



Green Power

Engineering & Construction



WE ENGINEERING

GRE CODE

GRE.EEC.R.73.IT.W.15235.00.014.02

PAGE

1 di/of 20

TITLE:

AVAILABLE LANGUAGE: IT

IMPIANTO EOLICO ACQUAVIVA COLLECROCE**(Comuni di Acquaviva Collecroce (CB), Palata (CB), San Felice del Molise (CB), Castelmauro (CB), Tavenna (CB) e Montecilfone (CB))****Relazione sull'analisi di possibili incidenti****Il Tecnico**

Ing. Leonardo Sblendido



File: GRE.EEC.R.73.IT.W.15235.00.014.02_ Relazione sull'analisi di possibili incidenti

REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	VERIFIED	APPROVED
02	13/05/2022	Emissione iter autorizzativo	G.Migliazza	E.Speranza	L.Sblendido
01	29/10/2021	Aggiornamento commenti Enel	G.Migliazza	E.Speranza	L.Sblendido
00	26/02/2021	Prima Emissione	G.Migliazza	E.Speranza	L.Sblendido

GRE VALIDATION

	Francesco Marangio	Luciano Iacofano
COLLABORATORS	VERIFIED BY	VALIDATED BY

PROJECT / PLANT ACQUAVIVA COLLECROCE EO	GRE CODE																		
	GROUP	FUNCTION	TYPE	ISSUER	COUNTRY	TEC	PLANT			SYSTEM	PROGRESSIVE	REVISION							
	GRE	EEC	R	7	3	I	T	W	1	5	2	3	5	0	0	0	1	4	0

CLASSIFICATION: COMPANY

UTILIZATION SCOPE

This document is property of Enel Green Power Italia S.r.l. It is strictly forbidden to reproduce this document, in whole or in part, and to provide to others any related information without the previous written consent by Enel Green Power Italia S.r.l.

INDICE

1	PREMESSA	3
2	COMPONENTI DELL'AEROGENERATORE	4
3	NOZIONI SUL FUNZIONAMENTO DELL'IMPIANTO	7
4	POSSIBILI INCIDENTI	10
4.1	INCIDENTI DI NATURA MECCANICA	11
4.1.1	<i>Rottura delle pale dell'aerogeneratore e/o della torre</i>	11
4.1.2	<i>Rovesciamento completo di torre e/o fondazione</i>	12
4.1.3	<i>Eventi accidentali dovuti alla formazione di ghiaccio</i>	13
4.1.4	<i>Collisioni con corpi estranei</i>	14
4.2	INCIDENTI PROVOCATI DA INCENDI	14
5	ANALISI DEL RISCHIO DEGLI INCIDENTI	16
6	SINTESI POSSIBILI INCIDENTI ED AZIONI MITIGATIVE	19



Engineering & Construction



GRE CODE

GRE.EEC.R.73.IT.W.15235.00.014.02

PAGE

3 di/of 20

1 PREMESSA

La presente relazione, in riferimento al § 7 dell'Allegato 4 del D.M. 10/09/2010, illustra i rischi collegati al funzionamento dell'impianto da fonte eolica proposto da Enel Green Power Italia S.r.l., nei territori comunali di Acquaviva Collecroce, San Felice del Molise, Palata, Castelmauro, Tavenna e Montecilfone, tutti in provincia di Campobasso.

L'impianto, costituito da n.10 aerogeneratori di potenza nominale singola pari a 6 MW, per una potenza nominale complessiva pari a 60 MW, sarà destinato a funzionare in parallelo alla rete elettrica nazionale in modo da immettere energia da fonte rinnovabile in rete; l'iniziativa contribuirà al potenziamento della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile su territorio nazionale.

Ciascun aerogeneratore è montato su una torre tubolare di altezza pari a 115m. All'interno della torre sono ubicate le apparecchiature per il sezionamento e la protezione dell'impianto ed i relativi quadri elettrici. L'energia elettrica prodotta sarà convogliata, dall'impianto, mediante cavi interrati di tensione 33 kV fino alla Sottostazione multiutente di trasformazione 150/33 kV, ubicata nel Comune di Montecilfone.

I possibili incidenti collegati all'esistenza ed al funzionamento dell'impianto eolico sono da riferire alle caratteristiche dimensionali dell'aerogeneratore ed ai suoi componenti in movimento.

Di seguito viene riportato un inquadramento con la localizzazione dell'area di impianto e le coordinate degli aerogeneratori in progetto:

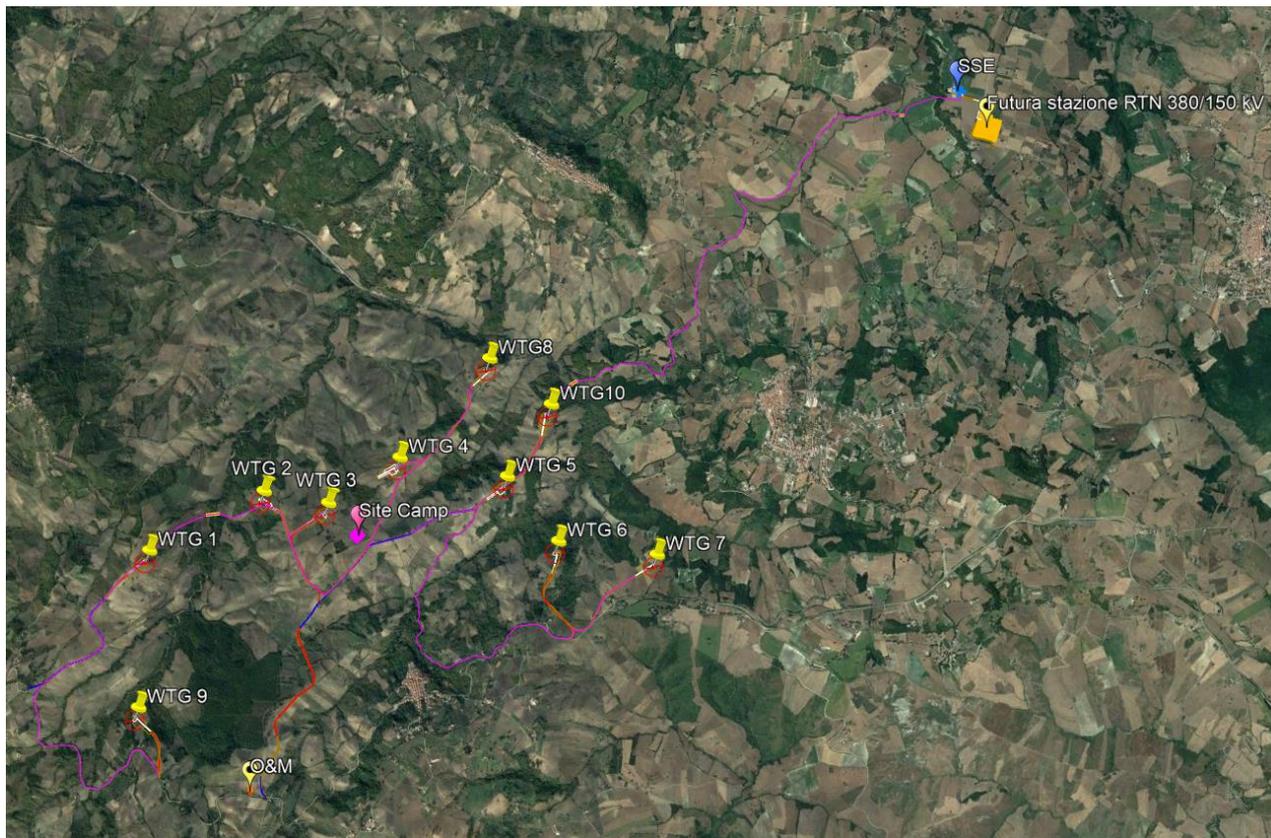


Figura 1. Localizzazione su base satellitare degli aerogeneratori in progetto e relative opere di connessione alla RTN. (Fonte Google Earth)

Di seguito si riportano le coordinate degli aerogeneratori:

ID AEROGENERATORE	COORDINATE UTM-WGS 84		COORDINATE WGS-84 GMS		h m s.l.m.
	mE	mN	°N	°E	
WTG1	476568.18	4636167.40	41°52'37.48"N	14°43'3.39"E	345
WTG2	477592.33	4636696.63	41°52'54.74"N	14°43'47.74"E	328
WTG3	478178.42	4636591.10	41°52'51.39"N	14°44'13.18"E	365
WTG4	478812.38	4636995.49	41°53'4.56"N	14°44'40.64"E	360
WTG5	479767.76	4636823.50	41°52'59.07"N	14°45'22.10"E	367
WTG6	480219.71	4636241.66	41°52'40.24"N	14°45'41.78"E	348
WTG7	481095.39	4636122.32	41°52'36.46"N	14°46'19.80"E	379
WTG8	479608.00	4637878.00	41°53'33.26"N	14°45'15.07"E	303
WTG9	476483.08	4634771.44	41°51'52.21"N	14°42'59.90"E	365
WTG10	480157.08	4637465.03	41°53'19.92"N	14°45'38.94"E	314

Tabella 1. Coordinate aerogeneratori in progetto.

2 COMPONENTI DELL'AEROGENERATORE

Gli aerogeneratori costituenti il parco eolico di potenza nominale pari a 6,00 MW, hanno tutti lo

stesso numero di pale (tre) e la stessa altezza (altezza all'hub di 115 m e altezza aerogeneratore comprensiva delle pale di 200 m).

Rotore

Il rotore è costituito da un mozzo (hub) realizzato in ghisa sferoidale, montato sull'albero a bassa velocità della trasmissione con attacco a flangia. Il rotore è sufficientemente grande da fornire spazio ai tecnici dell'assistenza durante la manutenzione delle pale e dei cuscinetti all'interno della struttura:

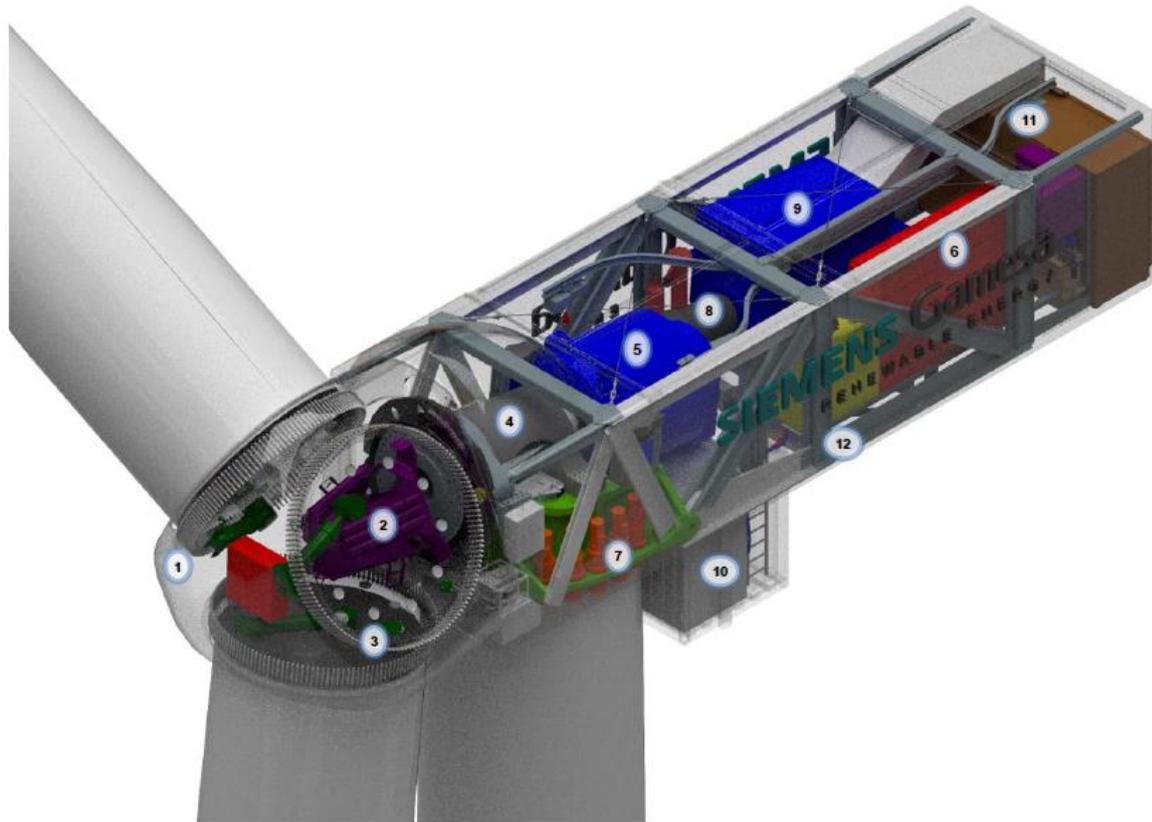
- Diametro: 170 m
- Superficie massima spazzata dal rotore: 22.697 m²
- Numero di pale: 3
- Velocità: variabile per massimizzare la potenza erogata nel rispetto dei carichi e dei livelli di rumore.

Il materiale di cui risulta costituita la pala è composto da una matrice in fibra di vetro e carbonio pultrusi. La pala utilizza un design basato su profili alari. La lunghezza della singola pala è pari a 83,33 m.

Navicella

La navicella è la cabina posta sulla sommità della torre e contiene al proprio interno l'albero di trasmissione, il moltiplicatore di giri, il generatore elettrico e i sistemi di controllo. La navicella è di norma progettata per ruotare orizzontalmente di 180° o anche di 360°, consentendo al rotore di allinearsi con la direzione del vento.

La direzione ottimale della navicella rispetto alla direzione del vento avviene, grazie a un complesso "sistema di imbardata" di tipo elettro-meccanico. Attraverso tale sistema di controllo aerodinamico è permesso il controllo della potenza ed il controllo della rotazione delle pale intorno al loro asse principale.



1 Hub	7 Yaw system
2 Pitch system	8 High speed shaft
3 Blade bearings	9 Generator
4 Low speed shaft	10 Transformer
5 Gearbox	11 Cooling system
6 Electrical cabinets	12 Rear Structure

Figura 2- Allestimento navicella dell'aerogeneratore

L'aerogeneratore entra in funzione nel momento in cui la velocità del vento, misurata all'altezza dell'hub (mozzo ed asse della navicella), è superiore o uguale alla velocità di progetto, e si blocca quando questa supera una certa soglia.

Il sistema rotore e navicella costituiscono la "turbina".

Torre

La torre di tipo tubolare e quindi cava al suo interno, può essere realizzata in acciaio o in calcestruzzo. Oltre a sostenere il peso della navicella e del rotore, trasferisce i carichi alla fondazione alla quale risulta vincolata mediante il sistema "Anchor bolts", ancoraggio costituito da bulloni, dadi e rondelle conformi alla EN ISO 898 o alla EN ISO 4016.

L'altezza della torre risulta pari a 115 m.

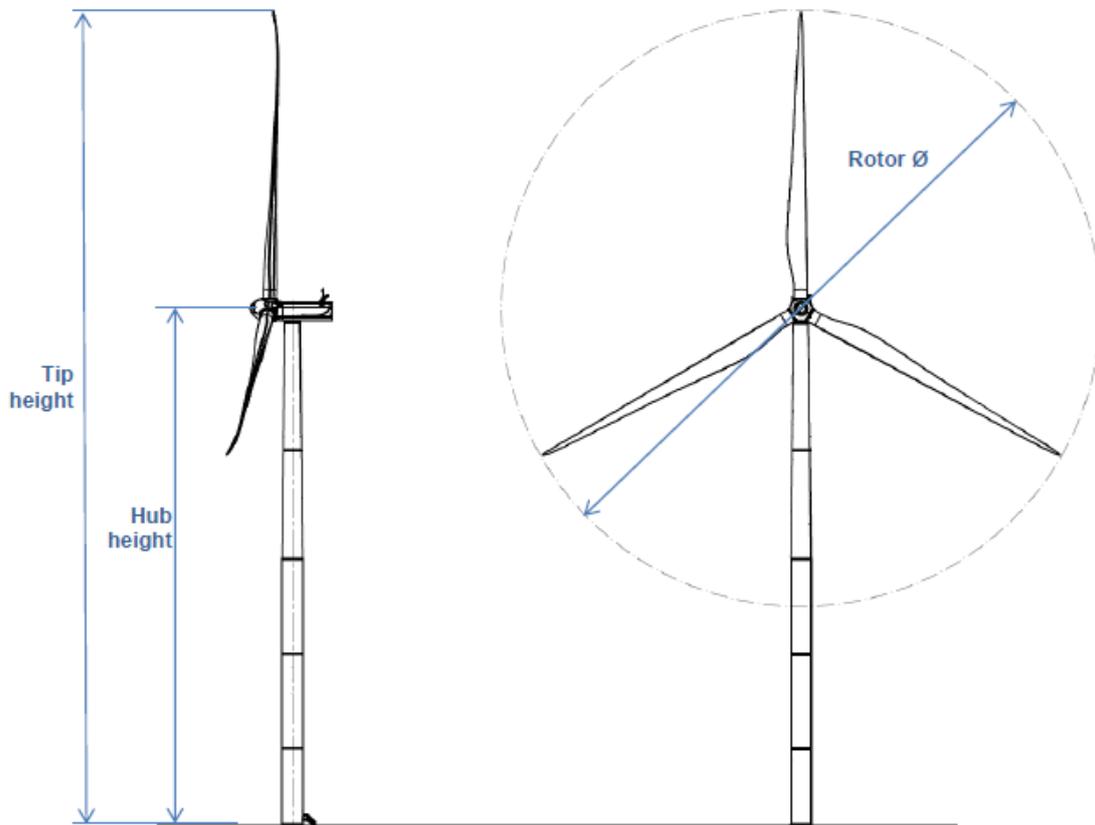


Figura 3- Dimensioni aerogeneratore tipo

Altezza della punta (Tip height)	200 m
Altezza del mozzo (Hub height)	115 m
Diametro del rotore (Rotor ϕ)	170 m

Tabella 2- Dimensioni aerogeneratore tipo

3 NOZIONI SUL FUNZIONAMENTO DELL'IMPIANTO

Per poter funzionare e generare energia, l'aerogeneratore richiede una velocità minima del vento di circa i 3m/s (cut-in); ad una velocità del vento pari a 10 m/s l'aerogeneratore genera la sua potenza nominale; ad una velocità del vento di 20-25 m/s l'aerogeneratore viene arrestato per motivi di sicurezza (cut off).

La scala di Beaufort fornisce un riferimento indicativo dell'effetto sull'ambiente della velocità del

vento.

Valore Scala Beaufort	Termine descrittivo	Velocità media del vento			Effetti sulla terra
		nodi (KT)	m/s	Km/h	
0	Calma	< 1	0-0.2	<1	Calma; il fumo sale verticalmente.
1	Bava di vento	1-3	0.3-1.5	1-5	La direzione del vento è segnalata dal movimento del fumo, ma non dalle maniche a vento.
2	Brezza leggera	4-6	1.6-3.3	6-11	Si sente il vento sul viso e le foglie frusciano; le maniche a vento si muovono.
3	Brezza tesa	7-10	3.4-5.4	12-19	Le foglie e i ramoscelli più piccoli sono in costante movimento; il vento fa sventolare bandiere di piccole dimensioni.
4	Vento moderato	11-16	5.5-7.9	20-28	Si sollevano polvere e pezzi di carta; si muovono i rami piccoli degli alberi.
5	Vento teso	17-21	8-10.7	29-38	Gli arbusti con foglie iniziano a ondeggiare; le acque interne s'increspano.
6	Vento fresco	22-27	10.8-13.8	39-49	Si muovono anche i rami grossi; gli ombrelli si usano con difficoltà.
7	Vento forte	28-33	13.9-17.1	50-61	Gli alberi iniziano a ondeggiare; si cammina con difficoltà contro vento.
8	Burrasca moderata	34-40	17.2-20.7	62-74	Si staccano rami dagli alberi; generalmente è impossibile camminare contro vento.
9	Burrasca forte	41-47	20.8-24.4	75-88	Possono verificarsi leggeri danni strutturali agli edifici (caduta di tegole o di coperchi dei camini).
10	Burrasca fortissima	48-55	24.5-28.4	89-102	(Raro nell'entroterra) Alberi sradicati e considerevoli danni agli abitati.
11	Fortunale	56-63	28.5-32.6	103-117	(Rarissimo nell'entroterra) Vasti danni strutturali.
12	Uragano	>63	>32.7	>118	Danni ingenti ed estesi alle strutture.

Tabella 3- Tabella di Beaufort

La scala Beaufort è una misura empirica della forza del vento, basata sull'osservazione degli effetti del vento sul mare. La scala prende il nome dall'ammiraglio inglese Francis Beaufort (1774-1857), addetto al servizio idrografico britannico, che nel 1805 propose un metodo per la classificazione

del vento in 13 gradi. Dal 1° gennaio 1949 questo sistema di valutazione ha validità internazionale.

Ai bassi regimi di vento corrispondono minimi valori di potenza erogata dalla macchina. Al crescere del vento, la potenza prodotta dalla macchina aumenta in modo più che proporzionale; all'interno della navicella il moltiplicatore di giri, posizionato tra il rotore e il generatore, riceve il moto dall'albero del rotore e lo trasferisce al generatore per la produzione di energia elettrica. I sistemi di controllo presenti all'interno della navicella hanno il compito di gestire automaticamente l'aerogeneratore in diverse situazioni come proteggere tutto l'apparato elettrico da casi di malfunzionamento o di vento elevato.

La produzione di energia elettrica pertanto dipende dalla velocità del vento. Il legame tra la velocità del vento e la potenza elettrica erogata è rappresentato mediante il grafico della curva di potenza.

La tabella ed il relativo grafico, riportati a seguire, considerata la densità dell'aria pari a 1.225 kg / m³, si riferiscono alla curva di potenza per la versione standard dell'aerogeneratore proposto in progetto (variazione della potenza elettrica [kW] in funzione della velocità del vento [m / s]).

Wind Speed [m/s]	Power [kW]
3.0	94
3.5	184
4.0	334
4.5	528
5.0	764
5.5	1047
6.0	1383
6.5	1779
7.0	2238
7.5	2763
8.0	3348
8.5	3969
9.0	4570
9.5	5083
10.0	5464
10.5	5712
11.0	5855
11.5	5931
12.0	5969
12.5	5986
13.0	5994
13.5	5997
14.0	5999
14.5	5999
15.0	6000
15.5	6000

Wind Speed [m/s]	Power [kW]
16.0	6000
16.5	6000
17.0	6000
17.5	6000
18.0	6000
18.5	6000
19.0	6000
19.5	6000
20.0	6000
20.5	5900
21.0	5799
21.5	5696
22.0	5594
22.5	5491
23.0	5388
23.5	5284
24.0	5179
24.5	5073
25.0	4967

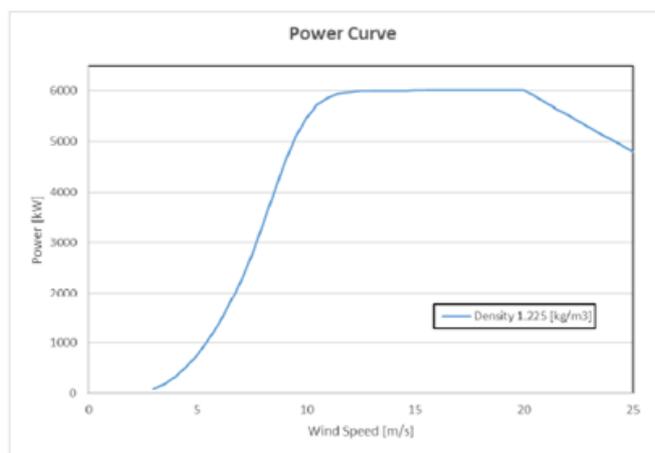


Tabella 4- Curva di potenza standard aerogeneratore tipo

La curva di potenza non include le perdite nel trasformatore e cavi ad alta tensione.

Dalla curva di potenza si evince che esistono due soglie di velocità, una minima e una massima, affinché l'aerogeneratore eolico produca energia elettrica:

- Al di sotto di una determinata velocità minima del vento, detta "cut in" o anche velocità di

taglio inferiore, l'aerogeneratore non eroga energia elettrica e il rotore resta fermo. Questa soglia minima per l'aerogeneratore di progetto è pari ad una velocità del vento di 3 m/s.

- Esiste anche una soglia massima, detta "cut out" o anche velocità di taglio superiore, oltre la quale il rotore dell'aerogeneratore smette di girare per evitare danni alla turbina. Per l'aerogeneratore di progetto la velocità di "cut out" risulta pari a 25 m/s. Oltre queste velocità l'aerogeneratore non produce energia elettrica.

Considerate le caratteristiche fisico-meccaniche dell'aerogeneratore tipo, proposto in progetto, la potenza nominale di 6,00 MW si raggiunge quando all'altezza del mozzo il vento raggiunge la velocità nominale di 10 m/s (vento costante senza turbolenze, come definito da IEC61400-1).

4 POSSIBILI INCIDENTI

Considerando la vita utile del parco eolico (25-30 anni), per gli eventi che possono influenzare il comportamento strutturale e funzionale delle macchine è utile riferirsi al periodo di esercizio dell'impianto.

Nell'ambito dell'esercizio di un parco eolico si distinguono le seguenti classi incidentali:

- Incidenti di natura meccanica:
 - distacco di pala intera;
 - rottura/deformazione torre e atterramento navicella;
 - rovesciamento completo di torre e/o fondazione;
 - lancio/caduta di ghiaccio;
 - collisioni con corpi aerei;
- Incidenti provocati da incendi:
 - da sorgenti interne;
 - da fulminazione;
 - da altre azioni esterne naturali o umane.

Gli impianti eolici non sono presidiati, funzionano in maniera autonoma; il controllo del funzionamento e la gestione dei sistemi è svolta da remoto. La presenza dei lavoratori nel sito avviene in occasione delle attività di manutenzione organizzate sulla base dei report e delle segnalazioni di anomalie durante il funzionamento che arrivano alla centrale di controllo.

Il ciclo di vita di un impianto eolico è articolato nelle seguenti fasi:

- commissioning, realizzazione del sito, installazione e montaggio delle macchine eoliche, collegamento alla rete elettrica;
- esercizio, gestione del funzionamento dell'impianto e produzione di energia elettrica;
- decommissioning, smantellamento delle torri e ripristino alle condizioni iniziali dei luoghi.

Nella fase di esercizio, sono indispensabili interventi di manutenzione distinti in:

- Programmata: lubrificazione, ingrassaggio, sostituzione di componenti usurate;
- Su guasto: riparazione/sostituzione delle parti danneggiate.

4.1 INCIDENTI DI NATURA MECCANICA

4.1.1 Rottura delle pale dell'aerogeneratore e/o della torre

Nel corso della vita utile di un aerogeneratore può accadere per svariati motivi che un componente (ad esempio una pala e/o navicella) si danneggi o si disancori. Il distacco del componente può avvenire senza interferire con altri elementi o collidere con porzioni della torre.

La perdita di integrità strutturale per rotture (di pale, di torre, etc.) in un aerogeneratore può essere ingenerata da:

- carenze interne alla macchina per mancato od insufficiente controllo o regolazione dei regimi di funzionamento del rotore durante temporali o tempeste di vento più o meno vigorose;
- eventi esterni, come fulminazioni o eccessivi carichi eolici, che sempre si manifestano in concomitanza con condizioni meteorologiche complesse o molto forti o, addirittura, eccezionali, pur con i sistemi di controllo e di sicurezza dell'unità perfettamente operativi.

La prima causa, è correlabile ad una debolezza del sistema. Può colpire in diversa misura i vari componenti responsabili della risposta non adeguata alle sollecitazioni esterne, siano essi parti strutturali, apparecchiature di controllo, dispositivi di sicurezza, programmi di regolazione, processi di costruzione o altro. Per sanare tali manchevolezze il fornitore della macchina dovrà provvedere in modo da eliminare le cause o da ridurne gli effetti.

Il mancato o difettoso intervento del controllo di velocità, le rotture sul sistema di freno o sul moltiplicatore possono essere una causa comune della rottura di una pala per ragioni interne. Il meccanismo di freno è previsto, sia per arrestare il rotore, sia per tenerlo fermo, quando il vento soffi ad una velocità eccessiva (20-25 m/s) tale per cui la macchina deve essere tenuta fuori servizio per ragioni di sicurezza. Il sistema ad ingranaggi (gearbox) serve per moltiplicare i giri dell'albero lento in entrata in modo che l'albero veloce in uscita dall'apparecchio consenta al generatore elettrico di produrre l'elettricità attesa. Se entrambi dovessero andare in avaria, la macchina si dice nella condizione di "fuga". Il rotore tende ad accelerare il suo regime di rotazione e raggiunge parecchie volte il suo valore a funzionamento normale. Così si producono carichi sulle pale in notevole eccesso rispetto a quelli di progetto. La rottura può verificarsi alla radice della pala, dove si innesta nel mozzo.

Il processo di rottura può anche essere indotto o propagato da azioni esterne, come una

fulminazione o un tornado od altro.

Il distacco della pala può concludersi in corrispondenza del piano campagna (per ulteriori approfondimenti si rinvia al documento “GRE.EEC.R.73.IT.W.15235.00.009_ Relazione gittata massima elementi rotanti”) o nel suo movimento può provocare lesioni locali alla torre che potrebbero in casi eccezionali essere accompagnati da deformazioni della sezione con eventuali ripercussioni sulla stabilità della navicella; quest’ultima potrebbe essere lanciata verso il piano campagna.

In altri casi l’urto potrebbe incidere in profondità sulla struttura della torre sino a determinare una sua inflessione, la torre è infatti un elemento strutturale caratterizzato da elevata snellezza che potrebbe subire l’abbattimento della parte a quota più elevata.

Misure di mitigazione

In ottemperanza al § 7.2 dell’Allegato 4 “Impianti eolici: elementi per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio” del DM 10 settembre 2010 “Linee guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili”, la distanza di ogni turbina eolica da una strada provinciale o nazionale sarà superiore all’altezza massima dell’elica comprensiva del rotore e comunque non inferiore a 150 m dalla base della torre.

Inoltre l’assenza di elementi sensibili e/o aree ad elevata frequentazione umana permettono di considerare contenuto il rischio legato ad eventuali fenomeni di distacco delle pale, caduta della navicella o deformazione della torre.

4.1.2 Rovesciamento completo di torre e/o fondazione

Ulteriori casi di incidenti possono essere quelli in cui si verificano guasti meccanici che possono portare a rotture o distruzioni dell’hub e a seguito del rovesciamento completo dell’insieme turbina-torre-fondazione.

Il vento, come condizione eccezionale di carico, trova attività contrastante (anti-ribaltante), nel blocco di fondazione della torre dell’aerogeneratore. Il blocco di fondazione è inoltre chiamato a sopportare le sollecitazioni dovute ai carichi sismici.

È in questo caso che la fondazione deve operare come protezione (massa adeguata e sufficiente) per la turbina eolica, tenendola costantemente nel suo corretto assetto verticale.

Cedimenti della struttura di sostegno, o di sua parziale deformazione, in termini probabilistici, è il terzo dopo i casi di rottura delle pale o di incendi dovuti ai casi di fuoco.

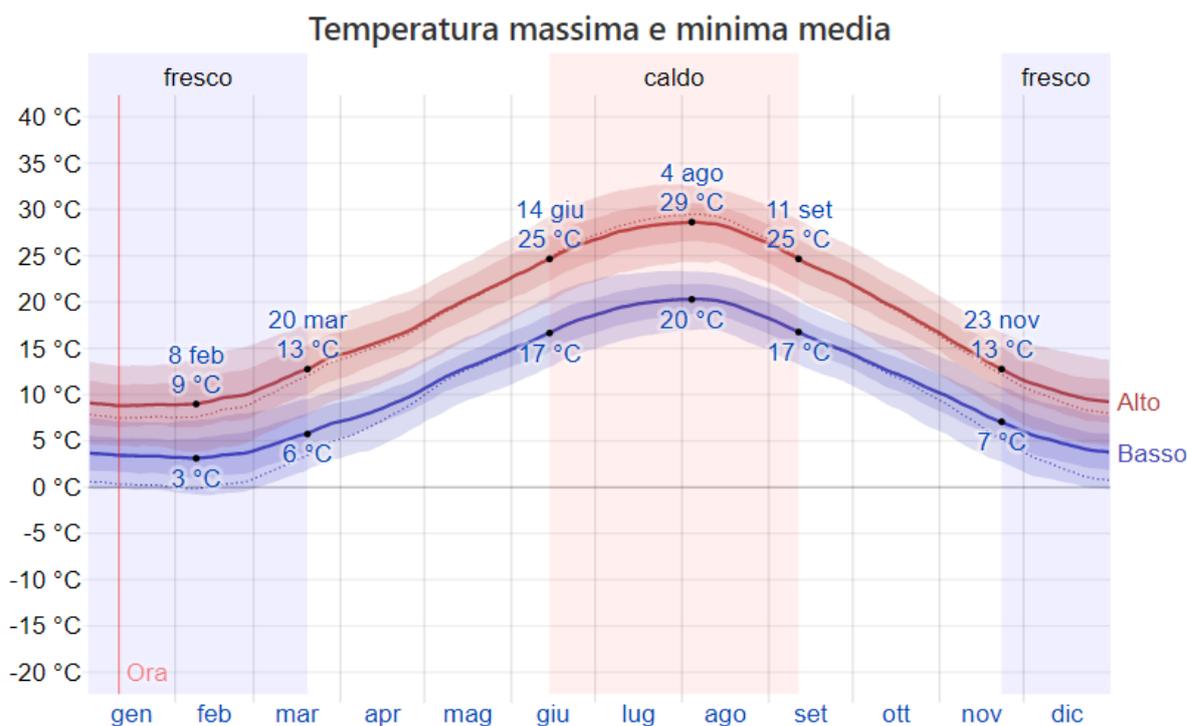
Misure di mitigazione

Il rischio per la popolazione e per il personale addetto alla manutenzione ed alle lavorazioni in fase di costruzione ed esercizio appare essere tuttavia basso visto che l'eventuale caduta nella maggior parte dei casi può risolversi entro una distanza dal piede circoscritta. Il fenomeno tuttavia interessa per la maggior parte le turbine più vetuste e per tanto con una potenza minore. La mitigazione del rischio, in questo senso può essere attuata mediante dimensionamenti opportuni della fondazione, in accordo alle indicazioni normative vigenti, valutando in maniera adeguata i carichi accidentali ed eccezionali in gioco, oltre che le caratteristiche chimico-fisiche dei terreni interessati. Alla corretta progettazione si affianca chiaramente una corretta esecuzione a regola d'arte.

4.1.3 Eventi accidentali dovuti alla formazione di ghiaccio

La formazione di ghiaccio o ammassi nevosi sulle superficie delle pale sono da far risalire all'azione di stagioni fredde in zone climatiche rigide e solitamente settentrionali. Pur se infrequente il fenomeno di clima molto rigido con temperature sotto zero non è da escludere anche alle latitudini interessate dall'impianto eolico in trattazione.

I comuni interessati dall'installazione dell'impianto eolico sono caratterizzati da inverni con una temperatura massima giornaliera media inferiore a 13 °C e temperatura minima giornaliera media inferiore a 6 °C. Il giorno più freddo dell'anno è l'8 febbraio, con una temperatura minima media di 3 °C e massima di 9 °C.



La temperatura massima (riga rossa) e minima (riga blu) giornaliere medie, con fasce del 25° - 75° e 10° - 90° percentile. Le righe sottili tratteggiate rappresentano le temperature medie percepite.

L'area circoscritta su cui è ubicato l'impianto in progetto si trova a non più di 380 m.s.l.m., l'altezza al top degli aerogeneratori tuttavia, raggiunge la quota massima circa 580 m.s.l.m.. Il sito di interesse, potrebbe essere interessato da neve nel periodo invernale, e da eventi meteorologici eccezionali correlati a stagioni particolarmente fredde, ciò porta a non escludere la possibile formazione di ghiaccio lungo le pale, con conseguente rischio di cadute o lanci di frammenti ghiacciati.

Misure di mitigazione

Le distanze raggiungibili dai corpi estranei dipendono da diversi fattori come dimensione, conformazione e consistenza della massa, forza centrifuga raggiunta dalle pale (in funzione dalla loro velocità di rotazione), altezza e punto di distacco della massa. L'assenza di elementi sensibili e/o aree ad elevata frequentazione umana permettono di considerare contenuto il rischio legato ad eventuali fenomeni di distacco delle masse ghiacciate.

4.1.4 Collisioni con corpi estranei

A causa della sua altezza, l'aerogeneratore, rappresenta un ostacolo mobile contro cui corpi estranei potrebbero collidere.

L'analisi della componente faunistica ed avifauna è stata effettuata in prima fase attraverso una ricerca bibliografica di dati esistenti inerenti l'area di studio.

In fase di sopralluogo sono state verificate le specie riportate dalle schede natura 2000 e dalla carta natura ISPRA. Data la stretta vicinanza ad ambienti ad alta naturalità, come ad esempio SIC e ZPS, si è confermata la presenza di molte specie ornitiche legate a questi habitat. Per ulteriori approfondimenti si rimanda all'elaborato specialistico "GRE.EEC.K.73.IT.W.15235.05.001_Studio di impatto ambientale".

Misure di mitigazione

Verniciare con colori diversi le pale del rotore o le torri, e altre misure per aumentare il contrasto cromatico fra le varie componenti di un impianto eolico possono ridurre notevolmente il rischio di collisioni con corpi estranei.

4.2 INCIDENTI PROVOCATI DA INCENDI

A causa dei possibili guasti che potrebbero interessare le apparecchiature elettriche e le varie componenti contenute nell'aerogeneratore non è possibile trascurare l'eventualità di eventi pericolosi dovuti al rischio incendio.

La navicella è dotata di un sistema antincendio. In aggiunta a ciò il suo rivestimento contiene

materiali autoestinguenti.

In caso di incendi non correlati a cause interne all'aerogeneratore (incendio esterno all'aerogeneratore o caduta di un fulmine), si dovranno studiare per quanto possibile soluzioni di contenimento, atte a prevenire conseguenze catastrofiche.

Motivo per il quale, nel caso in cui i meccanismi di protezione non riuscissero, a causa di avarie, ad entrare in funzione, e non potendo a causa dell'elevata altezza dell'hub effettuare un pronto intervento, le autorità locali provvederanno a circoscrivere l'area interessata dalla possibile caduta di frammenti fino al completo esaurimento dell'incendio e conseguente estinzione del rischio.

Misure di Mitigazione

Le misure di mitigazione del rischio legato a questa tipologia di incidente sono da ricercare nella scelta dell'ubicazione degli aerogeneratori ad adeguata distanza da fabbricati e/o strade ad alta frequentazione caratterizzate da presenza di "recettori" potenziali.

5 ANALISI DEL RISCHIO DEGLI INCIDENTI

Il livello rischio legato ad un incidente è funzione del danno provocato, e della probabilità di accadimento dell'evento come da relazione illustrata di seguito:

$$R = f(P, D) = P \times D$$

Dove:

- R è il rischio
- P è la probabilità di accadimento dell'evento
- D è la magnitudo del danno causato dall'evento

L'analisi quantitativa del rischio è effettuata assegnando un numero da 1 a 4 sia alla probabilità che al danno. Si può quindi definire una matrice di rischio per identificarne la portata come fatto di seguito:

	4	3	2	1	
Probabilità (P)	4	4	8	12	16
	3	3	6	9	12
	2	2	4	6	8
	1	1	2	3	4
Probabilità / Rischio	1	2	3	4	
		Danno / Magnitudo (D)			

Figura 4: Matrice di Rischio

La classificazione dei livelli è la seguente:

1. Probabilità:

- **P=1** -> evento molto improbabile (concatenamento di una serie di eventi molto improbabili; evento che praticamente non si è mai verificato);
- **P=2** -> evento poco probabile, accaduto raramente;
- **P=3** -> evento probabile, con già alcuni riscontri nella letteratura;
- **P=4** -> evento molto probabile.

2. Danno

- **D=1** -> danno lieve;
- **D=2** -> danno di modesta entità;
- **D=3** -> danno grave;
- **D=4** -> danno molto grave.

Dal prodotto di probabilità e danno si ottiene quindi il livello di rischio associato a tale evento.

Essendo alcuni tra questi eventi non del tutto eliminabili o prevenibili a priori, l'obiettivo delle ricerche in ambito di sicurezza è quello di ridurre al minimo sia la probabilità di accadimento (ove possibile) sia il danno da esso procurato, tramite l'implementazione di normative e linee guida specifiche di settore.

Applicato agli incidenti analizzati in questo elaborato, l'accadimento di un dato evento e le conseguenze a elementi sensibili ad esso correlate dipendono da una concatenazione di eventi di seguito riportati:

- Probabilità che l'evento accada sulla turbina eolica;
- Probabilità che, accaduto l'evento, esso causi un danno ad un elemento sensibile.
- Fattori che possano alterare la probabilità quali fattori strutturali della turbina (usura, vita utile ecc.) e fattori atmosferici (vento, tempesta, ecc.)

Può essere quindi definita una serie generica di eventi legati agli incidenti analizzati:

1. Rottura della pala e distacco con moto parabolico e impatto con elemento sensibile ad una distanza minore della gittata massima;
2. Rottura della torre, collasso della struttura ed impatto elemento sensibile ad una distanza

minore della altezza massima dell'aerogeneratore;

3. Formazione e caduta di massa di ghiaccio con conseguente impatto con elemento sensibile;
4. Fulminazione dell'aerogeneratore con conseguente incendio o rottura di pala e impatto con elemento sensibile;
5. Impatto possibile con avifauna e corpi estranei.

Per quanto riguarda l'impianto oggetto di questo studio, si definiscono di seguito i livelli di danno e probabilità per ciascuno degli eventi sopracitati:

1. Rottura della pala e distaccamento con moto parabolico e danno ad elemento sensibile. Il **danno** risulterebbe pari a **"4 – danno molto grave"**, ma la **probabilità** risulta essere pari a **"1 – evento molto improbabile"**, dato che si è mantenuta, da tutti gli elementi sensibili identificati, una distanza maggiore della gittata massima. Il **livello di rischio** risulta quindi essere pari a **4**;
2. Rottura della torre, collasso della struttura e danno ad elemento sensibile. Il **danno** risulterebbe pari a **"4 – danno molto grave"** ma la **probabilità** risulta essere pari a **"1 – evento molto improbabile"**, dato che si è mantenuta da tutti gli elementi sensibili identificati una distanza maggiore della altezza massima della turbina, come riportato anche nelle linee guida del 10 settembre 2010. Il **livello di rischio** risulta quindi essere pari a **4**;
3. Formazione e caduta di massa di ghiaccio con conseguente impatto con elemento sensibile. Il **danno** risulterebbe come **"3 – danno grave"** ma la **probabilità** risulta essere pari a **"2 – evento poco probabile"**, date le condizioni climatiche e dato che si sono mantenute distanze di sicurezza da elementi sensibili. Il **livello di rischio** risulta quindi essere pari a **6**;
4. Fulminazione dell'aerogeneratore con conseguente incendio o rottura di pala e impatto con elemento sensibile. Il **danno** risulterebbe come **"4 – danno molto grave"** ma la **probabilità** pari a **"1 – evento molto improbabile"**. Infatti, nel dimensionamento del parco eolico, oltre a mantenere le distanze da elementi sensibili, è prevista l'installazione di sistemi anti-fulminazione che riducono ulteriormente la probabilità dell'evento. Il **livello di rischio** risulta quindi essere pari a **4**;
5. Impatto possibile con avifauna e corpi estranei. Il **danno** risulterebbe come **"2 – danno di modesta entità"** e la **probabilità** pari a **"2 – evento poco probabile"**. Il **livello di rischio** risulta pari a **4**. Sono previste alcune misure di sicurezza per la visibilità degli aerogeneratori, quali illuminazione notturne e campiture rosse sulle pale. Il **livello di rischio** risulta quindi essere pari a **4**.

Studi specialistici condotti dall'ECN (Energy Research Centre of the Netherlands) sulla base dei dati relativi a produzione di energia eolica, incidenti e manutenzione raccolti dallo ISET in Germania e dall' EMD in Danimarca, hanno valutato le frequenze degli eventi accidentali più comuni. I risultati dell'analisi mostrano come:

- la probabilità di rottura di una pala si aggiri intorno allo 0.84‰;
- la probabilità della rottura della torre si aggiri intorno allo 0.13‰;
- la probabilità della rottura della navicella e del rotore si aggiri intorno allo 0.32‰.

6 SINTESI POSSIBILI INCIDENTI ED AZIONI MITIGATIVE

Le azioni mitigative sono state analizzate in fase di progettazione dell'impianto eolico e sono riportate di seguito in tabella:

Tabella 5: Sintesi possibili incidenti ed azioni mitigative

Evento	Livello Rischio	Azione Mitigativa
Incidente associato alla rottura della pala	4 (D=4, P=1)	<p>In ottemperanza al § 7.2 dell'Allegato 4 "Impianti eolici: elementi per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio" del DM 10 settembre 2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili", la distanza di ogni turbina eolica da una strada provinciale o nazionale sarà superiore all'altezza massima dell'elica comprensiva del rotore e comunque non inferiore a 150 m dalla base della torre.</p> <p>Inoltre l'assenza di elementi sensibili e/o aree ad elevata frequentazione umana permettono di considerare contenuto il rischio legato ad eventuali fenomeni di distacco delle pale, caduta della navicella o deformazione della torre.</p> <p>Il posizionamento degli aerogeneratori a distanze di sicurezza da elementi sensibili, considerando anche lo studio sulla gittata massima della pala distaccata ("<u>GRE.EEC.R.73.IT.W.15235.00.009– Relazione sulla gittata massima elementi rotanti</u>"), garantisce una minimizzazione del rischio.</p>
Incidente associato alla rottura della torre e collasso della struttura	4 (D=4, P=1)	<p>Il rischio per la popolazione e per il personale addetto alla manutenzione ed alle lavorazioni in fase di costruzione ed esercizio appare essere tuttavia basso visto che l'eventuale caduta nella maggior parte dei casi può risolversi entro una distanza dal piede circoscritta. Il fenomeno tuttavia interessa per la maggior parte le turbine più vetuste e per tanto con una potenza minore. La mitigazione del rischio, in questo senso può essere attuata mediante dimensionamenti opportuni della fondazione, in accordo alle indicazioni normative vigenti,</p>

Evento	Livello Rischio	Azione Mitigativa
		valutando in maniera adeguata i carichi accidentali ed eccezionali in gioco, oltre che le caratteristiche chimico-fisiche dei terreni interessati. Alla corretta progettazione si affianca chiaramente una corretta esecuzione a regola d'arte.
Incidente associato a incendi	4 (D=4, P=1)	Le misure di mitigazione del rischio legato a questa tipologia di incidente sono da ricercare nella scelta dell'ubicazione degli aerogeneratori ad adeguata distanza da fabbricati e/o strade ad alta frequentazione caratterizzate da presenza di "recettori" potenziali.
Incidente a caduta massa di ghiaccio	6 (D=3, P=2)	Le distanze raggiungibili dai corpi estranei dipendono da diversi fattori come dimensione, conformazione e consistenza della massa, forza centrifuga raggiunta dalle pale (in funzione dalla loro velocità di rotazione), altezza e punto di distacco della massa. L'assenza di elementi sensibili e/o aree ad elevata frequentazione umana permettono di considerare contenuto il rischio legato ad eventuali fenomeni di distacco delle masse ghiacciate.
Impatto con avifauna e corpi estranei	4 (D=2, P=2)	Verniciare con colori diversi le pale del rotore o le torri, e altre misure per aumentare il contrasto cromatico fra le varie componenti di un impianto eolico possono ridurre notevolmente il rischio di collisioni con corpi estranei.

Il Tecnico

Ing. Leonardo Sblendido