

# AUTORIZZAZIONE UNICA Ex D. LGS. N. 387/2003



## PROGETTO DEFINITIVO PARCO EOLICO EMILIA

Titolo elaborato:

### RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA DEL PROGETTO

REDAITTO	CONTR.	APPROV.	DESCRIZIONE REVISIONE DOCUMENTO	DATA	REV
GD	RB	GD	REVISIONE PER INTEGRAZIONE MASE	20/12/23	0 1
GD	PD	GD	EMISSIONE	12/09/22	0 0

#### PROPONENTE



**EMILIA PRIME S.R.L.**

VIA G. GARIBALDI N. 15  
74023 GROTTAGLIE (TA)

#### CONSULENZA



**GE.CO.D'OR S.R.L.**

VIA G. GARIBALDI N. 15  
74023 GROTTAGLIE (TA)

#### PROGETTISTA

ING. GAETANO D'ORONZIO  
VIA GOITO 14 – COLOBRARO (MT)

Codice  
MCEG002

Formato  
A4

Scala  
/

Foglio  
1 di 91

## Sommarario

1.	INTRODUZIONE	4
2.	DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO	4
2.1.	Caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore	10
2.2.	Viabilità e piazzole	13
2.3.	Descrizione opere elettriche	15
2.3.1.	Aerogeneratori	15
2.3.2.	Linee elettriche di collegamento a 36 kV	16
2.3.3.	BESS	18
2.3.4.	Opere di connessione alla RTN	19
2.3.5.	Sistema di terra	20
3.	DESCRIZIONE GENERALE COSTRUZIONE, ESERCIZIO E DISMISSIONE IMPIANTO	20
3.1.	Costruzione	20
3.1.1.	Opere civili	20
3.1.2.	Opere Elettriche e di telecomunicazione	21
3.1.3.	Installazione aerogeneratori	22
3.2.	Esercizio e manutenzione	22
3.3.	Dismissione dell'impianto	22
4.	PROPOSTA PIANO DI COMPENSAZIONE AMBIENTALE	22
5.	FINALITÀ DEL PROGETTO	23
5.1.	Diminuzione delle emissioni in atmosfera di anidride carbonica	24
6.	INSERIMENTO SUL TERRITORIO	25
7.	CRITERI E SCELTE PROGETTUALI	28
8.	CRITERI DI PROGETTAZIONE STRUTTURE E IMPIANTI	29
9.	SICUREZZA DELL'IMPIANTO	31
9.1.	Effetti di shadow-flickering	31
9.2.	Impatto acustico	32
9.3.	Impatto elettromagnetico	32
9.4.	Rottura accidentale di organi rotanti	33
10.	INQUADRAMENTO DELL'AREA DI PROGETTO	33
10.1.	Caratteristiche di ventosità dell'area d'impianto	33
10.2.	Caratteristiche Geologiche dell'area d'intervento	34
10.3.	Caratteristiche geomorfologiche dell'area	37

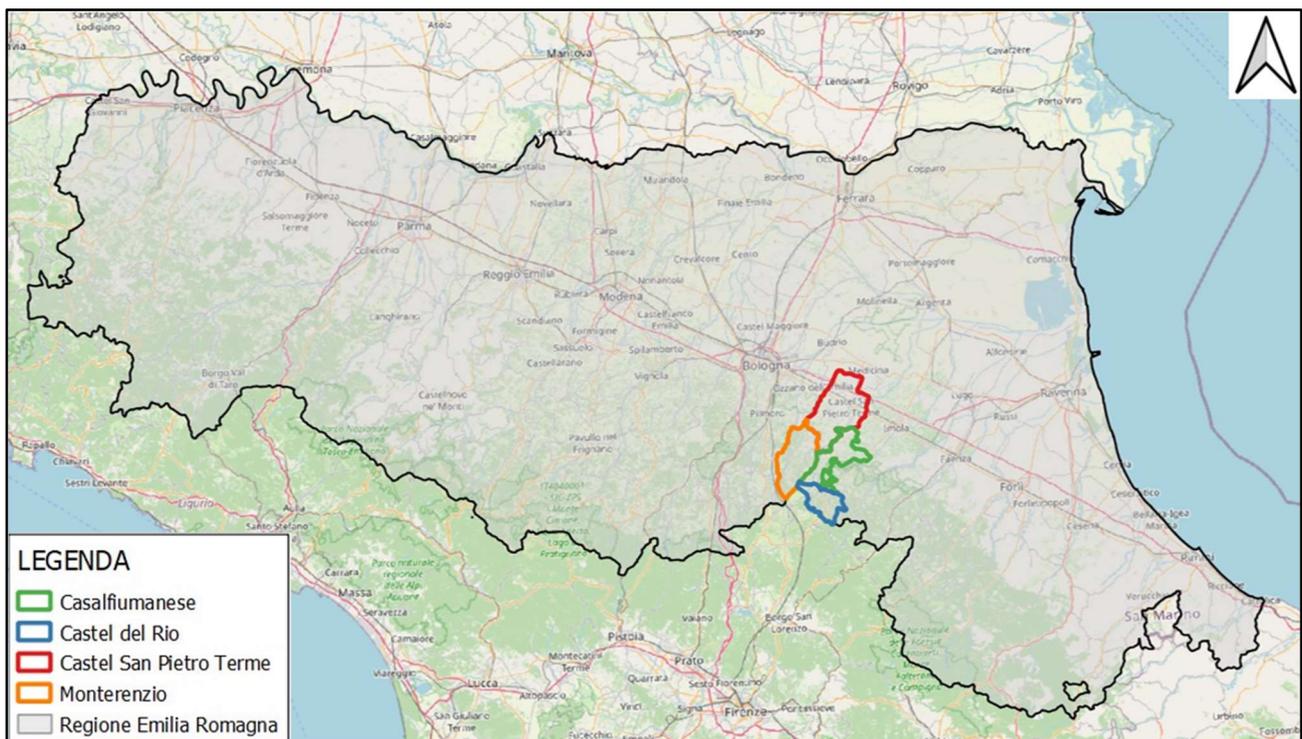
10.4.	Classificazione sismica	38
10.5.	Caratteristiche Idrologiche dell'area d'intervento	39
10.6.	Infrastrutture viarie presenti	42
10.7.	Opere presenti interferenti	42
11.	INQUADRAMENTO DELL'OPERA CON GLI STRUMENTI DI TUTELA	43
11.1.	Aree vincolate ai sensi del D.Lgs 42 del 2004	44
11.2.	Aree vincolate dal punto di vista ambientale come da "Progetto Natura 2000"	47
11.3.	Compatibilità del Progetto con il PTPR, PTM e PSC	55
11.4.	Compatibilità con il Piano per assetto idrogeologico (PSAI Reno)	60
11.5.	Compatibilità con il Vincolo Idrogeologico – R.D.L. 3267/23	62
11.6.	Compatibilità con l'uso del suolo	63
12.	RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE	65
12.1.	Risvolti sulle realtà locali	69
13.	INQUADRAMENTO NORMATIVO ED AUTORIZZATIVO	70
13.1.	Normativa di riferimento	70
13.2.	Procedimento autorizzativo	75
14.	REPORT FOTOGRAFICO STATO DEI LUOGHI	78
	ALLEGATO 1	86
1.	ANALISI DEI RISCHI DOVUTI A INCIDENTI O MALFUNZIONAMENTO DI UN PARCO EOLICO	86
1.1.	Rottura dell'organo rotante dell'aerogeneratore	86
1.2.	Ribaltamento della torre dell'aerogeneratore	88
1.3.	Formazione di ghiaccio sulle pale dell'aerogeneratore e conseguente lancio	88
1.4.	Fulminazioni sull'aerogeneratore	89
1.5.	Impatti tra l'aerogeneratore e l'avifauna locale	90

## 1. INTRODUZIONE

La **Emilia Prime s.r.l.** è una società costituita per realizzare un impianto eolico in Emilia-Romagna, denominato “**Parco Eolico Emilia**”, nel territorio dei Comuni di Monterenzio, Casalfiumanese e Castel Del Rio (Provincia di Bologna) con punto di connessione a 36 kV in corrispondenza della stazione elettrica RTN Terna 132/36 kV di Castel San Pietro di futura realizzazione.

A tale scopo, la Ge.co.D’Or. s.r.l., società italiana impegnata nello sviluppo di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili con particolare focus nel settore dell’eolico e proprietaria della suddetta Emilia Prime s.r.l., si è occupata della progettazione definitiva per la richiesta di Autorizzazione Unica (AU) alla costruzione e l’esercizio del suddetto impianto eolico e della relativa Valutazione d’Impatto Ambientale (VIA).

L’impianto eolico presenta una potenza nominale totale in immissione pari a 79 MWp ed è costituito da n. 9 aerogeneratori di potenza nominale pari a 6.0 MWp, con altezza torre pari a 135 m e rotore pari a 170 m, e un sistema di accumulo energia elettrica (BESS, Battery Energy Storage System) di potenza pari a 25 MWp.



**Figura 1.1:** Localizzazione Impianto Eolico Emilia

## 2. DESCRIZIONE GENERALE DELL’IMPIANTO

L’impianto eolico presenta una potenza nominale totale pari a 79 MWp ed è costituito da n. 9 aerogeneratori di potenza pari a 6.0 MWp, altezza torre pari a 135 m e rotore pari a 170 m, collegati tra loro mediante un sistema di cavidotti interrati da 36 kV, opportunamente dimensionato, che si collega,

in parallelo con il BESS di potenza pari a 25 MWp, alla stazione elettrica di trasformazione (SE) della RTN 132/36 kV Castel San Pietro di futura realizzazione.

L'impianto si colloca in Emilia-Romagna, provincia di Bologna, all'interno di un'area di circa 2.000 ettari ed interessa prevalentemente il Comune di Monterenzio, ove ricadono 3 aerogeneratori, il Comune di Casalfiumanese, ove ricadono 4 aerogeneratori, il Comune di Castel del Rio, dove ricadono 2 aerogeneratori e il Comune di Castel San Pietro dove ricadono la linea di collegamento elettrica tra il parco eolico e la SE RTN 132/36 kV, tale sottostazione elettrica e il BESS.

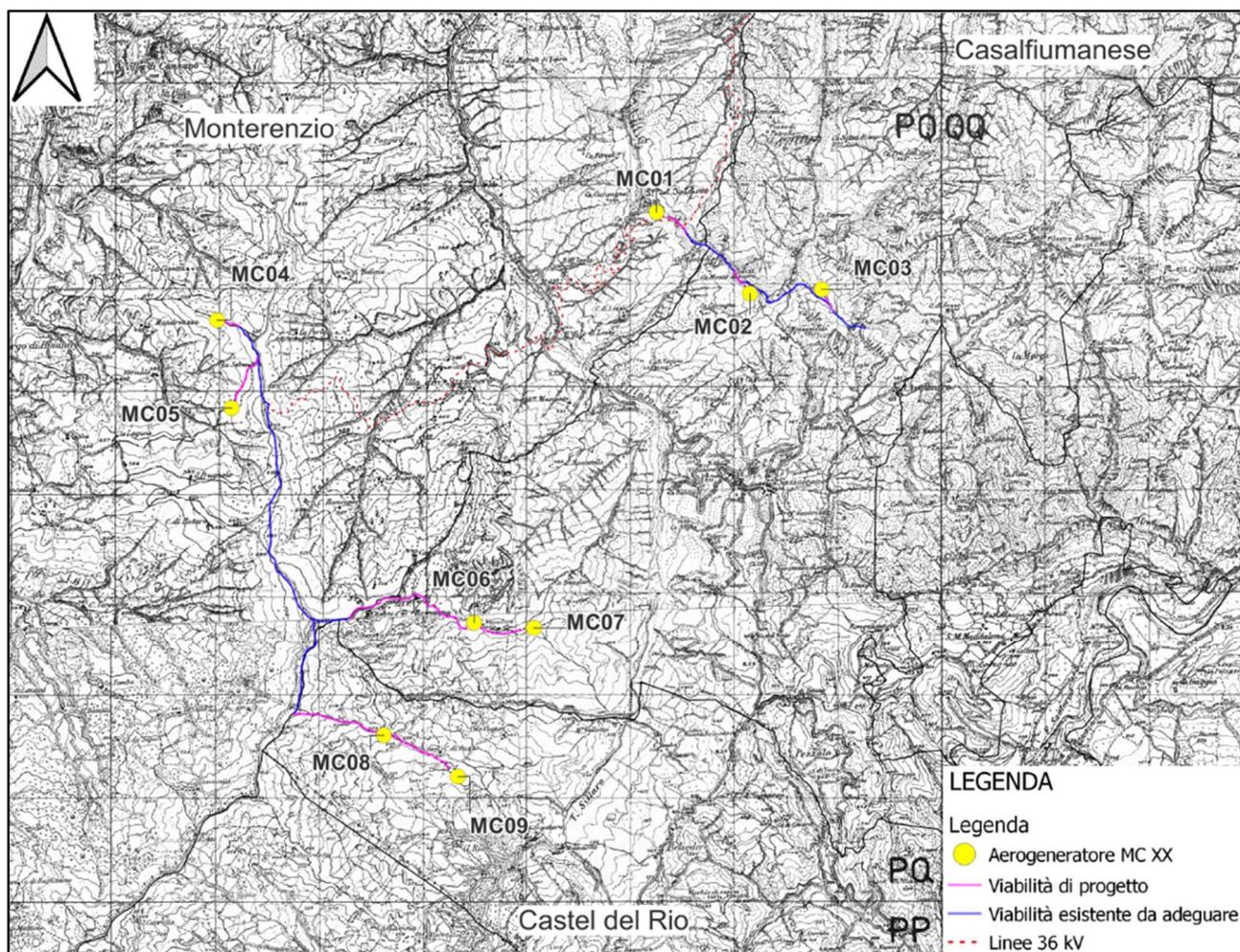
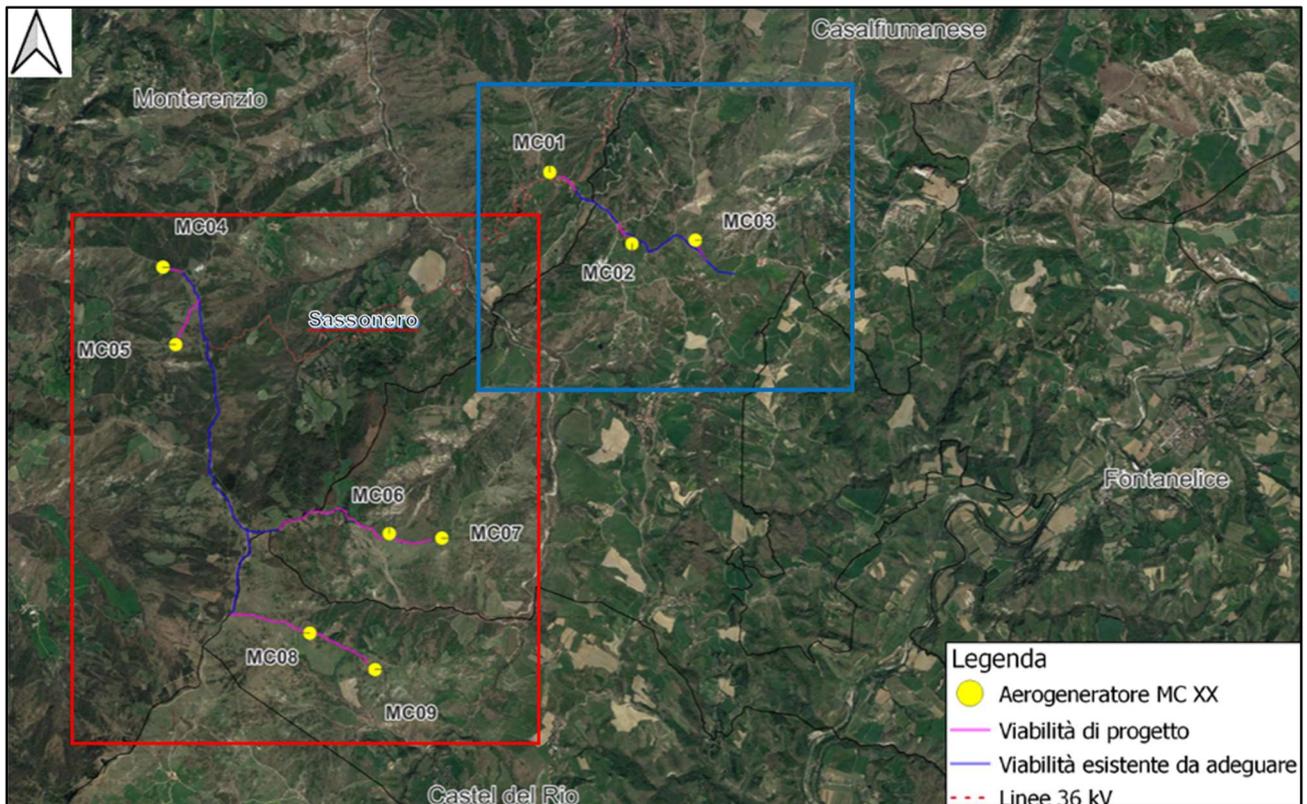


Figura 2.1: Layout d'impianto su carta IGM

Il Parco eolico si può intendere suddiviso in due parti, quella ricadente a Sud del centro abitato del Comune di Monterenzio, in prossimità della frazione di Sassonero e verso i confini con la Regione Toscana (Zona 1 – rettangolo rosso), costituita da 5 aerogeneratori, e quella ricadente ad Est di Monterenzio con riferimento alla suddetta frazione (Zona 2 – rettangolo blu), costituito da 3 aerogeneratori (Figura 2.2).



**Figura 2.2:** Layout d’impianto su ortofoto

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che l’impianto eolico venga collegato in antenna a 36 kV con la futura Stazione Elettrica (SE) della RTN da inserire in entra-esce alla linea RTN a 132 kV “Castel S. Pietro – Imola CP” in accordo alla STMG (Soluzione Tecnica Minima Generale) CP 202102219.

Ai sensi dell’art. 21 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 dell’impianto eolico sulla Stazione Elettrica della RTN costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

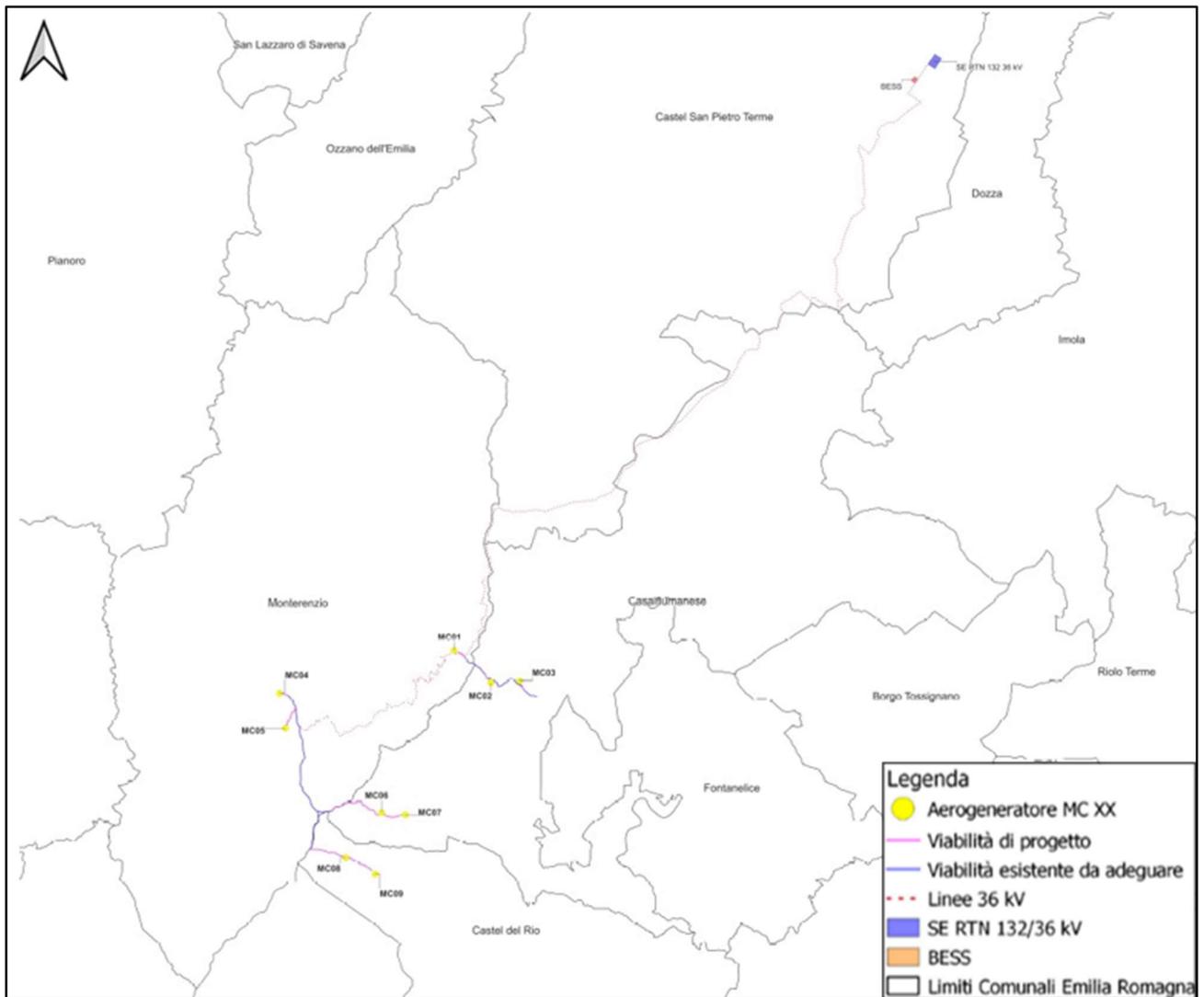


Figura 2.3: Inquadramento territoriale - Limiti amministrativi comuni interessati

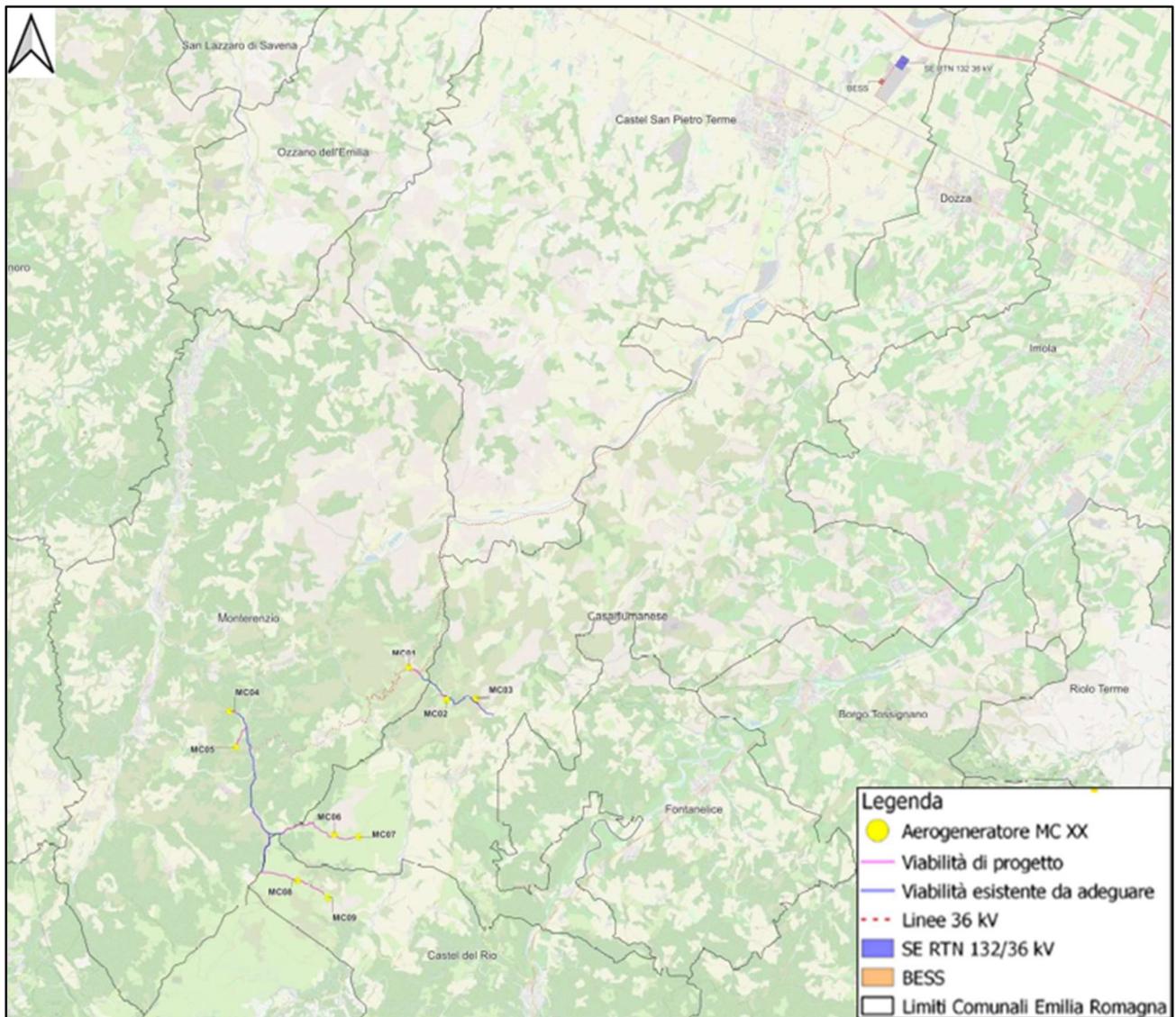
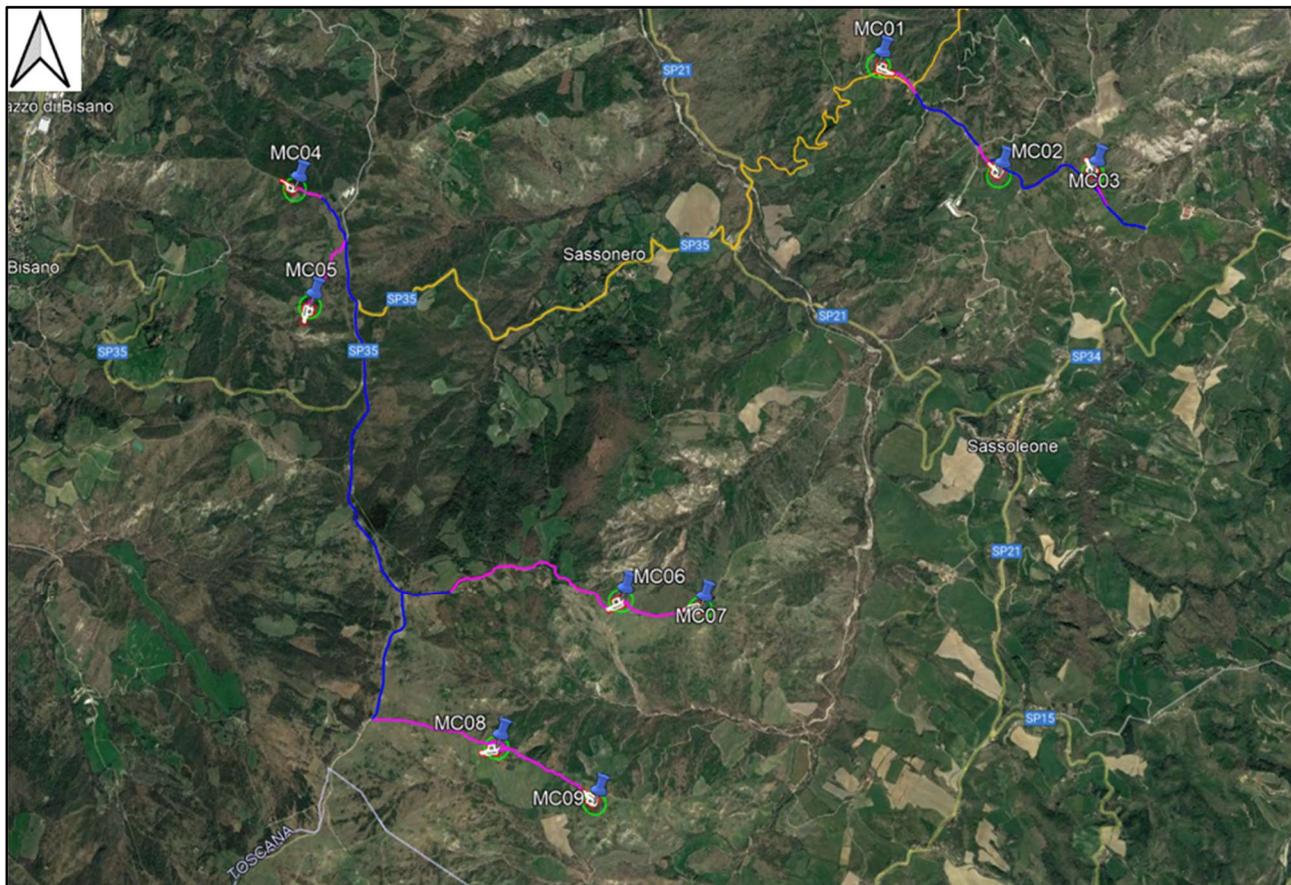


Figura 2.4: Inquadramento territoriale su “Open Street Map” - Limiti amministrativi comuni interessati



Figura 2.5: Inquadramento SE RTN di nuova realizzazione in Entra-Esci su linea RTN a 132 kV “Castel S. Pietro – Imola CP”.

Le turbine eoliche verranno collegate alla suddetta SE di trasformazione della RTN attraverso un sistema di linee elettriche interrate a 36 kV allocate prevalentemente in corrispondenza del sistema di viabilità interna che servirà per la costruzione e la gestione futura dell'impianto. Tale sistema di viabilità verrà realizzato prevalentemente adeguando il sistema viario esistente e realizzando nuovi tratti di viabilità in terra battuta.



**Figura 2.6:** Layout d'impianto con sistema di viabilità esistente (linee blu) e di progetto (linee magenta) su immagine satellitare

La consegna in sito dei componenti degli aerogeneratori avverrà mediante l'utilizzo di mezzi di trasporto eccezionale che partendo dal Porto di Ravenna (**Figura 2.7**) arriverà passando per la SS67, la SP01, la SS309, la E45 e la SP19 presso l'area di trasbordo (Transshipment Area) in località San Pietro Terme da cui si seguirà un percorso per la consegna degli aerogeneratori della Zona 1 ed un percorso per quelli della Zona 2.

Nello specifico, dall'area di Trasbordo in San Pietro Terme percorrendo la SS09 direzione Est, la Via Sellustra direzione Sud e la SP34 direzione Ovest e la Via Gesso, si arriverà alle turbine MC01 – MC02 – MC03 e, sempre con partenza dalla suddetta area di trasbordo, i restanti aerogeneratori MC04 – MC05 – MC06 – MC07 – MC08 – MC09 verranno raggiunti percorrendo la SS09 direzione Ovest, la SP07 direzione Sud, la SP35 direzione Est ed infine in direzione Sud la Via Casoni di Romagna.



**Figura 2.7:** Layout d'impianto con viabilità di accesso dal Porto di Ravenna (linee rosse) su immagine satellitare

Si riportano di seguito le coordinate delle posizioni scelte per l'installazione degli aerogeneratori con il relativo inquadramento catastale.

Piano Particellare WF Emilia 9 WTG								
Numero	Comune	Latitudine	Longitudine	Foglio	Particella	D rotore [m]	Hhub [m]	H tot [m]
MC01	Monterenzio	44°17'7.15"N	11°28'14.23"E	70	8	170	135	220
MC02	Casalfiumanese	44°16'40.69"N	11°28'53.76"E	47	155	170	135	220
MC03	Casalfiumanese	44°16'41.30"N	11°29'25.07"E	68	1	170	135	220
MC04	Monterenzio	44°16'37.27"N	11°25'1.86"E	79	14	170	135	220
MC05	Monterenzio	44°16'9.45"N	11°25'6.99"E	79	187	170	135	220
MC06	Casalfiumanese	44°14'59.72"N	11°26'49.64"E	82	20	170	135	220
MC07	Casalfiumanese	44°14'57.51"N	11°27'15.52"E	85	7	170	135	220
MC08	Castel del Rio	44°14'24.94"N	11°26'8.93"E	2	7	170	135	220
MC09	Castel del Rio	44°14'11.27"N	11°26'40.61"E	3	36	170	135	220

**Tabella 2.1:** Localizzazione planimetrica e catastale degli aerogeneratori di progetto

### 2.1. Caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore

L'aerogeneratore è una macchina rotante che trasforma l'energia cinetica del vento in energia elettrica ed è essenzialmente costituito da una torre (suddivisa in più parti), dalla navicella, dal Drive Train, dall'Hub e tre pale che costituiscono il rotore.

Per il presente progetto una delle possibili macchine che verrà installata è il modello Siemens Gamesa

SG 170 di potenza nominale pari a 6.0 MW, altezza torre all'hub pari a 135 m e diametro del rotore 170 m (Figura 2.1.1).

Oltre ai componenti su elencati, vi è un sistema di controllo che esegue, il controllo della potenza ruotando le pale intorno al loro asse principale, ed il controllo dell'orientamento della navicella, detto controllo dell'imbardata, che permette l'allineamento della macchina rispetto alla direzione del vento.

Il rotore è a passo variabile in resina epossidica rinforzata con fibra di vetro di diametro pari a 170 metri, posto sopravvento al sostegno, con mozzo rigido in acciaio. Altre caratteristiche salienti sono riassunte nella Tabella 2.1.1.

Le caratteristiche dell'aerogeneratore su descritto sono quelle ritenute idonee in base a quanto disponibile oggi sul mercato, in futuro potrà essere possibile cambiare il modello dell'aerogeneratore senza modificare in maniera sostanziale l'impatto ambientale e i limiti di sicurezza previsti.

In accordo alle disposizioni dell'ENAC (Ente Nazionale per l'Aviazione Civile), ognuna delle macchine è dotata di un sistema di segnalazione notturna per la segnalazione aerea, che prevede l'utilizzo di una luce rossa sull'estradosso della navicella.

Una segnalazione diurna, consistente nella verniciatura della parte estrema della pala con tre bande di colore rosso ciascuna di 6 m per un totale di 18 m, è prevista per gli aerogeneratori di inizio e fine tratto.

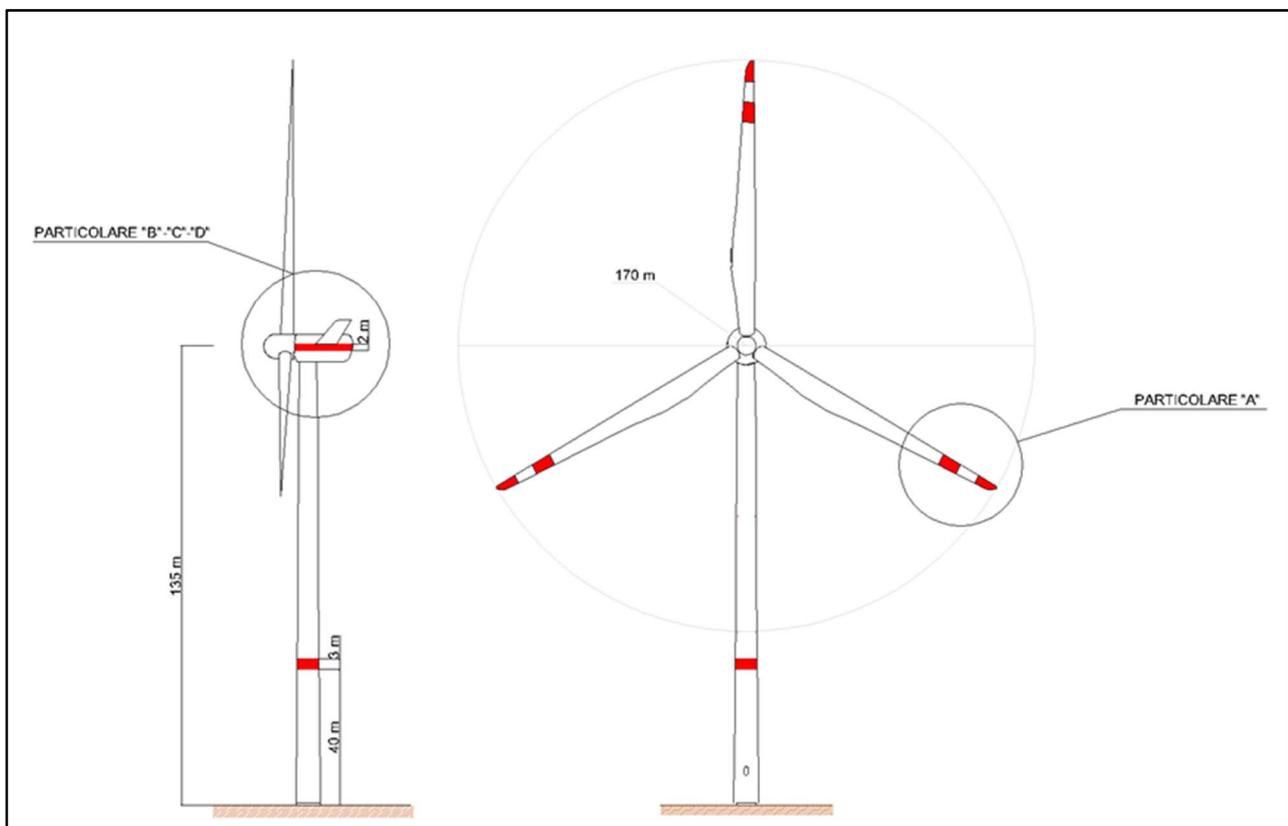


Figura 2.1.1: Profilo aerogeneratore SG170 – 6.0 MW

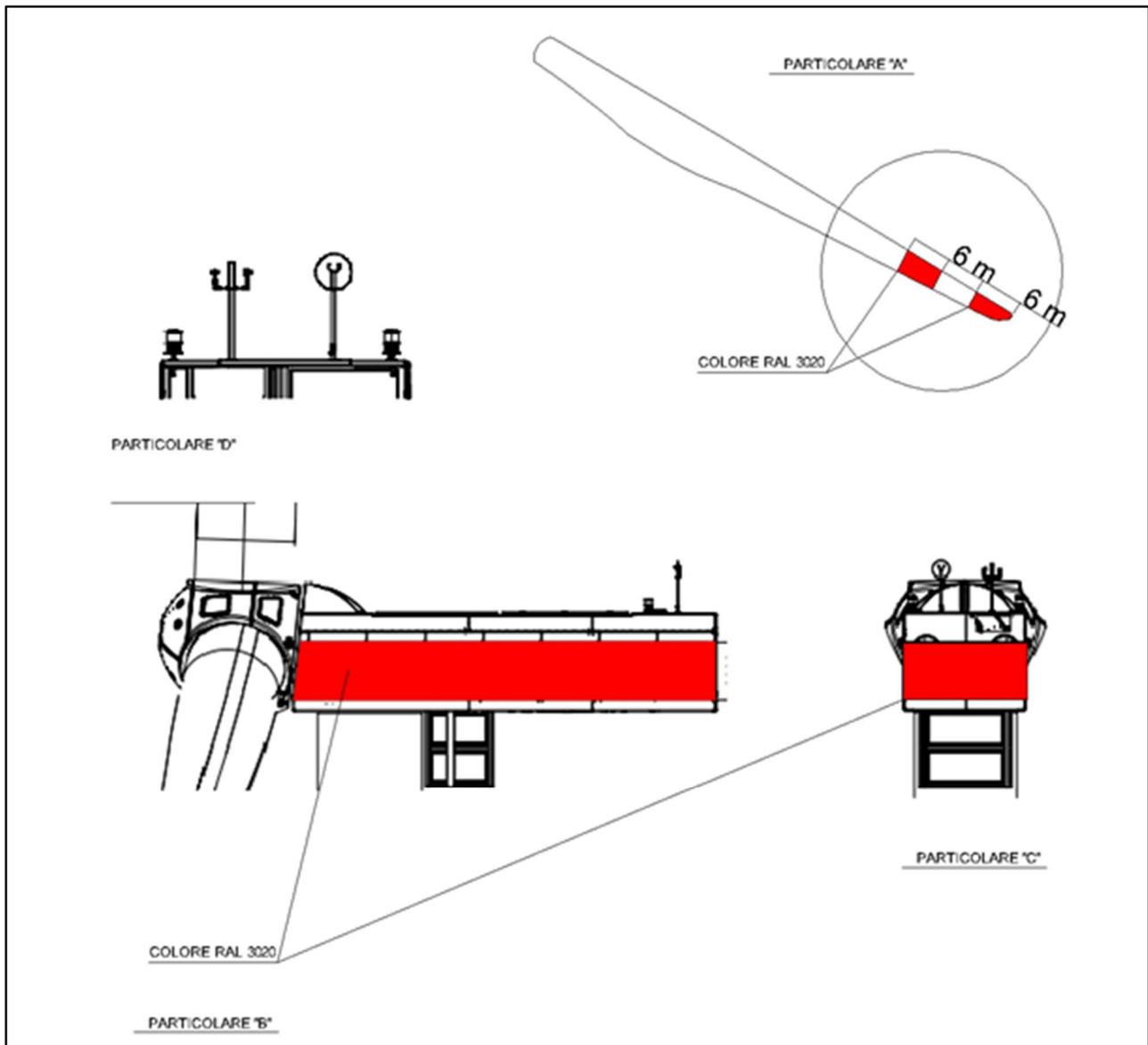


Figura 2.1.2: Particolari aerogeneratore SG170 – 6.0 MW di cui alla Figura 2.1.1

<b>Rotor</b>		<b>Grid Terminals (LV)</b>	
Type .....	3-bladed, horizontal axis	Baseline nominal power...	6.0MW/6.2 MW
Position .....	Upwind	Voltage .....	690 V
Diameter .....	170 m	Frequency .....	50 Hz or 60 Hz
Swept area .....	22,698 m <sup>2</sup>	<b>Yaw System</b>	
Power regulation .....	Pitch & torque regulation with variable speed	Type .....	Active
Rotor tilt .....	6 degrees	Yaw bearing .....	Externally geared
<b>Blade</b>		Yaw drive .....	Electric gear motors
Type .....	Self-supporting	Yaw brake .....	Active friction brake
Single piece blade length	83,3 m	<b>Controller</b>	
Segmented blade length:		Type .....	Siemens Integrated Control System (SICS)
Inboard module .....	68,33 m	SCADA system .....	Consolidated SCADA (CSSS)
Outboard module .....	15,04 m	<b>Tower</b>	
Max chord .....	4.5 m	Type .....	Tubular steel / Hybrid
Aerodynamic profile .....	Siemens Gamesa proprietary airfoils	Hub height .....	100m to 165 m and site- specific
Material .....	G (Glassfiber) – CRP (Carbon Reinforced Plastic)	Corrosion protection .....	
	Semi-gloss, < 30 / ISO2813	Surface gloss .....	Painted
Surface gloss .....	Light grey, RAL 7035 or	Color .....	Semi-gloss, <30 / ISO-2813 Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018
Surface color .....	White, RAL 9018	<b>Operational Data</b>	
<b>Aerodynamic Brake</b>		Cut-in wind speed .....	3 m/s
Type .....	Full span pitching	Rated wind speed .....	11.0 m/s (steady wind without turbulence, as defined by IEC61400-1)
Activation .....	Active, hydraulic	Cut-out wind speed .....	25 m/s
<b>Load-Supporting Parts</b>		Restart wind speed .....	22 m/s
Hub .....	Nodular cast iron	<b>Weight</b>	
Main shaft .....	Nodular cast iron	Modular approach .....	Different modules depending on restriction
Nacelle bed frame .....	Nodular cast iron	<b>Mechanical Brake</b>	
<b>Mechanical Brake</b>		Type .....	Hydraulic disc brake
Type .....	Hydraulic disc brake	Position .....	Gearbox rear end
Position .....	Gearbox rear end	<b>Nacelle Cover</b>	
<b>Nacelle Cover</b>		Type .....	Totally enclosed
Type .....	Totally enclosed	Surface gloss .....	Semi-gloss, <30 / ISO2813
Surface gloss .....	Semi-gloss, <30 / ISO2813	Color .....	Light Grey, RAL 7035 or White, RAL 9018
Color .....	Light Grey, RAL 7035 or White, RAL 9018	<b>Generator</b>	
<b>Generator</b>		Type .....	Asynchronous, DFIG
Type .....	Asynchronous, DFIG		

Tabella 2.1.1: Specifiche tecniche aerogeneratore

## 2.2. Viabilità e piazzole

La viabilità e le piazzole del parco eolico sono elementi progettati considerando la fase di costruzione e la fase di esercizio dell'impianto eolico.

In merito alla viabilità, come detto sopra, si è cercato di utilizzare il sistema viario esistente adeguandolo al passaggio dei mezzi eccezionali. Tale indirizzo progettuale ha consentito di minimizzare l'impatto sul territorio e di ripristinare tratti di viabilità comunale che si trovano in stato di dissesto migliorando l'accessibilità dei luoghi anche alla popolazione locale.

Nel caso questo non sia stato possibile, sono stati progettati tratti di nuova viabilità seguendo il profilo

naturale del terreno senza interferire con il reticolo idrografico presente in sito.

Nella **Figura 2.2.1** riportiamo una sezione stradale tipo di riferimento per i tratti di viabilità da adeguare e quelli di nuova realizzazione.

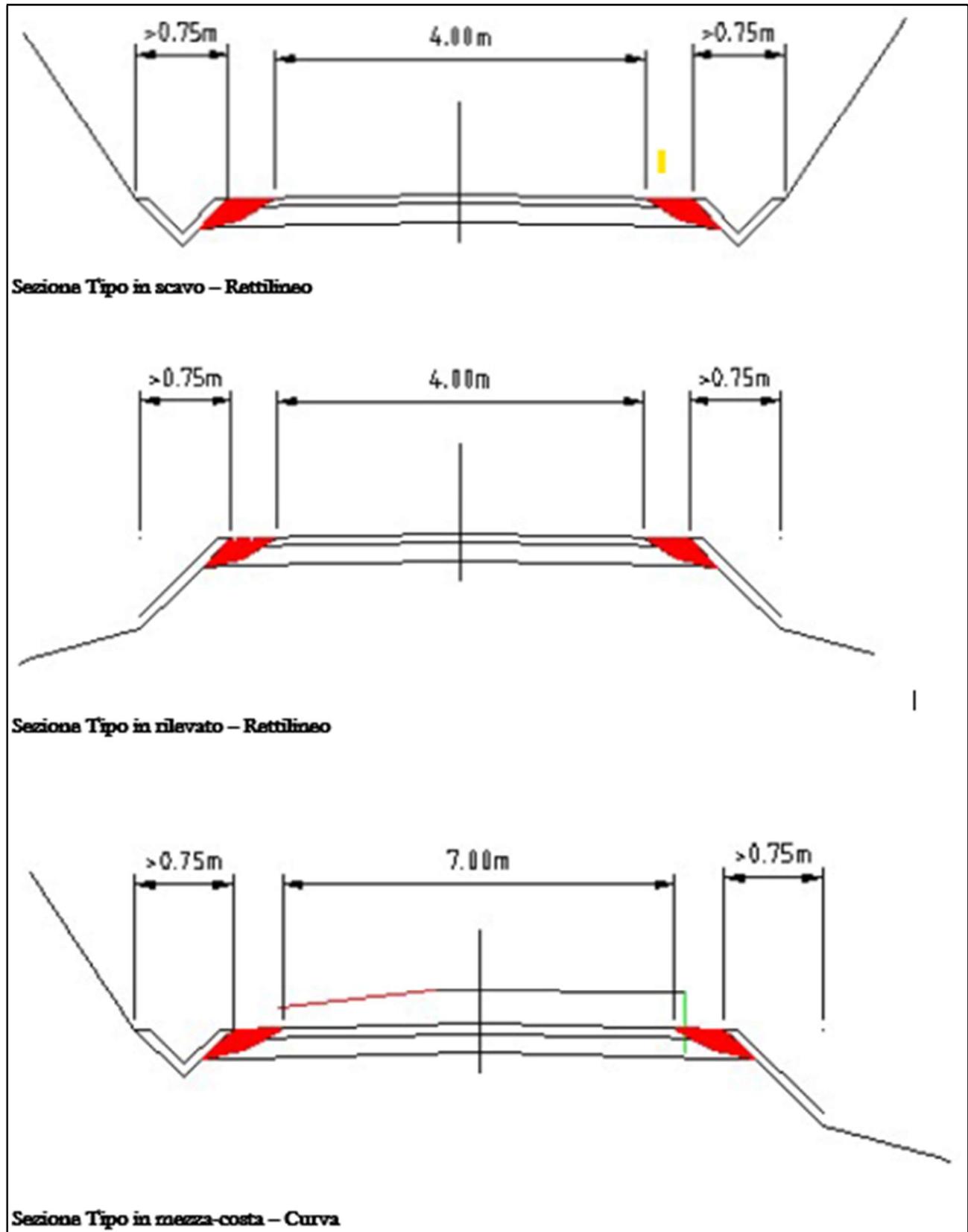
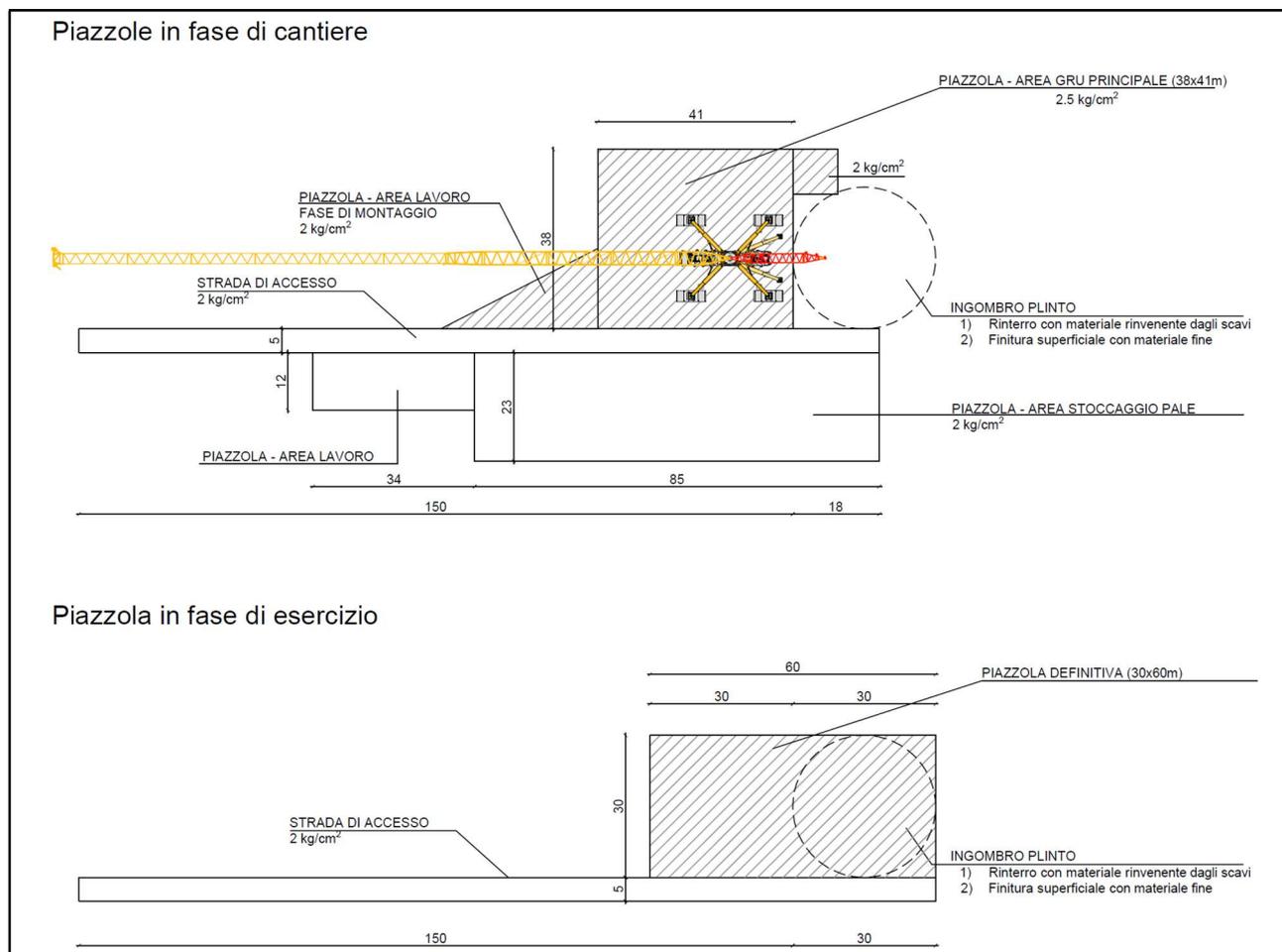


Figura 2.2.1: Sezioni tipo viabilità parco eolico

La progettazione delle piazzole da realizzare per l'installazione di ogni aerogeneratore prevede due configurazioni, la prima necessaria all'installazione dell'aerogeneratore e la seconda, a seguito di opere di dismissione parziale, per la fase di esercizio e manutenzione dell'impianto (**Figura 2.2.2**).



**Figura 2.2.2:** Planimetria piazzola tipo per la fase di installazione e fase di esercizio e manutenzione

### 2.3. Descrizione opere elettriche

#### 2.3.1. Aerogeneratori

L'impianto eolico è composto da 9 aerogeneratori di potenza nominale pari a 6,0 MWp, opportunamente disposti, collegati in relazione alla disposizione dell'impianto e dotati di generatori asincroni trifasi. Ogni generatore è topograficamente, strutturalmente ed elettricamente indipendente dagli altri anche dal punto di vista delle funzioni di controllo e protezione.

Gli aerogeneratori sono collegati fra loro e a loro volta si connettono alla Stazione Elettrica di trasformazione della RTN 132/36 kV, prevista nel Comune di Castel San Pietro Terme e ancora da realizzare.

All'interno della torre saranno installati:

- l'arrivo cavo BT (690 V) dal generatore eolico al trasformatore;

- il trasformatore 0,69/36 kV;
- il sistema di rifasamento del trasformatore;
- la cella a 36 kV di arrivo linea e di protezione del trasformatore;
- il quadro di BT (690 V) di alimentazione dei servizi ausiliari;
- quadro di controllo locale.

### 2.3.2. Linee elettriche di collegamento a 36 kV

Il parco eolico avrà una potenza complessiva di 79 MWp, data dalla somma delle potenze elettriche di 9 aerogeneratori da 6 MWp ciascuno e dalla potenza del BESS di 25 MWp. Dal punto di vista elettrico gli aerogeneratori sono collegati fra loro in n. 4 gruppi (sottocampi) da 2 o 3 aerogeneratori ciascuno, come riportato nella tabella sottostante.

Sottocampo o Circuito	Aerogeneratori	Potenza totale [MWp]
CIRCUITO A	MC08 – MC09	12
CIRCUITO B	MC06 – MC07	12
CIRCUITO C	MC01 – MC02 – MC03	18
CIRCUITO D	MC04 – MC05	12

**Tabella 2.3.2.1:** Sottocampi degli aerogeneratori

Coerentemente con la suddivisione in sottocampi di cui sopra, l'intero sistema di distribuzione dell'energia dagli aerogeneratori verso la nuova stazione elettrica di trasformazione 132/36 kV nel Comune di Castel San Pietro è articolato in 4 distinte linee elettriche, una per ciascun sottocampo, con un livello di tensione pari a 36 kV e che confluiscono sui quadri generali dell'edificio a 36 kV in prossimità della stazione di cui sopra.

Dall'aerogeneratore capofila di ciascun sottocampo, infatti, si diparte una linea elettrica di vettoriamento in cavo interrato a 36 kV di sezione pari a 630 mm<sup>2</sup>. Analogamente, gli aerogeneratori di ciascun sottocampo sono collegati fra loro in entra-esce o fine linea mediante una linea elettrica in cavo interrato a 36 kV di sezione 185 o 300 mm<sup>2</sup>. Tutti i cavi di cui si farà utilizzo, sia per il collegamento interno dei sottocampi che per la relativa connessione alla stazione elettrica di trasformazione della RTN 132/36 kV, sono del tipo schermato mediante filo di rame rosso, con conduttore a corda rotonda compatta di rame rosso, semiconduttore esterno elastomerico estruso e guaina in PVC.

In generale, per tutte le linee elettriche, si prevede la posa a trifoglio direttamente interrata dei cavi, ad una profondità di 1,50 m dal piano del suolo e l'utilizzo di una lastra protettiva che ne assicuri la protezione meccanica. In caso di particolari attraversamenti o di risoluzione puntuale di interferenze, le modalità di posa potranno essere modificate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-17 e

dagli eventuali regolamenti vigenti relativi alle opere interferite, mantenendo comunque un grado di protezione delle linee non inferiore a quanto garantito dalle normali condizioni di posa.

La figura seguente, nella quale le misure sono espresse in mm, mostra la modalità di posa sopra indicate.

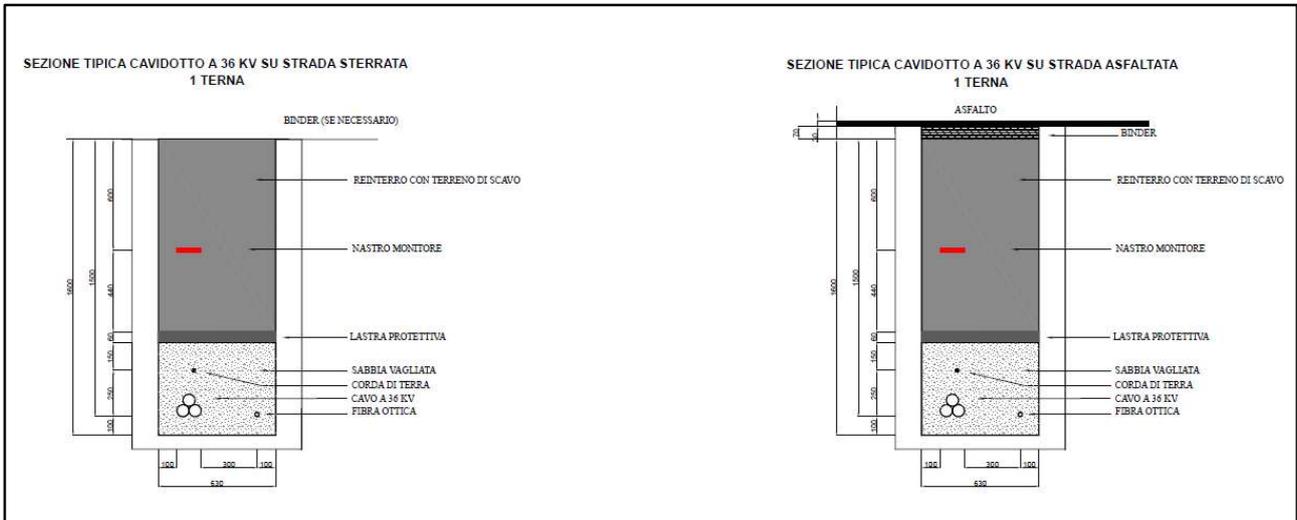


Figura 2.3.2.1: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per una terna di cavi in parallelo

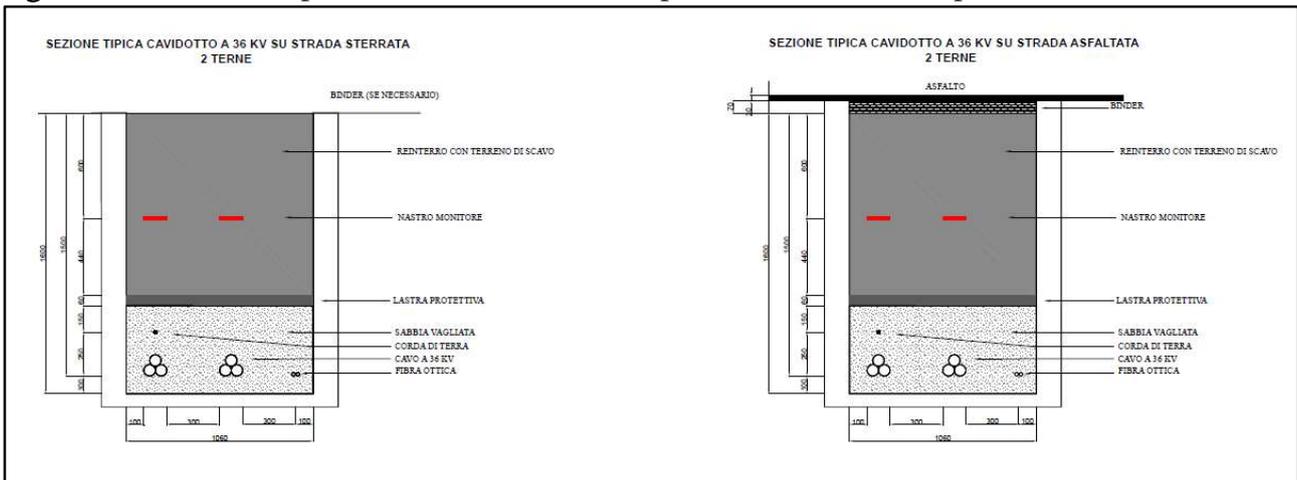


Figura 2.3.2.2: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per due terne di cavi in parallelo

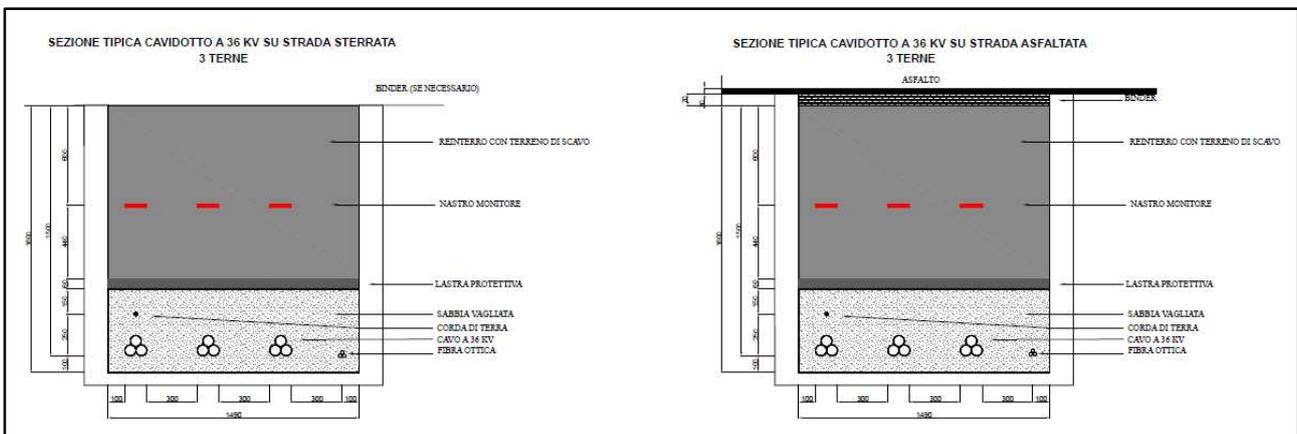
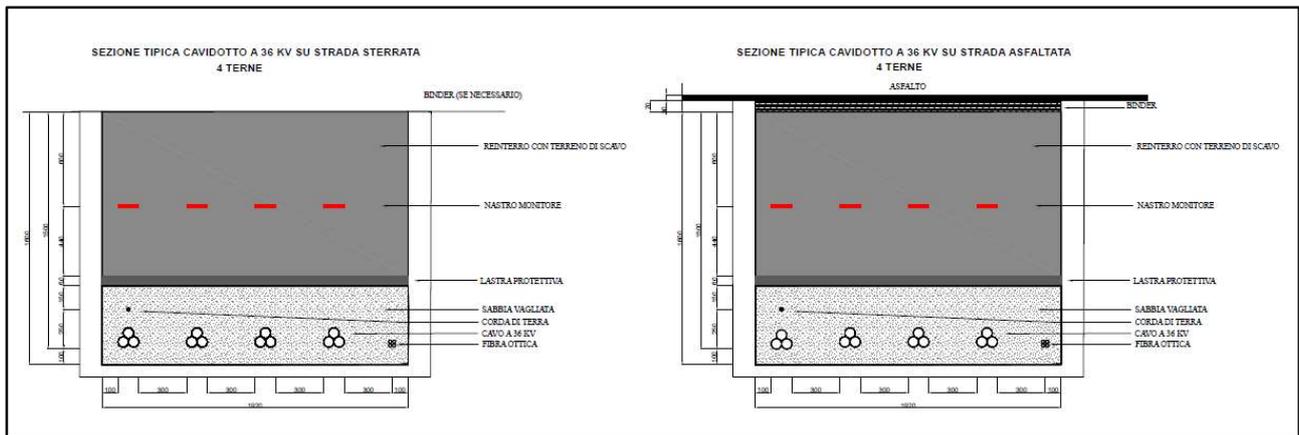


Figura 2.3.2.3: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per tre terne di cavi in parallelo



**Figura 2.3.2.4:** Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per quattro terne di cavi in parallelo

### 2.3.3. BESS

L'impianto eolico è connesso ad un sistema di accumulo di energia BESS (Battery Energy Storage System) di potenza pari a 25 MWp localizzato nelle immediate vicinanze della Stazione Elettrica della RTN 132/36 kV, come rappresentato nella **Figura 2.5**.

Il BESS è un sistema costituito da apparecchiature e dispositivi in grado di immagazzinare a livello elettrochimico l'energia al fine di convertirla in energia elettrica a 36 kV.

In particolare, il sistema BESS è costituito da un insieme di celle elettrochimiche connesse elettricamente tra loro in serie e parallelo in modo da formare i singoli moduli batterie, i quali, a loro volta, sono connessi elettricamente tra loro in serie e parallelo e assemblati in un unico sistema (armadio batteria).

Le batterie adoperate sono agli ioni di litio e presentano un'aspettativa di vita pari alla vita di impianto prevista in condizioni operative standard all'aperto.

Un sistema di controllo batterie (BMS, Battery Management System) assicura la gestione, il controllo e il monitoraggio locale degli assemblati-batterie, mentre il PCS (Power Conversion System) assicura la conversione bidirezionale della corrente da AC/DC.

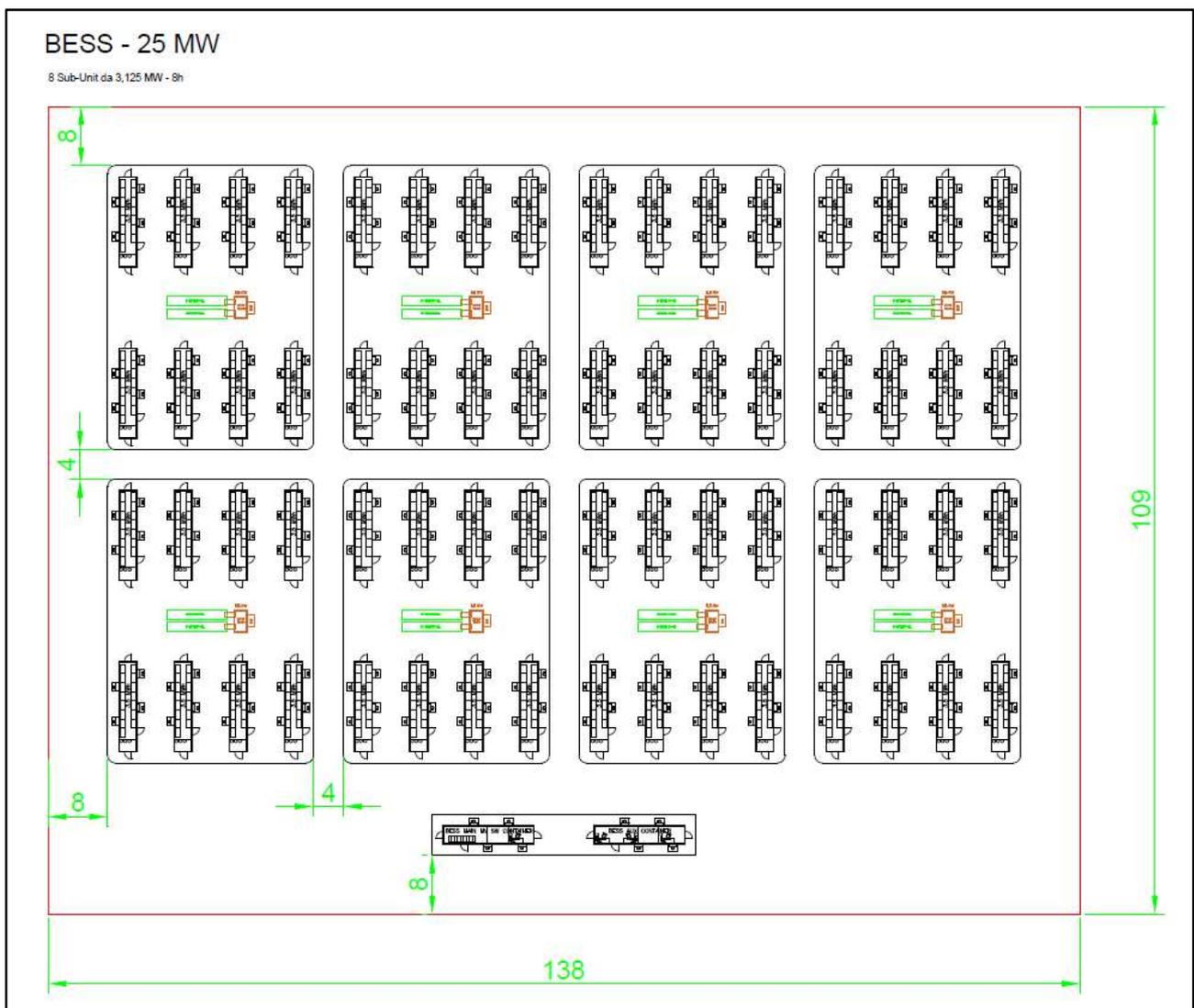
La gestione e il controllo locale dell'impianto è assicurato dal Sistema di Controllo Integrato (SCI).

I componenti e le apparecchiature principali del sistema di accumulo sono di seguito elencati:

- celle elettrochimiche;
- moduli batterie;
- sistema di gestione, controllo e monitoraggio locale delle batterie (BMS);
- sistema di conversione di corrente AC/DC (PCS);
- sistema di gestione e controllo dell'impianto (SCI);
- trasformatori di potenza 36 kV/BT;
- quadri elettrici a 36 kV;

- sistema di misurazione;
- servizi ausiliari;
- sistema SCADA in grado di garantire la supervisione, il controllo e la raccolta dei dati relativi all'impianto;
- container batterie.

La configurazione del BESS (**Figura 2.3.3.1**) è costituita da 1 gruppo ottenuto replicando 8 blocchi da 3,125 MWp ciascuno, per una potenza totale di 25 MW e collegati tra loro in entra – esci in modo che l'impianto occuperà complessivamente un'area di 138 m x 109 m.



**Figura 2.3.3.1:** Configurazione BESS di potenza 25 MWp

#### 2.3.4. Opere di connessione alla RTN

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che la centrale eolica venga collegata in antenna a 36 kV con la futura Stazione Elettrica (SE) di trasformazione della RTN 132/36 kV di Castel San Pietro, da inserire in entra-esce alla linea elettrica aerea RTN a 132 kV “Castel San Pietro – Imola CP”.

Il progetto prevede la realizzazione dell'edificio per i servizi ausiliari, del locale magazzino e dei chioschi per apparecchiature elettriche, dell'edificio per i punti di consegna, dell'edificio comandi e di un edificio quadri di attestazione cavi a 36 kV dei produttori e da cui si dipartono le linee a 36 kV verso i 3 trasformatori 132/36 kV.

#### 2.3.5. Sistema di terra

---

Il sistema di terra del parco eolico è costituito da una maglia di terra formata dai sistemi di dispersori dei singoli aerogeneratori e dal conduttore di corda nuda che li collega. La maglia complessiva che si viene così a creare consente di ottenere un valore di resistenza di terra tale da garantire un sufficiente margine di sicurezza, adeguato alla normativa vigente. Il sistema di terra di ciascun aerogeneratore consisterà in più anelli dispersori concentrici, collegati radialmente fra loro, e collegati in più punti anche all'armatura del plinto di fondazione.

### 3. DESCRIZIONE GENERALE COSTRUZIONE, ESERCIZIO E DISMISSIONE IMPIANTO

---

L'impianto eolico avrà una vita di circa 30 anni che inizierà con le opere di approntamento di cantiere fino alla dismissione dello stesso e il ripristino dello stesso con il ripristino dei luoghi. Si prevedono pertanto tre fasi:

- a) costruzione;
- b) esercizio e manutenzione;
- c) dismissione.

#### 3.1. Costruzione

---

Le opere di costruzioni possono essere distinte in tre parti distinte, le opere civili, opere elettriche e le opere di installazione elettromeccaniche degli aerogeneratori e relativa procedura di collaudo e avviamento.

##### 3.1.1. Opere civili

Le opere civili riguardano il movimento terra per la realizzazione di strade e piazzole necessarie per la consegna in sito dei vari componenti dell'aerogeneratore e la successiva installazione.

Le strade esistenti che verranno adeguate e quelle di nuova realizzazione avranno una larghezza minima di 5 m e le piazzole per le attività di stoccaggio avranno una dimensione pari a circa 11.000 mq come riportato nell'elaborato "MCOC038 Relazione tecnica descrittiva delle opere civili".

La consegna in sito degli aerogeneratori avverrà mediante l'utilizzo di mezzi di trasporto eccezionale che richiederanno interventi di adeguamento al sistema di viabilità esistente opportunamente ripristinati

dopo la fine dei lavori.

La turbina eolica verrà installata su di una fondazione in cemento armato del tipo diretto o indiretto su pali. La connessione tra la torre in acciaio e la fondazione avverrà attraverso una gabbia di tirafondi opportunamente dimensionati al fine di trasmettere i carichi alla fondazione e resistere al fenomeno della fatica per effetto della rotazione ciclica delle pale. La progettazione preliminare delle fondazioni è stata effettuata sulla base della relazione geologica e in conformità alla normativa vigente.

I carichi dovuti al peso della struttura in elevazione, al sisma e al vento, in funzione delle caratteristiche di amplificazione sismica locale e delle caratteristiche geotecniche puntuali del sito, consentiranno la progettazione esecutiva delle fondazioni affinché il terreno di fondazione possa sopportare i carichi trasmessi dalla struttura in elevazione.

In funzione della relazione geologica e dei carichi trasmessi in fondazione dall'aerogeneratore, in questa fase si è ipotizzata una fondazione di forma tronco-conica di diametro alla base pari a 24.5 m su n. 10 pali del diametro pari 110 cm e della lunghezza di 27 m.

### 3.1.2. Opere Elettriche e di telecomunicazione

Le opere relative alla rete elettrica interna al parco eolico, oggetto del presente lavoro, possono essere così suddivise:

- opere elettriche di collegamento elettrico fra aerogeneratori;
- opere di collegamento alla Rete di Trasmissione Nazionale;
- fibra ottica di collegamento tra gli aerogeneratori e la sottostazione elettrica di trasformazione.

I collegamenti tra il parco eolico e la nuova stazione elettrica SE della RTN 132/36 kV di Castel San Pietro avverranno tramite linee interrate esercite a 36 kV, ubicate lungo la rete stradale esistente e sui tratti di strada di nuova realizzazione che verranno poi utilizzati nelle fasi di manutenzione.

L'energia prodotta dai singoli aerogeneratori del parco eolico verrà trasportata in corrispondenza dell'Edificio 36 kV Terna e, successivamente, verrà eseguito il collegamento e la trasformazione alla tensione 132 kV in corrispondenza della nuova stazione elettrica SE della RTN 132/36 kV di Castel San Pietro.

All'interno del parco eolico verrà realizzata una rete in fibra ottica per collegare tutte le turbine eoliche ad una sala di controllo, posizionata in una cabina prossima all'edificio, ove verranno collocati i quadri di attestazione cavi a 36 kV, attraverso cui, mediante il collegamento a internet, sarà possibile monitorare e gestire il parco da remoto. La rete di fibra ottica verrà posata all'interno dello scavo che verrà realizzato per la posa in opera delle linee di collegamento elettrico.

### 3.1.3. Installazione aerogeneratori

La terza fase della costruzione consiste nel trasporto e montaggio degli aerogeneratori. È stato previsto di raggiungere ogni piazzola di montaggio per scaricare i componenti, installare i primi due tronchi di torre direttamente sulla fondazione (dopo che quest'ultima avrà superato i 28 giorni di maturazione del calcestruzzo e i test sui materiali avranno avuto esito positivo) e stoccare in piazzola i restanti componenti per essere installati successivamente con una gru di capacità maggiore.

Completata l'installazione di tutti i componenti, si passerà successivamente al montaggio elettromeccanico interno alla torre affinché l'aerogeneratore possa essere connesso alla Rete Elettrica e, dopo opportune attività di commissioning e test, possa iniziare la produzione di energia elettrica.

### 3.2. Esercizio e manutenzione

---

La fase di gestione dell'impianto prevede interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria. Le torri eoliche sono dotate di telecontrollo; durante la fase di esercizio sarà possibile controllare da remoto il funzionamento delle parti meccaniche ed elettriche. In caso di malfunzionamento o di guasto, saranno eseguiti interventi di manutenzione straordinaria.

Gli interventi di manutenzione ordinaria, effettuati con cadenza semestrale, saranno eseguiti sulle parti elettriche e meccaniche all'interno della navicella e del quadro a 36 KV posto a base della torre. Inoltre, sarà previsto un piano di manutenzione della viabilità e delle piazzole al fine di garantire sempre il raggiungimento degli aerogeneratori ed il corretto deflusso delle acque in corrispondenza dei nuovi tratti di viabilità.

### 3.3. Dismissione dell'impianto

---

La vita media di un parco eolico è generalmente pari ad almeno 30 anni, trascorsi i quali è comunque possibile, dopo un'attenta revisione di tutti i componenti, prolungare ulteriormente l'attività dell'impianto e conseguentemente la produzione di energia. In ogni caso, una delle caratteristiche dell'energia eolica che contribuisce 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 dell'impianto sarà possibile programmare lo smantellamento dell'intero impianto e la riqualificazione del sito di progetto, che può essere ricondotto alle condizioni ante operam a costi accettabili come esplicitato nel "Piano di dismissione".

## 4. PROPOSTA PIANO DI COMPENSAZIONE AMBIENTALE

---

Si riportano qui di seguito alcune idee per la eventuale realizzazione di progetti di compensazione ambientale che la Società proporrà di realizzare a titolo di compensazione ambientale a seguito della

realizzazione del parco eolico:

- 1) Rinnovamento e miglioramento del sistema viario in prossimità delle aree dell'impianto eolico e relative opere di connessione alla rete RTN;
- 2) Formazione presso le scuole in materia di fonti rinnovabili e della green energy attraverso il coinvolgimento delle scuole e /o visite guidate sul territorio per avvicinare la popolazione all'impianto eolico;
- 3) Formazione per la creazione di competenze specifiche per il possibile inserimento lavorativo nel settore delle rinnovabili;
- 4) Recupero e miglioramento di terreni abbandonati per compensare l'occupazione del suolo con le opere dell'impianto;
- 5) Supporto alla Cultura locale e al decoro dei centri storici dei Comuni interessati dalle opere;
- 6) Supporto allo sviluppo dell'agricoltura biologica e al risparmio energetico in ambito agricolo;
- 7) Creazioni di comunità energetica nell'ottica di condividere il valore dell'impianto eolico;
- 8) Sostegno allo sviluppo e diffusione della biodiversità sul territorio interessato dalle opere;
- 9) Inerbimento delle scarpate e dei rilevati e piantumazione di alberi lungo i perimetri della sottostazione e del BESS;
- 10) Rimboschimento di aree segnalate dalle autorità competenti e prossime all'area d'impianto;
- 11) Ulteriori interventi verranno concordati con gli Organi Istituzionali competenti locali.

## **5. FINALITÀ DEL PROGETTO**

---

L'impianto eolico consentirà di conseguire i seguenti risultati:

- Incremento a livello Nazionale della quota di energia prodotta tramite fonti rinnovabili quale il vento;
- Sistema di accumulo di energia elettrica per meglio rispondere alla domanda di energia elettrica;
- In fase di produzione, 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.

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 che, grazie alla propria 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, gas o combustibili fossili) e quindi garantire la diminuzione delle importazioni da paesi esteri.

### 5.1. Diminuzione delle emissioni in atmosfera di anidride carbonica

Pertanto, il servizio offerto dall'impianto in progetto 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):

CO <sub>2</sub> (anidride carbonica)	496 g/kWh
S <sub>02</sub> (anidride solforosa)	0,93 g/kWh
NO <sub>2</sub> (ossidi di azoto)	0,58 g/kWh
Polveri	0.029 g/kWh

**Tabella 5.1.1** - Valori specifici delle emissioni associate alla generazione elettrica tradizionale - *Fonte IEA*

Sulla base di tali valori ed alla luce della producibilità prevista per l'impianto proposto, stimando una perdita di energia pari al 16.5%, è possibile riassumere, come di seguito, le prestazioni associabili al parco eolico in progetto:

DATI		SERVIZIO OFFERTO DALL'IMPIANTO	
Potenza nominale impianto [kW]	54.000,00	PRODUZIONE TOTALE ANNUA [kWh/anno]	94.012.650,00
Emissioni CO <sub>2</sub> [g/kWh] - Anidride carbonica	496,00	Riduzione emissioni Anidride carbonica [t/anno]	46.630,27
Emissioni S <sub>02</sub> [g/kWh] - Anidride solforosa	0,93	Riduzione emissioni Anidride solforosa [t/anno]	87,43
Emissioni NO <sub>2</sub> [g/kWh] - Ossido di azoto	0,58	Riduzione emissioni Ossido di azoto [t/anno]	54,53
Polveri [g/kWh]	0,03	Riduzione emissioni Polveri [t/anno]	2,73
Consumo medio annuo utenza familiare [kWh]	1.800,00	Numero utenze familiari servibili all'anno	52.229,25

**Tabella 5.1.2:** Valore dei benefici attesi dalla produzione di energia eolica

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 energia immessa in rete per l'impianto in progetto pari a **94 GWh/anno**, è possibile prevedere il soddisfacimento del fabbisogno energetico di circa 52.000 famiglie.

Tale risultato consente di confermare l'importanza del contributo offerto dal progetto alla lotta contro i cambiamenti climatici, alla transazione ecologica e all'indipendenza energetica della nostra Nazione.

La realizzazione del progetto risulta avere, inoltre, impatti positivi sul territorio interessato sia a breve che a lungo termine.

In primis va evidenziato il positivo impatto sul livello occupazionale dell'area sia in fase di realizzazione a breve termine che in fase di esercizio a lungo termine.

In secondo luogo, le infrastrutture viarie a servizio del parco eolico subiranno un miglioramento grazie agli interventi di adeguamento previsti da cui la popolazione locale trarrà benefici a lungo termine.

## **6. INSERIMENTO SUL TERRITORIO**

Per il corretto inserimento del parco eolico si è tenuto conto di quanto riportato nelle Linee Guida Nazionali di cui al D.M. 30.09.2010, della definizione delle Aree Idonee all'istallazione d'impianti eolici come disposto dal D.Lgs. 199/2021 e s.m.i. – art. 20 comma 8 lettera c-quarter (Aree idonee per le installazioni di impianti eolici), del Piano Energetico Regionale della Regione Emilia-Romagna (2017), della Delibera dell'Assemblea Regionale del 26 luglio 2011 n.51, del P.T.C.R. (Piano Territoriale di Coordinamento Regionale) della Regione Emilia Romagna, del PTM (Piano Territoriale Metropolitano) della Città Metropolitana di Bologna, del piano dell'Autorità di Bacino del Fiume Reno e dei decreti relativi all'insussistenza di usi civici nei comuni della regione Emilia-Romagna.

Inoltre, per l'individuazione delle aree sensibili dal punto di vista naturalistico si è fatto riferimento ai Siti di importanza comunitaria individuati dal progetto Natura 2000 della Comunità Europea e ai parchi, riserve naturali ed aree protette presenti sul territorio della Regione Emilia-Romagna, nonché al programma delle aree IBA.

In particolare, la Delibera dell'Assemblea regionale del 26 luglio 2011 n.51 della Regione Emilia-Romagna individua le seguenti aree NON IDONEE per la corretta localizzazione degli impianti eolici, comprese le opere infrastrutturali e gli impianti connessi come di seguito elencate e rappresentate graficamente dell'elaborato "MCSA113 Carte delle aree non idonee con area d'impianto":

- le zone di particolare tutela paesaggistica di seguito elencate, come perimetrare nel piano territoriale paesistico regionale (PTPR) ovvero nei piani provinciali e comunali che abbiano provveduto a darne attuazione:

- zone di tutela naturalistica (art. 25 del PTPR);
- sistema forestale e boschivo (art. 10 del PTPR) ferme restando le esclusioni dall'applicazione dei divieti contenute nello stesso articolo;
- zone di tutela della costa e dell'arenile (art. 15 del PTPR);
- invasi ed alvei di laghi, bacini e corsi d'acqua (art. 18 del PTPR);
- crinali, individuati dai PTCP come oggetto di particolare tutela, ai sensi dell'art. 20, comma 1, lettera a, del PTPR; \*
- calanchi (art. 20, comma 3, del PTPR);
- complessi archeologici ed aree di accertata e rilevante consistenza archeologica (art. 21, comma 2, lettere a e b1, del PTPR);
- gli immobili e le aree di notevole interesse pubblico di cui all'art. 136 del D.lgs 22 gennaio 2004, n. 42, fino alla determinazione delle prescrizioni in uso degli stessi, ai sensi dell'art. 141-bis del medesimo decreto legislativo;
- le aree percorse dal fuoco o che lo siano state negli ultimi 10 anni, individuate ai sensi della Legge 21 novembre 2000, n. 353, "Legge-quadro in materia di incendi boschivi";
- le aree individuate dalle cartografie dei Piani Territoriali di Coordinamento Provinciale (PTCP), come frane attive;
- le zone A e B dei Parchi nazionali, interregionali e regionali istituiti ai sensi della Legge n. 394 del 1991, nonché della L.R. n. 6 del 2005;
- le aree incluse nelle Riserve Naturali istituite ai sensi della Legge n. 394 del 1991, nonché della L.R. n. 6 del 2005.

Il merito ai crinali di cui sopra, Il PTCP della Provincia di Bologna aggiornato nel 2017 con riferimento alla parte relativa alle energie rinnovabili ed oggi inteso come PTM, Piano Territoriale Metropolitano della Città di Bologna, con Delibera n. 15 -12.05.2021 del Consiglio della Città della Metropolitana di Bologna, dispone quanto segue:

*“Art. 7.6 - Crinali, calanchi e dossi*

*(il presente articolo recepisce e integra art. 20 comma 1 lettera a) e commi 2 e 3 del PTPR)*

*1.(P) Definizione e individuazione. I crinali, i calanchi e i dossi di pianura sono specifici elementi che contribuiscono alla definizione delle particolarità paesistico-ambientali del territorio.*

*Tali elementi sono riportati graficamente nella tav. 1 del PTCP (nuovo PTM).*

*2.(D) I PSC recepiscono l'individuazione dei crinali, dei calanchi e dei dossi di cui alla tav. 1 e possono integrare tale individuazione con altri crinali, calanchi e dossi che risultino significativi dal punto di vista paesaggistico; per essi dettano specifiche disposizioni volte a salvaguardarne il profilo ed i coni visuali*

*nonché i punti di vista.*

*3.(D) Riguardo ai crinali, i Comuni sono tenuti ad approfondire la conoscenza circa le relazioni tra crinale e sviluppo del sistema insediativo e infrastrutturale del proprio territorio, attenendosi in conseguenza alle seguenti direttive:*

*- se la linea del crinale costituisce la matrice storica dello sviluppo della viabilità e degli insediamenti, la stessa linea di crinale può essere assunta ad ordinare gli sviluppi odierni degli insediamenti stessi;*

*- se il crinale, viceversa, è rimasto storicamente libero da infrastrutture e insediamenti, il suo profilo deve essere conservato integro e libero da edifici (sul crinale stesso o nelle sue immediate vicinanze) che possano modificarne la percezione visiva dai principali centri abitati e dalle principali infrastrutture viarie.*

*4.(D) Sui crinali individuati nella tav. 1 del PTCP :*

*- la realizzazione di nuovi supporti per antenne di trasmissione radio-televisiva è ammessa solo nei siti e nei limiti che saranno previsti nello specifico piano di settore;*

*- la realizzazione di nuovi tralicci per elettrodotti è ammessa solo in attraversamento del crinale stesso, quando non diversamente localizzabili;*

*- la realizzazione di nuovi impianti per la produzione di energia eolica è ammessa nei limiti di quanto previsto nel Piano energetico provinciale, e con le procedure di valutazione dell'impatto che saranno richieste;*

*5.(P) Sui calanchi sono consentite esclusivamente le opere e le attività volte al miglioramento dell'assetto idrogeologico, ove non in contrasto con eventuali aspetti naturalistici e paesaggistici, e quelle volte alla conservazione di tali aspetti. La conservazione degli aspetti naturalistici e paesaggistici è comunque preminente e prioritaria per i calanchi ricadenti nel sistema collinare, nelle zone di particolare interesse paesaggistico-ambientale e nelle zone di tutela naturalistica;*

*6. (P) Sui calanchi stabilizzati è vietata qualsiasi forma di utilizzazione della vegetazione forestale insediatasi naturalmente, in quanto avente funzione protettiva ed idrogeologica. Gli unici tagli consentiti sono quelli fitosanitari a carico delle sole piante morte, deperienti e secche in piedi, allo scopo di ridurre il rischio di incendi;*

*7.(D) La Provincia, con specifico atto non costituente variante al PTCP, si riserva di individuare tra i calanchi indicati come tali in tav. 1 del presente Piano quelli che, per caratteristiche riscontrate e puntualmente motivate, non debbano essere soggetti alle prescrizioni di cui ai precedenti punti.*

*8.(P) Sui dossi di pianura, individuati nella tav. 1, sono vietate le attività che possano alterare negativamente le caratteristiche morfologiche ed ambientali in essere, essendo comunque escluse le attività estrattive;*

*9.(I) In generale in merito alla localizzazione di impianti di produzione di energia elettrica mediante*

*l'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili, si rimanda a quanto specificamente indicato nelle delibere regionali n. 28 del 06/12/2010, n. 46/2011 e n. 51 del 26/07/2011.*"

## **7. CRITERI E SCELTE PROGETTUALI**

In accordo al D. Lgs 152/2006 e s.m.i., è stata effettuata l'analisi delle principali alternative ragionevoli, al fine di confrontarne i potenziali impatti con quelli determinati dall'intervento proposto; mediante tale analisi è stato possibile valutare le alternative con riferimento a:

- alternative strategiche, individuazione di misure diverse per realizzare lo stesso obiettivo;
- alternative di localizzazione, in base alla conoscenza dell'ambiente, all'individuazione di potenzialità d'uso dei suoli e ai limiti rappresentati da aree critiche e sensibili;
- alternative di processo o strutturali, esame di differenti tecnologie e processi e di materie prime da utilizzare;
- alternative di compensazione o di mitigazione degli effetti negativi che consistono nella ricerca di contropartite nonché in accorgimenti vari per limitare gli impatti negativi non eliminabili;
- alternativa zero, rinuncia alla realizzazione del progetto;

Avendo già analizzato al punto precedente l'ottimizzazione del layout di progetto, circa gli aspetti attinenti all'impatto ambientale, paesaggistico, la trasformazione antropica del suolo, la producibilità e l'affidabilità, tenendo anche conto dell'Allegato 4 "elementi per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio" del D.M.10/09/10 "Linee guida per l'autorizzazione degli impiantimentati da fonti rinnovabili", nel paragrafo in esame ci si concentrerà sulla valutazione dell'alternativa zero, ovvero sulla rinuncia alla realizzazione del progetto.

Quest'ultima prevede la non realizzazione dell'Impianto, mantenendo lo status quo dell'ambiente. Tuttavia, ciò comporterebbe il mancato beneficio degli effetti positivi del progetto sulla comunità.

Non realizzando il parco, infatti, si rinunciarebbe alla produzione di energia elettrica pari a **112 GWh/anno** che contribuirebbero a:

- risparmiare in termini di emissioni in atmosfera di composti inquinanti e di gas serra che sarebbero, di fatto, emessi da un altro impianto di tipo convenzionale;
- incrementare in maniera importante la produzione da Fonti Energetiche Rinnovabili, favorendo il raggiungimento degli obiettivi previsti dal Pacchetto Clima-Energia;

Inoltre, si perderebbero anche gli effetti positivi che si avrebbero dal punto di vista socioeconomico, con la creazione di un indotto occupazionale in aree che vivono in maniera importante il fenomeno della disoccupazione. L'iniziativa in progetto in un contesto così depresso potrebbe essere volano di

sviluppo di nuove professionalità e assicurare un ritorno equo ai conduttori dei lotti su cui si andranno ad inserire gli aerogeneratori senza tuttavia precludergli la possibilità di continuare ad utilizzare tali terreni per le attività agricole. Inoltre, durante la fase di costruzione / dismissione, figure altamente specializzate potranno utilizzare le strutture ricettive dell'area e gli operai e gli operatori di cantiere si serviranno dei servizi di ristorazione, generando un indotto economico nell'area locale. Anche la fase d'esercizio dell'impianto, seppur in misura più limitata rispetto alla fase di costruzione / dismissione, comporterà l'impiego di professionalità per le attività di manutenzione preventiva.

Va inoltre ricordato che si effettueranno interventi sia per l'adeguamento della viabilità esistente, sia per la realizzazione dei brevi nuovi tratti stradali per l'accesso alle singole piazzole attualmente non servite da viabilità alcuna. Fermo restando il carattere necessariamente provvisorio degli interventi maggiormente impattanti sullo stato attuale di alcuni luoghi e tratti della viabilità esistente, si prende atto del fatto che la maggioranza degli interventi risultano percepibili come utili forme di adeguamento permanente della viabilità, a tutto vantaggio dell'attività agricola attualmente in essere in vaste aree dell'ambito territoriale interessate dal progetto, dell'attività di prevenzione e gestione degli incendi, nonché della maggiore accessibilità e migliore fruibilità di aree di futura accresciuta attrattività.

Inoltre, la presenza dell'impianto potrà diventare un'attrattiva turistica se potenziata con accorgimenti opportuni, come l'organizzazione di visite guidate per scolaresche o gruppi, ai quali si mostrerà l'importanza delle energie rinnovabili ai fini di uno sviluppo sostenibile.

Si evince che la considerazione dell'alternativa zero, sebbene non produca azioni impattanti sull'ambiente, compromette i principi della direttiva comunitaria a vantaggio della promozione energetica da fonti rinnovabili, oltre che precludere la possibilità di generare nuovo reddito e nuova occupazione.

Pertanto, tali circostanze dimostrano che l'alternativa zero rispetto agli scenari che prevedono la realizzazione dell'intervento non sono auspicabili per il contesto in cui si debbono inserire.

## **8. CRITERI DI PROGETTAZIONE STRUTTURE E IMPIANTI**

La progettazione degli aerogeneratori è stata sviluppata con riferimento alla normativa internazionale IEC 61400-1 "Design requirements" al 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 accorrere 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:

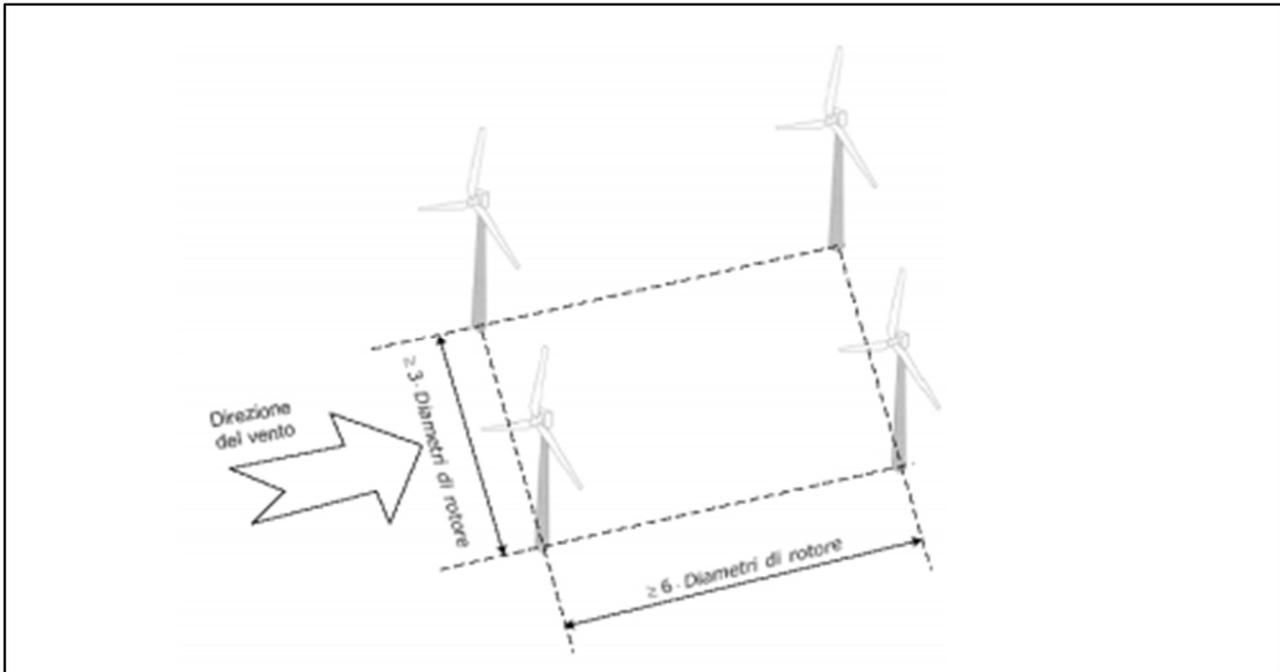
- Eurocodici strutturali pubblicati dal CEN, con le precisazioni riportate nelle Appendici Nazionali;
- Norme UNI EN armonizzate i cui riferimenti siano pubblicati su Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea;
- Norme per prove su materiali e prodotti pubblicate da UNI.

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.

In ultimo, per il posizionamento di ogni aerogeneratore si è tenuto conto della direzione prevalente del vento e si è adottato il criterio base di progettazione rispettando una distanza pari a 3 D (non inferiore a 510) e 6 D rispettivamente secondo la direzione ortogonale alla direzione prevalente del vento e la direzione prevalente del vento.



**Figura 7.1:** Criterio di progettazione per definizione layout

## 9. SICUREZZA DELL'IMPIANTO

In merito alla valutazione della sicurezza dell'impianto sono stati presi in considerazione gli effetti di:

- shadow-flickering;
- impatto acustico;
- impatto elettromagnetico;
- rottura accidentale di organi rotanti.

### 9.1. Effetti di shadow-flickering

Lo shadow - flickering indica l'effetto di lampeggiamento che si verifica quando le pale del rotore in movimento interferiscono con la luce solare in maniera intermittente. Tale variazione alternata di intensità luminosa, a lungo andare, può provocare fastidio alle persone che vivono nelle abitazioni le cui finestre risultano esposte al fenomeno stesso. La possibilità e la durata di tali effetti dipendono, dunque, da queste condizioni ambientali: la posizione del sole, l'ora del giorno, il giorno dell'anno, le condizioni atmosferiche ambientali e la posizione della turbina eolica rispetto ad un recettore sensibile.

Il potenziale impatto generato dallo Shadow Flickering è studiato utilizzando il software di calcolo WINDPRO e analizzato nel dettaglio nel seguente documento tecnico, a cui si rimanda per approfondimenti: MCSA122 Studio sugli effetti dello shadow flickering.

In particolare, alla luce di quanto descritto nel suddetto documento, considerando una stima cautelativa in quanto non si è tenuto conto degli effetti mitigativi dovuti al piano di rotazione delle pale non sempre ortogonale alla direttrice sole-finestra, all'eventuale presenza di ostacoli e/o vegetazione interposti tra il

sole e la finestra e all'ipotesi assunta di "green house" (ovvero le finestre delle abitazioni attenzionate non orientate in una particolare direzione ma omnidirezionali) il fenomeno dello shadow flickering è stato analizzato su 20 ipotetici ricettori sensibili incidendo in maniera molto limitata, in quanto il valore atteso è per tutti i ricettori inferiore alle 30 ore l'anno, parametro considerato di qualità a livello internazionale, e per molti di essi il valore è notevolmente più basso.

Va altresì sottolineato che:

- la velocità di rotazione delle turbine previste in progetto (SIEMENS-GAMESA SG 6.0-170) è nettamente inferiore a 60 rpm, frequenza massima raccomandata al fine di ridurre al minimo i fastidi e soddisfare le condizioni di benessere;
- le turbine in progetto che causano il fenomeno dell'ombreggiamento sono molto distanti dai ricettori. In tali circostanze l'effetto dell'ombra è trascurabile poiché il rapporto tra lo spessore della pala e la distanza dal recettore è molto ridotto.

## 9.2. Impatto acustico

---

La descrizione dell'impatto acustico generato dall'impianto è approfondita nell'ambito della Relazione previsionale di impatto acustico, a cui si rimanda alla Relazioni previsionale di impatto acustico.

In particolare, al fine di simulare l'impatto acustico delle pale eoliche sull'ambiente sono stati effettuati rilevamenti fonometrici ante operam per individuare il rumore di fondo presente prima dell'installazione del parco eolico. Successivamente è stata effettuata una previsione dell'alterazione del campo sonoro prodotto dall'impianto in progetto.

Dall'analisi svolta nello specifico documento tecnico si evince quanto segue che il livello di emissione /immissione presso i ricettori sensibili e la verifica del livello differenziale sono rispettati.

Pertanto, alla luce delle misurazioni effettuate e relativi calcoli previsionali, si evince che il parco eolico in progetto non produce inquinamento acustico, essendo le emissioni previste conformi ai limiti imposti dalla legislazione vigente e rispettando i limiti del piano di zonizzazione acustica.

Per maggiori dettagli si rimanda al documento "MCSA112 Studio Previsionale d'impatto acustico"

## 9.3. Impatto elettromagnetico

---

L'analisi completa delle emissioni elettromagnetiche associate alla realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica tramite lo sfruttamento del vento, dovute potenzialmente al cavidotto 36 kV, è stata effettuata nella specifica Relazione sull'impatto elettromagnetico redatta ai sensi del D.P.C.M. 08/07/03 e D.M 29/05/08 a cui si rimanda per i dettagli: "MCEG118 Relazione

impatto elettromagnetico”.

In particolare, alla luce di quanto analizzato in questo documento, si evince che nell’area in esame non sussistono condizioni tali da lasciar presupporre la presenza di radiazioni al di fuori della norma. L’analisi degli impatti ha infatti concluso questi essere NON SIGNIFICATIVI sulla popolazione.

Inoltre, poiché gli unici potenziali recettori, durante le tre fasi di costruzione, esercizio e dismissione, sono gli operatori di campo, la loro esposizione ai campi elettromagnetici sarà gestita in accordo con la legislazione sulla sicurezza dei lavoratori applicabile (D.lgs. 81/2008 e smi).

#### **9.4. Rottura accidentale di organi rotanti**

---

Lo studio della rottura degli organi rotanti è stato svolto mediante il calcolo della traiettoria di una pala del rotore in caso di rottura dell’attacco bullonato che unisce la pala al mozzo, secondo i principi della balistica, nella specifica Relazione di calcolo della gittata, a cui si rimanda per gli approfondimenti: *“MCSA112 Analisi degli effetti della rottura degli organi rotanti”*.

In particolare, alla luce di quanto analizzato in questo documento, si evince che in un intorno di ampiezza pari a 260 m, che rappresenta il valore di gittata reale stimato, non ricade nessun punto sensibile.

Tale valore ad ogni modo è stato ottenuto in base alle ipotesi viste, non considerando il moto rotazionale complesso della pala nel caso di eventuale distacco; tuttavia, come discusso in precedenza, il valore della gittata massima nel caso teorico è superiore rispetto a quello che si otterrebbe nel caso in cui si prendessero in considerazione le forze di attrito viscoso.

### **10. INQUADRAMENTO DELL’AREA DI PROGETTO**

---

#### **10.1. Caratteristiche di ventosità dell’area d’impianto**

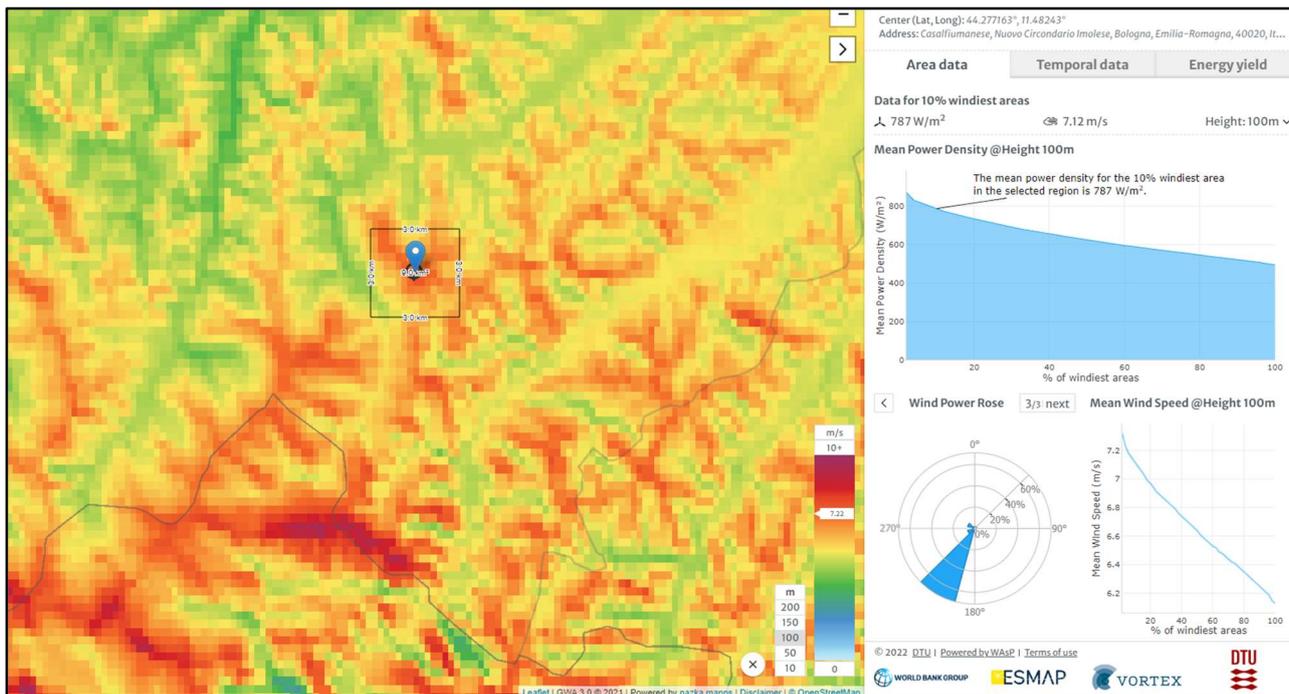
---

Il progetto è stato studiato su un’area che presenta un quadro anemologico idoneo all’installazione di un impianto eolico in quanto offre una elevata risorsa eolica come è possibile rilevare dalla presenza di altri impianti eolici storici presenti in un’area circolare di raggio 20 km dall’impianto oggetto della presente relazione. Nella figura seguente riportiamo una mappa di ventosità dell’area con la rappresentazione del vento ad un’altezza dal suolo pari a 100 m.

Nell’ambito del processo di progettazione di un impianto eolico e, più in generale, nelle fasi dello sviluppo del sito è necessario conoscere con una buona affidabilità la consistenza della risorsa eolica disponibile e quindi della sua produzione attesa. Ciò è garantito da idonee rilevazioni in sito delle grandezze di velocità e di direzione del vento per un periodo di alcuni anni. È possibile giungere ad una valutazione utile della risorsa eolica grazie a calcoli e confronti con dati di stazioni anemometriche ritenute storiche perché con un periodo di rilevazione di 10 anni e oltre.

Tramite serie storiche di riferimento è stato quindi possibile calcolare la statistica media del vento a lungo termine ed è stato calcolato che il vento a 135 m, ha una velocità media di 7 m/s ed una direzione prevalente Sud – Sud Ovest.

Sulla base delle suddette informazioni è stato sviluppato il layout di progetto ed è stata estrapolata la statistica del vento nella posizione di ogni aerogeneratore e a partire da questa è stata calcolata la produzione totale del parco eolico. Per maggiori dettagli si fa riferimento all'elaborato “*MNEG009 Valutazione risorsa eolica ed analisi di producibilità*”.



**Figura 11.1.1:** mappa di ventosità dell'area di progetto e rosa dei venti

Le valutazioni di producibilità sono state effettuate considerando il modello di WTG Siemens Gamesa SG170 - HH 135 m con potenza nominale pari a 6.0 MW.

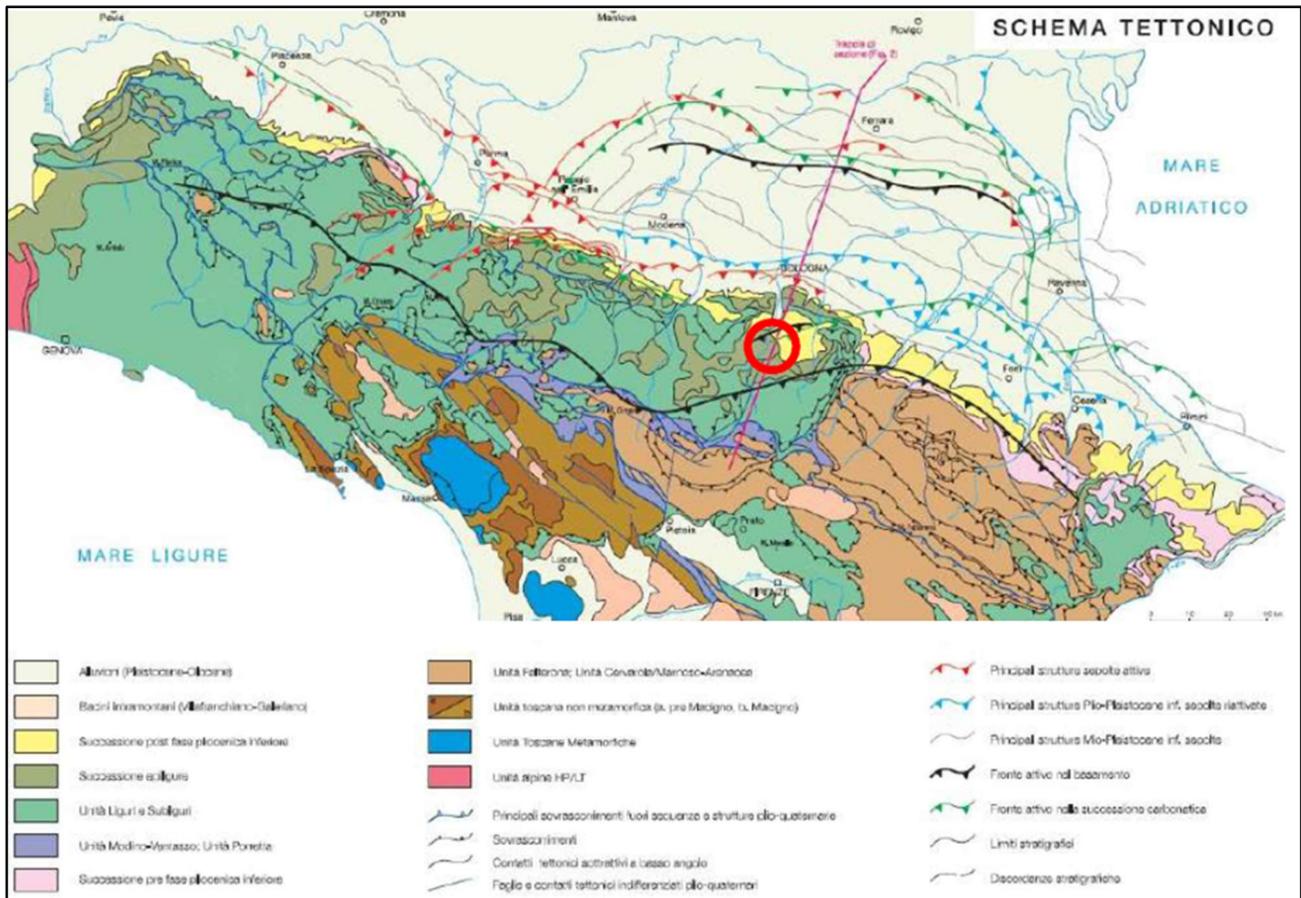
Si può affermare che i risultati delle stime della ventosità, pur considerando le tipiche incertezze del calcolo, che sono state opportunamente e cautelativamente stimate, indicano che l'entità della risorsa disponibile rientra tra quelle di interesse per la realizzazione di un impianto eolico.

Come meglio riportato nello Studio Anemologico allegato al progetto, il valore di produzione energetica annuale atteso è pari a 113 GWh/anno, corrispondente a circa 2.085 ore equivalenti nette di operatività alla massima potenza.

## 10.2. Caratteristiche Geologiche dell'area d'intervento

L'area in oggetto, dove verrà realizzato il **Parco Eolico Emilia**, si trova nell'alta Valle del Torrente Sillaro, zona appartenente geologicamente alla Catena Appenninica Settentrionale che è delimitata a Nord dalla

Linea Sestri-Voltaggio e a Sud dalla Linea Ancona-Anzio: due grandi allineamenti tettonici trasversali con forte componente trascorrente.



**Figura 10.2.1:** Sistema tettonico appennino emiliano

L'Appennino è caratterizzato dalla sovrapposizione di enormi masse rocciose di notevole estensione areale (Falde o Unità tettoniche) con vergenza dominante verso NE, costituite da successioni sedimentarie depositatesi in domini paleogeografici diversi.

Nel Giurassico inferiore-medio, l'inizio dell'apertura dell'Atlantico centrale ha causato una deriva verso Est della placca africana rispetto a quella europea e fra le due si è generata una fascia a trascorrenza sinistra che ha individuato bacini estensionali a crosta oceanica, fra cui quello ligure-piemontese.

Mentre nelle zone più esterne si formavano i depositi del Dominio toscano su crosta continentale in assottigliamento con facies che si approfondivano progressivamente, nelle zone più esterne, ad Ovest, si creava un dominio oceanico con sedimenti pelagici che si depositavano su crosta oceanica (Dominio ligure) e su crosta continentale fortemente assottigliata (Dominio sub-ligure, Complesso di Canetolo).

Dal Cretaceo superiore, in concomitanza con l'apertura dell'Atlantico settentrionale, la placca africana ha mutato traiettoria da ESE a NNE, cioè ha iniziato a convergere verso la placca europea.

Questo regime compressivo ha provocato la chiusura dell'Oceano ligure-piemontese che è avvenuta completamente nell'Eocene medio-superiore con la collisione tra il margine continentale europeo e quello africano (adriatico).

Durante la chiusura dell'Oceano Ligure-Piemontese, si forma un prisma d'accrezione costruito dall'impilamento per sottoscorrimento verso Ovest delle coperture oceaniche e di parte del loro basamento (Unità liguri).

Nell'Eocene medio-superiore segue, come evidenziato in precedenza, la collisione tra il margine continentale europeo (sardo-corso) e quello adriatico che dà inizio alla fase intracontinentale dell'orogenesi appenninica, sviluppatasi essenzialmente a spese del margine continentale adriatico occidentale.

In questa fase si ha lo sviluppo di una tettonica a thrust e falde con sottoscorrimento verso Ovest delle Unità toscane, prima, e di quelle umbro-marchigiane poi, sotto le unità precedentemente impilate.

Nell'Appennino tosco-emiliano quanto descritto ha portato prima (Cretaceo superiore-Eocene) allo sradicamento delle Unità liguri dal loro substrato oceanico e al loro impilamento su sé stesse secondo un ordine tettonico-geometrico che vede in alto le unità più interne ed in basso le più esterne.

L'Unità del Sambro (Cretaceo-Eocene inferiore), che costituisce il bed-rock della quasi totalità dell'area in oggetto, sovrasta le restanti unità liguri, che a loro volta sono impilate sull'Unità di Canetolo (Eocene-Oligocene).

Successivamente, dopo la messa in posto della Falda toscana (Dominio toscano interno), avvenuta nel Miocene medio-superiore, sopra la più esterna Unità Cervarola-Falterona, le Unità liguri si sono rimosse, per mettersi in posto prima sopra la Falda toscana, e poi sopra l'Unità Cervarola-Falterona già sovrascorsa verso Est (Tortoniano) sulla Marnoso arenacea (Dominio Umbro-romagnolo).

**Le unità tettoniche (o stratigrafico-strutturali) in affioramento nella zona del Parco Eolico Emilia sono principalmente quelle dell'Unità Ligure o Serie Ligure, ed in particolare:**

**APA - Argille a Palombini (Cretaceo inf. - Turoniano)** Argilliti ed argilliti siltose grigio scure, più raramente verdi, rossastre o grigio-azzurrognole, fissili, alternate a calcilutiti silicizzate grigio chiare e grigio-verdi, biancastre in superficie alterata, talvolta con base arenitica da fine a grossolana, in strati da medi a spessi (molto spesso discontinui per motivi tettonici) e più rari calcari marnosi grigi e verdi in strati spessi. All'interno della formazione sono talora stati cartografati lembi di ofioliti (of) giurassiche, fino a decametrici, spesso distinte in: brecce ofiolitiche (bo), basalti:  $\beta$ , basalti brecciati (Bb); gabbri: ga, serpentine: S. Sedimentazione pelagica argillosa, intervallata da risedimentazione di fanghi carbonatici. Contatti ovunque tettonici o non affioranti. Potenza geometrica variabile da alcune decine ad alcune centinaia di metri.

**APAA - Argille a palombini - litozona argillitica (Cretaceo inf. - Turoniano)** Argilliti grigie e a luoghi verdognole, con fissilità spesso molto evidente e in qualche caso silicizzate; sono alternate a calcilutiti grigie in strati medi e spessi con subordinati pacchi di strati sottili di alternanze arenaceo-pelitiche giallastre e nocciola.

Inoltre, vengono descritte **unità caotiche complesse, che appartengono alla successione epiligure e le Liguride, definite “olistromi”**.

**Alcuni aerogeneratori (MC3, MC6, MC7 e MC9) andranno ad interessare l'olistroma di Rio delle Pioppe (FRP), ovvero breccie argillose poligeniche**

**FRP – Olistroma di Rio delle Pioppe (Serravalliano)** Associazione di breccie argillose poligeniche e lembi monoformazionali eterometrici – Unità caotica sedimentata per colate di fango e detrito, con scivolament gravitativo di lembi formazionali.

### 10.3. Caratteristiche geomorfologiche dell'area

---

L'area in oggetto, dove verrà realizzato il **Parco Eolico Emilia**, si trova nell'alta Valle del Torrente Sillaro, ad una quota compresa fra 400 ed i 600 m s.l.m; alcuni aerogeneratori saranno installati in destra del Sillaro (MC1 ÷ MC3), altri in sinistra idrografica (MC6 ÷ MC9) mentre gli aerogeneratori MC4 e MC5 appartengono al bacino del Torrente Idice.

Si tratta di una zona ad acclività generalmente modesta, confinata da versanti caratterizzati da un'energia di rilievo medio-elevata, che digrada in gran parte verso Nord-Ovest, afferendo principalmente al bacino idrografico del Torrente Sillaro.

L'analisi di superficie ha evidenziato come **il substrato risulti in diffuso affioramento con un assetto a monoclinale inclinata verso Ovest; lo spessore della coltre colluviale risulta più esiguo in corrispondenza delle creste e via via più elevato lungo i versanti.**

La stabilità dell'area è legata pertanto, alla tipologia dei terreni in affioramento, all'acclività ed alle condizioni idrauliche; ***tali fattori possono generare aree instabili a pericolosità variabile.***

Nelle aree individuate per l'installazione degli aerogeneratori **non si riscontrano elementi o indicatori riconducibili a dissesti o deformazioni gravitative in atto o pregresse.**

L'analisi di superficie ha evidenziato come il substrato risulti in diffuso affioramento con un assetto a monoclinale inclinata verso Ovest; lo spessore della coltre colluviale risulta più esiguo in corrispondenza delle creste e via via più elevato lungo i versanti.

La stabilità dell'area è legata pertanto, alla tipologia dei terreni in affioramento, all'acclività ed alle condizioni idrauliche; ***tali fattori possono generare aree instabili a pericolosità variabile.***

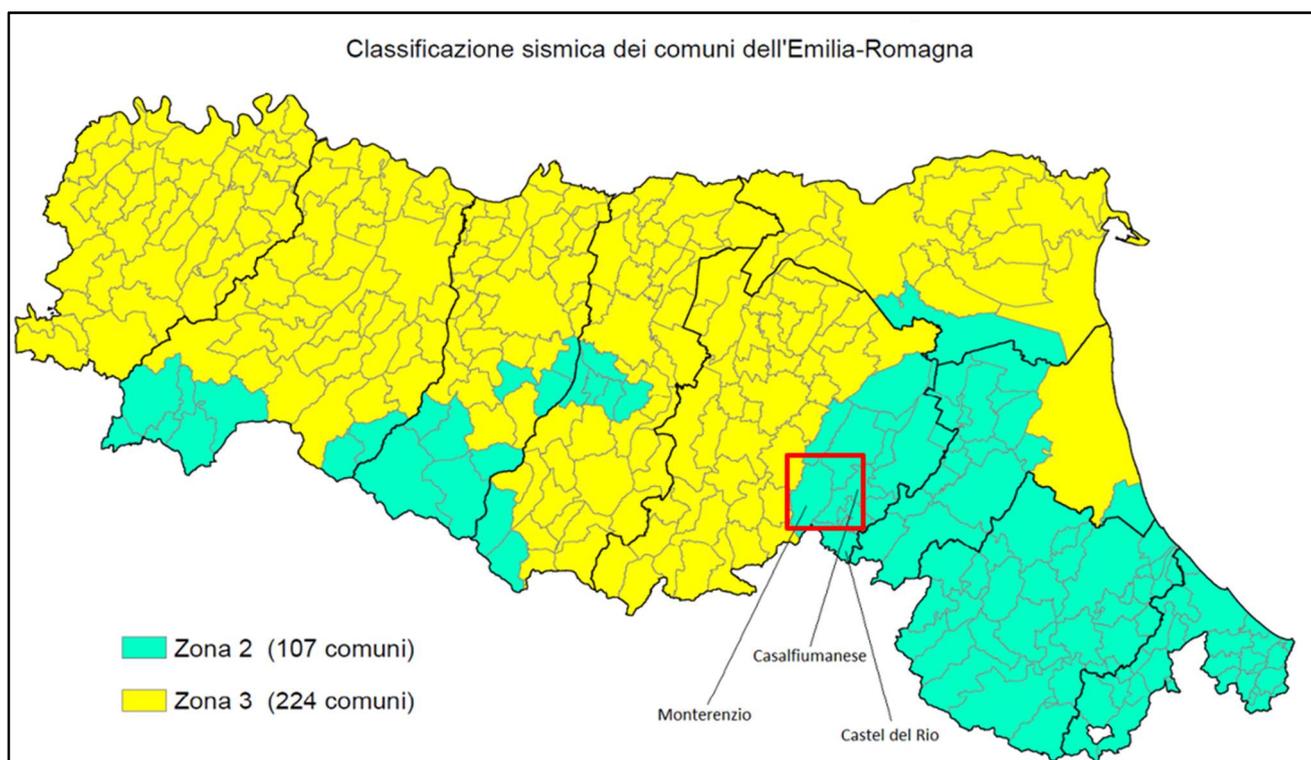
Nelle aree individuate per l'installazione degli aerogeneratori non si riscontrano elementi o indicatori riconducibili a dissesti o deformazioni gravitative in atto o pregresse.

Complessivamente il rilevamento geomorfologico di superficie ha evidenziato per gran parte dell'area discrete condizioni di equilibrio, con aree caratterizzate da dissesti superficiali, presenti anche nelle cartografie ufficiali del PAI ma che non interessano gli aerogeneratori, ubicati principalmente in cresta, ma che in parte interessano i tracciati stradali e porzioni di piazzole di montaggio.

Per tali aree, come trattato nel dettaglio nell'elaborato "MCOC055 Opere di sostegno", sono state previste opere di consolidamento (paratie, gabbionate, muri, regimazione idraulica, etc).

#### 10.4. Classificazione sismica

I territori comunali di Monterezeno, Casalfiumanese, Castel del Rio e Castel San Pietro Terme (in Provincia di Bologna) in base all'Ordinanza P.C.M. del 20 marzo 2003 n.3274, approvata con DGR 2000 del 04/11/2003, ed alla DGR 143 DEL 2023, sono classificati sismicamente come appartenente alla "zona 2".



**Figura 10.4.1:** Classificazione sismica della Regione Emilia-Romagna di luglio 2018 (*Fonte "Aggiornamento della classificazione sismica di prima applicazione dei comuni dell'Emilia-Romagna"*)

Lo studio di pericolosità sismica, adottato con l'O.P.C.M. del 28 aprile 2006 n. 3519, attribuisce alle 4 zone sismiche degli intervalli di accelerazione orizzontale del suolo ( $a_g$ ), con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni. Nel caso in esame l'accelerazione orizzontale del suolo ( $a_g$ ) risulta essere:

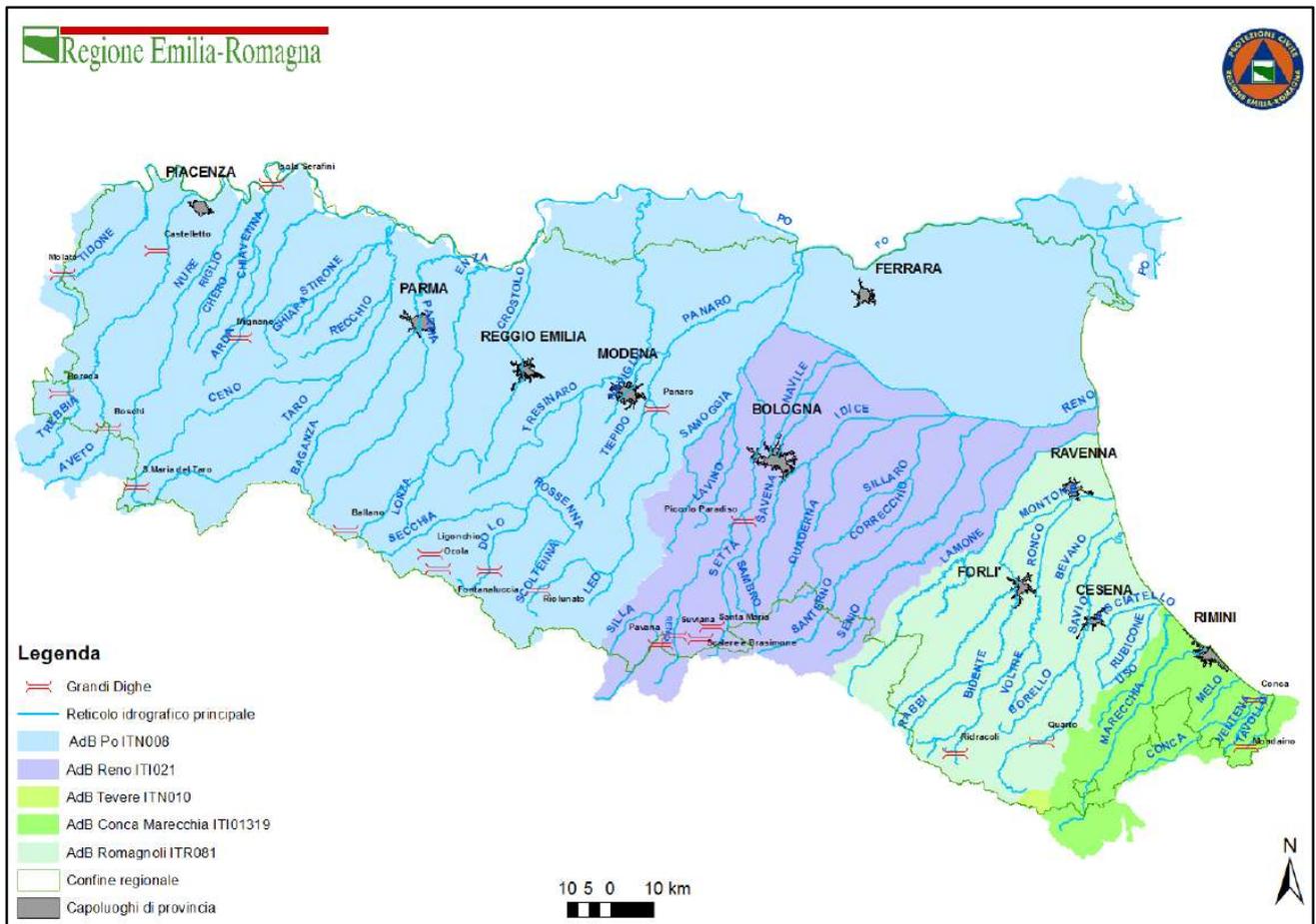
<b>Zona sismica</b>	<b>Accelerazione con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni (<math>a_g</math>)</b>
1	$a_g > 0.25$
2	$0.15 < a_g \leq 0.25$
3	$0.05 < a_g \leq 0.15$
4	$a_g \leq 0.05$

**Tabella 10.4.1:** Tabella dei valori di PGA con probabilità di superamento pari al 10 % in 50 anni

### 10.5. Caratteristiche Idrologiche dell'area d'intervento

In seguito alla pubblicazione n. 27 del 2 febbraio 2017 nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, entra in vigore il D.M. 25 ottobre 2016 che sopprime le Autorità di bacino nazionali, interregionali e regionali e attribuisce e trasferisce le risorse finanziarie, strumentali e di personale alle Autorità di Bacino distrettuali.

In particolare, le Autorità di bacino interregionali del fiume Reno e del Marecchia-Conca e l'Autorità dei Bacini Regionali Romagnoli confluiscono nell'Autorità di bacino del Fiume Po del Distretto Padano (in precedenza appartenevano al distretto idrografico dell'Appennino Settentrionale), che ha il compito, attraverso particolari attività di studio e pianificazione di interventi per la difesa del territorio, di governare anche i bacini idrografici dell'Emilia-Romagna, riportati nella **Figura 10.5.1**.



**Figura 10.5.1:** Bacini idrografici della Regione Emilia-Romagna (Fonte – Regione Emilia-Romagna)

I vari distretti idrografici sono suddivisi in Unità di Gestione (Unit of Management, UoM), le quali corrispondono alle Autorità di Bacino regionali, interregionali e nazionali (Legge 183 / 189).

L’impianto in progetto fa riferimento all’Autorità di Bacino del Fiume Reno (UoM ITI021) e si sviluppa più precisamente all’interno del bacino idrografico del Torrente Sillaro (aerogeneratori MC01, MC02, MC03, MC06, MC07, MC08 e MC09) e all’interno del bacino idrografico Idice-Savena (aerogeneratori MC04 e MC05).

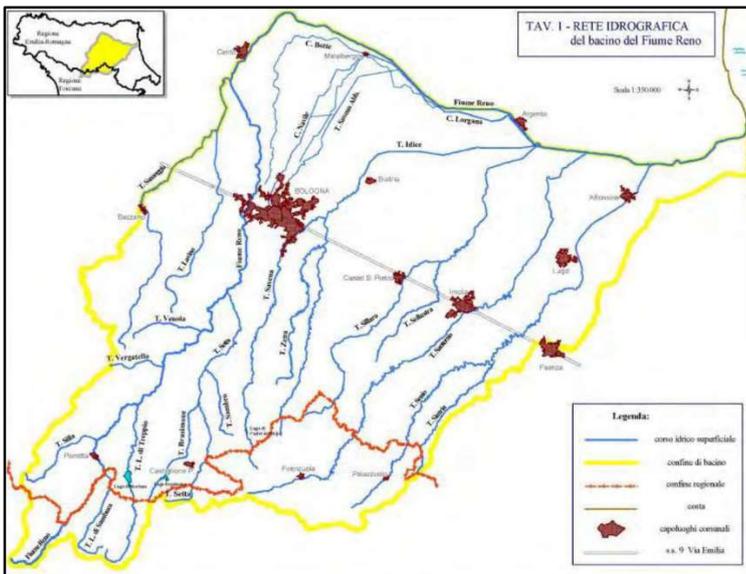


Figura 10.5.2: Reticolo idrografico principale e Bacino del Fiume Reno (Fonte: Autorità di Bacino del Reno)

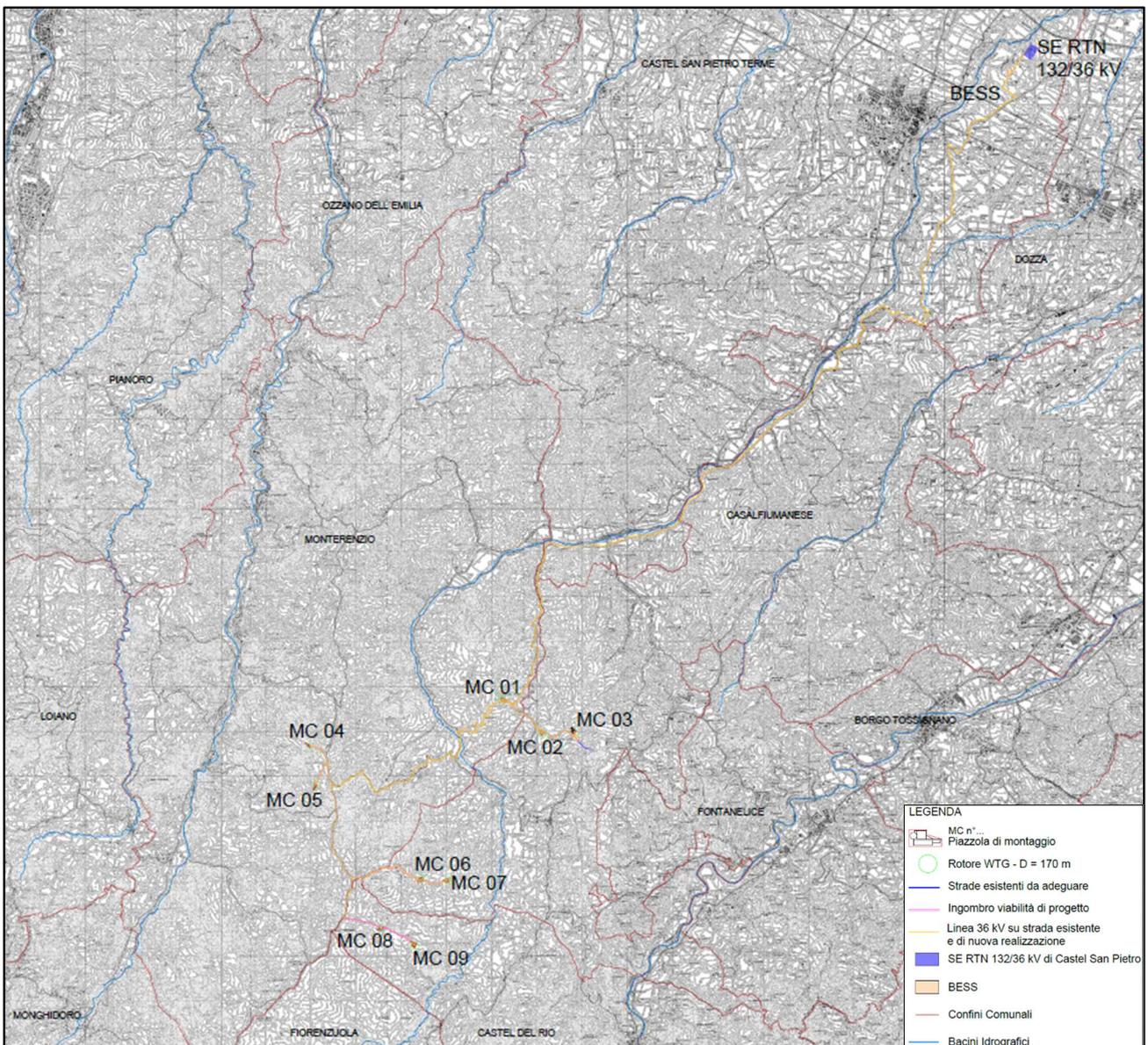


Figura 10.5.3: Planimetria dei bacini idrografici e area d’impianto



**Figura 4.4.1.4:** Ubicazione degli aerogeneratori rispetto ai bacini del Torrente Sillaro e Idice-Savona

Il Bacino del Fiume Reno copre un'area di circa 5040 Km<sup>2</sup> e si estende dall'Appennino emiliano-romagnolo alle zone di pianura fino alla costa adriatica.

Circa la metà di tale area (2540 Km<sup>2</sup>) costituisce il bacino montano, nel quale le acque derivanti dalle piogge scorrono e confluiscono in fossi formando i corsi d'acqua più importanti.

Il reticolo idrografico montano del Reno è ramificato e denso ed è formato 8 corsi d'acqua principali, 12 secondari e numerosi piccoli torrenti e fossi.

*La fonte delle informazioni sopra riportate è il "Piano di Protezione Civile intercomunale".*

#### **10.6. Infrastrutture viarie presenti**

Con riferimento all'infrastruttura viaria, si è visto che delle 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. Saranno poi realizzate una serie di strade e di piste di accesso che consentiranno di raggiungere agevolmente tutte le postazioni in cui verranno collocati gli aerogeneratori. Nel complesso non sono previste significative opere viarie per il raggiungimento degli aerogeneratori in progetto, essendo l'infrastruttura viaria locale mediamente articolata e dunque nel complesso idonea alla realizzazione del Progetto.

#### **10.7. Opere presenti interferenti**

Le interferenze rilevate sono essenzialmente di natura progettuale (interferenze con il percorso dell'elettrodotto interrato) e logistica (interferenze con i trasporti). In particolare, vengono di seguito riportate le tipologie di interferenze rilevate:

- *Interferenze lungo il percorso del cavidotto di; progetto:*
  - Strade Provinciali, Statali e Comunali;
  - Corsi d'acqua;
  - Linee aeree Telecom;
  - Linee elettriche aeree;
  - Metanodotto.
- *Interferenze lungo la viabilità d'accesso dei mezzi di trasporto:*
  - Elettrodotti aerei (verificata per tutte le linee aeree la compatibilità di quota rispetto al carico);
  - Viadotti e ponti.

## **11. INQUADRAMENTO DELL'OPERA CON GLI STRUMENTI DI TUTELA**

La realizzazione del parco eolico nell'area descritta provoca una modifica del paesaggio come qualsiasi opera che venga realizzata. La peculiarità dell'impianto eolico è dovuta principalmente all'installazione degli aerogeneratori, che, per loro dimensioni, si inseriscono in maniera puntuale all'interno del paesaggio esistente, e alla realizzazione di nuove strade e cavidotti.

In questa fase della trattazione vengono sintetizzati gli impatti diretti dell'impianto eolico, gli interventi di mitigazione e, quindi, la valutazione dell'impatto.

La fase di cantiere per la costruzione e la dismissione sono caratterizzate da interventi che si inseriscono all'interno del paesaggio e nel tessuto del patrimonio culturale e dei beni materiali, in ambito di area del sito ed area vasta, pressoché nulli, in quanto la loro durata nel territorio è molto breve.

La fase di esercizio provoca un impatto sul paesaggio pur non essendo le opere permanenti, in quanto è previsto il ripristino dello stato dei luoghi ante-operam dopo la fine della vita utile dell'impianto, che si prevede abbiano una durata pari a 30 anni.

Gli strumenti di tutela, precedentemente trattati a livello nazionale, regionale, provinciale e locale, forniscono indicazioni sulle componenti paesaggistiche per cui è necessario verificare l'eventuale interferenza dell'impianto.

Più in dettaglio, come riportato nell'elaborato di progetto "MCSA102 Studio d'Impatto Ambientale - Relazione generale", il parco eolico in progetto risulta non interferire direttamente con le aree vincolate dal punto di vista ambientale, paesaggistico e culturale individuate dai piani di tutela, sia per quanto riguarda gli aerogeneratori che per le strade e cavidotti, i cui tracciati coincidono sostanzialmente con strade esistenti e sono comunque interrati.

### 11.1. Aree vincolate ai sensi del D.Lgs 42 del 2004

Nella **Figura 11.1.1** viene rappresentato l'inquadramento dell'area vasta rispetto alle aree tutelate per legge dal D.Lgs. 42/2004 - Codice dei beni culturali e del paesaggio, mentre nelle **Figura 11.1.2 e Figura 11.1.3** viene rappresentato l'inquadramento dell'area d'impianto e del BESS e SE RTN.

Per maggiori dettagli si rimanda agli elaborati di progetto "MCSA131a Atalante Carta dei vincoli paesaggistici con area d'impianto". Come è possibile osservare dalle figure, gli aerogeneratori e le relative opere connesse non occupano aree vincolate, ad eccezione di alcuni tratti di linea elettrica interrata che interferiscono con le aree tutelate per legge (D.Lgs 42/2004 Art. 142 lettera c)) "Fiumi torrenti corsi d'acqua buffer 150 m" sempre in corrispondenza di strade esistenti e Foreste e boschi" (D.Lgs. 42/2004 Art. 142 comma 1 lettera g).

Le intersezioni con le aree interessate da superfici boscate sono puntuali e descritte nel dettaglio al paragrafo 8.1.1 dell'elaborato "MCSA129 Relazione paesaggistica".

In generale si può affermare che le interferenze delle suddette superfici boscate saranno per la maggior parte di natura temporanea e legate alla fase di cantiere e che in fase di esercizio gran parte delle aree saranno ripristinate e ripiantumate.

A tal proposito per queste aree si prevedono delle misure compensative di ripiantumazione, come descritto in maniera accurata nella relazione specialistiche e "MCSA144 Relazione Forestale" e MCSA145 Relazione Agronomica", a cui si rimanda.

Anche le intersezioni tra le opere di progetto e l'Art. 142 lettera c)) "Fiumi torrenti corsi d'acqua buffer 150 m" sono approfondite nel dettaglio al paragrafo 8.1.1 dell'elaborato "MCSA129 Relazione paesaggistica". In generale la maggior parte delle intersezioni del cavidotto con il buffer fiume si sviluppano su strada esistente e che in corrispondenza degli alvei l'attraversamento sarà superato tramite la tecnica della Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC). Grazie all'adozione del suddetto metodo, l'impatto sul paesaggio verrà mitigato in quanto la tecnologia adottata consentirà di non alterare lo stato dell'alveo del fiume interessato. Per maggiori dettagli tecnici si rimanda all'elaborato di progetto "MCEG015 Relazione Idraulica e Idrogeologica".

Le interferenze del cavidotto di progetto con il buffer fiumi che non prevedono l'attraversamento di un alveo ma si sviluppa su strada sterrata esistente e verranno eseguite con la posa tradizionale con scavo in trincea e dal punto di vista paesaggistico saranno adottate tutte le cautele e con la chiusura dello scavo, immediatamente successiva alla posa dei cavi, saranno ripristinate le condizioni preesistenti.

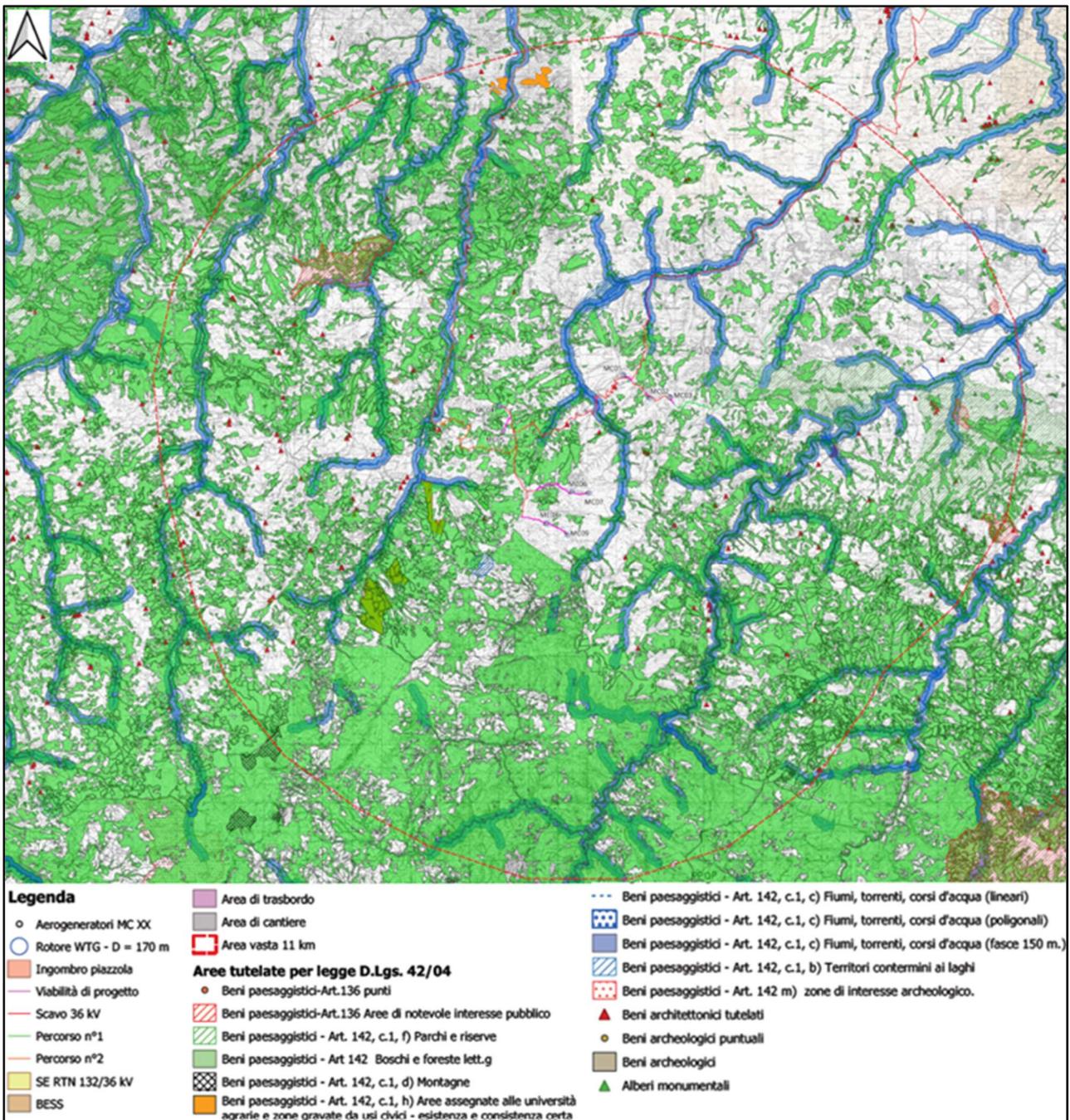


Figura 11.1.1: Carta dei vincoli paesaggistici con area Vasta (buffer 11 km) su CTR – Fonte Regione Emilia-Romagna (per maggiori dettagli grafici si veda l'elaborato "MCSA130 Carta dei vincoli paesaggistici con area vasta")

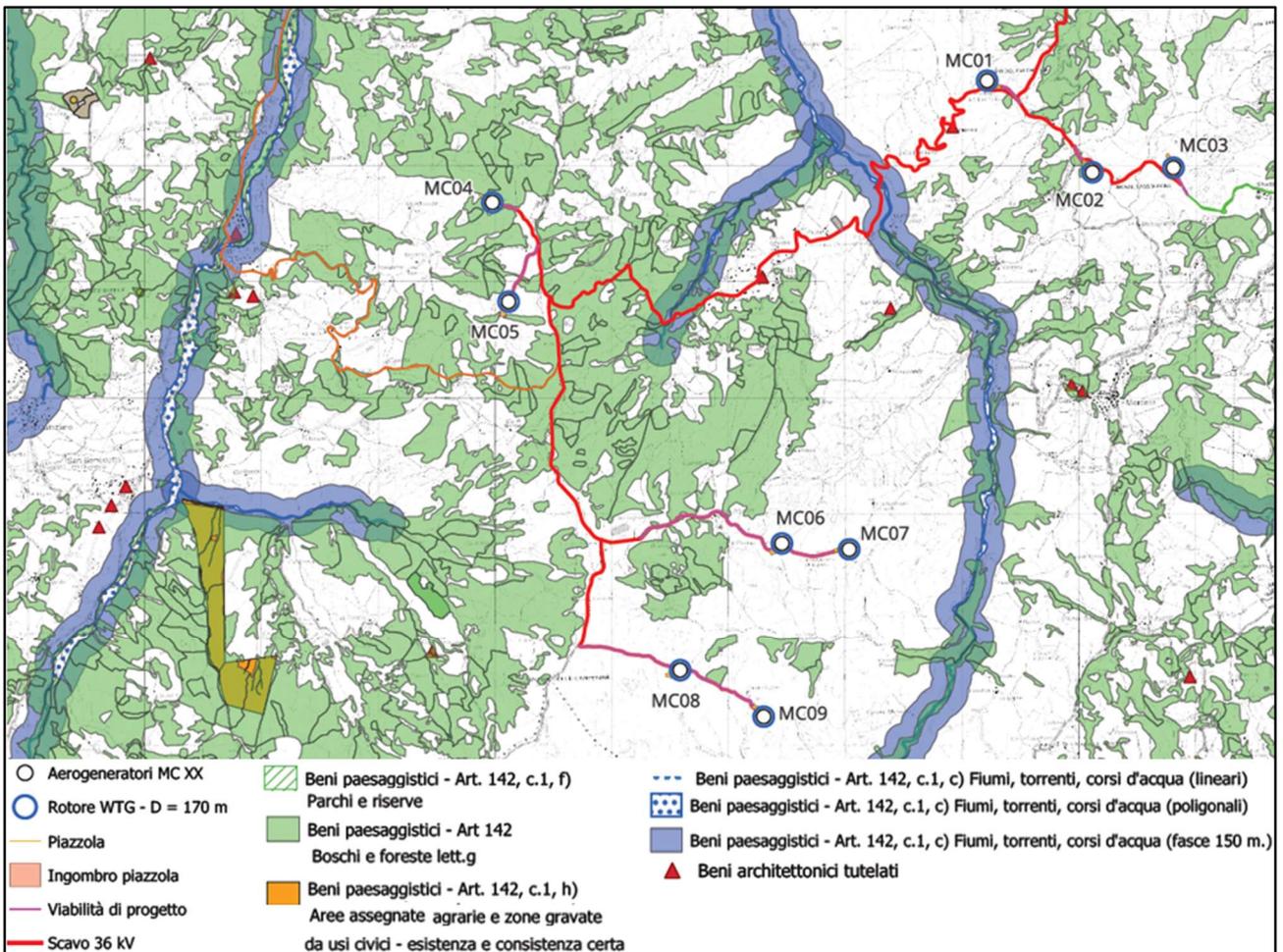


Figura 11.1.2: Carta dei vincoli paesaggistici con area d’impianto – (per maggiori dettagli grafici si veda l’elaborato “MCSA131 Carta dei vincoli paesaggistici con area d’impianto”)

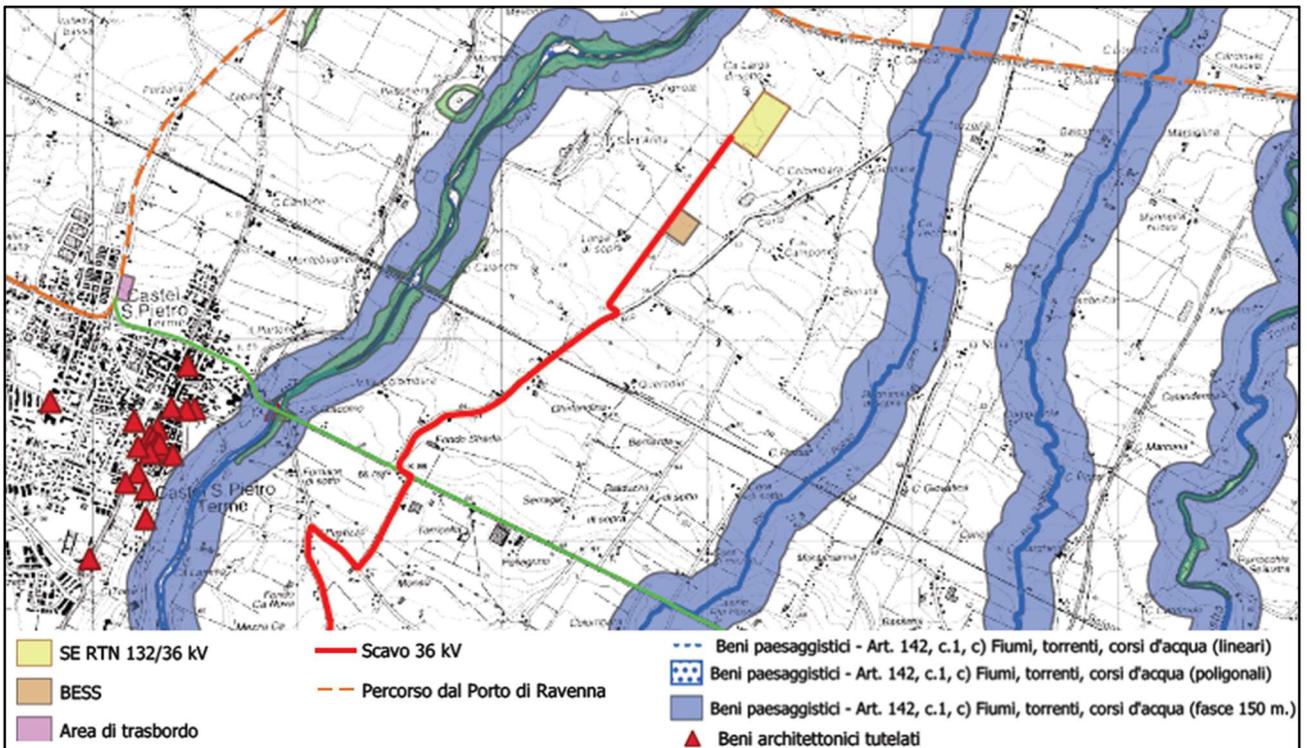
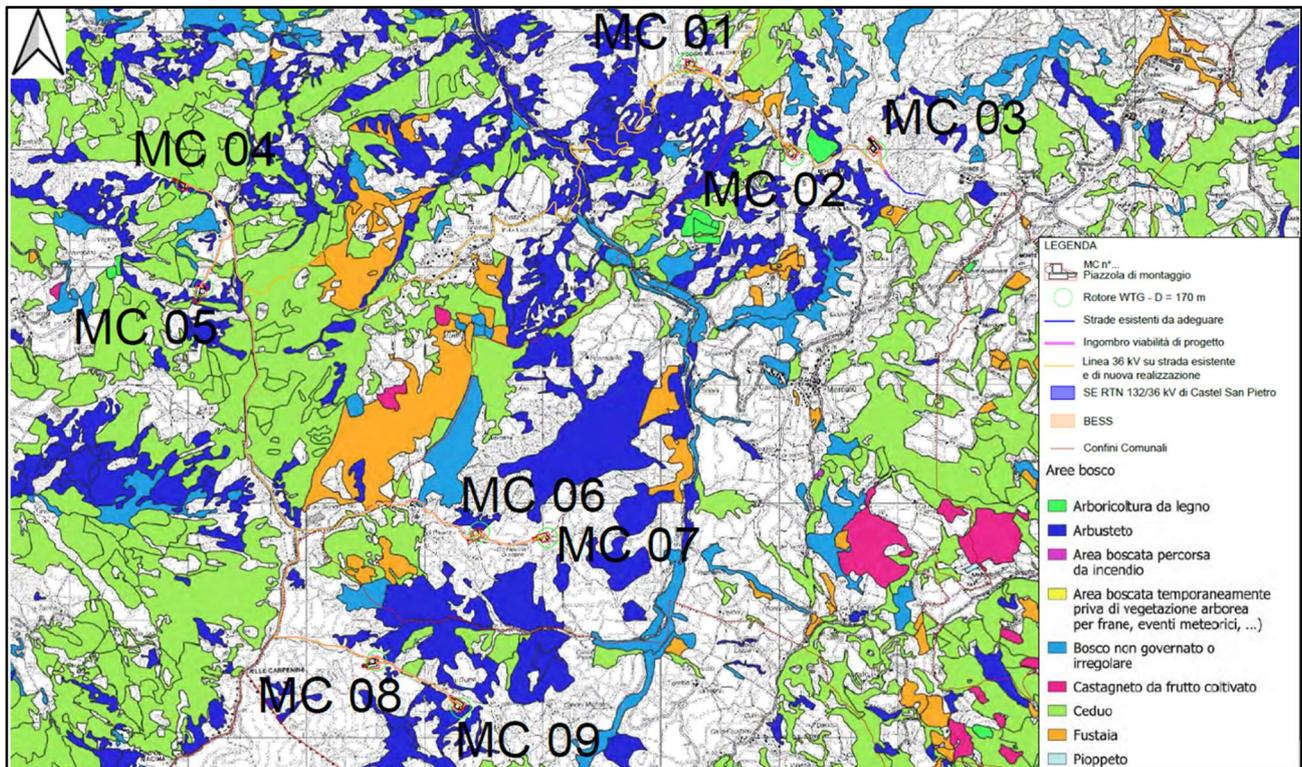


Figura 11.1.3: Carta dei vincoli paesaggistici con area d’impianto (per maggiori dettagli grafici si veda l’elaborato “MCSA131 Carta dei vincoli paesaggistici con area d’impianto”)

Nella **Figura 11.1.4** viene rappresentata la distribuzione delle specie boschive presenti sul territorio interessato dal progetto (maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto "MCSA108 Carta delle aree bosco con area d'impianto"), da cui si evince che, su scala di area d'impianto, la presenza di boschi è diffusa e che le aree individuate come boschi sono prevalentemente Bosco a Fustaie, Arboricoltura da legno e Arbusteto.



**Figura 11.1.4:** Carta delle aree bosco con area d'impianto (Fonte Regione Emilia-Romagna) – Area d'impianto

## 11.2. Aree vincolate dal punto di vista ambientale come da "Progetto Natura 2000"

Lo strumento istituito dall'unione Europea per la conservazione della Biodiversità è chiamato "Natura 2000". Si tratta di una rete ecologica diffusa su tutto il territorio dell'Unione, istituita ai sensi della Direttiva 92/43/CEE "Habitat", per garantire il mantenimento a lungo termine degli habitat naturali e delle specie di flora e fauna minacciati o rari a livello comunitario.

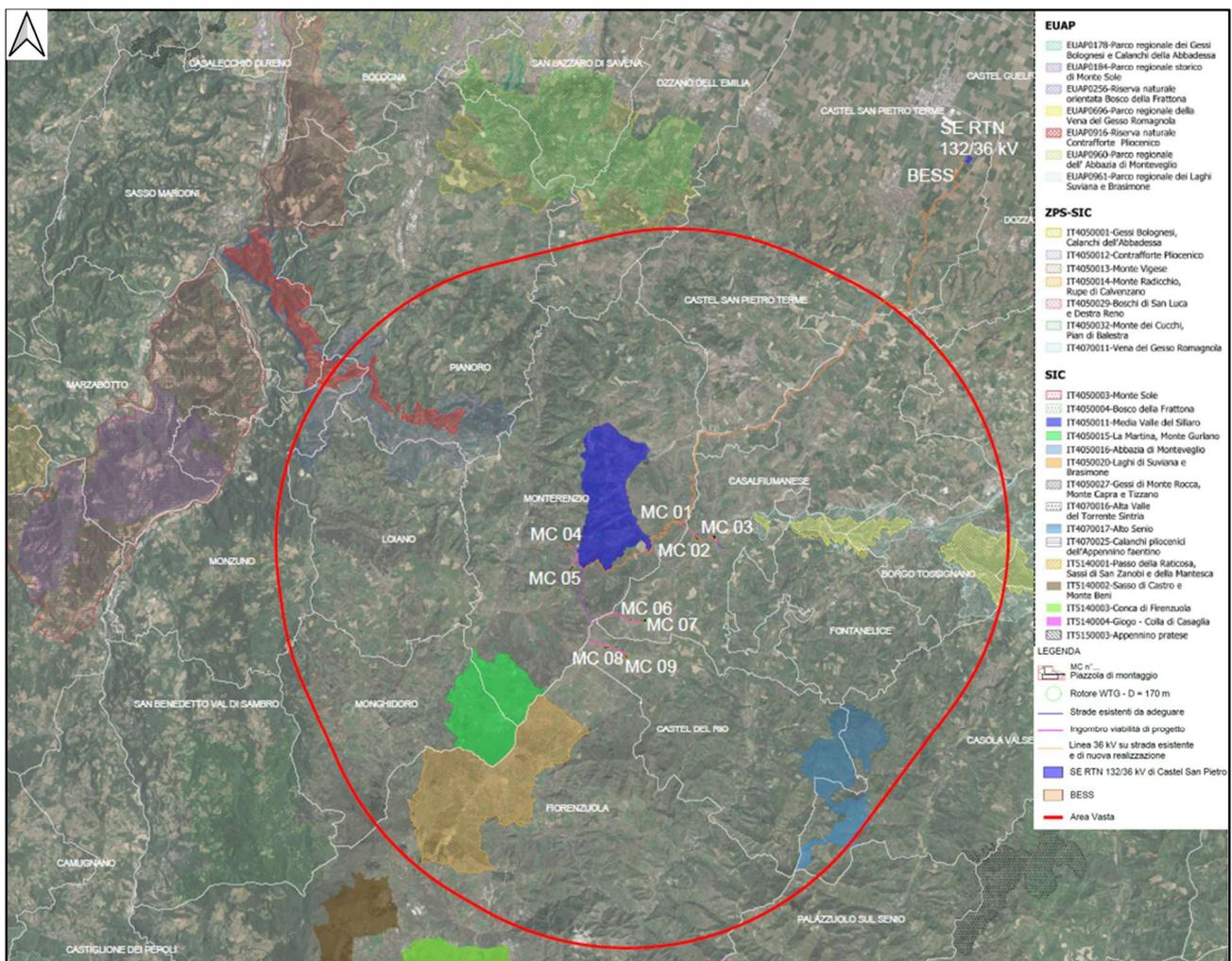
La rete Natura 2000 è costituita dai Siti di Interesse Comunitario (SIC), identificati dagli Stati Membri secondo quanto stabilito dalla Direttiva Habitat, che vengono successivamente designati quali Zone Speciali di Conservazione (ZSC), e comprende anche le Zone di Protezione Speciale (ZPS) istituite ai sensi della Direttiva 2009/147/CE "Uccelli" concernente la conservazione degli uccelli selvatici.

Le aree che compongono la rete Natura 2000 non sono riserve rigidamente protette dove le attività umane sono escluse; la Direttiva Habitat intende garantire la protezione della natura tenendo anche "conto delle esigenze economiche, sociali e culturali, nonché delle particolarità regionali e locali" (Art. 2).

La Direttiva riconosce il valore di tutte quelle aree nelle quali la secolare presenza dell'uomo e delle sue attività tradizionali ha permesso il mantenimento di un equilibrio tra attività antropiche e natura. Alle aree agricole, per esempio, sono legate numerose specie animali e vegetali ormai rare e minacciate per la cui sopravvivenza è necessaria la prosecuzione e la valorizzazione delle attività tradizionali, come il pascolo o l'agricoltura non intensiva. Nello stesso titolo della Direttiva viene specificato l'obiettivo di conservare non solo gli habitat naturali ma anche quelli seminaturali (come le aree ad agricoltura tradizionale, i boschi utilizzati, i pascoli, ecc.).

Si fa presente che con Decreto Ministeriale 20 maggio 2020, tutti i Siti d'Importanza Comunitaria per la conservazione della biodiversità della regione Emilia-Romagna sono designati quali Zone Speciali per la Conservazione di livello europeo, ma nel presente studio si è deciso di lasciare la precedente nomenclatura, al fine di mantenere continuità tra la documentazione bibliografica consultata.

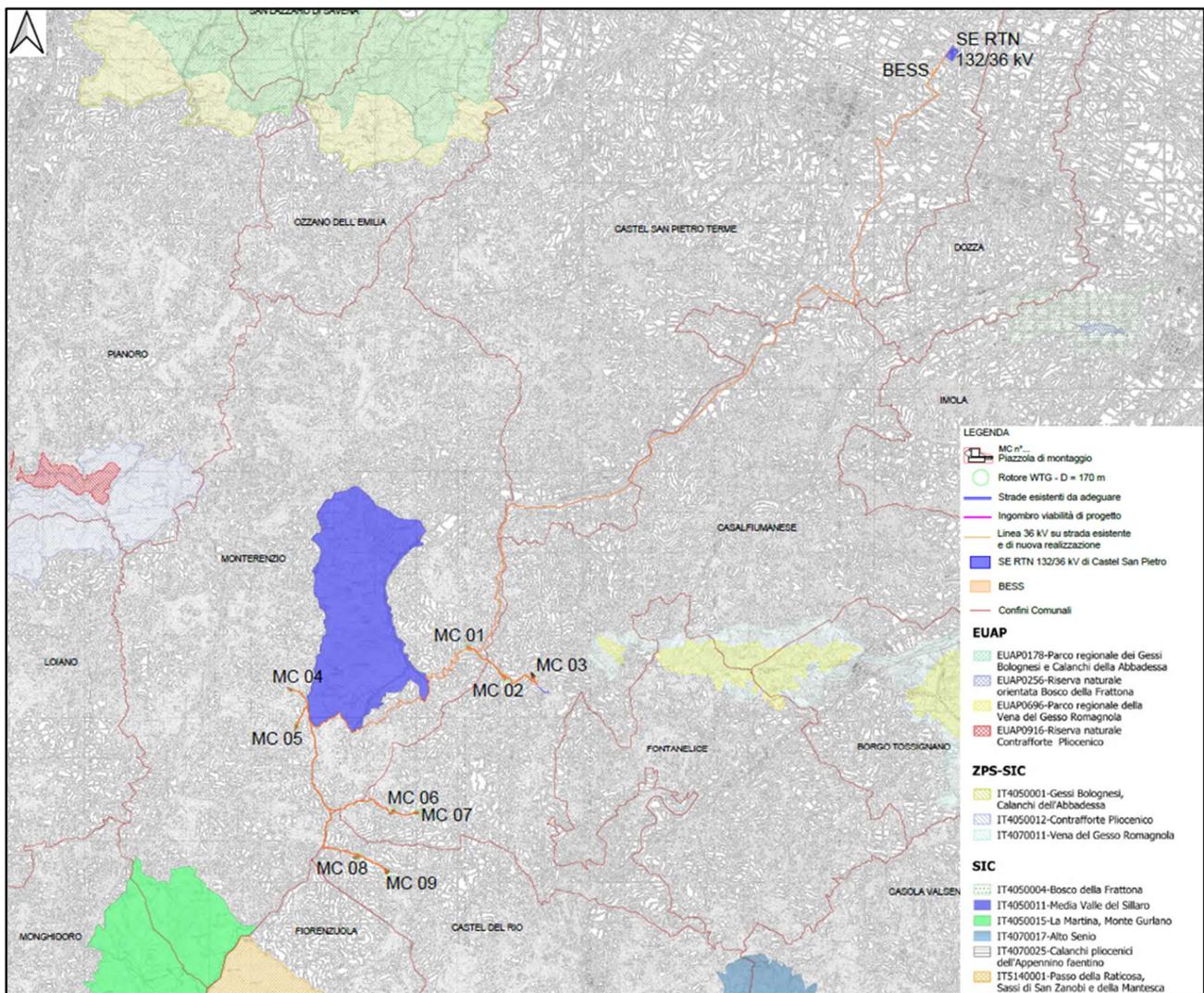
Nella **Figura 11.2.1** e **Figura 11.2.2** vengono rappresentate rispettivamente le zone SIC, ZPS, ZSC interessate dall'area Vasta dell'impianto eolico e dall'area d'impianto stessa.



**Figura 11.2.1:** Inquadramento Zone SIC, ZSC e ZPS con perimetro area vasta (Fonte Portale Cartografico nazionale)

Con riferimento al Progetto Natura 2000, dalla analisi delle cartografie, si evince che l'area di progetto interessa solo un'area protetta a livello locale, ovvero la SIC IT4050011 Media Valle di Sillaro (**Figura 11.2.2**), mentre le aree protette interessate dall'area vasta sono le seguenti:

1. **ZPS/SIC IT4050012** Contrafforte Pliocenico (26.273.678,98 mq) distante 4,5 km dalla WTG più vicina MC04;
2. **ZPS/SIC IT4070011** Vena del Gesso Romagnolo (55.375.965,18 mq) distante 1,3 km dalla WTG più vicina MC03;
3. **ZPS/SIC IT4050001** Gessi Bolognesi, Calanchi dell'Abbadessa (42.963.079,49 mq) distante 11,5 km dalla WTG più vicina MC01;
4. **SIC IT4050011** Media Valle di Sillaro (11.072.114,00 mq) distante 0,4 km dalle WTG più vicine MC04 e MC05 ad ovest e 1,2 km ad est dalla più vicina WTG MC01;
5. **SIC IT4050015** La Martina, Monte San Gurlano (11.071.086,93 mq) distante 3 km dalla WTG più vicina MC08;
6. **SIC IT5140001** Passo della Raticosa, Sassi di San Zanorbi e della Martesca (22.080.255,43 mq) distante 3,3 dalle WTG più vicine MC08 e MC09;
7. **SIC IT4070017** Alto Senio (10.147.793,89 mq) distante 7,5 km dalla WTG più vicina MC09.



**Figura 11.2.2:** Inquadramento Zone SIC, ZSC e ZPS area d'impianto (Fonte Portale Cartografico nazionale)

Si riportano di seguito informazioni bibliografiche relative alle aree Rete Natura 2000 così individuate, al fine di caratterizzare a livello generale la vegetazione e la fauna di ogni sito interessato:

1. **ZPS/SIC IT4050012 Contrafforte Pliocenico:** Il sito si estende per una Superficie di 2.628 ettari all'interno della Provincia di Bologna ed interessa i Comuni di Loiano, Monterenzio, Monzuno, Pianoro e Sasso Marconi e risulta esteso come un lungo (circa 15 chilometri) e stretto baluardo roccioso trasversale alle valli di Setta, Savena, e Zena e Idice, da Sasso Marconi al Monte delle Formiche, il Contrafforte Pliocenico assomiglia geomorfologicamente più ai Gessi e allo Spungone che non al vicino Monte Sole ed include la Riserva Naturale regionale Contrafforte Pliocenico. Si tratta del resto di un sito legato, come i suddetti, alla fascia collinare e in particolare alle formazioni geologiche recenti del basso appennino, nonostante si trovi incuneato ai margini della fascia submontana e montana appenninica bolognese. Sito di grande interesse geolitologico, paesaggistico e naturalistico, connotato da presenze storico-etnografiche, il Contrafforte è

costituito da una serie continua di rupi orientate a Sud-Ovest costituite da blocchi di arenaria pliocenica, in genere sabbiosa e poco cementata, e contornate da ondulazioni argillose anch'esse plioceniche, talora calanchive. La diversificazione morfologica e litologica, il forte contrasto tra le falesie assolate e le profonde incisioni vallive orientate a settentrione determinano notevole variabilità d'ambiente con una serie di habitat rocciosi, forestali e di prateria nettamente differenziati tra estremi opposti. Si va infatti dalla rupe arida con vegetazione mediterranea al versante boscoso fresco con elementi dell'alto Appennino, dal terreno sabbioso e acido alla plaga argillosa compatta e ricca di basi. La scarsa accessibilità di alcuni settori ha permesso inoltre la conservazione di flora e fauna rara in condizioni di vero e proprio rifugio; in generale l'antropizzazione è abbastanza contenuta, anche se va registrata un'elevata frequentazione di visitatori occasionali data la vicinanza della pianura e del capoluogo di regione.

2. **ZPS/SIC IT4070011 Vena del Gesso Romagnolo:** Il sito si estende per una superficie di 5540 ettari e interessa la Provincia di Ravenna per 3806 ettari nei Comuni di Brisighella, Casola Valsenio, Riolo Terme, e la Provincia di BOLOGNA per 1734 ettari nel territorio dei Comuni di Borgo Tossignano, Casalfiumanese, Fontanelice e Imola. Tale sito risulta confinante con la zona ZSC IT4070025 e ricade quasi interamente nel Parco regionale Vena del Gesso Romagnola. Il sito, localizzato nella fascia collinare a cavallo tra le province di Bologna e Ravenna, racchiude un affioramento gessoso del Messiniano di estremo interesse geologico e naturalistico che si allunga trasversalmente alle valli per circa 20 km e alcuni ambiti argilloso-calanchivi o marnoso-arenacei circostanti. Gli strati della cosiddetta Vena del Gesso, inclinati verso la pianura, determinano una falesia dirupata e continua esposta a Sud a carattere mediterraneo, contrastante con i versanti a pendenza più moderata esposti a Nord, boscosi, ricchi di stazioni fresche con elementi floristici dell'alto Appennino. Tutta la zona è caratterizzata da diffusi fenomeni carsici superficiali (valli cieche, doline, forre, forme erosive, campi solcati) e profondi (inghiottitoi, risorgenti, abissi e grotte anche di notevole sviluppo), che concorrono a diversificare morfologie peculiari, ricche di contrasti e di ambienti-rifugio ad alta biodiversità. Quattro torrenti appenninici (Santerno, Senio, Sinteria, Lamone) interrompono la continuità dell'emergenza gessosa più rilevante d'Europa, isolando altrettanti settori. Sulla Vena si concentra, a tratti con diversi gradi di antropizzazione, una flora molto diversificata con elementi mediterranei e centroeuropei, nonché un'interessante fauna epigea e ipogea. All'interno del sito, tra le attività che comportano rischi ambientali, va citata almeno quella estrattiva, peraltro attualmente concentrata in un'unica grande cava presso la Stretta di Rivola. Ventuno habitat di interesse comunitario, dei quali otto prioritari, disegnano

un mosaico fitto di sovrapposizioni e compenetrazioni tra boschi (6), rocce (4), ben otto tipi erbacei o arbustivi e tre legati all'acqua, limitati a stagni, laghetti e rupi stillicitose;

3. **ZPS/SIC IT4050001 Gessi Bolognesi, Calanchi dell'Abbadessa:** Il sito, posto sulle prime colline bolognesi, ricade prevalentemente all'interno del Parco Regionale dei Gessi Bolognesi e dei Calanchi dell'Abbadessa. Con superficie di estensione pari a 4296 ha, riversa nei confini comunali di San Lazzaro di Savena, Pianoro e Ozzano dell'Emilia. Le aree ricomprese nel SIC-ZPS sono in gran parte di proprietà privata e, ad oggi, solo il 3% dell'intera area compresa nel territorio protetto ricade nella proprietà pubblica. Gran parte del territorio è interessata da attività agricole, mentre le zone di maggiore pregio naturalistico si possono rinvenire in corrispondenza e attorno agli affioramenti gessosi e alle formazioni calanchive. L'area è situata tra i torrenti Savena, Idice e Quaderna, su di una collina caratterizzata in pianura da terreni sabbiosi, seguiti da affioramenti gessosi-solfiferi e a monte da arenarie e marne. Qui si rinvengono le più imponenti doline della regione (Croara, Gaibola, Ronzano) alle quali si alternano grotte articolate e di dimensioni estese. Oltre che dalla presenza di quelli che sono i fenomeni tipici, la morfologia carsica permette il differenziarsi delle condizioni microclimatiche portando come conseguenza ad una variegata diversità biologica, presenza di endemismi e rarità botaniche (come *Ononis masquillierii*, leguminosa esclusiva dei terreni argillosi emiliani e marchigiani). Il sito è interessato dalla presenza di diciassette habitat d'interesse comunitario, dei quali cinque prioritari, coprono un buon 20% della superficie del sito, più l'importante contesto idrologico e territoriale di ambiente carsico sopra e sottoterra riconosciuto d'interesse regionale;
4. **SIC IT4050011 Media Valle di Sillaro:** Il sito si estende per una superficie pari a 1.108 ettari, interessa il Comune di Monterenzio in Provincia di Bologna e include una zona "disabitata" della fascia collinare in sinistra Sillaro fra le due traverse S.Clemente-Monterenzio a valle e Sasso Nero-Bisano a monte, sull'Appennino bolognese, presso il confine con la "Romagna fitogeografica zangheriana". Il substrato geologico è costituito da argille scagliose, con frequenti formazioni calanchive e vasti dossi tondeggianti localmente punteggiati di frammenti rocciosi alloctoni calcarei o arenacei. Dal Sillaro al largo spartiacque con l'Idice, l'esteso versante - sempre compreso tra i 200 e i 500 m s.l.m. - assume i contorni di un antico paesaggio rurale permeato dall'alternanza di ex coltivi e pascoli. Il contesto non è aspro, anche se prevalgono generali condizioni di aridità, e presenta gradevoli mosaicature di magri pascoli (25%) e macchie di ginepro dalle svelte sagome (30%), boscaglie e boschi di Roverella e Carpino con qualche cerreta (15%). Tra una morbida ondulazione e l'altra, l'umidità si ferma più a lungo e la prateria si presenta più fresca e ricca di specie mesofile (10%). Completano il quadro gli affioramenti rocciosi

- a tratti litoidi ma prevalentemente argillosi delle formazioni calanchive, le ghiaie nel letto del Sillaro, punteggiate di rada, apparentemente stentata vegetazione e pochi coltivi a carattere estensivo, gli ultimi di una zona che, dopo una lunga, progressiva fase di abbandono, può dirsi oggi del tutto “rinselvatichita” (oppure, più propriamente, “rinaturalizzata”). Quindici habitat d’interesse comunitario, dei quali uno prioritario, coprono oltre un terzo della superficie del sito, in particolare con una importante e variegata serie di praterie e arbusteti termofili;
5. **SIC IT4050015 La Martina, Monte San Gurlano:** La zona occupa una superficie di 1107 ettari ed interessa la Provincia di Bologna nel territorio dei Comuni di Monghidoro e Monterenzio confinando con la zona ZPS IT5140001 "Passo della Raticosa, Sassi di San Zanobi e della Mantasca" della Regione Toscana. Il sito si trova sull'Appennino bolognese orientale in area submontana (tra i 400 e i 950 m s.l.m.) e occupa il largo e articolato versante destro idrografico dell'Idice fino al pianeggiante spartiacque col Sillaro, tra il Sasso della Mantasca e il Monte Gurlano (Tre Poggioli), al margine occidentale della Romagna fitogeografica e al confine con la Toscana, in continuità con analogo sito. Si tratta di caratteristici affioramenti ofiolitici tozzi e di limitata estensione emergenti dal circostante "mare" di argille scagliose, tra praterie e boscaglie di Cerro, l'uno (Sasso della Mantasca, sul margine esterno al sito) costituito da un'elegante rupe di gabbri verdi, l'altro (Monte Gurlano) limitato a una zattera lenticolare e blocchi sparsi di serpentiniti e gabbri rossi, con un'antica miniera di rame attiva ancora nel secolo scorso. Tra i due, scendendo verso l'Idice, in corrispondenza di affioramenti arenacei si trova La Martina, area di rimboschimenti a conifere e di vasti castagneti parzialmente coltivati, caratterizzati da un ricco corredo floristico di specie protette. Queste della colata del Sillaro costituiscono le rupi ofiolitiche più orientali della regione, essendone la successiva ed ultima colata del Marecchia sostanzialmente priva. Il paesaggio è a tratti desolato (le argille scagliose e in particolare le ofioliti sono ricche di metalli e componenti tossiche per gli organismi viventi, che vi risiedono con difficoltà tramite adattamenti e specializzazioni), a tratti verdeggianti di praterie pascolate, tendenzialmente xeriche, boscaglie e boschi cedui di Cerro accompagnato, nelle zone più fresche, da Carpino nero. Laghetti, gineprei e limitati coltivi completano un mosaico dai contorni agropastorali in declino e improntato da progressiva naturalizzazione con (lenta) espansione della componente forestale.
6. **SIC IT5140001 Passo della Raticosa, Sassi di San Zanorbi e della Martesca:** Il sito si sviluppa per una superficie di 2.208 ettari nella Provincia di Firenze e nello specifico all’interno del Comune di Firenzuola. Tale sito è caratterizzato dalla presenza di rilievi calcarei (M. Canda) od ofiolici (Rocca di Cavrenno, Sasso di San Zanobi, Sasso della Mantasca), emergenti in una matrice

paesistica con una forte connotazione ad agroecosistemi montani tradizionali. Il paesaggio agricolo montano è in parte interessato da rapidi processi di abbandono e ricolonizzazione arbustiva ed arborea che hanno originato un paesaggio mosaicato, costituito da praterie secondarie pascolate, modesti appezzamenti coltivati, arbusteti e boscaglie su prati permanenti e coltivi abbandonati, boschi di latifoglie (prevalentemente cerrete e faggete) e caratteristiche formazioni vegetali delle rupi che, non di rado, costituiscono emergenze geomorfologiche;

7. **SIC IT4070017 Alto Senio:** Il sito, di estensione pari a 1015 ha, ricade nel tratto montano della Provincia di Bologna, occupando in gran parte la zona sudoccidentale del Comune di Casola Valsenio (RA) e in parte il Comune di Castel del Rio (BO). Area sub-montana collocata tra l'Appennino faentino e quello imolese, si estende prevalentemente in direzione nord-sud lungo la dorsale spartiacque Santerno-Senio dal confine toscano fino a ridosso del contrafforte di Monte Battaglia. Corrisponde quasi interamente al complesso demaniale Foresta Alto Senio, acquisito dall'Ente pubblico fin dai primi anni '70. Raggruppa vasti boschi di latifoglie, per lo più cedui, con rimboschimenti di conifere (in particolare pinete di pino nero ma anche di pino domestico e cipresso), castagneti, aree a vegetazione arbustiva ed erbacea su ex-coltivi in un paesaggio mosso, lentamente rinaturalizzato a partire da un passato di insediamenti rurali sparsi. Il substrato marnoso-arenaceo, a stratificazione per lo più uniforme. La componente marnosa è poco coerente, e non mancano "galestri" nudi anche su pendenze poco marcate, a testimoniare il carattere di plaghe soggette a diffusa erosione e a persistente degrado. Pur non presentando zone di particolarmente elevata naturalità, il sito è rappresentativo di habitat e specie tipici della fascia submontana, di "spruzzi mediterranei" e lembi di montagna fresca incassati in remoti rifugi, di ambienti di transizione a vivace dinamica naturale non privi di interesse paesaggistico e storico-antropologico.

Sono undici gli habitat d'interesse comunitario, dei quali quattro prioritari, occupano circa un quinto della superficie, con prevalenza per i tipi forestali e di prateria.

Per quanto riguarda invece le zone IBA, dalla **Figura 11.2.3** si evince che nessuna di queste ricade all'interno dell'area d'impianto, né nel perimetro dell'area vasta.

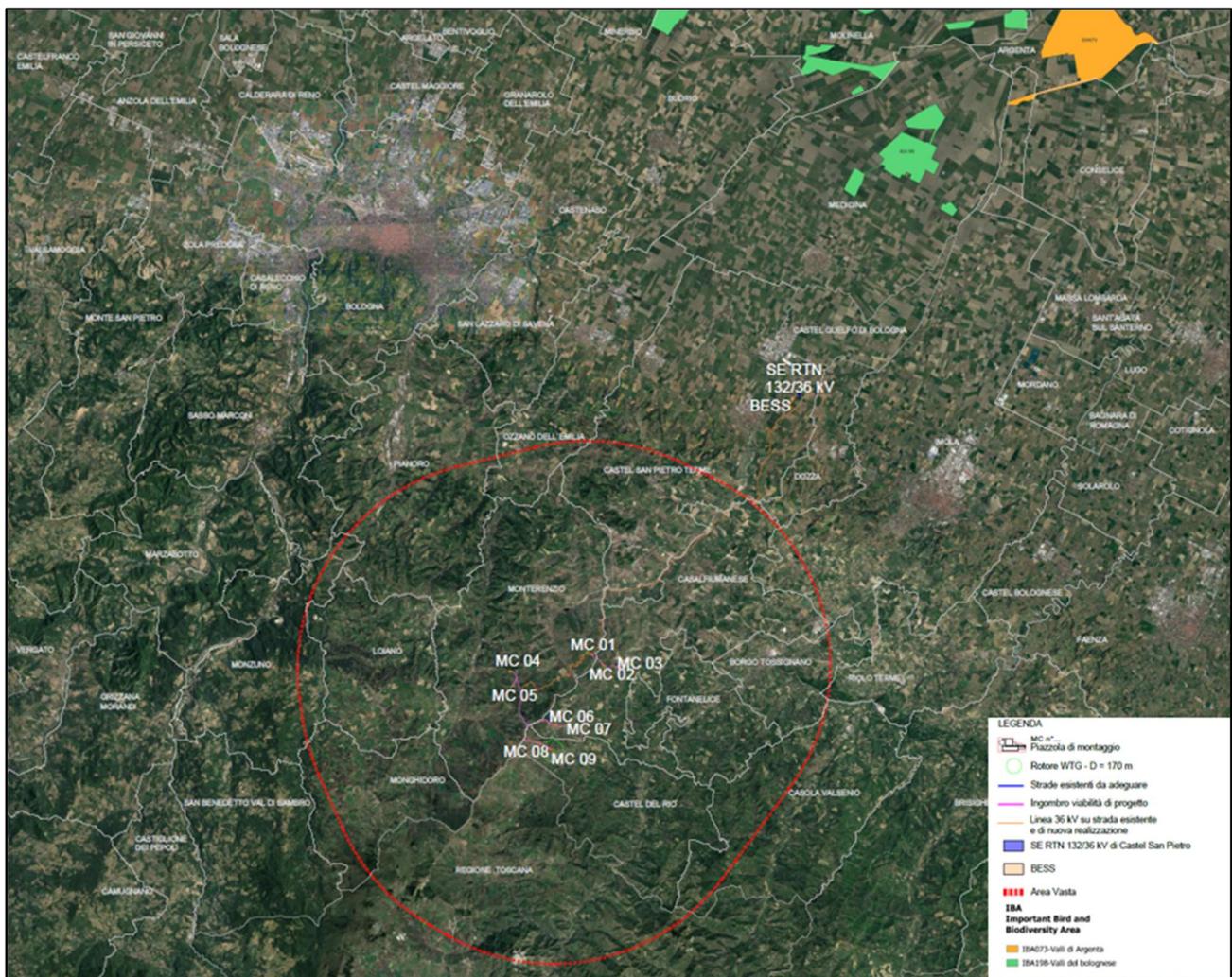


Figura 11.2.3: Zone IBA con perimetro area vasta (Fonte Portale Cartografico nazionale)

### 11.3. Compatibilità del Progetto con il PTPR, PTM e PSC

Nelle **Figure 11.3.1** è rappresentato il layout di impianto con riferimento agli strumenti di tutela di livello regionale (PTPR). Per maggiori dettagli grafici si rimanda agli elaborati di progetto “MCSA114a Atlante Piano Territoriale Paesaggistico Regionale (PTPR) con area d’impianto”. Per un’analisi approfondita della compatibilità dell’opera con il PTPR si rimanda al paragrafo 8.1.6 “MCSA129 Relazione paesaggistica”.

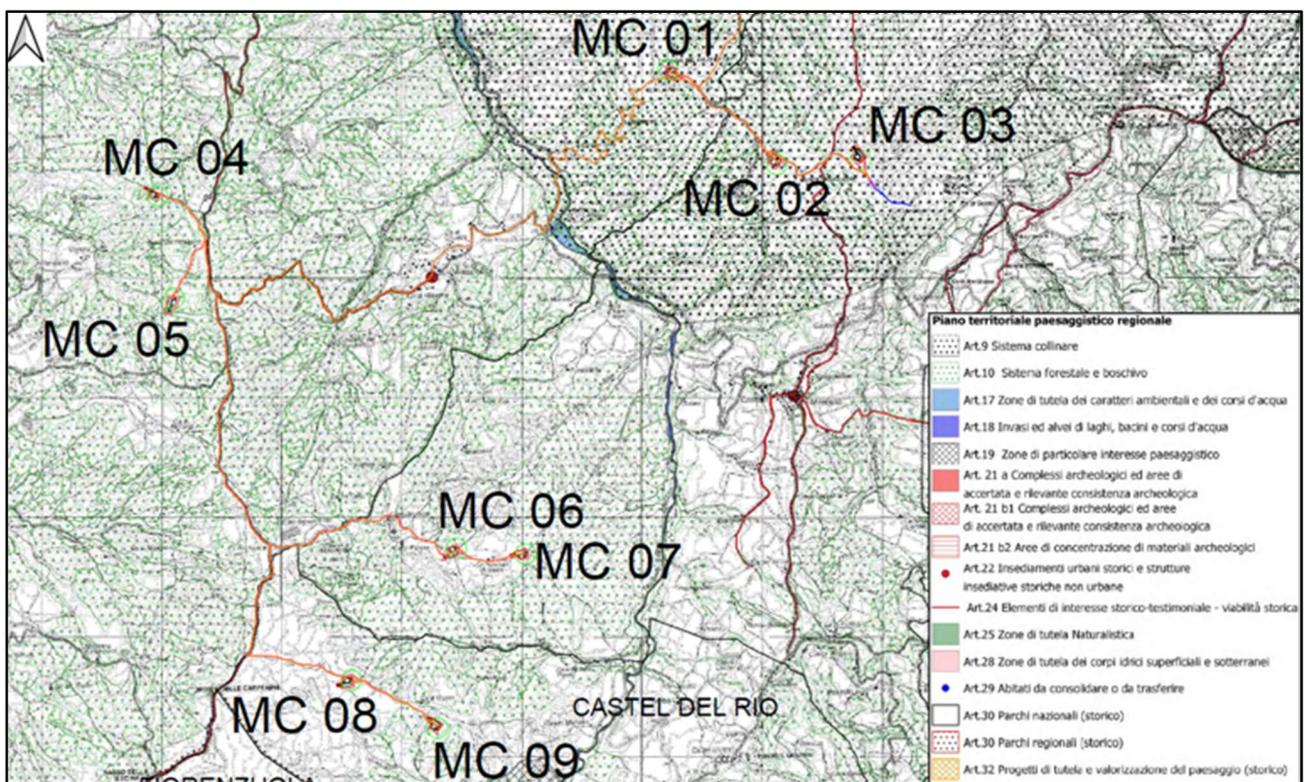
Nella **Figure 11.3.2** viene rappresentato il layout di impianto con riferimento agli suddetti strumenti di tutela provinciale. Gli indirizzi e gli obiettivi del PTCP (Piano Territoriale di Coordinamento Provinciale) sono stati implementati nel più recente PTM (Piano Territoriale Metropolitan), come meglio descritto nel paragrafo 8.2 della “MCSA129 Relazione paesaggistica”.

Dall’analisi del livello provinciale si evidenzia che in prossimità della fascia dei Crinali significativi (Art. 7.6 Crinali, calanchi e dossi che recepisce e integra art. 20 comma 1 lettera a) e commi 2 e 3 del PTPR) sono ubicati gli aerogeneratori MC01, MC02, MC03 e MC04 e parte del cavidotto interrato mentre

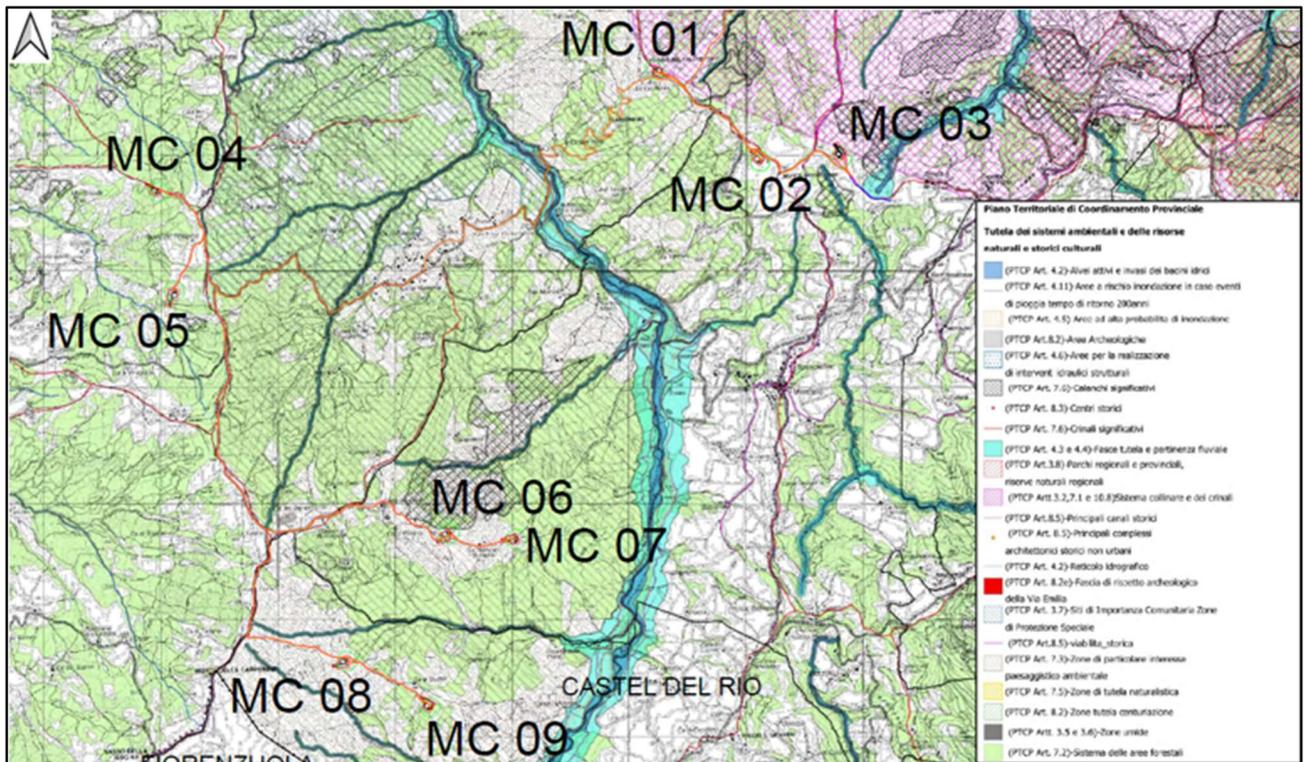
nessun aerogeneratore si trova invece nelle aree dei calanchi, ad eccezione di alcuni tratti della linea 36 kV che collega il parco eolico alla SSE.

In merito alla conformità del progetto l'Art. 7.6 si precisa che il progetto risulta conforme ai sensi del comma 4 del PTCP che ammette "la realizzazione di nuovi impianti per la produzione di energia eolica nei limiti di quanto previsto nel Piano energetico provinciale e con le procedure di valutazione dell'impatto che saranno richieste". Il Piano energetico provinciale ad oggi non è vigente mentre risulta vigente il Piano energetico regionale il quale non prescrive come aree non idonee i crinali.

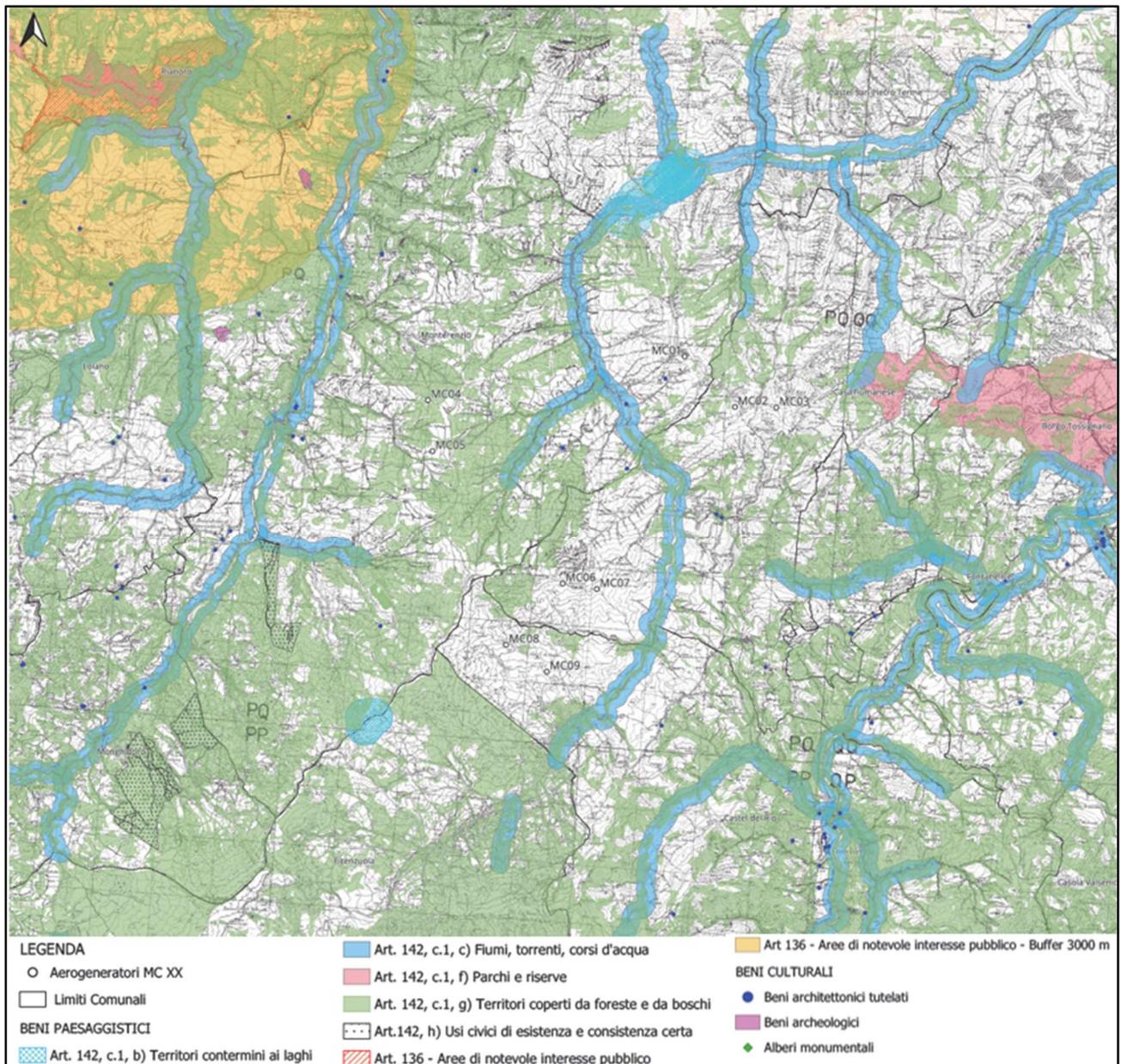
Pertanto, si fa riferimento a quanto prescritto per la valutazione dell'impatto dal D.Lgs. 199/2021 all'articolo 20 comma 8, lettera c-quater) ove vengono individuate le aree idonee per l'installazione di impianti da fonti rinnovabili **Figura 11.3.3** e si rimanda al paragrafo 8.1.2. della "MCSA129 Relazione paesaggistica".



**Figure 11.3.1:** Inquadramento area d'impianto eolico rispetto al PTPR (per maggiori dettagli grafici si richiama l'elaborato MCSA114) – Fonte Regione Emilia-Romagna



**Figura 11.3.2:** Inquadramento area d’impianto eolico rispetto al PTM (per maggiori dettagli grafici si richiama l’elaborato MCSA115) – Fonte Regione Emilia-Romagna



**Figura 11.3.3:** Compatibilità delle opere in progetto con i criteri di localizzazione definiti dal D.lgs. 199.2021 art. 20 comma 8 – lettera c-quater e successive modifiche (per maggiori dettagli grafici si veda l’elaborato “MCSA146”).

Per quanto riguarda la pianificazione comunale l’area d’impianto è localizzata prevalentemente in zona E agricola secondo la zonizzazione del PRG del comune di Monterenzio e in Territorio rurale per quale che riguarda il Piano Strutturale Comunale di Casalfiumanese, Castel del Rio e Castel San Pietro Terme (**Figura 11.3.4**), mentre l’area di trasbordo prevista nel Comune di Castel S. Pietro Terme ricade su Territorio Urbanizzato (**Figura 11.3.5**).

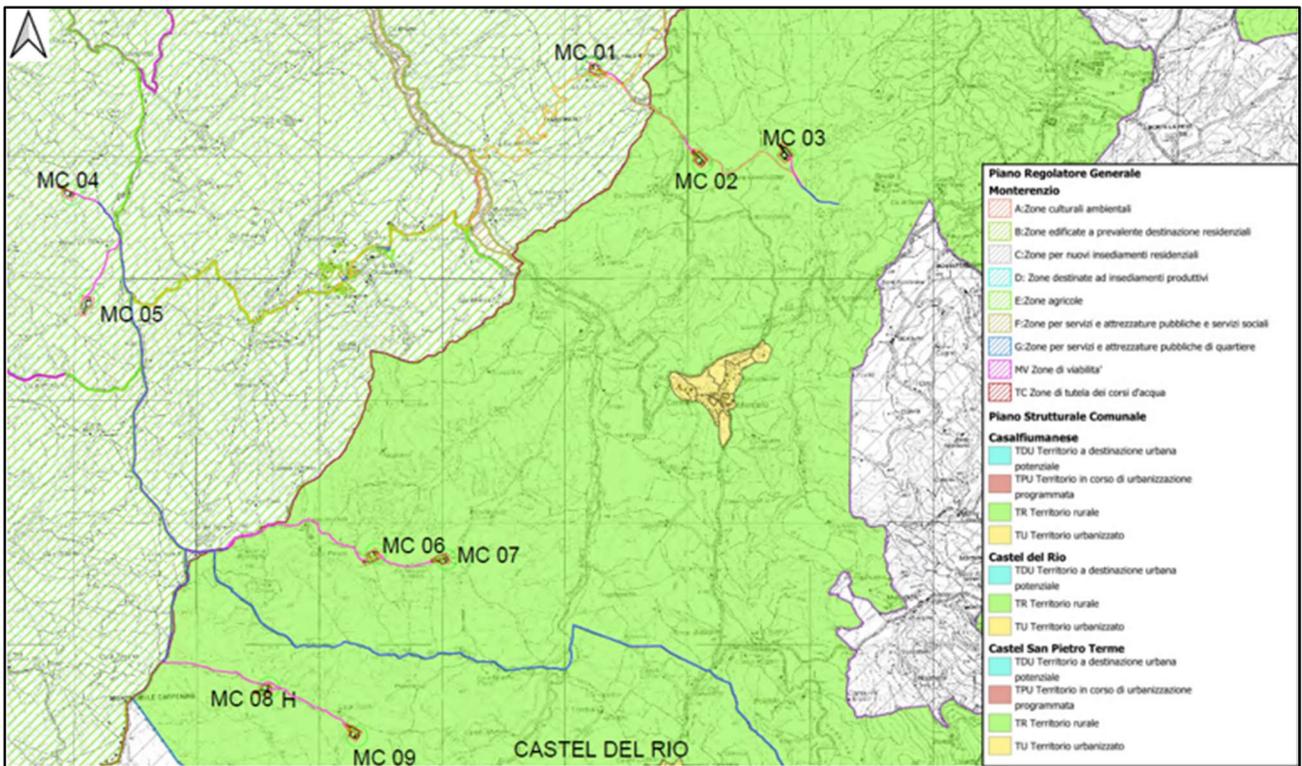


Figura 11.3.4: Inquadramento area d’impianto eolico rispetto agli strumenti urbanistici vigenti (per maggiori dettagli grafici si richiama l’elaborato MCEG014) – Fonte Regione Emilia-Romagna

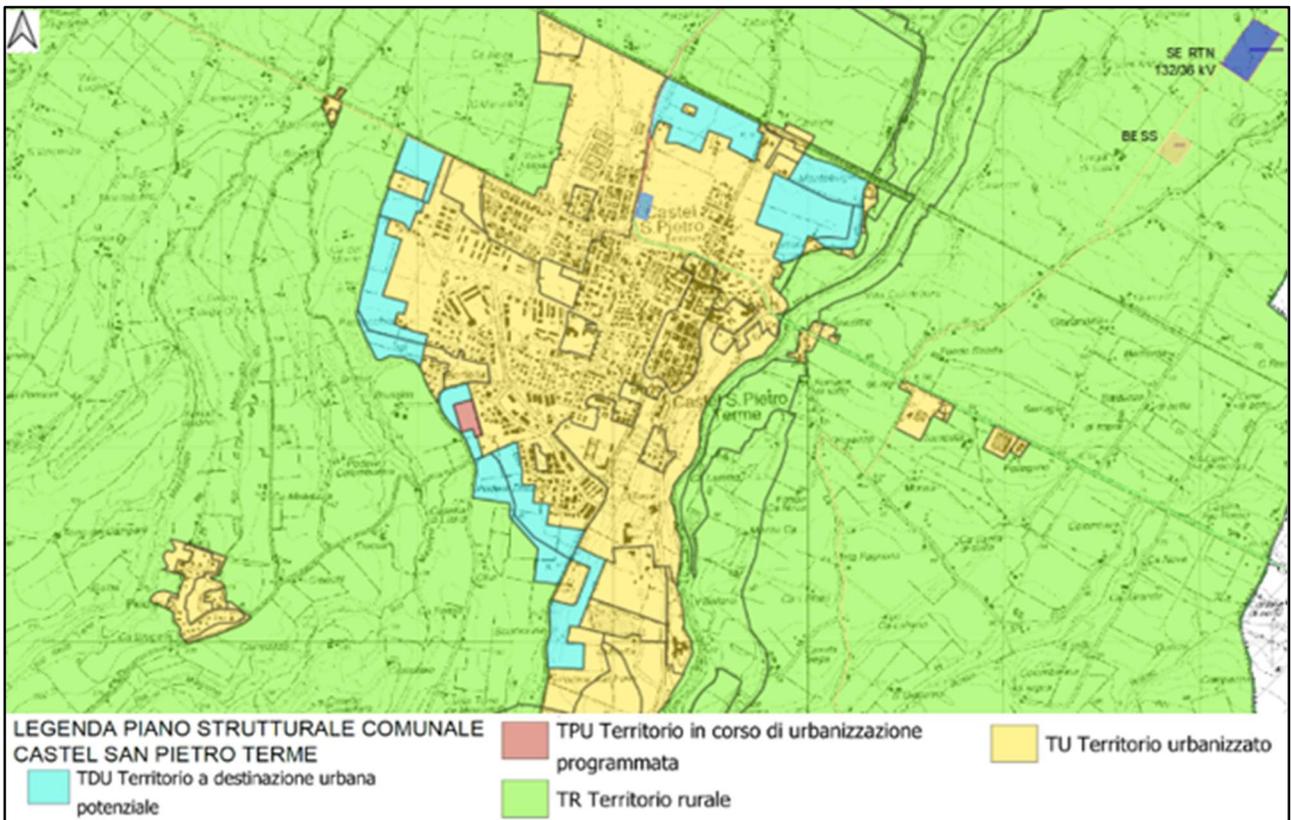
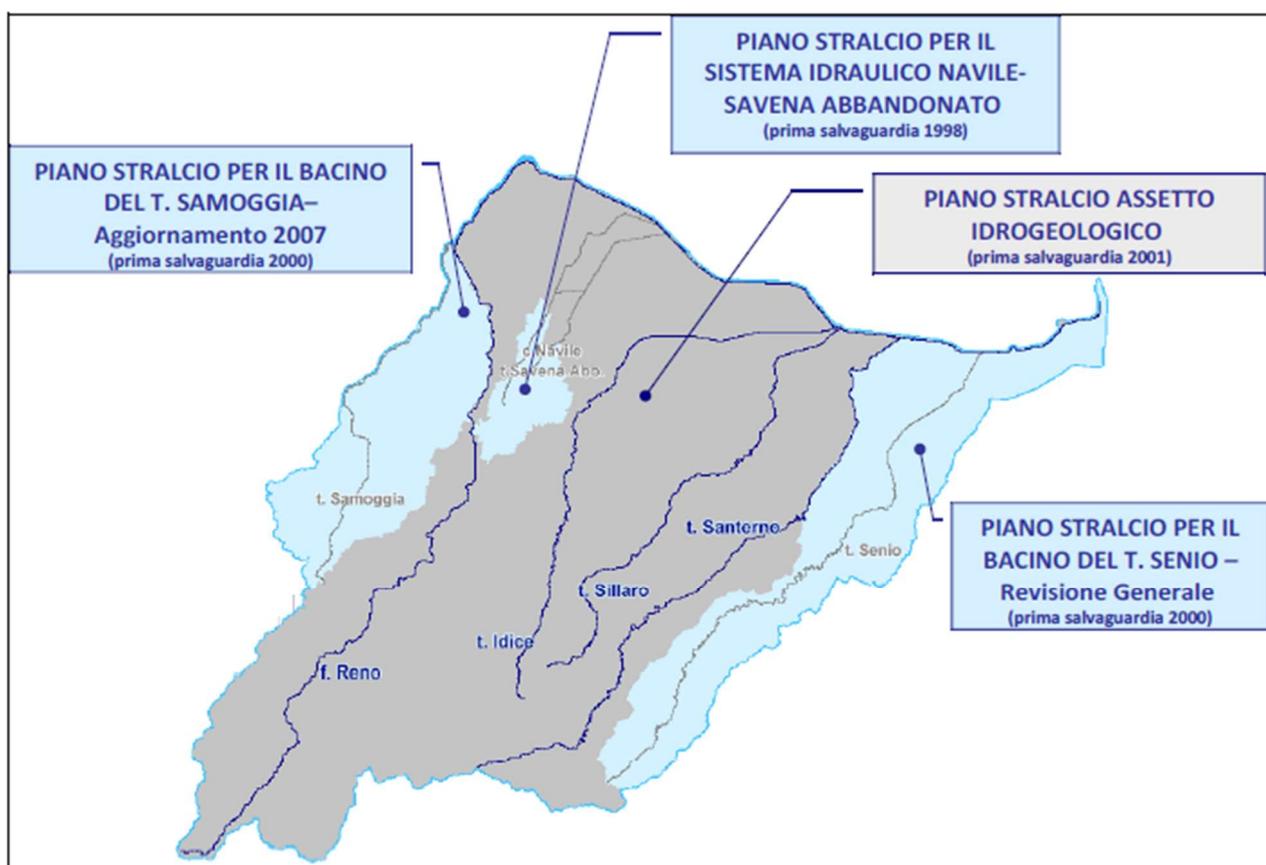


Figura 11.3.5: Inquadramento area di trasbordo e BESS, rispetto agli strumenti urbanistici vigenti (per maggiori dettagli grafici si richiama l’elaborato MCEG014)

#### 11.4. Compatibilità con il Piano per assetto idrogeologico (PSAI Reno)

La zona in esame ricade del territorio dei Comuni di Monterenzio, Casalfiumanese, Castel del Rio e Castel San Pietro (BO). Il bacino idrografico di riferimento è il bacino del fiume Reno, oggetto del Piano Stralcio assetto idrogeologico (PAI) dell'AdB del Reno.

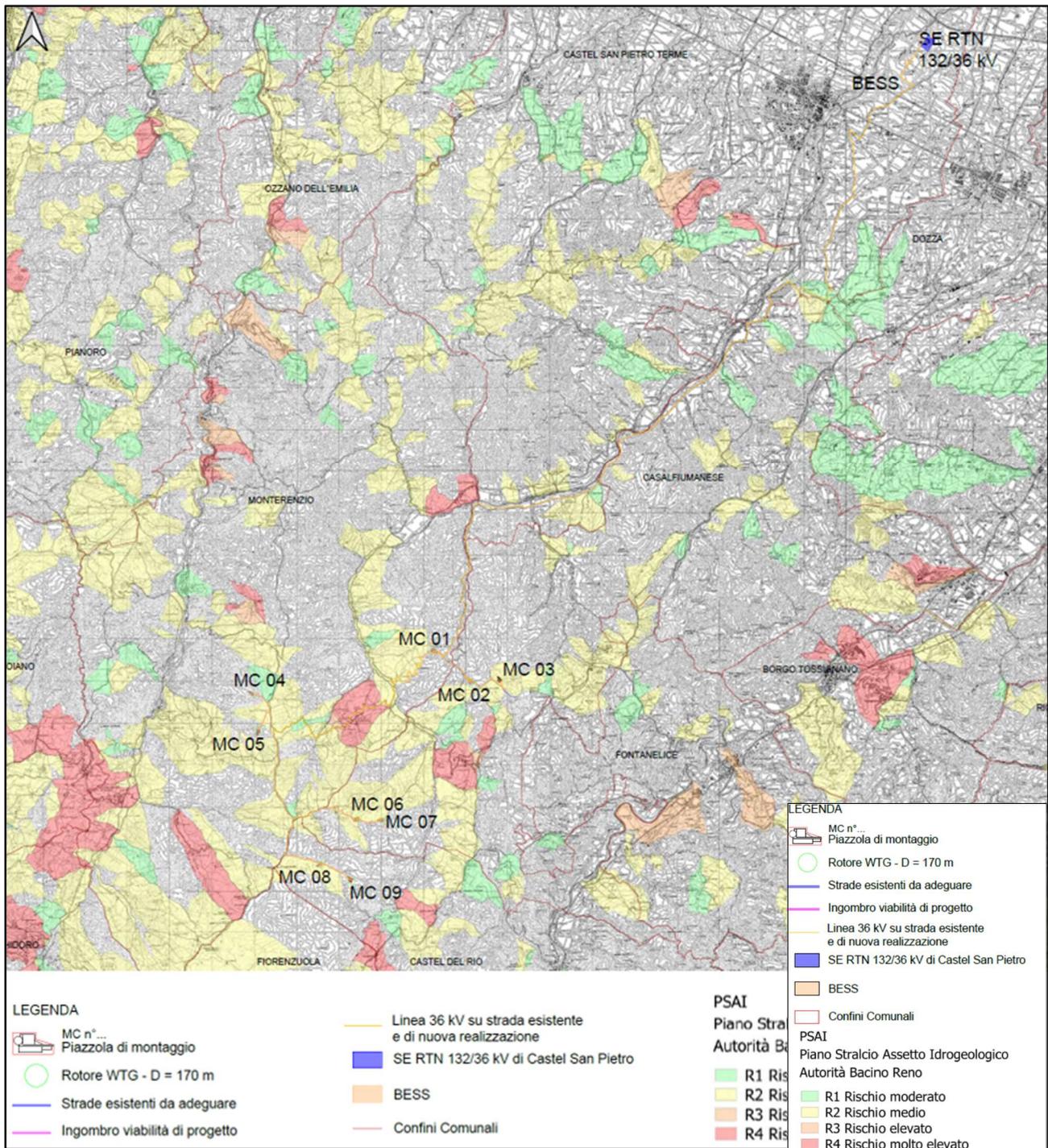
Il Parco eolico "Emilia" interessa principalmente il bacino idrografico del Torrente Sillaro ed in parte del Torrente Idice-Savena vivo.



**Figura 11.4.1:** Bacino idrografico del Fiume Reno e suddivisione della pianificazione del Reno nei quattro piani stralcio di sottobacino

Per quanto riguarda il rischio idraulico e l'assetto della rete idrografica il Progetto di Piano, sulla base degli studi idraulici condotti sulle aste principali, ha individuato le aree ad elevata probabilità di inondazione, cioè inondabili con eventi con tempi di ritorno di 30 o 50 anni, e le fasce di pertinenza fluviale, come risultano combinando i criteri idraulico (aree inondabili per eventi con tempo di ritorno fino a 200 anni), morfologico (i terrazzi idrologicamente connessi) e naturalistico ambientale.

Per il rischio idraulico alcuni elementi di progetto interferiscono con le aree vincolate dal presente Piano come approfondito nel paragrafo 8.1.7. della "MCSA129 Relazione paesaggistica".



**Figura 11.4.2:** Carta dei vincoli PAI su CTR

Per quanto riguarda le frane, dall'analisi della documentazione cartografica risulta che, date le caratteristiche litologiche dei terreni e l'orografia collinare nell'area del "Parco eolico Emilia", sono presenti diverse aree a rischio idrogeologico e precisamente a rischio frana, con livello di rischio differente. Ai sensi del Titolo I – Rischio da frana ed assetto dei versanti, art.5, delle Norme tecniche di attuazione dell'Autorità di Bacino del Fiume Reno, i dissesti vengono raggruppati in:

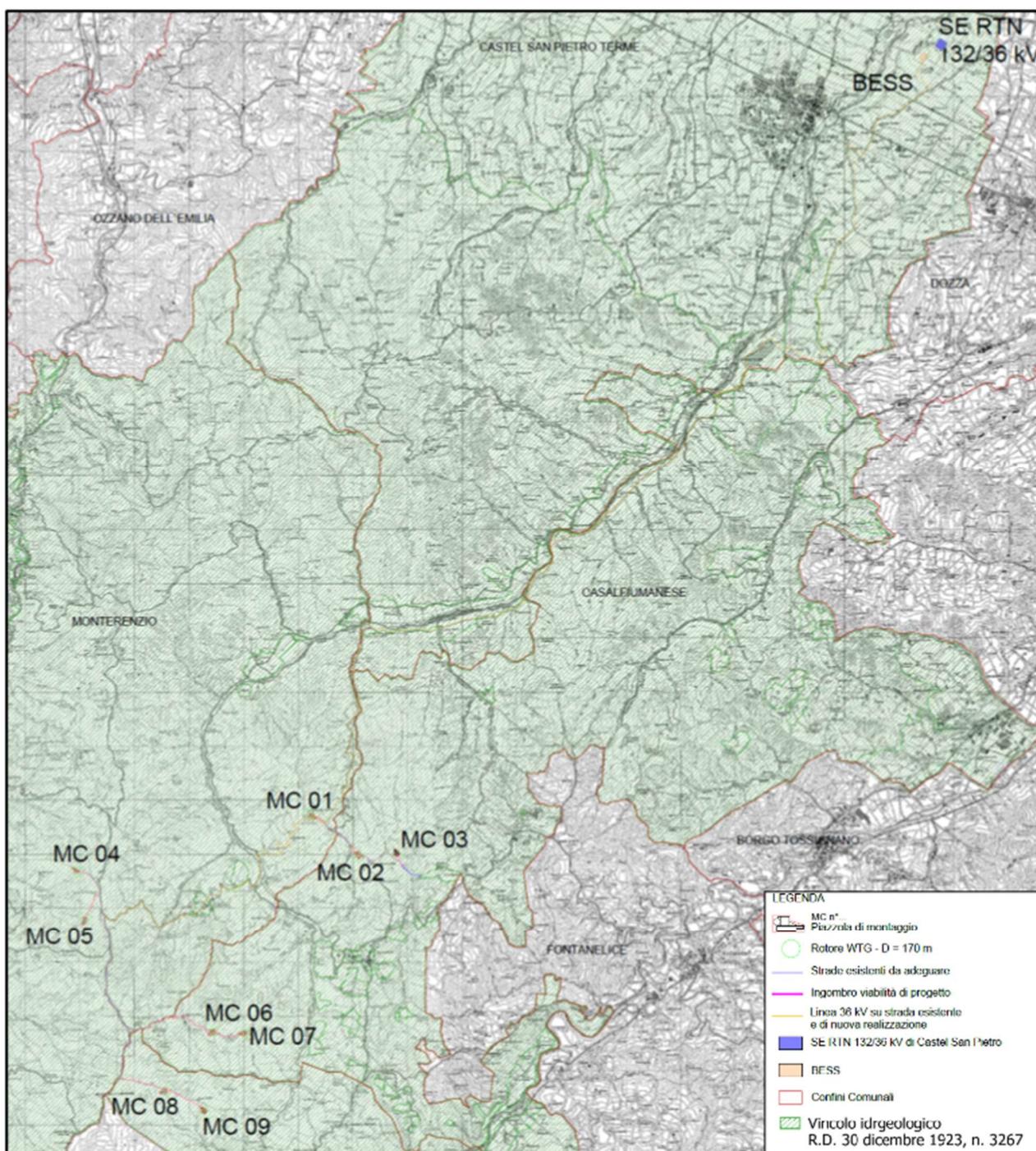
- rischio basso (R1) e moderato (R2)
- rischio molto elevato (R4) ed elevato (R3)

La metodologia utilizzata, oltre alla individuazione delle situazioni di rischio, ha consentito di classificare le unità territoriali di riferimento (U.I.E.) in quattro classi in relazione al diverso grado di rischio: unità a rischio moderato R1, a rischio medio R2, a rischio elevato R3, a rischio molto elevato R4.

Come rappresentato in **Figura 11.4.2**, le opere del parco eolico ricadono in aree a rischio medio (R2).

### 11.5. Compatibilità con il Vincolo Idrogeologico – R.D.L. 3267/23

Ai sensi del R.D.L. 3267/23, l'area del Parco Eolico Emilia ricade interamente all'interno del vincolo idrogeologico (vedi **Fig.11.5.1**).



**Figura 11.5.1:** Carte del vincolo idrogeologico

La realizzazione delle opere accessorie (strade, piazzole) dovrà prevedere l'utilizzato di terreno granulare, avente buone caratteristiche geotecniche e buona permeabilità, tali da garantire la stabilità delle opere stesse.

Sarà necessario effettuare una corretta regimazione delle acque superficiali mediante la realizzazione di canali di sgrondamento e di guardia.

Si precisa tuttavia che le opere in progetto (aerogeneratori, cavidotti, piazzole e strade di accesso) non andranno a variare significativamente il regime delle acque di superficie della zona, né ovviamente ad interferire con il regime delle acque sotterranee non presenti nell'area del Parco.

#### **11.6. Compatibilità con l'uso del suolo**

---

Secondo la classificazione d'uso del suolo realizzata nell'ambito del progetto Corine Land Cover estratta dal portale cartografico ISPRA, nell'area dell'impianto eolico emerge la bassa densità di insediamenti urbani e residenziali per quanto riguarda la parte di progetto relativa agli aerogeneratori (**Figura 11.6.1**) e isolate strutture residenziali per la parte di progetto relativa al BESS e alla SE RTN 132/36 kV di Castel San Pietro Terme (**Figura 11.6.2**).

Nello specifico, osservando l'area d'impianto relativa agli aerogeneratori, si osserva che il parco eolico si sviluppa prevalentemente su terreni caratterizzati da vegetazione arbustiva e arborea in evoluzione e prati e le linee elettriche interrato di collegamento alla SE RTN si localizzano su strade esistenti.

All'interno dell'area d'impianto relativa al BESS e alla SE RTN 132/36 kV di Castel San Pietro Terme si evidenzia principalmente la presenza di colture intensive (**Figura 11.6.2**).

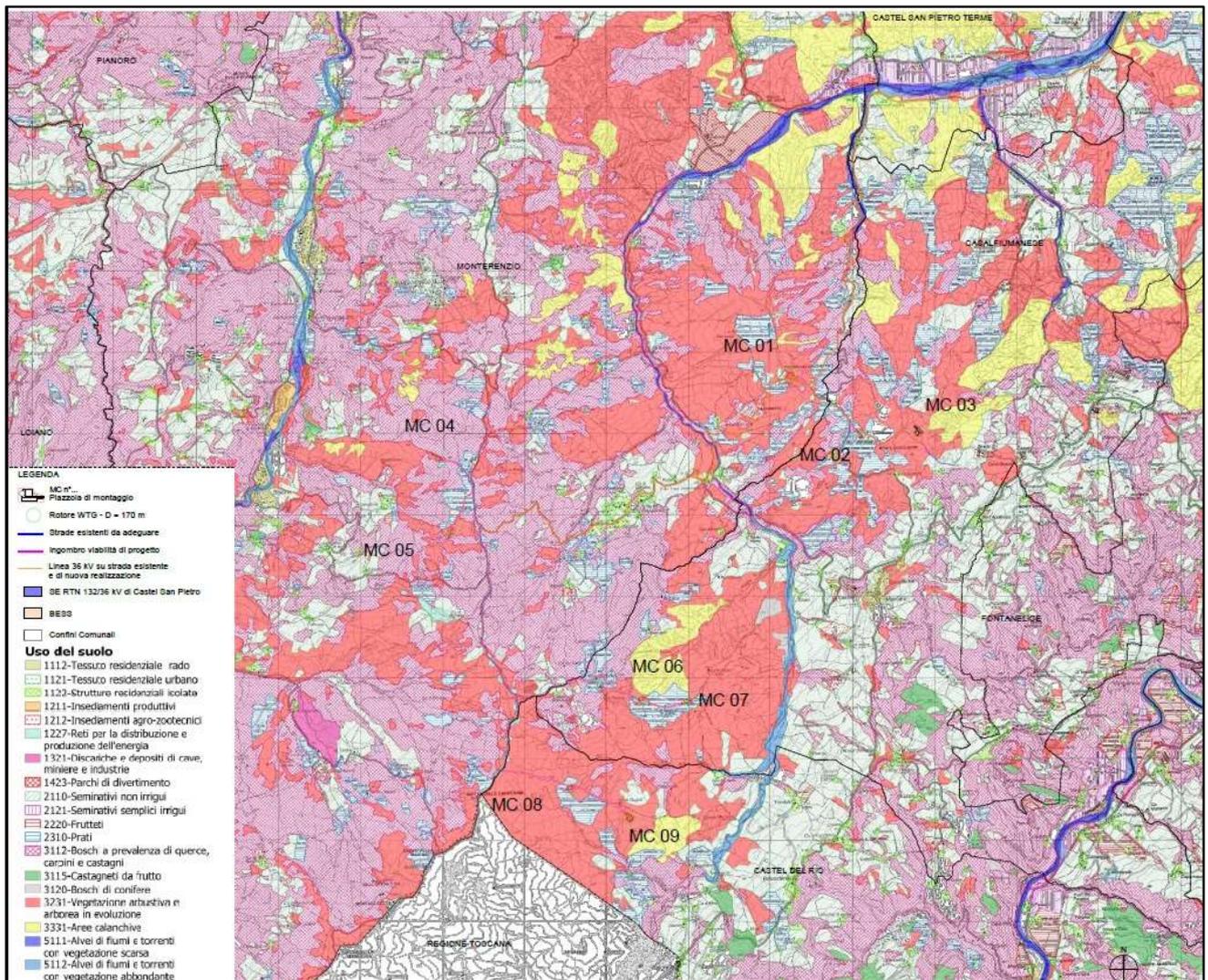
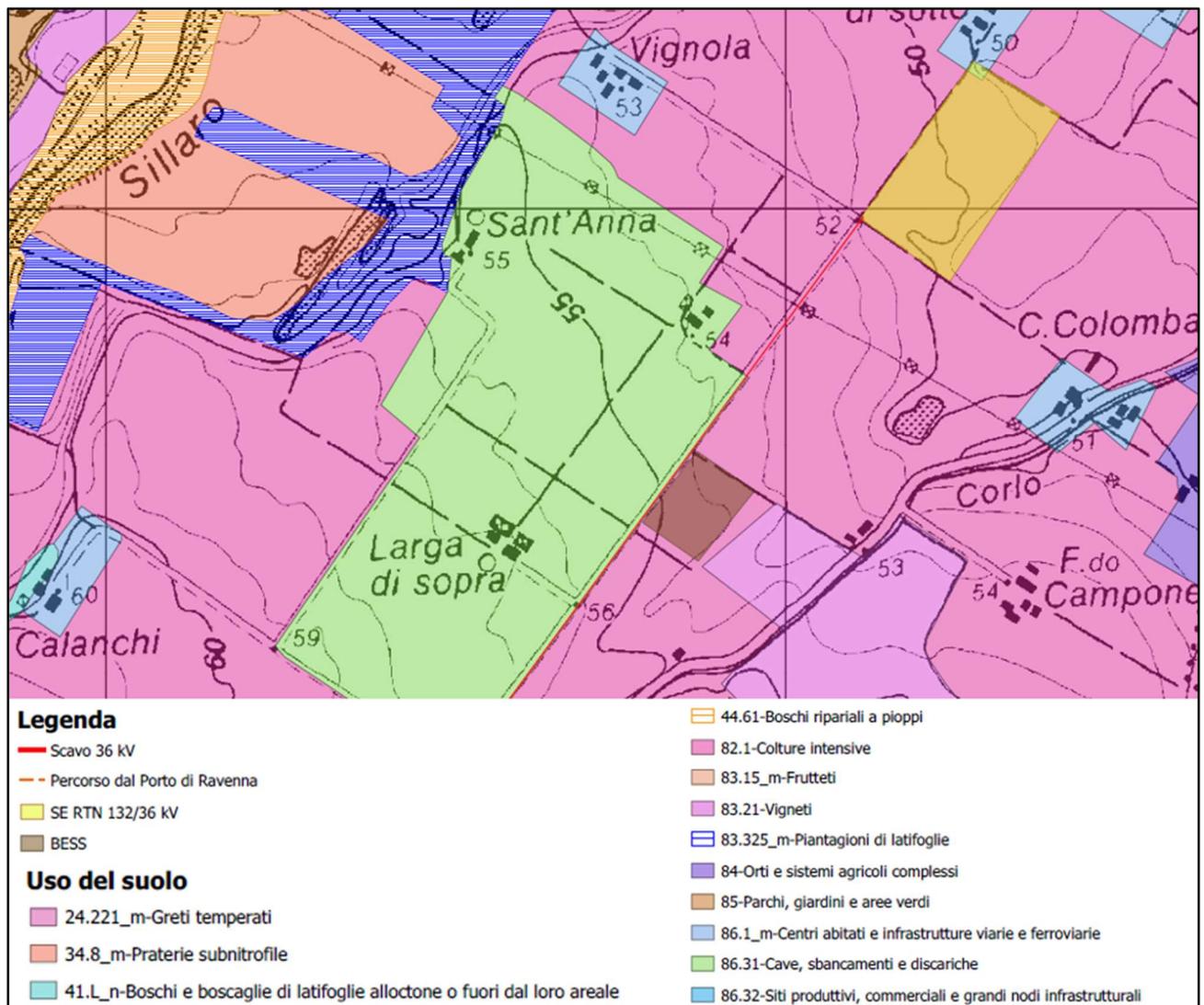


Figura 11.6.1: Classificazione d'uso del suolo area d'impianto per la parte di progetto relativa agli aerogeneratori



**Figura 11.6.2:** Classificazione d’uso del suolo area d’impianto per la parte di progetto relativa al BESS e alla SE RTN 132/36 kV di Castel San Pietro Terme

Per quanto sopra esposto e per quanto argomentato nel documento “MCSA111-Relazione Pedo-agronomica “e nella relazione “MCSA107 Relazione vegetazionale”, l’intervento in progetto risulta compatibile con l’uso del suolo descritto.

## 12. RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE

La realizzazione dell’impianto eolico in progetto oltre ai benefici di carattere ambientale che scaturiscono dall’utilizzo di fonti rinnovabili in termini di un minor numero di barili di petrolio utilizzati e di riduzione di tonnellate di anidride carbonica, anidride solforosa, polveri, e monossidi di azoto immesse in atmosfera, si hanno anche benefici in termini economici.

La realizzazione dell’impianto eolico in progetto e le relative opere di connessione alla rete di Trasmissione Nazionale Terna comporteranno degli effetti positivi a livello di occupazione locale, di tipo diretto e di tipo indotto, durante le tre fasi di vita dell’opera: costruzione, esercizio e dismissione.

L'insieme dei benefici derivanti dalla realizzazione dell'opera possono essere suddivisi in due categorie: quelli derivanti dalla fase realizzativa dell'opera e quelli conseguenti alla sua realizzazione.

In generale, l'eolico genera benefici in termini economici locali, nazionali ed internazionali, supportando lo sviluppo della manodopera locale, la creazione di posti di lavoro sia dal lato del produttore/investitore sia indirettamente tramite i fornitori.

Dallo studio congiunto ANEV - Uil sul potenziale occupazionale è emerso che, qualora in Italia si installassero 19.300 MW di impianti eolici, si contribuirebbe a incrementare l'occupazione con 67.200 posti di lavoro, distribuiti in buona percentuale nel Meridione, dove la disoccupazione è maggiore. In Italia l'eolico crea ogni anno un flusso finanziario di circa 3,5 miliardi di euro fra investimenti diretti e indiretti e conta oggi oltre 27.000 addetti.

Partendo da questo dato, l'impianto eolico Emilia, avendo una potenza di 54 MW e 25 MW di sistema di accumulo, contribuirebbe ad incrementare l'occupazione con circa 200 posti di lavoro durante la fase di progettazione e realizzazione.

Nello specifico, in corso di realizzazione dei lavori si determineranno:

- a) Incremento delle attività legate alla costruzione e ad essa correlata a breve termine per la popolazione residente e influenza sulle prospettive a medio-lungo periodo sulle professionalità che si verranno a creare per esperienza indotta:
  - Esperienze professionali generate;
  - Specializzazione di mano d'opera locale;
  - Qualificazione imprenditoriale spendibile in attività analoghe future, anche fuori zona, o in settori diversi;
  - Fornitura di materiali locali;
  - Noleggio di macchinari;
- b) Domanda di servizi e di consumi generata dalla ricaduta occupazionale con potenziamento delle esistenti infrastrutture e sviluppo di nuove attrezzature:
  - Alloggi per maestranze e tecnici fuori sede e loro familiari;
  - Ristorazione;
  - Ricreazione;
  - Commercio al minimo di generi di prima necessità, ecc.

Tali benefici si vedranno soprattutto durante la fase di realizzazione delle opere e in maniera minore ma

costante per tutta la vita utile dell'opera.

Inoltre, le esperienze professionali e tecniche maturate in tale fase risulteranno un valore a lungo termine per gli addetti locali che verranno coinvolti in quanto potrà essere impiegata per ulteriori iniziative dato il crescente interesse nei confronti dell'utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia e del crescente numero di installazioni di tal genere.

Ad impianto in esercizio, ci saranno opportunità di lavoro nell'ambito delle attività di monitoraggio, telecontrollo e manutenzione del parco eolico, svolte da ditte specializzate che spesso cercano di impiegare personale locale.

Sul territorio nazionale sono installati 7.289 aerogeneratori di varia taglia per un totale di potenza installata pari a 10.619 MW; la quota di energia prodotta nel 2020 è stata di circa 18,06 TWh, pari al fabbisogno di 21 milioni circa di persone.

Da questo dato si può ipotizzare dunque che tale impianto eolico in esercizio consentirà l'occupazione stabile di circa 40 persone.

	AEROGENERATORI		POTENZIALE AL 2030		CRESCITA 2021	KW	
	MW	N°	MW	N° occupati	rispetto al 2020	per abitante	per Km <sup>2</sup>
<b>PUGLIA</b>	2.680	1.615	2.900	11.614	4,03%	0,662	137,148
<b>SICILIA</b>	1.992	1.574	2.300	6.800	5,37%	0,353	77,112
<b>CAMPANIA</b>	1.751	1.196	2.300	8.638	2,34%	0,229	128,078
<b>BASILICATA</b>	1.333	713	1.800	4.355	9,45%	1,730	132,330
<b>CALABRIA</b>	1.139	624	1.900	4.586	1,84%	0,505	74,826
<b>SARDEGNA</b>	1.094	753	2.100	6.765	1,37%	0,480	45,394
<b>MOLISE</b>	380	321	900	3.166	0,53%	1,171	85,182
<b>ABRUZZO</b>	281	250	1.000	3.741	-6,05%	0,177	25,941
<b>TOSCANA</b>	144	88	500	2.289	-0,31%	0,033	6,245
<b>LIGURIA</b>	88,4	56	300	1.061	24,21%	0,032	16,321
<b>LAZIO</b>	60	30	800	5.548	-15,00%	0,010	3,482
<b>EMILIA ROMAGNA</b>	40	36	300	771	3,80%	0,004	1,759
<b>PIEMONTE</b>	19	9	250	1.145	-2,70%	0,004	0,729
<b>ALTRE</b>	35	21	1.000	5.521	1,13%	0,001	0,580
<b>OFFSHORE</b>	0	0	950	1.200	0,00%	-	-
<b>TOTALE</b>	<b>11.035</b>	<b>7.286</b>	<b>19.300</b>	<b>67.200</b>	<b>3,77%</b>	<b>0,219</b>	<b>30,670</b>

**Tabella 12.1:** Distribuzione per Regioni degli impianti eolici in Italia, potenziale al 2030 e crescita annuale (Fonte Anev)

Nel Gennaio 2008 l'ANEV e la UIL hanno sottoscritto un Protocollo di Intesa, rinnovato nel 2010, 2012 e nel 2014, finalizzato alla predisposizione di uno studio congiunto, che delineasse uno scenario sul panorama occupazionale relativo al settore dell'eolico. Lo studio si configura come un'elaborazione approfondita del reale potenziale occupazionale, verificando a fondo gli aspetti della crescita prevista del comparto industriale, delle società di sviluppo e di quelle di servizi. In particolare, sono state considerate le ricadute occupazionali dirette e indotte nei seguenti settori. L'analisi del dato conclusivo relativo al potenziale eolico, trasposto in termini occupazionali dall'ANEV rispetto ai criteri utilizzati genericamente in letteratura, indica un potenziale occupazionale al 2030 in caso di realizzazione dei 19.300 MW previsti di 67.200 posti di lavoro complessivi.

Tale dato è divisibile in un terzo di occupati diretti e due terzi di occupati dell'indotto. L'applicazione della metodologia ANEV e UIL stima ad oggi circa 16.000 unità di lavoratori nel settore eolico in Italia; lo stesso valore è stato ottenuto con un'altra metodologia elaborata da Deloitte per conto di Wind Europe, confermando l'accuratezza della stima.

	SERVIZI E SVILUPPO	INDUSTRIA	GESTIONE E MANUTENZIONE	TOTALE	DIRETTI	INDIRETTI
<b>PUGLIA</b>	35	4.271	3.843	11.614	2.463	9.151
<b>CAMPANIA</b>	3.192	1.873	3.573	8.638	2.246	6.392
<b>SICILIA</b>	2.987	1.764	2.049	6.800	2.228	4.572
<b>SARDEGNA</b>	3.241	1.234	229	6.765	2.111	4.654
<b>MARCHE</b>	987	425	1.263	2.675	965	171
<b>CALABRIA</b>	2.125	740	1.721	4.586	1.495	3.091
<b>UMBRIA</b>	987	321	806	2.114	874	124
<b>ABRUZZO</b>	1.758	732	1.251	3.741	1.056	2.685
<b>LAZIO</b>	2.487	1.097	1.964	5.548	3.145	2.403
<b>BASILICATA</b>	1.784	874	1.697	4.355	2.658	1.697
<b>MOLISE</b>	1.274	496	1.396	3.166	1.248	1.918
<b>TOSCANA</b>	1.142	349	798	2.289	704	1.585
<b>LIGURIA</b>	500	174	387	1.061	352	709
<b>EMILIA ROMAGNA</b>	367	128	276	771	258	513
<b>ALTRE</b>	300	1.253	324	1.877	211	1.666
<b>OFFSHORE</b>	529	203	468	1.200	548	652
<b>TOTALE</b>	<b>27.417</b>	<b>16.205</b>	<b>23.388</b>	<b>67.200</b>	<b>22.562</b>	<b>44.638</b>

**Tabella 12.2:** Distribuzione per Regioni degli occupati (diretti e indiretti) nel settore eolico in Italia (*Fonte Anev*)

Per la fase di esercizio, per l'Emilia-Romagna, in base all'obiettivo di potenziale eolico al 2030, si deduce un numero di addetti al settore eolico siano almeno 770 per circa 300 MW da installare che corrisponde a 2,5 addetti/MW di cui 0,8 addetti/MW diretti e 1,7 addetti/MW.

Per l'impianto in progetto, sulla base di tali considerazioni, nella **fase di esercizio** si avranno 44 addetti diretti e 92 addetti indiretti per un totale di 136 addetti,

Per la fase di realizzazione e dismissione, in base all'esperienza maturata nel settore e considerando che molti degli addetti sono rappresentati dalle competenze tecniche e professionali che svolgono lavoro progettuale a monte della realizzazione dell'impianto eolico, si assume che gli addetti diretti in fase realizzazione per un impianto eolico costituito da 9 aerogeneratori da 6 MW di potenza complessiva di 54 MW e un sistema di accumulo di energia da 25 MW saranno i seguenti:

- 20 addetti in fase di progettazione dell'impianto.
- 60 addetti in fase di realizzazione dell'impianto;
- 30 addetti in fase di dismissione.

Nello specifico si avrà una distribuzione delle mansioni come riportato nella tabella seguente:

Fasi del progetto											Totale
<b>Progettazione*</b>		Ingegneri	Amministrazione	Geologo	Attre discipline tecniche specialistiche						
		10	2	1	7						20
<b>Costruzione *</b>	Servizi ingegneria	8	2	1	5						16
	Esecuzione (Tecnici e operai)	DL/RL/CSE	Lavori Civili	Lavori Meccanici	Lavori Elettrici						
		5	20	15	20						60
<b>Esercizio</b>		Monitoraggio da remoto Impianto eolico	Controlli e manutenzione opere civili e meccaniche Impianto eolico	Verifiche elettriche Impianto eolico	Monitoraggio da remoto Dorsali MT	Controlli e manutenzione Dorsali MT	Verifiche elettriche Dorsali MT	Monitoraggio da remoto impianti d'utenza (BESS)	Controlli e manutenzione impianti d'utenza (BESS)	Verifiche elettriche impianti d'utenza (BESS)	
		10	8	8	3	3	3	3	3	3	44
<b>Dismissione*</b>		DL/RL/CSE	Lavori Civili	Lavori Meccanici	Lavori Elettrici						
		5	10	10	5						30

\*Gli addetti indicati si occuperanno dell'impianto eolico, della dorsale MT e impianti d'utenza

**Tabella 12.1:** distribuzione addetti diretti per competenze e ambiti

### 12.1. Risvolti sulle realtà locali

L'impianto diverrà, inoltre, un luogo di lavoro permanente per tutta la vita utile dello per cui si prevedranno visite di operatori tecnici specializzati e non che indurranno un incremento di richiesta di alloggi e servizi contribuendo ad un ulteriore incremento di benefici in termini di entrata di ricchezza.

Le opere di compensazione ambientali preliminari ipotizzate avranno un coinvolgimento diretto con le comunità locali e andranno ad avere un importo positivo su tutti gli aspetti sociali, occupazionali ed economici:

- Rinnovamento e miglioramento del sistema viario in prossimità delle aree dell'impianto eolico e

relative opere di connessione alla rete RTN;

- Formazione presso le scuole in materia di fonti rinnovabili e della green energy attraverso il coinvolgimento delle scuole e /o visite guidate sul territorio per avvicinare la popolazione all'impianto eolico;
- Formazione per la creazione di competenze specifiche per il possibile inserimento lavorativo nel settore delle rinnovabili;
- Recupero e miglioramento di terreni abbandonati per compensare l'occupazione del suolo con le opere dell'impianto;
- Supporto alla Cultura locale e al decoro dei centri storici dei Comuni interessati dalle opere;
- Supporto allo sviluppo dell'agricoltura biologica e al risparmio energetico in ambito agricolo;
- Creazioni di comunità energetica nell'ottica di condividere il valore dell'impianto eolico;
- Sostegno allo sviluppo e diffusione della biodiversità sul territorio interessato dalle opere;
- Inerbimento delle scarpate e dei rilevati e piantumazione di alberi lungo i perimetri della sottostazione.

Inoltre, la presenza dell'impianto eolico contribuirà ancor più a far familiarizzare le persone con l'uso di tecnologie moderne per la produzione dell'energia da fonti rinnovabili e sensibilizzare ulteriormente i temi della salvaguardia e del rispetto dell'ambiente.

### **13. INQUADRAMENTO NORMATIVO ED AUTORIZZATIVO**

---

Il progetto in esame è stato elaborato sulla base della normativa europea, nazionale e regionale vigente con particolare riferimento a quella della Regione Emilia-Romagna si ritiene sia compatibile con tali strumenti.

*I riferimenti sotto citati possono non essere esaustivi, pertanto, ulteriori disposizioni di legge e norme in materia si considerano applicate anche se non indicate.*

#### **13.1. NORMATIVA DI RIFERIMENTO**

---

Di seguito si riporta l'elenco delle norme di riferimento.

##### **Settore energetico – Livello Nazionale:**

- D.L. 50 del 17 Maggio 2022 n. 50 (Decreto Aiuti);
- D.Lgs. 199/2021 e s.m.i. – art. 20 comma 8 lettera c-quarter (Aree idonee per le installazioni di impianti eolici);
- D.P.R. 24 maggio 1988, n.203 (“Attuazione delle direttive CEE nn. 80/779, 82/884 e 85/203

- concernenti norma in materia di qualità dell'aria, relativamente a specifici agenti inquinanti, e di inquinamento prodotto dagli impianti industriali, ai sensi dell'art. 15 della L. 16 aprile 1987, n. 183”);
- L. 9 gennaio 1991 n.9, concernente la parziale liberalizzazione della produzione di energia elettrica;
  - L. 9 gennaio 1991 n.10, concernente la promozione del risparmio di energia e dell'impiego di fonti rinnovabili;
  - delibera CIPE 126/99 del 6 agosto 1999 "Libro bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili", con il quale il Governo italiano individua gli obiettivi da percorrere per ciascuna fonte;
  - Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (“Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica”);
  - legge 1° giugno 2001, n.120 "Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici", tenutosi a Kyoto l'11 dicembre 1997”;
  - D.Lgs 7 febbraio 2002 contenente misure urgenti per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale. Tale decreto, conosciuto come "Decreto Sblocca centrali", prende avvio dalla constatata necessità di un rapido incremento della capacità nazionale di produzione di energia elettrica;
  - D.Lgs 29 dicembre 2003, n. 387 e s.m.i. "Attuazione della direttiva 2001/77/CE (oggi sostituita e modificata dalla Direttiva 2009/28/CE) relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità”;
  - D.M. 23.6.2016, con riferimento agli impianti eolici di grossa taglia e di nuova realizzazione, prevedeva che gli stessi potessero essere incentivati a seguito di aggiudicazione delle procedure competitive di asta al ribasso.
  - L. n. 99/2009, conversione del cosiddetto DDL Sviluppo, stabilisce le "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia”;
  - D. Lgs 8 luglio 2010 n. 105 "Misure urgenti in materia di energia" così come modificato dalla L. 13 agosto 2010 n.129 "Conversione in legge, con modificazioni, del D.Lgs. 8 luglio 2010, n. 105, recante misure urgenti in materia di energia. Proroga di termine per l'esercizio di delega legislativa in materia di riordino del sistema degli incentivi”;
  - D.M. 10 settembre 2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili ", in cui sono definite le linee guida nazionali per lo svolgimento del procedimento unico ex art. 12 del d.lgs. 387/2003 per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti

di produzione di elettricità da fonti rinnovabili, nonché linee guida per gli impianti stessi;

- D. Lgs. 3 marzo 2011, n.28, “Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell’uso dell’energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE”.

**A livello regionale sono stati considerati i seguenti riferimenti normativi:**

- Delibera dell'Assemblea regionale del 26 luglio 2011 n.51 della Regione Emilia- Romagna – Aree non idonee FER;
- Piano energetico regionale - approvato con Delibera dell'Assemblea legislativa n. 111 del 1 marzo 2017;
- P.T.C.R. (Piano Territoriale di Coordinamento Regionale) della Regione Emilia Romagna;
- PTM (Piano Territoriale Metropolitano) della Città Metropolitana di Bologna;
- Piano dell’Autorità di Bacino del Fiume Reno;
- I decreti relativi all'insussistenza di usi civici nei comuni della regione Emilia-Romagna.
- Vincolo Idrogeologico ai sensi del R.D.L. 3267/23, L.R. 18/01/2000 n°6 e Deliberazione del Consiglio Regionale n.283 del 23/7/1986;

**Elettrodotti, linee elettriche, sottostazioni e cabine di trasformazione:**

- Regio Decreto 11 dicembre 1933, n. 1175 (“Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici”);
- Decreto del Presidente della Repubblica 18 marzo 1965, n. 342 (“Norme integrative della legge 6 dicembre 1962, n. 1643 e norme relative al coordinamento e all'esercizio delle attività elettriche esercitate da enti ed imprese diversi dall'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica”);
- Legge 28 giugno 1986, n. 339 (“Nuove norme per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne”);
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 23 aprile 1992 (“Limiti massimi di esposizione ai campi elettrico e magnetico generati alla frequenza industriale nominale (50 Hz) negli ambienti abitativi e nell’ambiente esterno”);
- Decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112 (“Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59”);
- Legge 22 febbraio 2001, n. 36 (“Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici”);
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 8 luglio 2003 (“Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati

- dagli elettrodotti”);
- Norme CEI 11-1, Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
  - Norme CEI 11-17, Impianti di produzione, trasmissione, e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo;
  - Norme CEI 11-32, Impianti di produzione di energia elettrica connessi ai sistemi di III categoria;
  - Norme CEI 64-8, Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
  - Norme CEI 103-6, Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell’induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto;
  - CEI 211-4 “Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche”;
  - 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 a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici generati a frequenze di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti” – G.U. n. 200 del 29/08/03;
  - Legge 22 febbraio 2001, n. 36 – “Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici” – G.U. n. 55 del 07/03/2001, e relativo regolamento attuativo;
  - Decreto Legislativo 19 novembre 2007, n. 257 – G.U. n. 9 dell’11 gennaio 2008
  - Delibera Autorità per l’Energia elettrica ed il gas 34/05, Disposizioni in merito alla vendita di energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili;
  - Delibera Autorità per l’Energia elettrica ed il gas 281/05, Disposizioni in merito alle modalità di connessioni alle reti con obbligo di connessione di terzi;
  - Delibera Autorità per l’Energia elettrica ed il gas 182/06, Modificazioni della delibera 04/05 in merito ai metodi di rilevazione delle misure di energia per i punti di immissione e prelievo;
  - DM 21/03/88 "Disciplina per la costruzione delle linee elettriche aeree esterne" e successive modifiche ed integrazioni;
  - Circolare Ministero Ambiente e Tutela del Territorio DSA/2004/25291 del 14/11/04 in merito ai criteri per la determinazione della fascia di rispetto;
  - DM 29/05/08 “Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti”;
  - D.M.LL.PP 21/03/88 n° 449 “Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l’esecuzione e l’esercizio delle linee elettriche aeree esterne”;
  - D.M.LL.PP 16/01/91 n° 1260 “Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e l’esercizio delle linee elettriche aeree esterne”;

- D.M.LL.PP. 05/08/98 “Aggiornamento delle norme tecniche per la progettazione, esecuzione ed esercizio delle linee elettriche esterne”;
- Artt. 95 e 97 del D.Lgs n° 259 del 01/08/03;
- Circola Ministeriale n. DCST/3/2/7900/42285/2940 del 18/02/82 “Protezione delle linee di telecomunicazione per perturbazioni esterne di natura elettrica – Aggiornamento delle Circolare del Mini. P.T. LCI/43505/3200 del 08/01/68;
- Circolare “Prescrizione per gli impianti di telecomunicazione allacciati alla rete pubblica, installati nelle cabine, stazioni e centrali elettriche AT”, trasmessa con nota Ministeriale n. LCI/U2/2/71571/SI del 13/03/73;
- Delibera AEEG 168/03 Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- Delibera AEEG 05/04 Intimazione alle imprese distributrici ad adempiere alle disposizioni in materia di servizio di misura dell'energia elettrica in corrispondenza dei punti di immissione di cui all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5/04;
- Delibera AEEG ARG/elt 98/08 Verifica del Codice di trasmissione e di dispacciamento in materia di condizioni per la gestione della produzione di energia elettrica da fonte eolica;
- Delibera AEEG ARG/elt 99/08 Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA);
- Delibera AEEG ARG/elt 04/10 Procedura per il miglioramento della prevedibilità delle immissioni dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili relativamente alle unità di produzione non rilevanti;
- Delibera AEEG ARG/elt 05/10 “Condizioni per il dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili”;
- Codice di Rete TERNA.

### **Opere civili**

- Legge 5 novembre 1971, n. 1086 (“Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica”);
- D.M. LL.PP. 9 gennaio 1996 (“Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione ed il collaudo delle strutture in cemento armato, normale e precompresso e per le strutture metalliche”);
- D.M. LL.PP. 16 gennaio 1996 (“Norme tecniche relative ai Criteri generali per la verifica di

sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi").

- Legge 2 febbraio 1974, n. 64 ("Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche");
- D.M. LL.PP. 16 gennaio 1996 ("Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche");
- Ordinanza 3431 Presidenza del Consiglio dei Ministri del 03.05.2005 Ulteriori modifiche ed integrazioni all'ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003, recante "Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica".
- D.M. LL.PP. 11 marzo 1988 ("Norme tecniche riguardanti le indagini sui terreni e sulle rocce, la stabilità dei pendii naturali e delle scarpate, i criteri generali e le prescrizioni per la progettazione, l'esecuzione e il collaudo delle opere di sostegno delle terre e delle opere di fondazione" e successive istruzioni).
- Consiglio Nazionale delle Ricerche – Norme tecniche n. 78 del 28 luglio 1980, Norme sulle caratteristiche geometriche delle strade extraurbane;
- Consiglio Nazionale delle Ricerche – Norme Tecniche n° 90 del 15 aprile 1983;
- D.M. 05/11/2001 Norme funzionali e geometriche per la costruzione delle strade e successive modifiche e integrazioni (D.M. 22/04/2004);
- D.M. 19/04/2006 Norme funzionali e geometriche per la costruzione delle intersezioni stradali;
- Specifiche Tecniche del fornitore degli aerogeneratori in merito alla viabilità e alle piazzole;
- D.M. 17 Gennaio aggiornamento delle "Norme tecniche per le costruzioni").

### **13.2. PROCEDIMENTO AUTORIZZATIVO**

---

Il rilascio dell'autorizzazione unica (art. 12 del D. Lgs. 387/2003) deve avvenire entro il termine di 180 gg. dalla domanda secondo le fasi di seguito riportate:

- I. istanza al Ministero della Transizione Ecologica e per il rilascio del Provvedimento unico in materia ambientale (art.27 D.Lgs.152/2006) che di concerto con il Ministero dei Beni e delle attività Culturali e del Turismo, trattandosi di progetto ricadente al punto 2 dell'elenco di cui all'allegato II alla Parte Seconda del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i., come modificato dal D.Lgs. n. 104/2017, "impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW", deve rilasciare il provvedimento finale. Complessivamente il procedimento si deve concludere entro 225 giorni (oltre agli eventuali periodi di sospensione richiesti dal proponente o dovuti all'espressione dal Consiglio dei Ministri); in ogni caso, la conferenza di servizi deve concludersi entro 210 giorni dalla sua indizione, che a sua volta avviene

- entro 10 giorni dalla scadenza del termine della fase di consultazione pubblica o dalla ricezione delle eventuali integrazioni;
- II. istanza di Autorizzazione Unica ex. 387-2003 al dipartimento AA.PP.- Ufficio Energia della Regione Emilia Romagna;
  - III. la Regione indice conferenza dei servizi (CdS) entro 30 gg. dal ricevimento della domanda, individua gli enti interessati e non coinvolti nel procedimento di rilascio del provvedimento unico di cui al punto A. In attesa degli esiti del procedimento per il rilascio del provvedimento unico in materia ambientale, la Regione sospende i termini della procedura di A.U. ex 387-2003;
  - IV. a valle degli esiti della procedura di VIA la Regione riavvia la conferenza dei servizi (CdS) ed acquisisce i pareri degli altri enti interessati dal progetto; il procedimento si chiude entro 90 gg. dal suo avvio, al netto dei tempi previsti dall'articolo 26 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e successive modificazioni, per il provvedimento di valutazione di impatto ambientale;
  - V. l'autorità competente rilascia o nega l'autorizzazione con un proprio provvedimento.

Si riporta di seguito l'elenco degli Enti competenti preposti a rilasciare il proprio parere di competenza di conformità alla normativa vigente:

- Ministero della Transizione Ecologica
- Ministero per i beni e le attività culturali e per il turismo
- Ministero per i beni e le attività culturali e per il turismo – Soprintendenza Archeologia, Belle Arti e Paesaggio del'Emilia-Romagna
- Regione Emilia-Romagna – Dip. Ambiente ed Energia
- Regione Emilia-Romagna – Dip. Infrastrutture e Mobilità – Ufficio Geologico;
- Regione Emilia-Romagna – Dip. Infrastrutture e Mobilità – Ufficio Difesa del Suolo;
- Regione Emilia-Romagna – Dip. Politiche Agricole e Forestali – Ufficio Foreste e Tutela del Territorio;
- Regione Emilia-Romagna – Dip. Politiche Agricole e Forestali – Ufficio sostegno alle imprese agricole, infrastrutture rurali s.p. – USI CIVICI;
- Città Metropolitana di Bologna – Servizio Trasporti;
- Città Metropolitana di Bologna – Servizio Trasporti;
- Comune di Castel San Pietro Terme, Monterenzio, Castel del Rio e Casalfiumanese;
- Ministero dell'Interno – Comando Vigili del Fuoco di Bologna;
- Marina Militare - Comando Marittimo;
- Aeronautica Militare;

- Ufficio Servitù Militari;
- Comando Militare Esercito Emilia-Romagna;
- ENAC;
- ENAV;
- Autorità di Bacino del Fiume Reno;
- ARPA Emilia-Romagna;
- Provincia di Bologna;
- Anas S.p.A.;
- Terna Rete Italia S.p.A.
- E-distribuzione S.p.a.

#### 14. REPORT FOTOGRAFICO STATO DEI LUOGHI

Nel presente paragrafo viene riportato un elenco di fotografie relative allo stato dei luoghi dove sono state previste le principali opere che costituiscono il progetto.



**Figura 14.1:** Area di cantiere



**Figura 14.2:** Viabilità di accesso all'Area di cantiere



**Figura 14.3:** Area piazzola di montaggio dell'aerogeneratore MC03



**Figura 14.4:** Area piazzola di montaggio dell'aerogeneratore MC04



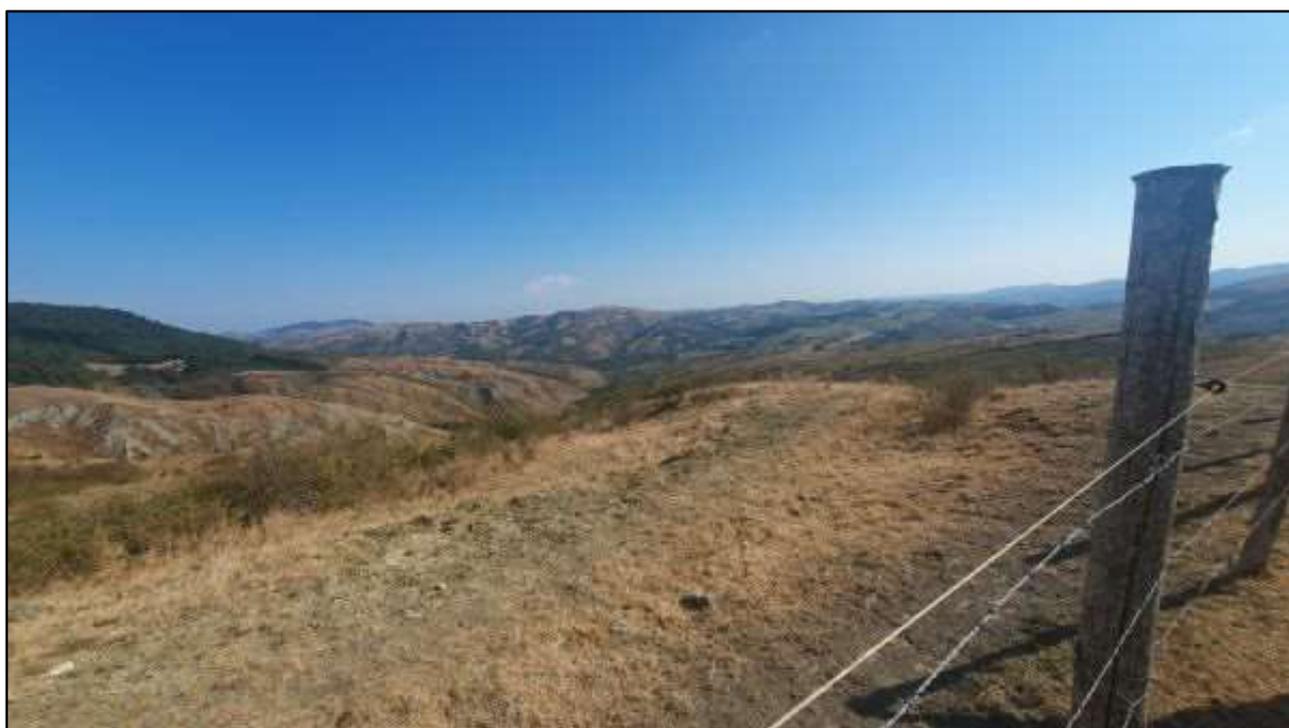
**Figura 14.5:** Viabilità di accesso all'aerogeneratore MC04



**Figura 14.6:** Area piazzola di montaggio dell'aerogeneratore MC05



**Figura 14.7:** Viabilità di accesso all'aerogeneratore MC05



**Figura 14.8:** Area piazzola di montaggio dell'aerogeneratore MC06



**Figura 14.9:** Area piazzola di montaggio dell'aerogeneratore MC07



**Figura 14.10** Viabilità di accesso all'aerogeneratore MC06 – MC07



**Figura 14.11:** Area piazzola di montaggio dell'aerogeneratore MC08



**Figura 14.12:** Viabilità di accesso all'aerogeneratore MC08



**Figura 14.13:** Area piazzola di montaggio dell'aerogeneratore MC09



**Figura 14.14:** Viabilità di accesso all'aerogeneratore MC09



**Figura 14.15:** Area BESS



**Figura 14.16** Area RTN

## ALLEGATO 1

### 1. ANALISI DEI RISCHI DOVUTI A INCIDENTI O MALFUNZIONAMENTO DI UN PARCO EOLICO

Nella seguente trattazione viene condotta un'analisi sui possibili incidenti o malfunzionamenti di un impianto eolico e sui conseguenti effetti causati sull'ambiente circostante.

Le tipologie di incidenti si verificano con maggiore probabilità durante l'esercizio dell'impianto, in quanto tale fase è caratterizzata da una maggiore durata (circa 30 anni) rispetto alle fasi di costruzione e dismissione, e possono essere attribuite a cause imputabili all'azione dell'uomo, come errori di valutazione e manutenzione, comportamenti imprevisti, e cause dovute ad eventi naturali, come fulminazioni, raffiche di vento e formazione di ghiaccio.

#### 1.1. Rottura dell'organo rotante dell'aerogeneratore

Nell'ambito della progettazione di un impianto eolico uno degli aspetti da tenere in considerazione è la rottura accidentale di una pala o di parte della stessa; tuttavia, eventi di questo genere sono da considerarsi piuttosto rari, in quanto risulta essere bassa sia la probabilità del verificarsi degli stessi che eventuali conseguenze siano sfavorevoli su terzi nel caso dovessero avvenire.

Le cause della rottura di una pala dipendono essenzialmente da:

- masse di ghiaccio che si formano sull'elemento rotante;
- rottura meccanica dell'elemento rotante;
- verificarsi di fulminazioni.

Da un punto di vista tecnico, la rottura di una pala è conseguente alla rottura del giunto che collega il mozzo di un aerogeneratore alla pala oppure è dovuta al verificarsi di fenomeni di fatica dipendenti dalla discontinuità della struttura.

Nonostante una serie di studi internazionali confermino la rarità di tali incidenti, nella fase preliminare di progettazione di un impianto eolico è necessario tenere in considerazione il verificarsi di tali fenomeni e condurre un'analisi relativamente alla massima distanza che una pala o un frammento della stessa percorrerebbe nel caso di rottura accidentale.

A tale proposito, nell'elaborato di progetto "MCSA121 Analisi degli effetti della rottura degli organi rotanti", è stata valutata la gittata massima percorsa da una pala o un frammento distaccato considerando solo parametri cinematici e geometrici per l'aerogeneratore di progetto.

In particolare, è stato analizzato il moto bidimensionale parabolico della pala tenendo conto solo delle forze gravitazionali e supponendo trascurabile l'influenza dei vari agenti atmosferici, quali le forze di attrito dell'aria e quelle del vento.

I risultati indicano che la pala raggiunge la sua gittata massima a circa 227 m, valutata come il massimo del suo valore assoluto +  $2/3$  della lunghezza della stessa.

Il calcolo è effettuato nelle ipotesi cautelative di non considerare il moto della pala come rotazionale complesso nel caso di eventuale distacco e di considerare quale velocità iniziale al momento del distacco quella dipendente dalla massima frequenza di rotazione della pala; tuttavia, il valore della gittata massima nel caso teorico esaminato è superiore rispetto a quello che si otterrebbe nel caso, più realistico, in cui si prendessero in considerazione le forze di attrito viscoso e nel caso in cui l'eventuale distacco avvenisse alla frequenza di rotazione inferiore a quella massima.

Nella remota situazione di distacco di frammenti (proiezione di frammenti di lunghezza 5 m e 10 m) della pala, i valori massimi del valore assoluto della gittata +  $2/3$  della lunghezza del frammento in questione sono rispettivamente pari a circa 352 m ( $L_{\text{FRAMMENTO}}$  pari a 5 m) e 335 m ( $L_{\text{FRAMMENTO}}$  pari a 10 m).

La scelta progettuale di ubicare gli aerogeneratori a distanze da abitazioni e strutture sensibili superiori ai valori di gittata massimi calcolati nel caso della pala o di un suo frammento (elaborato di progetto "MCSA138 Report fotografico dei fabbricati interni all'area d'impianto") è stata adottata al fine di limitare ogni eventuale incidente.

Inoltre, le pale dell'aerogeneratore sono progettate in fibra di vetro rinforzato con fibre epossidiche o poliestere, ovvero materiali che rendono notevolmente trascurabile la probabilità che si verifichi un distacco di un frammento, in quanto, anche nel caso di rotture importanti, tali fibre mantengono l'intera pala in un unico pezzo e istantaneamente i sistemi di sicurezza della turbina riducono la velocità di rotazione, evitando l'eventuale distacco del frammento.

Ognuna delle pale degli aerogeneratori di progetto è costituita da due rinforzi interni, realizzati in materiale composito, necessari per sostenere il carico della pala, e una superficie più esterna, caratterizzata da due semigusci, realizzati con materiale composito rinforzato con fibra di vetro e accoppiati ai rinforzi interni.

I due semigusci esterni sono caratterizzati da giunzione longitudinale rispetto all'asse della pala, ma non da giunzioni trasversali, il che implica che, nell'ipotesi di per sé remota accada un danneggiamento del materiale dei componenti della pala, sia praticamente impossibile il verificarsi del distacco di un frammento terminale della stessa, mentre l'unica eventualità potrebbe riguardare, anche se con una probabilità molto trascurabile, la separazione tra i due semigusci esterni.

In tale situazione la separazione sarebbe parziale e le parti quali i rinforzi interni della pala e il semiguscio non interessato dal danneggiamento tenderebbero a restare attaccati al semiguscio danneggiato, provocando un mal funzionamento del rotore non bilanciato.

Conseguentemente, considerando che gli aerogeneratori di progetto sono dotati di un sistema di sicurezza della pala che ne interrompe il funzionamento nei casi di condizioni di non bilanciamento del rotore, oltre che in altri casi quali situazioni di eccessivo carico sulla pala, l'eventuale nonché remoto caso di separazione parziale del semiguscio danneggiato dal resto della pala provocherebbe l'interruzione automatica della turbina, scongiurando certamente il distacco di un frammento alla massima velocità di rotazione del rotore.

Una ulteriore ed eventuale causa di malfunzionamento, come anticipato, riguarda le fulminazioni, anche se gli aerogeneratori di nuova generazione sono muniti di un sistema di protezione da tale fenomeno, oltre ad essere dotati di un sistema di messa a terra di protezione.

Queste considerazioni implicano che l'eventuale rottura del frammento della pala non avverrebbe in maniera netta, in quanto lo stesso resterebbe vincolato parzialmente alla pala, dovendo peraltro impiegare parte dell'energia cinetica per la rottura del legame che lo lega alla pala e, nella bassissima probabilità che avvenisse, la velocità di rotazione della pala al momento del distacco potrebbe essere considerata pari a quella minima di funzionamento.

### **1.2. Ribaltamento della torre dell'aerogeneratore**

---

Un ulteriore causa di incidenti, dovuta al distacco della pala di un aerogeneratore o di un suo frammento oppure ad un moto di rotazione delle pale fortemente irregolare, è imputabile alla rottura della torre con conseguente ribaltamento, in alcuni casi seguita dal ribaltamento del sistema costituito da torre e fondazioni, alla deformazione della torre stessa o al ribaltamento della navicella.

Una situazione di questo tipo può essere conseguenza anche di catastrofi naturali quali terremoti, tuttavia, le scelte progettuali di ubicare gli aerogeneratori in lontananza da abitazioni e strutture sensibili (elaborato di progetto "MCSA138 Report fotografico dei fabbricati interni all'area d'impianto") e di assicurare, in fase preliminare, un corretto dimensionamento delle fondazioni di ogni aerogeneratore permettono di ridurre al minimo il rischio di incidenti.

### **1.3. Formazione di ghiaccio sulle pale dell'aerogeneratore e conseguente lancio**

---

Esaminando lo scenario di base del sito ove si intende realizzare il parco eolico in progetto e i relativi dati meteorologici a disposizione, si evince che l'area interessata dall'impianto potrebbe essere caratterizzata da neve durante periodi invernali particolarmente rigidi, con conseguente formazione di ghiaccio sulle pale dell'aerogeneratore.

Una valutazione analitica della distanza massima e del percorso seguito dal ghiaccio nel caso di un suo eventuale distacco è praticamente resa poco attendibile vista la mancanza di informazioni da cui essa

dipende.

Infatti, fattori quali il peso, la geometria e la consistenza della massa di ghiaccio eventualmente distaccabile, dati quali il punto e l'altezza di distacco, la velocità centrifuga delle pale e la velocità del vento al momento del distacco sono di difficile previsione.

Tuttavia, in fase preliminare è stata adottata la scelta progettuale di ubicare gli aerogeneratori in un'area poco frequentata e in un'area nelle cui adiacenze non sono presenti abitazioni (maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto "MCSA138 Report fotografico dei fabbricati interni all'area d'impianto").

Tale considerazione consente di ritenere il rischio dovuto al lancio del ghiaccio depositato sulla pala dell'aerogeneratore e il conseguente impatto sulla popolazione molto basso.

#### **1.4. Fulminazioni sull'aerogeneratore**

---

Un ulteriore causa di incidente può essere imputabile al verificarsi di una fulminazione che, impattando sull'aerogeneratore, determina la rottura della pala o di un frammento della stessa oppure il verificarsi di un incendio, evento favorito anche dalla presenza di sostanze infiammabili presenti principalmente all'interno della navicella, quali olii di raffreddamento ed apparecchiature elettriche.

Tuttavia, la scelta progettuale di collocare gli aerogeneratori in aree raggiungibili tramite strade di progetto, necessarie al trasporto dei materiali con i mezzi previsti nelle fasi di cantiere e collegate alle strade limitrofe esistenti o da adeguare, garantisce, nel caso di incendio, l'intervento delle Autorità preposte allo spegnimento dello stesso, scongiurando il rischio nei confronti della popolazione o di strutture sensibili.

D'altra parte, come espresso precedentemente, le posizioni individuate per gli aerogeneratori sono localizzate in aree a distanze tali dalle abitazioni da rendere sostanzialmente trascurabile il danno nei confronti di persone (maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto "MCSA138 Report fotografico dei fabbricati interni all'area d'impianto").

Inoltre, ogni aerogeneratore di progetto è dotato di dispositivi antifulmine conformi agli standard della più elevata classe di protezione (Classe I), sulla base dello Standard Internazionale IEC 61024-1.

Ogni turbina eolica è dotata altresì di un sistema antincendio, grazie al quale rilevatori di Ossido di Carbonio e fumo, captato l'eventuale incendio, attivano un sistema di spegnimento ad acqua atomizzata ad alta pressione nel caso di incendi dei componenti meccanici e a gas inerte (azoto) nel caso di incendi dei componenti elettrici.

Oltre a tale sistema le navicelle sono rivestite con materiali autoestinguenti.

Per quanto riguarda l'impianto BESS in progetto, esso è legato ad un'attività soggetta al Certificato di

Prevenzione Incendi.

Le batterie del BESS non hanno un codice di appartenenza specifico nel DPR 151/2011 e, ad oggi, ogni comando VV.F. lo ha attribuito al codice 48.2.C (Centrali termoelettriche) o al codice 48.1.B (Macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti combustibili superiori ad 1 mc).

I container PCS ed i locali trasformatori sono dotati di sistemi di rilevazione fumo, mentre i container batterie sono dotati di sistemi di rilevazione e spegnimento incendio.

Inoltre, in sito sono disponibili estintori in prossimità delle aree a rischio specifico.

In caso di incendio, al fine di evitare l'inquinamento atmosferico, il sistema di spegnimento ritenuto essere più affidabile è quello ad acqua, motivo per cui all'esterno di ogni singola isola è prevista una manichetta per l'allaccio dei vigili del fuoco, i quali avrebbero la possibilità di inondare il container, in modo che l'acqua possa scorrere per colamento riempiendo l'area cordolata e impermeabilizzata sopra la quale sono posizionati i container.

Una valvola serve ad evitare che l'acqua segua il percorso normalmente previsto per le acque meteoriche; l'acqua di spegnimento verrebbe convogliata tramite canalizzazioni prima verso un pozzetto, poi verso una vasca normalmente vuota.

In caso di incendio tale vasca può essere riempita dall'acqua di spegnimento e successivamente svuotata tramite aspirazione da un'autobotte.

Come nel caso degli aerogeneratori, anche l'area di pertinenza del BESS, inoltre, è collegata al sistema viario esistente o da adeguare tramite strade di progetto in modo da permettere l'intervento delle Autorità preposte allo spegnimento dei potenziali incendi, scongiurando incidenti alla popolazione o che possano arrecare danno a strutture sensibili.

### **1.5. Impatti tra l'aerogeneratore e l'avifauna locale**

Un ulteriore fattore di rischio dovuto alla presenza delle turbine eoliche è imputabile al verificarsi di impatti tra l'aerogeneratore e l'avifauna e chiroterofauna locale.

In fase preliminare è stato condotto uno studio accurato sulle aree per la conservazione degli habitat delle specie presenti nel sito di interesse e, sulla base dei risultati ottenuti, si è convenuto localizzare gli aerogeneratori di progetto in posizioni tali da ridurre al minimo le possibilità di interazione.

Inoltre, è stato redatto un accurato piano di monitoraggio in grado di prevedere le attività di monitoraggio ambientale da svolgere nelle fasi di Ante – Operam, costruzione, esercizio e dismissione dell'opera (maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto "MCSA136 Progetto di Monitoraggio Ambientale"), partendo dall'analisi dei dati ricavati in loco in una fase preliminare (elaborato di progetto "Monitoraggio avifauna e chiroterofauna – Anno 2023 – Previsioni di impatto").

Una ulteriore fattore che contribuisce a minimizzare gli impatti con l'avifauna e la chiroterofauna locale è rappresentato dal contrasto cromatico tra le componenti degli aerogeneratori di progetto e dal fatto che le pale delle turbine eoliche, principale causa di impatto per i volatili, sono caratterizzate da colori diversi.

# Developer Package

## SG 6.0-170



Document ID and revision	Status	Date (yyyy-mm-dd)	Language
D2056872/018	Approved	2021-01-31	en-US

Original or translation of

Original

File name

D2056872\_018-SG 6.0-170 Developer Package.docx/.pdf

Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. Parque Tecnológico de Bizkaia, Edificio 222, 48170, Zamudio, Vizcaya, Spain  
+34 944 03 73 52 – info@siemensgamesa.com – www.siemensgamesa.com

#### Disclaimer of liability and conditions of use

To the extent permitted by law, neither Siemens Gamesa Renewable Energy A/S nor any of its affiliates in the Siemens Gamesa group including Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. and its subsidiaries (hereinafter “SGRE”) gives any warranty of any type, either express or implied, with respect to the use of this document or parts thereof other than the use of the document for its intended purpose. In no event will SGRE be liable for damages, including any general, special, incidental or consequential damages, arising out of the use of the document, the inability to use the document, the use of data embodied in, or obtained from, the document or the use of any documentation or other material accompanying the document except where the documents or other material accompanying the documents becomes part of an agreement between you and SGRE in which case the liability of SGRE will be regulated by the said agreement. SGRE reviews this document at regular intervals and includes appropriate amendments in subsequent issues. The intellectual property rights of this document are and remain the property of SGRE. SGRE reserves the right to update this documentation from time to time, or to change it without prior notice.

## Application of the Developer Package

The Developer Package serves the purpose of informing customers about the latest planned product development from Siemens Gamesa Renewable Energy A/S and its affiliates in the Siemens Gamesa group including Siemens Gamesa Renewable Energy S.A. and its subsidiaries (hereinafter “SGRE”). By sharing information about coming developments, SGRE can ensure that customers are provided with necessary information to make decisions.

Furthermore, the Developer Package can assist in guiding prospective customers with the indicated technical footprint of the SG 6.0-170 and the different product variants in cases where financial institutes, governing bodies, or permitting entities require product specific information in their decision processes.

All technical data contained in the Developer Package is subject to change owing to ongoing technical developments of the wind turbine. Consequently, SGRE and its affiliates reserve the right to change the below specifications without prior notice. Information contained within the Developer Package may not be treated separately or out of the context of the Developer Package.

## Table of contents

Application of the Developer Package.....	2
1. Introduction .....	4
2. Technical Description .....	5
3. Technical Specifications .....	7
4. Nacelle Arrangement.....	8
5. Nacelle dimensions and weights .....	9
6. Elevation Drawing.....	10
7. Blade Drawing .....	13
8. Tower Dimensions .....	14
9. Design Climatic Conditions.....	15
10. Flexible Rating Specifications.....	17
11. Standard Ct and Power Curve, Rev. 0, Mode AM 0.....	19
12. Standard Ct and Power Curve, Rev. 0, AM 0 – Air Density .....	24
13. Standard Acoustic Emission, Rev. 0. Mode AM 0 .....	29
14. Electrical Specifications .....	30
15. Simplified Single Line Diagram.....	31
16. Transformer Specifications ECO 30 kV* .....	31
17. Switchgear Specifications.....	32
18. Grid Performance Specifications – 50 Hz.....	36
19. Grid Performance Specifications – 60 Hz.....	40
20. Reactive Power Capability - 50 & 60 Hz.....	44
21. SCADA System Description .....	49
22. Codes and Standards .....	52
23. Other Performance Features .....	55
24. Ice Detection System .....	56
25. SG 6.0-170 Class S, Variant 1.....	59
25.1. Design Climatic Conditions.....	59
25.1.1. Turbulence graph .....	60
25.2. Tower Catalogue .....	60

# 1. Introduction

The SG 6.0-170 is a new wind turbine of the next generation Siemens Gamesa Onshore Geared product platform called Siemens Gamesa 5.X, which builds on the Siemens Gamesa design and operational experience in the wind energy market.

With a new 83.3 m blade and an extensive tower portfolio including hub heights ranging from 100 m to 165 m, the SG 6.0-170 aims at becoming a new benchmark in the market for efficiency and profitability.

This Developer Package describes the turbine technical specifications and provides information for the main components and subsystems.

For further information, please contact your regional SGRE Sales Manager.

## 2. Technical Description

### **Rotor-Nacelle**

The rotor is a three-bladed construction, mounted upwind of the tower. The power output is controlled by pitch and torque demand regulation. The rotor speed is variable and is designed to maximize the power output while maintaining loads and noise level.

The nacelle has been designed for safe access to all service points during scheduled service. In addition, the nacelle has been designed for safe presence of service technicians in the nacelle during Service Test Runs with the wind turbine in full operation. This allows a high-quality service of the wind turbine and provides optimum troubleshooting conditions.

### **Blades**

Siemens Gamesa 5.X blades are made up of fiberglass infusion & carbon pultruded-molded components. The blade structure uses aerodynamic shells containing embedded spar-caps, bonded to two main epoxy-fiberglass-balsa/foam-core shear webs. The Siemens Gamesa 5.X blades use a blade design based on SGRE proprietary airfoils.

### **Rotor Hub**

The rotor hub is cast in nodular cast iron and is fitted to the drive train low speed shaft with a flange connection. The hub is sufficiently large to provide room for service technicians during maintenance of blade roots and pitch bearings from inside the structure.

### **Drive train**

The drive train is a 4-points suspension concept: main shaft with two main bearings and the gearbox with two torque arms assembled to the main frame.

The gearbox is in cantilever position; the gearbox planet carrier is assembled to the main shaft by means of a flange bolted joint and supports the gearbox.

### **Main Shaft**

The low speed main shaft is forged and transfers the torque of the rotor to the gearbox and the bending moments to the bedframe via the main bearings and main bearing housings.

### **Main Bearings**

The low speed shaft of the wind turbine is supported by two tapered roller bearings. The bearings are grease lubricated.

### **Gearbox**

The gearbox is 3 stages high speed type (2 planetary + 1 parallel).

### **Generator**

The generator is a doubly-fed asynchronous three phase generator with a wound rotor, connected to a frequency PWM converter. Generator stator and rotor are both made of stacked magnetic laminations and formed windings. Generator is cooled by air.

### **Mechanical Brake**

The mechanical brake is fitted to the non-drive end of the gearbox.

**Yaw System**

A cast bed frame connects the drive train to the tower. The yaw bearing is an externally geared ring with a friction bearing. A series of electric planetary gear motors drives the yawing.

**Nacelle Cover**

The weather screen and housing around the machinery in the nacelle is made of fiberglass-reinforced laminated panels.

**Tower**

The wind turbine is as standard mounted on a tapered tubular steel tower. Other tower technologies are available for higher hub heights. The tower has internal ascent and direct access to the yaw system and nacelle. It is equipped with platforms and internal electric lighting.

**Controller**

The wind turbine controller is a microprocessor-based industrial controller. The controller is complete with switchgear and protection devices and is self-diagnosing.

**Converter**

Connected directly with the Rotor, the Frequency Converter is a back to back 4Q conversion system with 2 VSC in a common DC-link. The Frequency Converter allows generator operation at variable speed and voltage, while supplying power at constant frequency and voltage to the MV transformer.

**SCADA**

The wind turbine provides connection to the SGR SCADA system. This system offers remote control and a variety of status views and useful reports from a standard internet web browser. The status views present information including electrical and mechanical data, operation and fault status, meteorological data and grid station data.

**Turbine Condition Monitoring**

In addition to the SGR SCADA system, the wind turbine can be equipped with the unique SGR condition monitoring setup. This system monitors the vibration level of the main components and compares the actual vibration spectra with a set of established reference spectra. Review of results, detailed analysis and reprogramming can all be carried out using a standard web browser.

**Operation Systems**

The wind turbine operates automatically. It is self-starting when the aerodynamic torque reaches a certain value. Below rated wind speed, the wind turbine controller fixes the pitch and torque references for operating in the optimum aerodynamic point (maximum production) taking into account the generator capability. Once rated wind speed is surpassed, the pitch position demand is adjusted to keep a stable power production equal to the nominal value.

If high wind derated mode is enabled, the power production is limited once the wind speed exceeds a threshold value defined by design, until cut-out wind speed is reached and the wind turbine stops producing power.

If the average wind speed exceeds the maximum operational limit, the wind turbine is shut down by pitching of the blades. When the average wind speed drops back below the restart average wind speed, the systems reset automatically.

### 3. Technical Specifications

#### Rotor

Type	3-bladed, horizontal axis
Position	Upwind
Diameter	170 m
Swept area	22,698 m <sup>2</sup>
Power regulation	Pitch & torque regulation with variable speed
Rotor tilt	6 degrees

#### Blade

Type	Self-supporting
Single piece blade length	83,3 m
Segmented blade length:	
Inboard module	68,33 m
Outboard module	15,04 m
Max chord	4.5 m
Aerodynamic profile	Siemens Gamesa proprietary airfoils
Material	G (Glassfiber) – CRP (Carbon Reinforced Plastic) Semi-gloss, < 30 / ISO2813
Surface gloss	Light grey, RAL 7035 or
Surface color	White, RAL 9018

#### Aerodynamic Brake

Type	Full span pitching
Activation	Active, hydraulic

#### Load-Supporting Parts

Hub	Nodular cast iron
Main shaft	Nodular cast iron
Nacelle bed frame	Nodular cast iron

#### Mechanical Brake

Type	Hydraulic disc brake
Position	Gearbox rear end

#### Nacelle Cover

Type	Totally enclosed
Surface gloss	Semi-gloss, <30 / ISO2813
Color	Light Grey, RAL 7035 or White, RAL 9018

#### Generator

Type	Asynchronous, DFIG
------	--------------------

#### Grid Terminals (LV)

Baseline nominal power	6.0MW/6.2 MW
Voltage	690 V
Frequency	50 Hz or 60 Hz

#### Yaw System

Type	Active
Yaw bearing	Externally geared
Yaw drive	Electric gear motors
Yaw brake	Active friction brake

#### Controller

Type	Siemens Integrated Control System (SICS)
SCADA system	Consolidated SCADA (CSSS)

#### Tower

Type	Tubular steel / Hybrid
Hub height	100m to 165 m and site- specific
Corrosion protection	
Surface gloss	Painted
Color	Semi-gloss, <30 / ISO-2813 Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018

#### Operational Data

Cut-in wind speed	3 m/s
Rated wind speed	11.0 m/s (steady wind without turbulence, as defined by IEC61400-1)
Cut-out wind speed	25 m/s
Restart wind speed	22 m/s

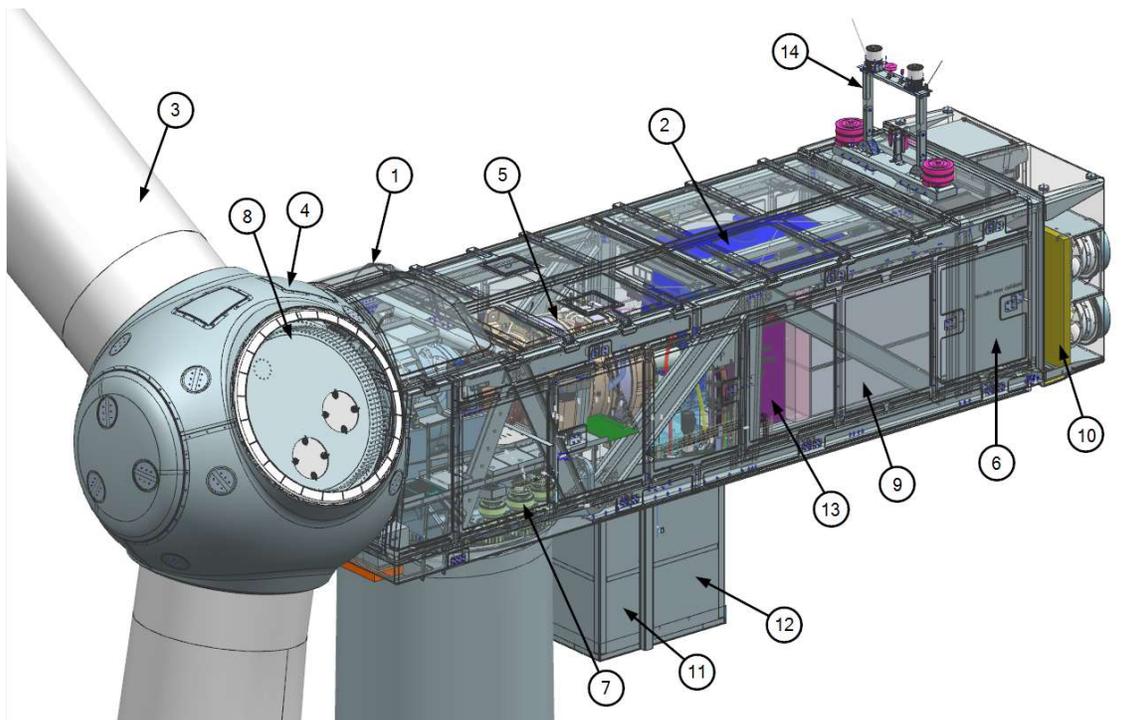
#### Weight

Modular approach	Different modules depending on restriction
------------------	---

## 4. Nacelle Arrangement

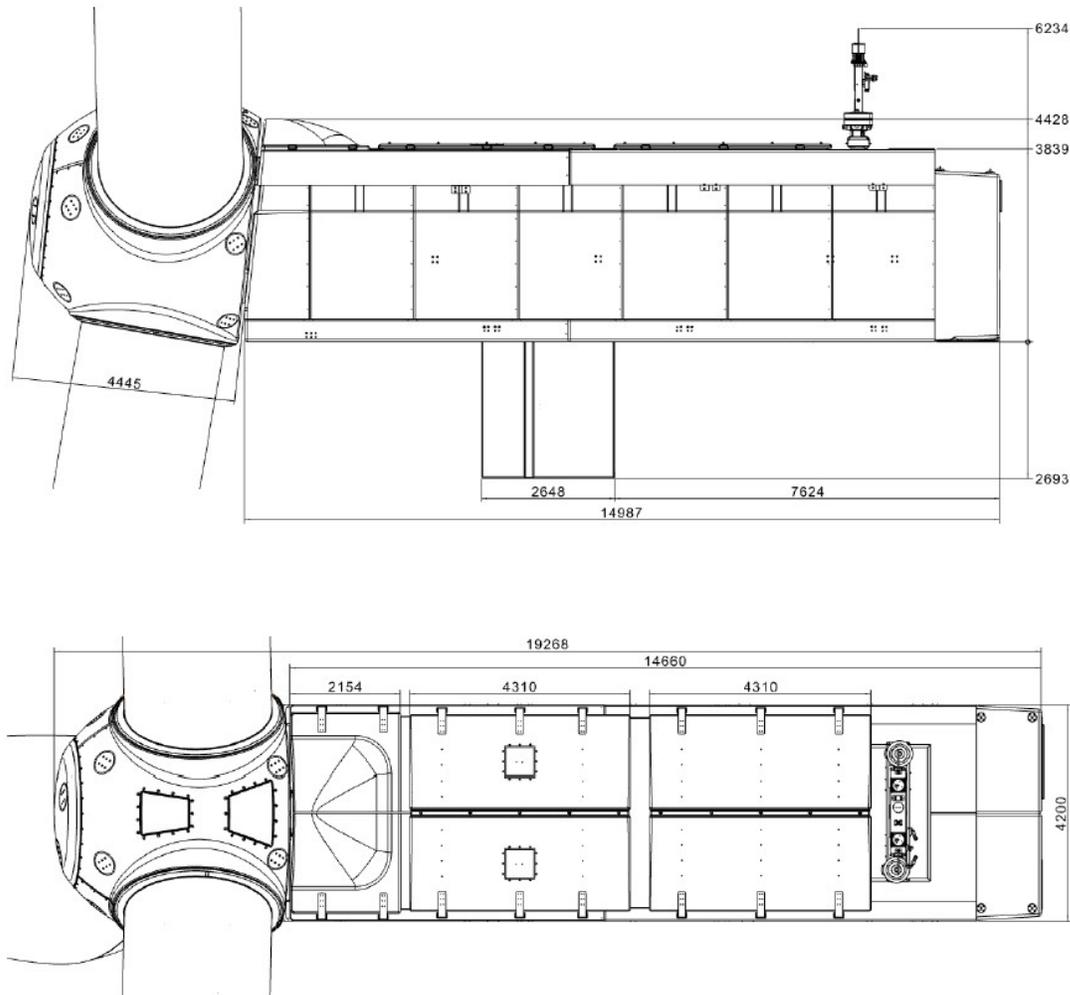
The design and layout of the nacelle are preliminary and may be subject to changes during the development of the product.

Item	Description	Item	Description
1	Canopy	7	Yaw gear
2	Generator	8	Blade bearing
3	Blades	9	Converter
4	Spinner/hub	10	Cooling
5	Gearbox	11	Transformer
6	Control panel	12	Stator cabinet.
		13	Front Control Cabinet
		14	Aviation structure



## 5. Nacelle dimensions and weights

The design and dimensions of the nacelle are preliminary and may be subject to changes during the development phases of the product.

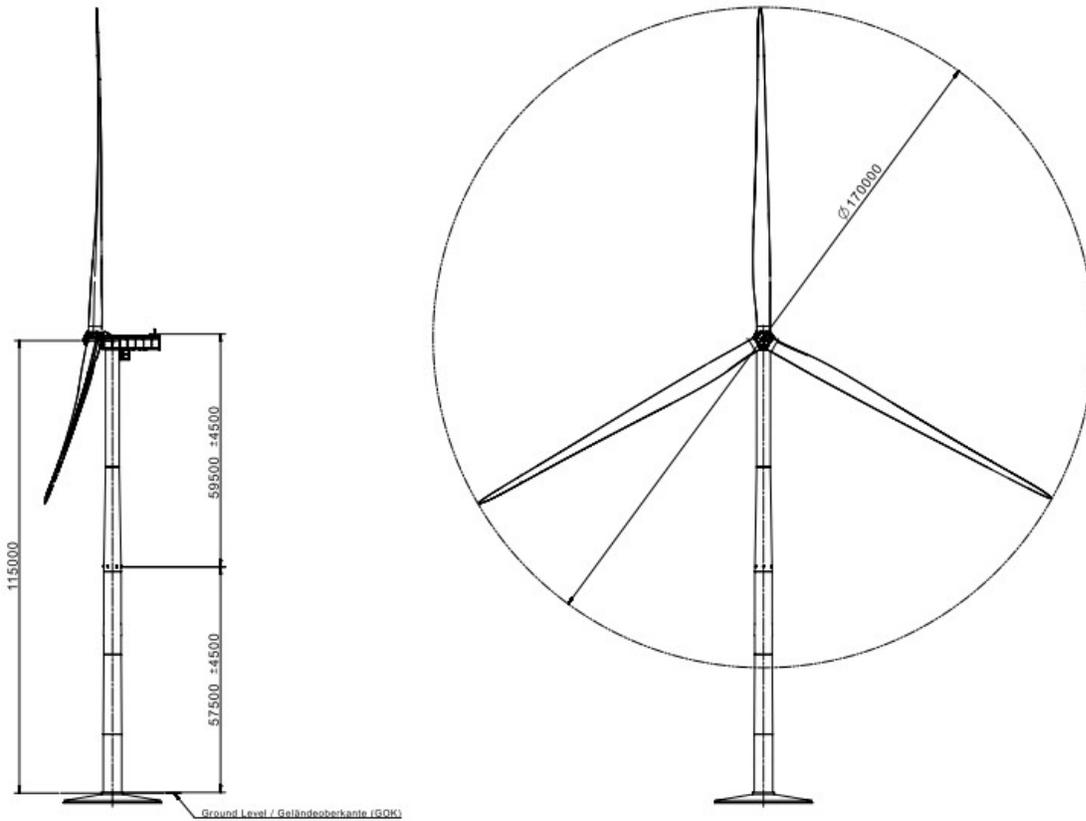


Several modularized solutions are designed to optimize nacelle and hub transportation, subject to project specific conditions.

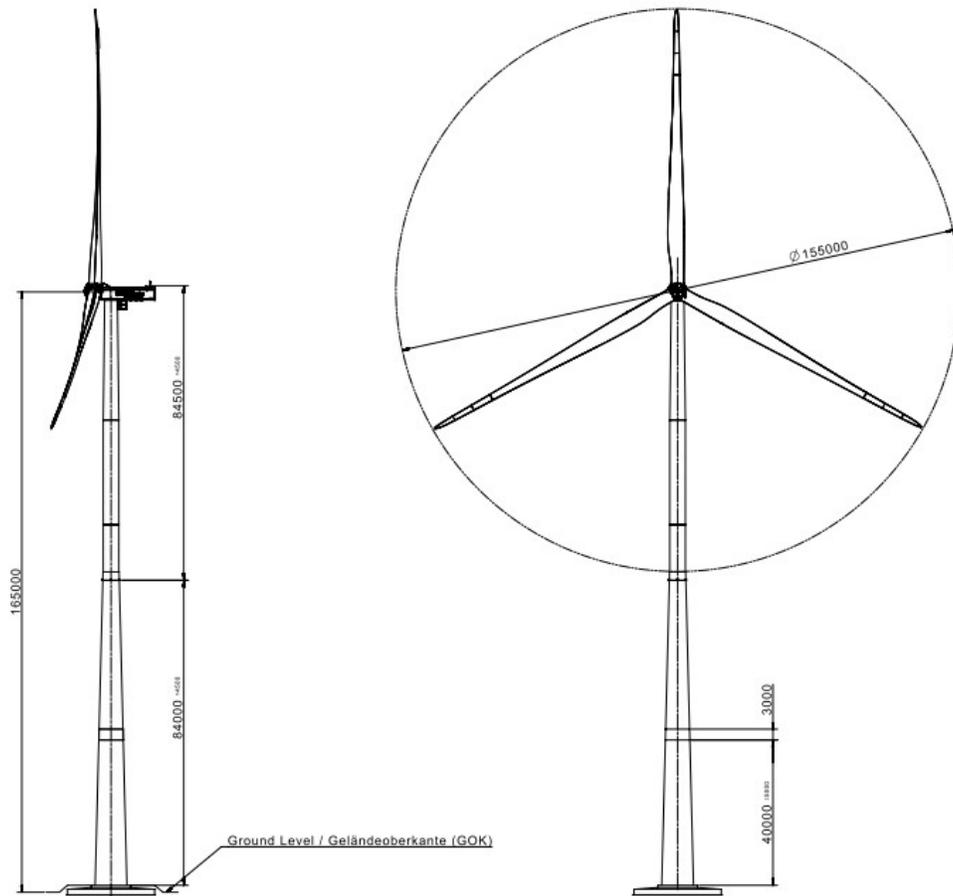
- 3 modules (heaviest module <95t): Hub, nacelle, drive train
- 4 modules (heaviest module <79t): Hub, nacelle, drive train, transformer
- 6 modules (heaviest module <62t): Hub, nacelle, gearbox, main shaft, transformer and generator

## 6. Elevation Drawing

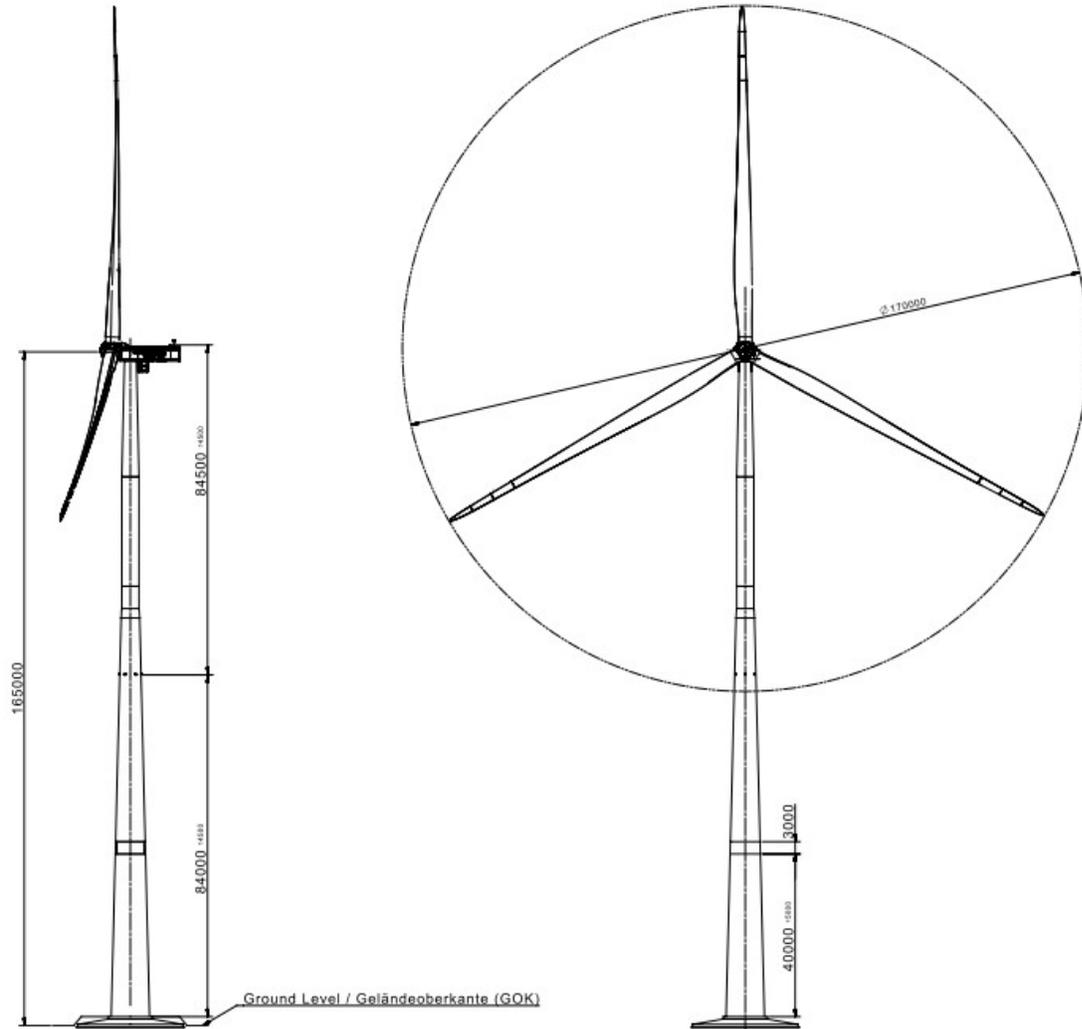
### 6.1. SG 6.0-170 115 m



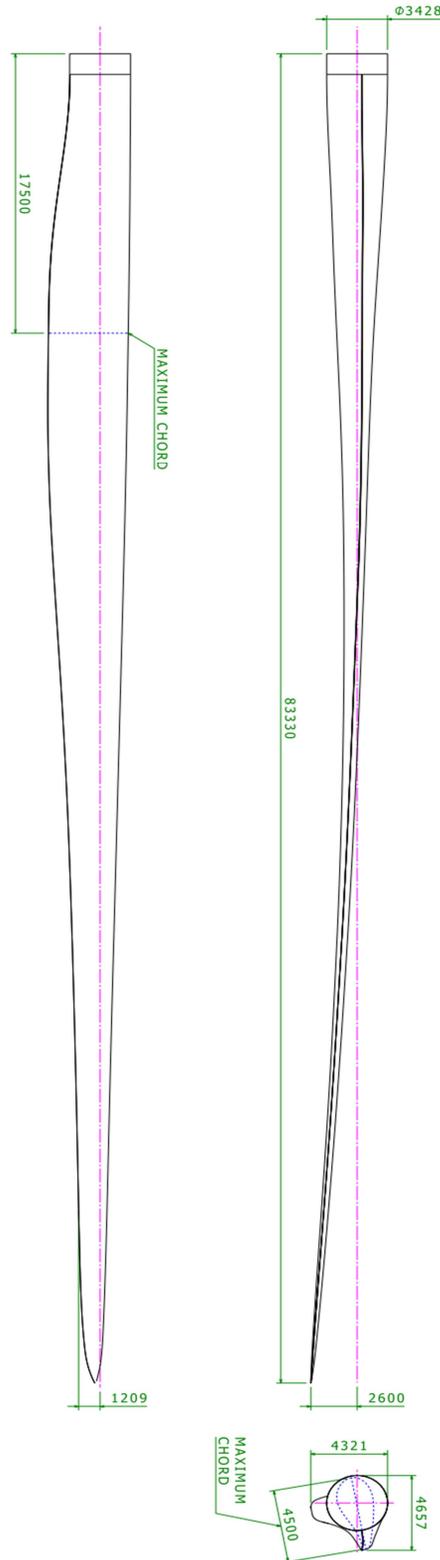
## 6.2. SG 6.0-170 135 m



### 6.3. SG 6.0-170 165 m



## 7. Blade Drawing



Dimensions in millimeter

## 8. Tower Dimensions

The SG 6.0-170 is offered with an extensive tower portfolio as listed below in addition to the possibility of developing towers on site specific basis.

Turbine	Height (m)	Wind Class	Tower Technology
SG 6.0 170	100	IIIA	Tubular
SG 6.0 170	101.5	IIIA	Tubular
SG 6.0 170	115	IIIA	Tubular
SG 6.0 170	135	IIIA	Tubular
SG 6.0 170	145	IIIA	Tubular
SG 6.0 170	155	IIIA	Tubular
SG 6.0 170	165	IIIA	Hybrid

Different tower designs comply with different logistics restrictions. Please check with local Siemens Gamesa representative for more details on the tower of your interest.

Further tower dimension details will be available in the following document: D2289216

Information about other tower heights and logistic will be available upon request.

### 8.1. Foundation estimated designs and foundation loads

Detailed information about foundation loads will be available upon request.

## 9. Design Climatic Conditions

The design climatic conditions are the boundary conditions at which the turbine can be applied without supplementary design review. Applications of the wind turbine in more severe conditions may be possible, depending upon the overall circumstances. A project site-specific review requires that the Employer complete the “Project Climatic Conditions” form.

All references made to standards such as the IEC and ISO are further specified in the document “Codes and Standards”. The design lifetime presented in the below table only applies to the fatigue load analysis performed in accordance with the presented IEC code. The term design lifetime and the use thereof do not constitute any express and/or implied warranty for actual lifetime and/or against failures on the wind turbines. Please see document for “design lifetime of wind turbine components” for more information.

Subject	ID	Issue	Unit	Value	
<b>0. Design lifetime</b>	0.0	Design lifetime definition	-	IEC 61400-1 <sup>1</sup>	
	0.1	Design lifetime	years	20	25
<b>1. Wind, operation</b>	1.1	Wind definitions	-	IEC 61400-1	
	1.2	IEC class	-	IIIA	IIIB
	1.3	Mean air density, $\rho$	kg/m <sup>3</sup>	1.225	1.225
	1.4	Mean wind speed, $V_{ave}$	m/s	7.5	7.5
	1.5	Weibull scale parameter, A	m/s	8.46	8.46
	1.6	Weibull shape parameter, k	-	2	2
	1.7	Wind shear exponent, $\alpha$	-	0.20	0.20
	1.8	Reference turbulence intensity at 15 m/s, $I_{ref}$	-	0.16	0.14
	1.9	Standard deviation of wind direction	Deg	-	-
	1.10	Maximum flow inclination	Deg	8	8
	1.11	Minimum turbine spacing, in rows	D	-	-
	1.12	Minimum turbine spacing, between rows	D	-	-
<b>2. Wind, extreme</b>	2.1	Wind definitions	-	IEC 61400-1	
	2.2	Air density, $\rho$	kg/m <sup>3</sup>	1.225	
	2.3	Reference wind speed average over 10 min at hub height, $V_{ref}$	m/s	37.5	
	2.4	Maximum 3 s gust in hub height, $V_{e50}$	m/s	52.5	
	2.5	Maximum hub height power law index, $\alpha$	-	0.11	
	2.6	Storm turbulence	-	N/A	
<b>3. Temperature</b>	3.1	Temperature definitions	-	IEC 61400-1	
	3.2	Minimum temperature, stand-still, $T_{min, s}$	Deg.C	-30	
	3.3	Minimum temperature, operation, $T_{min, o}$	Deg.C	-20	
	3.4	Maximum temperature, operation, $T_{max, o}$	Deg.C	40 <sup>2</sup>	
	3.5	Maximum temperature, stand-still, $T_{max, s}$	Deg.C	50	
<b>4. Corrosion</b>	4.1	Atmospheric-corrosivity category definitions	-	ISO 12944-2	
	4.2	Internal nacelle environment (corrosivity category)	-	C3H (std)	
	4.3	Exterior environment (corrosivity category)	-	C3H (std)	
<b>5. Lightning</b>	5.1	Lightning definitions	-	IEC61400-24:2010	
	5.2	Lightning protection level (LPL)	-	LPL 1	
<b>6. Dust</b>	6.1	Dust definitions	-	IEC 60721-3-4:1995	
	6.2	Working environmental conditions	mg/m <sup>3</sup>	Average Dust Concentration (95% time) → 0.05 mg/m <sup>3</sup>	

<sup>1</sup> All mentioning of IEC 61400-1 refers to IEC 61400-1:2018 Ed4.

<sup>2</sup> Maximum power output may be limited after an extended period of operation with a power output close to nominal power. The limitation depends on air temperature and air density as further described in the High Temperature Ride Through specification.

Subject	ID	Issue	Unit	Value
	6.3	Concentration of particles	mg/m <sup>3</sup>	Peak Dust Concentration (95% time) → 0.5 mg/m <sup>3</sup>
<b>7. Hail</b>	7.1	Maximum hail diameter	mm	20
	7.2	Maximum hail falling speed	m/s	20
<b>8. Ice</b>	8.1	Ice definitions	-	-
	8.2	Ice conditions	Days/yr	7
<b>9. Solar radiation</b>	9.1	Solar radiation definitions	-	IEC 61400-1
	9.2	Solar radiation intensity	W/m <sup>2</sup>	1000
<b>10. Humidity</b>	10.1	Humidity definition	-	IEC 61400-1
	10.2	Relative humidity	%	Up to 95
<b>11. Obstacles</b>	11.1	If the height of obstacles within 500m of any turbine location height exceeds 1/3 of (H – D/2) where H is the hub height and D is the rotor diameter then restrictions may apply. Please contact Siemens Gamesa Renewable Energy for information on the maximum allowable obstacle height with respect to the site and the turbine type.		
<b>12. Precipitation<sup>3</sup></b>	12.1	Annual precipitation	mm/yr	1100

<sup>3</sup> The specified maximum precipitation considers standard Leading Edge Protection.

## 10. Flexible Rating Specifications

The SG 6.0-170 is offered with various operational modes that are achieved through the flexible operating capacity of the product, enabling the configuration of an optimal power rating that is best suited for each wind farm. The operating modes are broadly divided into two categories: Application Modes and Noise Reduction System Modes<sup>4</sup>.

### 10.1. Application Modes

Application Modes ensure optimal turbine performance with maximum power rating allowed by the structural and electrical systems of the turbine. There are multiple Application Modes, offering flexibility of different power ratings. All Application Modes are part of the turbine Certificate.

SG 6.0-170 can offer increased operation flexibility with modes based on AM 0 with reduced power rating. These new modes are created with same noise performance of the corresponding Application Mode 0 but with decreased rating and improved temperature de-rating than the corresponding Application Mode 0. In addition, the turbine's electrical performance is constant for the full set of application modes, as shown on the table below.

The SG 6.0-170 is designed with a base wind class, applicable to AM 0, of IEC IIIA for 20 year lifetime as well as IEC IIIB for 25 year lifetime. All other Application Modes may be analysed for more demanding site conditions.

#### 10.1.1. List of Application Modes

Rotor Configuration	Application mode	Rating [MW]	Noise [dB(A)]	Power Curve Document	Acoustic Emission Document	Electrical Performance			Max temperature With Max active power and electrical capabilities <sup>5</sup>
						Cos Phi	Voltage Range	Frequency range	
SG 6.0-170	AM 0	6.2	106	D2075729	D2359593	0.9	[0.95,1.12] Un	±3% Fn	30°C
SG 6.0-170	AM-1	6.1	106	D2356499	D2359593	0.9	[0.95,1.12] Un	±3% Fn	33°C
SG 6.0-170	AM-2	6.0	106	D2356509	D2359593	0.9	[0.95,1.12] Un	±3% Fn	35°C
SG 6.0-170	AM-3	5.9	106	D2356523	D2359593	0.9	[0.95,1.12] Un	±3% Fn	37°C
SG 6.0-170	AM-4	5.8	106	D2356539	D2359593	0.9	[0.95,1.12] Un	±3% Fn	38°C
SG 6.0-170	AM-5	5.7	106	D2356376	D2359593	0.9	[0.95,1.12] Un	±3% Fn	39°C
SG 6.0-170	AM-6	5.6	106	D2356368	D2359593	0.9	[0.95,1.12] Un	±3% Fn	40°C

<sup>4</sup> It should be noted that the definition of various modes as described in this chapter is applicable in combination with standard temperature limits and grid capabilities of the turbine. Please refer to High Temperature Ride Through and Reactive Power Capability Document for more information

<sup>5</sup> Please refer to "High Temperature Ride Through" for more details'

## 10.2. Noise Reduction System (NRS) Modes

The Noise Reduction System is an optional module available with the basic SCADA configuration and it therefore requires the presence of a SGRE SCADA system to work. NRS Modes are noise curtailed modes enabled by the Noise Reduction System. The purpose of this system is to limit the noise emitted by any of the functioning turbines and thereby comply with local regulations regarding noise emissions.

Noise control is achieved through the reduction of active power and rotational speed of the wind turbine. This reduction is dependent on the wind speed. The Noise Reduction System controls the noise settings of each turbine to the most appropriate level at all times, in order to keep the noise emissions within the limits allowed. Sound Power Levels correspond to the wind turbine configuration equipped with noise reduction add-ons attached to the blade.

The activation of NRS modes depend on the tower type selection. This information can be provided upon request.

### 10.2.1. List of NRS Modes

Rotor Configuration	NRS Mode	Rating [MW]	Noise [dB(A)]	Power Curve Document	Acoustic Emission Document	Max temperature With Max active power and electrical capabilities <sup>6</sup>
SG 6.0-170	N1	6.00	105.5	D2323420	D2359593	30°C
SG 6.0-170	N2	5.80	104.5	D2314784	D2359593	30°C
SG 6.0-170	N3	5.24	103.0	D2314785	D2359593	30°C
SG 6.0-170	N4	5.12	102.0	D2314786	D2359593	30°C
SG 6.0-170	N5	4.87	101.0	D2314787	D2359593	30°C
SG 6.0-170	N6	4.52	100.0	D2314788	D2359593	30°C
SG 6.0-170	N7	3.60	99.0	D2314789	D2359593	30°C
SG 6.0-170	N8	2.60	98.0	D2460509	D2460507	30°C

### 10.2.2. Control Strategy

The Application Modes are implemented and controlled in the Power Plant Controller. The NRS modes are also handled in the SGRE SCADA, however it shall also be possible to deploy custom NRS modes from the SGRE SCADA to the Power Plant Controller.

<sup>6</sup> Please refer to "High Temperature Ride Through" for more details'.

## 11. Standard Ct and Power Curve, Rev. 0, Mode AM 0

### 11.1. Standard Power Curve, Application Mode - AM 0

Air density = 1.225 kg/m<sup>3</sup>

Validity range:

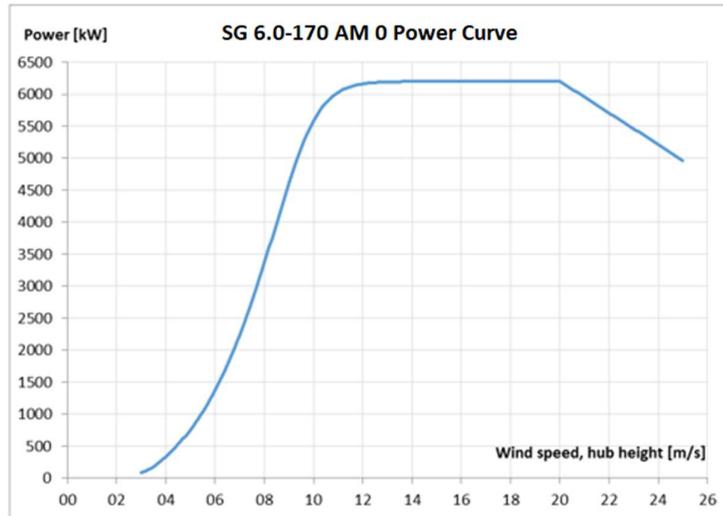
<b>Wind Shear (10min average)</b>	≤ 0.3
<b>Turbulence intensity TI [%] for bin i</b>	$5\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i} < TI_i < 12\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i}$
<b>Terrain</b>	Not complex according to IEC 61400-12-1
<b>Upflow β [°]</b>	-2° ≤ β ≤ +2°
<b>Grid frequency [Hz]</b>	± 0.5 Hz

Other considerations: Clean rotor blades, substantially horizontal, undisturbed air flow, turbine operated within nominal limits according to the Electrical Specification.

Next table shows the electrical power as a function of wind speed in hub height, averaged in ten minutes, for air density = 1.225 kg/m<sup>3</sup>. The power curve does not include losses in the transformer and high voltage cables.

For a detailed description of Application Mode – AM 0, please refer to Flexible Rating Specification (D2315786).

SG 6.0-170 Rev 0, AM 0	
Wind Speed [m/s]	Power [kW]
3.0	89
3.5	178
4.0	328
4.5	522
5.0	758
5.5	1040
6.0	1376
6.5	1771
7.0	2230
7.5	2758
8.0	3351
8.5	3988
9.0	4617
9.5	5166
10.0	5584
10.5	5862
11.0	6028
11.5	6117
12.0	6161
12.5	6183
13.0	6192
13.5	6197
14.0	6199
14.5	6199
15.0	6200
15.5	6200
16.0	6200
16.5	6200
17.0	6200
17.5	6200
18.0	6200
18.5	6200
19.0	6200
19.5	6200
20.0	6200
20.5	6080
21.0	5956
21.5	5832
22.0	5708
22.5	5584
23.0	5460
23.5	5336
24.0	5212
24.5	5088
25.0	4964



The annual energy production data for different annual mean wind speeds in hub height are calculated from the above power curve assuming a Weibull wind speed distribution, 100 percent availability, and no reductions due to array losses, grid losses, or other external factors affecting the production.

<i>AEP [MWh]</i>		<b>Annual Average Wind Speed [m/s] at Hub Height</b>										
		<i>5.0</i>	<i>5.5</i>	<i>6.0</i>	<i>6.5</i>	<i>7.0</i>	<i>7.5</i>	<i>8.0</i>	<i>8.5</i>	<i>9.0</i>	<i>9.5</i>	<i>10.0</i>
<b><i>Weibull K</i></b>	<b><i>1.5</i></b>	12624	15003	17272	19392	21337	23092	24653	26018	27192	28185	29009
	<b><i>2.0</i></b>	11514	14363	17198	19937	22528	24939	27150	29151	30937	32503	33853
	<b><i>2.5</i></b>	10370	13438	16625	19798	22856	25732	28389	30811	32995	34946	36669

Annual Production [MWh] SG 6.0-170 Rev 0, AM 0 wind turbine for the standard version, as a function of the annual mean wind speed at hub height, and for different Weibull parameters. Air density 1.225 kg/m<sup>3</sup>

## 11.2. Standard Ct Curve, Application Mode – AM 0

Air density = 1.225 kg/m<sup>3</sup>

Validity range:

<b>Wind Shear (10min average)</b>	$\leq 0.3$
<b>Turbulence intensity TI [%] for bin i</b>	$5\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i} < TI_i < 12\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i}$
<b>Terrain</b>	Not complex according to IEC 61400-12-1
<b>Upflow <math>\beta</math> [°]</b>	$-2^\circ \leq \beta \leq +2^\circ$
<b>Grid frequency [Hz]</b>	$\pm 0.5$ Hz

Other considerations: Clean rotor blades, substantially horizontal, undisturbed air flow, turbine operated within nominal limits according to the Electrical Specification.

The thrust coefficient Ct is used for the calculation of the wind speed deficit in the wake of a wind turbine.

Ct is defined by the following expression:

$$C_t = F / (0.5 * \rho * w^2 * A)$$

where

F = Rotor force [N]

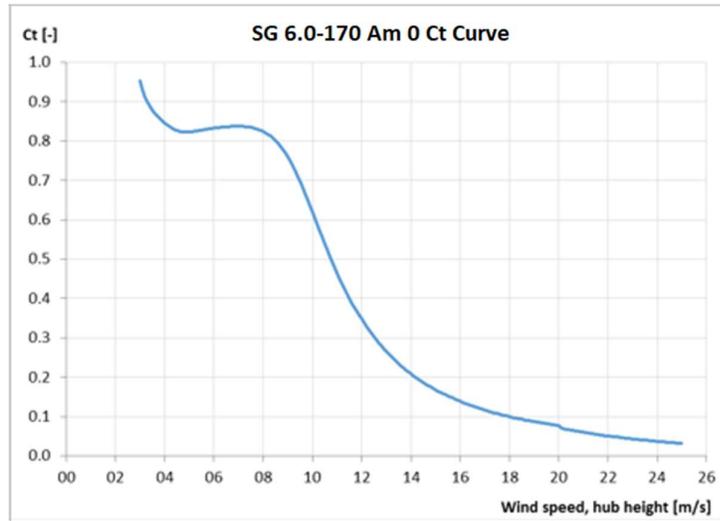
$\rho$  = Air density [kg/m<sup>3</sup>]

w = Wind speed [m/s]

A = Swept area of rotor [m<sup>2</sup>]

For a detailed description of Application Mode - AM 0, please refer to Flexible Rating Specification (D2316244).

SG 6.0-170 Rev 0, AM 0	
Wind Speed [m/s]	Ct [-]
3.0	0.953
3.5	0.880
4.0	0.847
4.5	0.828
5.0	0.824
5.5	0.828
6.0	0.833
6.5	0.836
7.0	0.837
7.5	0.835
8.0	0.825
8.5	0.802
9.0	0.759
9.5	0.696
10.0	0.620
10.5	0.541
11.0	0.466
11.5	0.402
12.0	0.347
12.5	0.303
13.0	0.266
13.5	0.235
14.0	0.209
14.5	0.187
15.0	0.169
15.5	0.153
16.0	0.139
16.5	0.127
17.0	0.117
17.5	0.108
18.0	0.100
18.5	0.093
19.0	0.087
19.5	0.082
20.0	0.077
20.5	0.066
21.0	0.060
21.5	0.055
22.0	0.051
22.5	0.047
23.0	0.043
23.5	0.040
24.0	0.037
24.5	0.034
25.0	0.032



## 12. Standard Ct and Power Curve, Rev. 0, AM 0 – Air Density

### 12.1. Standard Power Curve, Application Mode – AM 0

Air density = [1.06, 1.27] kg/m<sup>3</sup>

Validity range:

<b>Wind Shear (10min average)</b>	$\leq 0.3$
<b>Turbulence intensity TI [%] for bin i</b>	$5\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i} < TI_i < 12\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i}$
<b>Terrain</b>	Not complex according to IEC 61400-12-1
<b>Upflow <math>\beta</math> [°]</b>	$-2^\circ \leq \beta \leq +2^\circ$
<b>Grid frequency [Hz]</b>	$\pm 0.5$ Hz

Other considerations: Clean rotor blades, substantially horizontal, undisturbed air flow, turbine operated within nominal limits according to the Electrical Specification.

Next table shows the electrical power as a function of wind speed in hub height, averaged in ten minutes, for air density range = [1.06, 1.27] kg/m<sup>3</sup>. The power curves do not include losses in the transformer and high voltage cables.

For a detailed description of Application Mode AM 0, please refer to Flexible Rating Specification (D2316244).

SG 6.0-170 Mode AM 0 Power curves [kW]									
Ws hub [m/s]	Air density [kg/m <sup>3</sup> ]								
	1.225	1.06	1.09	1.12	1.15	1.18	1.21	1.24	1.27
3.0	89	75	77	80	82	85	88	90	93
3.5	178	145	151	157	163	169	175	181	187
4.0	328	272	282	292	302	312	323	333	343
4.5	522	439	454	470	485	500	515	530	545
5.0	758	644	665	686	706	727	748	769	789
5.5	1040	888	916	944	971	999	1027	1054	1082
6.0	1376	1179	1215	1250	1286	1322	1358	1394	1430
6.5	1771	1521	1566	1612	1657	1703	1748	1794	1839
7.0	2230	1919	1976	2032	2089	2146	2202	2259	2315
7.5	2758	2377	2446	2516	2585	2654	2723	2793	2862
8.0	3351	2893	2977	3060	3144	3227	3310	3392	3474
8.5	3988	3455	3553	3652	3749	3846	3941	4035	4127
9.0	4617	4033	4145	4255	4363	4467	4568	4664	4756
9.5	5166	4586	4706	4820	4928	5029	5122	5208	5288
10.0	5584	5074	5191	5296	5390	5475	5549	5616	5675
10.5	5862	5466	5567	5652	5725	5786	5839	5884	5922
11.0	6028	5753	5830	5891	5940	5981	6013	6040	6063
11.5	6117	5944	5997	6036	6067	6090	6109	6124	6136
12.0	6161	6061	6094	6117	6135	6148	6157	6165	6171
12.5	6183	6128	6147	6160	6169	6176	6181	6184	6187
13.0	6192	6164	6174	6181	6186	6189	6191	6193	6194
13.5	6197	6182	6188	6191	6194	6195	6196	6197	6198
14.0	6199	6192	6194	6196	6197	6198	6198	6199	6199
14.5	6199	6196	6197	6198	6199	6199	6199	6199	6200
15.0	6200	6198	6199	6199	6199	6200	6200	6200	6200
15.5	6200	6199	6199	6200	6200	6200	6200	6200	6200
16.0	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
16.5	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
17.0	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
17.5	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
18.0	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
18.5	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
19.0	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
19.5	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
20.0	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
20.5	6080	6080	6080	6080	6080	6080	6080	6080	6080
21.0	5956	5956	5956	5956	5956	5956	5956	5956	5956
21.5	5832	5832	5832	5832	5832	5832	5832	5832	5832
22.0	5708	5708	5708	5708	5708	5708	5708	5708	5708
22.5	5584	5584	5584	5584	5584	5584	5584	5584	5584
23.0	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460
23.5	5336	5336	5336	5336	5336	5336	5336	5336	5336
24.0	5212	5212	5212	5212	5212	5212	5212	5212	5212
24.5	5088	5088	5088	5088	5088	5088	5088	5088	5088
25.0	4964	4964	4964	4964	4964	4964	4964	4964	4964

The annual energy production data for different annual mean wind speeds in hub height are calculated from the above power curve assuming a Weibull wind speed distribution with a K-factor of 2.0, 100 percent availability, and no reductions due to array losses, grid losses, or other external factors affecting the production.

<b>AEP [MWh]</b>		<b>Annual Average Wind Speed [m/s] at Hub Height</b>										
		<b>5.0</b>	<b>5.5</b>	<b>6.0</b>	<b>6.5</b>	<b>7.0</b>	<b>7.5</b>	<b>8.0</b>	<b>8.5</b>	<b>9.0</b>	<b>9.5</b>	<b>10.0</b>
<b>Density [kg/m<sup>3</sup>]</b>	<b>1.225</b>	11514	14363	17198	19937	22528	24939	27150	29151	30937	32503	33853
	<b>1.06</b>	10152	12804	15493	18136	20675	23069	25292	27325	29156	30780	32191
	<b>1.09</b>	10413	13107	15829	18495	21049	23449	25673	27702	29526	31139	32540
	<b>1.12</b>	10667	13401	16151	18838	21403	23808	26030	28054	29871	31474	32862
	<b>1.15</b>	10916	13685	16463	19167	21741	24149	26369	28387	30195	31788	33165
	<b>1.18</b>	11159	13962	16763	19483	22065	24475	26692	28704	30503	32085	33451
	<b>1.21</b>	11397	14231	17055	19788	22376	24787	27000	29005	30795	32367	33722
	<b>1.24</b>	11630	14493	17338	20083	22676	25086	27295	29293	31074	32635	33979
	<b>1.27</b>	11859	14750	17613	20368	22966	25375	27580	29570	31341	32893	34225

Annual Production [MWh] SG 6.0-155 Rev 0, AM 0 wind turbine for the standard version, as a function of the annual mean wind speed at hub height, and for Weibull parameter K=2.0.

## 12.2. Standard Ct Curve, Application Mode – AM 0

Air density = [1.06 –1.27] kg/m<sup>3</sup>

Validity range:

<b>Wind Shear (10min average)</b>	$\leq 0.3$
<b>Turbulence intensity TI [%] for bin i</b>	$5\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i} < TI_i < 12\% \frac{(0.75v_i + 5.6)}{v_i}$
<b>Terrain</b>	Not complex according to IEC 61400-12-1
<b>Upflow <math>\beta</math> [°]</b>	$-2^\circ \leq \beta \leq +2^\circ$
<b>Grid frequency [Hz]</b>	$\pm 0.5$ Hz

Other considerations: Clean rotor blades, substantially horizontal, undisturbed air flow, turbine operated within nominal limits according to the Electrical Specification.

The thrust coefficient  $C_t$  is used for the calculation of the wind speed deficit in the wake of a wind turbine.

$C_t$  is defined by the following expression:

$$C_t = F / (0.5 \cdot \rho \cdot w^2 \cdot A)$$

Where

F = Rotor force [N]

$\rho$  = Air density [kg/m<sup>3</sup>]

w = Wind speed [m/s]

A = Swept area of rotor [m<sup>2</sup>]

For a detailed description of Application Mode AM 0, please refer to Flexible Rating Specification (D2316244).

SG 6.0-170 Mode AM 0 Ct curves [-]									
Ws hub [m/s]	Air density [kg/m <sup>3</sup> ]								
	1.225	1.06	1.09	1.12	1.15	1.18	1.21	1.24	1.27
3.0	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953
3.5	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880
4.0	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847
4.5	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828
5.0	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824
5.5	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828
6.0	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833
6.5	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836
7.0	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837
7.5	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835
8.0	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825
8.5	0.802	0.804	0.804	0.804	0.803	0.803	0.802	0.801	0.800
9.0	0.759	0.767	0.767	0.766	0.765	0.763	0.761	0.757	0.753
9.5	0.696	0.716	0.715	0.712	0.709	0.705	0.699	0.693	0.686
10.0	0.620	0.654	0.651	0.646	0.640	0.633	0.625	0.615	0.605
10.5	0.541	0.588	0.582	0.575	0.566	0.556	0.546	0.535	0.524
11.0	0.466	0.521	0.513	0.503	0.493	0.483	0.472	0.461	0.450
11.5	0.402	0.458	0.448	0.438	0.428	0.417	0.407	0.396	0.386
12.0	0.347	0.401	0.391	0.381	0.371	0.361	0.352	0.343	0.334
12.5	0.303	0.351	0.342	0.333	0.324	0.315	0.307	0.299	0.291
13.0	0.266	0.309	0.300	0.292	0.284	0.276	0.269	0.262	0.256
13.5	0.235	0.273	0.265	0.258	0.251	0.244	0.238	0.232	0.226
14.0	0.209	0.243	0.236	0.229	0.223	0.217	0.212	0.207	0.202
14.5	0.187	0.217	0.211	0.205	0.200	0.195	0.190	0.185	0.181
15.0	0.169	0.195	0.190	0.185	0.180	0.175	0.171	0.167	0.163
15.5	0.153	0.176	0.171	0.167	0.163	0.158	0.155	0.151	0.147
16.0	0.139	0.160	0.156	0.152	0.148	0.144	0.141	0.137	0.134
16.5	0.127	0.146	0.142	0.138	0.135	0.132	0.128	0.125	0.123
17.0	0.117	0.134	0.130	0.127	0.124	0.121	0.118	0.115	0.113
17.5	0.108	0.124	0.120	0.117	0.114	0.112	0.109	0.106	0.104
18.0	0.100	0.115	0.112	0.109	0.106	0.104	0.101	0.099	0.097
18.5	0.093	0.107	0.104	0.101	0.099	0.096	0.094	0.092	0.090
19.0	0.087	0.100	0.097	0.095	0.093	0.090	0.088	0.086	0.084
19.5	0.082	0.094	0.091	0.089	0.087	0.085	0.083	0.081	0.079
20.0	0.077	0.088	0.086	0.084	0.082	0.080	0.078	0.076	0.075
20.5	0.066	0.075	0.073	0.071	0.069	0.068	0.066	0.065	0.064
21.0	0.060	0.068	0.067	0.065	0.064	0.062	0.061	0.060	0.058
21.5	0.055	0.063	0.061	0.060	0.058	0.057	0.056	0.055	0.054
22.0	0.051	0.058	0.056	0.055	0.054	0.053	0.051	0.050	0.049
22.5	0.047	0.053	0.052	0.051	0.050	0.048	0.047	0.046	0.046
23.0	0.043	0.049	0.048	0.047	0.046	0.045	0.044	0.043	0.042
23.5	0.040	0.045	0.044	0.043	0.042	0.041	0.040	0.040	0.039
24.0	0.037	0.042	0.041	0.040	0.039	0.038	0.037	0.037	0.036
24.5	0.034	0.039	0.038	0.037	0.036	0.035	0.035	0.034	0.033
25.0	0.032	0.036	0.035	0.034	0.034	0.033	0.032	0.032	0.031

## 13. Standard Acoustic Emission, Rev. 0. Mode AM 0

### Typical Sound Power Levels

The sound power levels are presented with reference to the code IEC 61400-11 ed. 3.0 (2012). The sound power levels ( $L_{WA}$ ) presented are valid for the corresponding wind speeds referenced to the hub height.

Wind speed [m/s]	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Up to cut-out
AM 0	92.0	92.0	94.5	98.4	101.8	104.7	106.0	106.0	106.0	106.0	106.0

Table 1: Acoustic emission,  $L_{WA}$ [dB(A) re 1 pW](10 Hz to 10kHz)

Wind speed [m/s]	6	8
AM 0	87.6	93.9

Table 2: Acoustic emission,  $L_{WA}$ [dB(A) re 1 pW](10 Hz to 160 Hz)

### Low Noise Operations

The lower sound power level is also available and can be achieved by adjusting the turbines controller settings, i.e. an optimization of rpm and pitch. The noise settings are not static and can be applied to optimize the operational output of the turbine. Noise settings can be tailored to time of day as well as wind direction to offer the most suitable solution for a specific location. This functionality is controlled via the CSSS system and is described further in the white paper on Noise Reduction Operations. Furthermore, tailored power curves can be provided which take wind speed into consideration allowing for management of the turbine output power and noise emission level to comply with site specific noise requirements. Tailored power curves are project and turbine specific and will therefore require Siemens Gamesa Siting involvement to provide the optimal solutions. The lower sound power levels may not be applicable to all tower variants. Please contact Siemens Gamesa for further information.

For a detailed description of Application Mode – AM 0, please refer to Flexible Rating Specification (D2316244).

## 14. Electrical Specifications

### Nominal output and grid conditions

Nominal power .....	6200 kW
Nominal voltage.....	690 V
Power factor correction.....	Frequency converter control
Power factor range .....	0.9 capacitive to 0.9 inductive at nominal balanced voltage

### Generator

Type.....	DFIG Asynchronous
Maximum power .....	6350 kW @30°C ext. ambient

Nominal speed.....	1120 rpm-6p (50Hz) 1344 rpm-6p (60Hz)
--------------------	--

### Generator Protection

Insulation class .....	Stator H/H Rotor H/H
Winding temperatures.....	6 Pt 100 sensors
Bearing temperatures .....	3 Pt 100
Slip Rings	1 Pt 100
Grounding brush.....	On side no coupling

### Generator Cooling

Cooling system .....	Air cooling
Internal ventilation .....	Air
Control parameter.....	Winding, Air, Bearings temperatures

### Frequency Converter

Operation .....	4Q B2B Partial Load
Switching .....	PWM
Switching freq., grid side...	2.5 kHz
Cooling .....	Liquid/Air

### Main Circuit Protection

Short circuit protection.....	Circuit breaker
Surge arrester.....	varistors

### Peak Power Levels

10 min average.....	Limited to nominal
---------------------	--------------------

### Grid Capabilities Specification

Nominal grid frequency .....	50 or 60 Hz
Minimum voltage.....	85 % of nominal
Maximum voltage.....	113 % of nominal
Minimum frequency .....	92 % of nominal
Maximum frequency .....	108 % of nominal
Maximum voltage imbalance (negative sequence of component voltage) .....	≤5 %
Max short circuit level at controller's grid	
Terminals (690 V) .....	82 kA

### Power Consumption from Grid (approximately)

At stand-by, No yawing .....	10 kW
At stand-by, yawing .....	50 kW

### Controller back-up

UPS Controller system .....	Online UPS, Li battery
Back-up time.....	1 min
Back-up time Scada.....	Depend on configuration

### Transformer Specification

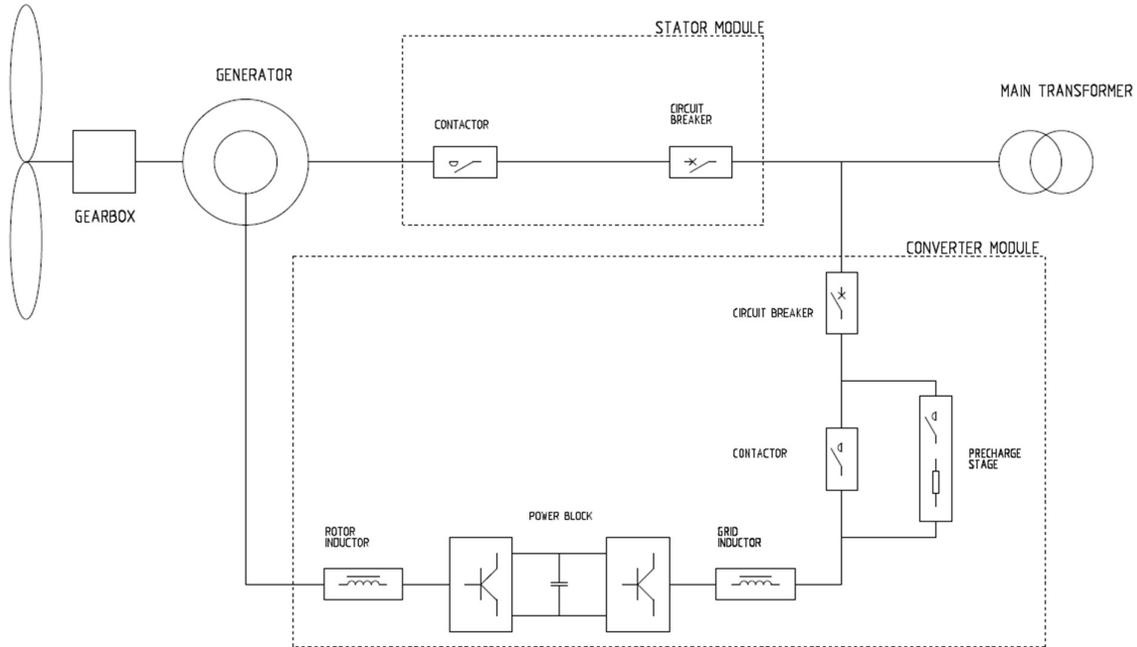
Transformer impedance requirement.....	8.5 % - 10.5%
Secondary voltage .....	690 V
Vector group .....	Dyn 11 or Dyn 1 (star point earthed)

### Earthing Specification

Earthing system .....	Acc. to IEC62305-3 ED 1.0:2010
Foundation reinforcement..	Must be connected to earth electrodes
Foundation terminals .....	Acc. to SGRE Standard

HV connection .....	HV cable shield shall be connected to earthing system
---------------------	---

## 15. Simplified Single Line Diagram



## 16. Transformer Specifications ECO 30 kV\*

### Transformer

Type .....	Liquid filled
Max Current.....	7.11 kA + harmonics at nominal voltage $\pm 10\%$
Nominal voltage .....	30/0.69 kV
Frequency .....	50 Hz
Impedance voltage .....	9.5% $\pm 8.3\%$ at ref. 6.5 MVA
Tap Changer.....	$\pm 2 \times 2.5\%$ (optional)
Loss ( $P_0 / P_{k75^\circ C}$ ).....	4.77/84.24 kW
Vector group .....	Dyn11
Standard.....	IEC 60076 ECO Design Directive

### Transformer Monitoring

Top oil temperature.....	PT100 sensor
Oil level monitoring sensor...	Digital input
Overpressure relay.....	Digital input

### Transformer Cooling

Cooling type.....	KFWF
Liquid inside transformer	K-class liquid
Cooling liquid at heat exchanger	Glystantin

### Transformer Earthing

Star point .....	The star point of the transformer is connected to earth
------------------	---

## 17. Switchgear Specifications

The switchgear will be chosen as factory-assembled, type-tested, and maintenance-free high-voltage switchgear with single-busbar system. The device will be metal-enclosed, metal-clad, gas-isolated, and conforms to the stipulations of IEC 62271-200.

The switchgear vessel of the gas-insulated switchgear is classified according to IEC as a “sealed pressure system”. It is gas-tight for life. The switchgear vessel accommodates the busbar system and switching device (such as vacuum circuit breaker, three-position switch disconnecting and earthing).

The vessel is filled with sulphur hexafluoride (SF<sub>6</sub>) at the factory. This gas is non-toxic, chemically inert, and features a high dielectric strength. Gas work on site is not required, and even in operation it is not necessary to check the gas condition or refill, the vessel is designed for being gas tight for life.

To monitor the gas density, every switchgear vessel is equipped with a ready-for-service indicator at the operating front. This is a mechanical red/green indicator, self-monitoring and independent of temperature and variations of the ambient air pressure.

MV cables connected to the grid cable- and circuit-breaker feeders are connected via cast-resin bushings leading into the switchgear vessel. The bushings are designed as outside-cone system type “C” M16 bolted 630 A connections according to EN 50181. The compartment is accessible from the front. A mechanical interlock ensures that the cable compartment cover can only be removed when the three-position switch is in the earthed position.

The circuit-breaker operates based on vacuum switching technology. The vacuum interrupter unit is installed in the switchgear vessel together with the three-position switch and is thus protected from environmental influences. The operating mechanism of the circuit-breaker is located outside the vessel. Both, the interrupters and the operating mechanisms, are maintenance-free.

Padlock facilities are provided to lock the switchgear from operation in disconnecter open and close position, earth switch open and close position, and circuit breaker open position, to prevent improper operation of the equipment.

Capacitive Voltage detection systems are installed both in the grid cable and the circuit breaker feeders. Pluggable indicators can be plugged at the switchgear front to show the voltage status.

The switchgear is equipped with an over-current protection relay with the functions over current, short circuit and earth fault protection. The relay ensures that the transformer is disconnected if a fault occurs in the transformer or the high voltage installation in the wind turbine. The relay is adjustable to obtain selectivity between low voltage main breaker and the circuit breaker in the substation.

The protective system shall cause the circuit breaker opening with a dual powered relay (self-power supply + external auxiliary power supply possibility). It imports its power supply from current transformers, that are already mounted on the bushings inside the circuit breaker panel and is therefore ideal for wind turbine applications.

Trip signals from the transformer auxiliary protection and wind turbine controller can also disconnect the switchgear.

The switchgear consists of two or more feeders\*; one circuit breaker feeder for the wind turbine transformer also with earthing switch and one or more grid cable feeders\*\* with load break switch and earthing switch.

The switchgear can be operated local at the front or by use of portable remote control (circuit breaker only) connected to a control box at the wind turbine entrance level.

\* Up to four feeders.

\*\* SGRE to be contacted for possible feeder configurations of circuit breaker and grid feeder combinations.

The switchgear is located below the tower structure. The main transformer, LV switchgear and converters are located on the nacelle level above the tower.

Grid cables, from substation and/or between the turbines, must be installed at the bushings in the grid cable feeder cubicles of the switchgear. These bushings are the interface/grid connection point of the turbine. It is possible to connect grid cables in parallel by installing the cables on top of each other. The space in the MV cable compartments of the switchgear allows the installation of two connectors per phase or one connector + surge arrester per phase.

The transformer cables are installed at the bottom of the circuit breaker feeder. The cable compartment is accessible from the front. A mechanical interlock ensures that the cable compartment cover can only be removed when the three-position switch is in the earthed position.

Optionally, the switchgear can be delivered with surge arresters installed in between the switchgear and wind turbine transformer on the outgoing bushings of the circuit breaker feeder.

## 17.1. Technical Data for Switchgear

### Switchgear

Make	TBD
Type	TBD
Rated voltage	20-40,5(Um) kV
Operating voltage	20-40,5(Um) kV
Rated current	630 A
Short time withstand current	20 kA/1s
Peak withstand current	50 kA
Power frequency withstand voltage	70 kV
Lightning withstand voltage	170 kV
Insulating medium	SF <sub>6</sub>
Switching medium	Vacuum
Consist of	2/3/4 panels
Grid cable feeder	Cable riser or line cubicle
Circuit breaker feeder	Circuit breaker
Degree of protection, vessel	IP65

Internal arc classification IAC:	A FL 20 kA 1s
Pressure relief	Downwards
Standard	IEC 62271
Temperature range	-25°C to +45°C

### Grid cable feeder (line cubicle)

Rated current, Cubicle	630 A
Rated current, load breaker	630 A
Short time withstand current	20 kA/1s
Short circuit making current	50 kA/1s
Three position switch	Closed, open, earthed
Switch mechanism	Spring operated
Control	Local
Voltage detection system	Capacitive

### Circuit breaker feeder

Rated current, Cubicle	630 A
Rated current circuit breaker	630 A
Short time withstand current	20 kA/1s
Short circuit making current	50 kA/1s
Short circuit breaking current	20 kA/1s
Three position switch	Closed, open, earthed
Switch mechanism	Spring operated
Tripping mechanism	Stored energy
Control	Local
Coil for external trip	230V AC
Voltage detection system	Capacitive

### Protection

Over-current relay	Self-powered
Functions	50/51 50N/51N
Power supply	Integrated CT supply

### Interface- MV Cables

Grid cable feeder	630 A bushings type C M16 Max 2 feeder cables
Cable entry	From bottom
Cable clamp size (cable outer diameter) **	26 - 38mm 36 - 52mm 50 - 75mm
Circuit breaker feeder	630 A bushings type C
Cable entry	M16 From bottom

### Interface to turbine control

Breaker status	
SF6 supervision	1 NO contact
External trip	1 NO contact

\*Cable clamps are not part of switchgear delivery.

## 17.2. Switchgear Configurations

Find onwards the possible optional configuration of each of the parameters determining HV SWITCHGEAR.

The default options of a basic switchgear are highlighted **[bold and underlined]**, different features must be requested for evaluation and approbation by SGRE:

### FREQUENCY

- Switchgears working Frequency (50Hz/60Hz)

### SWITCH GEAR VOLTAGE

- Switchgear insulation voltage.

The normalized value shall be immediately greater than 1.1 times the nominal operating voltage of the MT network.

### CURRENT RATING (In) - **[630A]**

- Switchgears Current Rating.

### CURRENT SHORT CIRCUIT (Icc) - **[20 kA]**

- Switchgear short circuit current.

- 25kA as option.

It will be the normalized value immediately superior to the maximum short circuit intensity that is given in the short circuit study.

### SWITCHGEAR TYPE - **[Options including 0L cubicles shall be selected in the lack of specific information] [0L-1A and 0L-1A-1L cubicles]**

- This will indicate the type of switchgear in this wind turbine (0L+1A, 0L+1L+1A, ...).

- Other configurations are available according to the HV network SLD (1L+1A, 2L+1A...).

### CUSTOM CHARACTERISTIC

Additional characteristic different from those indicated in this chapter are considered. The characteristics should be specified for previous evaluation and approbation by SGRE.

### NACELLE ALTITUDE - **[0-1000m]**

Bearing in mind this value, select the right range among the available values.

This information must be sent to the HV switchgear manufacturer.

### SWITCHGEAR INTERLOCKS - **[KEYS RINGED UP]**

This will indicate the type of keys in the switchgear interlocks.

- KEY RINGED UP → The interlocking between switchgears is done by ringed keys.

- EXACTLY THE SAME KEYS → There is only one key that opens the interlocked locks, therefore no keys are ringed. (For France or by specific requirement)

### ISOLATED OR COMPENSATED NEUTRAL SYSTEM - **[NO]**

Default selection [NO] will indicate the neutral system is directly grounded.

[YES] will indicate isolated or compensated neutral systems that requires SLD of the substation for verification, or directly asking the customer to be able to calculate the settings of functions 59N and 67N. (It is common in Northern Europe countries)

**TEMPERATURE SWITCH GEAR - [-25°C>>+40°C]**

- Standard temperature [-25°C >> +40°C]
- Low Temperature [-30°C >> +40°C]

**CORROSION SWITCHGEAR - [C3]**

- C3 → standard protection.
- C5M-H/C4H → High corrosion protection.

**SWITCHGEAR FAULT DETECTOR - [NO]**

This will indicate if switchgear has fault detector. The fault detector system detects a fault current in the 0L (or 1LU) cubicles, this system will active an indicator.

**SWITCHGEAR KEY EXCHANGE BOX - [NO]**

This will indicate if switchgear has key exchange box to interlock the substation switchgears with the header switchgear of each circuit.

There must be as many key exchange boxes as substation line switchgears:

- 2+2 → When a substation switchgear is connected to a single circuit of the MT network
- 3+3 → When a substation switchgears is connected to two circuits of the MT network

**SWITCHGEAR REMOTE PENDANT – [NO]**

- This will indicate if switchgear has remote control to operate the circuit breaker.

**SWITCHGEAR MONITORIZATION - [NO]**

Optionally monitorization of switchgear is available for sharing some signals of switchgears (circuit breaker position, disconnecter position...).

**SWITCHGEAR MOTORIZATION 1A - [NO]**

Indicates if circuit breaker panels have motor and which ones carry it.

- 1AW → Only those circuit breakers that act as a transformer protection position are motor driven.
- 1AS → Only those circuit breakers that act as the protection position of a circuit or a complete branch have a motor
- ALL → All circuit breakers in the switchgear have a motor.

**SWITCHGEAR MOTORIZATION 1L - [NO]**

Indicates if switch-disconnectors panels have motor and which ones carry it.

- 1LU → Only those disconnectors that act as the arrival position from the substation or an upstream wind turbine are motorized.
- 1LD → Only those disconnectors that act as an exit position to a wind turbine located downstream are motorized.
- ALL → All switchgear disconnectors have motor.

**SWITCHGEAR SEQUENTIAL CONNECTION - [NO]**

It indicates if it has a sequential connection and if it is carried out by what type of panel it will be carried out:

- 1L
- 1A → default option

All data are subject to tolerances in accordance with IEC.

## 18. Grid Performance Specifications – 50 Hz

This document describes the grid performance of the Siemens Gamesa 5.X, 50 Hz wind turbine. Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) will provide wind turbine technical data for the developer to use in the design of the wind power plant and the evaluation of requirements compliance. The developer will be responsible for the evaluation and ensuring that the requirements are met for the wind power plant.

The capabilities described in this document assume that the electrical network is designed to be compatible with operation of the wind turbine. SGRE will provide a document with guidance to perform an assessment of the network's compatibility.

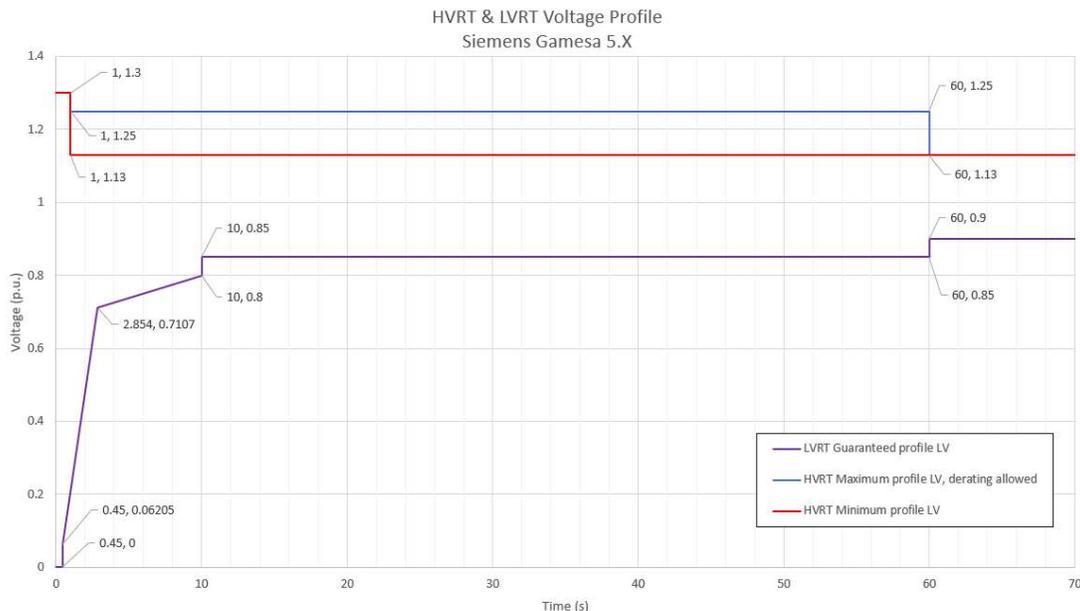
### 18.1. Fault Ride Through (FRT) Capability

The wind turbine is capable of operating when voltage transient events occur on the interconnecting transmission system above and below the standard voltage lower limits and time slot according to Figure 1 and Figure 2.

This performance assumes that the installed amount of wind turbines is in the right proportion to the strength of the grid, which means that the short circuit ratio ( $S_k/S_n$ ) and the X/R ratio of the grid at the wind turbine transformer terminals must be adequate.

Evaluation of the wind turbine's fault ride through capability in a specific system must be based on simulation studies using the specific network model and a dynamic wind turbine model provided by SGRE. This model is a reduced order model, suitable for balanced simulations with time steps between 4-10 ms.

The standard voltage limits for the Siemens Gamesa 5.X, 50 Hz wind turbine are presented in Figure 1 between 0 - 70 seconds.



**Figure 1.** High and Low voltage limits for Siemens Gamesa 5.X, 50 Hz wind turbine in the range of 0-70 seconds. The nominal voltage is 690 V (i.e. 1 p.u.).

### 18.2. Power Factor (Reactive Power) Capability

The wind turbine can operate in a power factor range of 0.9 leading to 0.9 lagging at the low voltage side of the wind turbine transformer, considering a voltage level equal or higher of 0.95pu. Depending on the voltage behaviour (higher or lower, inside maximum permissible margins), the Reactive Power maximum capability is modified accordingly.

The control mode for the wind turbine is with reactive power set-points or Local Voltage Control mode (external set-points of voltage).

### 18.3. Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Capability

The SGRE SCADA system has the capability to transmit and receive instructions from the transmission system provider for system reliability purposes depending on the configuration of the SCADA system. The project specific SCADA requirements must be specified in detail for design purposes.

### 18.4. Frequency Capability

The wind turbine can operate in the frequency range between 46 Hz and 54 Hz, making a difference between a steady state operation (full simultaneity):  $\pm 3\%$ , and transients' events (limited simultaneity):  $\pm 8\%$ , over rated frequency.

Simultaneities of main operation parameters shall be considered for evaluating the permitted operation ranges, mainly:

- Active Power level
- Reactive Power provision
- Ambient Temperature
- Voltage level of operation
- Frequency level of operation

And the total time that the turbine is operating under such conditions.

### 18.5. Voltage Capability

The voltage operation range for the wind turbine is between 85% and 113% of nominal voltage at the low voltage side of the wind turbine transformer. The voltage can be up to 130% for 1s, see Figure 1. The wind turbine's target voltage shall stay between 95% and 105% to support the best possible performance by staying within the operation limits.

Beyond  $\pm 10\%$  of voltage deviation, automatic voltage support algorithms could execute Reactive Power control, to secure a continuous operation of the Wind Turbine Generator and maximizing the availability, overriding external control and setpoints of Reactive Power.

### 18.6. Flicker and Harmonics

Flicker and Harmonics values will be provided in the power quality measurement report extract in accordance with IEC 61400-21 Edition 2.

### 18.7. Reactive Power -Voltage Control

The power plant controller can operate in four different modes:

- Q Control – In this mode reactive power is controlled at the point of interconnection, according to a reactive power reference
- V Control – Voltage is directly controlled at the point of interconnection, according to a voltage reference
- V-Q static – Voltage is controlled at the point of interconnection, by means of a pre-defined voltage – reactive power characteristic

- Power factor (cosphi) control – Power factor is controlled at the point of interconnection, according to a power factor reference

The SCADA system receives feedback/measured values from the Point of Interconnection depending on the control mode it is operating. The wind power plant controller then compares the measured values against the target levels and calculates the reactive power reference. Finally, reactive power references are distributed to each individual wind turbine. The wind turbine's controller responds to the latest reference from the SCADA system and will generate the required reactive power accordingly from the wind turbine.

## 18.8. Frequency Control

The frequency control is managed by the SCADA system together with the wind turbine controller. The wind power plant frequency control is carried out by the SCADA system which distributes active power set-points to each individual wind turbine, to the controllers. The wind turbine controller responds to the latest reference from the SCADA system and will maintain this active power locally.

## 18.9. Summary of Grid Connection Capabilities

Characteristic	Value	Comments
Rated Voltage	690V	
Maximum Voltage Range	+13% -15%	Q & P deratings due to V-f Simultaneities could apply
Rated Frequency	50 / 60 Hz	
Maximum Frequency Range	± 8%	Q & P deratings due to V-f Simultaneities could apply
Rated Power Factor	0.9 Under & Over excited	Rated point reachable at Full Power, $V = 0.95$ , $f = \pm 3\%$ Applicable to any AM and turbine variant
Minimum SCR at WTG MV Terminals	V-Direct: $\geq 2.0^*$ Q-Direct: $\geq 3.0^{**}$	See note 1.
Minimum X/R at WTG MV Terminals	3.0	
Max. Frequency gradient (ROCOF)	$\leq 4$ Hz/s	
Allowable Max Negative Sequence Voltage	$\leq 5\%$	
Voltage support after FRT recovery	3s	Configurable by parameter
Power recovery to 95% of Pre- Fault value	< 1000ms	Standard Configuration. Configurable by parameters adjustment.
Voltage support during FRT	Available	Configurable by parameter
Active current priority during Voltage Dip	Available	Configurable by parameter
Active Power damping after Dip	$\pm 5\%$ pre-fault level in <2s	Can be affected if Power Recovery Ramps after Voltage Dip is modified
$I_q$ Injection Curve during FRT	$k = [2 - 6]$	Configurable by parameters
$I_q$ Response Time (FRT)	$\leq 30$ ms	+20ms for 1 cycle RMS calculation
$I_q$ Settling Time (FRT)	$\leq 60$ ms	+20ms for 1 cycle RMS calculation -10% +20% required step
Active Power Ramp	$\pm 6\%$ Prated / s	Standard

Active Power Ramps - Fast Mode	+12,5% Prated/s -25% Prated/s	When commanded by SCADA
Reactive Power Ramp	±5000 kVAr/s	Configurable by parameter

**Note 1.**

\* SCR ratio can be reduced further if Active Power recovery ramps are limited to a certain value, that secures stable operation, after voltage dip events.

\*\* SCR ratio can be reduced further if Reactive Power Management configuration is done correctly by means of detailed grid studies, trying to avoid voltage saturation extremes in any case (over and under voltage saturation levels).

**All data are subject to tolerances in accordance with IEC.**

## 19. Grid Performance Specifications – 60 Hz

This document describes the grid performance of the Siemens Gamesa 5.X, 60 Hz wind turbine. Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) will provide wind turbine technical data for the developer to use in the design of the wind power plant and the evaluation of requirements compliance. The developer will be responsible for the evaluation and ensuring that the requirements are met for the wind power plant.

The capabilities described in this document assume that the electrical network is designed to be compatible with operation of the wind turbine. SGRE will provide a document with guidance to perform an assessment of the network's compatibility.

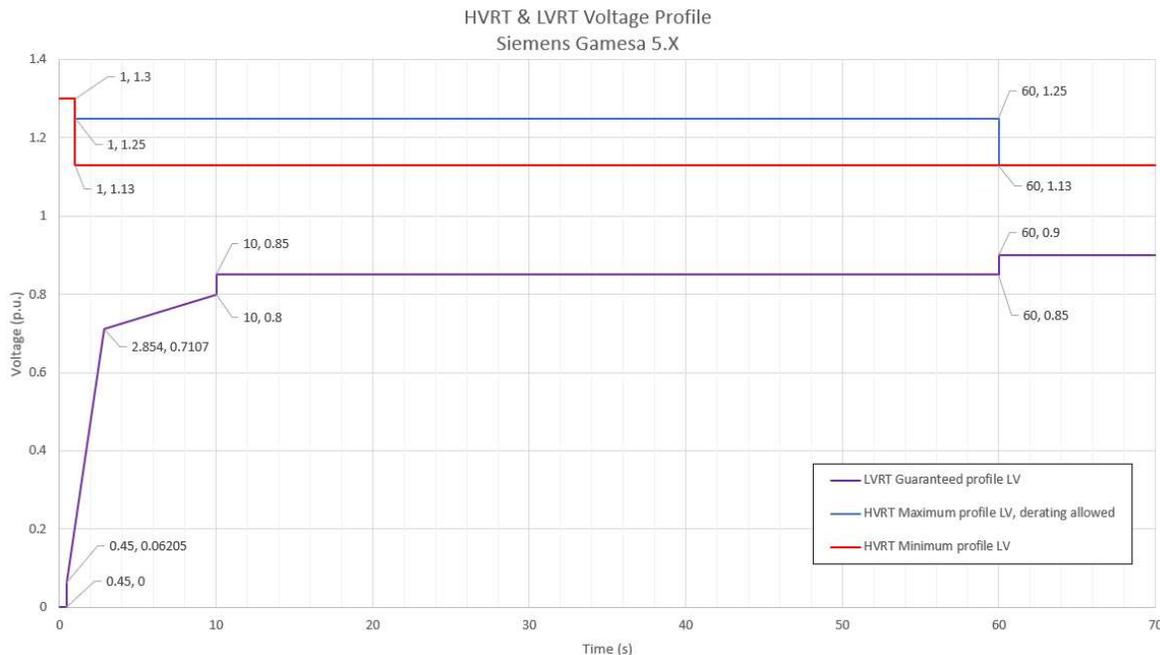
### 19.1. Fault Ride Through (FRT) Capability

The wind turbine is capable of operating when voltage transient events occur on the interconnecting transmission system above and below the standard voltage lower limits and time slot according to Figure 1 and Figure 2.

This performance assumes that the installed amount of wind turbines is in the right proportion to the strength of the grid, which means that the short circuit ratio (Sk/Sn) and the X/R ratio of the grid at the wind turbine transformer terminals must be adequate.

Evaluation of the wind turbine's fault ride through capability in a specific system must be based on simulation studies using the specific network model and a dynamic wind turbine model provided by SGRE. This model is a reduced order model, suitable for balanced simulations with time steps between 4-10 ms.

The standard voltage limits for the Siemens Gamesa 5.X, 60 Hz wind turbine are presented in Figure 1 between 0 - 70 seconds.



**Figure 2.** High and Low voltage limits for Siemens Gamesa 5.X, 60 Hz wind turbine in the range of 0-70 seconds. The nominal voltage is 690 V (i.e. 1 p.u.).

### 19.2. Power Factor (Reactive Power) Capability

The wind turbine can operate in a power factor range of 0.9 leading to 0.9 lagging at the low voltage side of the wind turbine transformer, considering a voltage level equal or higher of 0.95pu. Depending on the voltage behaviour (higher or lower, inside maximum permissible margins), the Reactive Power maximum capability is modified accordingly.

The control mode for the wind turbine is with reactive power set-points or Local Voltage Control mode (external set-points of voltage).

### 19.3. Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Capability

The SGRE SCADA system has the capability to transmit and receive instructions from the transmission system provider for system reliability purposes depending on the configuration of the SCADA system. The project specific SCADA requirements must be specified in detail for design purposes.

### 19.4. Frequency Capability

The wind turbine can operate in the frequency range between 55.2 Hz and 64.8 Hz, making a difference between a steady state operation (full simultaneity):  $\pm 3\%$ , and transients' events (limited simultaneity):  $\pm 8\%$ , over rated frequency.

Simultaneities of main operation parameters shall be considered for evaluating the permitted operation ranges, mainly:

- Active Power level
- Reactive Power provision
- Ambient Temperature
- Voltage level of operation
- Frequency level of operation

And the total time that the turbine is operating under such conditions.

### 19.5. Voltage Capability

The voltage operation range for the wind turbine is between 85% and 113% of nominal voltage at the low voltage side of the wind turbine transformer. The voltage can be up to 130% for 1s, see Figure 1. The wind turbine's target voltage shall stay between 95% and 105% to support the best possible performance by staying within the operation limits.

Beyond  $\pm 10\%$  of voltage deviation, automatic voltage support algorithms could execute Reactive Power control, to secure a continuous operation of the Wind Turbine Generator and maximizing the availability, overriding external control and setpoints of Reactive Power.

### 19.6. Flicker and Harmonics

Flicker and Harmonics values will be provided in the power quality measurement report extract in accordance with IEC 61400-21 Edition 2.

### 19.7. Reactive Power -Voltage Control

The power plant controller can operate in four different modes:

- Q Control – In this mode reactive power is controlled at the point of interconnection, according to a reactive power reference
- V Control – Voltage is directly controlled at the point of interconnection, according to a voltage reference
- V-Q static – Voltage is controlled at the point of interconnection, by means of a pre-defined voltage – reactive power characteristic
- Power factor (cosphi) control – Power factor is controlled at the point of interconnection, according to a power factor reference

The SCADA system receives feedback/measured values from the Point of Interconnection depending on the control mode it is operating. The wind power plant controller then compares the measured values against the target levels and calculates the reactive power reference. Finally, reactive power references are distributed to each individual wind turbine. The wind turbine's controller responds to the latest reference from the SCADA system and will generate the required reactive power accordingly from the wind turbine.

## 19.8. Frequency Control

The frequency control is managed by the SCADA system together with the wind turbine controller. The wind power plant frequency control is carried out by the SCADA system which distributes active power set-points to each individual wind turbine, to the controllers. The wind turbine controller responds to the latest reference from the SCADA system and will maintain this active power locally.

## 19.9. Summary of Grid Connection Capabilities

Characteristic	Value	Comments
Rated Voltage	690V	
Maximum Voltage Range	+13% -15%	Q & P deratings due to V-f Simultaneities could apply
Rated Frequency	50 / 60 Hz	
Maximum Frequency Range	± 8%	Q & P deratings due to V-f Simultaneities could apply
Rated Power Factor	0.9 Under & Over excited	Rated point reachable at Full Power, V = 0.95, f = ±3% Applicable to any AM and turbine variant
Minimum SCR at WTG MV Terminals	V-Direct: ≥ 2.0* Q-Direct: ≥ 3.0**	See note 1.
Minimum X/R at WTG MV Terminals	3.0	
Max. Frequency gradient (ROCOF)	≤ 4 Hz/s	
Allowable Max Negative Sequence Voltage	≤ 5%	
Voltage support after FRT recovery	3s	Configurable by parameter
Power recovery to 95% of Pre- Fault value	< 1000ms	Standard Configuration. Configurable by parameters adjustment.
Voltage support during FRT	Available	Configurable by parameter
Active current priority during Voltage Dip	Available	Configurable by parameter
Active Power damping after Dip	±5% pre-fault level in <2s	Can be affected if Power Recovery Ramps after Voltage Dip is modified
I <sub>q</sub> Injection Curve during FRT	k = [2 – 6]	Configurable by parameters
I <sub>q</sub> Response Time (FRT)	≤ 30ms	+20ms for 1 cycle RMS calculation
I <sub>q</sub> Settling Time (FRT)	≤ 60ms	+20ms for 1 cycle RMS calculation -10% +20% required step
Active Power Ramp	± 6% Prated / s	Standard
Active Power Ramps - Fast Mode	+12,5% Prated/s -25% Prated/s	When commanded by SCADA
Reactive Power Ramp	±5000 kVAr/s	Configurable by parameter

**Note 1.**

\* SCR ratio can be reduced further if Active Power recovery ramps are limited to a certain value, that secures stable operation, after voltage dip events.

\*\* SCR ratio can be reduced further if Reactive Power Management configuration is done correctly by means of detailed grid studies, trying to avoid voltage saturation extremes in any case (over and under voltage saturation levels).

**All data are subject to tolerances in accordance with IEC.**

## 20. Reactive Power Capability - 50 & 60 Hz

This document describes the reactive power capability of SG 6.0-170, 50/60 Hz wind turbines during active power production. SG 6.0-170 wind turbines are equipped with a B2B Partial load frequency converter which allows the wind turbine to operate in a wide power factor range.

The maximum amount of Reactive Power to be generated or consumed depends on a wide range of parameters, some of them not possible to consider in a general way as they are fully dependent on the site, grid and Wind Turbine operation conditions.

Between others, the Reactive Power Capability at a given Operating Conditions depends on existing Active Power, internal temperature of Wind Turbine components, external ambient temperature, Grid conditions (voltage level, frequency level, etc.) and impact, thermally, in high inertial systems. So, the required operation time in worse conditions is also a parameter to be considered.

Online maximum capabilities estimation is executed by the Reactive Power Controller algorithm, to provide the possibility of maximizing the Capabilities in favorable grid and site conditions.

### 20.1. Reactive Power Capability. Generalities

The estimated reactive power capability for the wind turbine at the LV side of the wind turbine transformer will be presented in the following Figures and Tables.

Figure 1 shows the reactive power capability depending on the generated Active Power at various voltages at the LV terminals, starting by 90% of rated voltage (PQV curves).

Figure 2 shows the reactive power capability depending on the voltage level (QV curve) at full power operation.

All Application Modes (AM) for the same turbine version (SG 6.0-170) secure, at least, the electrical capabilities shown in this document at the specific Active Power Level base values for each variant.

Base Value used for Per Unit calculations is the indicated rated power of each Application Mode (AM).

Figure 3 includes reactive power capability at no wind operating conditions.

The Consolidated SCADA (CSSS) can send voltage references to the wind turbine in the range of 92% to 108% (references of 90% to 110% in specific cases). The wind power plant is recommended to be designed to maintain the wind turbine voltage references between 95% and 105% during steady state operation.

The included capability assume that the phase voltages are balanced (unbalance value below the maximum guaranteed,  $\leq 5\%$ ) and that the grid operational frequency is nominal.

Given the uncertainties in determining the overall Wind Turbine operation state variables tolerances, the given Reactive Power Capability is subjected to a tolerance up to  $\pm 10\%$ .

These figures consider Wind Turbine operation around its expected generator speed for each operation condition (P-n operation curve). Extreme speed excursions caused by specific Wind gusts, up and down from standard value, may cause punctual Reactive Power restrictions due to Generator and Converter limits of voltage and currents. All this is also fully dependent on the Grid conditions of voltage level and external setpoint.

Values of Reactive Power for those operational points in between the shown curves can be calculated by means of linear interpolation.

The reactive power capability presented in this document is the net capability and accounts for the contribution from the wind turbine auxiliary system, the reactors and the existing filters.

The reactive power capability described is valid while operating the wind turbine within the limits specified in the Design Climatic Conditions.

## 20.2. Operation below 90% of rated voltage

Standard operation at voltages in between 85% to 90% over rated is considered a special situation where both Reactive Power and Active Power may be de-rated depending on operation conditions of the Wind Turbine Generator.

Usually, depending on specific local regulations, Under Voltage Ride Through (UVRT) support happens in voltage values below 90% of rated voltage, so this operation case is not compatible as during UVRT support, Reactive Power is internally controlled depending on demands from applicable Grid Codes of Operation. This is also applicable during OVRT transients.

Specific studies should be executed in order to determine the operation and the possible values to be reached in such special operation cases, where and when required.

## 20.3. Reactive Power / Voltage limiting function

When Wind Turbine operation is close to voltage limits (under-voltage and over-voltage grid protection configured values), a specific Reactive Power / Voltage limiting function acts causing a so-called *Voltage Saturation*. The intention of this algorithm is to avoid a self-trip due to activation of over or under-voltage protections caused by Reactive Power operation of the turbine.

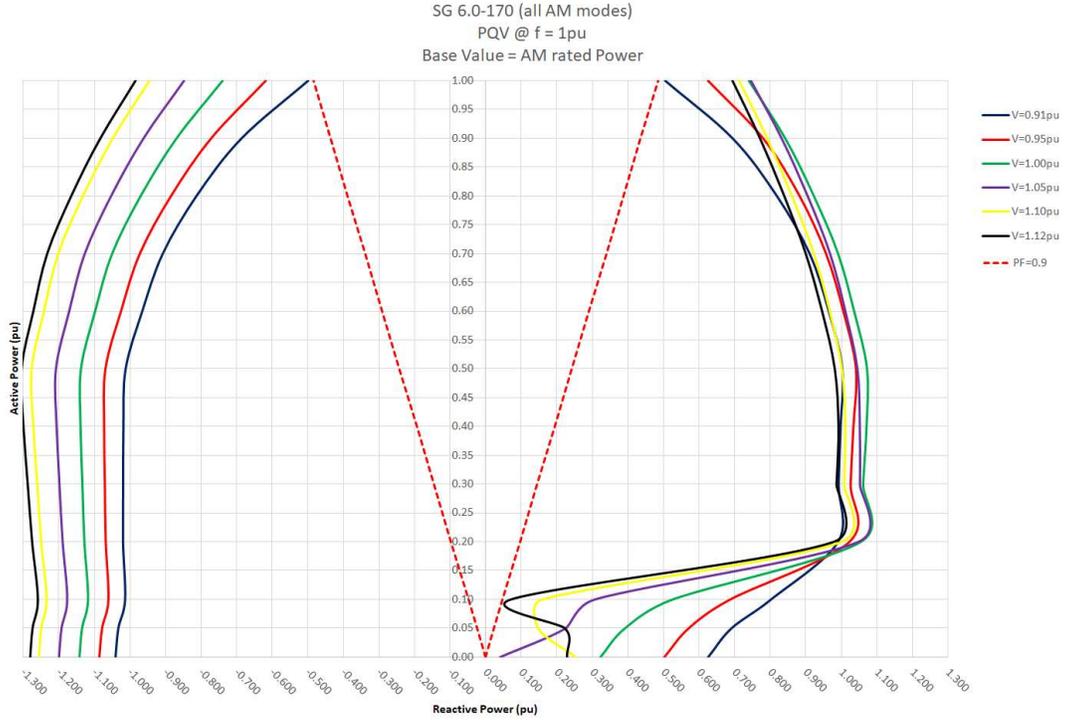
In the maximum configurable values of the voltage protection parameters (permanent operation, 85% and 113%):

- In case of under-voltage, the negative Reactive Power (Inductive, under-excited) is linearly limited from *No\_Limit* to 0, in the voltage range 90% to 85%.
  - The voltage used for evaluating and executing this Saturation is the minimum of the 3 phase voltages.
- In case of over-voltage, the positive Reactive Power (Capacitive, over-excited) is linearly limited from *No\_Limit* to 0, in the voltage range 112% to 113%.
  - The voltage used for evaluating and executing this Saturation is the maximum of the 3 phase voltages.

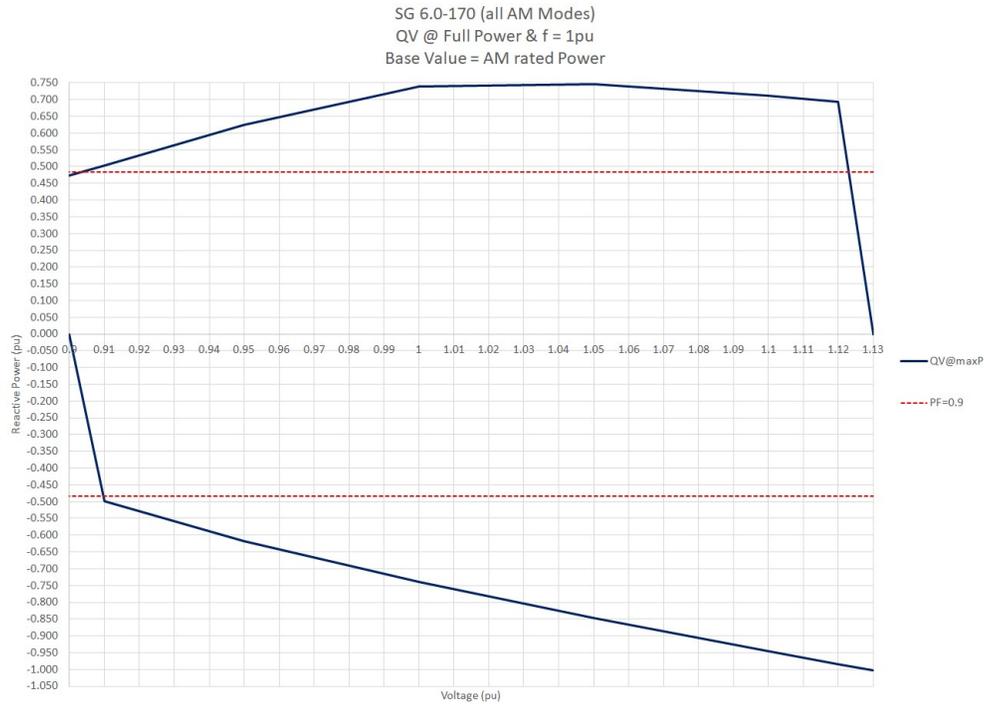
All these levels are possible to be set by parameters, depending on necessities, local requirements and as results of stability studies.

Reactive Power capabilities and curves shown in this document are generated having configured the next saturation values (values by default). This can be observed in figure 2. QV diagram.

- Under-Voltage saturation: 91% to 90% of rated voltage.
- Over-Voltage saturation: 112% to 113% of rated voltage.



**Figure 1:** Reactive power capability curves (PQV), 50/60 Hz Wind Turbine, at LV terminals.  
 Note: Voltage Saturation set to 91% and 112% (refer to *Reactive Power / Voltage limiting function* section)



**Figure 2:** Reactive power capability curves (QV), 50/60 Hz Wind Turbine, at LV terminals, at Full Power operation.  
 Note: Voltage Saturation set to 91% and 112% (refer to *Reactive Power / Voltage limiting function* section)

		Voltage (pu)							
		0.9	0.91	0.95	1	1.05	1.1	1.12	1.13
Active Power (pu)	0.0 *	0.656	0.625	0.504	0.324	0.042	0.253	0.228	0
	0.05	0.720	0.691	0.572	0.393	0.225	0.147	0.222	0
	0.1	0.830	0.802	0.688	0.526	0.307	0.158	0.070	0
	0.2	0.982	0.990	1.023	1.055	1.048	1.000	0.978	0
	0.3	0.983	0.992	1.026	1.061	1.052	1.007	0.986	0
	0.4	0.988	0.997	1.034	1.071	1.052	1.011	0.992	0
	0.5	0.993	1.002	1.041	1.072	1.045	1.001	0.981	0
	0.6	0.954	0.964	1.006	1.036	1.012	0.967	0.946	0
	0.7	0.899	0.910	0.957	0.991	0.968	0.922	0.900	0
	0.8	0.802	0.818	0.883	0.923	0.905	0.861	0.839	0
	0.9	0.672	0.694	0.781	0.842	0.832	0.791	0.771	0
	1.0	0.474	0.504	0.626	0.740	0.746	0.712	0.693	0

**Table 1:** Reactive power capability values (pu), 50/60 Hz Wind Turbine, at LV terminals.  
Capacitive / Over-excited operation.

Note: Voltage Saturation set to 91% and 112% (refer to *Reactive Power / Voltage limiting function* section)

		Voltage (pu)							
		0.9	0.91	0.95	1	1.05	1.1	1.12	1.13
Active Power (pu)	0.0 *	0	-1.039	-1.085	-1.142	-1.199	-1.257	-1.280	-1.291
	0.05	0	-1.032	-1.077	-1.135	-1.192	-1.250	-1.273	-1.285
	0.1	0	-1.013	-1.060	-1.118	-1.176	-1.235	-1.258	-1.270
	0.2	0	-1.018	-1.067	-1.129	-1.189	-1.250	-1.274	-1.286
	0.3	0	-1.018	-1.070	-1.134	-1.198	-1.261	-1.287	-1.299
	0.4	0	-1.017	-1.072	-1.139	-1.206	-1.272	-1.299	-1.312
	0.5	0	-1.011	-1.068	-1.138	-1.208	-1.277	-1.304	-1.317
	0.6	0	-0.964	-1.024	-1.098	-1.171	-1.243	-1.271	-1.285
	0.7	0	-0.907	-0.971	-1.050	-1.127	-1.202	-1.232	-1.247
	0.8	0	-0.812	-0.884	-0.970	-1.053	-1.133	-1.165	-1.180
	0.9	0	-0.685	-0.771	-0.869	-0.962	-1.049	-1.083	-1.100
	1.0	0	-0.499	-0.618	-0.740	-0.848	-0.946	-0.984	-1.003

**Table 2:** Reactive power capability values (pu), 50/60 Hz Wind Turbine, at LV terminals.  
Inductive / Under-excited operation.

Note: Voltage Saturation set to 91% and 112% (refer to *Reactive Power / Voltage limiting function* section)

\* Case of Wind turbine operating with very low wind, but with generator connected to the grid.



**Figure 3:** Reactive Power Capability chart (pu) at no wind conditions, at LV terminals, 50/60Hz. Case of Wind turbine not in operation, with generator stopped or below the connection speed.

SG 6.0-170 50Hz		
V (pu)	Q+ (pu)	Q- (pu)
<b>0.90</b>	0.183	0
<b>0.91</b>	0.185	-0.185
<b>0.95</b>	0.194	-0.194
<b>1.00</b>	0.199	-0.204
<b>1.05</b>	0.158	-0.214
<b>1.10</b>	0.113	-0.224
<b>1.12</b>	0.093	-0.228
<b>1.13</b>	0	-0.230

SG 6.0-170 60Hz		
V (pu)	Q+ (pu)	Q- (pu)
<b>0.90</b>	0.183	0
<b>0.91</b>	0.185	-0.185
<b>0.95</b>	0.194	-0.194
<b>1.00</b>	0.168	-0.204
<b>1.05</b>	0.134	-0.214
<b>1.10</b>	0.096	-0.224
<b>1.12</b>	0.079	-0.228
<b>1.13</b>	0	-0.230

**Table 3:** Reactive Power Capability values (pu) at no wind conditions, at LV terminals, 50/60Hz. Case of Wind turbine not in operation, with generator stopped or below the connection speed.

## 21. SCADA System Description

The SGRE SCADA system is a system for supervision, data acquisition, control, and reporting for wind farm performance.

### 21.1. Main features

The SCADA system has the following main features:

- On-line supervision and control accessible via secured tunnel over the Internet.
- Data acquisition and storage of data in a historical database.
- Local storage of data at wind turbines if communication is interrupted and transferred to historical database when possible.
- System access from anywhere using a standard web browser. No special client software or licenses are required.
- Users are assigned individual usernames and passwords, and the administrator can assign a user level to each username for added security.
- Email function can be configured for fast alarm response for both turbine and substation alarms. Configuration can also support alarm notification via SMS service.
- Interface to power plant control functions for enhanced control of the wind farm and for remote regulation, e.g. MW / Voltage / Frequency / Ramp rate.
- Interface for integration of substation equipment for monitoring and control.
- Interface for monitoring of Reactive compensation equipment, control of this equipment is achieved via the SGRE power plant controller
- Integrated support for environmental control such as noise, shadow/flicker, bat/wildlife and ice.
- Capabilities for monitoring hybrid power plant equipment such as Battery Energy Storage Systems (BESS) and Photo Voltaic (PV) systems. Control of such equipment is achieved via the SGRE power plant controller.
- Power curve plots and efficiency calculations with pressure and temperature correction (pressure and temperature correction available only if SGRE MET system supplied).
- Condition monitoring integrated with the turbine controller using designated server.
- Ethernet-based system with secure compatible interfaces (OPC UA / IEC 60870-5-104) for online data access.
- Legacy protocols like OPC-(XML)-DA or Modbus TCP can be supported on request
- Access to historical - scientific and optional high resolution data via Restfull API.
- Virus Protection Solution.
- Back-up & restore.

### 21.2. Wind turbine hardware

Components within the wind turbine are monitored and controlled by the individual local wind turbine controller (SICS). The SICS can operate the turbine independently of the SCADA system, and turbine operation can continue autonomously in case of, e.g. damage to communication cables.

Data recorded at the turbine is stored at the SICS. In the event that communication to the central server is temporarily interrupted data is kept in the SICS and transferred to the SCADA server when possible.

### 21.3. Communication network in wind farm

The communication network in the wind farm must be established with optical fibers. The optimum network design is typically a function of the wind farm layout. Once the layout is selected, SGRE will define the minimum requirements for the network design.

The supply, installation, and termination of the communication network are typically carried out by the Employer. If specifically agreed the division of responsibility for the communication network can be changed.

## 21.4. SCADA server panel

The central SCADA server panel supplied by SGRE is normally placed at the wind farm substation or control building. The server panel comprises amongst others:

- The server is configured with standard disk redundancy (RAID) to ensure continuous operation in case of disk failure. Network equipment. This includes all necessary switches and media converters.
- UPS back up to ensure safe shut down of servers in case of power outage.

For large sites or as option a virtualized SCADA solution can be supplied.

On the SCADA server the data is presented online as a web-service and simultaneously stored in an SQL database. From this SQL database numerous reports can be generated.

Employer “client” connection to the SCADA system establishing via the internet through a point to point TCP/IP VPN-connection.

## 21.5. Grid measuring station and Wind Farm Controller

The SCADA system includes a grid measuring station located in one / more module panels or in the SCADA server panel. Normally the grid measuring station is placed at the wind farm substation or control building.

The heart of the grid measuring station is a PQ meter. The Wind Farm Control /grid measuring station can be scaled to almost any arrangement of the grid connection. The grid measuring station requires voltage and current signals from VT's and CT's fitted at the wind farm PCC to enable the control functions.

The grid measuring station and the Wind Farm Control interfaces to the SGRE SCADA servers and turbines are via a LAN network.

The Wind Farm Control can on request be supplied in a high availability (HA) setup with a redundant server cluster configuration.

Note: In small SGRE SCADA systems (typically <10 turbines) and if the small SGRE SCADA system is placed in a turbine the Wind Farm Control and grid measuring station may be arranged otherwise.

## 21.6. Signal exchange

Online signal exchange and communications with third party systems such as substation control systems, remote control systems, and/or maintenance systems is possible from both the module and/or the SGRE SCADA server panel. For communication with third party equipment OPC UA and IEC 60870-5-104 are supported. Legacy protocols like OPC-(XML)-DA or Modbus TCP can be supported on request

## 21.7. SGRE SCADA software

The normal SGRE SCADA user interface presents online and historical data. The screen displays can be adjusted to meet individual customer requirements.

Historical data are stored in an MS SQL database as statistical values and can be presented directly on the screen or exported for processing in MS Access or via a RESTfull API.

The SGRE SCADA software can also serve as user interface to the Wind Farm Control functions.

## 21.8. Virus protection solution

A virus protection solution can be offered as a part of the Service Agreement (SA). An anti-virus client software will in that case be installed on all MS-Windows based components at the SCADA system and the WTGs.

The virus protection solution is based on a third-party anti-virus product. Updates to the anti-virus client software and pattern files are automatically distributed from central SGRE based servers.

## 21.9. Back-up & restore

For recovery of a defect SCADA system or component, the SGRE SCADA system provides back-up of configuration files and basic production data files. Both configuration and selected production data are backed up automatically on a regular time basis for major components. The back-up files are stored both locally on the site servers and remotely on SGRE back-up storage servers.

## 22. Codes and Standards

This document lists codes and standards according to which turbines are designed, manufactured and tested. The scope of this document is limited to the Siemens Gamesa 5.X platform.

SGRE Onshore geared turbines are designed, manufactured, and tested to SGRE's technical drawings, procedures, and processes that are generally in compliance with the applicable sections of the codes and standards listed herein. This list of codes and standards for design, manufacturing, and testing forms a part of the design basis documentation. The edition of the codes and standards is the version used for the certification process which is conducted by an external certifying body.

### 22.1. GENERAL

- IEC-RE Operational Document: OD-501, Type and Component Certification Scheme\*
  - \*IEC-RE is the substitute of IEC 61400-22:2010 Ed.1, Wind turbines – Part 22: Conformity testing and certification.
  
- IEC 61400-1:2019 Ed.4 Wind turbines –. Part 1: Design requirements
- IEC 61400-11:2012 + AMD1:2018, Wind turbine generator systems Part 11: Acoustic noise measurement techniques
- IEC 61400-12-1:2017, Ed.1, Wind Turbine Generator Systems Part 12: Power performance measurements of electricity producing wind turbines
- IEC 61400-13: 2015 Wind Turbine Generator Systems - Part 13: Measurement of Mechanical Loads
- IEC 61400-23 Ed. 1.0 EN :2014 Wind turbines - Part 23: Full-scale structural testing of rotor blades
  
- EN 10025-1:2004, Hot rolled products of structural steels - Part 1: General technical delivery conditions
- EN 10025-2:2004, Hot rolled products of structural steels - Part 2: Technical delivery conditions for non-alloy structural steels
- EN 10025-3:2004, Hot rolled products of structural steels - Part 3: Technical delivery conditions for normalized/normalized rolled weldable fine grain structural steels
- EN 10029:2010, Hot rolled steel plates 3 mm thick or above - Tolerances on dimensions, shape and mass
- EN ISO 683-1:2018: Heat-treatable steels, alloy steels and free cutting steels – Part 1 Non-alloy steels for quenching and tempering
- EN ISO 683-2:2018: Heat-treatable steels, alloy steels and free cutting steels – Part 2 Alloy steels for quenching and tempering
- EN 1563:2018, Founding - Spheroidal graphite cast irons
- EN 1993-1-8:2005/AC:2009: Eurocode 3: Design of steel structures Part 1-8: Joints
- EN 1999-1-1-2008 Design of aluminum structures – part 1-1: General structural rules
- ISO 16281:2008 Rolling bearings - Methods for calculating the modified reference rating life for universally loaded bearings
- ISO 16281:2008 / Cor. 1:2009 Rolling bearings - Methods for calculating the modified reference rating life for universally loaded bearings
- ISO 281:2007 Rolling bearings - Dynamic load ratings and rating life - Life modification factor aDIN and calculation of the modified rating life
- ISO 76:2006 Rolling bearings - Static load ratings
- ISO 898-1:2013, Mechanical properties of fasteners made of carbon steel and alloy steel -- Part 1: Bolts, screws and studs with specified property classes -- Coarse thread and fine pitch thread
- VDI 2230 Blatt 1, 2016, Systematic calculation of highly stressed bolted joints - Joints with one cylindrical bolt
  
- ISO 4413:2011 Hydraulic fluid power -- General rules and safety requirements for systems and their components
- DIN 51524-3\_1990 Pressure fluids - Hydraulic oils - Part 3: HVLP hydraulic oils, Minimum requirements
- ISO 16889:2008 Hydraulic fluid power -- Filters -- Multi-pass method for evaluating filtration performance of a filter element

- EN 14359:2017: Gas-loaded accumulators for fluid power applications.
- PED 2014/68/EU Pressure Equipment Directive
  
- DNV-DS-J102:2010 Design and Manufacture of Wind Turbine Blades, Offshore and Onshore Wind Turbines
- DNVGL-ST-0126:2018 Support structures for wind turbines
  
- DIBt - Richtlinie für Windenergieanlagen - Oktober 2012, korrigierte Fassung März 2015
- DIBt – Richtlinie für Windenergieanlagen:2012, Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung.

## 22.2. GEARBOX

- IEC 61400-4:2012 Wind turbines -- Part 4: Design requirements for wind turbine gearboxes

## 22.3. ELECTRICAL

- IEC 61400-21:2008 Wind turbine generator systems - Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines
- EN IEC 61400-24:2019 Wind turbines - Part 24: Lightning protection
- IEC 60076-16:2018 – Power transformers - Part 16: Transformers for wind turbine applications
  
- EN 60204-1:2006 (+correct 2010) Safety of machinery - Electrical equipment of machines - Part 1: General requirements
- EN IEC 61000-6-2:2019 Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6-2: Generic standards – Immunity for industrial environments.
- EN IEC 61000-6-4:2019 Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 6-4: Generic standards - Emission standard for industrial environments.
- EN 61439-1:2014 Low-voltage switchgear and control gear assemblies. General rules
- EN 61439-2:2011 Low-voltage switchgear and control gear assemblies. Power switchgear and control gear assemblies
  
- Low Voltage Directive 2014/35/EU
- EMC Directive 2014/30/EU

## 22.4. QUALITY

- ISO 9001:2015 Quality management systems – Requirements

## 22.5. PERSONAL SAFETY

- 2006/42/EC Machinery Directive
- EN 50308:2004, Wind turbines – Protective measures – Requirements for design, operation and maintenance.
- OSHA 2005 Requirements for clearances at doorways, hatches, and caged.
  - OSHA's Subpart D Walking-Working Surfaces Section 1910.27v
- ISO12100:2011 Safety of machinery – General principles for design – Risk assessment and risk reduction
- ISO 13849-1:2015 – Safety of machinery – Safety-related parts of control systems – Part 1: General principles for design

- ISO 13849-2:2013 - Safety of machinery – Safety-related parts of control systems – Part 2: Validation

## 22.6. CORROSION

- ISO 12944-1:2017, Paints and varnishes - Corrosion protection of steel structures by protective paint systems – Part 1: General introduction (class C3 to C4)

## 23. Other Performance Features

Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) offers the following optional performance features for the SG 6.0-170 that can optimize your wind farm by boosting performance, enhancing environmental agility, supporting compliance with legal regulation, and supporting grid stability.

### 23.1. High Wind Derated operational mode

In the case of SG 6.0-170 high wind derated mode default functionality, the power production is limited once wind speed exceeds a threshold value defined by design, until cut-out wind speed is reached and the wind turbine stops producing power. This functionality extends the range of operation in high wind conditions limiting turbine loads dependent of maximum operational wind speed, providing more predictable energy output, minimizing production losses, and improving grid stability by reducing the risk of simultaneous power cut outs.

### 23.2. High Temperature Ride Through (also known as Temperature De-rating)

Ventilation and cooling systems are designed to allow the WTG operation at rated power up to a certain external nominal temperature and a certain altitude. For sites located beyond 1000m above the sea level, the air density reduction affects the turbine components ventilation capacity, reducing the maximum operational temperature at rated power. However, this maximum ambient temperature can be extended by reducing the delivered power.

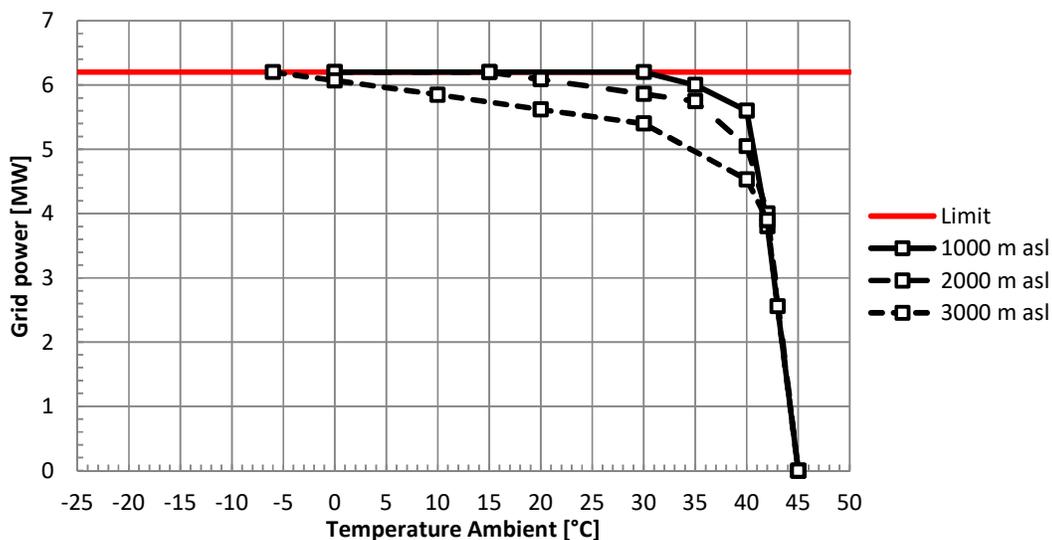
Considering the individual components requirements in temperatures at different altitude levels, and their dissipated heat at different power limits, several curves power-temperature will be generated. These curves will define the envelopes inside which the SG 6.0-170 could operate assuring the integrity of all components.

The High temperature configuration could be included in case operating range needs to be extended.

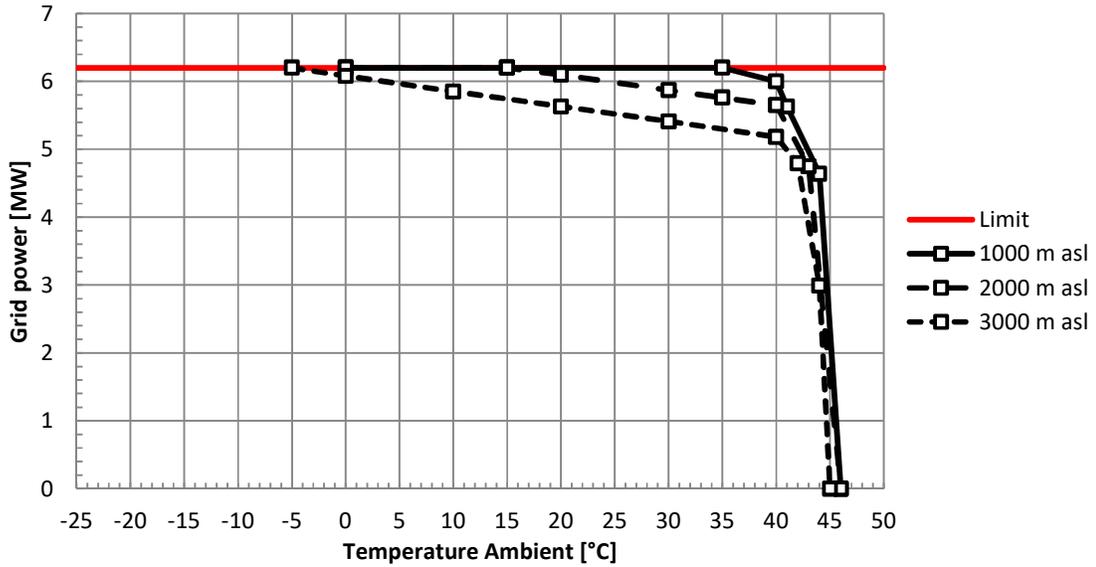
The control system, considering the defined turbine type and altitude above sea level, will dynamically adjust the maximum allowed power as a function of the ambient temperature.

Power derating curves are shown in below figures and further details can be found in D2097462:

#### 23.2.1. Derating curves SG 6.0-170 (AM 0 @6200 kW) Standard & Low Temperature Configurations



### 23.2.2. Derating curves SG 6.0-170 (AM 0 @6200 kW) High Temperature Configurations



## 24. Ice Detection System

### 24.1. Ice Detection System (Default)

The default ice detection method is an integrated part of the Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) wind turbine controller. It is a software solution that can be used to detect ice on the turbine blades by comparing actual performance data to the turbine nominal power curve. The actual performance is based on 10 minutes average data. If the actual performance is below the low power ice detection power curve, then under certain conditions it is reasonable to assume that the low power production is caused by ice build-up on the blades. This method of ice detection is only available when the turbine is operating.

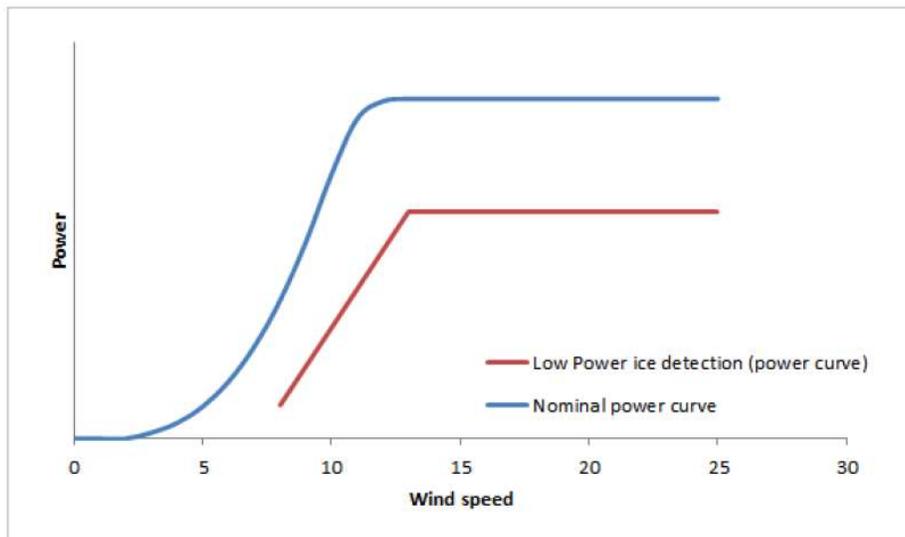


Figure 1: Illustrative comparison of the low power ice detection power curve and the nominal power curve.

## 24.2. Ice Detection Sensors

### 24.2.1. Nacelle Based Ice Detection Sensor (Optional)

The nacelle ice detection sensor is an optional system intended for installation on wind turbines located in areas where ice can build up on the turbine. The purpose of the ice detector system is to provide the turbine controller information about potential risk for ice on the turbine. The ice detection system can detect in-cloud icing as well as freezing rain.

Depending on requirements, when ice is detected an ice alarm can initiate a turbine stop. This may be followed by a de-icing sequence (if de-icing is installed), or yaw to a predefined position until it is deemed safe to restart.

### 24.2.2. Certification

The systems can come with a valid certification from accredited institutes.

## 24.3. Improved Ice Detection (Optional)

An improved ice detection function is an optional safety system, which is primarily used on sites exposed to icy conditions, where ice built on the rotor blades is possible. The system will provide information to the wind turbine controller about the potential risk of ice on the rotor blades.

The algorithm is based on an ice probability calculation evaluating performance, temperature, humidity (additional sensor), wind speed and ice sensor (additional sensor). Depending on the site requirements the alarm may cause a turbine stop, a visual and/or acoustic warning on site (optional) and/or – if installed – the rotor blade de-icing is activated. The alarm is active until the site conditions are back to a regular state.

### 24.3.1. Certification

The systems can come with a valid certification from accredited institutes.

## 24.4. Blade Based Ice Detection (Optional)

An additional option is to install blade-based ice detection system set, in order to trigger the Ice Operation. Such system includes a set of sensors (accelerometers) on each blade, plus a central monitoring unit. The ice detection is performed by analysis of blade eigenfrequencies with respect to ice accumulation. Therefore, the system shall need a calibration prior to enter into service (varying, and up to 3 months depending on the conditions and WTG configuration).

Ice detection is possible at standstill and during operation. A minimum wind speed of 2 m/s is required. There is no minimum rotation per minute (rpm) required. However, no evaluation is possible during idling since there is usually not enough excitation due to low wind speed.

### 24.4.1. Certification

The systems can come with a valid certification from accredited institutes.

## 24.5. System Architecture

The system consists of the following parts:

- Sensors including control and evaluation units (Optional)
- Interface to the SGRE wind turbine controller
- Alarm communication to the SGRE SCADA system

- Installation and maintenance according to the valid contract clauses

## 24.6. Integration in SCADA System

SCADA interface for Ice Detection system enables the following:

- Set predefined ice conditions using ice parameters
- Enable or disable automatic stop of turbines
- Enable or disable automatic restart of turbines
- Group turbines for auto stop and auto restart. The SCADA system recommends to group ice sensor installed turbines along with turbines on which ice sensors are not installed.

Default ice parameters are set in SCADA interface. Depending on requirements, default ice parameters can be modified to configure new ice conditions through the SCADA interface.

- Ice Restart Delay: Turbines which are stopped due to ice is restarted only if ice is not reported during the ice restart delay in seconds configured by the user.
- Ice Stop Delay: Turbines are stopped due to ice only if ice is detected on turbines for more than the ice stop delay in seconds configured by the user.
- Ambient Temperature Duration: Duration in seconds when Ice Ambient Temperature configured by the user remains or exceeds, to restart the turbines which are stopped due to ice.
- Ambient Temperature Threshold: The minimum temperature in Celsius configured by the user which sets a condition to restart turbines stopped due to ice formation on blades. The ambient temperature must exceed the Ice Ambient temperature configured by the user for duration in seconds as specified in Ambient Temperature duration. Setting of ice ambient temperature and Ambient temperature duration prevents turbines from rapidly switching between ice start and ice stop operations.
- Activation Time: The Ice Control Start time and Ice Control End time configured by the user in the interface defines the activation time. Turbines are stopped due to ice when current time falls within the time range configured in Ice Control Start Time and Ice Control End time. When the current time falls outside the range specified in Ice Control Start Time and Ice Control End time, the turbines are restarted. SCADA system recommends setting time ranges such that turbines can be stopped during the day and started at night.

Ice build-up on the turbine can possibly cause damage to objects and people in the vicinity. It is the sole responsibility of the owner of the turbine(s) to ensure that the public is protected from ice being thrown from the turbine(s). The Owner must always ensure that the operation of the turbine(s) comply with any restriction applicable to the turbine(s), irrespective of whether such restrictions follows from permits, legislation or otherwise. Siemens Gamesa Renewable Energy accepts no responsibility for any violation of requirements.

## 25. SG 6.0-170 Class S, Variant 1

The SG 6.0-170 Class S, Variant 1 is a new product variant of the next generation Siemens Gamesa Onshore Geared product platform called Siemens Gamesa 5.X, which builds on the Siemens Gamesa design and operational experience in the wind energy market.

In the following chapter all Class S, Variant 1 specifications deferring from the standard SG 6.0-170 will be available.

### 25.1. Design Climatic Conditions

The design climatic conditions are the boundary conditions at which the turbine can be applied without supplementary design review. Applications of the wind turbine in more severe conditions may be possible, depending upon the overall circumstances.

Climatic conditions defined on this document are related to the envelope defined for the SG 6.0-170 Class S, Variant1. See specific SARs for further detailed information.

Subject	ID	Issue	Unit	Value
<b>13. Design lifetime</b>	0.0	Design lifetime definition	-	IEC 61400
	0.1	Design lifetime	years	20
<b>14. Wind, operation</b>	1.1	Wind definitions	-	IEC 61400
	1.2	IEC class	-	S
	1.3	Mean air density, $\rho$	kg/m <sup>3</sup>	1.15
	1.4	Mean wind speed, $V_{ave}$	m/s	10.1
	1.5	Weibull scale parameter, A	m/s	10.84
	1.6	Weibull shape parameter, k	-	3.7
	1.7	Wind shear exponent, $\alpha$	-	0.19
	1.8	Reference turbulence intensity at 15 m/s, $I_{ref}$	-	0.14
	1.9	Standard deviation of wind direction	Deg	-
	1.10	Maximum flow inclination	Deg	9.83
	1.11	Minimum turbine spacing, in rows	D	-
	1.12	Minimum turbine spacing, between rows	D	-
<b>15. Wind, extreme</b>	2.1	Wind definitions		
	2.2	Air density, $\rho$	kg/m <sup>3</sup>	1.15
	2.3	Reference wind speed average over 10 min at hub height, $V_{ref}$	m/s	38.7
	2.4	Maximum 3 s gust in hub height, $V_{e50}$	m/s	
	2.5	Maximum hub height power law index, $\alpha$	-	
	2.6	Storm turbulence	-	
<b>16. Temperature</b>				

Subject	ID	Issue	Unit	Value
17. Corrosion				As standard SG 6.0-170 (D2099635)
18. Lightning				
19. Dust				
20. Hail				
21. Ice				
22. Solar radiation				
23. Humidity				
24. Obstacles				
25. Precipitation <sup>7</sup>				

### 25.1.1. Turbulence graph

Wind Speed (m/s)	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
ITeff	0.49	0.43	0.39	0.35	0.33	0.312	0.291	0.266	0.239	0.213	0.198	0.188	0.183	0.18	0.184	0.167

Wind Speed (m/s)	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
ITeff	0.165	0.143	0.155	0.139	0.137	0.136	0.135	0.133	0.132	0.131	0.13	0.1288	0.128

### 25.2. Tower Catalogue

The SG 6.0-170 Class S, Variant 1 is offered with the tower portfolio listed below in addition to the possibility of developing towers on site specific basis.

Turbine	Height (m)	Wind Class	Tower Technology
SG 6.0 170	115	Class S, Variant 1	Tubular

All towers are designed in compliance with local logistics requirements. Further tower dimensions will be available in the following document: D2289216

Information about other tower heights and logistic will be available upon request.