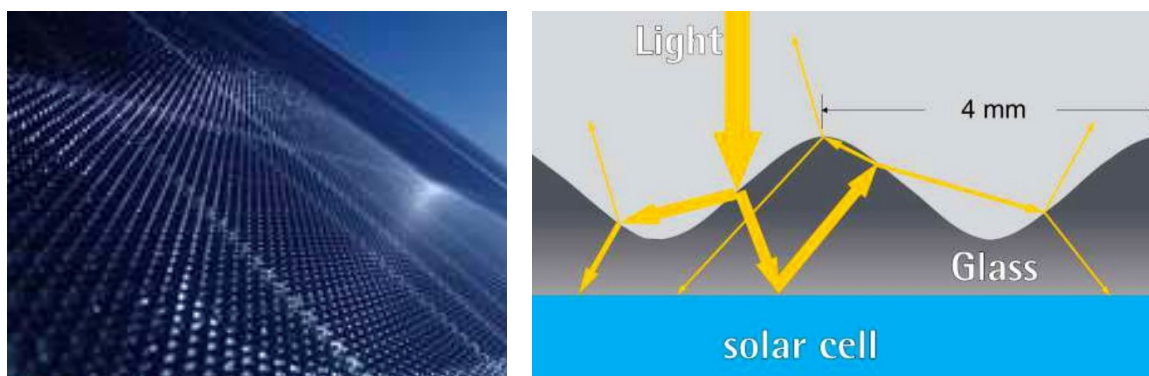


Figura 3-8 – Esempio di modulo fotovoltaico con vetro piramidale

Questa tipologia di vetro ha le caratteristiche per funzionare come una "light trap": intrappola i raggi solari e ne limita la riflessione. Poiché la superficie di interfaccia non è liscia, il raggio solare incidente viene riflesso con angoli diversi e rimane "intrappolato" all'interno del vetro.

Occorre anche considerare che le stesse molecole componenti l'aria, al pari degli oggetti, danno luogo a fenomeni di assorbimento, riflessione e scomposizione delle radiazioni luminose su di esse incidenti. Pertanto la minoritaria percentuale di luce solare che viene riflessa dalla superficie del

modulo fotovoltaico, grazie alla densità ottica dell'aria, è comunque destinata nel corto raggio ad essere ridirezionata, scomposta, e convertita in energia termica.

Ad oggi sono numerosi, in Italia e in Europa, gli aeroporti che si stanno munendo o che hanno già da tempo sperimentato con successo estesi impianti fotovoltaici (es. Bari Palese: Aeroporto Karol Wojtyla; Roma: Aeroporto Leonardo da Vinci; Bolzano: aeroporto Dolomiti; Atene: Eleftherios Venizelos; Aeroporto Berlin – Neuhardenberg; Aeroporto di Saarbucken). Senza considerare particolari scelte progettuali, da una prima analisi, risulta del tutto accettabile l'entità del riflesso generato dalla presenza dei moduli fotovoltaici installati a terra o integrati al di sopra di padiglioni aeroportuali o delle abitazioni nelle zone limitrofe.



Figura 3-9 – Aeroporto Berlin - Neuhardenberg



Figura 3-10 -: Aeroporto Eleftherios Venizelos di Atene



Figura 3-11 – Aeroporto Saarbucken

In mancanza di una normativa specifica che regoli una tale problematica, nonché alla luce di quanto esposto e delle positive esperienze di un numero crescente di aeroporti, si può, ad un livello coerente con quello di approfondimento di tale relazione, concludere che il fenomeno dell'abbagliamento visivo dovuto a moduli fotovoltaici è da ritenersi trascurabile nel computo degli impatti conseguenti l'intervento in oggetto.

3.6 Vincoli dovuti alla presenza del mare

Altra situazione particolare da considerare, oltre le possibili interferenze con l'aeroporto, è la strettissima vicinanza del mare. Il sito di installazione preso in considerazione per l'impianto è, infatti, una banchina, esposta al Mar Ligure.

Gli effetti del mare su un impianto tecnologico possono essere racchiusi in due categorie.

1. effetti dovuti ad eventi meteo-marini: inondazione del terreno ospitante l'impianto, allagamento dei locali elettrici, inondazione dei quadri elettrici, compromissione delle strutture fisse dell'impianto dovuta a mareggiate;
2. effetti dovuti all'elevata presenza di sale nell'aria: corrosione dei componenti metallici, opacizzazione dei vetri dei moduli fotovoltaici, più alto rischio di ossidazione delle parti conduttrici di elettricità, compromissione del funzionamento dei convertitori CC/CA.

Nonostante le paratie e le protezioni già esistenti sulla costa genovese, particolari condizioni meteorologiche e/o marine possono portare al superamento delle barriere naturali ed artificiali da parte del mare, con conseguente allagamento del terreno ospitante l'impianto fotovoltaico. In modo preliminare alla progettazione del parco dovranno essere quindi condotti studi approfonditi sulle mareggiate che potrebbero colpire l'impianto FV, così da prevederne e limitarne i danni.

Come espresso nei capitoli precedenti, sono stati già effettuati studi specifici che forniscono un buon grado di sicurezza rispetto alla stabilità del manufatto su cui andrà ad installarsi l'impianto stesso. Tali studi tuttavia, con l'approfondimento delle fasi progettuali e la definizione di dettagli tecnico costruttivi maggiori, dovranno essere aggiornati e/o rivalutati in considerazione del diverso uso che verrà fatto dell'opera stessa, al fine di prevedere, se necessario ulteriori opere di protezione.

La funzionalità dei cavi elettrici, integri e correttamente racchiusi nelle proprie guaine, non viene meno nel caso di occasionali fenomeni di allagamento. Le parti dell'impianto elettrico invece sensibili alle inondazioni sono tutte quelle in cui i conduttori sono anche solo parzialmente scoperti, quali, a titolo di esempio non esaustivo:

- morsetti e connessioni in genere,
- quadri elettrici,
- inverter,
- organi di interruzione, controllo e misura dell'energia.

Una volta valutata la magnitudo e la frequenza delle possibili mareggiate ed inondazioni, si potrà scegliere il grado di protezione fornito dagli involucri meccanici e dai quadri elettrici contro la penetrazione di agenti esterni di natura solida e liquida più coerente (Codice IP – IEC standard 60529). Si riporta di seguito la tabella dei marchi internazionali di protezione degli involucri e dei quadri elettrici.

1a cifra: Grado di protezione contro l'ingresso di oggetti solidi		2a cifra: Grado di protezione contro l'ingresso di liquidi								
		Non protetto	Protetto contro acqua gocciolante	Protetto contro acqua gocciolante con un angolo entro $\pm 15^\circ$	Protetto contro acqua spruzzata con un angolo entro $\pm 60^\circ$	Protetto contro spruzzi d'acqua da qualsiasi direzione	Protetto contro getti d'acqua pompata da qualsiasi direzione	Protetto contro forti getti d'acqua da qualsiasi direzione e acqua di mare	Protetto contro brevi immersioni (fino a 1 mt di profondità)	Protetto contro la prolungata immersione in acqua (oltre 1 mt di profondità)
		IPx0	IPx1	IPx2	IPx3	IPx4	IPx5	IPx6	IPx7	IPx8
Non protetto	IP0x	IP00	IP01	IP02						
Protetto contro l'ingresso di oggetti solidi piú grandi di 50 mm \varnothing (es. una mano)	IP1x	IP10	IP11	IP12	IP13					
Protetto contro l'ingresso di oggetti solidi piú grandi di 12 mm \varnothing (es. un dito)	IP2x	IP20	IP21	IP22	IP23					
Protetto contro l'ingresso di oggetti solidi piú grandi di 2,5 mm \varnothing (es. fili, attrezzi)	IP3x	IP30	IP31	IP32	IP33	IP34				
Protetto contro l'ingresso di oggetti solidi piú grandi di 1 mm \varnothing (es. fili, attrezzi)	IP4x	IP40	IP41	IP42	IP43	IP44	IP45	IP46		
Protezione contro la polvere tale da non interferire con il funzionamento del dispositivo. Depressione atmosferica 200mm colonna d'acqua. Flusso d'aria pari a 80 volte il volume della custodia	IP5x					IP54	IP55	IP56		
Completamente ermetico a polveri e fumi	IP6x					IP64	IP65	IP66	IP67	IP68

Figura 3-12 – Indice di protezione IP (International Protection)

Un corretto grado di protezione IP può proteggere anche quelle parti di conduttori elettrici scoperte. Laddove si individuino criticità particolari, si potrà provvedere a proteggere contro l'ossidazione i conduttori tramite applicazione di liquidi, spray, o coperture solide antiruggine.

Per quanto riguarda, invece, gli effetti di cui al precedente punto 2, per evitare una corrosione eccessiva delle strutture metalliche per l'ancoraggio dei moduli occorrerà scegliere uno spessore dello strato di zinco a protezione dell'acciaio adeguato all'aggressività dell'aria. In base all'ambiente di esposizione verrà scelto l'acciaio zincato che garantisca una durata fino alla prima manutenzione coerente col resto dell'impianto (solitamente 10 anni per interventi di maggior e entità). Di seguito un grafico d'esempio in cui viene mostrata la durata tipica del rivestimento di zinco fino alla prima manutenzione, per diverse categorie di ambienti (secondo la norma ISO 9223) e relative velocità di corrosione.

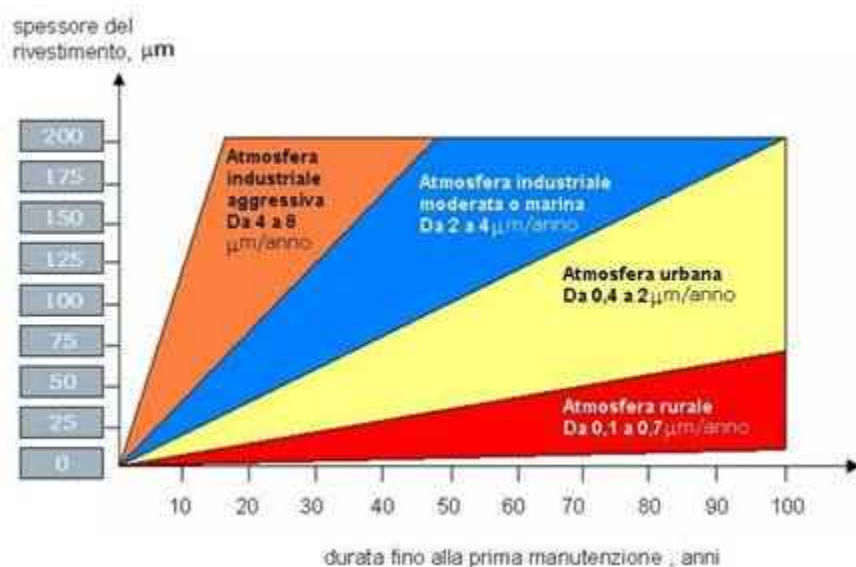


Figura 3-13 - Durata tipica del rivestimento di zinco fino alla prima manutenzione

I vetri dei moduli fotovoltaici solitamente hanno superfici molto lisce, in modo da far aderire il meno possibile particelle estranee che bloccherebbero in parte la radiazione solare diretta sulle celle fotovoltaiche. Nonostante questo accorgimento, vista la natura dell'ambiente in cui i moduli saranno posti, dovrà esser prevista una pulizia della loro superficie frontale più frequente rispetto a quella di un impianto standard. I pannelli fotovoltaici sono comunque studiati e progettati per funzionare in installazioni esterne, sottoposti alle intemperie e anche alla salsedine.

Anche i convertitori CC/CA oggi in commercio, soprattutto quelli dedicati alle applicazioni industriali, come i moduli fotovoltaici, sono progettati per resistere alle più svariate condizioni meteorologiche e ambientali. Non sarà senz'altro difficile individuare un modello adatto alle caratteristiche tipiche del sito di installazione qui considerato.

4 PRE-DIMENSIONAMENTO TECNICO DELL'IMPIANTO

4.1 Aspetti generali

Data una potenza installata, la quantità di energia producibile da un impianto fotovoltaico è data da:

- la radiazione solare incidente sul luogo di installazione, dipendente dal clima e dal posizionamento geografico dello stesso;
- l'azimut dei moduli fotovoltaici, ovvero l'angolo misurato sul piano orizzontale tra la normale alla superficie dei moduli e la direzione Nord-Sud (90° Ovest – 0° Sud – -90° Est);
- il tilt dei moduli fotovoltaici, ovvero l'inclinazione dei moduli rispetto al piano orizzontale di terra;
- l'auto-ombreggiamento delle file di moduli fotovoltaici adiacenti;
- eventuali ombreggiamenti sulla superficie ricevente dei moduli fotovoltaici dati da oggetti estranei all'impianto.

La quantità di energia elettrica producibile sarà calcolata sulla base dei dati radiometrici di cui alla norme UNI 10349 (o dell'Atlante Europeo della Radiazione Solare) e UNI 8477 e sulla base dei calcoli sulle immagini satellitari effettuati dal Satellite Application Facility on Climate Monitoring (CM SAF) comprendenti un periodo di almeno dieci anni. Verranno utilizzati i metodi di calcolo illustrati nella norma UNI 8477-1.

In base alla normativa UNI 10349, che fornisce i dati sull'irraggiamento solare da utilizzare per i calcoli energetici, si deve calcolare un'irradiazione solare giornaliera media mensile sul piano orizzontale del capoluogo di provincia più vicino in linea d'aria e sullo stesso versante geografico di quella considerata. L'intervento in oggetto è localizzato nel Comune di Genova, in provincia di Genova.

Nei paragrafi seguenti verranno proposte diverse soluzioni tecniche realizzative per l'impianto fotovoltaico oggetto di questa relazione. Ognuna di queste tiene in considerazione alcuni e vincoli e obiettivi piuttosto che altri.

4.2 Soluzione 1: massimizzazione della produzione elettrica

Viene presentata in questo paragrafo la soluzione tecnica che ha come obiettivo quello di massimizzare la produzione elettrica e il massimo sfruttamento del generatore fotovoltaico.

Per l'area geografica di Genova l'angolo di tilt che ottimizza la ricezione di radiazione solare è pari a 35° , mentre l'azimut ottimale è ovviamente 0° (Sud). La distanza tra le file di moduli fotovoltaici è ricavata dall'angolo di auto-ombreggiamento (o sun angle), ovvero da quell'angolo al di sotto del quale la fila di moduli precedenti proietta ombra su quella successiva. Il sun angle è generalmente scelto tra i 20° e i 25° . Qui un sun angle di 23° assicura una distanza interfila di 4,5 m, distanza sufficiente anche per il transito di un mezzo e per le operazioni di manutenzione.

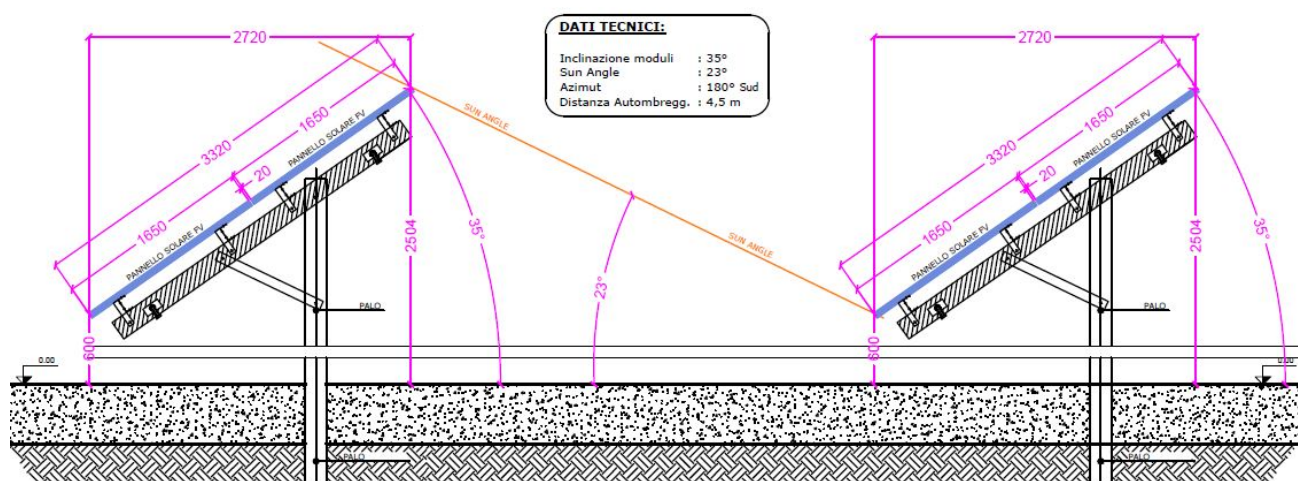


Figura 4-1 – Schema della Soluzione 1 per la massimizzazione della produzione elettrica

Con un tale posizionamento della superficie fotovoltaica la radiazione ricevuta mensilmente dall'impianto è riportata nella seguente tabella, nella quale la radiazione è considerata su unità di superficie ed espressa in kWh/m^2 .

Mese	Radiazione media giornaliera	Radiazione media mensile
Gennaio	2,53	78,4
Febbraio	3,03	84,8
Marzo	4,13	128
Aprile	4,76	143
Maggio	5,39	167
Giugno	5,98	179
Luglio	6,26	194
Agosto	6,00	186
Settembre	5,14	154
Ottobre	3,75	116
Novembre	2,63	78,9
Dicembre	2,05	63,5
Totale in un anno	1.570 kWh/m²	

Figura 4-2 – Radiazione ricevuta per unità di superficie per la Soluzione 1

Avendo l'energia in ingresso al sistema occorre poi considerare le seguenti perdite stimate:

- perdite dovute alla temperatura e a mancanza di irraggiamento -> 9,6%;
- perdite dovute ad effetti di riflessione angolare -> 2,8%;
- perdite di sistema (dovute ai cavi, agli inverter...) -> 14%.

Si ottiene così una stima dell'energia elettrica prodotta dal parco fotovoltaico in oggetto ed immessa nella rete elettrica di distribuzione nazionale. Questa è mostrata nella successiva tabella, nella quale l'energia elettrica prodotta è considerata come energia prodotta per potenza installata ed espressa in kWh/kW.

Mese	Produzione media giornaliera	Produzione media mensile
Gennaio	2,03	62,8
Febbraio	2,40	67,3
Marzo	3,21	99,5
Aprile	3,62	109
Maggio	4,01	124
Giugno	4,39	132
Luglio	4,55	141
Agosto	4,35	135
Settembre	3,80	114
Ottobre	2,85	88,2
Novembre	2,06	61,8
Dicembre	1,64	50,7
Totale in un anno	1.190 kWh/kW	

Figura 4-3 – Energia elettrica prodotta per potenza installata per la Soluzione 1

Dalla tabella appena riportata si evince che un parco fotovoltaico con le caratteristiche sopra considerate, della potenza di 17,5 MW, ogni anno produrrebbe 20,8 GWh di energia elettrica.

Si consideri che per produrre un chilowattora elettrico vengono bruciati mediamente l'equivalente di 2,56 kWh sotto forma di combustibili fossili e di conseguenza emessi nell'aria circa 0,53 kg di anidride carbonica (fattore di emissione del mix elettrico italiano alla distribuzione). Si può dire quindi che ogni GWh prodotto dal sistema fotovoltaico evita l'emissione di 530 tonnellate di anidride carbonica.

Produzione elettrica	Fattore mix elettrico	t CO ₂ non emesse
20,8 GWh/anno	0,531 kg CO ₂ /kWhel	11,06 t CO ₂ /anno

Tabella 4.1 – CO₂ non emessa in un anno per la Soluzione 1

In base alle previsioni dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas relative all'evoluzione del rendimento medio del parco termoelettrico nazionale, è possibile adottare, per il calcolo delle Tonnellate Equivalenti di Petrolio (TEP), un fattore di conversione pari a $0,187 \times 10^{-3}$ TEP/kWh. Se ne deduce che per l'impianto in oggetto il risparmio è quello indicato nella tabella seguente.

Produzione elettrica	Fattore conversione	TEP risparmiate
20,8 GWh/anno	$0,187 \times 10^{-3}$ TEP/kWh	3.894 TEP/anno

Tabella 4.2 – TEP risparmiate in un anno per la Soluzione 1

4.3 Soluzione 2: minimizzazione dell'abbagliamento

Nonostante si sia già detto che i possibili fenomeni di abbagliamento possono esser considerati modesti, una soluzione che minimizzi ulteriormente il pericolo di abbagliamento viene qui analizzata.

Semplicemente considerando la direzione dell'unica pista dell'aeroporto di Genova, la quale corre da Ovest-Nord-Ovest ad Est-Sud-Est, si può pensare di posizionare i moduli dell'impianto fotovoltaico in modo che la loro superficie frontale (il vetro frontale) sia in direzione ortogonale a quella della pista. In questo modo, i piloti dei velivoli in fase di decollo e atterraggio non potrebbero esser colpiti dal riflesso della luce sui pannelli fotovoltaici.

Più precisamente, nella soluzione tecnica qui considerata, il generatore fotovoltaico sarebbe direzionato con un azimut spostato di 16° verso Ovest rispetto all'ottimo della direzione Sud. Il tilt e la distanza tra le file rimangono invece gli stessi.

Si riporta di seguito, come già fatto per la soluzione 1, la tabella della radiazione ricevuta mensilmente dall'impianto per unità di superficie, la tabella dell'energia elettrica prodotta per unità di potenza installata, l'ammontare di anidride carbonica non prodotta e le tonnellate equivalenti di petrolio risparmiate.

Nella seguente tabella la radiazione è considerata per unità di superficie ed espressa in kWh/m².

Mese	Radiazione media giornaliera	Radiazione media mensile
Gennaio	2,55	78,9
Febbraio	2,99	83,8
Marzo	4,14	128
Aprile	4,76	143
Maggio	5,31	165
Giugno	5,99	180
Luglio	6,26	194
Agosto	5,99	186
Settembre	5,04	151
Ottobre	3,65	113
Novembre	2,58	77,5
Dicembre	2,03	62,8
Totale in un anno	1.560 kWh/m²	

Figura 4-4 – Radiazione ricevuta per unità di superficie per la Soluzione 2

Le perdite stimate non subiscono variazioni e rimangono le seguenti:

- perdite dovute alla temperatura e a mancanza di irraggiamento -> 9,6%;
- perdite dovute ad effetti di riflessione angolare -> 2,8%;
- perdite di sistema (dovute ai cavi, agli inverter...) -> 14%.

La tabella successiva mostra l'energia elettrica prodotta per unità di potenza installata, espressa in kWh/kW.

Mese	Produzione media giornaliera	Produzione media mensile
Gennaio	2,05	63,7
Febbraio	2,38	66,7
Marzo	3,22	99,7
Aprile	3,61	108
Maggio	3,95	123
Giugno	4,39	132
Luglio	4,54	141
Agosto	4,34	134
Settembre	3,73	112
Ottobre	2,78	86,1
Novembre	2,03	61,0
Dicembre	1,63	50,5
Totale in un anno	1.180 kWh/kW	

Figura 4-5 – Energia elettrica prodotta per potenza installata per la Soluzione 2

Il parco fotovoltaico, nella configurazione adottata in questo paragrafo, con una potenza installata di 17,5 MW, produrrebbe 20,7 GWh di energia elettrica l'anno.

Data la stima sull'energia elettrica prodotta, si può ricavare ancora una volta la quantità di anidride carbonica non emessa in atmosfera, così come le Tonnellate Equivalenti di Petrolio (TEP) risparmiate.

Produzione elettrica	Fattore mix elettrico	t CO ₂ non emesse
20,7 GWh/anno	0,531 kg CO ₂ /kWh	10,97 t CO ₂ /anno

Tabella 4.3 – CO₂ non emessa in un anno per la Soluzione 2

Produzione elettrica	Fattore conversione	TEP risparmiate
20,7 GWh/anno	0,187 x 10 ⁻³ TEP/kWh	3.862 TEP/anno

Tabella 4.4 – TEP risparmiate in un anno per la Soluzione 2

Si può subito notare come lo scostamento dall'azimut ottimo considerato in questa soluzione porti a una riduzione irrilevante della produzione di energia elettrica e dei benefici ambientali derivati dal parco fotovoltaico. Si ha infatti una riduzione inferiore al 1% rispetto all'ottimo.

Installare il generatore fotovoltaico in direzione ortogonale a quello della pista darebbe quindi dei benefici riguardo il possibile abbagliamento luminoso, con un costo irrisorio in termini di energia elettrica prodotta.

4.4 Soluzione 3: minimizzazione degli ostacoli

Oltre all'abbagliamento, l'altra possibile difficoltà legata alla coesistenza del parco fotovoltaico e dell'aeroporto è l'altezza degli elementi dell'impianto, la quale potrebbe portare alcuni elementi al di sopra delle Superfici di Limitazioni Ostacoli.

Si è già visto come il posizionare i moduli ortogonalmente alla pista aeroportuale non incide sensibilmente la produzione elettrica. Verrà quindi in questo paragrafo analizzata la soluzione in cui i moduli fotovoltaici, oltre ad essere direzionati a Sud-Sud-Ovest, siano inclinati rispetto all'orizzontale di 20°.

Un'inclinazione minore permette di abbassare l'altezza massima dei moduli fotovoltaici. Infatti, come si può vedere nell'immagine sottostante le tavole fotovoltaiche non raggiungono un'altezza di 2 m in luogo dei 2,5 m precedenti.

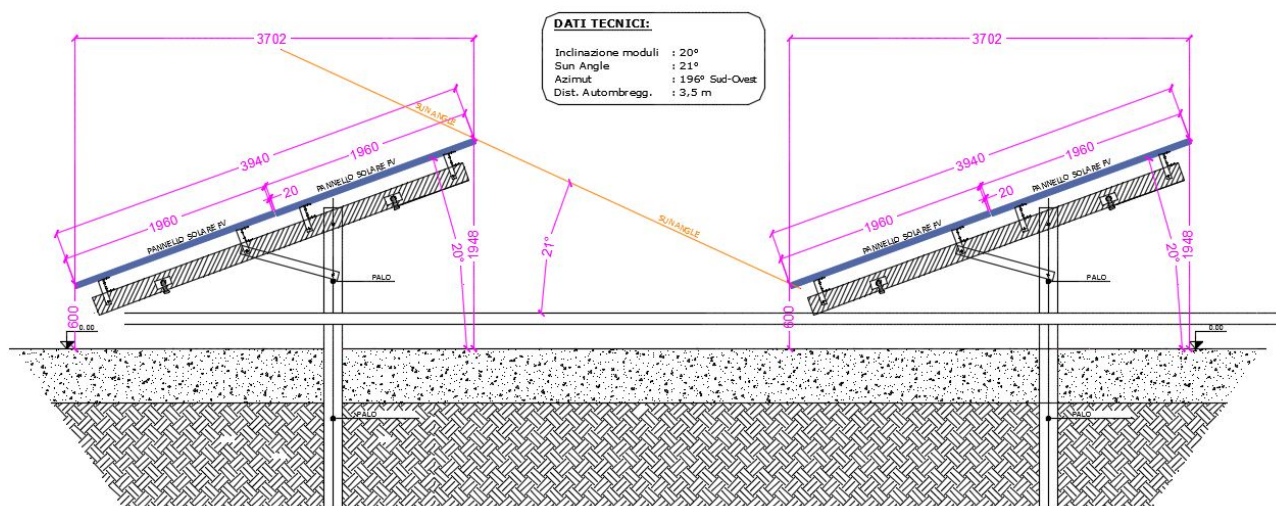


Figura 4-6 - Schema della Soluzione 3 per la minimizzazione degli ostacoli

Si riporta di seguito, come già fatto per le soluzioni precedenti, la tabella della radiazione ricevuta mensilmente dall'impianto per unità di superficie, la tabella dell'energia elettrica prodotta per unità di potenza installata, l'ammontare di anidride carbonica non prodotta e le tonnellate equivalenti di petrolio risparmiate.

Nella seguente tabella la radiazione è considerata per unità di superficie ed espressa in kWh/m².

Mese	Radiazione media giornaliera	Radiazione media mensile
Gennaio	2,17	67,3
Febbraio	2,69	75,4
Marzo	3,92	121
Aprile	4,74	142
Maggio	5,49	170
Giugno	6,30	189
Luglio	6,53	203
Agosto	6,04	187
Settembre	4,82	145
Ottobre	3,32	103
Novembre	2,25	67,4
Dicembre	1,72	53,4
Totale in un anno	1.520 kWh/m²	

Figura 4-7 – Radiazione ricevuta per unità di superficie per la Soluzione 3

Le perdite stimate non subiscono variazioni e rimangono le seguenti:

- perdite dovute alla temperatura e a mancanza di irraggiamento -> 9,6%;
- perdite dovute ad effetti di riflessione angolare -> 2,8%;
- perdite di sistema (dovute ai cavi, agli inverter...) -> 14%.

La tabella successiva mostra l'energia elettrica prodotta per unità di potenza installata, espressa in kWh/kW.

Mese	Produzione media giornaliera	Produzione media mensile
Gennaio	1,75	54,2
Febbraio	2,15	60,2
Marzo	3,06	94,8
Aprile	3,62	108
Maggio	4,10	127
Giugno	4,63	139
Luglio	4,75	147
Agosto	4,38	136
Settembre	3,59	108
Ottobre	2,54	78,8
Novembre	1,77	53,0
Dicembre	1,38	42,7
Totale in un anno	1.150 kWh/kW	

Figura 4-8 – Energia elettrica prodotta per potenza installata per la Soluzione 3

Il parco fotovoltaico, nella configurazione adottata in questo paragrafo, con una potenza installata di 17,5 MW, produrrebbe 20,1 GWh di energia elettrica l'anno.

Data la stima sull'energia elettrica prodotta, si può ricavare ancora una volta la quantità di anidride carbonica non emessa in atmosfera, così come le Tonnellate Equivalenti di Petrolio (TEP) risparmiate.

Produzione elettrica	Fattore mix elettrico	t CO ₂ non emesse
20,1 GWh/anno	0,531 kg CO ₂ /kWhel	10,7 t CO ₂ /anno

Tabella 4.5 – CO₂ non emessa in un anno per la Soluzione 3

Produzione elettrica	Fattore conversione	TEP risparmiate
23,4 GWh/anno	0,187 x 10 ⁻³ TEP/kWh	3.763 TEP/anno

Tabella 4.6 – TEP risparmiate in un anno per la Soluzione 3

Si nota immediatamente ancora una volta che le condizioni di questa soluzione portano a una riduzione irrilevante della produzione di energia elettrica e dei benefici ambientali derivati dal parco fotovoltaico. Si ha infatti una riduzione inferiore al 3,5% rispetto all'ottimo e inferiore al 3% rispetto alla soluzione 2.

Si può concludere che la soluzione che minimizza i pericoli legati all'abbagliamento e agli ostacoli per la navigazione aerea, senza inficiare eccessivamente la produzione elettrica dell'impianto, è la soluzione 3, ovvero installare il generatore fotovoltaico con un tilt di 20° e un azimut di -16°.

Il layout proposto per la Soluzione 3 è rappresentato nell'elaborato grafico allegato.