



# Comune di Ascoli Satriano

Provincia di Foggia



PROPONENTE:

# AME ENERGY S.r.l.

Via Pietro Cossa, 5 20122 Milano (MI)  
ameenergysrl@legalmail.it P. IVA 12779110969

Progetto di un impianto eolico, denominato "Masserie Leone", costituito da n. 5 aerogeneratori della potenza unitaria di 6,6 MW, per una potenza complessiva di 33 MW, e delle relative opere di connessione alla RTN, da realizzarsi nel comune di Ascoli Satriano (FG)

ELABORATO:

**R002**

OGGETTO DELL'ELABORATO:

**Relazione Tecnica Generale**

PROGETTAZIONE:



PROGETTISTA:

Ing. Federica SCARANO  
Ing. Carlo RUSSO  
Arch. Giovanni MAGGINO

Corso Romuleo n. 245  
83044 Bisaccia (AV)  
tel. 0827.89652  
info@sirmes.it  
sirmes@pec.it



EMISSIONE:

DATA:

CODICE PROGETTO:

REDATTO DA:

1a

settembre 2023

ASCOL003E33

Ing. F. Scarano Arch. G. Maggino Ing. Carlo Russo

2a

3a

4a

## NDICE

1	SCOPO .....	3
2	PROPONENTE .....	3
3	DESCRIZIONE DEL PROGETTO .....	4
3.1	CARATTERISTICHE ANEMOMETRICHE DEL SITO E PRODUCIBILITÀ' ATTESA .....	4
3.1.1	DATI VORTEX .....	4
3.1.2	SINTESI DATI .....	6
3.1.3	ANALISI AERODINAMICA .....	9
3.1.4	MODELLO DIGITALE DEL TERRENO .....	9
3.1.5	MODELLO FLUIDODINAMICO .....	13
3.1.6	RISULTATI .....	14
3.1.7	STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA .....	15
3.1.8	PRODUZIONE LORDA AGLI AEROGENERATORI .....	15
3.1.9	PRODUZIONE NETTA DI IMPIANTO .....	16
3.1.10	INCERTEZZE SULLA STIMA DI PRODUZIONE .....	17
3.1.11	CONCLUSIONI DELLO STUDIO ANEMOLOGICO .....	19
3.2	MOTIVAZIONE SCELTA PROGETTUALE .....	19
3.3	OBIETTIVI DEL PROGETTO .....	21
3.4	LAYOUT DI PROGETTO .....	22
3.5	NORME TECNICHE DI RIFERIMENTO .....	24
3.6	CRITERI GENERALI DI PROGETTAZIONE .....	28
4	DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO, DELLE FASI, DEI TEMPI E DELLE MODALITÀ DI ESECUZIONE DEI COMPLESSIVI LAVORI PREVISTI, DEL PIANO DI DISMISSIONE DEGLI IMPIANTI E DI RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI .....	31
4.1	DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO E MODALITÀ DI ESECUZIONE .....	31
4.1.1	DATI GENERALI D'IMPIANTO .....	31
4.1.2	UBICAZIONE DEL PROGETTO .....	32
4.1.3	CARATTERISTICHE TECNICHE DEL PROGETTO .....	35
4.1.3.1	AEROGENERATORI .....	35
4.1.3.1.1	Torre Di Sostegno .....	36
4.1.3.1.2	Pale .....	36
4.1.3.1.3	Navicella .....	36
4.1.3.1.4	Il Sistema Frenante .....	37
4.1.3.1.5	Rotore .....	37
4.1.3.1.6	Sistema Di Controllo .....	38
4.1.3.1.7	Impianto Elettrico Del Generatore Eolico .....	39
4.1.3.1.8	Fondazioni .....	40
4.1.3.1.9	Piazzole Di Costruzione .....	42
4.1.3.1.10	Viabilità Di Costruzione .....	44
4.1.3.1.11	Piazzole E Viabilità In Fase Di Ripristino .....	45
4.1.3.2	CAVIDOTTI MT .....	45
4.1.3.2.1	Caratteristiche Elettriche Del Sistema Mt .....	46
4.1.3.2.2	Buche E Giunti .....	47
4.1.3.2.3	Posa Dei Cavi .....	47
4.1.3.2.4	Scavi E Rinterri .....	48
4.1.3.2.5	Segnalazione Del Cavidotto .....	49
4.1.3.3	SOLUZIONE TECNICA MINIMA GENERALE DI CONNESSIONE ALLA RTN .....	50
4.1.3.4	IMPIANTI DI CONNESSIONE ALLA RTN .....	51
4.1.3.5	IMPIANTI DI TUTENZA PER LA CONNESSIONE .....	51
4.1.3.6	STAZIONE UTENTE DI TRASFORMAZIONE (SU) .....	51
4.1.3.7	CARATTERISTICHE DELLA STAZIONE UTENTE DI TRASFORMAZIONE .....	52
4.1.3.7.1	Opere Civili .....	52
4.1.3.7.2	Edificio Utente .....	52
4.1.3.7.3	Strade E Piazzole .....	56
4.1.3.7.4	Fondazione E Cunicoli Cavi .....	56
4.1.3.7.5	Ingresso Recinzione .....	57
4.1.3.7.6	Smaltimento Delle Acque Meteoriche E Fognarie .....	58
4.1.3.7.7	Vasca Raccolta Olio .....	58
4.1.3.8	SISTEMI ELETTRICI, DI PRODUZIONE E DI CONTROLLO .....	61

4.1.3.8.1	Quadri Elettrici Con Livello Di Isolamento 36-40,5 Kv .....	61
4.1.3.8.2	Caratteristiche Dei Dispositivi Mt .....	62
4.1.3.8.3	Caratteristiche Dei Dispositivi In At .....	62
4.1.3.8.4	Distribuzione In Corrente Alternata .....	63
4.1.3.8.5	Distribuzione In Corrente Continua .....	63
4.1.3.8.6	Trasformatore Ausiliario Mt7bt E Servizi Ausiliari .....	64
4.1.3.8.7	Gruppo Elettrogeno .....	65
4.1.3.8.8	Illuminazione Esterna .....	66
4.1.3.8.9	Impianto Antincendio .....	66
4.1.3.8.10	Unità Periferica Sistema Di Monitoraggio E Difesa .....	67
4.1.3.8.11	Sistema Di Telecontrollo .....	67
4.1.3.8.12	Contatore Di Energia.....	67
4.1.3.8.13	Rete A Terra Della Stazione Utente.....	68
4.1.3.8.14	Trasformatore Mt/At – 30/36 Kv.....	69
4.1.3.8.15	Sistemi Di Protezione.....	71
4.1.3.9	PROTEZIONE DELLA CENTRALE EOLICA CONTRO I GUASTI ESTERNI.....	73
4.1.3.9.1	Protezione Di Rete Sulla Sbarra A 36 Kv .....	74
4.1.3.9.2	Protezione Degli Aerogeneratori .....	75
4.1.3.10	PROTEZIONE DELLA CENTRALE EOLICA CONTRO I GUASTI INTERNI.....	75
4.1.3.10.1	Protezione Delle Linee Di Sottocampo .....	75
4.1.3.10.2	Protezione Del Trasformatore Mt/At .....	76
4.1.3.10.3	Protezione Dei Reattori Di Compensazione .....	77
4.1.4	PRODUZIONE DI RIFIUTI.....	77
4.2	DESCRIZIONE FASI.....	77
4.2.1	FASE DI CANTIERE .....	77
4.2.2	FASE DI GESTIONE E DI ESERCIZIO.....	78
4.3	TEMPI DI ESECUZIONE DEI LAVORI .....	79
4.4	DISMISSIONE D'IMPIANTO .....	79
4.4.1	MEZZI D'OPERA RICHIESTI DALLE OPERAZIONI .....	82
4.4.2	RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI .....	82
4.4.3	STIMA DEI COSTI DI DISMISSIONE .....	84
4.4.4	CRONOPROGRAMMA DELLE FASI ATTUATIVE DI DISMISSIONE .....	86
5	IMPEGNO ALLA DISMISSIONE DELL'IMPIANTO.....	87
6	CALCOLO DEI PROVENTI ANNUI DERIVANTI DALLA VALORIZZAZIONE DELL'ENERGIA PRODOTTA.....	88
7	ANALISI DELLE POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE.....	89
7.1	L'APPROCCIO AME ENERGY – LA CREAZIONE DI VALORE CONDIVISO .....	89
7.1.1	Impianti socialmente inclusivi .....	91
7.1.2	Possibili Compensazioni Ambientali.....	92

## 1 SCOPO

Scopo del presente documento è la redazione della relazione tecnica finalizzato all'ottenimento dei permessi necessari alla costruzione ed esercizio dell'impianto eolico da realizzarsi nel Comune di Ascoli Satriano (Provincia di Foggia), collegato alla Rete Elettrica Nazionale mediante connessione con uno stallo a 30/36 kV, ubicato nello stesso Comune di Ascoli Satriano, che descrive:

- dati generali del proponente;
- la descrizione delle caratteristiche della fonte utilizzata, con l'analisi della producibilità attesa;
- la descrizione dell'intervento, delle fasi, dei tempi e delle modalità di esecuzione dei complessivi lavori previsti, del piano di dismissione degli impianti e di ripristino dello stato dei luoghi;
- una stima dei costi di dismissione dell'impianto e di ripristino dello stato dei luoghi;
- un'analisi delle possibili ricadute sociali, occupazionali ed economiche dell'intervento.

## 2 PROPONENTE

Il proponente del progetto è la società AME ENERGY S.r.l., partita iva 12779110969, con sede legale in Milano (MI) alla Via Pietro Cossa n. 5.

### **3 DESCRIZIONE DEL PROGETTO**

#### **3.1 CARATTERISTICHE ANEMOMETRICHE DEL SITO E PRODUCIBILITÀ' ATTESA**

Il parametro fondamentale, relativamente all'impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile eolica è costituito dal regime anemometrico dell'area in cui esso si inserisce.

È infatti su di quest'ultimo che si basano i criteri stessi di individuazione del sito e la progettazione del parco eolico nella sua interezza.

La caratteristica di un sito di essere capace di ospitare un impianto eolico è intrinsecamente legata a due fattori distinti:

- ventosità del sito di installazione;
- corretta ubicazione degli aerogeneratori e delle turbine più performanti per il tipo di zona.

Esistono diverse soluzioni per stimare le condizioni di vento attese in sito. Solitamente, si effettuano campagne di misurazione con stazioni meteorologiche o attraverso strumenti di remote sensing (sodar o lidar). Tuttavia, possono essere utilizzate delle alternative alle campagne anemometriche tradizionali, come l'impiego di modelli meteorologici mesoscala in grado di ricavare le condizioni di vento locali a partire da dati di rianalisi.

In questo caso, sono stati utilizzati i dati elaborati da Vortex FDC.

Il capitolo si apre descrivendo la metodologia Vortex. Nella seconda parte, invece, verranno descritte le caratteristiche del vento nel sito.

##### **3.1.1 DATI VORTEX**

Lo studio si basa su dati di vento forniti dall'azienda Vortex FDC, leader mondiale nell'elaborazione di modelli aerodinamici on-demand. Con un'esperienza superiore ai 15 anni e collaborazioni con i principali operatori internazionali, Vortex ha sviluppato la propria metodologia di down-sizing per stimare ad alta risoluzione le condizioni di vento in sito a partire da dati di rianalisi.

È prassi comune basare lo sviluppo di progetti eolici su dati di rianalisi, specie quando non sono disponibili dati anemologici provenienti da campagne di misurazione realizzate in

sito, o la lunghezza degli stessi non permette di ricavare le condizioni attese sul lungo periodo. I dati di rianalisi consistono in serie temporali storiche che descrivono l'andamento di variabili meteoceaniche. Sono stati ottenuti utilizzando i dati provenienti da campagne di misurazione con tecnologie convenzionali (stazioni sinottiche, palloni/dispositivi sonori, boe) e di telerilevamento satellitare. Queste osservazioni, uniformate nello spazio e nel tempo da un opportuno sistema di acquisizione, sono state poi inserite in modello meteorologico globale, in grado di ricostruire le condizioni atmosferiche laddove fossero assenti osservazioni. Grazie ad i rapidi avanzamenti degli ultimi anni, sono stati lanciati dati di rianalisi sempre più accurati, culminati con il dataset ERA5 (dell'ECMWF). Tuttavia, la risoluzione dei dati di rianalisi è tutt'ora troppo bassa per poter utilizzare questi dati in una stima di produzione.

Di contro, la metodologia di Vortex si basa sull'uso del WRF (Weather Research & Forecasting Model). Il WRF è il risultato di una collaborazione tra i seguenti enti statunitensi: National Center for Atmospheric Research (NCAR), National Oceanic and Atmospheric Administration, National Centers for Environmental Prediction (NCEP) and Forecast Systems Laboratory (FSL), Air Force Weather Agency (AFWA), Naval Research Laboratory, dalla University of Oklahoma e Federal Aviation Administration (FAA). Il WRF è un modello meteorologico numerico meso-scala di nuova generazione, progettato sia per svolgere previsioni meteo che per scopi di ricerca riguardo l'atmosfera. Esso, consente di effettuare il downsizing dei dati di rianalisi, ovvero, ricavare le condizioni di vento con alta risoluzione passando da macro a micro scala (fino a 100 m di risoluzione). Nella sua implementazione del modello WRF, Vortex utilizza un ventaglio di dataset geofisici globali, come l'SRTM per i dati topografici e l'ESA GlobCover per la rugosità del suolo, che consentono di caratterizzare l'orografia locale. Ne risulta una mappa di ventosità ad alta risoluzione, che tiene conto degli effetti topografici sulle condizioni del vento.

Grazie a partnerships con i maggiori operatori di mercato, Vortex ha potuto effettuare delle campagne di validazione estremamente robuste, che si sono avvalse di climatologie rilevate in più di 250 punti in tutto il mondo, e quantificando l'errore medio sulle loro previsioni. Il verdetto dello studio di validazione è un errore medio pari al 6.88%, che si considera accettabile per la valutazione del potenziale energetico in sito.



### 3.1.2 SINTESI DATI

Per caratterizzare adeguatamente della risorsa eolica presente in sito, sono stati acquisiti 20 anni di dati Vortex in un punto interno all'area di impianto. Figura 1 individua la posizione del punto di acquisizione rispetto al layout di impianto, di coordinate [533130 m Est; 4555271 m Nord] su sistema di riferimento UTM WGS84 F33. Le condizioni di vento sono state ricavate ad un'altezza dal terreno di 100 metri.

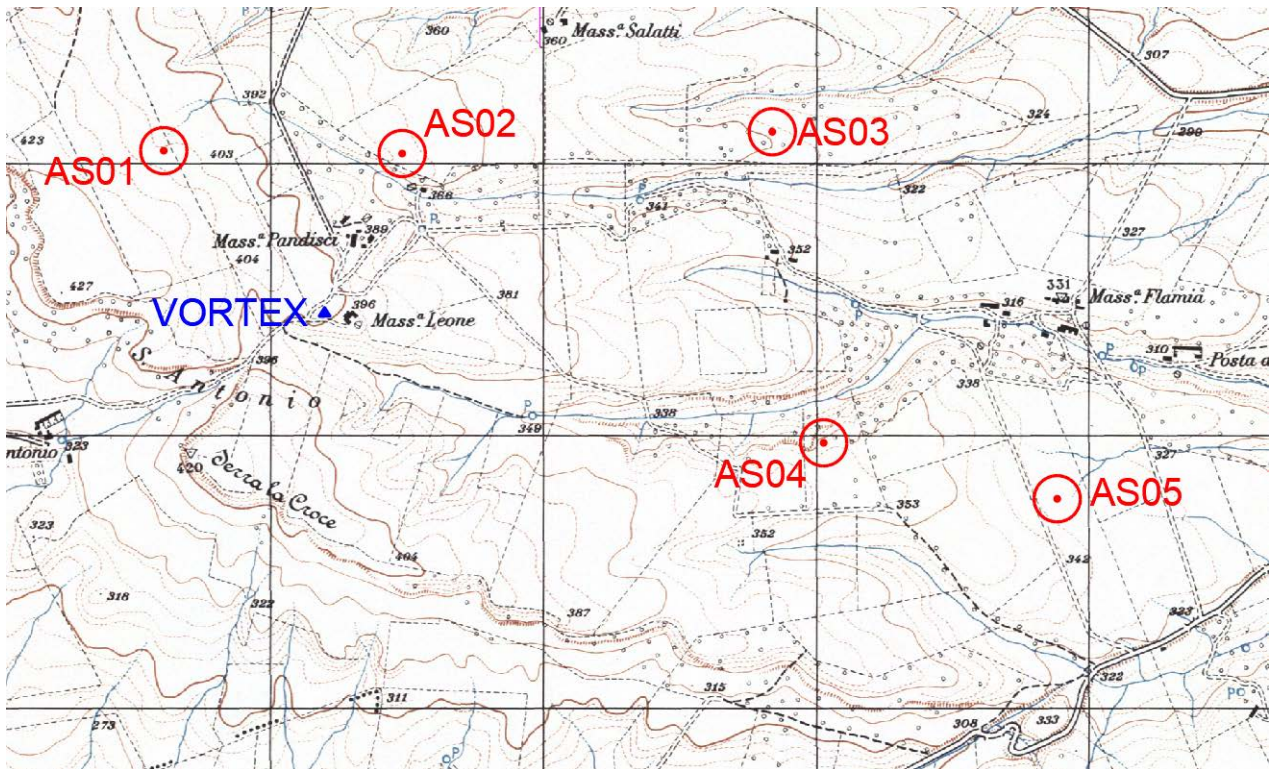


Figura 1: punto di acquisizione dati Vortex rispetto al layout di impianto su carta IGM 1:25000

Vortex FDC fornisce la climatologia ventennale tramite una funzione di distribuzione delle probabilità a due variabili: velocità e direzione. Tale funzione è rappresentata graficamente attraverso la rosa dei venti riportata in Figura 2. Dalla rosa dei venti si desume che il vento con potenziale energetico più elevato proviene da sud-ovest-ovest e nord-est-nord.



Figura 2: climatologia nel punto di acquisizione dei dati Vortex a 100 m dal suolo, rappresentata per mezzo della rosa dei venti (a destra).

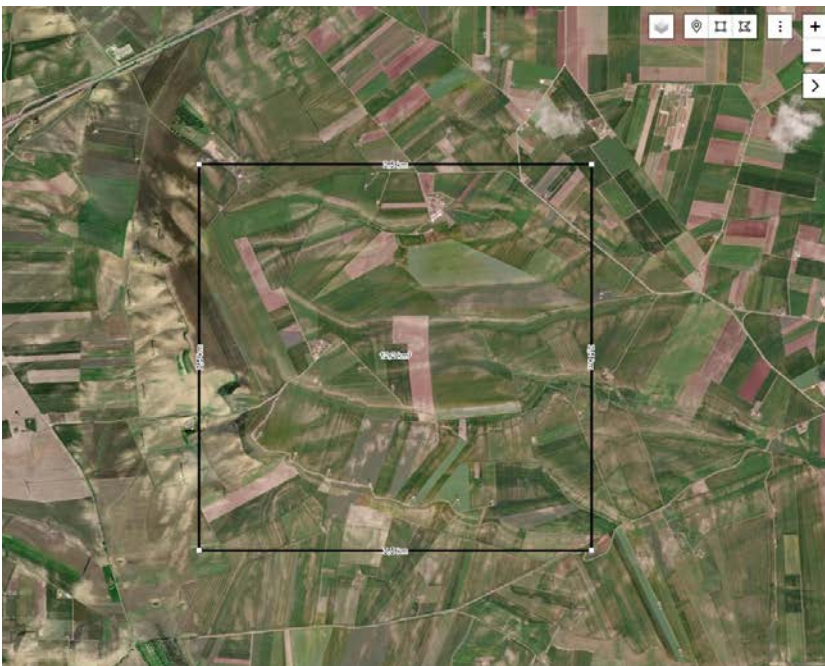
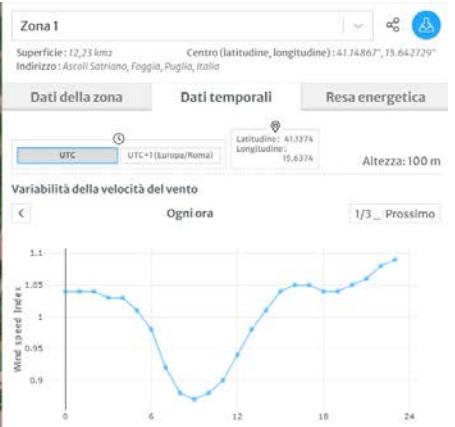
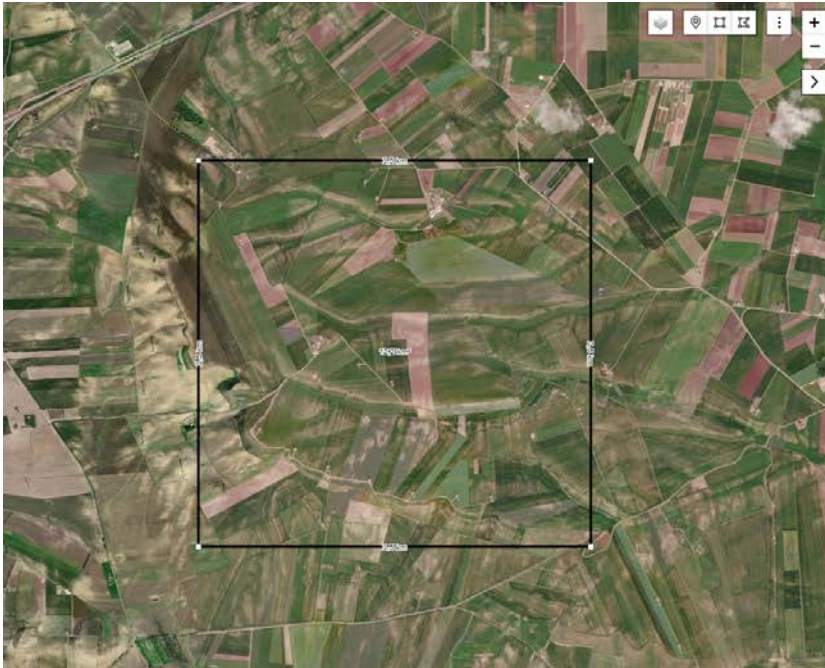
La velocità media si attesta è intorno ai 7,39 m/s.

Poiché i dati Vortex sono forniti come una funzione di distribuzione e non come serie temporale, non è possibile desumere il profilo diurno e stagionale della velocità del vento tramite questa risorsa. Di conseguenza, si è fatto riferimento al Global Wind Atlas, applicazione web elaborata dalla Technical University of Denmark (DTU), che fornisce indicazioni sulle condizioni vento globali operando su una rete di dati Vortex a 3 km di risoluzione ed effettuando il down-scaling tramite il modello di micrositing Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP).

Da questa analisi, rappresentata nelle figure sottostanti, si desume che la ventosità attesa cala in prima mattinata, per poi aumentare progressivamente fino a mezzanotte. In tal senso, segue un profilo leggermente diverso da quello tipico dei siti italiani, con un picco nelle prime ore pomeridiane ed una progressiva diminuzione della velocità durante la sera. Contrariamente, il profilo della velocità annuale segue l'andamento stagionale che caratterizza gli impianti italiani, con una velocità media superiore nei mesi invernali ed un calo nei mesi estivi.



PROGETTO DI UN IMPIANTO EOLICO DENOMINATO “MASSERIE LEONE” DELLA POTENZA DI 33 MW DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI ASCOLI SATRIANO (FG)



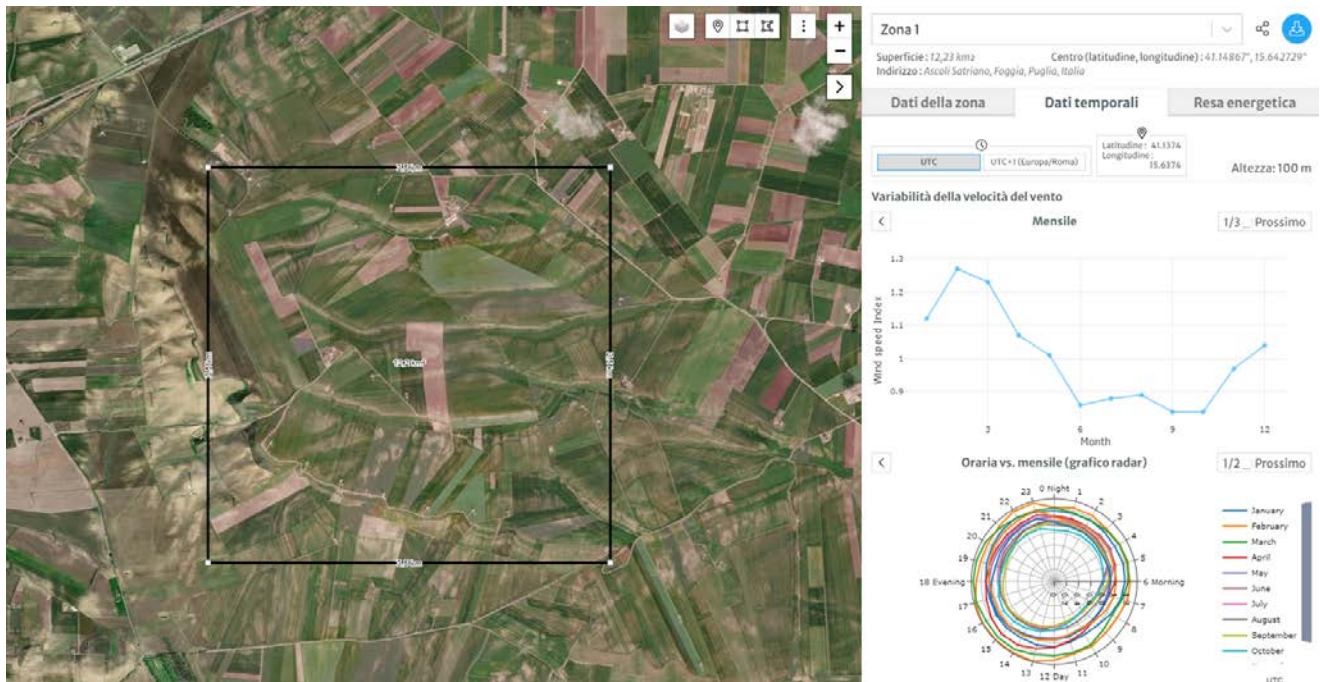


Figure 3: profili giornaliero, annuale e mensile delle velocità

### 3.1.3 ANALISI AERODINAMICA

La creazione di un modello fluidodinamico capace di descrivere le condizioni di vento in sito ha previsto due passi successivi: l'implementazione di un modello digitale del terreno che caratterizzi l'elevazione e rugosità del terreno; la risoluzione del modello di calcolo fluidodinamico. Tali fasi sono descritte di seguito con maggiore dettaglio. Il capitolo si conclude con l'esposizione dei risultati.

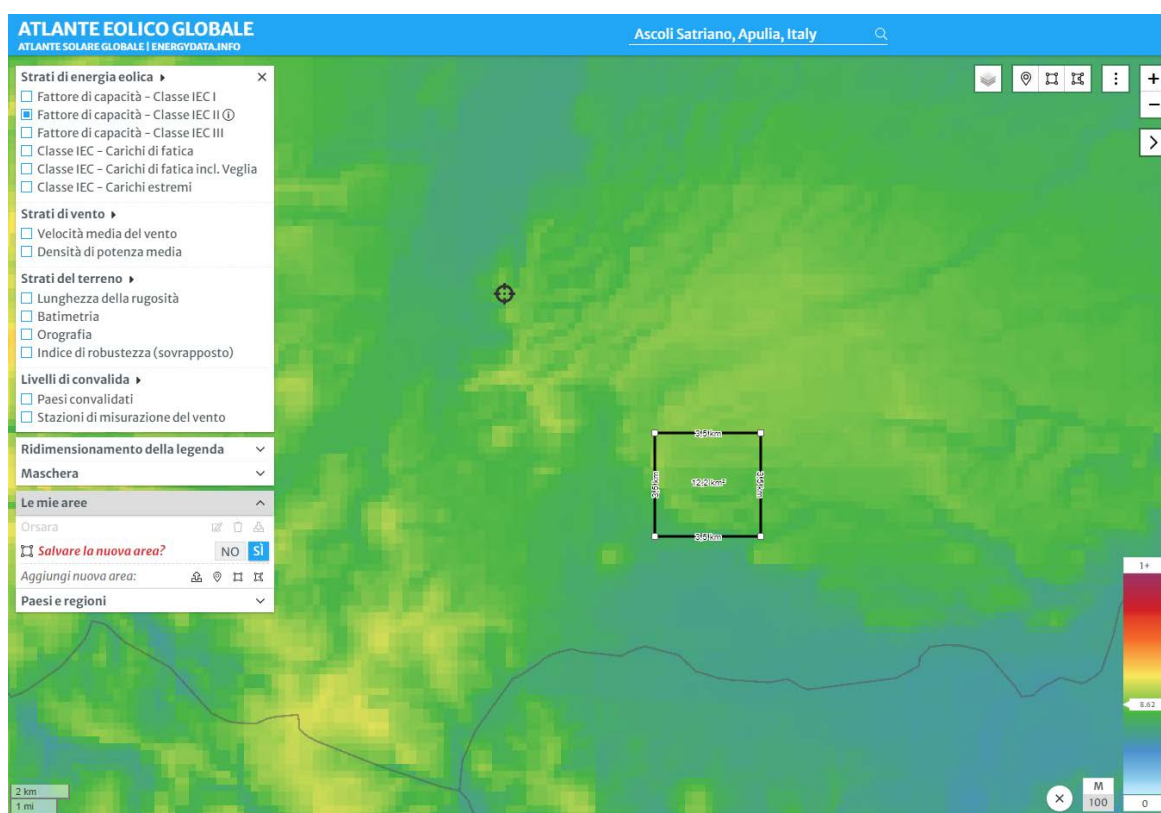
### 3.1.4 MODELLO DIGITALE DEL TERRENO

In relazione all'estensione e alle caratteristiche orografiche del territorio, si è implementato un modello digitale del terreno esteso di 3,5 x 3,5 km, avendo cura in particolare di includere nel modello anche le zone a più alta quota presenti in direzione dell'origine dei venti prevalenti. In questo modo si intende rappresentare al meglio le caratteristiche orografiche della zona circostante il sito.

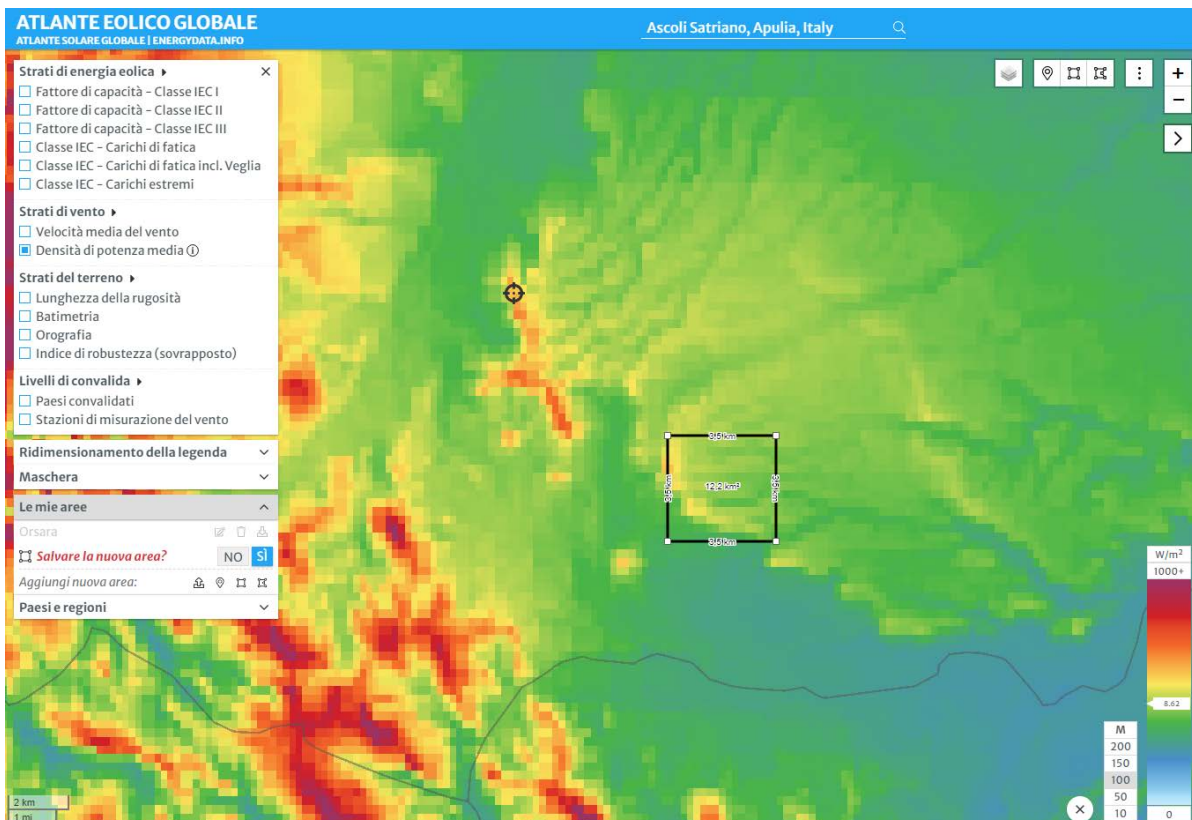
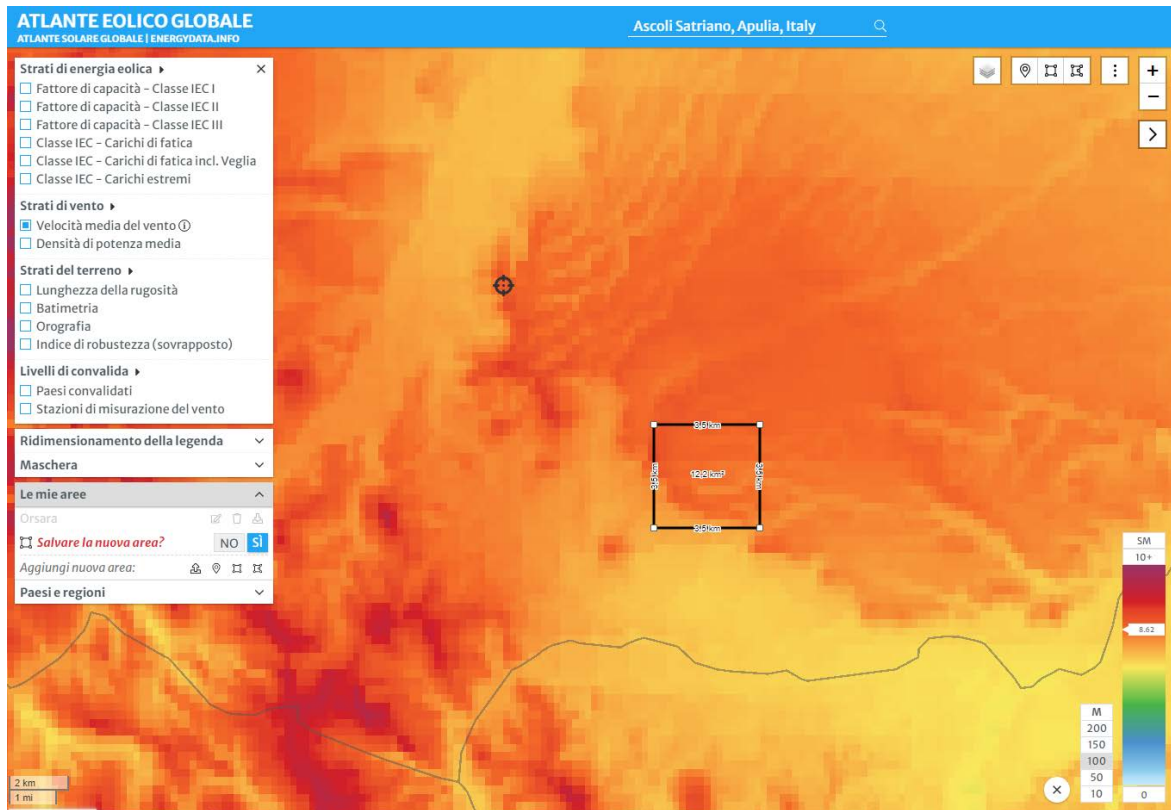
Con le figure sottostanti vengono rappresentati gli:

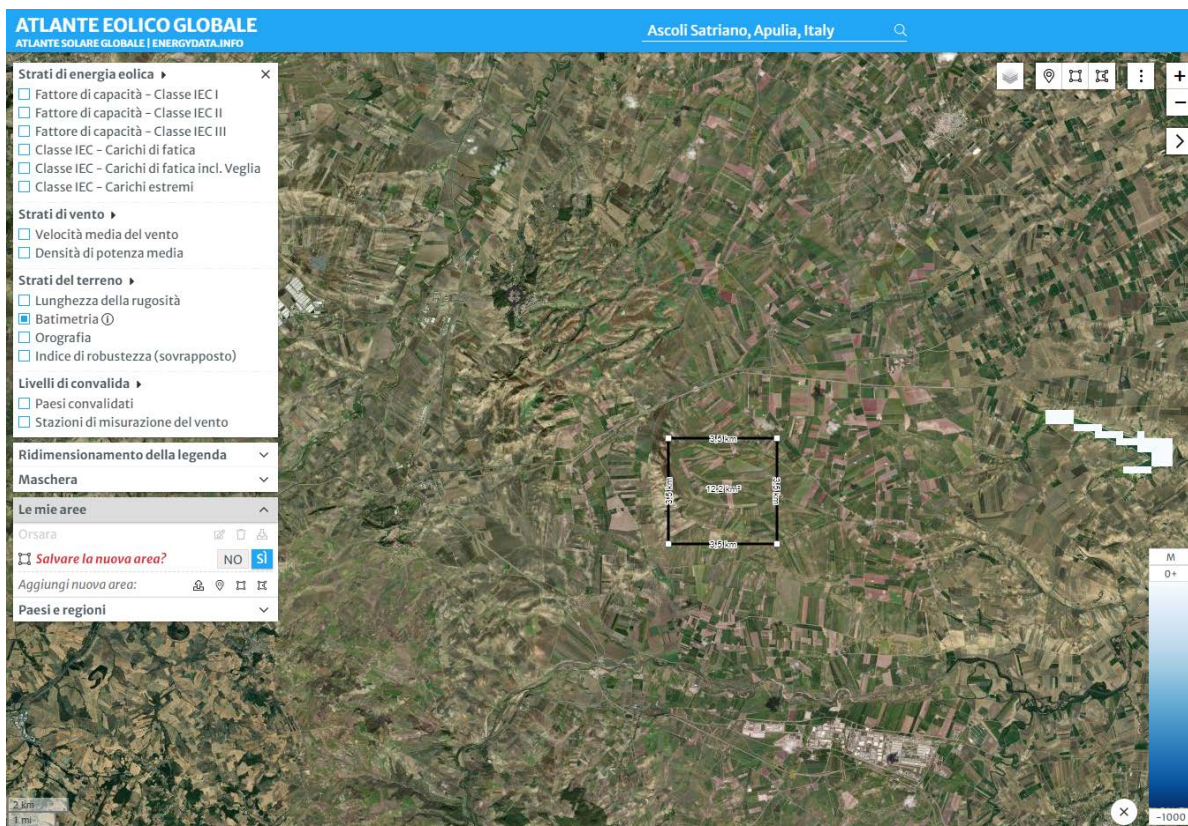
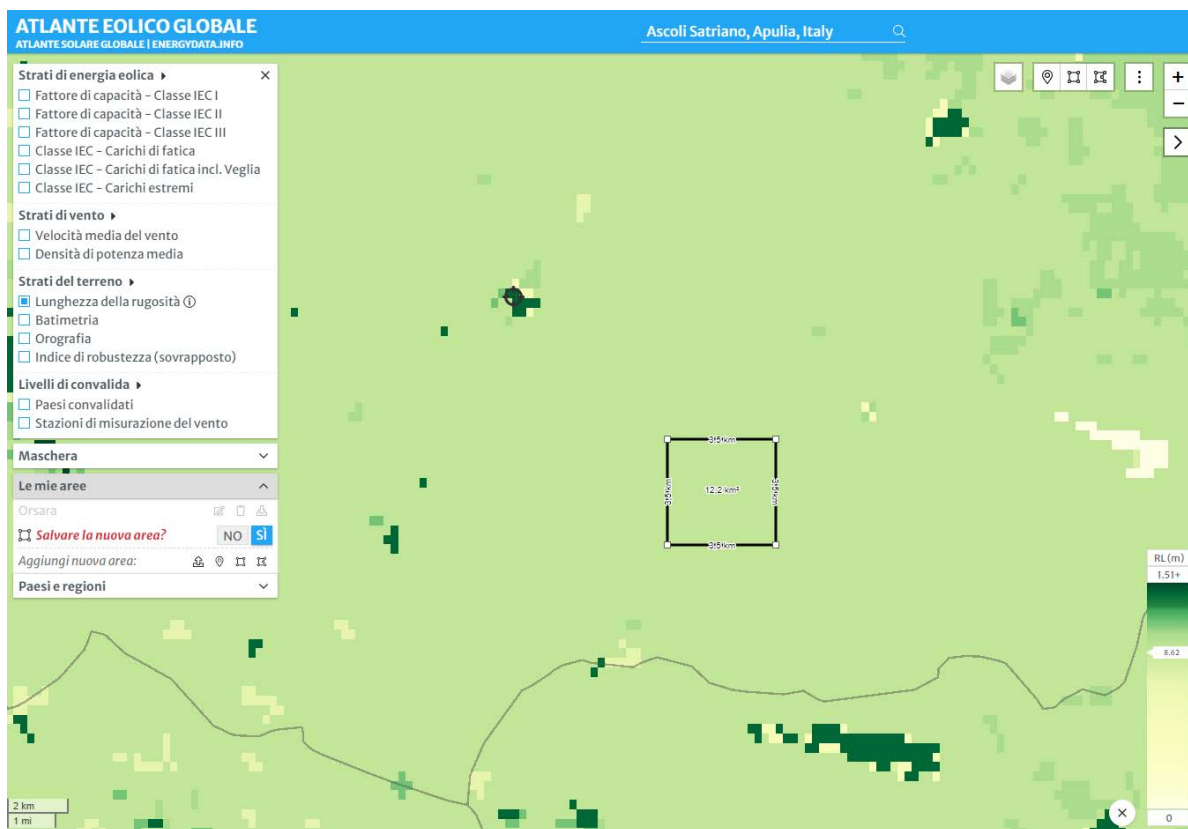
- Strati di energia eolica
  - ✓ Fattore di capacità IEC Classe II
- Strati vento

- ✓ Velocità media del vento
- ✓ Densità do potenza media
- Strati del terreno
  - ✓ Lunghezza rugosità
  - ✓ Batimetria
  - ✓ Orografia











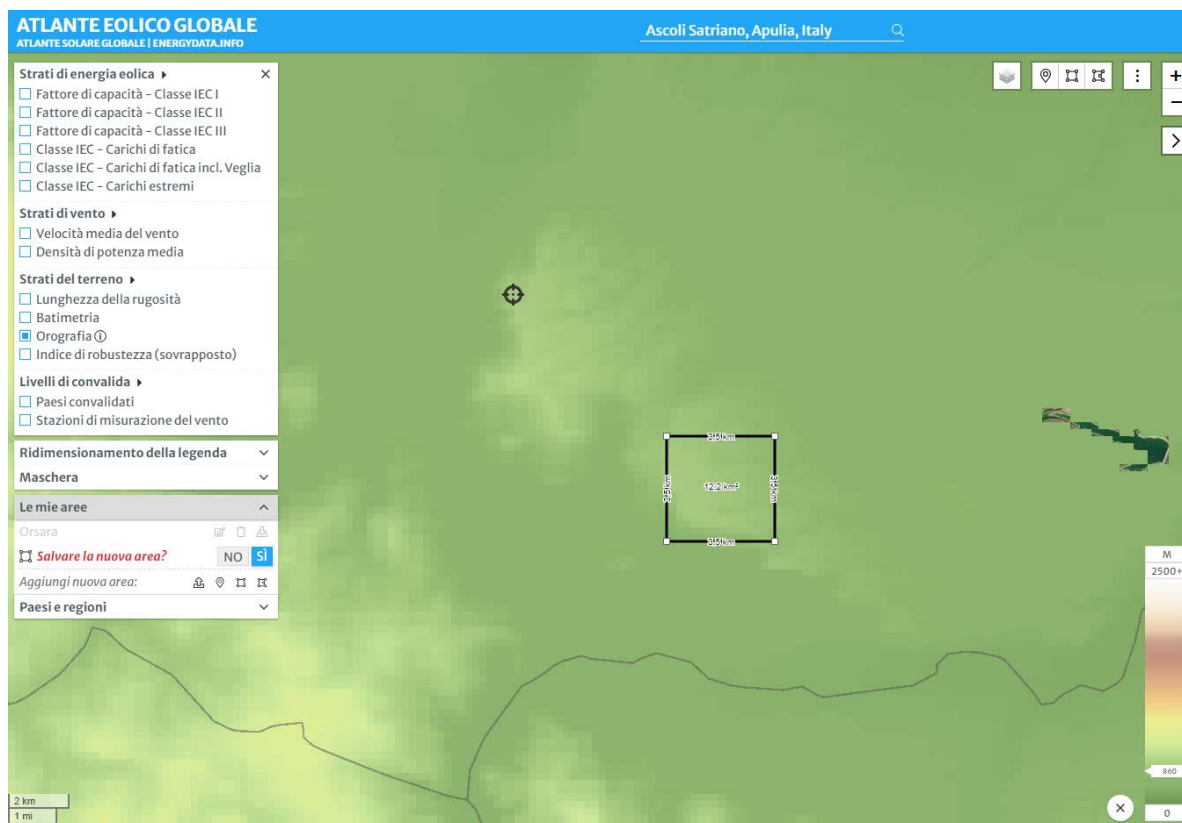


Figure 4: strati di energia eolica, strati di vento, strati del terreno

### 3.1.5 MODELLO FLUIDODINAMICO

Per la validazione, l'ottimizzazione del layout di progetto e la stima di produzione sono stati realizzati due modelli fluidodinamici interconnessi all'interno del software WindSim. Quest'ultimo è un software CFD (*Computational Fluid Dynamic*) che consente di simulare gli effetti aerodinamici andando a ricavare le sue proprietà in ogni punto del dominio di calcolo. A tal scopo vengono risolte le equazioni di Navier-Stokes riscritte tramite la scomposizione di Reynolds, al fine di ottenere delle equazioni di soli termini medi (equazioni RANS). Quindi, si procede alla chiusura del problema matematico tramite l'impiego di modelli di turbolenza scelti a seconda dell'applicazione specifica che si vuole simulare e della scala di turbolenza che si vuole risolvere.

Il primo modello fluidodinamico che è stato realizzato selezionando come volume di controllo l'intera estensione della mappa digitale del terreno descritta nella Sezione 3.1.4. In questo modo è possibile simulare le condizioni di vento in prossimità del parco eolico senza risentire degli effetti di bordo del modello. Il calcolo così effettuato ha un grado di precisione non sufficiente a caratterizzare nel dettaglio i campi di flusso al parco eolico, tuttavia consente di ricavare le condizioni a contorno da introdurre nel secondo modello

fluidodinamico, più piccolo ma discretizzato più finemente. Esso ha un'estensione pari a circa 10 x 10 km<sup>2</sup> e presenta una griglia di calcolo che si infittisce man a mano che ci si avvicina all'area di progetto, dove la risoluzione diventa costante e pari alla massima.

Per entrambi i modelli sono stati soddisfatti i criteri di convergenza della soluzione in tutti i settori della rosa dei venti considerata.

### 3.1.6 RISULTATI

Nella Figura 5 viene rappresentata quindi la mappa della risorsa di vento calcolata con il software WindSim nell'area dell'impianto per il settore prevalente, con riportate le posizioni degli aerogeneratori in progetto.

Si osserva, nella zona di impianto, un valore di velocità media del vento all'altezza hub di circa 7,39 m/s. Si noti, inoltre, che il posizionamento del layout permetta lo sfruttamento delle zone a potenziale eolico superiore, sebbene alcune zone ad elevato potenziale siano state precluse al progetto in virtù di un'attenta pianificazione territoriale.



Figura 5: mappa di ventosità nell'area di interesse a 100 m dal suolo

### 3.1.7 STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA

La stima di produzione lorda agli aerogeneratori è stata effettuata in WindSim tenendo conto della loro disposizione e modello. Le specifiche tecniche dell'aerogeneratore possono essere ricavate nelle apposite relazioni di progetto.

Al fine di stimare la produzione elettrica immessa in rete, si è eseguita dapprima un calcolo del potenziale eolico lordo, da cui poi sono detratte le perdite tecniche. I passi soprelencati saranno discussi nel corso di questo capitolo.

### 3.1.8 PRODUZIONE LORDA AGLI AEROGENERATORI

Per calcolare la produzione dell'impianto, WindSim trasla le condizioni di vento descritte dalla climatologia di riferimento all'hub delle singole turbine, tenendo conto anche della temperatura ambientale e della quota per determinare la densità dell'aria. Si ricava perciò un valore di produzione teorico, corrispondente all'energia generata nel caso in cui un aerogeneratore ideale operasse in regime di flusso indisturbato. Da questa produzione teorica vengono poi detratte le perdite di scia, calcolate sempre da WindSim utilizzando il modello Jensen, tra i più impiegati in ambito industriale. Si ottiene così la produzione lorda (anche chiamata AEP lorda), che tuttavia non considera le perdite tecniche a cui il parco è sottoposto. La seguente tabella riporta le condizioni di vento attese all'hub di ogni turbina, la perdita avvertita singolarmente a causa delle scie, ed infine la produzione lorda di ognuna di esse.

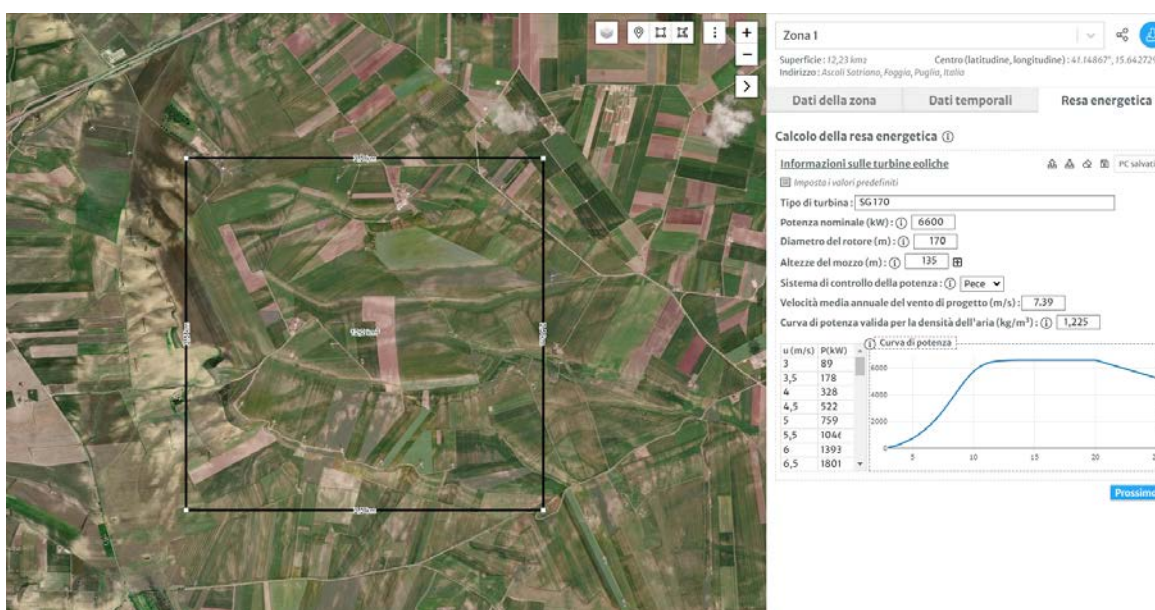


Figura 6: calcolo della resa energetica

Id.	Modello	Potenza [MW]	Hub [m]	Densità [kg/m <sup>3</sup> ]	Velocità [m/s]	Perdita di scia [%]	AEP lordo [MWh/anno]
AS 01	SG170	6,60	135,00	1,131	7,39	0,40	16048,23
AS 02	SG 170	6,60	135,00	1,125	7,32	0,70	15811,89
AS 03	SG 170	6,60	135,00	1,129	7,25	0,85	15716,37
AS 04	SG 170	6,60	135,00	1,126	7,38	0,60	15955,67
AS 05	SG 170	6,60	135,00	1,124	7,26	0,92	15668,34
<b>Totale</b>		<b>33,00</b>		<b>1,127</b>	<b>7,32</b>	<b>0,69%</b>	<b>79200,50</b>

Tabella 1: Condizioni del vento al mozzo degli aerogeneratori e stima di produzione lorda

Si stima dunque che l'aerogeneratore più produttivo sia l'AS 01 con oltre 16 GWh/anno, mentre quello meno produttivo, anche se di poco, risulta essere l'AS 05 con circa 15,66 GWh/anno.

Tuttavia, la produzione è ripartita omogeneamente tra gli aerogeneratori.

Inoltre, l'analisi rileva che l'unica turbina a risentire maggiormente dell'effetto scia è l'AS 05, che perde circa il 0,92% sulla sua produzione teorica. Nel suo complesso, il layout di impianto è efficiente dal punto di vista delle mutue interazioni aerodinamiche, con un valore di perdita complessivo pari a circa il 0,69 %.

### 3.1.9 PRODUZIONE NETTA DI IMPIANTO

La produzione lorda agli aerogeneratori, presentata nel corso della sezione precedente, non corrisponde all'energia effettivamente immessa in rete. Infatti, occorre tenere in conto di perdite tecniche al fine di ricavare l'energia netta scambiata al punto di consegna. La Tabella 2 rende conto di tali perdite, quantificandole e detraendole alla produzione lorda. Si rimarca che le perdite di scia sono già state conteggiate nel computo dell'energia lorda agli aerogeneratori e dunque non occorre tenerne conto per il computo dell'energia netta immessa in rete.

L'analisi conclude che l'impianto produca circa 73,97 GWh/anno, pari a 2.241,60 ore equivalenti annue.

Tabella 2: perdite tecniche d'impianto

Parametro	Unità	Valore	Note	
Modello aerogeneratore	SG 170	6,6 MW	-	
Altezza mozzo	[m]	135	-	
Potenza nominale	[MW]	6,6	-	
n° aerogeneratori	-	5	-	
Potenza totale parco	[MW]	33	-	
Velocità media al mozzo	[m/s]	7,39	-	
<b>Produzione annua lorda (P50)</b>	<b>[MWh/y]</b>	<b>79200,50</b>	<b>-</b>	
<b>1</b>	<b>Disponibilità</b>	<b>[%]</b>	<b>96.7</b>	
1.a	Aerogeneratori	[%]	97.5	Valore standard
1.b	Balance of plant	[%]	99.5	Valore standard
1.c	Rete trasmissione nazionale	[%]	99.7	Valore standard
<b>2</b>	<b>Efficienza elettrica</b>	<b>[%]</b>	<b>98</b>	
2.a	Efficienza operativa	[%]	98	Stimato
2.b	Consumo	[%]	-	Non considerato
<b>3</b>	<b>Performance turbina</b>	<b>[%]</b>	<b>99.5</b>	
3.a	Isteresi alte velocità	[%]	-	
3.b	Aggiustamenti curva di potenza	[%]	-	
3.c	Performance sub-ottimale	[%]	99.5	Valore standard
<b>4</b>	<b>Condizioni ambientali</b>	<b>[%]</b>	<b>99.1</b>	
4.a	Degradazione	[%]	99.5	
4.b	Temperatura oltre condizioni limite	[%]	99.6	
<b>5</b>	<b>Limitazioni</b>	<b>[%]</b>	<b>-</b>	
5.a	Wind Sector Management	[%]	-	Non considerato
5.b	Curtaiment	[%]	-	Non considerato
<b>Efficienza totale</b>	<b>[%]</b>	<b>93.4</b>	<b>-</b>	
<b>Produzione annua netta (P50)</b>	<b>[MWh/y]</b>	<b>73973,27</b>	<b>-</b>	
<b>Produzione in ore equivalenti (P50)</b>	<b>[h/y]</b>	<b>2241,6</b>	<b>-</b>	

### 3.1.10 INCERTEZZE SULLA STIMA DI PRODUZIONE

La produzione stimata nel corso del capitolo precedente è definita come P50, e corrisponde al valore con una probabilità di eccedenza del 50%, nel periodo di riferimento. Per stimare la produzione ad altre soglie di confidenza, è necessario identificare la funzione di distribuzione della produzione annuale, che dipende dai fattori di incertezza a cui la stima è soggetta. Nel caso in analisi, si sono scelti i livelli P75 e P90.

In generale, l'incertezza totale è pari alla somma quadratica dei suoi diversi fattori. Nel caso in esame, in cui l'analisi è basata sui dati Vortex, sono stati considerati fattori di incertezza sui dati Vortex  $U_{Vortex}$ , sul modello fluidodinamico  $U_{modello}$  e sulla variabilità del vento  $V$  nel periodo considerato.



Malgrado i dati Vortex rappresentino una fonte all'avanguardia per il calcolo preliminare di produzione, il loro utilizzo impone comunque fattori di incertezza più severi rispetto ad una campagna anemologica in sito. Per la quantificazione del fattore di incertezza, si è fatto riferimento al valore dichiarato dalla Vortex FDC stessa nel suo studio di validazione, pari al 6.88%. Si precisa però che questo valore corrisponde alla media dell'errore percentuale medio ottenuto su più di 250 punti di acquisizione diversi, e che quindi potrebbe differire nel caso in analisi.

L'incertezza introdotta dal modello fluidodinamico dipende dalle semplificazioni effettuate nella rappresentazione orografica del terreno, nonché dagli errori nella modellizzazione del campo fluidodinamico, delle scie e dei componenti reali. Si è assegnato un valore pari al 7.83%.

Infine, occorre conteggiare l'effetto della volatilità del vento sulla produzione nel periodo di riferimento. Questo valore corrisponde alla deviazione standard normalizzata della velocità media annuale, ed è pari al 3.88%.

Riassumendo, l'incertezza totale può essere ottenuta come:

$$U = \sqrt{(U_{\text{Vortex}} \cdot \delta)^2 + U^2 + (V \cdot \delta)^2}$$

dove  $\delta$  indica la sensitività, ossia l'incremento marginale della potenza al variare della velocità del vento. Esso

è stato calcolato sul modello fluidodinamico di WindSim, ottenendo un valore pari a 1.43%.

Si riporta, dunque, la produzione ai livelli di confidenza P50, P75 e P90, sia su base annuale che decennale.

		Base annuale	Base decennale
<b>Incertezza</b>	[%]	15,90%	14,95%
<b>P50</b>	[MWh/anno]	73,97	73,97
<b>P75</b>	[MWh/anno]	69,54	69,80
<b>P90</b>	[MWh/anno]	65,56	66,06

Tabella 3: stima di produzione alle soglie P50, P75 e P90

### 3.1.11 CONCLUSIONI DELLO STUDIO ANEMOLOGICO

Lo studio effettuato ha condotto alle seguenti considerazioni conclusive:

#### Dati Anemometrici

I dati di vento sono stati ricavati attraverso la Vortex FDC, azienda di processing di dati vento diventata standard a livello industriale. I dati derivano dal down-sizing di dati di rianalisi ERA5, ed hanno una durata ventennale adatta a caratterizzare le condizioni di vento attese nel sito sul lungo periodo.

#### Analisi aerodinamica

Si è implementato un modello fluidodinamico attraverso il software WindSim, che per le sue caratteristiche di non-linearità nel metodo di calcolo garantisce una soluzione del campo aerodinamico più accurata di altri metodi di calcolo. Il modello è in grado di trasferire le condizioni di vento da una climatologia di riferimento a qualsiasi punto del dominio di simulazione considerando gli effetti locali del terreno. Si sono così ricavate le condizioni di vento attese al mozzo degli aerogeneratori.

#### Produzione progetto eolico

Con l'ausilio del modello fluidodinamico su WindSim, si è valutata la produzione del parco eolico in analisi, che consiste in 5 aerogeneratori da 6,6 MW ed altezza al mozzo di 135,00 metri. Si è determinato che:

- la produzione lorda del progetto è di 79,20 GWh/anno;
- stimando perdite tecniche pari al 6.6%, l'energia elettrica immessa in rete è di circa 73,97 GWh/anno o 2241,60 ore equivalenti;
- la produzione del parco eolico è ben distribuita tra gli aerogeneratori;
- gli effetti scia sono attestabili a circa il 0,69%, ossia un valore modesto;
- sono state conteggiate le incertezze introdotte durante la stima di produzione, che sono state utilizzate per il computo della produzione P75 e P90 su orizzonte annuale e decennale. I valori a tali soglie di confidenza sono riportati in Tabella 3.

### 3.2 MOTIVAZIONE SCELTA PROGETTUALE

Il progetto proposto è relativo alla realizzazione di un impianto per la produzione di energia

elettrica da fonte rinnovabile, nella fattispecie eolico.

Gli impianti eolici, alla luce del continuo sviluppo di nuove tecnologie per la produzione di energia da fonti rinnovabili, rappresentano oggi una realtà concreta in termini di disponibilità di energia elettrica soprattutto in aree geografiche come quella interessata dal progetto in trattazione che, grazie alla loro particolare vocazione, sono in grado di garantire una sensibile diminuzione del regime di produzione delle centrali termoelettriche tradizionali, il cui funzionamento prevede l'utilizzo di combustibile di tipo tradizionale (gasolio o combustibili fossili).

Pertanto, il servizio offerto dall'impianto proposto nel progetto in esame consiste nell'aumento della quota di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile e nella conseguente diminuzione delle emissioni in atmosfera di anidride carbonica dovute ai processi delle centrali termoelettriche tradizionali.

Per valutare quantitativamente la natura del servizio offerto, possono essere considerati i valori specifici delle principali emissioni associate alla generazione elettrica tradizionale (fonte IEA):

CO2 (anidride carbonica)	496 g/kWh
SO2 (anidride solforosa)	0,93 g/kWh
NO2 (ossidi di azoto)	0,58 g/kWh
Polveri	0.029 g/kWh

*Tabella 4 - Valori specifici delle emissioni associate alla generazione elettrica tradizionale - Fonte IEA*

Sulla scorta di tali valori ed alla luce della producibilità prevista per l'impianto proposto, è possibile riassumere come di seguito le prestazioni associabili al parco eolico in progetto:

- **Produzione totale annua 73.973.000 kWh/anno;**
- **Riduzione emissioni CO2 36.690,60 t/anno circa;**
- **Riduzione emissioni SO2 68,79 t/anno circa;**
- **Riduzione emissioni NO2 42,90 t/anno circa;**
- **Riduzioni Polveri 2,17 t/anno circa.**

Data la previsione di immettere in rete l'energia generata dall'impianto in progetto, risulta significativo quantificare la copertura offerta della domanda energetica in termini di utenze familiari servibili, considerando per quest'ultime un consumo medio annuo di 1.800 kWh.

Quindi, essendo la producibilità stimata per l'impianto in progetto, pari a **73.973.000 kWh/anno**, è possibile prevedere il soddisfacimento del fabbisogno energetico di circa **41.096** famiglie circa. Tale grado di copertura della domanda acquista ulteriore valenza alla luce degli sforzi che al nostro Paese sono stati chiesti dal collegio dei commissari della Commissione Europea al pacchetto di proposte legislative per la lotta al cambiamento climatico.

Alla base di alcune scelte caratterizzanti l'iniziativa proposta è possibile riconoscere considerazioni estese all'intero ambito territoriale interessato, tanto a breve quanto a lungo termine.

Innanzitutto, sia breve che a lungo termine, appare innegabilmente importante e positivo il riflesso sull'occupazione che la realizzazione del progetto avrebbe a scala locale. Infatti, nella fase di costruzione, per un'efficiente gestione dei costi, sarebbe opportuno reclutare in loco buona parte della manodopera e mezzi necessari alla realizzazione delle opere civili previste. Analogamente, anche in fase di esercizio, risulterebbe efficiente organizzare e formare sul territorio professionalità e maestranze idonee al corretto espletamento delle necessarie operazioni di manutenzione.

Per quanto riguarda le infrastrutture di servizio considerate in progetto, quella eventualmente oggetto degli interventi migliorativi più significativi, e quindi fin da ora inserita in un'ottica di pubblico interesse, è rappresentata dall'infrastruttura viaria. Infatti, si prende atto del fatto che gli eventuali miglioramenti della viabilità di accesso al sito (ad esempio il rifacimento dello strato intermedio e di usura di viabilità esistenti bitumate) risultano percepibili come utili forme di adeguamento permanente della viabilità pubblica, a tutto vantaggio della sicurezza della circolazione stradale e dell'accessibilità di luoghi adiacenti al sito di impianto più efficacemente valorizzabili nell'ambito delle attività agricole attualmente in essere.

### **3.3 OBIETTIVI DEL PROGETTO**

Una volta realizzato, l'impianto consentirà di conseguire i seguenti risultati:

- immissione nella rete dell'energia prodotta tramite fonti rinnovabili quali l'energia eolica;
- impatto ambientale relativo all'emissioni atmosferiche locale nullo, in relazione alla totale assenza di emissioni inquinanti, contribuendo così alla riduzione delle

emissioni di gas climalteranti in accordo con quanto ratificato a livello nazionale all'interno del Protocollo di Kyoto;

- sensibilità della committenza sia ai problemi ambientali che all'utilizzo di nuove tecnologie ecocompatibili.
- miglioramento della qualità ambientale e paesaggistica del contesto territoriale su cui ricade il progetto.

### **3.4 LAYOUT DI PROGETTO**

L'ottimizzazione del layout di progetto, circa gli aspetti attinenti all'impatto ambientale, paesaggistico, la trasformazione antropica del suolo, la producibilità e l'affidabilità è stato ottenuto partendo dall'analisi dei seguenti fattori:

- percezione della presenza dell'impianto rispetto al paesaggio circostante;
- orografia dell'area;
- condizioni geologiche dell'area;
- presenza di vincoli ambientali;
- ottimizzazione della configurazione d'impianto (conformazione delle piazzole, morfologia dei percorsi stradali e dei cavidotti);
- presenza di strade, linee elettriche ed altre infrastrutture;
- producibilità;
- micrositing, verifiche turbolenze indotte sugli aerogeneratori.

In generale, si può dunque affermare che la disposizione del Progetto sul terreno dipende oltre che da considerazioni basate su criteri di massimo rendimento dei singoli aerogeneratori, anche da fattori legati alla presenza di vincoli ostativi, alla natura del sito, all'orografia, all'esistenza o meno delle strade, piste, sentieri, alla presenza di fabbricati e, non meno importante, da considerazioni relative all'impatto paesaggistico dell'impianto nel suo insieme.

Con riferimento ai fattori suddetti si richiamano alcuni criteri di base utilizzati nella scelta delle diverse soluzioni individuate, al fine di migliorare l'inserimento del Progetto nel territorio:

- analisi dalla pianificazione territoriale ed urbanistica, avendo avuto cura di evitare di



localizzare gli aerogeneratori all'interno e in prossimità delle aree soggette a tutela ambientale e paesaggistica;

- limitazione delle opere di scavo/riporto;
- massimo utilizzo della viabilità esistente; realizzazione della nuova viabilità rispettando l'orografia del terreno e secondo la tipologia esistente in zona o attraverso modalità di realizzazione che tengono conto delle caratteristiche percettive generali del sito;
- impiego di materiali che favoriscano l'integrazione con il paesaggio dell'area per tutti gli interventi che riguardino manufatti (strade, cabine, muri di contenimento, ecc.);
- attenzione alle condizioni determinate dai cantieri e ripristino della situazione “ante operam” delle aree occupate. Particolare riguardo alla reversibilità e rinaturalizzazione o rimboschimento sia delle aree occupate dalle opere da dismettere che dalle aree occupate temporaneamente da camion e autogru nella fase di montaggio degli aerogeneratori.

A tal proposito, si richiama l'Allegato 4 “elementi per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio” del D.M.10/09/10 “Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili”. Il pieno rispetto delle misure di mitigazione individuate dal proponente in conformità al suddetto allegato, costituisce un elemento di valutazione favorevole del Progetto. Come si mostrerà meglio nello Studio di Impatto Ambientale, sono state considerate le varie misure di mitigazione riportate nel suddetto allegato, al fine di un miglior inserimento del Progetto nel territorio. Tra queste misure di mitigazione, ve ne sono alcune da tener in considerazione nella configurazione del layout dell'impianto da realizzare.

In particolare, le distanze di cui si è tenuto conto sono riportate nell'elenco sintetizzato di seguito:

- Distanza minima tra macchine di 5-7 diametri sulla direzione prevalente del vento e di 3-5 diametri sulla direzione perpendicolare a quella prevalente del vento (punto 3.2. lett. n).
- Minima distanza di ciascun aerogeneratore da unità abitative munite di abitabilità, regolarmente censite e stabilmente abitate, non inferiore a 200 m (punto 5.3 lett. a).

- Minima distanza di ciascun aerogeneratore dai centri abitati individuati dagli strumenti urbanistici vigenti non inferiore a 6 volte l'altezza massima dell'aerogeneratore (punto 5.3 lett. b).
- Distanza di ogni turbina eolica da una strada provinciale o nazionale superiore all'altezza massima dell'elica comprensiva del rotore e comunque non inferiore a 150 m dalla base della torre (punto 7.2 lett.a).

Si evidenzia che sono rispettati i punti 3.2. lett. n, 5.3 lett. a, 5.3 lett. b, 7.2 lett. a delle Linee Guida sopra elencati.

Sono infatti rispettate le distanze minime vincolanti tra le macchine, gli aerogeneratori si trovano a distanze maggiori di 200 m da unità abitative regolarmente censite, sono rispettate le distanze dai centri abitati e dalle strade.

Pertanto, il layout definitivo dell'impianto eolico è quello che risulta più adeguato in virtù dei criteri analizzati.

### **3.5 NORME TECNICHE DI RIFERIMENTO**

La realizzazione dell'opera è subordinata alla propria autorizzazione e pertanto la documentazione di progetto è stata redatta, innanzitutto, in funzione della procedura autorizzativa prevista per il tipo di impianto in trattazione, regolamentata dalla seguente normativa:

- Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152 "Norme in materia ambientale" e ss.mm.ii.;
- Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 - Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- D.M del 10 settembre 2010 "Linee guida nazionali per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili".

Le soluzioni tecniche previste nell'ambito del progetto definitivo proposto sono state valutate sulla base della seguente normativa tecnica:

- T.U. 17 gennaio 2018 "Norme tecniche per le costruzioni";
- Legge 22 febbraio 2001, n. 36, "Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici";
- DPCM 8 luglio 2003, "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli

obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti”;

- Decreto 29 maggio 2008, “Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti”;
- Decreto Interministeriale 21 marzo 1988, n. 449, "Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee aeree esterne”;
- Decreto Interministeriale 16 gennaio 1991, n. 1260, “Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- Decreto Interministeriale del 05/08/1998, “Aggiornamento delle norme tecniche per la progettazione, esecuzione ed esercizio delle linee elettriche aeree esterne”;

Vengono, infine, elencati, i principali riferimenti normativi relativi ad apparecchiature e componenti d’impianto:

- IEC 61400-1 “Design requirements”
- IEC 61400-2 “Design requirements for small wind turbines”
- IEC 61400-3 “Design requirements for offshore wind turbines”
- IEC 61400-4 “Gears”
- IEC 61400-5 “Wind turbine rotor blades”
- IEC 61400-11 “Acoustic noise measurement techniques”
- IEC 61400-12 “Wind turbine power performance testing”
- IEC 61400-13 “Measurement of mechanical loads”
- IEC 61400-14 “Declaration of apparent sound power level and tonality values”
- IEC 61400-21 “Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines”
- IEC 61400-22 “Conformity testing and certification”
- IEC 61400-23 “Full-scale structural testing of rotor blades”
- IEC 61400-24 “Lightning protection”
- IEC 61400-25 “Communication protocol”

- IEC 61400-27 "Electrical simulation models for wind power generation (Committee Draft)"
- CNR 10011/86 – "Costruzioni in acciaio" Istruzioni per il calcolo, l'esecuzione, il collaudo e la manutenzione
- Eurocodice 1 - Parte 1 - "Basi di calcolo ed azioni sulle strutture - Basi di calcolo"
- Eurocodice 8 - Parte 5 - "Indicazioni progettuali per la resistenza sismica delle strutture"
- Eurocodice 3 UNI EN 1993-1-1:2005- "Progettazione delle strutture in acciaio" Parte 1-1
- Eurocodice 3 UNI EN 1993-1-5:2007- "Progettazione delle strutture in acciaio" Parte 1-5
- Eurocodice 3 UNI EN 1993-1-6:2002- "Progettazione delle strutture in acciaio" Parte 1-6
- Eurocodice 3 UNI EN 1993-1-9:2002- "Progettazione delle strutture in acciaio" Parte 1-9
- CEI 0-2 "Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici"
- CEI 11-4, "Esecuzione delle linee elettriche esterne", quinta edizione, 1998-09
- CEI 11-60, "Portata al limite termico delle linee elettriche aeree esterne", seconda edizione, · 2002- 06
- CEI 211-4, "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche", seconda edizione, 2008-09;
- CEI 211-6, "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", prima edizione, 2001-01
- CEI 103-6 "Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto", terza edizione, 1997:12
- CEI 106-11, "Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) - Parte 1: Linee elettriche

aeree e in cavo”, prima edizione, 2006:02

- CEI EN 61936-1, “Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a. - Parte 1: Prescrizioni comuni”, prima edizione, 2011-07
- CEI EN 50522, “Messa a terra degli impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a.”, prima edizione, 2011-07
- CEI 33-2, “Condensatori di accoppiamento e divisori capacitivi”, terza edizione, 1997
- CEI 36-12, “Caratteristiche degli isolatori portanti per interno ed esterno destinati a sistemi con tensioni nominali superiori a 1000 V”, prima edizione, 1998
- CEI 57-2, “Bobine di sbarramento per sistemi a corrente alternata”, seconda edizione, 1997
- CEI 57-3, “Dispositivi di accoppiamento per impianti ad onde convogliate”, prima edizione, 1998
- CEI 64-2, “Impianti elettrici in luoghi con pericolo di esplosione” quarta edizione”, 2001
- CEI 64-8/1, “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua”, sesta edizione, 2007
- CEI EN 50110-1-2, “Esercizio degli impianti elettrici”, prima edizione, 1998-01
- CEI EN 60076-1, “Trasformatori di potenza”, Parte 1: Generalità, terza edizione, 1998
- CEI EN 60076-2, “Trasformatori di potenza Riscaldamento”, Parte 2: Riscaldamento, terza edizione, 1998
- CEI EN 60137, “Isolatori passanti per tensioni alternate superiori a 1000 V”, quinta edizione, 2004
- CEI EN 60721-3-4, “Classificazioni delle condizioni ambientali”, Parte 3: Classificazione dei gruppi di parametri ambientali e loro severità, Sezione 4: Uso in posizione fissa in luoghi non protetti dalle intemperie, seconda edizione, 1996
- CEI EN 60721-3-3, “Classificazioni delle condizioni ambientali e loro severità”, Parte 3: Classificazione dei gruppi di parametri ambientali e loro severità, Sezione 3: Uso in posizione fissa in luoghi protetti dalle intemperie, terza edizione, 1996
- CEI EN 60068-3-3, “Prove climatiche e meccaniche fondamentali”, Parte 3: Guida – Metodi di prova sismica per apparecchiature, prima edizione, 1998



- CEI EN 60099-4, “Scaricatori ad ossido di zinco senza spinterometri per reti a corrente alternata”, Parte 4: Scaricatori ad ossido metallico senza spinterometri per reti elettriche a corrente alternata, seconda edizione, 2005
- CEI EN 60129, “Sezionatori e sezionatori di terra a corrente alternata a tensione superiore a 1000 V”, 1998
- CEI EN 60529, “Gradi di protezione degli involucri”, seconda edizione, 1997
- CEI EN 62271-100, “Apparecchiatura ad alta tensione”, Parte 100: Interruttori a corrente alternata ad alta tensione, sesta edizione, 2005
- CEI EN 62271-102, “Apparecchiatura ad alta tensione”, Parte 102: Sezionatori e sezionatori di terra a corrente alternata per alta tensione, prima edizione, 2003
- CEI EN 60044-1, “Trasformatori di misura”, Parte 1: Trasformatori di corrente, edizione quarta, 2000
- CEI EN 60044-2, “Trasformatori di misura”, Parte 2: Trasformatori di tensione induttivi, edizione quarta, 2001
- CEI EN 60044-5, “Trasformatori di misura”, Parte 5: Trasformatori di tensione capacitivi, edizione prima, 2001
- CEI EN 60694, “Prescrizioni comuni per l'apparecchiatura di manovra e di comando ad alta tensione”, seconda edizione 1997
- CEI EN 61000-6-2, “Compatibilità elettromagnetica (EMC)“, Parte 6-2: Norme generiche - Immunità per gli ambienti industriali, terza edizione, 2006
- CEI EN 61000-6-4, “Compatibilità elettromagnetica (EMC)“, Parte 6-4: Norme generiche - Emissione per gli ambienti industriali, seconda edizione, 2007
- UNI EN 54, “Sistemi di rivelazione e di segnalazione d'incendio”, 1998
- UNI 9795, “Sistemi automatici di rilevazione e di segnalazione manuale d'incendio”, 2005.

### **3.6 CRITERI GENERALI DI PROGETTAZIONE**

È prassi consolidata far riferimento alla normativa internazionale IEC 61400-1 “Design requirements”. Questa norma fornisce prescrizioni per la progettazione degli aerogeneratori col fine di assicurarne l'integrità tecnica e, quindi, un adeguato livello di protezione di persone, animali e cose contro tutti i pericoli di danneggiamento che

possono accadere nel corso del ciclo di vita degli stessi. Si deve sottolineare che tutte le prescrizioni della serie di norme IEC 61400 non sono obbligatorie; è chiaro, d'altro canto, che i modelli di aerogeneratori che vengono prodotti secondo gli standard in essa contenuti possono ben definirsi come quelli più sicuri sul mercato.

Si precisa che la progettazione e le verifiche di una struttura in Italia sono effettuate, ai sensi del D.M. 17 gennaio 2018 del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (G.U. 20 febbraio 2018 n. 8 - Suppl. Ord.) “Norme tecniche per le Costruzioni” (di seguito NTC2018) e della Circolare 21 gennaio 2019 n. 7 del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (G.U. 11 febbraio 2019 n.5–Suppl. Ord.) “Istruzioni per l'applicazione dell' Aggiornamento delle Norme Tecniche delle Costruzioni” di cui al D.M. 17 gennaio 2018”.

Per quanto non diversamente specificato nella suddetta norma, per quanto riportato al capitolo 12 delle NTC 2018, si intendono coerenti con i principi alla base della stessa, le indicazioni riportate nei seguenti documenti:

- Euro codici strutturali pubblicati dal CEN, con le precisazioni riportate nelle Appendici Nazionali;
- Norme UNI EN armonizzate i cui riferimenti siano pubblicati su Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea;
- Norme per prove su materiali e prodotti pubblicate da UNI.

Inoltre, a integrazione delle presenti norme e per quanto con esse non in contrasto, possono essere utilizzati i documenti di seguito indicati che costituiscono riferimenti di comprovata validità:

- Istruzioni del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici;
- Linee Guida del Servizio Tecnico Centrale del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici;
- Linee Guida per la valutazione e riduzione del rischio sismico del patrimonio culturale e successive modificazioni del Ministero per i Beni e le Attività Culturali, previo parere del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici sul documento stesso;
- Istruzioni e documenti tecnici del Consiglio Nazionale delle Ricerche (C.N.R.).

Per quanto non trattato nella presente norma o nei documenti di comprovata validità sopra

elencati, possono essere utilizzati anche altri codici internazionali; è responsabilità del progettista garantire espressamente livelli di sicurezza coerenti con quelli delle presenti Norme tecniche.

## **4 DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO, DELLE FASI, DEI TEMPI E DELLE MODALITÀ DI ESECUZIONE DEI COMPLESSIVI LAVORI PREVISTI, DEL PIANO DI DISMISSIONE DEGLI IMPIANTI E DI RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI**

### **4.1 DESCRIZIONE DELL'INTERVENTO E MODALITÀ DI ESECUZIONE**

#### **4.1.1 DATI GENERALI D'IMPIANTO**

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto di produzione energia rinnovabile da fonte eolica, composto da n° 5 aerogeneratori da 6,6 MW, per una potenza di 33,00 MW, del relativo Cavidotto MT di collegamento alla Stazione Elettrica di Utenza, da realizzarsi nel Comune di Ascoli Satriano (Provincia di Foggia),

Nello specifico, il progetto prevede:

- n° 5 aerogeneratori Siemens Gamesa SG170 – 6,6 MW, tipo tripala diametro 170 m altezza misurata al mozzo 135 m, altezza massima 220 m;
- viabilità di accesso, con carreggiata di larghezza pari a 5,50 m;
- n° 5 piazzole di costruzione, necessarie per accogliere temporaneamente sia i componenti delle macchine che i mezzi necessari al sollevamento dei vari elementi, di dimensioni di circa 62 x 68 m. Tali piazzole, a valle del montaggio dell'aerogeneratore, vengono ridotte ad una superficie di circa 867 mq., in aderenza alla fondazione, necessarie per le operazioni di manutenzione dell'impianto;
- una rete di elettrodotto interrato a 30 kV di collegamento interno fra gli aerogeneratori;
- una rete di elettrodotto interrato costituito da dorsali a 30 kV di collegamento tra gli aerogeneratori e la stazione di trasformazione 30/36 kV;
- una sottostazione di trasformazione 30/36 kV completa di relative apparecchiature ausiliarie (quadri, sistemi di controllo e protezione, trasformatore ausiliario);
- impianto di rete per la connessione da definire in funzione della soluzione tecnica di connessione.

#### 4.1.2 UBICAZIONE DEL PROGETTO

L’Impianto Eolico, costituito da n° 5 aerogeneratori, ricadenti nel territorio del Comune di Ascoli Satriano (Provincia di Foggia), il Cavidotto MT attraversa lo stesso comune per giungere alla Stazione Elettrica d’Utenza ubicata nello stesso Comune di Ascoli Satriano (FG), quest’ultima connessa in A.T. 36 kV alla Rete Elettrica Nazionale.

Il Cavidotto MT, composto da due linee avrà una lunghezza di circa 13.259 ml.

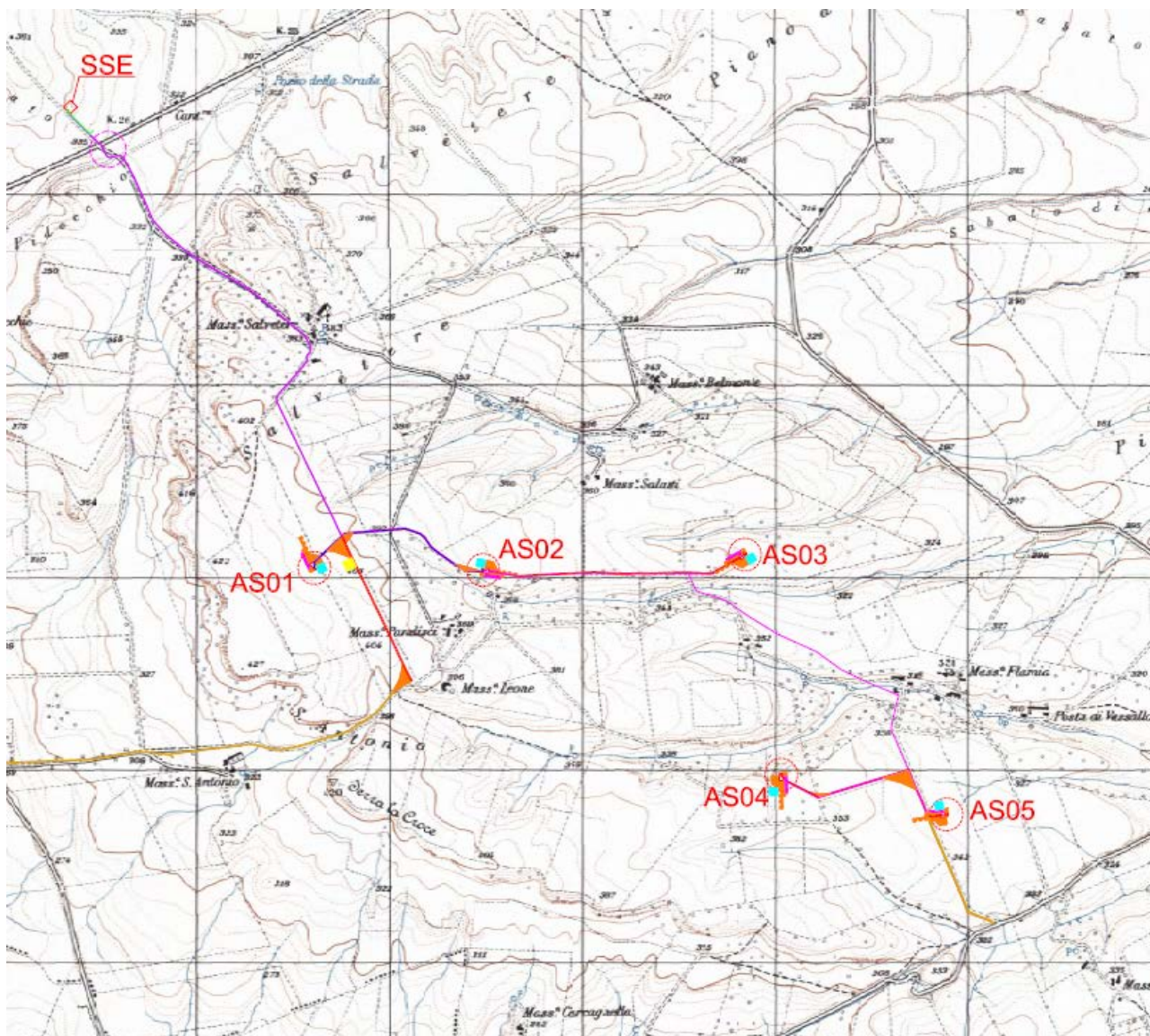
Nello specifico la linea A collegherà gli aerogeneratori AS02-AS01 alla SSU ed avrà una lunghezza di 4.245 ml., la linea B collegherà gli aerogeneratori AS05-AS04-AS03 alla SSU ed avrà una lunghezza di 9.014 ml, mentre l’Impianto di Utenza per la connessione avrà una lunghezza di circa 204 metri.

Si riporta di seguito stralcio della corografia di inquadramento su IGM:

### Legenda

	Aerogeneratore SG170 - 6,6 MW
	Piazzola permanente
	Strade nuove permanenti
	Piazzole provvisorie Allargamenti provvisori
	Area stoccaggio pale
	Area deposito materiale
	Area di Cantiere
	Attraversamento Autostrada A16 Strada Provinciale 95
	Cavidotto Linea A
	Cavidotto Linea B
	Cavidotto AT
	Viabilità esistente da adeguare





*Figura 7 – Corografia di inquadramento*

Circa l'inquadramento catastale, si evince quanto segue:

L'Impianto eolico (aerogeneratori, piazzole e viabilità d'accesso), il cavidotto MT stazione elettrica di utenza e l'impianto di utenza per la connessione ricadono all'interno del comune di **Ascoli Satriano (FG)** in località "S. Antonio – Salvereto – Masserie Leone" sulle seguenti particelle catastali:

- **AREE INTERESSATE ALL'INSTALLAZIONE DEGLI AEROGENERATORI, PIAZZOLE DEFINITIVE, STRADE DEFINITIVE, PIAZZOLE ED ALLARGAMENTI**



**PROVVISORI, CAVIDOTTO INTERRATO, AREA DI CANTIERE, VIABILITA' ESISTENTE DA ADEGUARE**

- Foglio **92** particelle **60, 228, 229, 66, 33, 32, 22, 34, 7, 230, 220, 270, 199, 253**
- Foglio **93** particelle **230, 30, 166, 265, 261, 263**
- Foglio **96** particelle **146, 92, 112, 135, 118, 6, 19, 21, 24, 25, 40, 23, 188, 189, 63, 14, 191, 17, 41**
- Foglio **82** particelle **150, 151**
- Foglio **82** particella **16**

➤ **VI SONO INOLTRE ULTERIORI AREE INTERESSATE AL SOLO SORVOLO DEGLI AEROGENERATORI**

- Foglio **92** particella **61**  
Foglio **96** particella **51**

➤ **SOTTOSTAZIONE ELETTRICA**

- Foglio **75** particella **335** – Località San Donato

Il cavidotto interrato inoltre sarà posato lungo alcuni tratturi comunali ed attraversa la Strada Provinciale 95 e l'Autostrada A16, individuata catastalmente al foglio **82** particelle **92 e 150**.

Si riportano di seguito le coordinate in formato UTM (WGS84), con i fogli e le particelle in cui ricade la fondazione degli aerogeneratori:

AEROGENERATORE	COORDINATE AEROGENERATORE UTM (WGS84) - FUSO 33		Identificativo catastale		
	Long. E [m]	Lat. N [m]	Comune	Foglio	Particella
AS 01	552540	4555861	Ascoli Satriano	92	60
AS 02	553417	4555851	Ascoli Satriano	93	265
AS 03	554778	4555931	Ascoli Satriano	93	263
AS 04	554967	4554786	Ascoli Satriano	96	188-189
AS 05	555826	4554580	Ascoli Satriano	96	41

### 4.1.3 CARATTERISTICHE TECNICHE DEL PROGETTO

#### 4.1.3.1 AEROGENERATORI

Un aerogeneratore o una turbina eolica 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. Come illustrato meglio di seguito, al fine di sfruttare l'energia cinetica contenuta nel vento, convertendola in energia elettrica 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.

Un aerogeneratore richiede una velocità minima del vento (cut-in) di 2-4 m/s ed eroga la potenza di progetto ad una velocità del vento di 10-14 m/s. A velocità elevate, generalmente di 20-25 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 inclinazione variabile “nascondendo” le stesse al vento mettendole nella cosiddetta posizione a “bandiera”.

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.

L'aerogeneratore eolico ad asse orizzontale è costituito da una torre tubolare in acciaio che porta alla sua sommità la navicella, all'interno della quale sono alloggiati l'albero di trasmissione lento, il moltiplicatore di giri, l'albero veloce, il generatore elettrico ed i dispositivi ausiliari. All'estremità dell'albero lento, corrispondente all'estremo anteriore della navicella, è fissato il rotore costituito da un mozzo sul quale sono montate le pale. La navicella può ruotare rispetto al sostegno in modo tale da tenere l'asse della macchina sempre parallela alla direzione del vento (movimento di imbardata); inoltre è dotata di un

sistema di controllo del passo che, in corrispondenza di alta velocità del vento, mantiene la produzione di energia al suo valore nominale indipendentemente dalla temperatura e dalla densità dell'aria; in corrispondenza invece di bassa velocità del vento, il sistema a passo variabile e quello di controllo ottimizzano la produzione di energia scegliendo la combinazione ottimale tra velocità del rotore e angolo di orientamento delle pale in modo da avere massimo rendimento.

Nel caso in esame, il **Progetto** prevede l'installazione di **n. 5 turbine SIEMENS GAMESA SG170 – 6,6 MW, tipo tripala diametro 170 m**, con altezza misurata al mozzo pari a 135 m, per una potenza complessiva dell'impianto pari a **33,00 MW**.

#### **4.1.3.1.1 Torre Di Sostegno**

La torre è caratterizzata da quattro moduli tronco conici in acciaio ad innesto. I tronconi saranno realizzati in officina quindi trasportati e montati in cantiere. Alla base della torre ci sarà una porta che permetterà l'accesso ad una scala montata all'interno, dotata ovviamente di opportuni sistemi di protezione (parapetti). La torre sarà protetta contro la corrosione da un sistema di verniciatura multistrato. Allo scopo di ridurre al minimo la necessità di raggiungere la navicella tramite le scale, il sistema di controllo del convertitore e di comando dell'aerogeneratore saranno sistemati in quadri montati su una piattaforma separata alla base della torre. L'energia elettrica prodotta verrà trasmessa alla base della torre tramite cavi installati su una passerella verticale ed opportunamente schermati. Per la trasmissione dei segnali di controllo alla navicella saranno installati cavi a fibre ottiche. Torri, navicelle e pali saranno realizzati con colori che si inseriscono armonicamente nell'ambiente circostante, fatte salve altre tonalità derivanti da disposizioni di sicurezza.

#### **4.1.3.1.2 Pale**

Le pale sono in fibra di vetro rinforzata con resina epossidica e fibra di carbonio. Esse sono realizzate con due gusci ancorati ad una trave portante e sono collegate al mozzo per mezzo di cuscinetti che consentono la rotazione della pala attorno al proprio asse (pitch system). I cuscinetti sono sferici a 4 punte e vengono collegati al mozzo tramite bulloni.

#### **4.1.3.1.3 Navicella**

La navicella ospita al proprio interno la catena cinematica che trasmette il moto dalle pale al generatore elettrico. Una copertura in fibra di vetro protegge i componenti della macchina dagli agenti atmosferici e riduce il rumore prodotto a livelli accettabili. Sul retro

della navicella è posta una porta attraverso la quale, mediante l'utilizzo di un palanco, possono essere rimossi attrezzature e componenti della navicella. L'accesso al tetto avviene attraverso un lucernario. La navicella, inoltre, è provvista di illuminazione.

#### **4.1.3.1.4 Il Sistema Frenante**

Il sistema frenante, attraverso la “messa in bandiera” delle pale e l'azionamento del freno di stazionamento dotato di sistema idraulico, permette di arrestare all'occorrenza la rotazione dell'aerogeneratore. E' presente anche un sistema di frenata d'emergenza a ganasce che, tramite attuatori idraulici veloci, ferma le pale in brevissimo tempo. Tale frenata, essendo causa di importante fatica meccanica per tutta la struttura della torre, avviene solo in caso di avaria grave, di black-out della rete o di intervento del personale attraverso l'azionamento degli appositi pulsanti di emergenza.

#### **4.1.3.1.5 Rotore**

Il rotore avrà una velocità di rotazione variabile. Combinato con un sistema di regolazione del passo delle pale, fornisce la migliore resa possibile adattandosi nel contempo alle specifiche della rete elettrica (accoppiamento con generatore) e minimizzando le emissioni acustiche. Le pale, a profilo alare, sono ottimizzate per operare a velocità variabile e saranno protette dalle scariche atmosferiche da un sistema parafulmine integrato. L'interfaccia tra il rotore ed il sistema di trasmissione del moto è il mozzo. I cuscinetti delle pale sono imbullonati direttamente sul mozzo, che sostiene anche le flange per gli attuatori di passo e le corrispondenti unità di controllo. Il gruppo mozzo è schermato secondo il principio della gabbia di Faraday, in modo da fornire la protezione ottimale ai componenti elettronici installati al suo interno. Il mozzo sarà realizzato in ghisa fusa a forma combinata di stella e sfera, in modo tale da ottenere un flusso di carico ottimale con un peso dei componenti ridotto e con dimensioni esterne contenute.

Durante il funzionamento sistemi di controllo della velocità e del passo interagiscono per ottenere il rapporto ottimale tra massima resa e minimo carico. Con bassa velocità del vento e a carico parziale il generatore eolico opera a passo delle pale costante e velocità del rotore variabile, sfruttando costantemente la miglior aerodinamica possibile al fine di ottenere un'efficienza ottimale. La bassa velocità del rotore alle basse velocità mantiene bassi i livelli di emissione acustica. A potenza nominale e ad alte velocità del vento il sistema di controllo del rotore agisce sull'attuatore del passo delle pale per mantenere una generazione di potenza costante; le raffiche di vento fanno accelerare il rotore che viene

gradualmente rallentato dal controllo del passo. Questo sistema di controllo permette una riduzione significativa del carico sul generatore eolico fornendo contemporaneamente alla rete energia ad alto livello di compatibilità. Le pale sono collegate al mozzo mediante cuscinetti a doppia corona di rulli a quattro contatti ed il passo è regolato autonomamente per ogni pala. Gli attuatori del passo, che ruotano con le pale, sono motori a corrente continua ed agiscono sulla dentatura interna dei cuscinetti a quattro contatti tramite un ingranaggio epicicloidale a bassa velocità. Per sincronizzare le regolazioni delle singole pale viene utilizzato un controller sincrono molto rapido e preciso. Per mantenere operativi gli attuatori del passo in caso di guasti alla rete o all'aerogeneratore ogni pala del rotore ha un proprio set di batterie che ruotano con la pala. Gli attuatori del passo, il carica batteria ed il sistema di controllo sono posizionati nel mozzo del rotore in modo da essere completamente schermati e quindi protetti in modo ottimale contro gli agenti atmosferici o i fulmini. Oltre a controllare la potenza in uscita il controllo del passo serve da sistema di sicurezza primario.

Durante la normale azione di frenaggio i bordi d'attacco delle pale vengono ruotati in direzione del vento. Il meccanismo di controllo del passo agisce in modo indipendente su ogni pala. Pertanto, nel caso in cui l'attuatore del passo dovesse venire a mancare su due pale, la terza può ancora riportare il rotore sotto controllo ad una velocità di rotazione sicura nel giro di pochi secondi. In tal modo si ha un sistema di sicurezza a tripla ridondanza. Quando l'aerogeneratore è in posizione di parcheggio, le pale del rotore vengono messe a bandiera. Ciò riduce nettamente il carico sull'aerogeneratore, e quindi sulla torre. Tale posizione, viene pertanto attuata in condizioni climatiche di bufera.

#### **4.1.3.1.6 Sistema Di Controllo**

Tutto il funzionamento dell'aerogeneratore è controllato da un sistema a microprocessori che attua un'architettura multiprocessore in tempo reale. Tale sistema è collegato a un gran numero di sensori mediante cavi a fibre ottiche. In tal modo si garantisce la più alta rapidità di trasferimento del segnale e la maggior sicurezza contro le correnti vaganti o i colpi di fulmine. Il computer installato nell'impianto definisce i valori di velocità del rotore e del passo delle pale e funge quindi anche da sistema di supervisione dell'unità di controllo distribuite dell'impianto elettrico e del meccanismo di controllo del passo alloggiato nel mozzo.

La tensione di rete, la fase, la frequenza, la velocità del rotore e del generatore, varie temperature, livelli di vibrazione, la pressione dell'olio, l'usura delle pastiglie dei freni,

l'avvolgimento dei cavi, nonché le condizioni meteorologiche vengono monitorate continuamente. Le funzioni più critiche e sensibili ai guasti vengono monitorate con ridondanza. In caso di emergenza si può far scattare un rapido arresto mediante un circuito cablato in emergenza, persino in assenza del computer e dell'alimentazione esterna. Tutti i dati possono essere monitorati a distanza in modo da consentirne il telecontrollo e la tele gestione di ogni singolo aerogeneratore.

#### **4.1.3.1.7 Impianto Elettrico Del Generatore Eolico**

L'impianto elettrico è un componente fondamentale per un rendimento ottimale ed una fornitura alla rete di energia di prima qualità. Il generatore asincrono a doppio avvolgimento consente il funzionamento a velocità variabile con limitazione della potenza da inviare al circuito del convertitore, ed in tal modo garantisce le condizioni di maggior efficienza dell'aerogeneratore.

Con vento debole la bassa velocità di inserimento va a tutto vantaggio dell'efficienza, riduce le emissioni acustiche, migliora le caratteristiche di fornitura alla rete.

Il generatore a velocità variabile livella le fluttuazioni di potenza in condizioni di carico parziale ed offre un livellamento quasi totale in condizioni di potenza nominale. Ciò porta a condizioni di funzionamento più regolari dell'aerogeneratore e riduce nettamente i carichi dinamici strutturali. Le raffiche di vento sono “immagazzinate” dall'accelerazione del rotore e sono convogliate gradatamente alla rete. La tensione e la frequenza fornite alla rete restano assolutamente costanti. Inoltre, il sistema di controllo del convertitore può venire adattato ad una grande varietà di condizioni di rete e può persino servire reti deboli. Il convertitore è controllato attraverso circuiti di elettronica di potenza da un microprocessore a modulazione di ampiezza d'impulso. La fornitura di corrente è quasi completamente priva di flicker, la gestione regolabile della potenza reattiva, la bassa distorsione, ed il minimo contenuto di armoniche definiscono una fornitura di energia eolica di alta qualità.

La bassa potenza di cortocircuito permette una migliore utilizzazione della capacità di rete disponibile e può evitare costosi interventi di potenziamento della rete. Grazie alla particolare tecnologia delle turbine previste, non sarà necessaria la realizzazione di una cabina di trasformazione BT/MT alla base di ogni palo in quanto questa è già alloggiata all'interno della torre d'acciaio; il trasformatore BT/MT con la relativa quadristica di media tensione fa parte dell'aerogeneratore ed è interamente installato all'interno dell'aerogeneratore stesso, a base torre.



Per la Rete di media tensione è stato individuato un trasformatore; il gruppo sarà collegato alla rete di media tensione attraverso pozzetti di linea per mezzo di cavi posati direttamente in cavidotti interrati convenientemente segnalati.

#### **4.1.3.1.8 Fondazioni**

Trattasi di un plinto in cls armato di grandi dimensioni, di forma in pianta circolare di diametro massimo pari a 16,80 mt, con un nocciolo centrale cilindrico con diametro massimo pari a 6,00 mt,, con altezza complessiva pari a 3,12 mt.

Tale fondazione è di tipo indiretto su 14 pali di diametro 1200 mm, posizionati su una corona di raggio 6,90 mt e lunghezza variabile da 20 a 30,00 mt.

La sezione è rastremata a partire dal perimetro esterno, spessore 110 cm, fino al contatto con il nocciolo centrale citato dove lo spessore della sezione è di 312 cm. Le dimensioni **potranno subire modifiche** nel corso dei successivi livelli di progettazione.

Per le opere oggetto della presente relazione si prevede l'utilizzo dei seguenti materiali:

#### **Calcestruzzo per opere di fondazione**

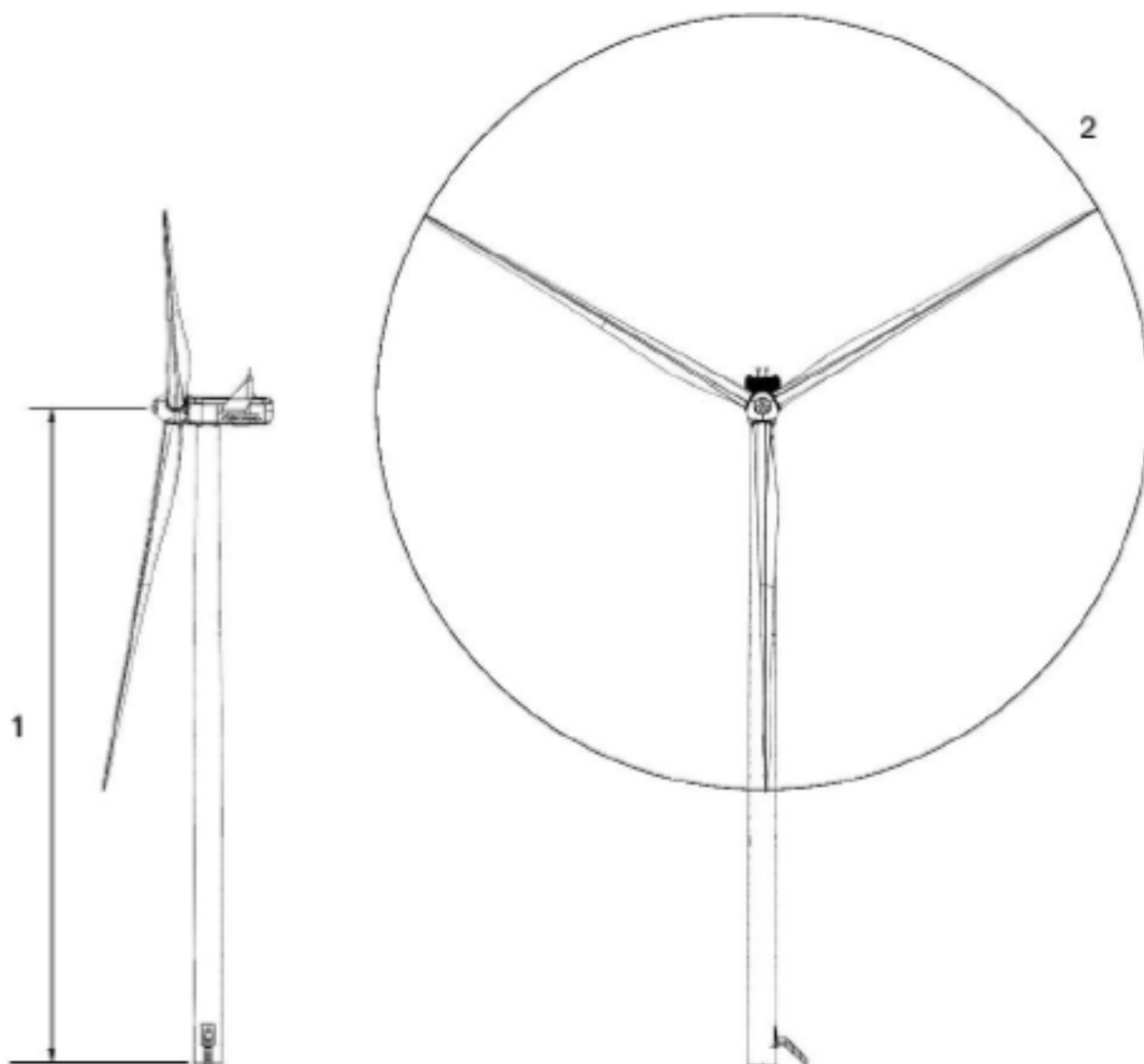
Classe di esposizione	XC4
Classe di resistenza	C32/40
Resist, caratteristica a compressione cilindrica	$f_{ck} = 32 \text{ N/mm}^2$
Resist, caratteristica a compressione cubica	$R_{ck} = 40 \text{ N/mm}^2$
Modulo elastico	$E_c = 33350 \text{ N/mm}^2$
Resist, di calcolo a compressione	$f_{cd} = 18,13 \text{ N/mm}^2$
Resist, caratteristica a trazione	$f_{ctk} = 2,11 \text{ N/mm}^2$
Resist, di calcolo a trazione	$f_{ctd} = 1,41 \text{ N/mm}^2$
Resist, caratteristica a trazione per flessione	$f_{cfk} = 2,53 \text{ N/mm}^2$
Resist, di calcolo a trazione per flessione	$f_{cfd} = 1,68 \text{ N/mm}^2$
Rapporto acqua/cemento max	0,50
Contenuto cemento min	340 kg/m <sup>3</sup>
Diametro inerte max	25 mm
Classe di consistenza	S4

### Acciaio per armature c.a.

Acciaio per armatura tipo	B450C
Tensione caratteristica di snervamento	$f_{yk} = 450 \text{ N/mm}^2$
Tensione caratteristica di rottura	$f_{tk} = 540 \text{ N/mm}^2$
Modulo elastico	$E_s = 210000 \text{ N/mm}^2$

### Caratteristiche tecniche

L'aerogeneratore che sarà adoperato per il nuovo impianto eolico sarà del tipo **SIEMENS**  
– **GAMESA SG170 – 6,6 MW** ed avrà le seguenti caratteristiche tecniche:

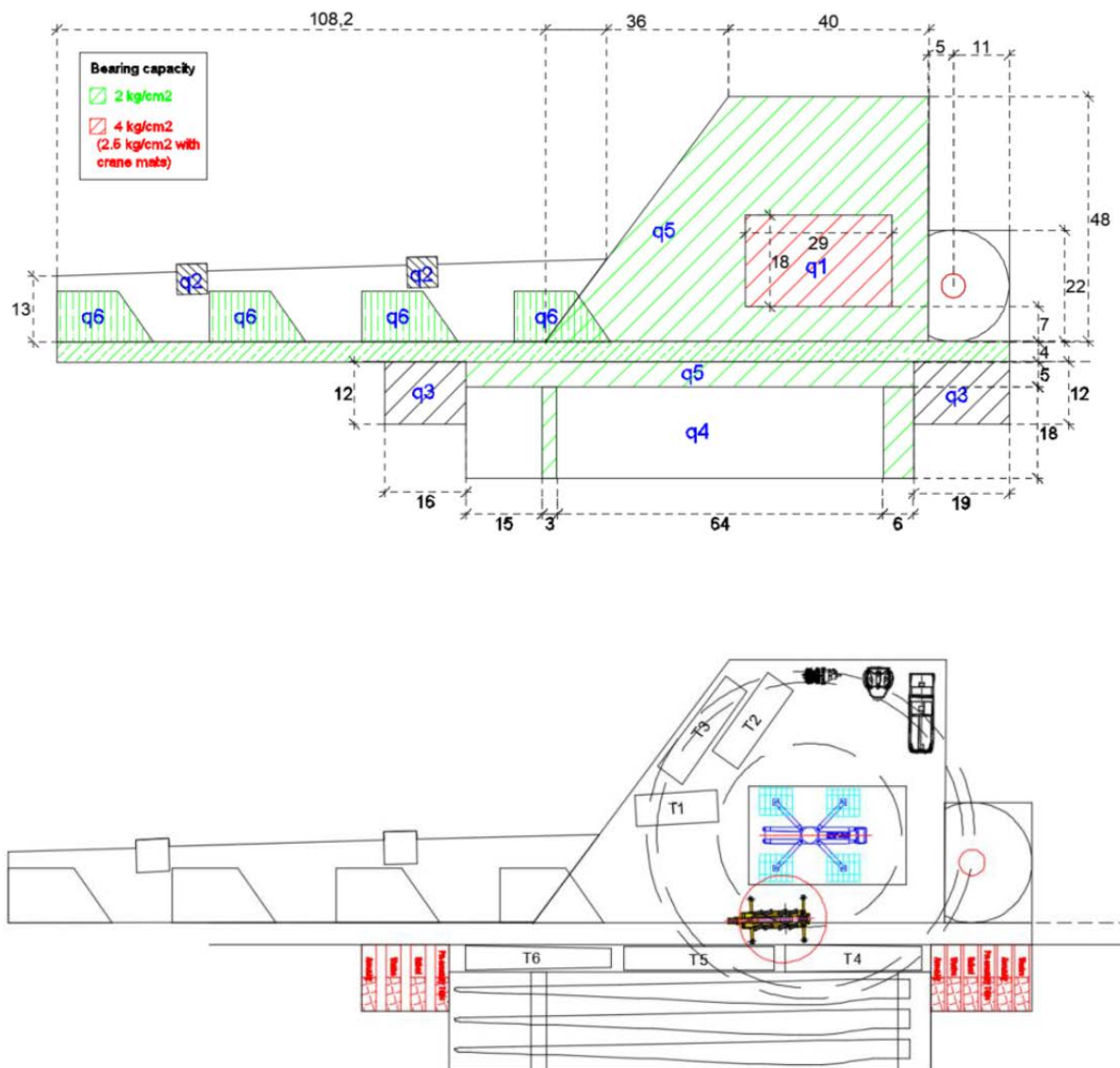


<b>Potenza nominale</b>	6600 kW
<b>Turbina</b>	rotore tripala ad asse orizzontale sopravvento, rotazione oraria, velocità variabile
<b>Diametro Rotorico (2)</b>	170 m
<b>Altezza della torre (1)</b>	135 m
<b>Velocità Cut - in</b>	3 m/s
<b>Velocità Cut - out</b>	25,0 m/s
<b>Freno</b>	Il freno principale sulla turbina è aerodinamico. Inoltre, è presente un freno a disco meccanico sull'albero ad alta velocità.
<b>Torre</b>	Tubolare conica, con connessioni a flangia, in acciaio verniciato, suddivisa in più sezioni pre-assemblate in officina.
<b>Area spaziata</b>	22.698 mq
<b>Lunghezza pala</b>	83,50 m
<b>Voltaggio</b>	690 V
<b>Frequenza</b>	50/60 Hz
<b>Tipo</b>	IEC 61400-1 CLASSE S
<b>RPM</b>	8,83
<b>DB (A)</b>	106

#### 4.1.3.1.9 *Piazzole Di Costruzione*

Il montaggio dell'aerogeneratore richiede la predisposizione di aree di dimensioni e caratteristiche opportune, necessarie per accogliere temporaneamente sia i componenti delle macchine (elementi della torre, pale, navicella, mozzo, etc,) che i mezzi necessari al sollevamento dei vari elementi. In corrispondenza della zona di collocazione della turbina si realizza una piazzola provvisoria delle dimensioni, come di seguito riportate, diverse in base all'orografia del suolo e alle modalità di deposito e montaggio della componentistica delle turbine, disposta in piano e con superficie in misto granulare, quale base di appoggio per le sezioni della torre, la navicella, il mozzo e l'ogiva. Lungo un lato della piazzola, su un'area idonea, si prevede area stoccaggio blade, in seguito calettate sul mozzo mediante

una idonea gru, con cui si prevede anche al montaggio dell'ogiva, Il montaggio dell'aerogeneratore (cioè, in successione, degli elementi della torre, della navicella e del rotore) avviene per mezzo di una gru tralicciata, posizionata a circa 25-30 m dal centro della torre e precedentemente assemblata sul posto; si ritiene pertanto necessario realizzare uno spazio idoneo per il deposito degli elementi del braccio della gru tralicciata. Parallelamente a questo spazio si prevede una pista per il transito dei mezzi ausiliari al deposito e montaggio della gru, che si prevede coincidente per quanto possibile con la parte terminale della strada di accesso alla piazzola al fine di limitare al massimo le aree occupate durante i lavori.



Storage conditions	Width x length
<b>Total Storage</b>	q1: 29m x 18m q3: 16m x 12m + 19m x 12m q4: 88m x 18m (with fingers of q5 hardstand 3m x 18m + 6m x 18m) q5: 40m x 48m + (36m x 48m)/2 – q1+ 88m x 5m + reinforced road part* q2/q6: dimensions according to the 3.2.7. Requirements for assembly the main crane
<b>Partial storage (SGRE standard)</b>	q1: 29m x 18m q3: 16m x 12m + 19m x 12m q4: 88m x 18m (with fingers of q5 hardstand 3m x 18m + 6m x 18m) q5: 32m x 48m + (36m x 48m)/2 – q1 + 88m x 5m + reinforced road part* q2/q6: dimensions according to the 3.2.7. Requirements for assembly the main crane



Figura 8 – Tipico piazzola per il montaggio dell'aerogeneratore

#### 4.1.3.1.10 Viabilità Di Costruzione

La viabilità interna sarà costituita da una serie di strade e di piste di accesso che consentiranno di raggiungere agevolmente tutte le postazioni in cui verranno collocati gli

aerogeneratori.

Tale viabilità interna sarà costituita sia da strade già esistenti che da nuove strade appositamente realizzate.

Le strade esistenti verranno adeguate in alcuni tratti per rispettare i raggi di curvatura e l'ingombro trasversale dei mezzi di trasporto dei componenti dell'aerogeneratore. Tali adeguamenti consisteranno quindi essenzialmente in raccordi agli incroci di strade e ampliamenti della sede stradale nei tratti di minore larghezza, per la cui esecuzione sarà richiesta l'asportazione, lateralmente alle strade, dello strato superficiale di terreno vegetale e la sua sostituzione con uno strato di misto granulare stabilizzato. Le piste di nuova costruzione avranno una larghezza di 5,5 m e su di esse, dopo l'esecuzione della necessaria compattazione, verrà steso uno strato di geotessile, quindi verrà realizzata una fondazione in misto granulare dello spessore di 50 cm e infine uno strato superficiale di massicciata dello spessore di 20 cm. Verranno eseguite opere di scavo, compattazione e stabilizzazione nonché riempimento con inerti costipati e rullati così da avere un sottofondo atto a sostenere i carichi dei mezzi eccezionali nelle fasi di accesso e manovra. La costruzione delle strade di accesso in fase di cantiere e di quelle definitive dovrà rispettare adeguate pendenze sia trasversali che longitudinali allo scopo di consentire il drenaggio delle acque impedendo gli accumuli in prossimità delle piazzole di lavoro degli aerogeneratori. A tal fine le strade dovranno essere realizzate con sezione a pendenza con inclinazione di circa il 2%.

#### **4.1.3.1.11 Piazzole E Viabilità In Fase Di Ripristino**

A valle del montaggio dell'aerogeneratore, tutte le aree adoperate per le operazioni verranno ripristinate, tornando così all'uso originario, e la piazzola verrà ridotta per la fase di esercizio dell'impianto ad una superficie di circa 867 mq. Le aree esterne alla piazzola definitiva, occupate temporaneamente per la fase di cantiere, verranno ripristinate alle condizioni iniziali.

#### **4.1.3.2 CAVIDOTTI MT**

Al di sotto della viabilità interna al parco o al di sotto delle proprietà private, correranno i cavi di media tensione che trasmetteranno l'energia elettrica prodotta dagli aerogeneratori alla sottostazione MT/AT e quindi alla rete elettrica nazionale.



#### 4.1.3.2.1 Caratteristiche Elettriche Del Sistema Mt

Tensione nominale di esercizio (U)	30 Kv	
Tensione massima (Um)	36 Kv	
Frequenza nominale del sistema	50 Hz	
stato del neutro	isolato	
Massima corrente di corto circuito trifase		(1)
Massima corrente di guasto a terra monofase e durata		(1)

Note:

(1) da determinare durante la progettazione esecutiva dei sistemi elettrici.

#### **Cavo 30 KV: Caratteristiche Tecniche e Requisiti** Tensione di esercizio (Ue) 30 kV

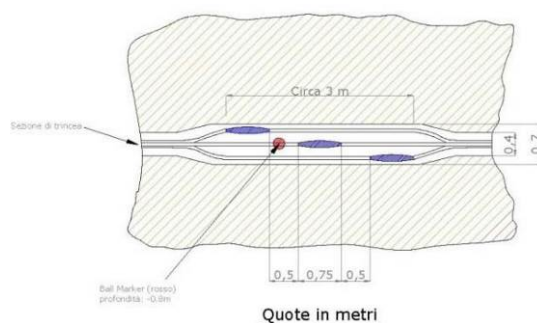
Tipo di cavo Cavo MT unipolare schermato con isolamento estruso, riunito ad elica visibile

Note:

Sigla di identificazione	ARE4H1RX-18/30 kV (x)
Conduttori	Alluminio
Isolamento	Mescola di polietilene reticolato (qualità DIX 8)
Schermo	filo di rame
Guaina esterna	Da definire durante la progettazione esecutiva dei sistemi elettrici
Potenza da trasmettere	Da definire durante la progettazione esecutiva dei sistemi elettrici
Sezione conduttore	Da definire durante la progettazione esecutiva dei sistemi elettrici
Messa a terra della guaina	Da definire durante la progettazione esecutiva dei sistemi elettrici
Tipo di posa	Direttamente interrato

#### 4.1.3.2.2 *Buche E Giunti*

Nelle buche giunti si prescrive di realizzare una scorta di cavo sufficiente a poter effettuare un eventuale nuovo giunto (le dimensioni della buca giunti devono essere determinate dal fornitore in funzione del tipo di cavo MT utilizzato ed in funzione delle sue scelte operative).



Nella seguente figura si propone un tipico in cui si evidenzia il richiesto sfasamento dei giunti di ogni singola fase.

Sono prescritte le seguenti ulteriori indicazioni:

- Il fondo della buca giunti deve garantire che non vi sia ristagno di acqua piovana o di corruzione; se necessario, le buche giunti si devono posizionare in luoghi appositamente studiati per evitare i ristagni d'acqua. Gli strati di ricoprimento sino alla quota di posa della protezione saranno eseguiti come nella sezione di scavo;
- La protezione, che nella trincea corrente può essere in PVC, nelle buche giunti deve essere sostituita da lastre in calcestruzzo armato delle dimensioni 50 X 50 cm e spessore minimo pari a 4 cm, dotate di golfari o maniglie per la movimentazione, Tutta la superficie della buca giunti deve essere "ricoperta" con dette lastre, gli strati superiori di ricoprimento saranno gli stessi descritti per la sezione corrente in trincea;
- Segnalamento della buca giunti con le "ball marker".

#### 4.1.3.2.3 *Posa Dei Cavi*

La posa dei cavi di potenza sarà preceduta dal livellamento del fondo dello scavo e la posa di un cavidotto in tritubo DN50, per la posa dei cavi di comunicazione in fibra ottica. Tale tubo protettivo dovrà essere posato nella trincea in modo da consentire l'accesso ai cavi di potenza (apertura di scavo) per eventuali interventi di riparazione ed esecuzione giunti senza danneggiare il cavo di comunicazione.

La posa dei tubi dovrà avvenire in maniera tale da evitare ristagni di acqua (pendenza) e avendo cura nell'esecuzione delle giunzioni. Durante la posa delle tubazioni sarà inserito in queste un filo guida in acciaio.

La posa dovrà essere eseguita secondo le prescrizioni della Norma CEI 11-17, in particolare per quanto riguarda le temperature minime consentite per la posa e i raggi di curvatura minimi.

La bobina deve essere posizionata con l'asse di rotazione perpendicolare al tracciato di posa ed in modo che lo svolgimento del cavo avvenga dall'alto evitando di invertire la naturale curvatura del cavo nella bobina.

#### **4.1.3.2.4 Scavi E Rinterri**

Lo scavo sarà a sezione ristretta, con una larghezza di circa 50 cm; la sezione di scavo sarà rettangolare con le dimensioni come da particolare costruttivo relativo al tratto specifico.

Dove previsto, sul fondo dello scavo, verrà realizzato un letto di sabbia lavata e vagliata, priva di elementi organici, a bassa resistività e del diametro massimo pari 2 mm su cui saranno posizionati i cavi direttamente interrati, a loro volta ricoperti da un ulteriore strato di sabbia dello spessore minimo, misurato rispetto all'estradosso dei cavi di cm 10, sul quale posare il tritubo. Anche il tritubo deve essere rinfiancato, per tutta la larghezza dello scavo, con sabbia fine sino alla quota minima di 20 cm rispetto all'estradosso dello stesso tritubo.

Sopra la lastra di protezione in PVC l'appaltatrice dovrà riempire la sezione di scavo con misto granulometrico stabilizzato della granulometria massima degli inerti di 6 cm, provvedendo ad una adeguata costipazione per strati non superiori a 20 cm e bagnando quando necessario.

Alla quota di meno 50 cm rispetto alla strada, si dovrà infine posizionare il nastro monitore bianco e rosso con la dicitura "cavi in tensione 30 kV" così come previsto dalle norme di sicurezza.

Le sezioni di scavo devono essere ripristinate in accordo alle sezioni tipiche sopraccitate.

Nei tratti dove il cavidotto viene posato in terreni coltivati il riempimento della sezione di scavo sopra la lastra di protezione sarà riempito con lo stesso materiale precedentemente scavato, previa caratterizzazione ambientale che ne evidenzi la non contaminazione;

l'appaltatore deve provvedere, durante la fase di scavo ad accantonare lungo lo scavo il terreno vegetale in modo che, a chiusura dello scavo, il vegetale stesso potrà essere riposizionato sulla parte superiore dello scavo.

Lo scavo sarà a sezione obbligata sarà eseguito dall'Appaltatore seguendo le caratteristiche riportate nella sezione tipica di progetto. In funzione del tipo di strada su cui si deve posare, in particolare in terreni a coltivo o simili, si prescrive una quota di scavo non inferiore a 1,20 m.

Nei tratti in attraversamento o con presenza di manufatti interrati che non consentano il rispetto delle modalità di posa indicate, sarà necessario provvedere alla posa ad una profondità maggiore rispetto a quella tipica; sia nel caso che il sotto servizio debba essere evitato posando il cavidotto al di sotto o al di sopra dello stesso, l'appaltatore dovrà predisporre idonee soluzioni progettuali che permettano di garantire la sicurezza del cavidotto, il tutto in accordo con le normative. In particolare, si prescrive l'utilizzo di calcestruzzo o lamiere metalliche a protezione del cavidotto, previo intubamento dello stesso, oppure l'intubamento all'interno di tubazioni in acciaio. Deve essere garantita l'integrità del cavidotto nel caso di scavo accidentale da parte di terzi. In tali casi dovranno essere resi contestualmente disponibili i calcoli di portata del cavo nelle nuove condizioni di installazione puntuali proposte.

Negli attraversamenti gli scavi dovranno essere eseguiti sotto la sorveglianza del personale dell'ente gestore del servizio attraversato. Nei tratti particolarmente pendenti, o in condizioni di posa non ottimali per diversi motivi, l'appaltatore deve predisporre delle soluzioni da presentare al Committente con l'individuazione della soluzione proposta per poter eseguire la posa del cavidotto in quei punti singolari.

Dove previsto il rinterro con terreno proveniente dagli scavi, tale terreno dovrà essere opportunamente vagliato al fine di evitare ogni rischio di azione meccanica di rocce e sassi sui cavi.

#### **4.1.3.2.5 Segnalazione Del Cavidotto**

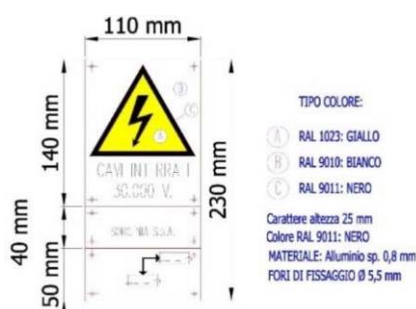
Tutto il percorso del cavidotto, una volta posato, dovrà essere segnalato con apposite paline di segnalazione installate almeno ogni 250 m. La palina dovrà contenere un cartello come quello sotto riportato e con le seguenti informazioni:

- Cavi interrati 30 kV con simbolo di folgorazione;

- Il nome della proprietà del cavidotto;
- La profondità e la distanza del cavidotto dalla palina,

La posizione delle paline sarà individuata dopo l'ultimazione dei lavori ma si può ipotizzare l'installazione di una palina ogni 250 metri. Il palo su cui installare il cartello sarà un palo di diametro  $\Phi 50$  mm, zincato a caldo dell'altezza fuori terra di minimo 1,50 m, installato con una fondazione in cls delle dimensioni 50 x 50 x 50 cm.

Di seguito si riporta una targa tipica di segnalazione utilizzata (ovviamente da personalizzare al progetto).



#### 4.1.3.3 SOLUZIONE TECNICA MINIMA GENERALE DI CONNESSIONE ALLA RTN

Nel preventivo di connessione inviato dalla Società TERNA S.p.a, alla Società AME ENERGY S.r.l., (codice pratica 201201358), a cui la stessa faceva richiesta di connessione per un impianto di generazione da fonte rinnovabile (eolico) con una potenza in immissione alla rete di circa 33,0 MW, è riportata la soluzione tecnica minima generale. Tale soluzione prevede che l'impianto eolico sia collegato in antenna a 36 kV con una nuova stazione di elettrica (SE) di trasformazione a 150/36 kV della RTN, da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 150 kV di Ascoli Satriano.

Ai sensi dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt 99/08 e s.m.i. dell'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente, il nuovo elettrodotto in antenna a 36 kV per il collegamento della centrale alla citata SE costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella medesima stazione costituisce impianto di rete per la connessione.



#### **4.1.3.4 IMPIANTI DI CONNESSIONE ALLA RTN**

Le opere elettriche saranno composte dalla stazione utente di trasformazione (SU), dall'impianto di utenza per la connessione e dall'impianto di rete per la connessione.

#### **4.1.3.5 IMPIANTI DI TUTENZA PER LA CONNESSIONE**

Per la connessione alla rete elettrica della RTN, verrà realizzata una Stazione elettrica di trasformazione utente MT/AT-30/36 kV, ubicata nel Comune di Ascoli Satriano (FG). Essa sarà collegata ai quadri d'ingresso a 36 kV della nuova Stazione di Trasformazione della RTN, attraverso un cavidotto interrato in AT a 36 kV, in antenna.

#### **4.1.3.6 STAZIONE UTENTE DI TRASFORMAZIONE (SU)**

Per la connessione alla SE, verrà realizzata una nuova stazione utente di trasformazione MT/AT 30/36 kV, dalle dimensioni di circa 30 x 30 mq, su un terreno adiacente alla attuale Stazione di trasformazione della RTN, alla quale saranno collegati i cavi in MT provenienti dal parco eolico e che sarà connessa a 36 kV alla nuova SE RTN. La nuova stazione utente SU sarà ubicata nel Comune di Ascoli Satriano in Provincia di Foggia, su un terreno in località San Donato, foglio 75, particella 335.

In particolare, la SU interesserà un'area totale di circa 900 mq. Tale Stazione, conterrà al suo interno una cabina composta da un reparto quadri elettrici, misure, alloggio trafo aux, wc, TLC e SA ed il trasformatore MT/AT. Mediante un elettrodotto in cavo interrato a 36 kV, composto da n. 2 terne di cavi unipolari della sezione di 400 mmq ciascuna, l'impianto sarà connesso in antenna al futuro stallo assegnato a 36 kV nella nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) della RTN. La posizione è stata individuata tenendo conto delle esigenze tecniche, economiche e dell'opportunità ambientale di minimizzare la lunghezza delle connessioni con la Stazione SE, le quali saranno realizzate mediante cavo interrato in AT a 36 kV.

Nella figura sottostante è rappresentata la planimetria elettromeccanica dell'area della SU.

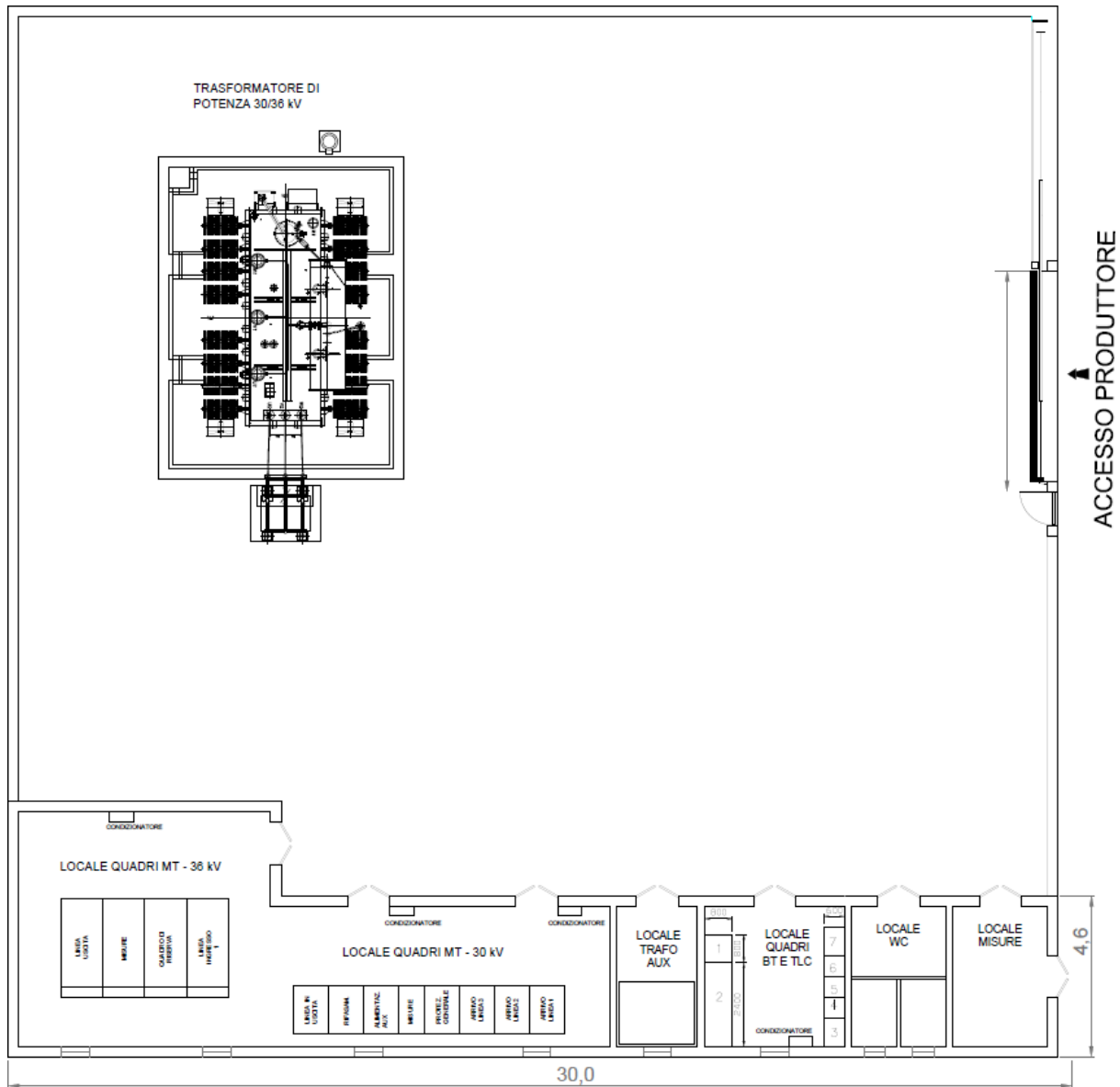


Figura 9: Planimetria elettromeccanica della stazione utente di trasformazione 30/36 kV

#### 4.1.3.7 CARATTERISTICHE DELLA STAZIONE UTENTE DI TRASFORMAZIONE

##### 4.1.3.7.1 Opere Civili

La stazione utente SU, è composta da un'area recintata di dimensioni pari a circa 30 x 30 mq, con pavimentazione in cemento, dalla quale si avrà accesso mediante un cancello scorrevole di larghezza pari a 6 m, dalla strada comunale San Donato, nel comune di Ascoli Satriano (FG).

All'interno verrà alloggiato un edificio o cabina utente ed il trasformatore MT/AT.

##### 4.1.3.7.2 Edificio Utente

Nella stazione è previsto un edificio, avente una superficie di circa 216 mq, e la cubatura

riferita al piano piazzale è circa 648 mc suddiviso nei seguenti locali:

- ✓ locale quadri MT e AT, isolati a 36 e 40,5 kV rispettivamente
- ✓ locale trafo aux
- ✓ locale Quadri BT e Telecomunicazioni
- ✓ locale servizi igienici
- ✓ locale per le misure fiscali con ingresso sia dall'interno della stazione che dall'esterno posto sulla
- ✓ recinzione.

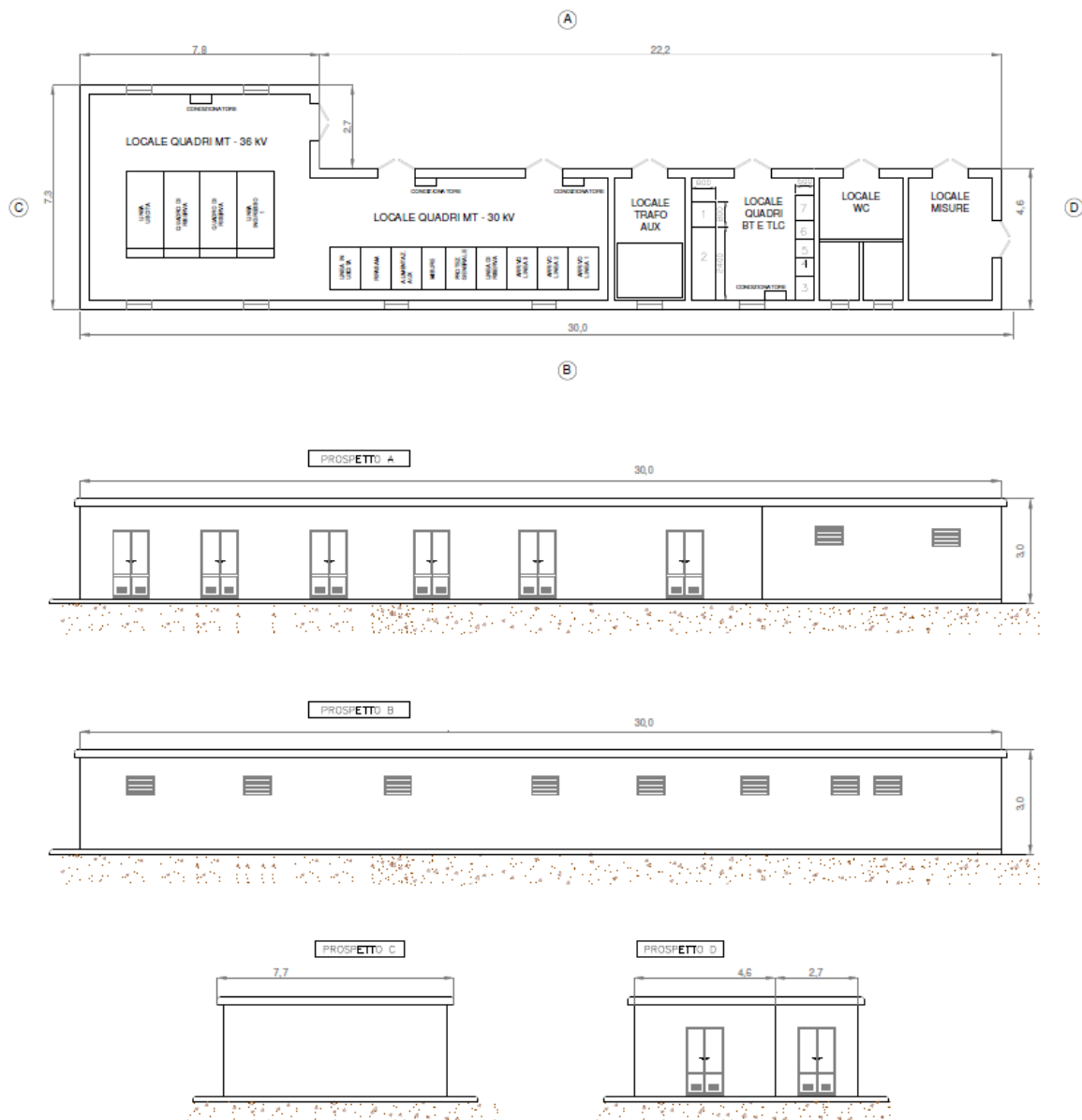


Figura 10: Pianta e prospetti edificio

Nel locale quadri, saranno sistemati i sistemi di sbarre a 30 e 36 kV, gli scomparti in MT e AT su cui si attesteranno i cavi a 30 kV e 36 kV in ingresso dal parco eolico e in uscita

verso il trasformatore elevatore, nonché le celle per le misure e i servizi ausiliari.

Il suddetto fabbricato sarà realizzato con struttura portante in c.a. e con tamponatura esterna in mattoni semiforati intonacati con serramenti metallici. La copertura verrà realizzata con tetti piani di caratteristiche simili a quelle adoperate in zona. Particolare cura verrà osservata ai fini dell'isolamento termico impiegando materiali isolanti idonei in funzione della zona climatica e dei valori minimi e massimi dei coefficienti volumici globali di dispersione termica, nel rispetto delle norme di cui alla legge n. 373 del 4.4.75 e successivi aggiornamenti, nonché alla legge n.10 del 9.1.91. L'edificio sarà servito da impianti tecnologici quali: illuminazione, condizionamento, antintrusione, etc.

La cabina terrà conto del rispetto dei carichi di progetto quali: pressione del vento, azione del carico di neve sulla copertura, azione sismica, sollevamento e trasporto del box e carichi mobili e permanenti sul pavimento. Si riportano le caratteristiche principali della struttura.

#### Pareti:

Le pareti saranno realizzate in conglomerato cementizio vibrato, adeguatamente armate di spessore non inferiore a 9 cm. Il dimensionamento dell'armatura dovrà essere quella prevista dal D.M. 14 gennaio 2008. Nel box devono essere installati:

- ✓ n. 8 porte omologate in resina (DS 919) o in acciaio zincato/inox (DS 918) complete di serrature omologate (DS 988);
- ✓ n. 10 finestre min. in resina (DS 927) o in acciaio inox (DS 926);

Le porte, il relativo telaio ed ogni altro elemento metallico accessibile dall'esterno devono essere elettricamente isolate dall'impianto di terra (CEI EN 50522:2011-07) e dalla armatura incorporata nel calcestruzzo.

#### Pavimento:

Il pavimento a struttura portante, deve avere uno spessore minimo di 10 cm e dimensionato per sopportare i carichi definiti nel paragrafo precedente.

Sul pavimento sono previste le seguenti aperture:

- ✓ apertura minima di dimensioni 650 mm x 2800 mm per gli scomparti MT e AT;
- ✓ aperture di dimensioni 300 mm x 150 mm per il trasformatore MT/BT per l'accesso alla vasca di fondazione dei cavi MT;
- ✓ apertura di dimensioni 1000 mm x 600 mm completa di plotta di copertura removibile in VTR avente un peso inferiore a 25 daN e una capacità portante tale da poter

- soportare un carico concentrato in mezzeria di 750 daN;
- ✓ apertura di dimensioni 500 mm x 250 mm per i quadri BT per l'accesso alla vasca di fondazione dei cavi BT;
- ✓ apertura di dimensioni 500 mm x 500 mm per il rack dei pannelli elettronici per l'accesso alla vasca di fondazione dei cavi BT;
- ✓ apertura di dimensioni 600 mm x 600 mm per il vano misure completa di plotta di copertura removibile in VTR avente un peso inferiore a 25 daN e una capacità portante tale da poter sopportare un carico concentrato in mezzeria di 600 daN.

Nel pavimento verrà inglobato un tubo di diametro esterno (De) non inferiore a 60 mm collegante i dispositivi di misura situati nel locale utente con i scomparti MT del locale consegna. In prossimità del foro per il rack devono essere installate n.4 boccole filettate annegate nel cls facenti filo con il pavimento, utili al fissaggio del quadro rack.

#### Copertura:

La copertura, opportunamente ancorata alla struttura, garantirà un coefficiente medio di trasmissione del calore minore di  $3,1 \text{ W/}^\circ\text{C m}^2$ . La copertura sarà a due falde ed avrà una pendenza del 2% su ciascuna falda e dovrà essere dotata per la raccolta e l'allontanamento dell'acqua piovana, sui lati lunghi, di due canalette in VTR di spessore di 3 mm. Inoltre, dovrà essere protetta da un idoneo manto impermeabilizzante prefabbricato costituito da membrana bitume-polimero, flessibilità a freddo  $-10^\circ \text{ C}$ , armata in filo di poliestere e rivestita superiormente con ardesia, spessore 4 mm, sormontato dalla canaletta.

#### Sistema di ventilazione:

La ventilazione all'interno della CR avverrà tramite due aspiratori eolici, in acciaio inox del tipo con cuscinetto a bagno d'olio, installati sulla copertura e le finestre di aerazione in resina o in acciaio (DS 927 – DS 926), posizionate sul lato posteriore della cabina. Gli aspiratori dovranno avere un diametro minimo di 250 mm ed essere dotati di rete antinsetto di protezione removibile maglia 10x10 e di un sistema di bloccaggio antifurto. Ad installazione avvenuta, garantiranno una adeguata protezione contro l'introduzione di corpi estranei e la penetrazione di acqua. L'acciaio inox degli aspiratori deve essere del tipo AISI 304 (acciaio al Cr-Ni austenitico) come da UNI EN 10088-1:2005 e dovranno essere posizionati nella zona intermedia tra i quadri elettrici e la parete anteriore (porte) in modo



da evitare che possibili infiltrazioni d'acqua finiscano sulle apparecchiature elettriche. Gli aspiratori eolici devono essere isolati elettricamente dall'impianto di terra (CEI EN 50522:2011- 07) e dall'armatura incorporata nel calcestruzzo. Sono previsti anche n.2 condizionatori per il raffrescamento del locale quadri MT e AT.

#### Basamento:

Preliminarmente alla posa in opera del box, sul sito prescelto deve essere interrato il basamento d'appoggio prefabbricato in c.a.v., realizzato in monoblocco o ad elementi componibili in modo da creare un vasca stagna sottostante tutto il locale consegna dello spessore netto di almeno 50 cm (compresi eventuali sostegni del pavimento). Esso sarà dotato di fori per il passaggio dei cavi, che saranno predisposti di flange a frattura prestabilita verso l'esterno e predisposti per l'installazione dei passacavi (foro cilindrico e superficie interna levigata). Tali passacavi montati dall'interno dovranno garantire i requisiti di tenuta stagna anche in assenza dei cavi.

#### **4.1.3.7.3 Strade E Piazzole**

Sarà prevista una strada d'accesso alla stazione utente dalla strada comunale, di larghezza non inferiore a 4 m e tale da consentire il transito di mezzi da cantiere, che si svilupperà perimetralmente all' area della stazione consentendo l'accesso ai vari stalli dei produttori. Verrà inoltre realizzata una fascia di servizio perimetrale, esternamente alla recinzione della stazione, per eventuali opere di stabilizzazione e regimazione delle acque e per manutenzione.

La pavimentazione stradale interna all'area della stazione, verrà realizzata in conglomerato bituminoso artificiale. La piazzola per l'installazione delle apparecchiature sarà ricoperta con adeguato strato di ghiaione stabilizzato; tali finiture superficiali contribuiranno a ridurre i valori di tensione di contatto e di passo effettive in caso di guasto a terra sul sistema AT.

#### **4.1.3.7.4 Fondazione E Cunicoli Cavi**

Le fondazioni della cabina, della vasca di raccolta olio, e degli altri sistemi, saranno realizzate in calcestruzzo armato gettato in opera. Le coperture dei pozzetti e dei cunicoli facenti parte delle suddette fondazioni, saranno in PRFV con resistenza minima di 2000 daN. I cunicoli per cavetteria saranno realizzati in calcestruzzo armato gettato in opera, oppure prefabbricati; le coperture in PRFV saranno carrabili con resistenza di 5000 daN.

#### 4.1.3.7.5 Ingresso Recinzione

Per l'ingresso alla stazione di trasformazione del parco eolico in oggetto, è previsto un cancello carrabile largo almeno 6,0 m inserito fra pilastri in conglomerato cementizio armato. La recinzione perimetrale sarà realizzata in calcestruzzo ed avrà un'altezza minima da terra di circa 2,5 m ed una larghezza di circa 0,3 m e dovrà essere conforme alla norma CEI 99-2.

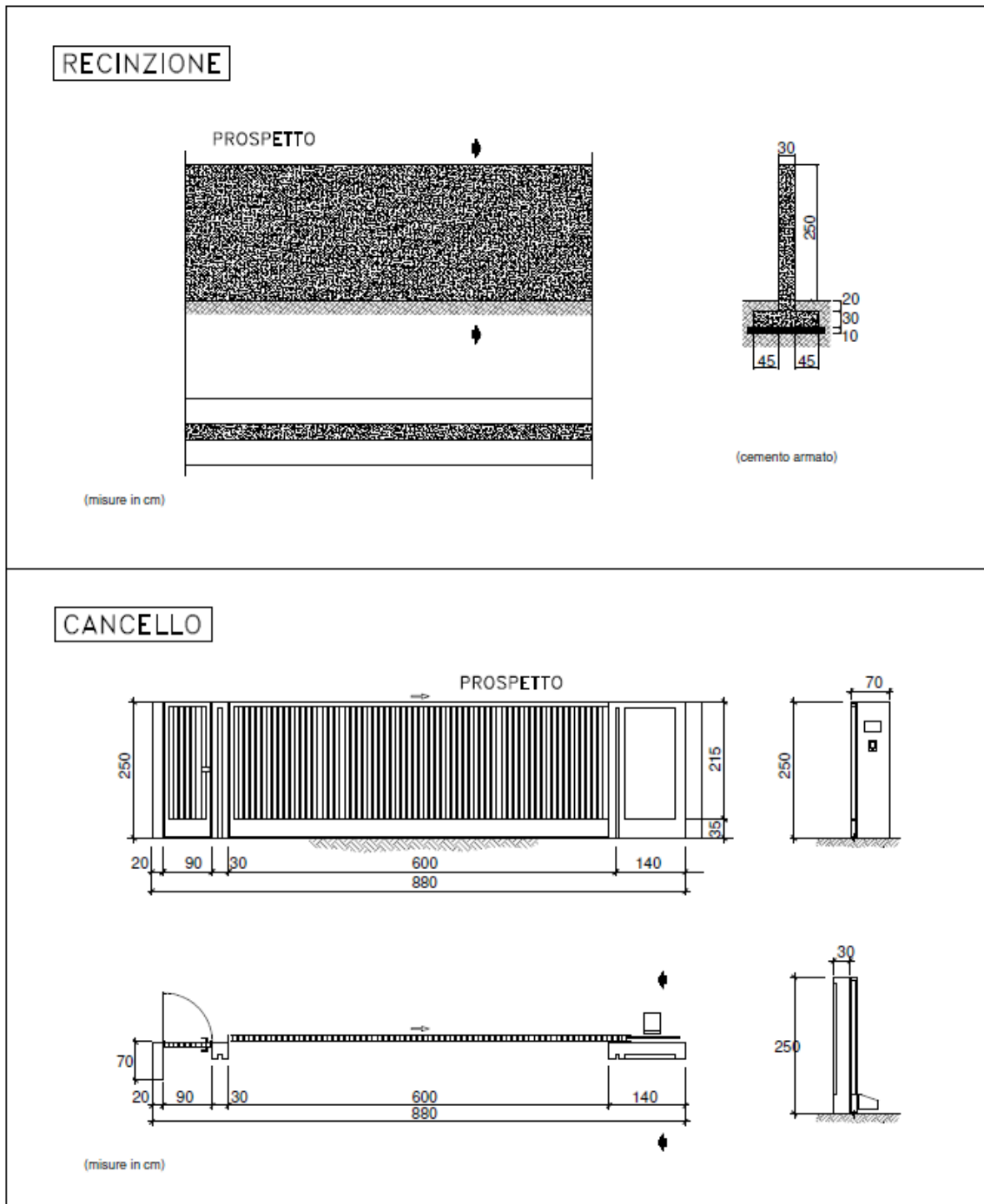


Figura 11: Recinzione e cancello

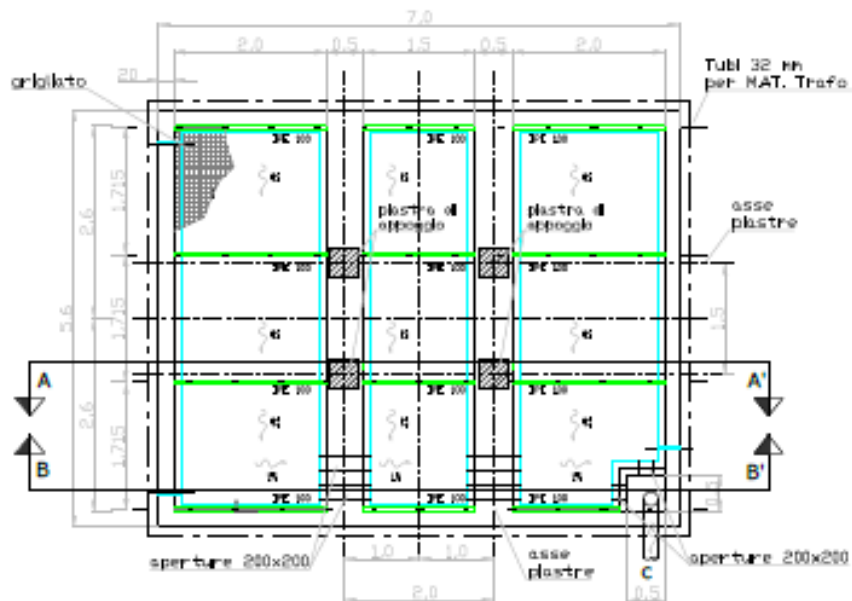
#### **4.1.3.7.6 Smaltimento Delle Acque Meteoriche E Fognarie**

Per la raccolta delle acque meteoriche sarà realizzato un sistema di drenaggio superficiale che convoglierà la totalità delle acque raccolte dalle strade e dai piazzali in appositi collettori (tubi, vasche di prima pioggia, pozzi perdenti, ecc.). Lo smaltimento delle acque meteoriche, è regolamentato dagli enti locali; pertanto, a seconda delle norme vigenti, si dovrà realizzare il sistema di smaltimento più idoneo, che potrà essere in semplice tubo, da collegare alla rete fognaria mediante sifone o pozzetti ispezionabili, da un pozzo perdente, da un sistema di sub-irrigazione o altro.

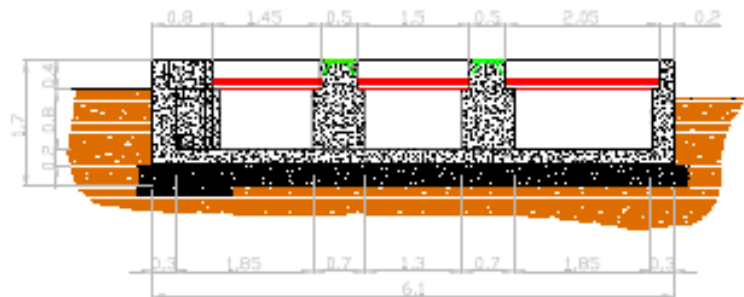
#### **4.1.3.7.7 Vasca Raccolta Olio**

Il trasformatore sarà alloggiato sopra una vasca di raccolta olio opportunamente dimensionata destinata a raccogliere il liquido isolante del trasformatore in caso di perdita (Norma CEI 99-2), oltre all'acqua piovana. La vasca sarà collegata ad un impianto disoleatore al fine di separare le acque meteoriche dagli oli.

VISTA DALL'ALTO



SEZIONE A-A'



SEZIONE B-B'

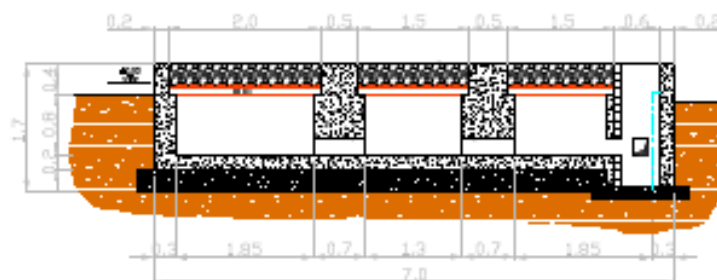
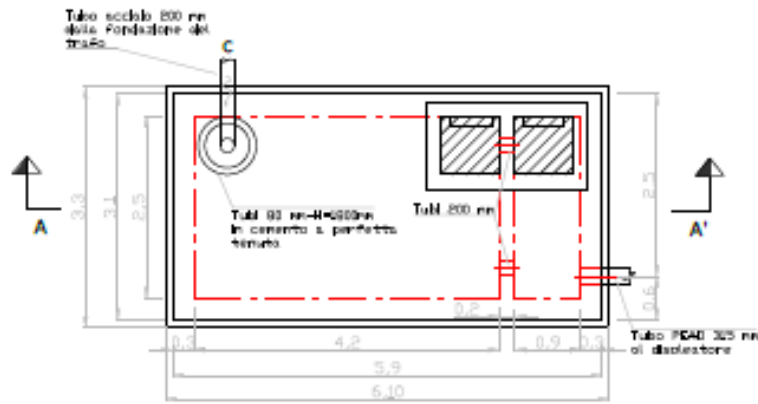
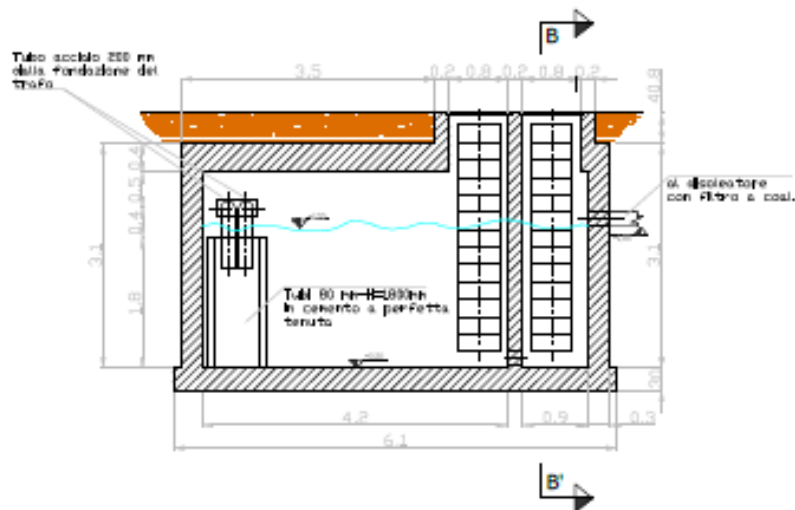


Figura 12: Fondazione del trasformatore MT/AT 30/36 kV

VISTA DALL'ALTO



SEZIONE A-A'



SEZIONE B-B'

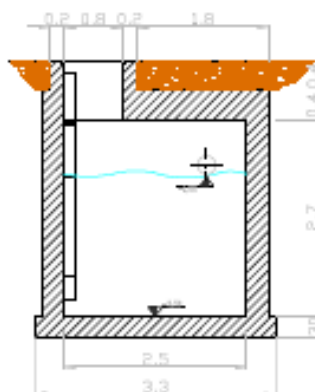


Figura 13: Vasca di raccolta olio



#### 4.1.3.8 SISTEMI ELETTRICI, DI PRODUZIONE E DI CONTROLLO

##### 4.1.3.8.1 Quadri Elettrici Con Livello Di Isolamento 36-40,5 Kv

Nei quadri in MT a 30 kV della SU, verranno convogliate le due terne di cavi provenienti dal parco eolico, aventi ciascuno una sezione di 630 mmq. L'uscita, composta da n.3 terne di cavi di sezione pari a 630 mmq, sarà collegata al primario del trasformatore 36/30 kV il quale, sarà a sua volta connesso al quadro AT a 36 kV. Da quest'ultimo quadro di protezione, usciranno n. 2 cavi di sezione pari a 630 mmq che si collegheranno ai quadri elettrici della stazione RTN.

Di seguito i quadri in MT da installare all' interno della cabina utente:

- ✓ n. 2 scomparti di protezione linee in arrivo dai gruppi di aerogeneratori muniti di interruttore e sezionatore di linea, sia isolati in aria che in SF6, isolatori capacitivi e lampade a presenza di tensione (sia lato cavi che lato sbarre), tensione d'isolamento massima pari a 36 kV, più uno scomparto di riserva. Tali dispositivi assicurano il sezionamento dei cavi elettrici in caso di guasto o manutenzione, comandati da sistemi di protezione.
- ✓ cella contenente il DDI che assicura la separazione dell'impianto di produzione dalla rete, comandato dalla protezione d'interfaccia;
- ✓ cella di protezione TV per misure;
- ✓ cella trasformatore MT/BT servizi aux: sez. tripolare/terna di fusibili/sez. tripolare;
- ✓ cella protezione rifasamento;
- ✓ n.1 celle di protezione delle linee in uscita, munite di sezionatori in aria di tipo rotativo con telaio a cassetto o con isolamento in SF6 ed involucro in acciaio inox, sarà completo di interblocco con il sezionatore di terra, di blocco a chiave e di contatti di segnalazione o da interruttori tripolari con sezionatori.

Di seguito i quadri in AT da installare all' interno della cabina utente:

- ✓ n. 2 scomparti di protezione linee in arrivo dai gruppi di aerogeneratori ed uscita verso il trafo, muniti di interruttore e sezionatore di linea, sia isolati in aria che in SF6, isolatori capacitivi e lampade a presenza di tensione (sia lato cavi che lato sbarre), tensione d'isolamento massima pari a 40,5 kV, più uno scomparto di riserva. Tali dispositivi assicurano il sezionamento dei cavi elettrici in caso di guasto o manutenzione, comandati da sistemi di protezione;

- ✓ n.1 scomparto di misura;
- ✓ n.1 scomparto reattore per la compensazione dell'energia reattiva.

#### **4.1.3.8.2 Caratteristiche Dei Dispositivi Mt**

- ✓ Tensione di esercizio del sistema 30 Kv
- ✓ Tensione di isolamento 36 Kv
- ✓ Tensione di tenuta a frequenza industriale 70 Kv
- ✓ Tensione di tenuta ad impulso atmosferico 170 Kv
- ✓ Frequenza nominale 50 Hz
- ✓ Corrente nominale sulle sbarre principali 1250 A
- ✓ Corrente nominale sbarre di derivazione 630 A
- ✓ Potere di interruzione degli interruttori 20 Ka
- ✓ Corrente nominale di picco 40 Ka
- ✓ Corrente nominale di breve durata 16 kA x 1 s

#### **4.1.3.8.3 Caratteristiche Dei Dispositivi In At**

- ✓ Tensione di esercizio del sistema 36 Kv
- ✓ Tensione di isolamento 40,5 Kv
- ✓ Tensione di tenuta a frequenza industriale 95 Kv
- ✓ Tensione di tenuta ad impulso atmosferico 185 Kv
- ✓ Frequenza nominale 50 Hz
- ✓ Corrente nominale sulle sbarre principali 1250÷3150 A
- ✓ Corrente nominale sbarre di derivazione 630 A
- ✓ Potere di interruzione degli interruttori 31,5 Ka
- ✓ Corrente nominale di picco 63-80 Ka
- ✓ Corrente nominale di breve durata 25 kA x 1 s
- ✓ Capacità di interruzione della corrente capacitiva a vuoto  $\geq 50$  A

Inoltre, in base alle prescrizioni di Terna SpA:

- ✓ il sistema di protezione deve essere predisposto in modo da eliminare correttamente i guasti a terra sia nella condizione normale di esercizio della rete a neutro compensato sia in quella accidentale di esercizio a neutro isolato. Le due necessità devono essere garantite contemporaneamente, ovvero senza necessità di adeguare le tarature in funzione dello stato di neutro;
- ✓ i trasformatori di macchina 36 kV/MT devono essere opportunamente

dimensionati per permettere il transito contemporaneo della potenza attiva e reattiva massime;

- ✓ in corrispondenza della potenza attiva  $P=0$  ed in assenza di regolazione della tensione, l'impianto sarà progettato in modo che siano minimizzati gli scambi di potenza reattiva con la RTN al fine di non influire negativamente sulla corretta regolazione della tensione. Pertanto, ad impianto fermo, in caso di potenza reattiva immessa superiore a 0,5 MVar, dovranno saranno previsti sistemi di bilanciamento della potenza reattiva capacitiva prodotta dall'impianto d'Utente in modo da garantire un grado di compensazione al Punto di Connessione compreso fra il 110% e il 120% della massima potenza reattiva prodotta alla tensione nominale. Tipicamente tali sistemi di bilanciamento saranno rappresentati da reattanze shunt che dovranno essere necessariamente gestite con neutro isolato da terra per evitare sovrapposizioni con la compensazione omopolare operata dalla bobina di Petersen nella stazione Terna.

#### **4.1.3.8.4 Distribuzione In Corrente Alternata**

Il sistema di distribuzione in corrente alternata sarà costituito da:

- ✓ n. 1 gruppo elettrogeno da 15 kW, 0,4 Kv
- ✓ 1 quadro di distribuzione 400 / 230 Vc.a.

I carichi alimentati in corrente alternata saranno i seguenti:

- ✓ impianti tecnologici di edificio (illuminazione e prese F.M., climatizzazione, rilevazione incendio, antintrusione)
- ✓ impianto di illuminazione e prese F.M. area esterna
- ✓ resistenze anticondensa quadri e cassette manovre di comando
- ✓ Raddrizzatore e carica batteria
- ✓ Motoriduttore C.S.C. TR AT/MT
- ✓ Motori delle ventole di raffreddamento TR AT/MT.

#### **4.1.3.8.5 Distribuzione In Corrente Continua**

Il sistema di distribuzione in corrente continua sarà composto da:

- ✓ n. 1 raddrizzatore carica batteria a due rami 110 V cc
- ✓ n. 1 inverter con by pass completo di interruttori di distribuzione 230 V ac
- ✓ n. 1 batteria di accumulatori al piombo, tipo ermetico, 110 V cc

- ✓ motori sezionatori AT, 110 V cc
- ✓ motori interruttori AT e MT, 110 V cc
- ✓ bobine apertura e chiusura, 110 V cc
- ✓ segnalazione, comandi, allarmi dei quadri protezione, comando e controllo, 110 V cc.
- ✓ i carichi in corrente alternata 230 V ac che non sopportano buchi di tensione, quali Scada e modem.

#### 4.1.3.8.6 Trasformatore Ausiliario Mt7bt E Servizi Ausiliari

Verrà installato, nell'apposito locale dedicato all'interno della cabina utente, un trasformatore BT/MT isolato in resina per l'alimentazione dei servizi ausiliari, avente una potenza nominale di 50 o 100 kVA, le cui caratteristiche tecniche sono riportate nella tabella seguente.

CLASS 36 kV ED3R36	Power	Uk *	P <sub>0</sub>	P <sub>cc</sub> *	I <sub>0</sub>	LwA	LpA	A	B	C	D	Wheel	Weight
	kVA	%	W	W	%	dB(A)	dB(A)	mm	mm	mm	mm	mm	Kg
	50	6	230	1870	1,4	54	41	1260	670	1525	520	125	850
	100	6	320	2250	1	56	43	1290	670	1545	520	125	1020
	160	6	460	3190	0,88	57	44	1425	670	1545	520	125	1300
	200	6	520	3630	0,85	58	44	1500	820	1600	670	125	1490
	250	6	590	4180	0,8	59	45	1500	670	1700	520	125	1670
	315	6	710	4980	0,79	60	46	1590	820	1750	670	125	1910
	400	6	860	6050	0,78	61	47	1590	820	1850	670	125	2010
	500	6	1030	7050	0,76	62	48	1620	820	1880	670	125	2200
	630	6	1260	8360	0,75	63	49	1680	820	1980	670	125	2470
	800	6	1490	8800	0,71	64	49	1710	1050	2150	820	125	2960
	1000	6	1780	9900	0,7	65	50	1830	1050	2300	820	125	3590
1250	6	2070	12100	0,69	67	52	1860	1000	2360	820	150	3890	
1600	6	2530	14300	0,67	68	53	2010	1050	2500	820	150	4860	
2000	6	2990	17600	0,65	72	56	2100	1300	2595	1070	200	5860	
2500	6	3560	20900	0,62	73	57	2250	1300	2625	1070	200	7160	
3150	6	4370	24200	0,6	76	60	2340	1300	2805	1070	200	8610	
4000	7	6300	26900	0,61	84	68	2520	1300	2835	1070	200	9650	
5000	8	6900	35000	0,61	86	70	2610	1300	2835	1070	200	10770	

\* Dati riferiti a 120°C a tensione nominale / Data referred to 120°C at rated voltage.

Tabella 5: Caratteristiche del trasformatore aux BT/MT

Per l'alimentazione dei servizi ausiliari in corrente alternata, composti dalle utenze della stazione per le quali sarà necessario garantire il funzionamento normale, avverrà tramite un trasformatore ausiliario. Sarebbe opportuno prevedere una seconda alimentazione (di emergenza), tramite un gruppo elettrogeno per l'alimentazione delle utenze principali compresa l'illuminazione dell'area.

L'alimentazione dei servizi ausiliari in corrente continua (110 V) deve avere un campo di

variazione compreso tra +10% -15%. Lo schema di alimentazione dei servizi ausiliari in c.c. sarà composto da un complesso raddrizzatore/batteria in tampone, dimensionato in modo tale da poter alimentare l'intero carico dell'impianto. Il raddrizzatore dovrà essere dimensionato per erogare la corrente permanente richiesta dall'impianto e la corrente di carica della batteria (sia di mantenimento che di carica), quest' ultima deve essere in grado di assicurare la manovrabilità dell'impianto, in assenza dell'alimentazione in c.a., con un'autonomia di almeno 12 ore.

#### **4.1.3.8.7 Gruppo Elettrogeno**

E' prevista l'installazione di un gruppo elettrogeno (GE) per l'alimentazione di emergenza inserito sulla sbarra principale del quadro BT in c.a. in caso di mancanza dell'alimentazione principale. Il GE sarà inserito in modo automatico tramite l'automatismo alloggiato all'interno dell'apposito quadro a seguito dello stesso GE.

Le sue caratteristiche principali saranno:

- ✓ potenza di emergenza 15 Kw
- ✓ tensione nominale 400 V trifase con neutro
- ✓ frequenza 50 Hz
- ✓ velocità di rotazione 1.500 giri/min

Condizioni ambientali di riferimento:

- ✓ temperatura ambiente 25 °C
- ✓ pressione barometrica 1000 mbar
- ✓ umidità relativa 30 %

Il gruppo deve essere allestito con:

- ✓ n. 1 motore diesel
- ✓ n.1 alternatore sincrono.
- ✓ n.1 serie di supporti elastici posti tra motore/alternatore e basamento.
- ✓ n.1 basamento in acciaio saldato
- ✓ n.1 impianto elettrico del motore.
- ✓ n.1 serbatoio combustibile incorporato nel basamento della capacità di 70 litri.
- ✓ n.1 batteria al piombo senza manutenzione
- ✓ n.1 cabina insonorizzata
- ✓ n.1 quadro avviamento



- ✓ n.1 quadro automatico.

Il gruppo diesel deve riportare la marcatura "CE" e deve essere rilasciata la "Dichiarazione di Conformità".

#### **4.1.3.8.8 Illuminazione Esterna**

L'illuminazione esterna della stazione SU sarà realizzata con n. 4 proiettori montati su pali in fibra di vetro di altezza pari ad almeno 10 metri. I proiettori sono del tipo con corpo in alluminio, grado protezione IP65, con lampade a ioduri metallici 400 W. I pali saranno collocati lungo la recinzione in modo da mantenere le distanze imposte dalla norma CEI 11- 1 verso le parti in tensione. Il valore medio di illuminamento in prossimità delle apparecchiature di manovra sarà di 30 Lux, che sarà verificato in fase esecutiva dal calcolo illuminotecnico, diversamente da quanto previsto nella presente specifica in fase di progettazione esecutiva dovranno essere apportate eventuali modifiche correttive. L'accensione dell'impianto di illuminazione deve essere prevista da una fotocellula esterna in esecuzione stagna IP65 per l'accensione automatica del 50% delle lampade al mancare della luce diurna (illuminazione notturna).

#### **4.1.3.8.9 Impianto Antincendio**

Nella stazione di trasformazione utente è prevista la realizzazione di un sistema per lo spegnimento di incendi del trasformatore, conforme alle norme UNI EN 12845, UNI 10779 e UNI 11292, comprensivo di:

- ✓ serbatoio di accumulo dell'acqua, con capacità utile di almeno 24 m.c.;
- ✓ vano servizi-locale tecnico;
- ✓ gruppo di pompaggio o pressurizzazione.

Tale sistema sarà realizzato in prossimità dell'ingresso della stazione di trasformazione e sarà collegato a un sistema di pompe che, all'occasione, convoglieranno l'acqua in pressione a un'apposita manichetta allocata in prossimità del trasformatore dimensionata per una portata di circa 100 lt/min.

L'impianto, di tipo interrato, sarà composto da una riserva idrica (vasca) prefabbricata in cemento armato vibrato, a pianta regolare, ed un locale tecnico, progettato in conformità a quanto stabilito dalla norma UNI 11292:2019. Le dimensioni della vasca e del locale tecnico saranno calcolate in fase esecutiva.

#### **4.1.3.8.10 Unità Periferica Sistema Di Monitoraggio E Difesa**

Per quanto previsto dal Codice di Rete (Piano di difesa del sistema elettrico) sarà installata l'Unità Periferica del sistema di Distacco e Monitoraggio (UPDM) destinata ad eseguire le funzioni di distacco automatico, telescatto, monitoraggio segnali e misure, così come richiesti dal Centro Remoto di Telecontrollo (CRT) di Terna. L'apparecchiatura UPDM è un sistema di telecontrollo basato su protocollo 60870-5-104 realizzato in accordo con le specifiche di Terna e avente la funzione di difendere e mantenere equilibrata la rete elettrica nazionale. Per realizzare questa funzione si occuperà di acquisire misure e informazioni ausiliarie e di attuare comandi di armamento e di distacco/modulazione di carichi/produttori.

#### **4.1.3.8.11 Sistema Di Telecontrollo**

È previsto un sistema di automazione, telecontrollo e teleconduzione della stazione per la gestione in remoto secondo i requisiti minimi di seguito elencati:

- ✓ visualizzazione in locale e in remoto dello stato degli interruttori con possibilità di comando;
- ✓ visualizzazione in locale e in remoto di tutte le misure istantanee rilevanti (tensioni, correnti, fattori di potenza, potenze, contatori di energia, velocità e direzione del vento);
- ✓ visualizzazione in locale e in remoto di grafici storici delle misure di maggiore rilevanza;
- ✓ visualizzazione in locale e in remoto delle oscillografie;
- ✓ visualizzazione in locale e in remoto degli allarmi e degli eventi di sottostazione;
- ✓ telesegnalazione degli allarmi e degli eventi di sottostazione a mezzo e-mail e/o SMS;
- ✓ telesegnalazione periodica dei principali dati di produzione a mezzo e-mail e/o SMS;
- ✓ interfacciamento con il sistema di monitoraggio del gestore della rete tramite protocollo IEC 60870-5-104.

#### **4.1.3.8.12 Contatore Di Energia**

All'interno del locale misure deve essere installato in un apposito pannello a parete in poliestere, un dispositivo di misura per la misura fiscale e commerciale dell'energia

elettrica prodotta e/o assorbita dall'impianto di produzione nel punto di scambio AT, che deve essere composto da:

- ✓ un contatore bidirezionale di energia attiva (classe 0,2s) e reattiva (classe 0,5s);
- ✓ un modem GSM con antenna dual band per l'installazione all'esterno;
- ✓ software per l'interfacciamento e la tele lettura del contatore da remoto;
- ✓ morsettiere di prova per i circuiti voltmetrici e amperometrici in esecuzione sigillabile.

Il complesso misura (contatore, TA e TV) saranno provvisti di relativa certificazione di verifica e taratura per uso Terna/UTF.

#### **4.1.3.8.13 Rete A Terra Della Stazione Utente**

La cabina deve essere dotata di un impianto di terra ad anello perimetrale di protezione dimensionato in base alle prescrizioni di Legge ed alle Norme CEI EN 50522: 2011-03 (CEI 99-3) E CEI EN 61936 -1: 2011-03 (CEI 99-2). Il collegamento interno-esterno della rete di terra sarà realizzato con n. 2 connettori in acciaio inox, annegati nel calcestruzzo e collegati all'armatura o con analogo sistema che abbia le stesse caratteristiche. L'armatura metallica delle strutture verrà collegata a terra per garantire l'equipotenzialità elettrica. I connettori elettrici saranno dotati di boccole filettate a tenuta stagna, per il collegamento della rete di terra, facenti filo con la superficie interna ed esterna della vasca. Per quanto riguarda l'impianto di terra interno, tutte le masse delle apparecchiature MT e BT che fanno parte dell'impianto elettrico verranno collegate all'impianto di terra interno e messe a terra, in particolare:

- ✓ i quadri MT;
- ✓ il cassone del trasformatore MT/BT;
- ✓ il rack apparecchiature BT;
- ✓ il telaio per quadri BT;
- ✓ le masse di tutte le apparecchiature BT.

I dispersori orizzontali verranno realizzati in corda nuda di rame con una sezione uguale o superiore a 35 mm<sup>2</sup> e collocati sul fondo di una trincea.

In generale, una rete di terra deve:

- ✓ evitare danni a componenti elettrici;
- ✓ garantire la sicurezza delle persone contro le tensioni che si manifestano sugli

- impianti per effetto delle correnti di guasto a terra;
- ✓ avere sufficiente resistenza meccanica e resistenza alla corrosione;
- ✓ sopportare, da un punto di vista termico, le più elevate correnti di guasto prevedibili.

La rete di terra della stazione interesserà l'area recintata dell'impianto. Il dispersore dell'impianto ed i collegamenti dello stesso alle apparecchiature, saranno realizzati secondo l'unificazione Terna per le stazioni a 36 kV.

Dal valore delle correnti di guasto a terra, della durata del guasto e da misure della resistività del terreno, sarà possibile verificare la rispondenza dell'impianto di terra alla normativa vigente. Pertanto, la progettazione esecutiva dell'impianto di terra sarà eseguita secondo i dati delle correnti di guasto che Terna metterà a disposizione e da misure della resistività del terreno. In questa fase di progettazione definitiva, non avendo a disposizione tali dati ma avendo conoscenza del sito e dei dati sperimentali, si può ipotizzare che il dispersore sarà costituito da una maglia realizzata in corda di rame di sezione minima pari a 150 mmq interrata ad una profondità di circa 1 m composta da maglie regolari di lato adeguato. Il lato della maglia sarà scelto in modo da limitare le tensioni di contatto a valori non pericolosi, secondo quanto previsto dalle norme CEI EN 50522 e CEI EN 61936-1.

Nei punti sottoposti ad un maggiore gradiente di potenziale, le dimensioni delle maglie saranno opportunamente infittite, come pure saranno infittite le maglie nella zona apparecchiature per limitare i problemi di compatibilità elettromagnetica.

Tutte le apparecchiature saranno collegate al dispersore mediante quattro corde di rame con sezione minima di 125 mmq.

Al fine di contenere i gradienti in prossimità dei bordi dell'impianto di terra, le maglie periferiche presenteranno dimensioni opportunamente ridotte e bordi arrotondati, con raggio di curvatura di almeno 8

m. Per la messa a terra dell'edificio quadri sarà predisposto un anello perimetrale di collegato alla maglia di terra. A tale collettore verranno collegati i conduttori di messa a terra provenienti dalla struttura del fabbricato e dai dispositivi elettrici, avente una sezione minima tale da garantire la resistenza meccanica e la corrosione, scelta in base a quanto indicato dalla norma CEI 11-1 Allegato A, considerando le dimensioni minime ammissibili.

#### **4.1.3.8.14 Trasformatore Mt/At – 30/36 Kv**

Il trasformatore trifase in olio per la trasformazione da media ad alta tensione, avrà una

potenza nominale pari a circa 30/45 MVA (ONAN/ONAF), con tensione primaria 36 kV e secondaria 30 kV, e sarà costruito secondo le norme CEI 14-4, con nuclei magnetici a lamierini al Fe e Si a cristalli orientati a bassa cifra di perdita ed elevata permeabilità. I nuclei saranno realizzati a sezione gradinata con giunti a 45° e montati a strati sfalsati (esecuzione step lap) per assicurare una riduzione delle perdite a vuoto ed un migliore controllo del livello di rumore. Gli avvolgimenti verranno tutti realizzati con conduttori in rame elettrolitico e Cu 99.9%, ricotto o ad incrudimento controllato, con isolamento in carta di pura cellulosa. Allo scopo di mantenere costante la tensione dell'avvolgimento secondario al variare della tensione primaria il trasformatore sarà corredato di un commutatore di prese sull'avvolgimento collegato alla rete elettrica soggetto a variazioni di tensione. Lo smaltimento dell'energia termica prodotta nel trasformatore per effetto delle perdite nel circuito magnetico e negli avvolgimenti elettrici sarà del tipo ONAN/ONAF (circolazione naturale dell'olio e dell'aria/circolazione naturale dell'olio e forzata dell'aria). Le casse d'olio saranno in acciaio elettrosaldato con conservatore e radiatori, gli isolatori passanti in porcellana ed il riempimento con olio minerale esente da PCB o, a richiesta, con fluido isolante siliconico ininfiammabile. Il trasformatore sarà inoltre dotato di una valvola di svuotamento dell'olio a fondo cassa, una valvola di scarico delle sovrappressioni sul conservatore d'olio, livello olio, pozzetto termometrico, morsetti per la messa a terra della cassa, golfari di sollevamento, rulli di scorrimento orientabili. Il peso complessivo del trasformatore è attorno alle 32 t.

Di seguito le caratteristiche costruttive del trasformatore:



Tipo		Olio minerale - cassa a radiatori	
Quantità		1	
Norme di riferimento		CEI 14.4 - EN 60076 - U.E. 548/2014	
Installazione		Interna / Esterna	
Altitudine	mt	< 1000	
Temperatura ambiente	°C	-25 / 40	
Potenza	kVA	25000	
Frequenza	Hz	50	
Raffreddamento		ONAN	
		<b>Primario</b>	<b>Secondario</b>
Tensione	kV	36 ± 2 x 2,5%	30
Livello isolamento	kV	36 / 70 / 170	36 / 70 / 170
Materiale avvolgimento		Rame	Rame
Collegamento		Triangolo	Stella + N
Gruppo vettoriale		Dyn11	
Sovratemperatura avvolg. / classe isolam.	°C	< 65	A
Sovratemperatura olio	°C	< 60	
Perdite a vuoto	kW	12,5	
Perdite in corto circuito (75°C)	kW	112	
Tensione di cortocircuito	%	12	
Corrente a vuoto	%	0,25	
Rumorosità Lp (1 m) / Lw	dB (A)	68 / 83	
Temperatura di riferimento	°C	75	
Rendimento al 100% del carico e cos φ 1	%	99,5	
Rendimento al 100% del carico e cos φ 0,8	%	99,38	
Rendimento al 75% del carico e cos φ 1	%	99,6	
Rendimento al 75% del carico e cos φ 0,8	%	99,5	
Rendimento al 50% del carico e cos φ 1	%	99,68	
Rendimento al 50% del carico e cos φ 0,8	%	99,6	
C.d.t. al 100% del carico e cos φ 1	%	1,17	
C.d.t. al 100% del carico e cos φ 0,8	%	7,99	
Dimensioni (Lung. x Largh. x Altezza)	mm	6000 x 2400 x 3300	
Peso totale	kg	31650	
Peso olio	kg	4740	

#### 4.1.3.8.15 Sistemi Di Protezione

I dispositivi di protezione, in generale, sono delle apparecchiature impiegate per proteggere un circuito elettrico (in questo caso l'impianto eolico) contro le sovracorrenti, ossia, da correnti di valore superiore alla portata del circuito. Le sovracorrenti possono essere causate sia da un sovraccarico e sia da un corto circuito in uno o più punti dell'impianto elettrico. Nel primo caso, la corrente che attraversa il circuito elettrico è di poco superiore alla portata e il circuito stesso è elettricamente sano; nel secondo caso invece, la corrente ha un valore molto elevato perchè è stata prodotta da un guasto a bassa impedenza. La protezione generale del sistema di generazione eolica ed il sistema di

interfaccia con la rete, saranno realizzati in conformità a quanto previsto dalle norme CEI 11-20 e CEI 0-16. Eventuali modifiche del sistema di connessione, protezione e regolazione saranno concordate in fase di progettazione esecutiva.

- ✓ un dispositivo del generatore: ogni aerogeneratore è protetto in uscita da un interruttore in MT con sgangiatore di apertura collegato al pannello del dispositivo di interfaccia, in modo da agire di ricalzo al dispositivo di interfaccia stesso.
- ✓ un dispositivo di interfaccia o DDI, il cui scopo è quello di assicurare il distacco del sistema dalla rete per guasti o funzionamenti anomali della rete pubblica, o per apertura intenzionale del dispositivo della rete pubblica (es. manutenzione). Sarà assicurato l'intervento coordinato del dispositivo di interfaccia con quelli del generatore e della rete pubblica, per guasti o funzionamenti anomali durante il funzionamento in parallelo con la rete. La protezione di interfaccia, agendo sull'omonimo dispositivo, sconnette l'impianto di produzione dalla rete TERNA evitando che:
  - in caso di mancanza dell'alimentazione TERNA, il Cliente Produttore possa alimentare la rete TERNA stessa;
  - in caso di guasto sulla rete TERNA, il Cliente Produttore possa continuare ad alimentare il guasto stesso inficiando l'efficacia delle richiuse automatiche, ovvero che l'impianto di produzione possa alimentare i guasti sulla rete TERNA prolungandone il tempo di estinzione e pregiudicando l'eliminazione del guasto stesso con possibili conseguenze sulla sicurezza;
  - in caso di richiuse automatiche o manuali di interruttori TERNA, il generatore possa trovarsi in discordanza di fase con la rete TERNA con possibilità di rotture meccaniche

Le protezioni di interfaccia sono costituite da relè di massima e minima frequenza (81), relè di massima (59) e minima tensione (27), relè di massima tensione omopolare (59Vo), e sono inserite in un pannello polivalente conforme alla norma CEI 11-20.

Per la sicurezza dell'esercizio della rete di Trasmissione Nazionale è prevista la realizzazione di un ricalzo alla mancata apertura del dispositivo d'interfaccia.

Il ricalzo consiste nel riportare il comando di scatto, emesso dalla protezione di interfaccia, ad un altro organo di manovra. Esso è costituito da un circuito a lancio di tensione, condizionato dalla posizione di chiuso del dispositivo di interfaccia, con temporizzazione ritardata a 0.5 s, che agirà sul dispositivo di protezione lato MT del

trasformatore di utenza. Il temporizzatore sarà attivato dal circuito di scatto della protezione di interfaccia. In caso di mancata apertura di uno degli stalli di produzione il Dispositivo di Interfaccia comanda l'apertura del Dispositivo Generale che distacca l'impianto eolico dalla rete di TERNA, contestualmente a questa situazione tutti i Servizi Ausiliari rimangono alimentati dall'UPS.

- ✓ un dispositivo generale o DG, che ha la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione eolica e deve assicurare le funzioni di sezionamento, comando e interruzione. Esso è costituito da un interruttore in SF6 con sganciatore di apertura e sezionatore, predisposto per essere controllato da una protezione generale, composta dai seguenti relè:

- sovraccarico  $I>$ , 51;
- cortocircuito polifase (ritardata),  $I >>$ , 51;
- cortocircuito polifase (istantanea),  $I >>>$ , 50;
- guasto monofase a terra  $I_{0>}$  (51N);
- doppio guasto monofase a terra,  $I_{0>>}$ , 50N;
- direzionale di guasto a terra per neutro compensato 67NC o neutro isolato 67NI.

#### 4.1.3.9 PROTEZIONE DELLA CENTRALE EOLICA CONTRO I GUASTI ESTERNI

Si riportano le protezioni e le rispettive tarature, per una configurazione tipica relativa ad un parco eolico con “n” aerogeneratori, rappresentata nella figura seguente.

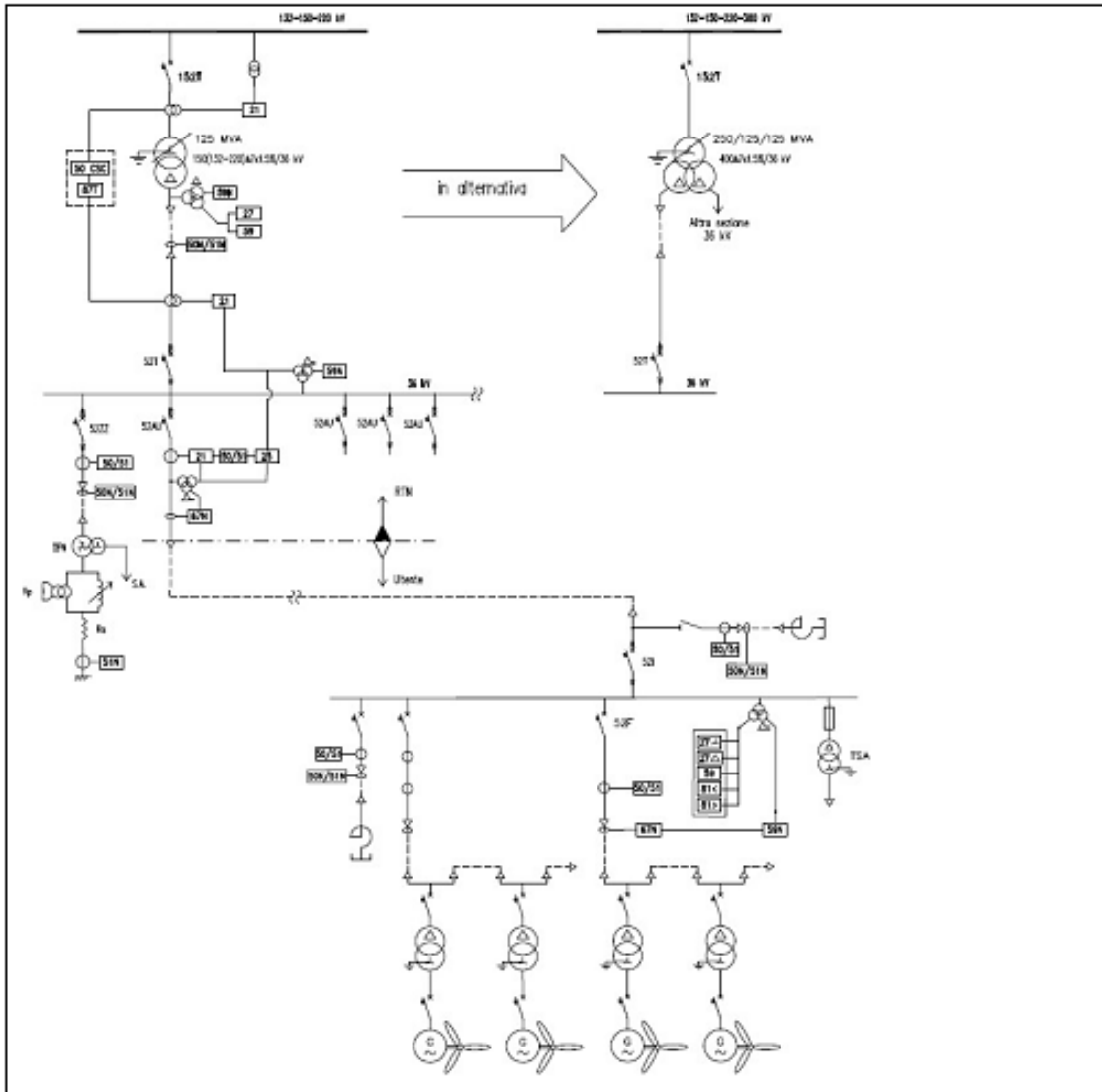


Figura 14: Assetto delle protezioni contro i guasti e le perturbazioni nella rete

#### 4.1.3.9.1 Protezione Di Rete Sulla Sbarra A 36 Kv

Le tarature sono stabilite dal Gestore in accordo al Codice di Rete. Le protezioni sulla sbarra 36 kV sono costituite da:

- Protezione di minima tensione rete (27Y)
- Protezione di minima tensione rete (27Δ)
- Protezione di massima tensione rete (59)
- Protezione di minima frequenza rete (81<)
- Protezione di massima frequenza rete (81>)
- Protezione di massima tensione omopolare rete (59N)

Per la prima protezione (27Y) è richiesta l'alimentazione dei circuiti voltmetrici con tensioni stellate. Per le protezioni 2) ÷ 5) è richiesta l'alimentazione dei circuiti voltmetrici con

tensioni concatenate.

Per la sesta, è richiesta un'alimentazione voltmetrica da TV con connessione a triangolo aperto, oppure, per relè in grado di ricavare la tensione omopolare al loro interno, dalle tensioni di fase fornite dai TV con collegamento a stella.

Per le prime quattro protezioni è richiesta l'alimentazione dei circuiti voltmetrici con tensioni concatenate. Per la quinta, è richiesta un'alimentazione voltmetrica da TV con connessione a triangolo aperto, oppure, per relè in grado di ricavare la tensione omopolare al loro interno, dalle normali tensioni di fase fornite dai TV con collegamento a stella.

L'intervento delle protezioni citate deve comandare l'apertura dell'Interruttore di Interfaccia 52I del

collegamento con la Stazione Terna.

Altre protezioni sensibili ad eventi di rete diverse da quelle indicate (es. protezioni contro i carichi squilibrati, ecc.) dovranno essere dichiarate dal Titolare e le tarature relative concordate con il Gestore in modo da garantire il coordinamento con le tarature dell'insieme delle protezioni di rete.

#### **4.1.3.9.2 Protezione Degli Aerogeneratori**

Il sistema di protezione interno agli aerogeneratori dovrà essere composto dai seguenti elementi principali:

- Protezione di minima tensione (27G)
- Protezione di massima tensione (59G)
- Protezione di minima frequenza rete (81<)
- Protezione di massima frequenza rete (81>)

#### **4.1.3.10 PROTEZIONE DELLA CENTRALE EOLICA CONTRO I GUASTI INTERNI**

Le protezioni contro i guasti interni devono isolare tempestivamente, e selettivamente, la sola parte della Centrale Eolica che è stata coinvolta dal disservizio senza coinvolgere la rete esterna o altri Utenti direttamente o indirettamente connessi.

##### **4.1.3.10.1 Protezione Delle Linee Di Sottocampo**

Le linee Sottocampo in partenza dalla sbarra 36 kV dovranno essere protette con:

- Protezione a massima corrente di fase (50/51)

- Protezione a massima corrente direzionale di terra (67N)

Eventuali protezioni e/o tarature diverse potranno essere impostate a cura dell'Utente purchè garantiscano il corretto coordinamento con le altre protezioni di rete. Dovranno essere comunque concordate con Terna e riportate all'interno del Regolamento di Esercizio.

#### **4.1.3.10.2 Protezione Del Trasformatore Mt/At**

Le protezioni minime che devono essere previste per il trasformatore elevatore MT/AT contro i guasti interni all'impianto sono le seguenti:

- Massima Corrente di fase del trasformatore lato AT a due soglie di intervento; una istantanea e una ritardata (50/51);
- Differenziale di trasformatore (87T);
- Massima Corrente di fase del trasformatore lato MT ad una o due soglie di intervento ritardato (51).

Le protezioni di massima corrente di fase lato AT e differenziale trasformatore devono essere allocate in apparati distinti. Le azioni determinate dall'intervento di tali protezioni sono l'apertura degli interruttori AT ed MT del trasformatore elevatore. E' consigliata l'azione di scatto con blocco in apertura di tali interruttori. Per la protezione di massima corrente di fase MT l'azione indicata è quella di apertura del solo interruttore lato MT.

Le regolazioni delle protezioni suddette devono essere concordate con il Gestore della Rete.

Alle protezioni elettriche suddette si aggiungono anche quelle normalmente previste a bordo del trasformatore:

- 97TA/S Buchholz TR allarme/scatto;
- 97 VSC Buchholz VSC;
- 99Q minimo livello conservatore olio TR
- 99VSC minimo livello olio conservatore VSC
- 49 A/S Immagine termica TR allarme/scatto
- 26 A/S massima temperatura allarme/scatto
- 86 relè di blocco
- 90 regolatore di tensione
- n. 1 protezione a microprocessore a protezione avente le seguenti funzioni:



- 87 T protezione differenziale TR
- n. 1 regolatore automatico di tensione (90)
- n. 1 relè di blocco (86)

#### **4.1.3.10.3 Protezione Dei Reattori Di Compensazione**

Si possono avere due tipologie di reattori shunt:

- a) Reattori shunt dedicati alla compensazione del solo collegamento, al fine di rispettare i vincoli costruttivi degli interruttori sulle correnti capacitive massime a vuoto interrompibili. Questi reattori sono solidali con il collegamento in cavo con la stazione Terna e le protezioni vanno ad agire sugli interruttori ai due estremi;
- b) Reattori shunt utilizzati per il rispetto del vincolo sulla potenza reattiva scambiata con la RTN nel Punto di Connessione. Questi reattori sono connessi alle sbarre 36 kV della stazione Utente e le relative protezioni vanno ad operare sul proprio interruttore (52RS).

#### **4.1.4 PRODUZIONE DI RIFIUTI**

Il processo di generazione di energia elettrica mediante impianti eolici non comporta la produzione di rifiuti. In fase di cantiere, trattandosi di materiali pre-assemblati, si avrà una quantità minima di scarti (metalli di scarto, piccole quantità di inerti, materiale di imballaggio quali carta e cartone, plastica) che saranno conferiti a discariche autorizzate secondo la normativa vigente. L'impianto eolico, in fase di esercizio, non determina alcuna produzione di rifiuti (salvo quelli di entità trascurabile legati alle attività di manutenzione). Una volta concluso il ciclo di vita dell'impianto, gli aerogeneratori saranno smaltiti secondo le procedure stabilite dalle normative vigenti al momento. In fase di dismissione si prevede di produrre una quota limitata di rifiuti, legata allo smantellamento degli aerogeneratori e dei manufatti (recinzione, strutture di sostegno), che in gran parte potranno essere riciclati e per la quota rimanente saranno conferiti in idonei impianti.

## **4.2 DESCRIZIONE FASI**

### **4.2.1 FASE DI CANTIERE**

Nel corso di tale fase, si effettua: l'allestimento cantiere, l'adeguamento delle strade esistenti e la realizzazione di nuove strade, la realizzazione delle piazzole di montaggio

degli aerogeneratori, la realizzazione delle fondazioni, il trasporto degli aerogeneratori ed il successivo montaggio, la realizzazione dei cavidotti interrati per la posa dei cavi elettrici, la realizzazione della stazione elettrica d'utenza e l'installazione di diversi manufatti (recinzione e cancello, pali di illuminazione e videosorveglianza).

La sistemazione dell'area è finalizzata a rendere praticabili le diverse zone di installazione degli aerogeneratori ovvero ad effettuare una pulizia propedeutica del terreno dalle piante selvatiche infestanti e dai cumuli erbosi.

Oltre ai veicoli per il normale trasporto giornaliero del personale di cantiere, saranno presenti in cantiere autogru per la posa dei componenti degli aerogeneratori, macchinari battipalo e/o macchine perforatrici per i pali di fondazione aerogeneratori, mezzi pesanti per il trasporto dei materiali da costruzione e dei rifiuti, muletti per lo scarico e il trasporto interno del materiale, escavatori a benna per la realizzazione dei cavidotti, Al termine dell'installazione e, più in generale, della fase di cantiere, saranno raccolti tutti gli imballaggi dei materiali utilizzati, applicando criteri di separazione tipologica delle merci, con riferimento al D. Lgs 152 del 3/04/2006, in modo da garantire il corretto recupero o smaltimento in idonei impianti.

#### **4.2.2 FASE DI GESTIONE E DI ESERCIZIO**

L'impianto eolico non richiederà, di per sé, il presidio da parte di personale preposto.

L'impianto, infatti, verrà esercito, a regime, mediante il sistema di supervisione che consentirà di rilevare le condizioni di funzionamento e di effettuare comandi sulle macchine ed apparecchiature da remoto o, in caso di necessità, di rilevare eventi che richiedano l'intervento di squadre specialistiche.

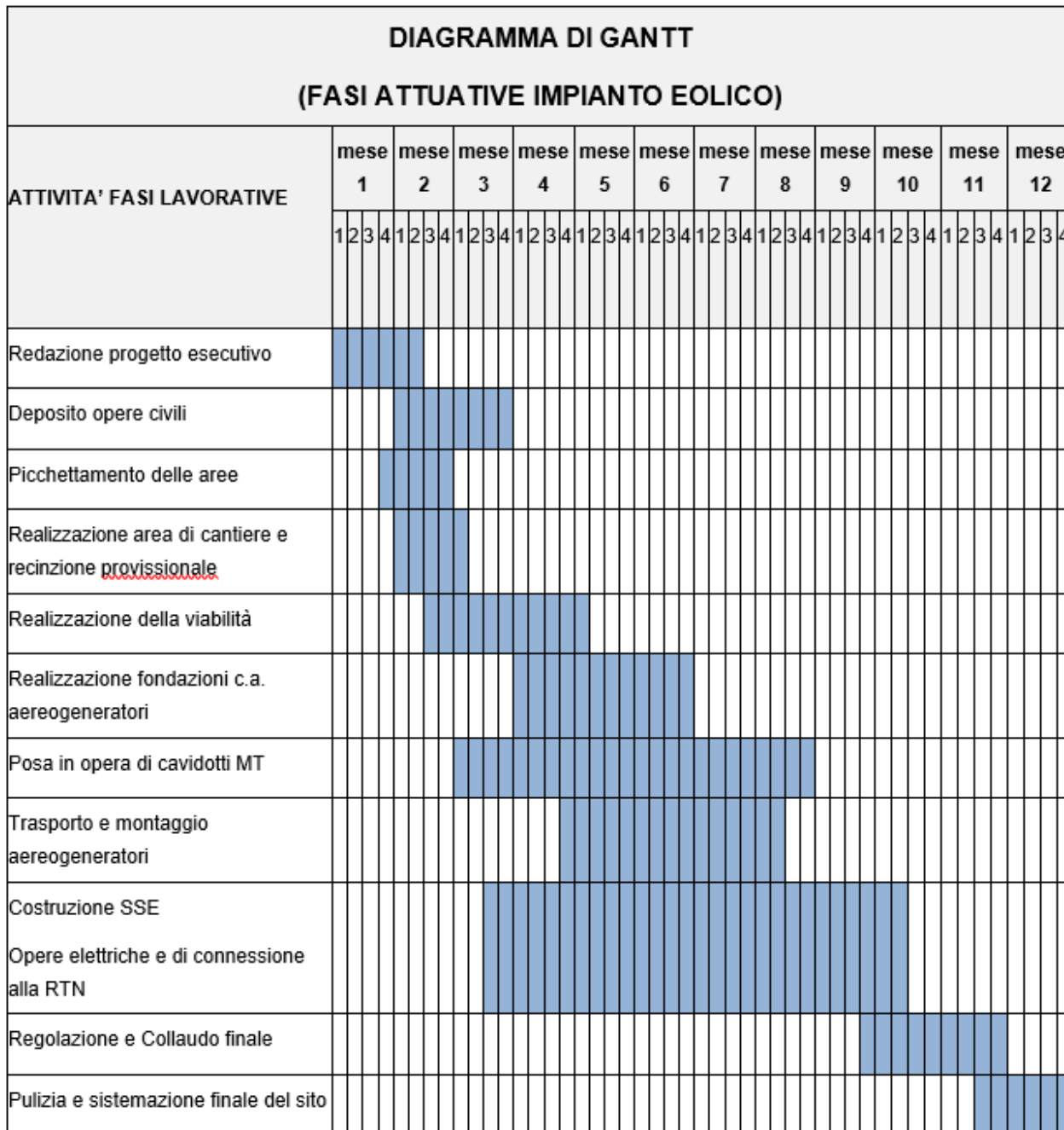
Nel periodo di esercizio dell'impianto, la cui durata è indicativamente di almeno 30 anni, non sono previsti ulteriori interventi, fatta eccezione per quelli di controllo e manutenzione, riconducibili alla verifica periodica del corretto funzionamento, con visite preventive od interventi di sostituzione delle eventuali parti danneggiate e con verifica dei dati registrati.

Le visite di manutenzione preventiva sono finalizzate a verificare le impostazioni e prestazioni standard dei dispositivi e si provvederà, nel caso di eventuali guasti, a riparare gli stessi nel corso della visita od in un momento successivo quando è necessario reperire le componenti da sostituire.

Durante la fase di esercizio dell'impianto la produzione di rifiuti sarà limitata ai rifiuti

derivanti dalle attività di manutenzione.

### 4.3 TEMPI DI ESECUZIONE DEI LAVORI



### 4.4 DISMISSIONE D'IMPIANTO

L'impianto eolico è costituito da una serie di manufatti necessari all'espletamento di tutte le attività ad esso connesse. Le componenti dell'impianto che costituiscono una modificazione rispetto alle condizioni in cui si trova attualmente il sito oggetto

dell'intervento sono prevalentemente costituite da:

- aerogeneratori;
- fondazioni aerogeneratori;
- piazzole;
- viabilità;
- cavidotto MT;
- sottostazione elettrica.

**Il ciclo di produzione e la vita utile** attesa del parco eolico è pari ad almeno **25-30 anni**, trascorsi i quali è comunque possibile, dopo una attenta revisione di tutti i componenti dell'impianto, prolungare ulteriormente l'attività dell'impianto e conseguentemente la produzione di energia. In ogni caso, una delle caratteristiche dell'energia eolica che contribuiscono a caratterizzare questa fonte come effettivamente “sostenibile” è la quasi totale reversibilità degli interventi di modifica del territorio necessari a realizzare gli impianti di produzione. Una volta esaurita la vita utile del parco eolico, è cioè possibile programmare lo smantellamento dell'intero impianto e la riqualificazione del sito di progetto, che può essere ricondotto alle condizioni ante operam.

Fondamentalmente le operazioni necessarie alla dismissione del parco sono:

- ✓ Smontaggio degli aerogeneratori e delle apparecchiature tecnologiche elettromeccaniche in tutte le loro componenti conferendo il materiale di risulta agli impianti all'uopo deputati dalla normativa di settore;
- ✓ Dismissione delle fondazioni degli aerogeneratori;
- ✓ Dismissione delle piazzole degli aerogeneratori;
- ✓ Dismissione della viabilità di servizio;
- ✓ Dismissione dei cavidotti
- ✓ Dismissione della sottostazione elettrica; in alternativa si potrebbero convertire gli edifici dei punti di raccolta delle reti elettriche e della sottostazione ad altra destinazione d'uso, compatibile con le norme urbanistiche vigenti per l'area e conservando gli elementi architettonici tipici del territorio di riferimento;
- ✓ Riciclo e smaltimento dei materiali;

- ✓ Ripristino dello stato dei luoghi mediante la rimozione delle opere, il rimodellamento del terreno allo stato originario ed il ripristino della vegetazione, avendo cura di:
  - a) ripristinare la coltre vegetale assicurando il ricarica con almeno un metro di terreno vegetale;
  - b) rimuovere i tratti stradali della viabilità di servizio rimuovendo la fondazione stradale e tutte le relative opere d'arte;
  - c) utilizzare per i ripristini della vegetazione essenze erbacee, arbustive ed arboree autoctone di ecotipi locali di provenienza regionale;
  - d) utilizzare tecniche di ingegneria naturalistica per i ripristini geomorfologici;
  - e) comunicare agli Uffici regionali competenti la conclusione delle operazioni di dismissione dell'impianto. Relativamente alle esigenze di bonifica dell'area, si sottolinea che l'impianto, in tutte le sue strutture che lo compongono, non prevede l'uso di prodotti inquinanti o di scorie, che possano danneggiare suolo e sottosuolo.

L'organizzazione funzionale dell'impianto, quindi, fa sì che l'impianto in oggetto non presenti necessità di bonifica o di altri particolari trattamenti di risanamento. Inoltre, tutti i materiali ottenuti sono riutilizzabili e riciclabili in larga misura. Si calcola che oltre il 90% dei materiali dismessi possa essere riutilizzato in altre comuni applicazioni industriali. Durante la fase di dismissione, così come durante la fase di costruzione, si dovrà porre particolare attenzione alla produzione di polveri derivanti dalla movimentazione delle terre, dalla circolazione dei mezzi e dalla manipolazione di materiali polverulenti o friabili. Durante le varie fasi lavorative a tal fine, si dovranno prendere in considerazione tutte le misure di prevenzione, sia nei confronti degli operatori sia dell'ambiente circostante; tali misure consisteranno principalmente nell'utilizzo di utensili a bassa velocità, nella bagnatura dei materiali, e nell'adozione di dispositivi di protezione individuale. Si precisa che, alla fine del ciclo produttivo dell'impianto, il parco eolico potrà essere smesso secondo il progetto approvato o, in alternativa, potrebbe prevedersi l'adeguamento produttivo dello stesso.

In generale si stima di realizzare la dismissione dell'impianto e di ripristinare lo stato dei luoghi anche con la messa a dimora di nuove essenze vegetali ed arboree autoctone in circa 6 mesi.

#### **4.4.1 MEZZI D'OPERA RICHIESTI DALLE OPERAZIONI**

Le lavorazioni sopra indicate, nelle aree precedentemente localizzate, richiederanno l'impiego di mezzi d'opera differenti:

1. automezzo dotato di gru;
2. pale escavatrici, per l'esecuzione di scavi a sezione obbligata;
3. pale meccaniche, per movimenti terra ed operazioni di carico/scarico di materiali dismessi;
4. autocarri, per l'allontanamento dei materiali di risulta.

#### **4.4.2 RIPRISTINO DELLO STATO DEI LUOGHI**

Concluse le operazioni relative alla dismissione dei componenti dell'impianto eolico si dovrà procedere alla restituzione dei suoli alle condizioni ante-operam. Le operazioni per il completo ripristino morfologico e vegetazionale dell'area saranno di fondamentale importanza perché ciò farà in modo che l'area sulla quale sorgeva l'impianto possa essere restituita agli originari usi agricoli.

La sistemazione delle aree per l'uso agricolo costituisce un importante elemento di completamento della dismissione dell'impianto e consente nuovamente il raccordo con il paesaggio circostante. La scelta delle essenze arboree ed arbustive autoctone, nel rispetto delle formazioni presenti sul territorio, è dettata da una serie di fattori quali la consistenza vegetativa ed il loro consolidato uso in interventi di valorizzazione paesaggistica. Successivamente alla rimozione delle parti costitutive l'impianto eolico è previsto il reinterro delle superfici oramai prive delle opere che le occupavano. In particolare, laddove erano presenti gli aerogeneratori verrà riempito il volume precedentemente occupato dalla platea di fondazione mediante l'immissione di materiale compatibile con la stratigrafia del sito. Tale materiale costituirà la struttura portante del terreno vegetale che sarà distribuito sull'area con lo stesso spessore che aveva originariamente e che sarà individuato dai sondaggi geognostici che verranno effettuati in maniera puntuale sotto ogni aerogeneratore prima di procedere alla fase esecutiva. È indispensabile garantire un idoneo strato di terreno vegetale per assicurare l'attecchimento delle specie vegetali. In tal modo, anche lasciando i pali di fondazione negli strati più profondi sarà possibile il recupero delle condizioni naturali originali. Per quanto riguarda il ripristino delle aree che sono state interessate dalle piazzole, dalla viabilità dell'impianto e



dalle cabine, i riempimenti da effettuare saranno di minore entità rispetto a quelli relativi alle aree occupate dagli aerogeneratori. Le aree dalle quali verranno rimosse le cabine e la viabilità verranno ricoperte di terreno vegetale ripristinando la morfologia originaria del terreno. La sistemazione finale del sito verrà ottenuta mediante piantumazione di vegetazione in analogia a quanto presente ai margini dell'area. Per garantire una maggiore attenzione progettuale al ripristino dello stato dei luoghi originario si potranno utilizzare anche tecniche di ingegneria naturalistica per la rinaturalizzazione degli ambienti modificati dalla presenza dell'impianto eolico. Tale rinaturalizzazione verrà effettuata con l'ausilio di idonee specie vegetali autoctone.

Le tecniche di Ingegneria Naturalistica, infatti, possono qualificarsi come uno strumento idoneo per interventi destinati alla creazione (neoecosistemi) o all'ampliamento di habitat preesistenti all'intervento dell'uomo, o in ogni caso alla salvaguardia di habitat di notevole interesse floristico e/o faunistico. La realizzazione di neo-ecosistemi ha oggi un ruolo fondamentale legato non solo ad aspetti di conservazione naturalistica (habitat di specie rare o minacciate, unità di flusso per materia ed energia, corridoi ecologici, ecc.) ma anche al loro potenziale valore economico-sociale.

I principali interventi di recupero ambientale con tecniche di Ingegneria Naturalistica che verranno effettuati sul sito che ha ospitato l'impianto eolico sono costituiti prevalentemente da:

- ✓ semine (a spaglio, idrosemina o con coltre protettiva);
- ✓ semina di leguminose;
- ✓ scelta delle colture in successione;
- ✓ sovesci adeguati;
- ✓ incorporazione al terreno di materiale organico, preferibilmente compostato, anche in superficie;
- ✓ piantumazione di specie arboree/arbustive autoctone;
- ✓ concimazione organica finalizzata all'incremento di humus ed all'attività biologica.

Gli interventi di riqualificazione di aree che hanno subito delle trasformazioni, mediante l'utilizzo delle tecniche di Ingegneria Naturalistica, possono quindi raggiungere l'obiettivo di ricostituire habitat e di creare o ampliare i corridoi ecologici, unendo quindi l'Ingegneria Naturalistica all'Ecologia del Paesaggio.

#### 4.4.3 STIMA DEI COSTI DI DISMISSIONE

Si riporta di seguito tabella riepilogativa dei costi di dismissione:

TABELLA RIEPILOGATIVA DEI COSTI DI DISMISSIONE DELL'INTERO IMPIANTO (7 AEROGENERATORI)				
ATTIVITA'	QUANTITA'	U.M.	COSTO UNITARIO	TOTALE
<b>DISMISSIONE STRADE E PIAZZOLE</b>				
Demolizione piazzole definitive e strade nuove	191.58,300	mc	€ 7,56	€ 144.836,75
Carico e trasporto ad idoneo impianto di recupero o discarica controllata con qualsiasi mezzo compreso lo spandimento del materiale sulle aree di discarica, distanza: fino a 10.000 m	5.172,741	mc	€ 17,93	€ 92.747,25
Trasporto con qualunque mezzo a discarica autorizzata di materiale di risulta di qualunque natura e specie purché esente da amianto, anche se bagnato, fino ad una distanza di km 10, compreso il carico e lo scarico, lo spianamento e leventuale configurazione del materiale scaricato, con esclusione degli oneri di conferimento a discarica.	13.410,810	mc	€ 12,50	€ 167.635,13
Dismissione di tutte le eventuali opere di regimentazione delle acque meteoriche e di sostegno di scarpate	1	corpo	€ 30.185,70	€ 30.185,70
Rinterro con materiali esistenti nell'ambito del cantiere, da prelevarsi entro 100 m dal sito d'impiego, compreso il dissodamento degli stessi, il trasporto con qualsiasi mezzo, la pistonatura a strati di altezza non superiore a cm 30 e la bagnatura.	19.158,300	mc	€ 13,20	€ 252.889,56
Realizzazione di un inerbimento su una superficie piana o inclinata mediante la tecnica dell'idrosemina consistente nell'aspersione di una miscela formata da acqua, miscuglio di sementi di specie erbacee selezionate idonee al sito, concime organico, collanti e sostanze miglioratrici del terreno; il tutto distribuito in unica soluzione con speciali macchine irroratrici a forte pressione (idrosemiatrici), esclusa la preparazione del piano di semina.	2.000,00	mq	€ 1,58	€ 3.160,00
Oneri di conferimento a discarica per tutti i materiali provenienti dalla	13.410,810	mc	€ 4,00	€ 53.643,24

demolizione della massiciata delle piazzole e delle strade di collegamento alle stesse				
<b>DISMISSIONE AEROGENERATORI</b>				
Demolizione plinto di fondazione in conglomerato cementizio armato, mediante mezzi meccanici, martello demolitore, tronchesa, stritolatrice per una profondità di 1,5 metri dal piano della piazzola dell'aerogeneratore.	1.250,00	mc	€ 42,00	€ 52.500,00
Lavori di smobilizzo degli aerogeneratori. Tale lavorazione è comprensiva, del nolo a caldo di autocarri e grù, manodopera specializzata per il disassemblaggio aerogeneratore, smontaggio pale e conci e trasporto del materiale agli impianti di recupero. Il recupero dei materiali è a carico del fornitore.	5	cad	€ 96.170,00	€ 480.850,00
<b>DISMISSIONE SOTTOSTAZIONE E CAVIDOTTI</b>				
Dismissione Elettromeccanica della sottostazione elettrica di trasformazione. Tale lavorazione comprende, la dismissione di tutti i quadri elettrici di media, alta tensione e servizi ausiliari, i trasformatori, di tutti gli impianti, sbarre di congiunzione, TA, TV e di tutti gli altri componenti elettromeccanici per fornire la sottostazione elettrica completamente sgombra e libera. La voce è omnicomprensiva dei trasporti, dei costi necessari al conferimento a discarica autorizzata in caso di rifiuto, come gli oli esausti. Resta a carico del fornitore il riutilizzo e riuso dei materiali non classificabili come rifiuto.	1	cad	€ 87.308,00	€ 87.308,00
Sfilaggio cavi elettrici, cavi di trasmissione dati, tritubo e rete di terra, compreso trasporto presso ditta specializzata per smaltimento e riuso. Tale voce comprende anche la dismissione, trasporto e conferimento a discarica di tutte le opere strettamente connesse al passaggio dei cavi, come i pozzetti e altre opere. Il tutto per fornire lo stato dei luoghi ante realizzazione parco eolico.	39.777,00	ml	€ 1,50	€ 59.665,50
			<b>Totale</b>	<b>€ 1.425.421,13</b>

#### 4.4.4 CRONOPROGRAMMA DELLE FASI ATTUATIVE DI DISMISSIONE

Si riporta di seguito il cronoprogramma delle fasi attuative di dismissione:

ATTIVITA' LAVORATIVE	1mese		2mese		3mese		4mese		5mese		6mese		7mese		8mese	
Smontaggio aerogeneratori	■	■	■	■												
Demolizione fondazioni aerogeneratori			■	■	■											
Smaltimento materiale arido piazzole				■	■	■	■									
Smaltimento materiale arido viabilità						■	■	■	■							
Dismissione cavidotto MT							■	■	■	■						
Dismissione edifici stazione elettrica di utenza			■	■												
Demolizione e smaltimento opere in calcestruzzo stazione elettrica di utenza				■	■	■										
Smaltimento strade e piazzali stazione elettrica di utenza						■	■	■								
Ripristino stato dei luoghi					■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

## **5 IMPEGNO ALLA DISMISSIONE DELL'IMPIANTO**

Il Proponente si impegna alla dismissione dell'impianto, allo smaltimento del materiale di risulta dell'impianto ed al ripristino dello stato dei luoghi nel rispetto della vocazione propria del territorio, attraverso il versamento di una cauzione, a garanzia degli interventi di dismissione dell'impianto e delle opere di connessione.

L'importo di tale cauzione è parametrato ai costi di dismissione dell'impianto e delle opere di ripristino dei luoghi come riportato nel prospetto che precede.

## **6 CALCOLO DEI PROVENTI ANNUI DERIVANTI DALLA VALORIZZAZIONE DELL'ENERGIA PRODOTTA**

La producibilità stimata per l'impianto in progetto è pari a 73.973.000 kWh/anno, così come analizzato al paragrafo 3.1.9.

Il prezzo medio di acquisto dell'energia in Italia, considerando una media del valor medio dei mesi dell'anno 2021/2022, è di 58,89 euro/MWh, ovvero 0,05889 €/kWh (Fonte GME).

Pertanto i proventi annuali derivanti dalla produzione di energia elettrica si stimano essere intorno a 4.356.270/00 €.



## 7 ANALISI DELLE POSSIBILI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE

### 7.1 L'APPROCCIO AME ENERGY – LA CREAZIONE DI VALORE CONDIVISO

Il presente paragrafo nasce dalla centralità e dalla interpretazione che AME ENERGY assegna al tema dell'accettabilità sociale, riconoscendo a questo tema la funzione di fattore chiave per il successo del Progetto in tutte le sue fasi, da quella progettuale fino a quella dell'impianto a regime.

L'intento di AME ENERGY è di coinvolgere - nel processo che porterà alla costruzione dell'impianto - la comunità economica oltre che quella amministrativa e dei cittadini in modo che il parco eolico diventi una occasione di sviluppo e di crescita per il tessuto produttivo ed economico del luogo e che la crescita sia condivisa così da creare vantaggi per tutti coloro che saranno coinvolti dalla costruzione del parco eolico.

L'ipotesi della costruzione di un grande impianto FER comporta quasi “automaticamente” da parte dei cittadini del territorio interessate reazioni che vanno dalla diffidenza alla contrarietà. Nell'approccio di AME ENERGY affrontare queste reazioni:

- non significa semplicemente “convincere ad accettare”
- significa invece “**confrontarsi, coinvolgere e condividere**”

L'obiettivo non è quindi l'accettazione passiva di qualcosa che è vissuto come estraneo al territorio ma la **valorizzazione collettiva e condivisa** di una opportunità che può diventare fattore di sviluppo e qualificazione del territorio.

I valori impliciti nell'impianto (crescita di energie naturali e rinnovabili, lotta ai fattori climalteranti, salvaguardia del pianeta) non devono essere contrapposti ma integrati con i valori specifici del territorio (vivibilità, sviluppo, sicurezza etc.) espressi attraverso la voce dei suoi protagonisti istituzionali e civili.

Potrebbe essere sintetizzato nell'espressione “**da nimby a pymby**” (**da not in mybackyard a please in mybackyard**): dalla **negazione** alla “**desiderabilità**”. Passare quindi dal concetto di compensazione, ovvero qualcosa che compensa un danno, al concetto di valorizzazione, ovvero qualcosa da cui nasce, appunto, un valore condiviso.

AME ENERGY lavora per coinvolgere, sin dai primi passi della pianificazione dell'impianto

eolico, la popolazione locale attraverso incontri e assemblee pubbliche per spiegare il progetto e i benefici sia in termini economici che occupazionali che di creazione di valore condiviso attraverso le compensazioni ambientali.

Coerentemente con quanto fin qui esposto, la società prevede un **articolato piano di comunicazione e di coinvolgimento attivo del territorio e della sua popolazione**.

**Il metodo.** Il piano di comunicazione si incentra su più fattori interconnessi e complementari. Tutti i fattori sono funzionali ad una metodologia imperniata sul concetto di comunicazione sociale circolare. L'obiettivo non è solo quello di trasmettere (informazioni, conoscenze) ma anche quello di ricevere, e quindi di costruire attraverso gli strumenti della comunicazione sociale un “sentire comune” basato sul reciproco ascolto e sulla condivisione di un percorso conoscitivo che si ponga alla base di un percorso partecipativo. Con questo approccio la comunicazione diventa in sé una parte attiva dell'intero progetto e un'opportunità di crescita, ponendo al centro la socialità intesa come interazione tra interesse del singolo e interesse della comunità territoriale in una logica di consapevolezza. Ciò significa anche un potenziale arricchimento:

- dei processi e dei comportamenti partecipativi, in quanto crea un'opportunità di scambio (idee, proposte, priorità, aspirazioni etc.);
- del concetto di “comunità” come prassi civile;
- del livello di consapevolezza condivisa sui temi del territorio e della costruzione del suo futuro.

Perché la comunicazione sociale circolare sia possibile è necessario fornire una base informativa corretta, completa, capace di dare strumenti valutativi e conoscitivi. Tale informazione riguarda sia il progetto sia la realtà composita del territorio, delle sue problematiche, delle sue necessità, delle sue aspirazioni. È quindi un'informazione a due vie, dove ogni attore potrà acquisire un bagaglio in progress di conoscenza e dove ogni scambio diventa motore di crescita.

**Gli strumenti.** Lo spettro degli strumenti abbraccerà sia l'universo dell'*on line* sia quello dell'*off line*. Se l'*on line* permette uno scambio permanente e *just in time* di informazioni, opinioni, proposte anche attraverso lo schema dei gruppi, l'*off line* è fondamentale e complementare per più ragioni.

In particolare:

- consente il coinvolgimento anche di fasce di popolazione meno avvezze all'uso delle tecnologie digitali;
- permette una comunicazione “in profondità”, più coinvolgente, “calda” e partecipativa;
- sollecita il senso di comunità;
- stimola il confronto come processo sociale.

Rientrano nell'ambito dell'on line: newsletter, social network, siti web.

Rientrano nell'ambito dell'off line: incontri con la società civile, incontri con gruppi di cittadini e/o associazioni, presentazioni pubbliche e così via.

**Target.** Considerando come target primario l'intera comunità di cittadini del territorio, verrà data attenzione anche a target specifici. Oltre a quello naturale delle istituzioni locali, a partire dal Comune, consideriamo come particolarmente rilevanti:

- il mondo delle associazioni (economiche, imprenditoriali, ambientaliste, culturali, sociali, sportive, di volontariato etc.);
- le scuole (con particolare riferimento agli insegnanti);
- la comunità religiosa;
- i sindacati.

**La stampa.** Un aspetto specifico che è parte del progetto di comunicazione riguarda il mondo dei media. In questo ambito rientra tutta la stampa locale, intesa come carta stampata, televisioni, radio, web. Il rapporto con la stampa locale sarà caratterizzato da tempestività ed esaustività delle informazioni fornite sul progetto e sul suo stato di avanzamento e, quando possibile, di coinvolgimento degli organi di informazione come piattaforma costante per lo scambio di opinioni, idee, proposte.

### **7.1.1 Impianti socialmente inclusivi**

Com'è noto in Italia la legge che disciplina gli impianti alimentati da fonti rinnovabili prevede interventi di compensazione in misura non superiore del 3% dei proventi dell'impianto (Decreto Legge del 10/09/2010 “Linee guida per l'autorizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili”. Allegato 2).

Il che significa che in termini normativi l'aspetto economico potrebbe essere interpretato

come esaustivo rispetto al rapporto con il territorio.

Al contrario l'approccio di AME ENERGY, in linea con le tendenze legislative sia europee che italiane, va al di là della compensazione economica ed è imperniato sul concetto di creazione di valore condiviso.

Un impianto eolico genera valore economico e altri vantaggi sul territorio di cui non si è sempre consapevoli.

L'immediato vantaggio offerto dall'esercizio dell'impianto di produzione di energia proposto è quello di non produrre inquinamento locale, dando un contributo al rispetto degli impegni nazionali per la riduzione delle emissioni di gas climalteranti.

Ma ci sono effetti economici più direttamente percepibili dal territorio e dalla comunità locale, come:

- aumento dell'occupazione nelle attività connesse all'installazione e manutenzione degli impianti;
- azioni compensative da concordare tra proponente e amministrazione locale.

Per quanto riguarda i risvolti occupazionali dell'iniziativa, la realizzazione dell'impianto e la sua gestione, coinvolgeranno operatori di svariati settori: costruzioni, movimenti terra, impiantistica industriale, elettronica, trasporti. L'impianto a regime garantirà occupazione ad operai non specializzati per la sorveglianza e la manutenzione ordinaria dell'impianto, ed a personale qualificato per quanto riguarda le operazioni di manutenzione straordinaria sulla rete interna all'area di impianto ed alle apparecchiature legate alla conversione e trasformazione dell'energia elettrica.

Nell'ambito delle attività lavorative indotte dall'inserimento dell'impianto eolico si sottolinea il prevalente coinvolgimento di personale e ditte del posto nelle fasi costruttive dell'impianto.

### **7.1.2 Possibili Compensazioni Ambientali**

Al di là dei progetti qui sotto accennati, preme sottolineare alcuni vantaggi – che verranno realizzati a prescindere dagli importi delle compensazioni ambientali - a favore della mobilità del luogo. Grazie al parco infatti sarà possibile rinnovare e risistemare alcune strade del Comune in modo da rendere la mobilità locale più fluida.

Si riportano, di seguito, alcune idee progettuali per la realizzazione di progetti di sviluppo

locale che verranno valutate nel corso dell'iter autorizzativo con i territori in esame ed i suoi abitanti.

- IL PARCO COME POLO PER IL LAVORO, LA CREAZIONE DI COMPETENZE SPECIFICHE PER LA GESTIONE DEL PARCO SUL TERRITORIO O IN GENERALE PER I RISVOLTI OCCUPAZIONALI NEL SETTORE DELLE RINNOVABILI.

Creazione di una cooperativa per il lavoro che eroghi corsi di formazione sul territorio per formare figure idonee alla gestione del parco in fase d'esercizio e creare in generale competenze nel settore.

- IL PARCO COME POLO PER LA VALORIZZAZIONE DEI PRODOTTI E SITI LOCALI

Date le specifiche peculiarità archeologiche e naturalistiche del sito si potrebbero prevedere percorsi che sfruttano le infrastrutture eoliche (strade) e attraverso il recupero o la riconversione di masserie e/o fabbricati esistenti predisporre e allestire presso gli stessi dei poli di cultura (musei, mostre e valorizzazione dei prodotti tipici locali)

- IL PARCO COME SOSTEGNO PER IL RECUPERO E LA VALORIZZAZIONE DEI LUOGHI DELLA CULTURA

AME ENERGY potrebbe sostenere il recupero di parte dei beni archeologici e culturali dell'area che potrebbe attrarre così turisti nella zona con ricadute di economiche e di aumento della presenza di turisti all'interno dell'area del Comune.

- IL PARCO INTESO COME POLO ENERGETICO E DI STUDIO DELLE FONTI RINNOVABILI

- Il parco potrebbe essere l'occasione per approfondire la conoscenza delle fonti rinnovabili e della green energy attraverso la predisposizione di PON scolastici e/o visite guidate sul territorio per avvicinare la popolazione all'energia pulita.

- IL PARCO E IL SOSTEGNO ALL'AGRICOLTURA

AME ENERGY potrebbe sostenere l'agricoltura del territorio attraverso la creazione di sistemi per l'irrigazione e la coltivazione congrui con l'inserimento del parco.

- UN ALBERO PER OGNI TURBINA

Infine AME ENERGY propone di piantare un albero accanto ad ogni turbina così da ridurre la CO2 emessa per la costruzione del parco eolico. L'albero ovviamente resterà accanto alla turbina per tutta la vita utile dell'impianto.

Si tratta chiaramente di esempi e proposte che saranno oggetto di dibattito e confronto con i cittadini perché il percorso sia condiviso il più possibile con tutti gli attori coinvolti nel processo decisionale ma che esprime la volontà della società di rendere gli impianti socialmente inclusivi.