Eni New Energy SpA

PROGETTO ITALIA
IMPIANTO EOLICO DI PORTO TORRES

PORTO TORRES (SS)
Eolico – Porto Torres – Area industriale Syndial

RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA

CS-FS	01	20/12/2019	Emissione Finale	Proger	E. Pallavicini	M. Parenti	N. Abdel Karim	A. Milanese
CS-FS	00	29/11/2019	Emissione per Commenti	Progeri	E. Pallavicini	M. Parenti	N. Abdel Karim	A. Milanese
Stato di Validità	Numero Revisione	Data	Descrizione	Proger Preparato	Proger Verificato	EniProgetti Controllato	EniProgetti Approvato	Eni New Energy Approvato
Indice Revisione								

Logo Committente e Denominazione Commerciale Eni New Energy **SpA**	Nome progetto PROGETTO ITALIA IMPIANTO EOLICO PORTO TORRES	ID Documento Committente **SY2400FGRU00146** Commessa N.
Logo Appaltatore e Denominazione Commerciale EniProgetti **SpA** PROGER		ID Documento Appaltatore --
Nome d'Impianto e Oggetto PORTO TORRES (SS) Eolico – Porto Torres – Area industriale Syndial		Scala n.a. Numero di Pagine 1 / 32
Titolo Documento Relazione tecnica descrittiva		

Software: Microsoft Word

File Name: SY2400FGRU00146_CSFS01_32

Questo documento è proprietà di Eni S.p.A.
Se ne vieta la diffusione e l'utilizzo per scopi diversi da quelli per i quali è stato inviato.

SOMMARIO

SOMMARIO 2
1 PREMESSA GENERALE 4
2 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO EOLICO 6
2.1 Principali componenti di un parco eolico 6
2.1.1 Turbina eolica 6
2.1.2 Principali componenti di una turbina eolica 9
2.1.3 Rotore 10
2.1.4 Generatore elettrico 14
2.1.5 Trasformatore 15
2.1.6 Sistema d'imbardata 15
2.1.7 Torre 16
2.1.8 Sistema di controllo e protezione/sezionamento 16
2.1.9 Dispositivi ausiliari 17
2.1.10 Balance of plant 17
2.2 Aerogeneratori 17
2.3 Linee MT 18
2.4 Quadro MT 18
2.5 Rete di terra 19
2.6 Sistema di controllo 19
2.7 Torre anemometrica 20
2.8 Monitoraggio ambientale 21
3 SICUREZZA DELL'IMPIANTO 22
3.1 Protezione da sovracorrenti sul lato CA 22
3.2 Protezione dai contatti accidentali sul lato CA 22
3.3 Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche 22
4 DISPOSITIVI DI PROTEZIONE E MISURA 23
4.1 Dispostivo di interfaccia DDI 23
4.2 Dispositivo Generale DG 23
5 MORFOLOGIA, IDROGRAFIA E RILIEVO TOPOGRAFICO DEL SITO 24
6 CARATTERIZZAZIONE GEOTECNICA 25
9 CALCOLI DI PROGETTO 26
9.1 Calcolo di producibilità 26
9.2 Calcolo di dimensionamento preliminare elettrico 26
9.3 Calcolo distanze di prima aprossimazione 27
9.4 Calcolo probabilità di fulminazione 27
9.5 Calcolo di dimensionamento preliminare delle strutture 28
9.5.1 Dimensionamento preliminare delle platee aereogeneratori 28
10 FASI DI CANTIERE 29

Questo documento è proprietà di Eni S.p.A.
Se ne vieta la diffusione e l'utilizzo per scopi diversi da quelli per i quali è stato inviato.

10.1 Costruzione 29
10.2 Dismissione 29
11 OPERE CIVILI 30
11.1 Strade e piazzole 30
11.2 Scavi e movimenti terra 30
12 GESTIONE DEI RIFIUTI 31
13 COSTI 31
14 PRIME INDICAZIONI SULLA SICUREZZA 32

Questo documento è proprietà di Eni S.p.A.
Se ne vieta la diffusione e l'utilizzo per scopi diversi da quelli per i quali è stato inviato.

1 PREMESSA GENERALE

Il presente documento ha lo scopo di definire e illustrare le caratteristiche dell'impianto eolico di potenza nominale pari a 34 MW che ENI New Energy S.p.A. intende realizzare nelle aree di pertinenza Eni Rewind S.p.A. limitrofe allo Stabilimento di Porto Torres (SS).

La realizzazione della wind farm rientra all'interno del perimetro dell'area industriale di Porto Torres. L'area oggetto di intervento, avente una superficie complessiva di circa 215 ha, è situata all'interno della porzione di aree di stabilimento attualmente destinate a petrolchimica, impianti di bonifica, servizi, verde consortile e nuovi lotti per industria di varia natura. L'area è localizzata in prossimità delle strade provinciali SP57 e SP34 all'interno del Polo industriale di Porto Torres (SS) e ricade in località "Terrabianca".

Qui di seguito si riporta l'inquadramento satellitare dell'area industriale e della superficie da dedicare all'impianto eolico:

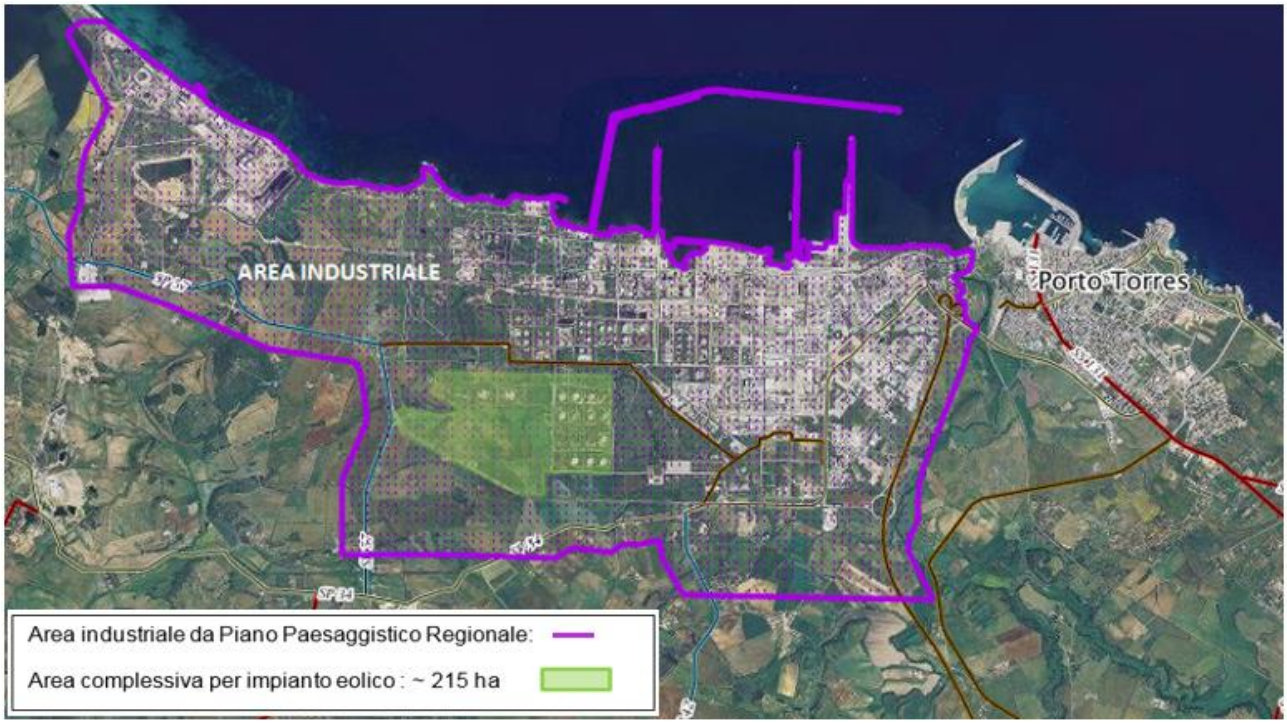

Figura 1 - Inquadramento satellitare dell'area. Fonte: Sardegna Mappe

Gli obiettivi principali del progetto Eolico – Porto Torres sono generare energia elettrica da fonte rinnovabile da fornire allo stabilimento industriale, al fine di ridurre l'impatto ambientale ed i prelievi di energia elettrica dalle reti esterne, e attuare interventi per riqualificare e rivalutare aree industriali di proprietà del gruppo Eni.

Tali obiettivi saranno garantiti dall'installazione di n° 6 aerogeneratori (WTG) di taglia 5,67 MW cadauno posizionati nel territorio seguendo criteri di design ambientali, tecnici e di sicurezza con il fine ultimo di conseguire il miglior risultato possibile in termini di producibilità annua.

Questo documento è proprietà di Eni S.p.A.
Se ne vieta la diffusione e l'utilizzo per scopi diversi da quelli per i quali è stato inviato.

Di seguito si riporta la perimetrazione dell'impianto con la relativa collocazione degli aerogeneratori:

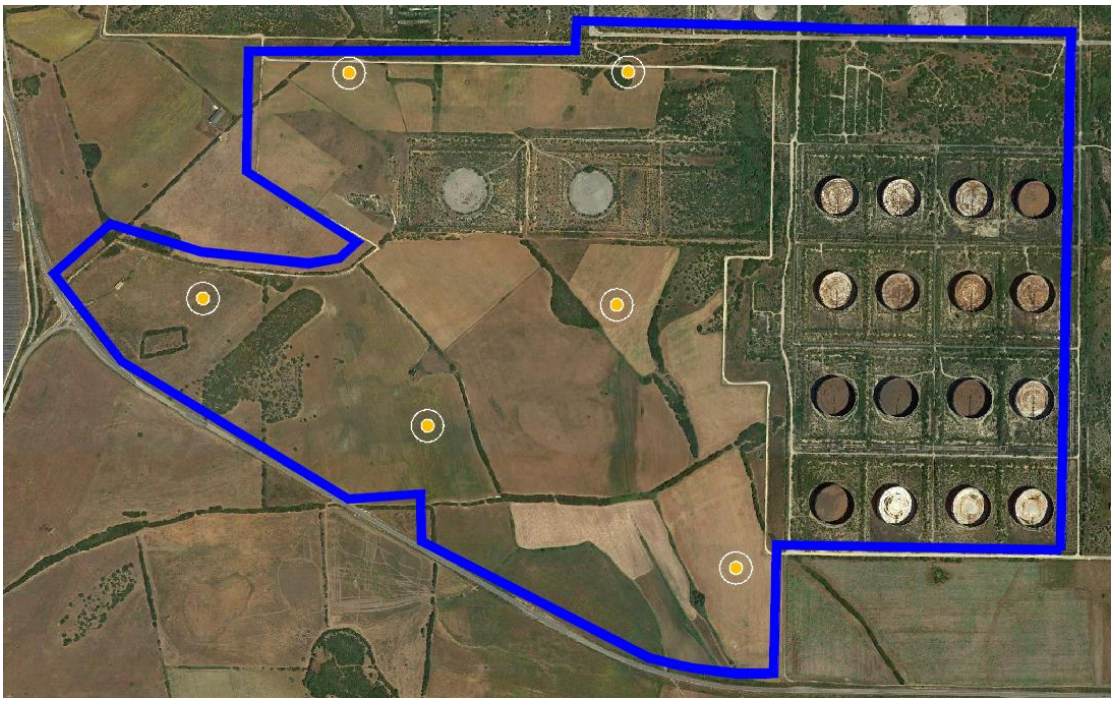

Figura 2 – Perimetrazione e collocazione aerogeneratori

La connessione dell'impianto eolico avverrà mediante la rete di distribuzione dello stabilimento esistente attualmente gestita da Versalis S.p.A. La rete di stabilimento risulta connessa alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) attraverso una sottostazione denominata "316054" a 150 kV, ove è localizzato il POI (Point of Interconnection, ovvero il punto di consegna, in prelievo e/o in immissione) sempre intestato alla Versalis S.p.A.

Si precisa che, all'interno del sito industriale, sono presenti due diverse distribuzioni elettriche a servizio sia delle unità di consumo, che della centrale termoelettrica di produzione e trasformazione (CTE) di Versalis S.p.A. Le reti di distribuzione sono:

- n°1 in AT a 150 kV servita da ulteriori due sottostazioni interne al sito e connesse tra loro in configurazione entra-esci (denominate 316099 e 316010);
- n°2 in MT a 15 kV a servizio delle utenze finali.

Sfruttando la presenza della sottostazione 316010, che serve la centrale CTE, in prossimità delle aree in cui è prevista la realizzazione dell'impianto, il collegamento elettrico dell'impianto eolico alla rete per l'immissione dell'energia prodotta avverrà a livello di Media Tensione 15 kV, su un nuovo quadro MT localizzato all'interno della CTE e direttamente connesso ad un nuovo trasformatore AT/MT TR7 150/15 kV 40 MVA, che il gestore della rete Versalis dedicherà esclusivamente all'impianto eolico.

Questo documento è proprietà di Eni S.p.A.
Se ne vieta la diffusione e l'utilizzo per scopi diversi da quelli per i quali è stato inviato.

2 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO EOLICO

L'impianto eolico in oggetto sarà di tipo on-shore (su terraferma) con una potenza nominale di 34 MW generata da n° 6 torri eoliche con generatori di taglia 5,67 MW ciascuno interconnessi in "entra-esce" a gruppi di tre per un totale di due gruppi. L'interconnessione verrà realizzata tramite n° 2 linee MT in cavo con tensione di esercizio 15 kV, afferenti alla sbarra MT del punto di connessione fisico previsto nella cabina CTE. In particolare, all'interno della cabina elettrica CTE esistente di proprietà Versalis S.p.A., connessa alla sottostazione in alta tensione SSTT 316010 è previsto un nuovo quadro generale di media tensione a 15 kV.
Infine, sono previste tutte le apparecchiature elettriche necessarie alla protezione delle linee interne ed all'immissione dell'energia prodotta nella rete di Stabilimento e verso il sistema RTN e la realizzazione delle opere accessorie atte alla fruizione dell'impianto stesso (recinzione, accessi, viabilità interna, impianti di illuminazione, monitoraggio, antintrusione e TVCC).
L'impianto sarà in grado di alimentare dalla rete tutti i carichi rilevanti (ad es: quadri di alimentazione, illuminazione, UPS). Tutti i principali componenti dell'impianto eolico saranno predisposti per comunicare con un sistema SCADA installato all'interno della cabina CTE insieme ai sistemi RTU e UPDM che nel loro complesso renderanno possibile la eventuale gestione remota dell'impianto eolico da parte del Gestore della Rete Nazionale e/o del gestore locale Versalis, attraverso il controllo dei parametri rilevanti dell'impianto, ovvero: potenza attiva e reattiva, tensione, frequenza e fattore di potenza, performance di produzione e teledistacco. Tutti i parametri rilevanti dell'impianto eolico come ad esempio correnti e tensioni, saranno continuamente monitorati da un sistema dedicato, compatibile con tutte le altre apparecchiature e, in caso di guasto di un componente, la porzione di impianto verrà isolata automaticamente dalle protezioni e sarà segnalato su un sistema HMI sia in remoto che localmente.
Verrà installato anche un ricevitore GSM/GPRS, in ottemperanza ai requisiti dell'allegato M alla norma CEI 0-16, per assicurare la comunicazione da/e per il Gestore ai fini del rispetto delle prescrizioni relative alla partecipazione degli impianti di potenza nominale maggiore o uguale a 100 kW ai piani di difesa della Rete.

2.1 Principali componenti di un parco eolico

2.1.1 Turbina eolica

Una turbina eolica o aerogeneratore trasforma l'energia cinetica posseduta dal vento in energia elettrica senza l'utilizzo di alcun combustibile e passando attraverso lo stadio di conversione in energia meccanica di rotazione effettuato dalle pale. Le turbine possono essere a "portanza" o a "resistenza" in funzione di quale sia la forza generata dal vento e sfruttata come "forza motrice".
Per capire il principio di funzionamento di un aerogeneratore facciamo riferimento alle turbine attualmente più diffuse, ossia quelle a "portanza"; in esse, rispetto a quelle a "resistenza", il vento scorre su entrambe le facce della pala, che presentano profili geometrici differenti, creando così in corrispondenza della superficie superiore una zona di depressione rispetto alla pressione sulla faccia inferiore. Questa differenza di pressione produce sulla superficie della pala eolica una forza chiamata portanza aerodinamica, analogamente a quanto accade per le ali degli aerei. La portanza sulle ali di un aereo è in grado di sollevarlo da terra e di sostenerlo in volo, mentre in un aerogeneratore, poiché le pale sono vincolate a terra, determina la rotazione attorno all'asse mozzo. Contemporaneamente si genera una forza di resistenza che si oppone al moto ed è perpendicolare alla portanza. Nelle turbine correttamente progettate, il rapporto portanza-resistenza è elevato nel campo del normale funzionamento.

Questo documento è proprietà di Eni S.p.A.
Se ne vieta la diffusione e l'utilizzo per scopi diversi da quelli per i quali è stato inviato.

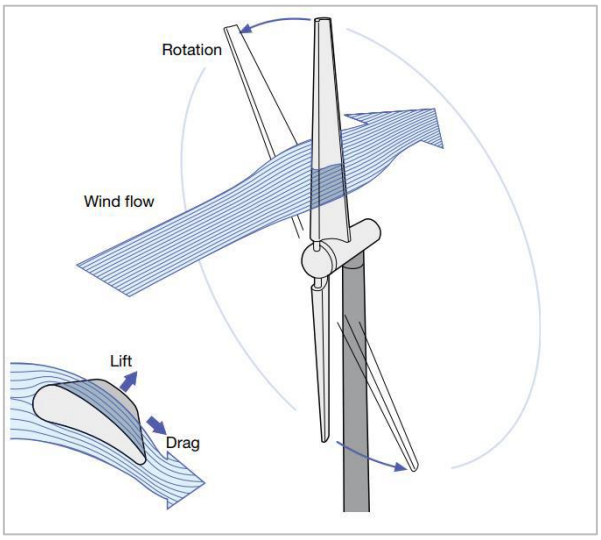

Figura 3 Portanza aerodinamica sulle pale di un aerogeneratore

Un aerogeneratore richiede una velocità minima del vento (cut-in) di 3-5 m/s ed eroga la potenza di progetto ad una velocità del vento di 12-14 m/s. A velocità elevate, generalmente superiori a 25 m/s (cut-off) la turbina viene arrestata dal sistema frenante per ragioni di sicurezza. Il blocco può avvenire con veri e propri freni meccanici che arrestano il rotore o, per le pale ad inclinazionevariabile “nascondendo” le stesse al vento mettendole nella cosiddetta posizione a “bandiera”.

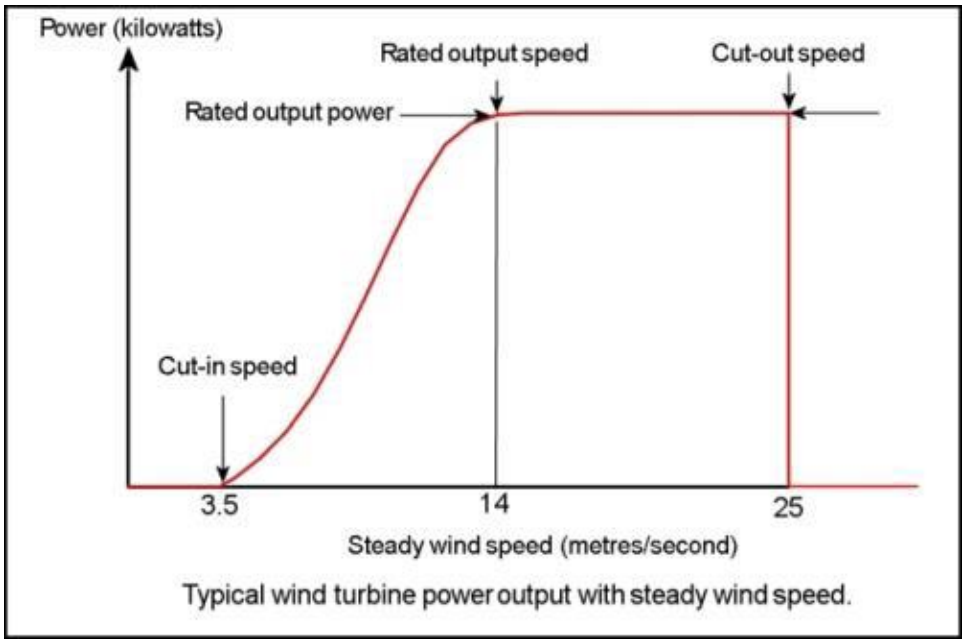

Figura 4 Tipica curva di potenza di una turbina eolica

I principali vantaggi degli impianti eolici possono riassumersi in:

- generazione distribuita,
- conversione efficiente dell’energia eolica in energia elettrica (rendimento teorico 59%);
- assenza di emissione di sostanze inquinanti,
- risparmio di combustibili fossili,

Questo documento è proprietà di Eni S.p.A.
Se ne vieta la diffusione e l'utilizzo per scopi diversi da quelli per i quali è stato inviato.

- ridotti costi di esercizio (non ci sono costi per l'approvvigionamento del combustibile) e di manutenzione,
- facile smantellamento degli aerogeneratori a fine vita (20/25 anni),
- la capacità di produzione dell'aerogeneratore varia da poche centinaia di W ad alcuni MW, venendo incontro alle esigenze sia delle singole abitazioni, sia dell'uso industriale o dell'immissione in rete (tramite centrali eoliche).

Le turbine eoliche possono essere suddivise in base alla tecnologia costruttiva in due macro famiglie:

- turbine ad asse verticale - VAWT (Vertical Axis Wind Turbine),
- turbine ad asse orizzontale – HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine).

Le turbine VAWT costituiscono l'1% delle turbine attualmente in uso, mentre il restante 99% è costituito dalle HAWT. Delle turbine ad asse orizzontale, circa il 99% di quelle installate è a tre pale mentre l'1% a due pale. Le turbine ad asse orizzontale sopravento, così chiamate perché il vento incontra prima il rotore rispetto alla torre, hanno un'efficienza maggiore rispetto a quelle sottovento, poiché non vi sono interferenze aerodinamiche con la torre. Per contro presentano lo svantaggio di non essere autoallineanti rispetto alla direzione del vento e necessitano quindi di una pinna direzionale o di un sistema d'imbardata. Le turbine ad asse orizzontale sottovento risentono degli effetti negativi dell'interazione torre-rotore, ma sono intrinsecamente auto-allineanti ed hanno la possibilità di utilizzare un rotore flessibile per resistere ai venti forti.

Ogni aerogeneratore ha un funzionamento caratterizzato da precisi valori di velocità, riferite a diverse fasi:

- **Velocità di avvio** - il rotore inizia a girare e l'alternatore produce una tensione, che aumenta con l'aumento della velocità del vento,
- **Velocità di cut-in** (2-4 m/s) - quando la tensione è abbastanza elevata da essere utilizzabile nell'applicazione specifica, allora viene davvero prodotta energia e si attiva l'intero circuito, che diventa il carico dell'aerogeneratore,
- **Velocità nominale** (10 - 14 m/s) - è la velocità alla quale viene prodotta la potenza nominale,
- **Velocità di cut-off** (20 – 25 m/s) - è la velocità del vento oltre la quale il rotore deve essere fermato per evitare danni alla macchina; è il sistema di controllo che interviene adeguatamente, con opportuni sistemi attivi o passivi.

Una turbina eolica deve poter sopportare la peggiore tempesta che possa aver luogo nel sito di installazione, durante l'intera vita del progetto. Se la turbina rimane installata per 20 anni, la raffica estrema che si considera è quella che si ripresenta in media ogni 50 anni. La seguente tabella 1 (IEC 61400-1) riproduce le diverse classi di turbine eoliche in funzione della velocità V_{ref}[1] che è la velocità del vento di riferimento media su 10 minuti[2].

La turbina risulta idonea all'installazione in un sito specifico se la sua classe di appartenenza è conforme alla classe del sito stesso.
Per poter individuare la classe di un sito specifico, è necessario condurre una campagna anemometrica per un tempo minimo corrispondente ad un anno. La campagna anemometrica deve essere eseguita in prossimità dell'area selezionata secondo quanto stabilito dallo standard internazionale IEC 61400-12-1.

[1] *Un aerogeneratore progettato per una classe con una velocità del vento di riferimento V_{ref} è dimensionato per resistere a climi per cui il valore estremo della velocità del vento media su 10 min, all'altezza del mozzo dell'aerogeneratore e con un periodo di ricorrenza di 50 anni, è inferiore o uguale a V_{ref}.*

[2] *La norma CEI EN 61400-1 definisce un'ulteriore classe di aerogeneratori, la classe S, da utilizzare quando il progettista e/o il cliente segnalano condizioni del vento o altre condizioni esterne speciali, oppure richiedono una classe di sicurezza speciale.*

Questo documento è proprietà di Eni S.p.A.
Se ne vieta la diffusione e l'utilizzo per scopi diversi da quelli per i quali è stato inviato.

Tabella 1 Parametri della velocità del vento per le classi di turbine eoliche

Classe di aerogeneratori		I	II	III	S
Vref	(m/s)	50	42.5	37.5	Valori specificati dal progettista
A	I_{ref} (-)	0.16			
B	I_{ref} (-)	0.14			
C	I_{ref} (-)	0.16			

Dove:

- **Vref** è la velocità del vento di riferimento media su 10 min,
- **A** indica la categoria con caratteristiche di turbolenza superiori,
- **B** indica la categoria con caratteristiche di turbolenza medie,
- **C** indica la categoria con caratteristiche di turbolenza inferiori,
- **Iref** è il valore atteso dell'intensità della turbolenza a 15 m/s.

Una turbina eolica deve inoltre essere progettata per funzionare con temperature ambiente che variano da -10°C a +40°C in condizioni normali e da -20°C a +50°C in condizioni ambientali estreme (CEI EN 61400-1).

2.1.2 Principali componenti di una turbina eolica

Al fine di sfruttare l'energia cinetica contenuta nel vento, convertendola in energia elettrica disponibile per l'immissione in rete o per l'alimentazione di carichi in parallelo, una turbina eolica utilizza diversi componenti sia meccanici che elettrici. In particolare il rotore (pale e mozzo) estrae l'energia dal vento convertendola in energia meccanica di rotazione e costituisce il "motore primo" dell'aerogeneratore, mentre la conversione dell'energia meccanica in elettrica è effettuata grazie alla presenza di un generatore elettrico.

I principali componenti che costituiscono un aerogeneratore ad asse orizzontale sono indicati nella Figura 5 ed elencati di seguito:

1. pala,
2. supporto della pala,
3. attuatore dell'angolo di Pitch,
4. mozzo,
5. ogiva,
6. supporto principale,
7. albero principale,
8. luci di segnalazione aerea,
9. moltiplicatore di giri,
10. dispositivi idraulici di raffreddamento,
11. freni meccanici,
12. generatore,
13. convertitore di potenza e dispositivi elettrici di controllo, di protezione e sezionamento,
14. trasformatore,
15. anemometri,
16. struttura della navicella,

Questo documento è proprietà di Eni S.p.A.
Se ne vieta la diffusione e l'utilizzo per scopi diversi da quelli per i quali è stato inviato.

17. torre di sostegno,
18. organo di azionamento per l'imbardata.

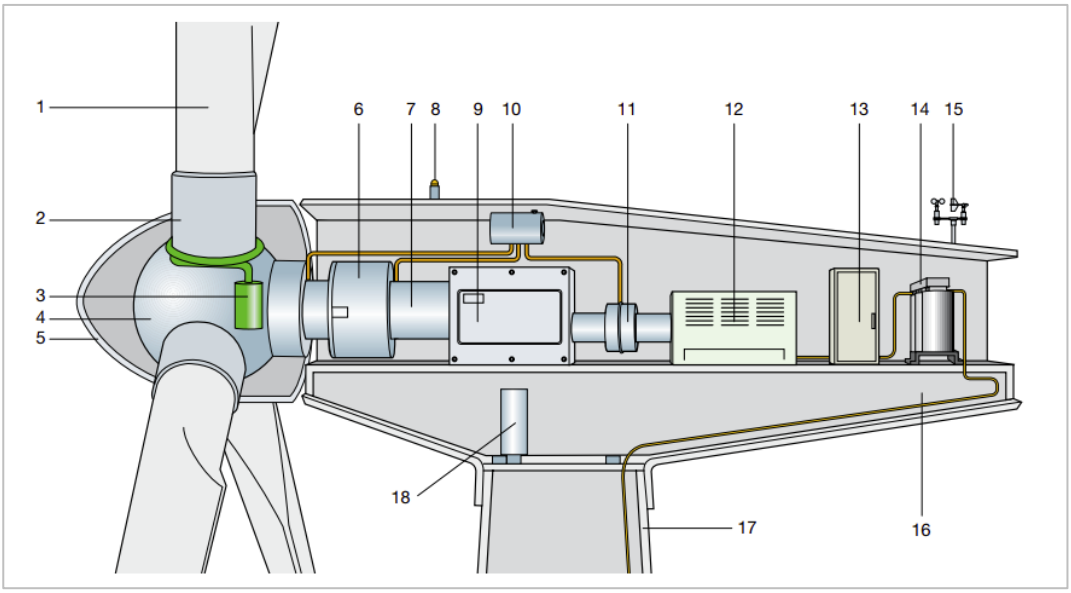

Figura 5 Principali componenti di una turbina eolica

Il convertitore ed il trasformatore possono essere inseriti direttamente nella navicella oppure essere posizionati alla base della torre. L'installazione del trasformatore nella navicella consente un bilanciamento del peso del rotore, mentre il posizionamento alla base permetta di ridurre le dimensioni ed il peso della navicella.

2.1.3 Rotore

PALE

Le pale sono i componenti interagenti con il vento e sono progettate con un profilo tale da massimizzare l'efficienza aerodinamica. La pala si avvolge con un angolo complessivo di circa 25° tra l'inizio e l'estremità. Poiché le forze aerodinamiche variano col quadrato della velocità relativa, crescono rapidamente con la distanza dal mozzo ed è quindi importante progettare la porzione della pala vicino all'estremità al fine di avere una buona portanza ed una bassa resistenza aerodinamica. La sezione della pala è piuttosto elevata per ottenere l'elevata rigidità necessaria per resistere ai carichi meccanici variabili agenti nel normale funzionamento checontribuiscono a determinare l'usura della pala stessa. Il vento infatti esercita una forza non costante, sia per le fluttuazioni dovute alla turbolenza, sia per la maggior velocità in funzione dell'altitudine; inoltre, durante la rotazione, una pala collocata in posizione elevata è sottoposta a un vento più intenso rispetto ad una collocata più in basso, con conseguenti fluttuazioni di carico che si ripetono ad ogni rotazione; infine la forza centrifuga dovuta alla rotazione esercita una trazione sulle diverse sezioni della pala ed il peso della pala stessa crea un momento flettente sulla base in modo alternato ad ogni rotazione.

Questo documento è proprietà di Eni S.p.A.
Se ne vieta la diffusione e l'utilizzo per scopi diversi da quelli per i quali è stato inviato.

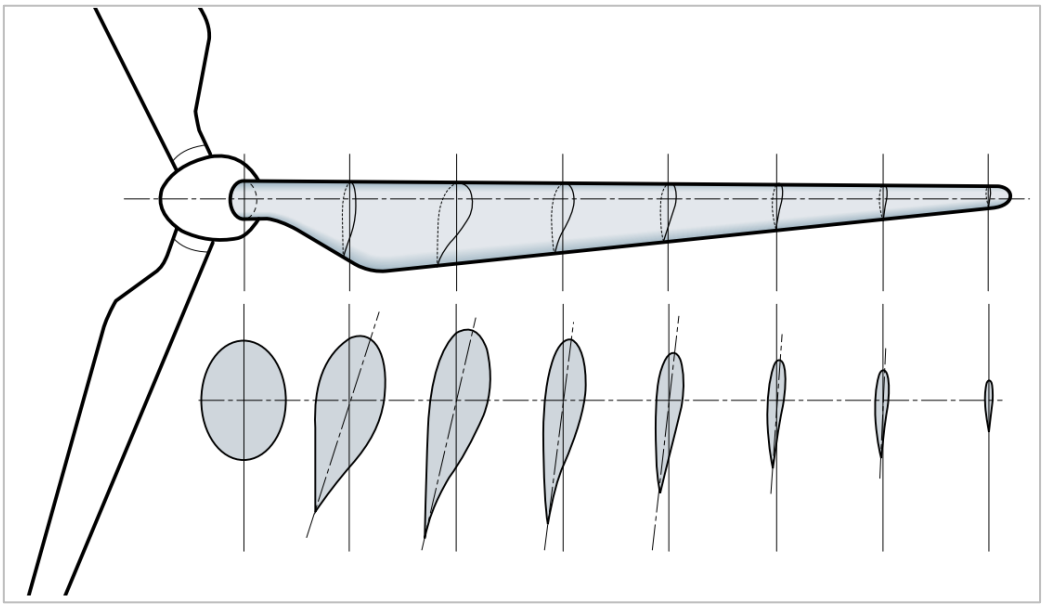

Figura 6 Profilo tipico di una pala e sua relativa sezione trasversale

Le pale sono realizzate con materiali leggeri, quali i materiali plastici rinforzati in fibra, con buone proprietà di resistenza all'usura. Le fibre sono in genere di vetro o alluminio per le pale di aerogeneratori medio-piccoli, mentre per le pale più grandi vengono utilizzate le fibre di carbonio nelle parti in cui si manifestano i carichi più critici.
Le fibre sono inglobate in una matrice di poliestere, resina epossidica o a base di vinilestere costituenti due gusci uniti insieme e rinforzati da una matrice interna. La superficie esterna della pala viene ricoperta con uno strato levigato di gel colorato, al fine di prevenire l'invecchiamento del materiale composito a causa della radiazione ultravioletta.
In funzione della tecnologia impiegata dal costruttore, le pale possono essere dotate di elementi aggiuntivi, quali i regolatori di stallo per stabilizzare il flusso d'aria, i generatori di vortice per aumentare la portanza o alette d'estremità per ridurre la perdita di portanza e il rumore.
Poiché la principale causa di avaria è rappresentata dai fulmini, viene adottata una protezione attraverso l'installazione di conduttori, sia sulla superficie che all'interno della pala.
Le pale e il mozzo centrale (che insieme costituiscono il rotore) sono montati sulla navicella tramite un'apposita flangia di cuscinetti.

MOZZO

Il mozzo in una turbina eolica è il componente che connette le pale all'albero principale trasmettendo ad esso la potenza estratta dal vento ed ingloba i meccanismi di regolazione dell'angolo di Pitch. Il mozzo è solitamente di acciaio o di ferro a grafite sferoidale ed è protetto esternamente da un involucro di forma ovale chiamato ogiva.
Ci sono tre tipi principali di mozzo:

- Rigido,
- Oscillante (teetering),
- Per pale incernierate.

Questo documento è proprietà di Eni S.p.A.
Se ne vieta la diffusione e l'utilizzo per scopi diversi da quelli per i quali è stato inviato.

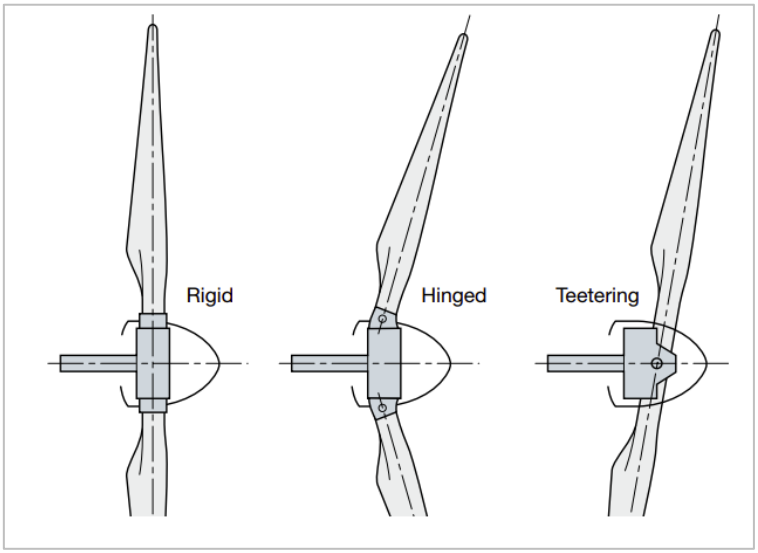

Figura 7 Differenti tipologie di mozzo

Il mozzo rigido è progettato per mantenere le principali parti che lo costituiscono in posizione fissa rispetto all'albero principale. L'angolo di Pitch delle pale può comunque essere variato, ma non è consentito alcun altro movimento. È di fatto il tipo più utilizzato nei rotori a tre o più pale. Il mozzo rigido deve possedere una robustezza tale da sopportare i carichi dinamici trasmessi dalle pale e dovuti alle operazioni d'imbardata.
Il mozzo oscillante è utilizzato in quasi tutte le turbine a due pale ed è invece progettato per ridurre i carichi aerodinamici sbilanciati trasmessi all'albero tipici dei rotori bipala, consentendo al rotore di oscillare di alcuni gradi rispetto alla direzione perpendicolare all'asse di rotazione dell'albero principale. Il mozzo oscillante è stato principalmente abbinato a turbine con angolo di Pitch fisso (per la definizione di angolo di Pitch di una pala eolica si rimanda alle successive sezioni), ma può anche essere utilizzato su turbine ad angolo variabile. Anche la progettazione del sistema di regolazione di Pitch è più complessa poiché i relativi meccanismi e quadri elettrici di manovra/protezione si trovano sulla parte mobile rispetto all'albero principale.
Infine il mozzo per pale incernierate è, per certi versi, una via di mezzo tra i primi due modelli ed è di fatto un mozzo rigido con vincoli a cerniera per le pale ed utilizzato dalle turbine sottovento per ridurre i carichi eccessivi durante i forti venti.

MOLTIPLICATORE DI GIRI

Spesso viene posto sull'albero di trasmissione un moltiplicatore di giri ad uno o più stadi tra il rotore che estrae energia cinetica dal vento e la converte in energia meccanica di rotazione ed il generatore elettrico che converte l'energia meccanica disponibile in energia elettrica.
Il moltiplicatore di giri ha lo scopo di incrementare la velocità di rotazione del rotore per adattarla ai valori richiesti dai generatori convenzionali (in alcune turbine il rapporto del moltiplicatore può superare 1:100). Il moltiplicatore di giri è formato da una o più coppie di ingranaggi di tipo epicicloidale o ad assi paralleli ad uno o più stadi.
In alcuni casi include i cuscinetti meccanici dell'albero di trasmissione, soprattutto in turbine con un albero di trasmissione limitato.

Questo documento è proprietà di Eni S.p.A.
Se ne vieta la diffusione e l'utilizzo per scopi diversi da quelli per i quali è stato inviato.

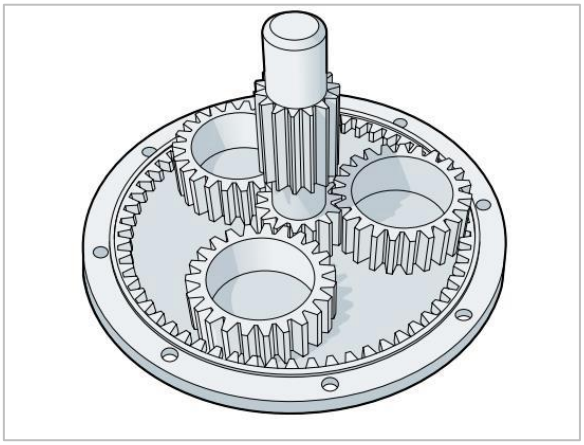

Figura 8 Moltiplicatore di giri

Lo sviluppo negli ultimi anni di alternatori con interposto un convertitore ha reso possibile la costruzione di alcuni modelli di aerogeneratori privi di moltiplicatore.
Difatti quest'ultimo è una sorgente di rumore ed uno degli elementi che richiede maggior manutenzione e che può causare perdite di efficienza dell'aerogeneratore.
Pertanto l'assenza del moltiplicatore comporta una semplificazione rilevante della parte meccanica e consente una riduzione della dimensione e della massa della navicella.

FRENI
Quasi tutte le turbine montano dei freni meccanici lungo l'albero di trasmissione, in aggiunta al freno aerodinamico. In molti casi i freni meccanici sono in grado di arrestare il rotore in condizioni meteorologiche avverse, oltre che svolgere la funzione di "freni di stazionamento" per impedire che il rotore si ponga in rotazione quando la turbina non è in servizio.
Comunemente sono due i tipi di freni meccanici utilizzati:

- Freni a disco,
- Freni a frizione.

I freni a disco funzionano in modo simile a quelli delle automobili: un disco metallico è fissato all'albero che deve essere frenato. Durante la fase di frenamento delle pinze ad azionamento idraulico premono delle pastiglie contro il disco, creando una coppia frenante opposta a quella motrice.

Questo documento è proprietà di Eni S.p.A.
Se ne vieta la diffusione e l'utilizzo per scopi diversi da quelli per i quali è stato inviato.

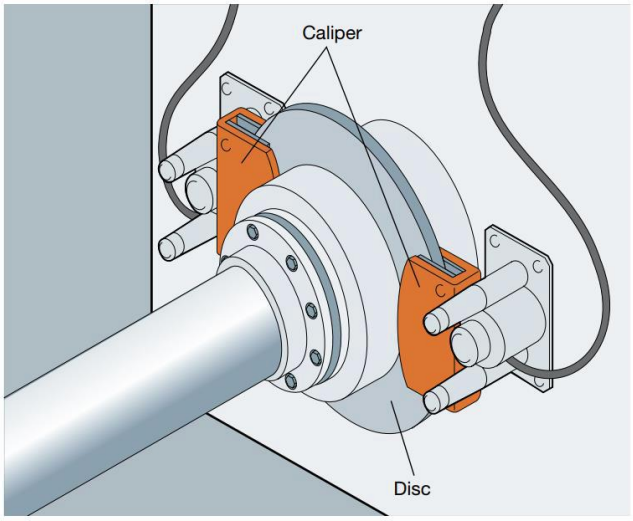

Figura 9 Freni

I freni a frizione consistono in almeno un piatto di pressione ed un piatto di frizione.
L'azionamento di questo tipo di freni è normalmente attuato attraverso delle molle che esercitano un'opportuna pressione, mentre vengono rilasciati mediante aria compressa o un fluido idraulico.
I freni meccanici possono essere posizionati sia sul lato a bassa velocità, sia su quello ad alta velocità del moltiplicatore di giri. Tuttavia occorre tener presente che se installati sul lato a bassa velocità devono essere in grado di esercitare una coppia frenante maggiore, mentre se installati sul lato ad alta velocità agiscono necessariamente attraverso il moltiplicatore di giri velocizzando potenzialmente il suo invecchiamento ed inoltre, nel caso in cui il moltiplicatore sia guasto i freni sul lato alta velocità potrebbero essere esclusi e non in grado di frenare il rotore. Inoltre la qualità del materiale dei dischi del freno montati sull'albero ad alta velocità è più critica per l'intensità delle forze centrifughe che si sviluppano. I freni progettati per arrestare il rotore devono essere in grado di esercitare una coppia frenante maggiore di quella massima che ci si aspetta sia originata dal rotore, con tempi di arresto solitamente inferiori a 5s ed in grado di funzionare anche in caso di guasto alla loro alimentazione di energia esterna.
Devono inoltre essere in grado di mantenere il rotore nella posizione di arresto completo per le condizioni di vento definite per almeno 1 ora dalla loro attivazione (IEC 61400-1).

2.1.4 Generatore elettrico

GENERATORE ASINCRONO

È essenzialmente un motore trifase ad induzione caratterizzato da una velocità di sincronismo che dipende dal numero di poli e dalla frequenza di rete. Se la coppia meccanica agente sull'albero rotore è motrice anziché resistente e fa aumentare la velocità di rotazione fino a superare la velocità di sincronismo, la macchina elettrica asincrona passa dal funzionamento come motore a quello come generatore immettendo energia elettrica in rete. La differenza relativa tra la velocità di sincronismo e la velocità effettiva di rotazione è chiamata scorrimento (s) che nel funzionamento da generatore diventa quindi negativo. Nei generatori asincroni usuali con rotore a gabbia di scoiattolo (rotore in cortocircuito), lo scorrimento è di circa l'1% cosicché tali dispositivi sono di fatto considerati a velocità di rotazione costante. La corrente di magnetizzazione dello statore, la quale crea il campo magnetico rotante al traferro, è fornita dalla rete stessa. Inoltre tale generatore consuma una certa quantità di potenza reattiva, la quale deve essere fornita da sistemi compensatori quali i condensatori. Quando una raffica di vento colpisce una turbina eolica dotata di un generatore asincrono a rotore in cortocircuito, poiché la velocità di rotazione è costante, si ha una repentina variazione della coppia e la

Questo documento è proprietà di Eni S.p.A.
Se ne vieta la diffusione e l'utilizzo per scopi diversi da quelli per i quali è stato inviato.

conseguente rapida variazione della potenza erogata; se la potenza di cortocircuito della rete a cui l'aerogeneratore è connesso è bassa, possono pertanto verificarsi delle fluttuazioni di tensione sui dispositivi elettrici collegati in prossimità, fluttuazioni che possono creare malfunzionamenti dei dispositivi stessi. Inoltre si può assistere alla variazione rapida del flusso luminoso emesso dalle lampade elettriche, che genera quel fastidioso "sfarfallio" noto come flicker. Anche per tale motivo la ricerca si è spinta verso la realizzazione di sistemi a velocità variabile che consentono inoltre di ridurre gli "strappi di coppia" sul rotore e di far funzionare lo stesso nel punto di massima efficienza aerodinamica su un ampio range di velocità del vento3.
Soluzioni a velocità variabile realizzate con generatori ad induzione si realizzano interponendo tra lo statore del generatore con rotore gabbia di scoiattolo e la rete un convertitore di frequenza o utilizzando un generatore asincrono a rotore avvolto ad anelli il cui rotore è alimentato da una corrente alternata indipendente, fornita da un convertitore di frequenza: in tal modo la velocità di sincronismo è funzione della differenza tra la frequenza di rete e la frequenza della corrente rotorica. Si può raggiungere così una variazione di velocità del 30%.

GENERATORE SINCRONO

In questo tipo di generatore, chiamato anche alternatore, il rotore è costituito da un elettromagnete a corrente continua o da magneti permanenti. La frequenza della tensione indotta sullo statore (e quindi della corrente prodotta) è direttamente proporzionale alla velocità di rotazione del rotore. Per consentire un funzionamento a velocità variabile, si interpone tra alternatore e rete un convertitore di frequenza che trasforma dapprima la corrente a frequenza variabile (in funzione della velocità del rotore e quindi del vento) in uscita dal generatore in corrente continua mediante un raddrizzatore elettronico e successivamente riconverte la corrente continua in corrente alternata a frequenza di rete tramite un inverter. Così facendo si svincola la frequenza della corrente generata dalla frequenza di rete, il che può portare anche all'abolizione del moltiplicatore di giri. Grazie al motore sincrono ed al convertitore di frequenza, quando la forza del vento aumenta improvvisamente, il rotore è lasciato libero di accelerare per alcuni secondi: l'incremento di velocità di rotazione accumula energia cinetica nel rotore stesso e consente un'erogazione costante di potenza. Viceversa quando il vento cala, l'energia immagazzinata nel rotore viene rilasciata nel rallentamento del rotore stesso.

2.1.5 Trasformatore

La potenza elettrica in uscita dal generatore è generalmente in bassa tensione e deve essere convertita in media tensione attraverso un trasformatore per ridurre le perdite di trasmissione mediante l'allacciamento alla rete di distribuzione in media tensione. Il trasformatore è installato nella navicella o alla base della torre. I cavi elettrici di collegamento tra la navicella e la base della torre formano un anello al di sotto della navicella stessa al fine di consentire i movimenti d'imbardata. Tali movimenti vengono monitorati e, se la rotazione è eccessiva, la gondola viene imbardata in senso opposto per evitare l'aggrovigliamento dei cavi. Tali cavi devono avere una lunghezza maggiorata tale da consentire all'aerogeneratore di effettuare fino a tre giri completi per l'allineamento.

2.1.6 Sistema d'imbardata

La navicella viene fatta ruotare sulla sommità della torre da un sistema di controllo d'imbardata e di movimentazione attivo costituito da attuatori elettrici e relativi riduttori, per far sì che il rotore sia sempre trasversale al vento. La direzione e velocità del vento vengono monitorati continuativamente da sensori collegati sul tetto della navicella. In genere il rotore viene posizionato secondo la direzione media del vento, calcolati sui 10min dal sistema di controllo della turbina.

[3] *Per una data velocità del vento si può variare la velocità di rotazione al fine di massimizzare l'efficienza aerodinamica delle pale*

Questo documento è proprietà di Eni S.p.A.
Se ne vieta la diffusione e l'utilizzo per scopi diversi da quelli per i quali è stato inviato.

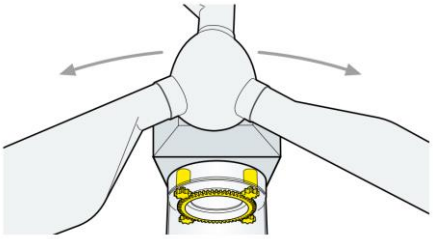

Figura 10 Sistema di imbardata

Per le turbine ad asse orizzontale con rotore sottovento non sono necessari sistemi d'imbardata, poiché la turbina si auto orienta intrinsecamente seguendo la direzione del vento come una banderuola. Le turbine sopravento hanno invece o una pinna posteriore d'orientamento (turbine medio-piccole) o un controllo attivo d'imbardata, pertanto la torre di sostegno deve essere adeguatamente dimensionata anche per resistere ai carichi torsionali risultanti dall'uso di sistemi d'imbardata.

2.1.7 Torre

Sono due i principali tipi di torri utilizzate per le turbine ad asse orizzontale:

- A traliccio,
- Tubolari.

Le prime turbine eoliche erano installate su torri a traliccio ed erano usualmente utilizzate fino alla metà degli anni '80. Le turbine odierne sono per la maggior parte di tipo tubolare perché presentano diversi vantaggi rispetto a quelle a traliccio: in particolare le torri tubolari non necessitano di numerose connessioni tramite bulloni che devono poi essere controllate periodicamente; forniscono un'area protetta per l'accesso alla turbina e la salita sulla navicella più sicura ed agevole tramite scala interna o ascensore nelle turbine più grandi; inoltre sono esteticamente più piacevoli rispetto ai tralicci. Esiste un terzo tipo di torre, la torre a tiranti ma è poco utilizzata per gli impianti in media-grossa potenza. L'altezza della torre dipende dal regime di vento del sito d'installazione. Negli impianti on-shore la navicella è collocata generalmente ad un'altezza pari a 1 o 1,2 volte il diametro del rotore, mentre negli impianti off-shore ad un'altezza pari a 0,8 volte il diametro del rotore. Le torri tubolari sono usualmente costruite in acciaio laminato, anche se alcune sono in cemento; hanno forma conica, con il diametro alla base maggiore di quello alla sommità in cui è posta la navicella. Le diverse sezioni sono collegate e vincolate tra loro da flange imbullonate. Tali tipi di torri creano una notevole scia sottovento ed è per questo che nella maggior parte delle turbine il rotore è posto sopravento. Inoltre sono strutture molto visibili e pertanto non devono mostrare segni di corrosione per diversi anni: a tal fine deve essere scelto un rivestimento adeguato. Le torri sono infisse nel terreno mediante fondazioni costituite in genere da plinti di cemento armato collocati ad una certa profondità.

2.1.8 Sistema di controllo e protezione/sezionamento

Tali sistemi costituiscono il "cervello" della turbina eolica e forniscono la logica di controllo, per comandare le procedure di avviamento ed arresto della turbina stessa e per assicurare che la turbina operi entro determinati parametri di funzionamento prestabiliti, proteggendo in particolare il rotore dalle sovra- velocità e le diverse parti del circuito elettrico dalle sovracorrenti e dalle sovratensioni. La logica di controllo è usualmente programmata in un PLC. In particolare i sistemi di protezione/sezionamento disconnettono la turbina dalla rete in caso di malfunzionamento e consentono quindi il corretto funzionamento delle altre turbine eoliche in una centrale eolica.

Questo documento è proprietà di Eni S.p.A.
Se ne vieta la diffusione e l'utilizzo per scopi diversi da quelli per i quali è stato inviato.

2.1.9 Dispositivi ausiliari

I principali dispositivi ausiliari montati all'interno della navicella comprendono un dispositivo idraulico per lubrificare il moltiplicatore di giri o le altre parti meccaniche e scambiatori di calore per il raffreddamento dell'olio e del generatore, ivi compresi pompe e ventilatori. Sulla sommità della navicella sono installati anemometri e banderuole per il controllo della turbina, luci di segnalazione per gli aerei ed un'eventuale piattaforma di supporto per la discesa da elicottero (per l'accesso alle turbine off-shore). Per migliorare l'affidabilità dell'aerogeneratore vengono impiegati diversi sensori che monitorano lo stato dei vari componenti e segnalano eventuali malfunzionamenti che necessitano di operazioni di manutenzione. Ciò è particolarmente critico per gli impianti eolici in mare, ai quali non è facile accedere.

2.1.10 Balance of plant

Normalmente si considera Balance of plant (BOP) l'insieme di opere civili ed elettriche interne al parco eolico.

- **BOP opere civili:** Include la preparazione delle strade, drenaggi del terreno, piazzole per macchinari da costruzione, fondazioni per gli aerogeneratori e per le torri anemometriche, percorso cavi, fabbricati per quadri elettrici e sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), magazzino per componenti di ricambio.

- **BOP opere elettriche**: Include cavi elettrici interrati (cavi in media tensione, cavi in rame e in fibra ottica), interruttori elettrici di protezione, sistema di messa a terra e connessione alla control room del parco, equipment per la connessione del parco alla rete elettrica. Trasformatori e interruttori delle singole turbine eoliche sono generalmente compresi nella struttura della turbina stessa e sono quindi procurati dai fornitori delle turbine.

2.2 Aerogeneratori

Sulla base dei dati del vento, rilevati da studi anemologici, si è scelto di installare n° 6 aerogeneratori da 5,67 MW di potenza.

Le turbine eoliche presentano un profilo snello e pale pre-piegate, ottimizzate in termini di peso e carichi strutturali mediante la pultrusione di carbonio. Il profilo alare delle pale, inoltre, è definito in maniera tale da ottimizzare la produzione di energia in funzione della velocità variabile del vento e garantendo elevate prestazioni aerodinamiche con livelli di potenza sonora standard (104 dB).

Il rotore presenta un diametro di 165 m, collegato meccanicamente al mozzo posto all'altezza di 119 m. Le velocità del vento di riferimento per il rotore sono la velocità di taglio inferiore (cut-in) pari a 3 m/s e la velocità di taglio superiore (cut-out) pari a 25 m/s.

La conversione da energia eolica a energia elettrica è affidata ad un convertitore "full-scale" abbinato ad un generatore a magneti permanenti, per la massima efficienza garantita, e bilanciato da un sistema di trasmissione a media velocità. Successivamente, l'energia generata, prima di essere immessa nell'elettrodotto in MT, viene innalzata al livello di tensione di esercizio 15 kV mediante un trasformatore di macchina con le seguenti caratteristiche: 7000 kVA 0,720 kV / 15 kV. Il trasformatore è posto in un vano separato e chiuso all'interno della navicella.

Il tutto è afferente ad un quadro di torre, che oltre a collegare il generatore relativo alla torre dove è ubicato, ha la funzione di "entra-esce" all'interno del sottogruppo di aerogeneratori di cui fa parte. Inoltre, per ogni turbina eolica si prevede un trasformatore per i servizi ausiliari BT/BT 50 kVA 0,72kV/0,4kV, derivato dal primario del trasformatore elevatore.

Questo documento è proprietà di Eni S.p.A.
Se ne vieta la diffusione e l'utilizzo per scopi diversi da quelli per i quali è stato inviato.

2.3 Linee MT

L' interconnessione tra le torri eoliche e tra queste e il nuovo quadro, predisposto nella cabina CTE esistente, sarà effettuata mediante due cavidotti distinti in media tensione eserciti a 15 kV. Si considera un cavo con un conduttore per fase, in maniera tale da realizzare una terna trifase di conduttori, posati in piano all'interno di tubi protettivi e totalmente interrati. Ogni singolo cavo è caratterizzato da un'anima in rame con isolante in gomma, sotto guaina di PVC. Nello specifico, per l'interconnessione tra gli aerogeneratori saranno impiegati cavi tripolari con armatura in acciaio, mentre per il tratto di connessione finale alla cabina CTE saranno impiegati cavi unipolari non armati. I cavidotti saranno interrati lungo tutto il tracciato di connessione, a meno di una parte di collegamento alla CTE che si svilupperà fuori terra all'interno di un cavedio in cemento riempito con sabbia.
In base al sistema di interconnessione entra-esce tra gli aerogeneratori, è possibile individuare i seguenti rami di connessione:

- Ramo 1: WTG 01 – WTG 02 – WTG 06 – CTE
- Ramo 2: WTG 03 – WTG 04 – WTG 05 – CTE

Ciascun ramo collega gli aereogeneratori che ne fanno parte e, in uscita dall'ultima torre, il medesimo cavidotto si sviluppa verso la sottostazione. Nel tracciato di ogni singolo ramo si avranno tratti con sezioni diverse, di seguito riportate:

- Tratto WTG 01 – WTG 02: 8,7/15 kV Cu 3x120 mm²
- Tratto WTG 02 – WTG 06: 8,7/15 kV Cu 3x300 mm²
- Tratto WTG 06 – CTE: 8,7/15 kV Cu 3x(1x500) mm²
- Tratto WTG 03 – WTG 04: 8,7/15 kV Cu 3x120 mm²
- Tratto WTG 04 – WTG 05: 8,7/15 kV Cu 3x300 mm²
- Tratto WTG 05 – CTE: 8,7/15 kV Cu 3x(1x500) mm²

I cavi avranno, inoltre, le seguenti caratteristiche particolari:

- Non propagazione della fiamma (conformi agli standard IEC 60332-1 e IEC 60332-3);
- Ritardanti la fiamma (secondo IEC 60332);
- Bassa emissione di gas tossici e di gas corrosivi (secondo IEC 60754);
- Bassa emissione di fumi opachi (secondo IEC 61034);
- Resistenza speciale a stress ambientali (secondo eventuali richieste particolari indicati nelle specifiche progettuali).

2.4 Quadro MT

All'interno della cabina esistente afferente alla centrale termoelettrica di produzione e trasformazione (CTE) verrà collocato un nuovo quadro MT direttamente connesso al trasformatore AT/MT TR7 150/15 kV con potenza nominale 40 MVA, in conformità con le specifiche del codice di rete di Terna, che il gestore della rete Versalis S.p.A. dedicherà esclusivamente all'impianto eolico.

Questo documento è proprietà di Eni S.p.A.
Se ne vieta la diffusione e l'utilizzo per scopi diversi da quelli per i quali è stato inviato.

Il quadro MT includerà il trasformatore MT/BT per l'alimentazione dei servizi ausiliari di cabina e n°6 scomparti così organizzati: n°2 scomparti dedicati all'arrivo delle due linee in cavo MT 15 kV, n°1 scomparto dedicato all'alimentazione del trasformatore MT/BT per servizi ausiliari, n°1 scomparto Misure e n°1 scomparto dedicato al Dispositivo Generale (DG) avente la funzione di apparecchiatura di manovra e protezione la cui apertura determina la separazione del generatore dalla rete e n°1 scomparto per trasformatore zig-zag di messa a terra. I due scomparti dedicati all'arrivo delle linee MT saranno dotati di Dispositivo di Interfaccia (DDI) in conformità alla norma CEI 0-16 in modo da consentire la disconnessione dei generatori dalla rete in caso di condizioni anomale di funzionamento della stessa. Inoltre, in un apposito locale dedicato, verranno installati i contatori di misura.

2.5 Rete di terra

Gli impianti di terra saranno progettati tenendo in considerazione i seguenti criteri:

- Avere sufficiente resitenza meccanica e resistenza alla corrosione;
- Essere in grado di sopportare, da un punto di vista termico, le più elevate correnti di guasto prevedibili;
- Evitare danni a componenti elettrici e beni;
- Garantire la sicurezza delle persone contro le tensioni che si manifestano sugli impianti di terra per effetto delle correnti di guasto a terra.

Il trasformatore elevatore di tensione avrà l'avvolgimento primario lato bassa collegato a stella, con il centro stella posto a terra e collegato con lo stesso impianto di messa a terra della turbina eolica, mentre il secondario lato media sarà con avvolgimento a triangolo. Si precisa che il lato bassa tensione della turbina sarà gestito come TN-S, invece, dato che la connessione lato rete avverrà in media tensione la messa a terra sarà in accordo con quella dell'impianto. In particolare la messa a terra sul lato MT viene garantita attraverso l'impiego di un trasformatore di messa a terra con avvolgimenti a zig-zag.
Una parte fondamentale del sistema di messa a terra della singola turbina eolica è la barra principale di messa a terra, posta all'interno dell'aerogeneratore in prossimità dell'ingresso cavi. Tutti i dispersori di terra faranno capo a questa barra principale garantendo collegamenti equipotenziali.
L'impianto di messa a terra dovrà essere predisposto già in sede di realizzazione delle fondazioni degli aerogeneratori e con collegamento ai ferri d'armatura. Esso sarà costituito da un conduttore di rame nudo di sezione pari a 95 mm^2 posto orizzontalmente ad un metro di distanza dalla fondazione della torre e ad 1 m di profondità, che segue il perimetro della struttura fino a richiudersi su se stesso. Inoltre, la rete di terra per il singolo aerogeneratore sarà integrata con due dispersori verticali in acciaio ramato della lunghezza di 6 m ciascuno e del diametro di almeno 14 mm, piantati verticalmente in posizioni diametralmente opposte rispetto alla torre. La disposizione dell'impianto di messa a terra ad anello chiuso attorno alla struttura limiterà la tensione di passo e contatto per le persone eventualmente presenti alla base della torre in caso di fulminazione diretta della struttura stessa ed, allo stesso tempo, i picchetti verticali accoppiati al medesimo impianto contribuiranno a diminuire il valore della resistenza complessiva di terra.
Le reti di terra di ogni aerogeneratore verranno, poi, interconnesse tra loro mediante un conduttore di rame nudo. In particolare, all'interno della canalizzazione per la posa dei cavi di media tensione, interrata per il collegamento "entra – esce" fra gli aerogeneratori, verrà posato un ulteriore cavo di rame nudo di sezione non inferiore a 95 mm^2 per la connessione delle reti di terra.
L'impianto di terra così definito, e riportato nell'elaborato grafico **SY2400FEDP00169 – Rete di terra**, fa capo al nodo equipotenziale della rete di terra della cabina di consegna già esistente, rappresentata dalla cabina CTE. Inoltre, ai fini di garantire una buona equipotenzialità la rete di terra verrà allacciata anche in più punti con le reti di terra adiacenti l'impianto.

2.6 Sistema di controllo

L'impianto sarà in grado di alimentare dalla rete tutti i carichi rilevanti (ad es: quadri di alimentazione, illuminazione, UPS). Tutti i principali componenti dell'impianto eolico saranno predisposti per comunicare con

Questo documento è proprietà di Eni S.p.A.
Se ne vieta la diffusione e l'utilizzo per scopi diversi da quelli per i quali è stato inviato.

un sistema SCADA installato all'interno della cabina CTE insieme ai sistemi RTU e UPDM che nel loro complesso renderanno possibile la eventuale gestione remota dell'impianto eolico da parte del Gestore della Rete Nazionale e/o del gestore locale dell'impianto, attraverso il controllo dei parametri rilevanti dell'impianto, ovvero: potenza attiva e reattiva, tensione, frequenza e fattore di potenza, performance di produzione e teledistacco. Tutti i parametri rilevanti dell'impianto eolico come ad esempio correnti e tensioni, saranno continuamente monitorati da un sistema dedicato, compatibile con tutte le altre apparecchiature e, in caso di guasto di un componente, la porzione di impianto verrà isolata automaticamente dalle protezioni e sarà segnalato su un sistema HMI, sia localmente che in remoto.
Ogni funzione dell'aerogeneratore verrà monitorata e controllata in tempo reale attraverso un sistema di controllo dedicato, basato su architettura SCADA-RTU in conformità alle specifiche della piramide CIM, che si estende sull'intero parco eolico. A bordo di ogni torre eolica, ai fini del controllo continuo, si installeranno le Remote Terminal Unit (RTU) costituite da tre apparati distinti: un PLC per il monitoraggio real-time, uno per il telecontrollo ed uno per lo storico dati. Con questa architettura si potrà supervisionare, anche a distanza, ogni componente di interesse dell'impianto eolico, nonché ottenere la supervisione istantanea dei parametri elettrici elementari, corrente e tensione e degli allarmi generati dalla rilevazione degli stati degli interruttori. Mentre, con l'ausilio dello SCADA sarà possibile vedere i valori primitivi rilevati e visualizzabili dai singoli RTU, oltre ai dati aggregati frutto di elaborazione dei dati primitivi, come ad esempio valutazione delle performance, produzioni in diversi intervalli temporali, etc. Inoltre, l'impianto sarà caratterizzato da un Power Plant Controller tramite cui avverrà la comunicazione con il gestore della rete.
Oltre a queste funzioni base lo SCADA si occuperà della gestione degli allarmi e valutazione della non perfetta funzionalità dell'impianto in base agli scostamenti rilevati tra producibilità teorica e producibilità effettiva.
I dati raccolti dagli aerogeneratori saranno trasmessi, mediante un sistema di connessione realizzato con cavi in fibra ottica, ad un Firewall di Impianto e per mezzo di quest'ultimo avverrà l'interfacciamento con l'Eni – Green Data Center. La fibra verrà utilizzata per superare il limite fisico della distanza di trasmissione dei cavi in rame, quindi comunicazione su grandi distanze, e nel caso in cui sia necessaria una elevata banda passante come nel caso dell'invio di dati. I dati rilevati verranno salvati in appositi database, e sarà possibile la visualizzazione da remoto mediante interfaccia web.
Tutti i cavi saranno a norma CEI 20-13, CEI 20-37-1, del tipo non propaganti l'incendio (CEI 20-22) e avranno portata adeguata all'uso cui sono destinati. Inoltre saranno rispondenti alle Norme costruttive stabilite dalla UNEL.

2.7 Torre anemometrica

L'impianto in oggetto sarà dotato di una stazione anemometrica di tipo autoportante. Tale stazione è generalmente costituita da una torre tralicciata priva di stralli, sostenuta da una fondazione interrata. Le apparecchiature di misura saranno installate su appositi bracci posti ad almeno 2 altezze differenti e monitoreranno i seguenti parametri ambientali:

- Velocità del vento
- Direzione del vento
- Temperatura ambientale
- Pressione atmosferica
- Umidità relativa

La torre, sarà munita di una centralina (data-logger), che permetterà la registrazione dei dati provenienti dai sensori, consentirà l'archiviazione di dati per lunghi periodi, permettendo uno studio accurato delle principali caratteristiche del vento a lungo termine, e la trasmissione degli stessi. Il data-logger è impostato con una frequenza di acquisizione dati ogni 10 minuti, standard internazionale utilizzato per l'analisi anemologica ai fini della valutazione del potenziale eolico di un progetto. Gli apparati di misura Le caratteristiche dimensionali del tubo e dei bracci di sostegno dei sensori, nonché di tutta la componentistica ancillare (cavi, parafulmine, ecc.), rispetteranno le prescrizioni imposte dallo standard internazionale IEC61400.
La posizione della torre è indicata nelle planimetrie di inquadramento, in particolare nell' **Inquadramento impianto eolico su ortofoto – SY2400FGDG00140.**

Questo documento è proprietà di Eni S.p.A.
Se ne vieta la diffusione e l'utilizzo per scopi diversi da quelli per i quali è stato inviato.

2.8 Monitoraggio ambientale

Il sistema di monitoraggio ambientale avrà il compito di misurare i dati climatici e i dati di ventosità sull'impianto eolico, quest'ultima parametro fondamentale per la quantizzazione dell'energia eolica.
I parametri rilevati puntualmente dalla stazione di monitoraggio ambientale di campo saranno inviati al sistema di controllo e, abbinati alle specifiche tecniche degli aerogeneratori, contribuiranno alla valutazione della producibilità teorica, paramento determinante per il calcolo delle performance dell'impianto eolico. Infine, tutti i dati monitorati saranno gestiti e archiviati da un sistema SCADA.

I dati climatici da rilevare principalmente sono:

- Dati ambientali
- Velocità del vento
- Direzione del vento

Le misure attinenti al vento sono effettuate mediante l'utilizzo di anemometri.

Questo documento è proprietà di Eni S.p.A.
Se ne vieta la diffusione e l'utilizzo per scopi diversi da quelli per i quali è stato inviato.

3 SICUREZZA DELL'IMPIANTO

Fra gli obiettivi imprenscindibili del presente progetto rientra quello di garantire un adeguato livello di sicurezza, in particolare nei confronti del rischio derivante dagli effetti della corrente elettrica sul corpo umano e da quelli che potrebbero derivare da guasti o malfunzionamenti delle apparecchiature elettriche. Deve, pertanto, essere garantita la protezione dei circuiti contro i sovraccarichi e i cortocircuiti e delle persone contro i contatti diretti e indiretti o da tensioni di passo e di contatto pericolose per la vita umana.

3.1 Protezione da sovracorrenti sul lato CA

È opportuno prevedere protezioni contro le sovracorrenti che possono scaturire sia in condizioni di circuito sano che in condizioni di circuito guasto. In merito all'impianto eolico, gli interruttori sul lato MT saranno equipaggiati con protezioni generali di massima corrente e contro i guasti a terra opportunamente dimensionati e tarati per garantire un buon livello di selettevità al corto circuito.

3.2 Protezione dai contatti accidentali sul lato CA

La protezione dai contatti diretti e indiretti o comunque da tensioni di passo e di contatto avviene in accordo alla normativa vigente e in modo dedicato al sistema elettrico interessato. I sistemi ausiliari di ogni aerogeneratore saranno alimentati da un trasformatore separato BT/BT 720V/400V la cui alimentazione al primario è fornita direttamente dal convertitore. I carichi ausiliari sono tipicamente rappresentati dal sistema di illuminazione, dal sistema di ventilazione, da motori e pompe. In questo caso il sistema di distribuzione, di tipo TN-S, garantirà forniture ai carichi ausiliari con livelli di tensione pari a 400V e 230V. Si precisa che gli ausiliari della torre eolica sono alimentati con un trasformatore BT/BT perché si ha a disposizione già un livello in bassa tensione, in uscita dal convertitore, a differenza dei servizi ausiliari di cabina CTE che sono alimentati da un trasformatore MT/BT dato che il livello di tensione disponibile è in media.
La protezione dai contatti indiretti sarà assicurata dall'installazione degli interruttori differenziali, mentre la protezione da sovracorrenti verrà garantita da interruttori magnetotermici. Il tutto è coadiuvato dalla realizzazione di una rete di terra primaria, estesa su tutti gli aerogeneratori, in grado di equipotenzializzare il terreno e ridurre la tensione totale di terra e dall'utilizzazione di relè di protezione attivi che garantiscono tempi di intervento accettabili.

3.3 Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche

Gli aerogeneratori, grazie alla loro altezza ed essendo spesso la struttura più alta del territorio circostante, rappresentano un "bersaglio ideale" per le fulminazioni, quindi possono essere esposti a sovratensioni di origine atmosferica dirette ed indirette, oltre che essere soggetti a sovratensioni di manovra. La protezione dalle fulminazioni consentirà una riduzione dei rischi per le persone (principalmente personale addetto), della manutenzione per danneggiamento della struttura e dei componenti interni ed una precauzione contro le perdite economiche per mancata produzione energetica dovuta ad avaria dell'impianto.
Un sistema di protezione dai fulmini per le turbine eoliche è costituito da un cavo conduttore metallico, che ha il compito di condurre la corrente dall'apice delle pale fino a terra, nelle fondamenta utilizzando i ferri del plinto come dispersore di fatto. I punti più alti di un aerogeneratore sono le punte delle pale, le quali sono maggiormente a rischio di essere colpite dai fulmini durante i temporali. Nonostante nel corso dell'evoluzione tecnologica si sia passati da pale in materiali conduttori a pale in materiali non conduttori, sono ancora possibili danneggiamenti,anche molto pesanti, come l'esplosione di una pala a causa del riscaldamento dell'aria in essa contenuta. Nelle pale dei n° 6 aerogeneratori il sistema di protezione sarà composto da un sistema captatore di alluminio, da una linea di drenaggio e dalla rete a terra disposta attorno alla torre. Il passaggio della corrente dalla parte rotante alla navicella avviene mediante opportuni conduttori. Per quanto riguarda la fulminazione indiretta, le scariche atmosferiche possono provocare sovratensioni in grado di mettre fuori uso i componenti. Pertanto all'interno dei quadri saranno previsti idonei scaricatori di sovratensione posti a protezione delle apparecchiature.

Questo documento è proprietà di Eni S.p.A.
Se ne vieta la diffusione e l'utilizzo per scopi diversi da quelli per i quali è stato inviato.

4 DISPOSITIVI DI PROTEZIONE E MISURA

La protezione del sistema di generazione eolico nei confronti sia della rete interna che della rete di distribuzione è realizzata in conformità alla norma CEI 11-20, con riferimento a quanto contenuto nella norma CEI 0-16 e dal codice di rete del gestore locale.

L'impianto sarà equipaggiato con un sistema di protezione che si articola sui seguenti livelli:

- Dispositivi dei generatori
- Dispositivi di interfaccia
- Dispositivo di rincalzo
- Dispositivo generale

Accanto a questi dispositivi, saranno previsti tutti i sistemi di protezione necessari a salvaguardare i circuiti dai sovraccarichi e dai cortocircuiti e a preservare la sicurezza delle persone contro i contatti diretti e indiretti o da tensioni di passo e di contatto pericolose per la vita umana.

4.1 Dispostivo di interfaccia DDI

Il dispositivo di interfaccia (DDI) determina la disconesssione dell'impianto in caso di anomalie (variazioni di frequenza e tensione oltre i parametri di qualità) rilevate nella rete di connessione, derivanti da guasti provenienti dalla rete di distribuzione stessa o dall'impianto di produzione. Tale dispositivo ha anche la funzione di impedire il funzionamento in isola dell'impianto eolico. Il DDI sarà costituito da un interruttore in MT le cui caratteristiche sono illustrate nello schema unifilare.
Le protezioni di interfaccia (che comandano il dispositivo di interfaccia) sono costituite da relè di massima e minima frequenza, relè di massima e minima tensione omopolare conformi alle norme specifiche di settore.

4.2 Dispositivo Generale DG

Il dispositivo generale (DG) ha la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti dei guasti nel sistema di generazione elettrica; Il DG dovrà assicurare le funzioni di sezionamento, comando e interruzione. Inoltre, esso è dotato di sganciatore di apertura e sezionatore equipaggiato con protezione generale di massima corrente e una protezione contro i guasti a terra.
La soluzione ottimale per la protezione del collegamento verrà comunque concordata con il gestore di rete in riferimento alle caratteristiche della RTN cui l'impianto è collegato. Il dispositivo generale potrà eventualmente fungere da dispositivo di rincalzo, nel caso in cui il DDI non intervenga.

Questo documento è proprietà di Eni S.p.A.
Se ne vieta la diffusione e l'utilizzo per scopi diversi da quelli per i quali è stato inviato.

5 MORFOLOGIA, IDROGRAFIA E RILIEVO TOPOGRAFICO DEL SITO

Il sito in oggetto ricade in corrispondenza di un'area sub pianeggiante e si trova ad una quota compresa circa fra i 19 m e i 38 m s.l.m., con una pendenza degradante in direzione nord, verso la linea di costa con una pendenza di circa 8°,entro i limiti amministrativi del comune di PortoTorres (Provincia di Sassari) ed esattamente entro lo stabilimento Eni Rewind.

Le litologie più rappresentate sono i calcari organogeni e le calcareniti che affiorano nel settore centrale dell'area indagata, e la sequenza di siltiti e marne che emerge sia a ridosso della zona industriale che nel settore orientale, lungo il tratto costiero.

Dalla ricostruzione stratigrafica, il sedime in corrispondenza delle verticali indagate e costituito da un alternanza di limi sabbiosi argillosi, sabbie limo argillose e argille con limi sabbiose.

Le loro caratteristiche tessiturali e la pezzatura perlopiù medio-fine, conferiscono a questi terreni una scarsissima o nulla permeabilità.

Fino alle profondità indagate, non e stata riscontrata la presenza di alcuna falda idrica sotterranea.

Non sono state evidenziate condizioni di instabilita morfologica né segnalati fattori potenzialmente predisponenti all'instaurarsi di fenomeni franosi.

In considerazione della topografia delle aree di impianto e del fatto che le fondazioni in progetto non comportano alterazioni sostanziali al deflusso naturale delle acque meteoriche, si ritiene che non sia necessario prevedere opere specifiche di regimazione delle acque meteoriche, inoltre non si prevede di realizzare delle nuove superfici impermeabili.

L'apporto meteorico sulle superfici delle piazzole verrà smaltito per infiltrazione superficiale data l'alta permeabilità della finitura superficiale. Sebbene quindi non sia necessario dare una pendenza alla finitura delle piazzole (pendenza massima tollerata inferiore all'1%) nell'area di pavimentazione in corrispondenza della fondazione dell'aerogeneratore si prevede comunque una pendenza pari all'1% per agevolare la corrivazione superficiale e diminuire l'infiltrazione.

Per le strade si prevede una superficie inclinata trasversalmente con pendenza pari al 2%. Per i tratti in rettilineo la configurazione sarà tipicamente "a schiena d'asino" con una doppia pendenza laterale, mentre per i tratti in curva tutta la carreggiata avrà un'unica pendenza discendente verso il margine interno.

Per proteggere le superfici al piede di trincee si prevede la realizzazione di un fosso di guardia che convogli l'acqua in aree limitrofe ed interne all'impianto, favorendo l'infiltrazione.

Questo documento è proprietà di Eni S.p.A.
Se ne vieta la diffusione e l'utilizzo per scopi diversi da quelli per i quali è stato inviato.

6 CARATTERIZZAZIONE GEOTECNICA

La configurazione stratigrafica emersa durante la campagna di indagine, ha messo in evidenza la presenza di un alternanza di depositi terrigeni da moderatamente addensati ad addensati. Sono costituiti perlopiù da sabbie da fini a grosse limose- argillose, ghiaie limo sabbiose con frammenti litici eterometrici e poligenici. Talvolta questi depositi terrigeni sono preceduti da limi con argilla e sabbia e argille limo-sabbiose (WTG06 – WTG03) con spessori anche decametrici.
Per maggiori informazioni e dettagli si rimanda l documento SY2400FARU00163 “Relazione geologica-geotecnica-sismica”

7 CARATTERIZZAZIONE SISMICA

Il territorio di Porto Torres ricade in Zona sismica 4 (zona con pericolosità sismica molto bassa. E' la zona meno pericolosa dove le possibilità di danni sismici sono basse) , cosi come indicata nell'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274/2003, aggiornata con la Delibera della Giunta Regionale della Sardegna n. 15/31 del 30.03.2004.
Mediante le risultanze scaturite dalle prospezioni MASW eseguite, l’elaborazione dei dati ha permesso di calcolare un valore della velocita equivalente di propagazione delle onde di taglio, VS,30, a partire dal piano di campagna, avente i seguenti valori: MASW WTG03 pari 561 m/s, MASW WTG06 pari 627 m/s, MASW WTG07 pari 422 m/s.
Il suolo di fondazione può essere attribuito, per i 3 siti, alla Categoria di tipo "B".

8 INDIVIDUAZIONE DELLE INTERFERENZE

Le fonti di interferenze riscontrate nella realizzazione dell’impianto sono generate dal passaggio dei cavi negli attraversamenti stradali esistenti.
Gli attraversamenti stradali avverranno in cavo interrato. Per la posa del cavo verrà prevista la demolizione del manto stradale e la realizzazione della trincea. Successivamente la pavimentazione verrà ripristinata.
Per ulteriori dettagli si rimanda al documento **SY2400FADG00157 “Censimento e risoluzione interferenze cavidotti”**.

Questo documento è proprietà di Eni S.p.A.
Se ne vieta la diffusione e l'utilizzo per scopi diversi da quelli per i quali è stato inviato.

9 CALCOLI DI PROGETTO

9.1 Calcolo di producibilità

Per il calcolo della producibilità si rimanda la doc. **SY200FGCZ00138-"Analisi di producibilità dell' impianto"**

9.2 Calcolo di dimensionamento preliminare elettrico

Il criterio adottato per il dimensionamento dei cavi è tale da poter garantire la protezione dei conduttori dalle correnti di sovraccarico.
In base alla norma CEI 64-8/4 par. 433.2, infatti, il dispositivo di protezione deve essere coordinato con la conduttura in modo da verificare le condizioni:

a) $I_b \leq I_n \leq I_z$
b) $I_f \leq 1{,}45\ I_z$

Per la condizione *a)* è necessario dimensionare il cavo in base alla corrente nominale della protezione a monte. Dalla corrente I_b, pertanto, viene determinata la corrente nominale della protezione (seguendo i valori normalizzati) e con questa si procede alla determinazione della sezione.

Il dimensionamento dei cavi rispetta anche i seguenti casi:

- Condutture senza protezione derivate da una conduttura principale protetta contro i sovraccarichi con dispositivo idoneo ed in grado di garantire le protezioni anche delle condutture derivate;
- Conduttura che alimenta diverse derivazioni singolarmente protette contro i sovraccarichi, quando la somma delle correnti nominali dei dispositivi di protezione delle derivazioni non supera la portata I_z della conduttura principale.

L'individuazione della sezione si effettua utilizzando le tabelle di posa assegnate ai cavi. Elenchiamo alcune tabelle, indicate per il mercato italiano:

- IEC 60364-5-52 (PVC/EPR)
- IEC 60364-5-52 (Mineral)
- CEI-UNEL 35024/1
- CEI-UNEL 35024/2
- CEI-UNEL 35026
- CEI 20-91 (HEPR)

In media tensione, la gestione del calcolo si divide a seconda delle tabelle scelte:

- CEI 11-17
- CEI UNEL 35027 (1-30 kV)
- EC 60502-2 (6-30 kV)
- IEC 61892-4 off-shore (fino a 30 kV)

La sezione viene scelta in modo che la sua portata sia superiore alla $I_{z\,min}$. Gli eventuali paralleli vengono calcolati nell'ipotesi che abbiano tutti la stessa sezione, lunghezza e tipo di posa (si veda la norma 64.8 par. 433.3), considerando la portata minima come risultante della somma delle singole portate (declassate per il numero di paralleli dal coefficiente di declassamento per prossimità).

La condizione *b)* non necessita di verifica in quanto gli interruttori che rispondono alla norma CEI 23.3 hanno un rapporto tra corrente convenzionale di funzionamento *If* e corrente nominale *In* minore di 1.45 ed è costante per tutte le tarature inferiori a 125 A. Per le apparecchiature industriali, invece, le norme CEI 17.5 e IEC 947 stabiliscono che tale rapporto può variare in base alla corrente nominale, ma deve comunque rimanere minore o uguale a 1.45.

Questo documento è proprietà di Eni S.p.A.
Se ne vieta la diffusione e l'utilizzo per scopi diversi da quelli per i quali è stato inviato.

Risulta pertanto che, in base a tali normative, la condizione *b)* sarà sempre verificata.
Le condutture dimensionate con questo criterio sono, pertanto, protette contro le sovracorrenti.

Per ulteriori dettagli si rimanda al doc. **SY2400FERU00173-" relazione di calcolo rpeliminare impianti elettrici"**

9.3 Calcolo distanze di prima aprossimazione

L'impianto eolico in oggetto non produce effetti negativi da campi elettrici e magnetici sulla popolazione esterna (così come definita in premessa) per quanto riguarda la frequenza di rete (50 Hz) in conformità alla normativa vigente. Inoltre, dall'analisi effettuate si può desumere che tutte le DPA calcolate e l'intero impianto eolico sono circoscritte all'interno dell'area dello stabilimento industriale di Porto Torres, di proprietà di società del gruppo ENI S.p.A. Si evidenzia che all'interno delle DPA, definite per il cavidotto in Media Tensione e per la cabina di torre, non si rilevano recettori sensibili ovvero aree di gioco per l'infanzia, ambienti abitativi, ambienti scolastici, luoghi adibiti a permanenza di persone per più di quattro ore giornaliere. Si può quindi affermare che a seguito della realizzazione delle opere elettriche, l'impianto eolico analizzato non produce effetti negativi da campi elettrici e magnetici sulla popolazione esterna per quanto riguarda la frequenza di rete (50 Hz) in conformità alla normativa vigente. Per quanto riguarda i lavoratori che si troveranno ad operare all'interno dell'impianto saranno implementate tutte le necessarie misure di prevenzione e protezione in ottemperanza al D.Lgs. 81/08. Si precisa inoltre, che in fase di progetto esecutivo si potrebbe optare per l'utilizzo di cavi cordati ad elica: in tal caso sarebbe applicabile il Decreto 29 maggio 2008 che, al pragrafo 3.2, esclude il calcolo della dpa sui cavi così installati.Infine, le previsioni della presente relazione andranno verificate attraverso opportune misure effettuate ai sensi delle vigenti disposizioni di Legge e della Norma CEI 211-6 del gennaio 2001 "Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana".

9.4 Calcolo probabilità di fulminazione

Con riferimento alla fulminazione diretta della struttura, assunta interamente metallica, e considerato:

- che la struttura metallica in questione non contiene materiali combustibili, né infiammabili e quindi la componente di rischio relativa ad incendi ed esplosioni è nulla (RB = 0);
- che si assume un valore medio del danno per tensioni di contatto e di passo Lt pari a 0,01.

Si attesta che la suddetta struttura metallica presenta un rischio relativo al fulmine, valutato ai sensi del DLgs 9/4/08 n. 81, art. 29, in conformità con la norma CEI EN 62305-2, accettabile in seguito alle misure di protezione adottate. Conseguentemente, ricorre l'obbligo di denuncia all'Asl/Arpa e all'Inail dei dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche (messa a terra) di cui al DPR 22/10/01 n. 462, art. 2. Infine, sussiste l'obbligo per il datore di lavoro di far sottoporre a verifica periodica i dispositivi in questione da parte dell'Asl/Arpa o di un organismo abilitato, secondo le modalità e frequenza di cui all'art. 4 dello stesso decreto.

Ad ogni modo, per ogni aerogeneratore è previsto un sistema di protezione contro i fulmini (LPS – Lightning Protection System) che protegge la turbina dai principali danni fisici che possono causare le fulminazioni.
Il sistema di protezione LPS, di livello I, è composto da cinque parti principali:

- Sistema di terminazione dell'aria, ad es. captatore di fulmini. Tutte le superfici dei recettori di fulmini sulle lame non sono verniciate, esclusi i puntali in metallo solido (SMT).
- Sistema di conduzione verso il basso (un sistema per ridurre la corrente di fulmine attraverso la turbina eolica per evitare o minimizzare i danni all'LPS stesso o altre parti della turbina eolica).
- Protezione da sovratensione e sovracorrente.
- Schermatura contro campi magnetici ed elettrici.
- Sistema di messa a terra

I principali parametri del LPS livello I sono i seguenti:

Questo documento è proprietà di Eni S.p.A.
Se ne vieta la diffusione e l'utilizzo per scopi diversi da quelli per i quali è stato inviato.

Corrente di picco	I_{max} = 200 kA
Impulso di carica	$Q_{impulso}$ = 100 C
Carica totale	Q_{totale} = 300 C
Energia specifica	W/R = 10 MJ/Ω
di/dt	di/dt = 200 kA/µs

Tabella 2: Parametri LPS

Il sistema di protezione, così definito, consentirà di avere protezione da fulmini per le pale, la navicella, il mozzo e la torre.

9.5 Calcolo di dimensionamento preliminare delle strutture

Le opere strutturali previste dal progetto sono relative a:

- Fondazioni aereogeneratori.

Ai fini del calcolo strutturale, effettuato ai sensi della normativa vigente, si è tenuto conto dei parametri geotecnici del sito, delle azioni di carico agenti sulle strutture in funzione dell'inquadramento territoriale e delle caratteristiche stesse delle opere da realizzare.
Il dimensionamento strutturale è stato effettuato considerando l'utilizzo dei seguenti materiali:

- Calcestruzzo:
  - Classe di resistenza C32/40,
  - Classe di resistenza C12/15 (per il solo magrone),
  - Classe di esposizione ambientale XS1,
  - Classe strutturale S4
  - Copriferro (platee):
    - Calcestruzzo a contatto con il terreno e con acqua: 50 mm

- Acciaio da armatura: barre ad aderenza migliorata tipo B450C.

Si precisa che il dimensionamento strutturale verrà finalizzato in fase esecutiva di progetto

9.5.1 Dimensionamento preliminare delle platee aereogeneratori

Gli aerogeneratori verranno ancorati mediante un anello di ancoraggio provvisto di un adeguato numero di tirafondi ad una platea di fondazione di tipo circolare in calcestruzzo armato gettato in opera. Detta platea avrà piano di posa non inferiore a 3.30 m di profondità da piano campagna e diametro pari a 23 m. Lo spessore della platea sarà rastremato verso le zone perimetrali garantendo però uno spessore minimo pari a 1 m. Al centro della platea verrà realizzato un piedistallo di dimensioni sufficienti per ospitare l'anello di ancoraggio alla base della torre.

A causa della natura del sottosuolo, si prevede anche la possibilità di realizzare una fondazione profonda costituita da n.18 pali in calcestruzzo armato gettato in opera di diametro pari a 100 cm, trivellati fino alla profondità di 23.30 m da p.c.. In testa saranno collegati da una platea similare a quella descritta in precedenza.

Per i particolari costruttivi si rimanda alla:

SY2400FARU00165 -"**Relazione di Calcolo preliminare strutture"**

e agli elaborati grafici:

SY2400FADG00158 "Particolare plinto di fondazione WTG"

SY2400FADG00159 "Particolare plinto di fondazione con pali".

Questo documento è proprietà di Eni S.p.A.
Se ne vieta la diffusione e l'utilizzo per scopi diversi da quelli per i quali è stato inviato.

10 FASI DI CANTIERE

10.1 Costruzione

La costruzione dell'Impianto eolico verrà avviata a valle del rilascio dell'Autorizzazione Unica e una volta ultimata la progettazione esecutiva di dettaglio dell'intero progetto (che comprenderà il dimensionamento di tutti i sottosistemi previsti, nonché le modalità operative e le attività/lavorazioni adottate).
In base al cronoprogramma preliminare elaborato, si stima una durata complessiva di installazione di entrambi gli impianti pari a circa **15 mesi**.
Per i dettagli si rimanda al documento:

- **SY2400FJRG00180-"Cronoprogramma lavori di costruzione".**

10.2 Dismissione

Per l' impianto eolico in oggetto è stata considerata una durata produttiva pari a 25 anni dall'entrata in esercizio, sarà interamente smantellato e le aree verranno restituite all'uso industriale attualmente previsto.
E' stata stimata una durata complessiva delle operazioni di smantellamento pari a circa **20 settimane**.
Per i dettagli ed una trattazione più ampia degli argomenti si rimanda ai documenti:

- **SY2400FJRG00179-"Cronoprogramma lavori di dismissione"**;
- **SY2400FJRG00178-"Stima dei costi di dismissione e ripristino"**.

Questo documento è proprietà di Eni S.p.A.
Se ne vieta la diffusione e l'utilizzo per scopi diversi da quelli per i quali è stato inviato.

11 OPERE CIVILI

11.1 Strade e piazzole

Ogni piazzola si svilupperà su una superficie complessiva di circa 7600 m^2, considerando anche le aree a verde intermedie e la strada. Nelle zone di passaggio e movimentazione (5800 m^2 circa), la finitura prevista è in misto granulare stabilizzato, con pacchetti di spessore e granulometria diverso a seconda della capacità portante prevista per ogni area.

In particolare, nell'area adibita al posizionamento della gru principale si prevede una capacità portante non minore di 4 kg/cm^2 a cui si aggiunge come fattore di sicurezza 1 kg/cm^2, per raggiungere una capacità portante totale richiesta pari a 5 kg/cm^2. Nelle aree in cui verranno posizionate le parti della navicella, le sezioni della torre, le gru secondarie e gli appoggi delle selle delle pale la capacità portante richiesta è pari a 2 kg/cm^2.

All'interno del progetto si distinguono 3 tipi di strade:

1. strade esistenti;
2. strade di servizio e manutenzione:
3. strade di cantiere.

Le strade esistenti interne all'impianto sono generalmente in conglomerato bituminoso oppure bianche. Dato lo stato di fatto non si prevedono interventi di sistemazione nei tratti in rettilineo, ma si prevedono allargamenti in corrispondenza delle curve per poter garantire il passaggio dei trasporti delle pale. Le strade di servizio e di cantiere fungono da collegamento tra le piazzole e la viabilità esistente, sia interna che esterna all'impianto, e saranno realizzate con un pacchetto di fondazione in misto granulare stabilizzato di spessore pari a 50 cm e uno strato di finitura in ghiaietto di spessore pari a 20 cm, in grado di garantire una portanza pari a 2 kg/cm^2.

Nelle strade di cantiere, data la necessità di garantire il passaggio dei mezzi di trasporto delle pale degli aereogeneratori si prevedono specifiche prescrizioni.

Per i dettagli si rimanda ai documenti:
Per ulteriori dettagli si rimanda:

- **SY2400FGDG00139-"Planimetria generale di impianto"**;
- **SY2400FADG00161-"Viabilità generale (interna ed esterna) + Particolare strade"**;
- **SY2400FARU00166-"Relazione specialistica Opere Civili"**.
- **SY2400FADG00153 "Piazzola montaggio aerogeneratori"**
- **SY2400FADG00154 "Piazzola montaggio con posizione componenti e gru"**
- **SY2400FADG00160 "Interventi di adeguamento viabilità esistente"**.

11.2 Scavi e movimenti terra

Per la costruzione dell' Impianto si stimano scavi e movimentazione terra limitatamente alle seguenti attività:

- Scavi a sezione obbligata per il percorso cavi interrati.
- Fondazioni aereogeneratori
- Scavi di sbancamento per la realizzazione delle piazzole e delle trincee stradali.
- Realizzazione fosso di guardia per convogliare l'acqua verso aree non interessate dal progetto.

Il terreno movimentato per gli scavi e non utilizzato per il regolarizzazione e/o rinterri, verrà, ove possibile, riutilizzato in sito per il livellamento e la regolarizzazione delle superfici. Si precisa che la quota parte di materiale non riutilizzato in sito verrà gestito in accordo alla normativa vigente (D.P.R. 120/17 e D.Lgs. 152/06).

Questo documento è proprietà di Eni S.p.A.
Se ne vieta la diffusione e l'utilizzo per scopi diversi da quelli per i quali è stato inviato.

12 GESTIONE DEI RIFIUTI

La gestione dei rifiuti avverrà con le seguenti modalità:

- I rifiuti di cantiere (imballaggi quali carta e cartone, plastica, legno e materiali misti) saranno provvisoriamente stoccati in appositi cassoni metallici appoggiati a terra, nelle aree individuate ed appositamente predisposte come da normativa vigente, e opportunamente coperti con teli impermeabili. I rifiuti saranno poi conferiti ad uno smaltitore autorizzato che li gestirà secondo la normativa vigente.
- L'eventuale materiale vegetale proveniente da decespugliamento e disboscamento, saranno stoccati in apposita area e gestiti come da normativa vigente

Non si prevede una produzione di rifiuti significativa durante la fase di esercizio dell' Impianto, essendo la stessa limitata alle attività di manutenzione dello stesso.

Durante la fase di dismissione, le operazioni di rimozione e demolizione delle strutture, nonché il recupero e smaltimento dei materiali di risulta, verranno eseguite in osservanza delle norme vigenti in materia di smaltimento rifiuti. Gli apparati elettronici saranno opportunamente disinstallati e avviati a smaltimento come rifiuti elettrici ('RAEE').

I principali rifiuti prodotti, con i relativi codici CER, sono i seguenti:

- 20 01 36 - Apparecchiature elettriche ed elettroniche fuori uso;
- 17 01 01 – Cemento;
- 17 02 03 - Plastica ;
- 17 04 05 - Ferro, Acciaio (derivante dalla demolizione delle strutture fotovoltaici);
- 17 04 11 - Cavi;
- 17 05 08 – Pietrisco;

13 COSTI

La stima dell'incidenza dei costi di costruzione è di **34.469.900€,** quindi pari a circa **1.014.000 €/kW**. Si precisa che tale stima è stata effettuata con un approccio teso a minimizzare i costi di fornitura e di realizzazione, in conformità con gli attuali standard di mercato del settore.

La valutazione previsionale dei costi di realizzazione degli Impianti è riportata in dettaglio nell'elaborato **SY2400FGRB00143 – "Computo metrico estimativo"**.

Gli oneri per la sicurezza sono stati stimati in **142.000 €**.

Altri costi di progetto (costi di sviluppo, progettazione autorizzativa, direzione lavori, collaudi, consulenze, etc.) sono stimati per un importo totale di **1.557.000 €.**

Complessivamente il totale dei costi di progetto è di **36.169.400€**, pari a circa **1.064.000€/kW**.
Si rimanda al documento **SY2400FGRG00145 - "Quadro economico"** per un esploso delle voci di costo.

Per i costi di dismissione, invece, si stima un importo complessivo di **677.375€** (equivalenti a circa **20.000 €/MW**). Si rimanda al documento **SY2400FJRG00178 - "Stima dei costi di dismissione e ripristino"** per un esploso delle voci di costo.

Questo documento è proprietà di Eni S.p.A.
Se ne vieta la diffusione e l'utilizzo per scopi diversi da quelli per i quali è stato inviato.

14 PRIME INDICAZIONI SULLA SICUREZZA

Per la costruzione dell' Impianto è previsto l'allestimento di un'area di cantiere costituita da:

1. area destinata ai baraccamenti, presso la quale verranno installati diversi moduli prefabbricati ad uso esclusivo degli operatori coinvolti nel cantiere (e.g. uffici Committente/Direzione Lavori, spogliatoi, refettorio e locale ricovero, servizi igienico assistenziali);
2. area di deposito/stoccaggio dei materiali (la quantità del materiale di cantiere che verrà stoccata sarà strettamente necessaria alle lavorazioni giornaliere previste) e deposito temporaneo dei rifiuti.

Le aree sopracitate (i.e. area baraccamenti, quella di deposito materiale e quella per il deposito temporaneo dei rifiuti) saranno opportunamente recintate.
Le aree destinate all'allestimento dei componenti e all'esecuzione delle lavorazioni/attività propedeutiche alle diverse fasi del cantiere saranno stabilite dall'Appaltatore in fase di progettazione esecutiva in base al cronoprogramma di costruzione elaborato.
L'accesso al cantiere avverrà utilizzando la viabilità esistente.E' previsto che i mezzi di cantiere debbano procedere con prudenza e, comunque, non superare un limite di velocità di 5 km/h all'interno dell'intera area.
L'intera area coinvolta dalle operazioni di cantiere, in particolare in corrispondenza degli accessi e delle aree sensibili, sarà equipaggiata con apposita segnaletica di cantiere (e.g. punti di raccolta, limiti di velocità, mezzi di movimentazione previsti, etc.).Tutti gli operatori delle imprese esecutrici saranno equipaggiati con idonei dispositivi di protezione individuale ('DPI') ai sensi della specifica lavorazione prevista in conformità con quanto indicato del Piano di Sicurezza e Coordinamento ('PSC') del progetto, nonché dello specifico Piano Operativo per la Sicurezza ('POS').Tutte le attività di cantiere saranno comunque effettuate in conformità a quanto prescritto in sede di VIA.
Per i dettagli si rimanda agli specifici documenti:

SY2400FADA00149-"Planimetria area di cantiere".

Questo documento è proprietà di Eni S.p.A.
Se ne vieta la diffusione e l'utilizzo per scopi diversi da quelli per i quali è stato inviato.