



REGIONE CAMPANIA
PROVINCIA DI BENEVENTO
COMUNI DI MORCONE E CAMPOLATTARO



**REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA PRODUZIONE
DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE EOLICA
NEI COMUNI DI MORCONE E CAMPOLATTARO (BN)**

PROGETTO DEFINITIVO

REMCA_R15_REV1
RELAZIONE CAMPI ELETTRICI E MAGNETICI
(OPERE ELETTRICHE UTENTE)
ALTERNATIVA 1

REVISIONI	N.	DATA	DESCRIZIONE	RED.	VER.	APP.	SCALA:		
	A	20/07/2020	Prima emissione						
B	05.10.2021	Alternativa 1				CODIFICA: <table border="1"><tr><td>---</td><td>P</td><td>D</td></tr></table>	---	P	D
---	P	D							

PROGETTAZIONE

IL PROGETTISTA



ENERGY & ENGINEERING S.R.L.

Via XXIII Luglio 139

83044 - Bisaccia (AV)

P.IVA 02618900647

Tel./Fax. 0827/81480

pec: energyengineering@legalmail.it

Ing. Davide G. Trivelli



IL COMMITTENTE

Renexia SpA

Viale Abruzzo 410

66100 - Chieti Scalo (CH)

P.IVA 02192110696

Tel. 0871 58745



Sommario

1. PREMESSA.....	2
2. RICHIAMI NORMATIVI	2
3. DESCRIZIONE DEL PROGETTO.....	4
4. UBICAZIONE DEL PROGETTO	5
5. L'IMPIANTO EOLICO.....	5
5.1. CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO	5
5.2. CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'AEROGENERATORE	6
6. CAMPI ELETTRICI E MAGNETICI.....	12
7. OPERE ELETTRICHE PER IL COLLEGAMENTO ALLA RETE	13
8. RETE MT 30 kV E CAMPI MAGNETICI	13
9. STAZIONE ELETTRICA DI TRASFORMAZIONE 30/150 kV.....	18

1. PREMESSA

Nella seguente relazione viene descritto l'impianto eolico da installare nel comune di Morcone con opere di connessione nel comune di Pontelandolfo (BN), proposto dalla Renexia S.p.A., con particolare attenzione alle caratteristiche elettriche e geometriche dei conduttori delle singole parti costituenti le opere elettriche al fine di determinare l'andamento dei campi elettrici e magnetici e la fascia di rispetto secondo le disposizioni del DPCM dell'08.07.03 e del Decreto Ministeriale M.A.T.T. 29 maggio 2008, "Metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per elettrodotti".

Per l'andamento dei campi si è utilizzato il programma "EMF Vers 4.03" sviluppato per T.E.R.NA dal CESI di Milano in aderenza alla norma CEI 11-60.

Per il calcolo della distanza di prima approssimazione e la determinazione della fascia di rispetto è stata seguita la metodologia di calcolo di cui al Decreto Ministeriale M.A.T.T.M. del 29 maggio 2008 in conformità a quanto disposto dal D.P.C.M. 08.07.2003.

2. RICHIAMI NORMATIVI

Le linee guida per la limitazione dell'esposizione ai campi elettrici e magnetici variabili nel tempo ed ai campi elettromagnetici sono state indicate nel 1998 dalla ICNIRP1.

Il 12.07.99 il Consiglio dell'Unione Europea ha emesso una Raccomandazione agli Stati Membri volta alla creazione di un quadro di protezione della popolazione dai campi elettromagnetici, che si basa sui migliori dati scientifici esistenti; a tale proposito, il Consiglio ha avallato proprio le linee guida dell'ICNIRP.

Nel 2001, a seguito di un'ultima analisi condotta sulla letteratura scientifica, un Comitato di esperti della Commissione Europea ha raccomandato alla CE di continuare ad adottare tali linee guida.

Successivamente è intervenuta, con finalità di riordino e miglioramento della normativa allora vigente in materia, la Legge quadro 36/2001, che ha

individuato (art.3) ben tre livelli di intensità dell'induzione magnetica e del campo elettrico, in relazione agli impianti suscettibili di provocare inquinamento elettromagnetico:

- *limite di esposizione: è il valore di campo elettromagnetico da osservare ai fini della tutela della salute da effetti acuti;*
- *valore di attenzione: è quel valore del campo elettromagnetico da osservare quale misura di cautela ai fini della protezione da possibili effetti a lungo termine;*
- *obiettivo di qualità: è il criterio localizzativo e standard urbanistico, oltre che il valore di campo elettromagnetico da considerare ai fini della progressiva minimizzazione dell'esposizione e ha affidato allo Stato il compito di determinarne e di aggiornarne periodicamente i valori.*

In esecuzione della predetta Legge, è stato infatti emanato il D.P.C.M. 08.07.2003 che ha fissato il limite di esposizione in 100 μ T per l'induzione magnetica e 5 kV/m per il campo elettrico.

Inoltre il D.P.C.M. ha stabilito il valore di attenzione di 10 μ T, per gli impianti esistenti alla data di emanazione, a titolo di cautela per la protezione da possibili effetti a lungo termine nelle aree gioco per l'infanzia, in ambienti abitativi, in ambienti scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze non inferiori a quattro ore giornaliere; e l'International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection ha fissato, quale obiettivo di qualità, da osservare nella progettazione di nuovi elettrodotti, il valore di 3 μ T, in corrispondenza degli stessi punti sensibili.

Per la determinazione della fascia di rispetto (spazio all'esterno del quale in nessun punto si rileva un valore di induzione magnetica superiore ai 3 μ T) è stato emanato, in data 29 maggio 2008 dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, apposito decreto attuativo della legge 36/2001.

Al riguardo è opportuno anche ricordare che, in relazione ai campi elettromagnetici, la tutela della salute viene attuata – nell'intero territorio nazionale – esclusivamente attraverso il rispetto dei limiti prescritti dal D.P.C.M. 08.07.2003, al quale soltanto può farsi utile riferimento.

In tal senso, con sentenza n. 307 del 7.10.2003, la Corte Costituzionale ha dichiarato l'illegittimità di alcune leggi regionali, in materia di tutela dai campi elettromagnetici, per violazione dei criteri in tema di ripartizione di competenze fra Stato e Regione stabiliti dal nuovo Titolo V della Costituzione.

Come emerge dal testo della sentenza, una volta fissati i valori-soglia di cautela per la salute, a livello nazionale, non è consentito alla legislazione regionale derogarli neanche in melius.

3. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

La società Renexia S.p.A. richiederà l'autorizzazione presso gli Enti competenti, ai sensi della legge 387/03, per la realizzazione di un parco eolico costituito da n.7 aerogeneratori da 6,2 MW e n. 1 aerogeneratore da 6,1 MW, per una potenza complessiva di 49,50 MVA.

L'impianto verrà installato nel Comune di Morcone in provincia di Benevento, alla località "Schiavoni" .

Un cavidotto interrato in media tensione collegherà gli aerogeneratori alla Stazione di Trasformazione MT/AT ubicata nel comune di Pontelandolfo e da qui alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) attraverso un cavidotto AT interrato (Opere Utente).

In particolare per l'immissione sulla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) dell'energia prodotta dall'impianto eolico, secondo le indicazioni contenute nella Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) redatta dalla gestore di rete Terna S.p.A., si prevede che la centrale venga collegata in antenna a 150 kV sulla esistente Stazione Elettrica (SE) RTN a 150 kV denominata "Pontelandolfo" situata nell'omonimo comune, previo ampliamento della SE mediante la realizzazione di una nuova sezione 380 kV e riclassamento a 380 kV dell'elettrodotto 150 kV "Pontelandolfo – Benevento 3", da attestare da un lato alla nuova sezione 380 kV suddetta e dall'altro alla sezione 380 kV della SE Benevento 3 ubicata nel Comune di Benevento (BN) (Opere di Rete).

4. UBICAZIONE DEL PROGETTO

Per l'ubicazione del campo eolico si rimanda alla REMCA_D2A_REV1 degli elaborati grafici di progetto.

5. L'IMPIANTO EOLICO

5.1. CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO

Gli 8 aerogeneratori sono disposti ad una distanza reciproca tale da permettere di incrementare la potenza installata evitando elevate perdite per l'effetto scia.

Gli aerogeneratori sono raggiunti tramite una rete stradale interna al parco costituita da strade vicinali esistenti e da nuove piste.

Le valutazioni tecniche ed economiche relative agli aspetti ambientali hanno portato ad individuare il layout di impianto suddetto avente le seguenti prerogative:

- Migliore efficienza del parco dovuta alla disposizione per minimizzare l'interferenza reciproca;
- Minore sviluppo della rete stradale interna di nuova realizzazione e della rete elettrica interna in cavo a media tensione interrato, con riduzione complessiva dell'impatto sul territorio.

L'impatto territoriale in termini di occupazione di suolo risulta ridotto in virtù della tipologia di impianto e delle scelte progettuali.

Si prevede infatti:

- Utilizzo di cavi interrati per lo più a lato delle strade e delle piste di accesso;
- Utilizzo della viabilità esistente, quando possibile;
- Trasformatori MT/BT ed apparecchiature elettriche interni all'aerogeneratore (assenza di cabine elettriche esterne alla base della torre).

La centrale eolica, la stazione elettrica e tutte le opere previste, accessorie e necessarie, oggetto della presente richiesta di autorizzazione, saranno realizzate dal Proponente nella piena osservanza delle disposizioni e/o normative tecniche e legislative vigenti in materia.

5.2. CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'AEROGENERATORE

L'aerogeneratore che sarà adoperato per il nuovo impianto eolico avrà le seguenti caratteristiche tecniche:

SPECIFICHE TECNICHE AEROGENERATORE	
AEROGENERATORE TIPO	VESTAS V162 Rotore tripala ad asse orizzontale sopravvento,
ALTEZZA TOTALE	200 m
ALTEZZA AL MOZZO	119 m
RAGGIO ROTORE	81 m
POTENZA NOMINALE	6.2 MW
VELOCITA' CUT-IN	3 m/s
VELOCITA' CUT-OUT	25 m/s

Performance Specification

EnVentus™

V162-6.0 MW 50/60 Hz



1 General Description

The Vestas V162-6.0 MW is a wind turbine variant within the EnVentus™ turbine range. It is a pitch regulated upwind turbine with active yaw and a three-blade rotor. The V162-6.0 MW turbine has a rotor diameter of 162 m and a rated power of 6.0 MW.

For more details, please refer to the General Description of the EnVentus™ 5MW turbine range (General Description EnVentus™ - 0081-5017).

2 Type Approvals and Available Hub Heights

The standard turbine is type certified according to the certification standards and available hub heights listed below:

Certification	Wind Class	Hub Height
IECRE OD-501	IEC S	119 / 125 / 149 m / 166 m

3 Operational Envelope and Performance Guidelines

Actual climate and site conditions have many variables and should be considered in evaluating actual turbine performance. The design and operating parameters set forth in this section do not constitute warranties, guarantees, or representations as to turbine performance at actual sites.

3.1 Climate and Site Conditions

The standard turbine is designed for the wind climate conditions listed below. Values refer to hub height.

Wind Climate	IEC S	IEC S	IEC S	IEC S
Power Rating	6.0 MW	6.0 MW	6.0 MW	6.0 MW
Hub Height	119 m	125 m	149 m	166 m
<i>Average design parameters - IEC</i>				
Wind Speed (10 min average), V_{ave}	7.4 m/s	8.5 m/s	7.9 m/s	7.9 m/s
Weibull Scale Factor, C	8.3 m/s	9.6 m/s	8.9 m/s	8.9 m/s
Weibull Shape Factor, k	2.48	2.3	2.48	2.48
I_{ref} acc. to IEC 61400-1	0.15	0.14	0.15	0.15
Turbulence Intensity acc. to IEC 61400-1, Including Wind Farm Turbulence (@15 m/s) I_{90} (90% quantile)	16.9%	15.7%	16.9 %	16.9 %
Wind Shear, α	0.30	0.20	0.30	0.30
Inflow Angle (vertical)	8°	8°	8°	8°
<i>Extreme design parameters – IEC</i>				
Extr. Wind Speed (10 min average), V_{50}	37.1 m/s	37.5 m/s	39.5 m/s	39.5 m/s
Survival Wind Speed (3 s gust), V_{650}	51.9 m/s	52.5 m/s	55.3 m/s	55.3 m/s
Turbulence Intensity, I_{V50}	11%	11 %	11 %	11 %

The turbine is intended for low to medium wind speed sites and is classified as IEC S. Please contact Vestas Wind Systems A/S for further information if needed.

3.1.1 Wind Power Plant Layout

Turbine spacing is to be evaluated site-specifically. Spacing below two rotor diameters (2D) may require sector-wise curtailment.

As evaluation of climate and site conditions is complex, consult Vestas for every project. If conditions exceed the above parameters, Vestas must be consulted.

3.2 Operational Envelope – Wind

Values refer to hub height and are determined by the sensors and control system of the turbine.

Wind Climate	IEC S	
	PO6000	SO2, SO3, SO4, SO5, SO6
Cut-In, V_{in}	3 m/s	3 m/s
Cut-Out (10 min exponential avg.), V_{out}	24 m/s	20 m/s
Re-Cut In (10 min exponential avg.)	22 m/s	18 m/s

3.3 Operational Envelope – Temperature and Altitude

Values below refer to hub height and are determined by the sensors and control system of the turbine.

Operational Envelope – Temperature	
Ambient Temperature Interval	-20° to +45°C
Ambient Temperature Interval (Low Temperature operation)	-30° to +45°C

- The wind turbine will stop producing power at ambient temperatures above 45°C. For the low temperature operation of the wind turbine please consult Vestas.

The turbine is designed for use at altitudes up to 1000 m above sea level as standard and optional up to 2000 m above sea level.

3.3.1 Temperature dependent operation

Values below refer to hub height and are determined by the sensors and control system of the turbine. At ambient temperatures above the thresholds shown for each operating mode, the turbine will maintain derated production.

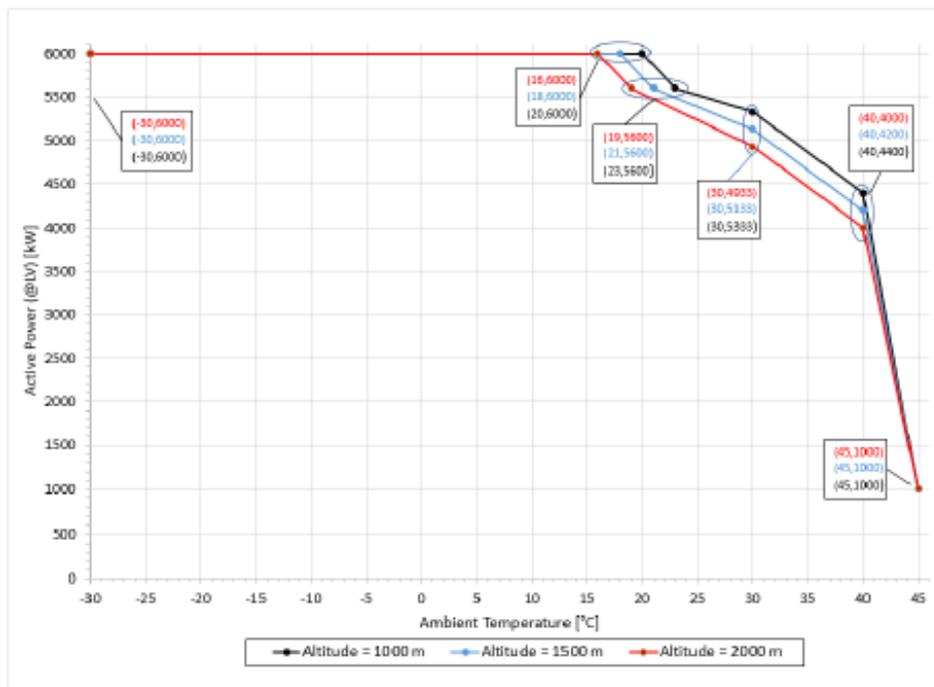


Figure 3-1: Temperature dependant derated operation

3.4 Operational Envelope – Conditions for Power Curve and Ct Values (at Hub Height)

Please consult section 6 and subsequent, for power curves and C_t values.

Conditions for Power Curve and C_t Values (at Hub Height)	
Wind Shear, α	0.00-0.30 (10-minute average)
Turbulence Intensity, I	6-12% (10-minute average)
Blades	Clean
Rain	No
Ice/Snow on Blades	No
Leading Edge	No damage
Terrain	IEC 61400-12-1
Inflow Angle (Vertical)	$0 \pm 2^\circ$
Grid Voltage	Nominal Voltage $\pm 2.5\%$
Grid Frequency	Nominal Frequency ± 0.5 Hz
Grid Active Power (LV-side)	Per tabulated values in Section 6 and following sections
Grid Reactive Power (LV-side)	Power Factor 1.0

3.5 Operational Envelope – Reactive Power Capability

The turbine has a reactive power capability on the low voltage side of the HV transformer as illustrated in Figure 3-2:

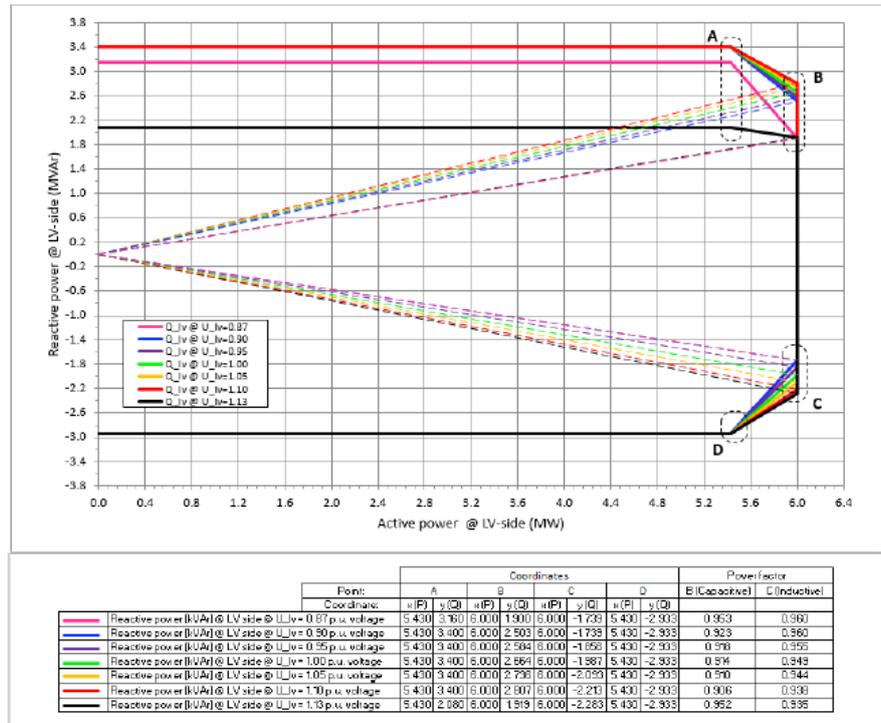


Figure 3-2: Reactive power capability

The turbine is able to maintain the reactive power capability at low wind with no active power production.

3.6 Sound Modes

The sound modes listed below are available for the turbine.

Sound modes			
Mode No.	Maximum Sound Level	Serrated trailing edges	Available hub heights
PO6000	104.3 dBA	Yes (standard)	119 / 125 / 148 / 149 / 166 m
PO6000-0S	107.1 dBA	No (option)	119 / 125 / 148 / 149 / 166 m

In addition, Sound Optimized (SO) modes as listed below are available as options for the turbine.

Sound Optimized (SO) modes			
Mode No.	Maximum Sound Level	Serrated trailing edges	Available hub heights
SO2	102 dBA	Yes (standard)	119 / 125 / 148 / 149 / 166 m
SO3	101 dBA	Yes (standard)	119 / 125 / 148 / 149 / 166 m
SO4	100 dBA	Yes (standard)	119 / 125 / 148 / 149 / 166 m
SO5	99 dBA	Yes (standard)	119 / 125 / 148 / 149 / 166 m
SO6	98 dBA	Yes (standard)	Site specific

Sound Optimized (SO) modes are only available with serrated trailing edges on the blades. For further details on sound performance and in case of specific requests, please contact Vestas Wind Systems A/S.

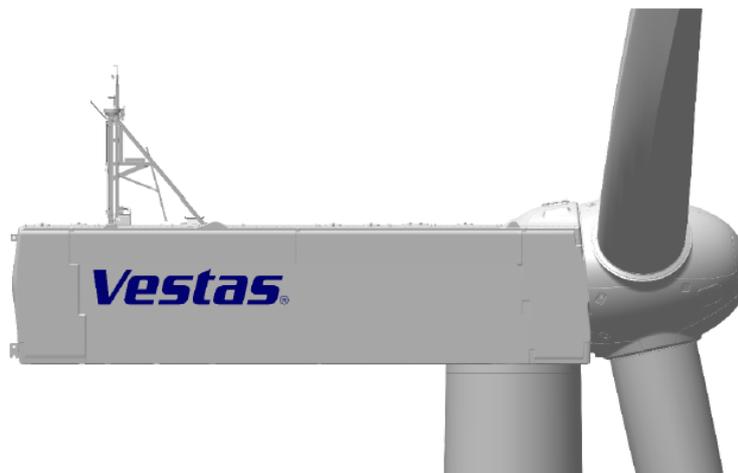
4 Drawings

Overview drawings describing the wind turbines, tower and foundation are shown in these documents.

V162 HH119 – 0075-8518
V162 HH125 – 0079-6651
V162 HH149 – 0079-6675
V162 HH166 – 0075-8514

For detailed drawings, please contact Vestas Wind Systems A/S.

4.1 Turbine visual impression – side view



In ogni aerogeneratore è installato un sistema di controllo che gestisce l'automazione della macchina, le manovre di avviamento e arresto dell'aerogeneratore, la regolazione di potenza, la diagnostica, le funzioni di sicurezza e di telecontrollo.

La torre è costituita da più tronchi in acciaio a sezione circolare che vengono collegati tra di loro per mezzo di collegamenti flangiati; all'interno della torre vengono fissati la scala di risalita alla navicella, e le staffe di fissaggio dei cavi che scendono dalla navicella ai quadri elettrici a base torre.

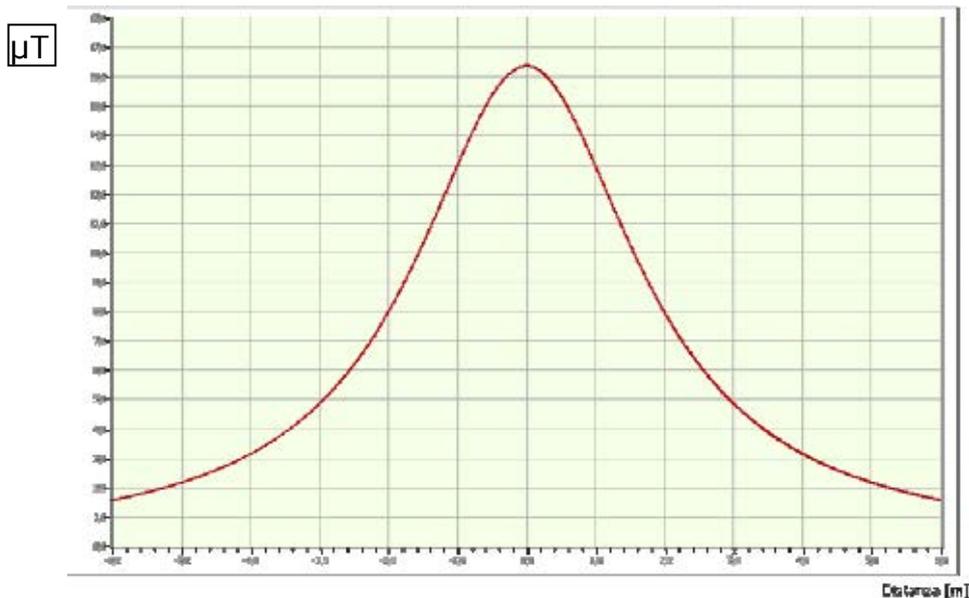
La base della torre è anch'essa costituita da una flangia che viene solidalmente collegata alla fondazione mediante appositi tirafondi bullonati.

A seconda del tipo di aerogeneratore che sarà adottato il trasformatore elevatore 690/30000 V potrà essere installato nella navicella (a circa 119 metri dal suolo) oppure alla base della torre stessa.

Pertanto, la corrente massima circolante nel cavo di collegamento dalla navicella alla base della torre assumerà rispettivamente i valori di 91 A circa oppure di 3900 A circa.

6. CAMPI ELETTRICI E MAGNETICI

Il campo magnetico generato dalla corrente transitante all'interno della torre tra la navicella e la base della torre nella condizione più gravosa (3900 A) è il seguente:



Dal quale si rileva che il valore di 3 μT è a 5,1 metri dall'asse del piano di posa dei cavi.

Essendo, però, la struttura della torre realizzata in acciaio, questa ha un effetto schermante dei campi elettromagnetici tale da annullarli quasi totalmente all'esterno della torre.

7. OPERE ELETTRICHE PER IL COLLEGAMENTO ALLA RETE

La rete di collegamento interna al parco eolico e il nuovo ampliamento della stazione 30/150 kV di "Pontelandolfo" sono previste dal Proponente per permettere l'immissione sulla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) dell'energia, prodotta dalla futura Centrale Eolica.

La rete di collegamento a 30 kV collegherà i 7 aerogeneratori della potenza di 6,2 MW ciascuno e l'aerogeneratore dalla potenza di 6,1 MW, posti nel territorio del Comune di Morcone, al nuovo ampliamento della stazione di trasformazione 30/150 kV già autorizzata alla Parco Eolico Casalduni House Srl con collegamento in AT già autorizzato fino alla esistente stazione di smistamento 150 kV di Terna.

8. RETE MT 30 kV E CAMPI MAGNETICI

Per raccogliere l'energia prodotta dal campo eolico e convogliarla verso la SSE 30/150 kV è previsto un collegamento tramite un cavo trifase

unipolare a 30 kV, con criterio entra-esce su ciascun aerogeneratore.

Nell'allegata planimetria REMCA_D02A_REV1 viene riportato il tracciato di tale collegamento a 30 kV.

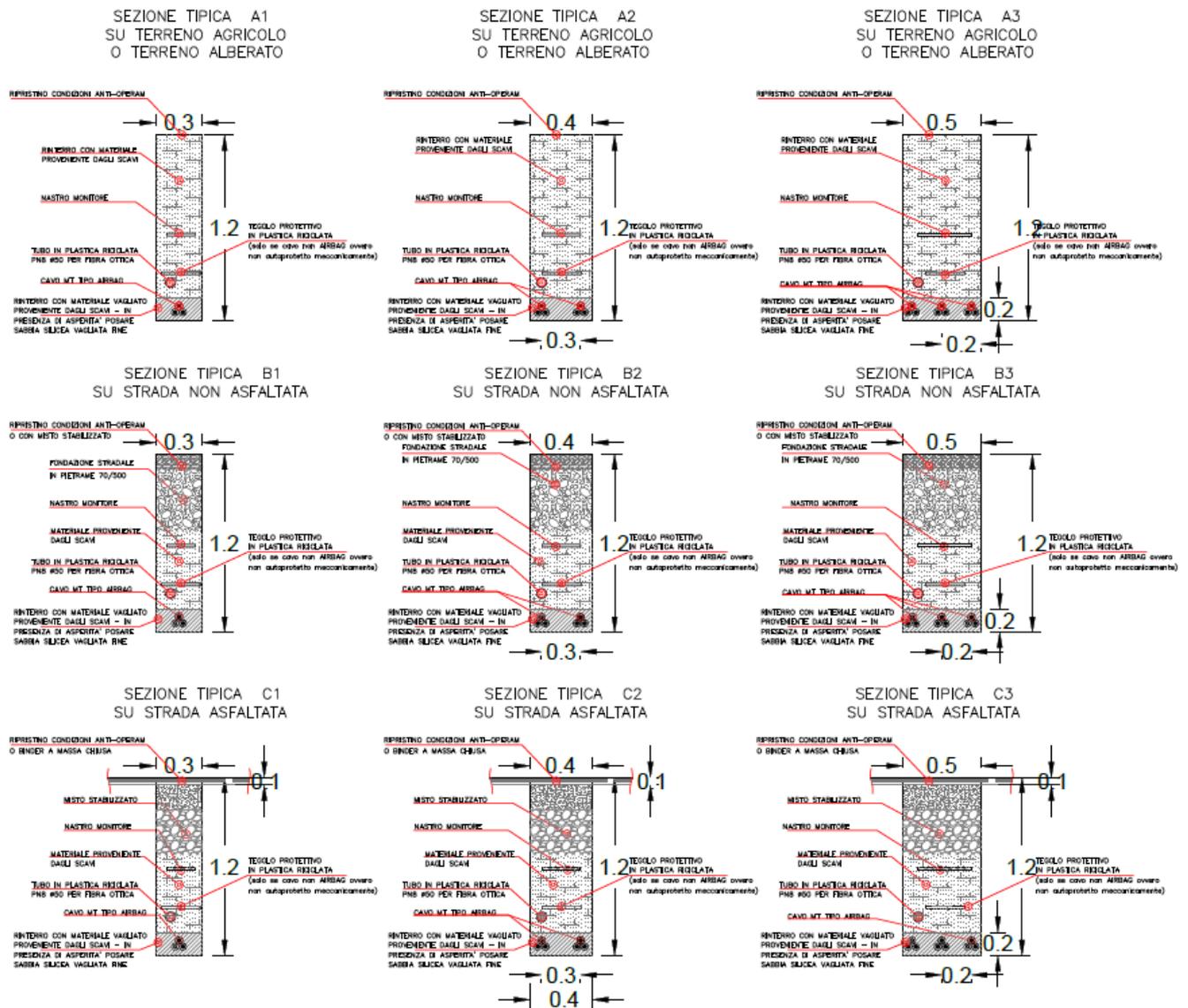
La tipologia del cavo stante le potenze elettriche trasportate e le lunghezze, è unipolare, con conduttori in alluminio schermo metallico e guaina in PVC.

Tuttavia le caratteristiche tecniche definitive dei cavi saranno definite in fase di progettazione esecutiva.

Il cavo verrà interrato prevalentemente lungo la viabilità esistente Provinciale e Comunale ad una profondità non inferiore a 1,2 m.

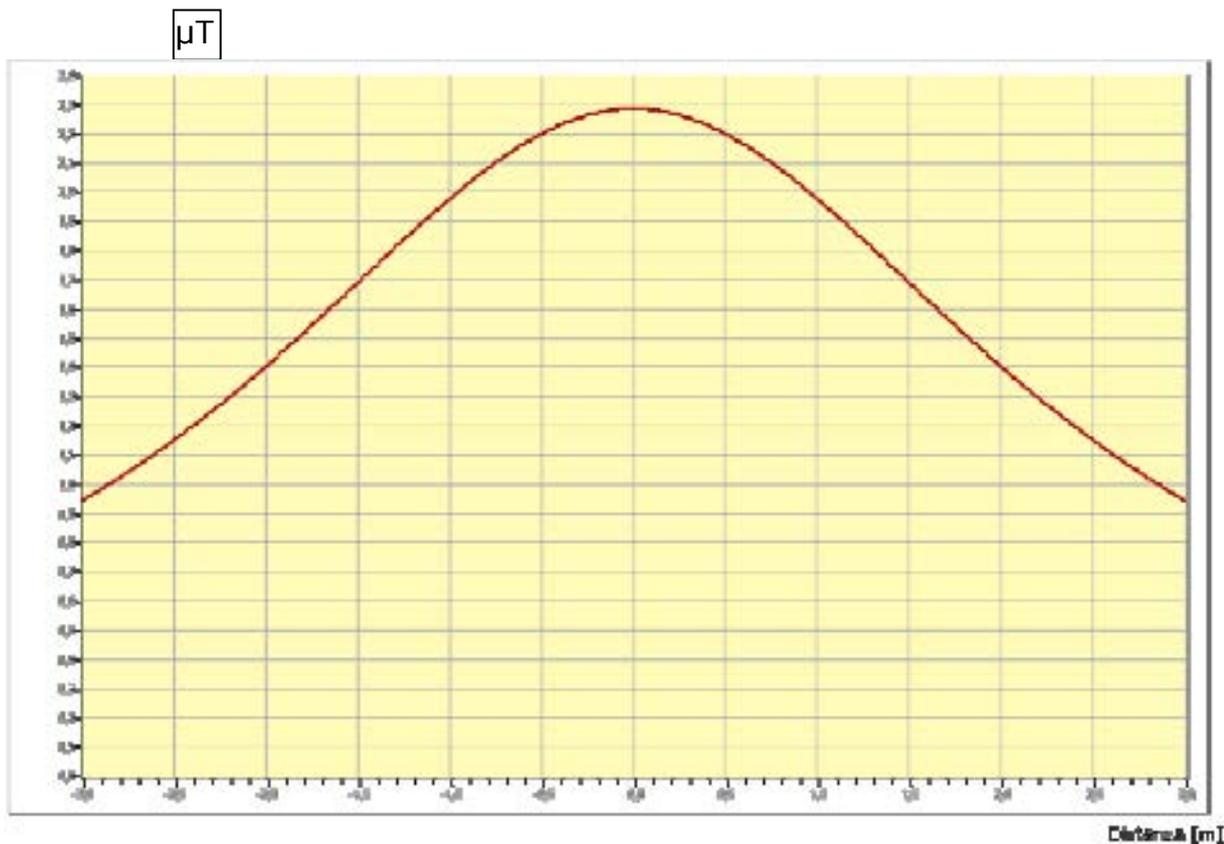
L'installazione dovrà soddisfare tutti i requisiti imposti dalla normativa vigente e dalle norme tecniche ed in particolare le CEI 11-17 e CEI 11-1.

Di seguito sono rappresentati gli schemi di posa del cavo su strade sterrate e su strade asfaltate e gli accorgimenti necessari per una corretta posa.



Con le suddette premesse si passa a calcolare l'andamento dei campi elettrici e magnetici e la relativa fascia di rispetto. Per quanto riguarda le linee elettriche interrate a 30 kV il campo elettrico esterno risulta trascurabile in considerazione della tipologia di linea in cavo interrato, per l'effetto schermante del terreno e dello schermo metallico del cavo; mentre il campo magnetico è da considerare in generale estremamente ridotto rispetto a quello associato a linee elettriche aeree equivalenti, grazie alla disposizione particolarmente ravvicinata dei conduttori.

L'andamento del campo magnetico generato dal cavo di collegamento del campo eolico alla stazione di trasformazione calcolato nel tratto finale (più gravoso) con n. 3 terne di cavi attraversati dalla corrente permanente è il seguente:



Dal diagramma si rileva che a 1 metro sul suolo la soglia dell'obbiettivo di qualità pari a $3 \mu\text{T}$ è sempre rispettato risultando in asse linea il valore massimo pari a $2,5 \mu\text{T}$.

Per il calcolo della fascia di rispetto si è seguito la procedura dettata dal Decreto Ministeriale del 29.05.08 come qui di seguito illustrato.

Dalla sezione scelta nella tratta per la corrente nominale da condurre, con l'ipotesi cautelativa di assegnare il valore di 1 mK/W alla resistività del terreno e $1,2 \text{ m}$ alla profondità di posa dal piano campagna, e con ipotesi di posa pari a D5 si è ricavato dalle norme CEI 17-11 la portata di corrente in regime permanente (I_p).

Con il valore di corrente pari a I_p , come stabilito nel decreto ministeriale del 29.05.08, con l'ausilio del su citato programma del CESI di Milano si sono calcolate le Dpa (distanze di prima approssimazione) e quindi le fasce di rispetto.

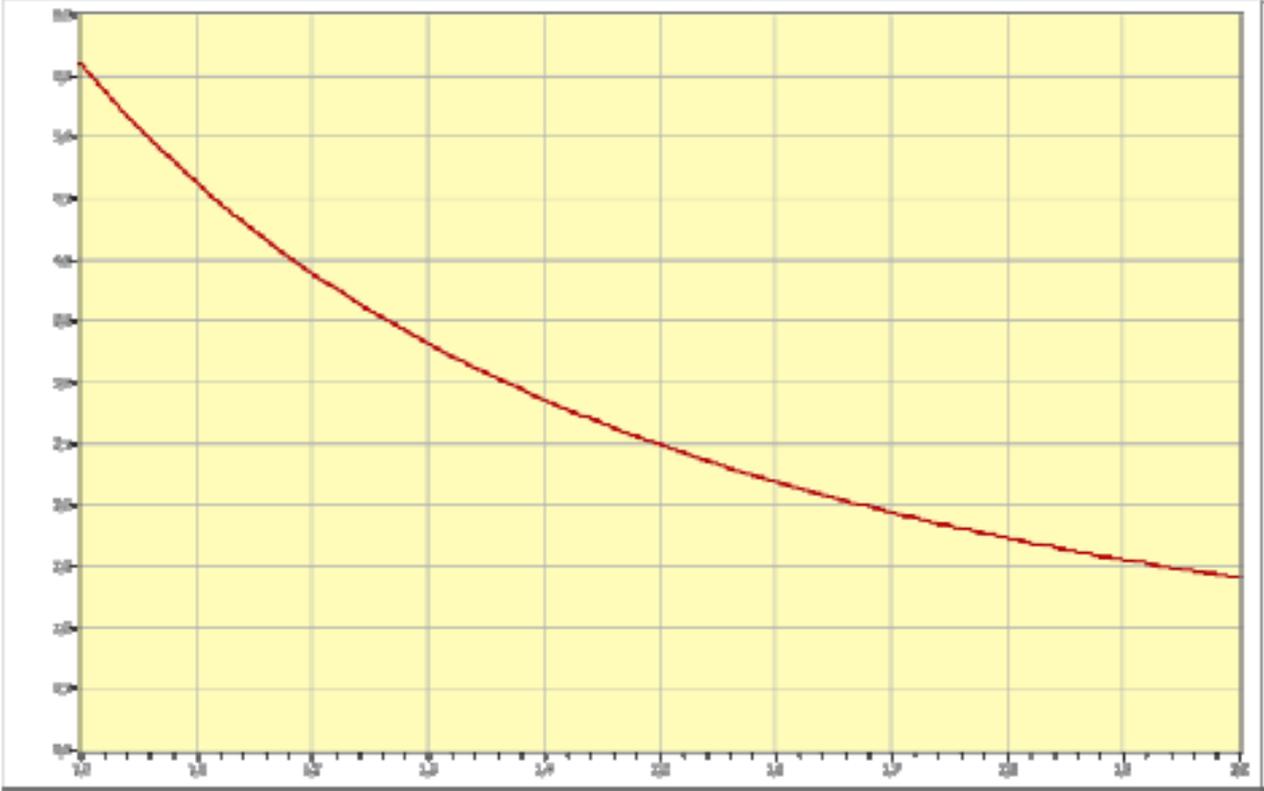
Si riporta qui di seguito l'andamento dei campi magnetici calcolati a quota conduttori per i cavi di 185 mm^2 e di 500 mm^2 .

Per il cavo da 185 mm² si ha:



Distanza [m]

E per il cavo da 500 mm²



Distanza [m]

Dalle quali si rileva che la Dpa è a 0,89 m dall'asse linea e con fascia di rispetto +/-1 metri per il tratto con conduttore di 185 mm² ed è pari a 1,41 m dall'asse linea e con fascia di rispetto +/-1,5 metri per il tratto con conduttore di 500 mm².

Passando all'analisi di tutte le tratte di cavidotto si evince che: nella situazione più gravosa la abbiamo una Dpa pari a 2,1 mt e una Fascia di rispetto pari a +/- 5 mt.

9. STAZIONE ELETTRICA DI TRASFORMAZIONE 30/150 kV

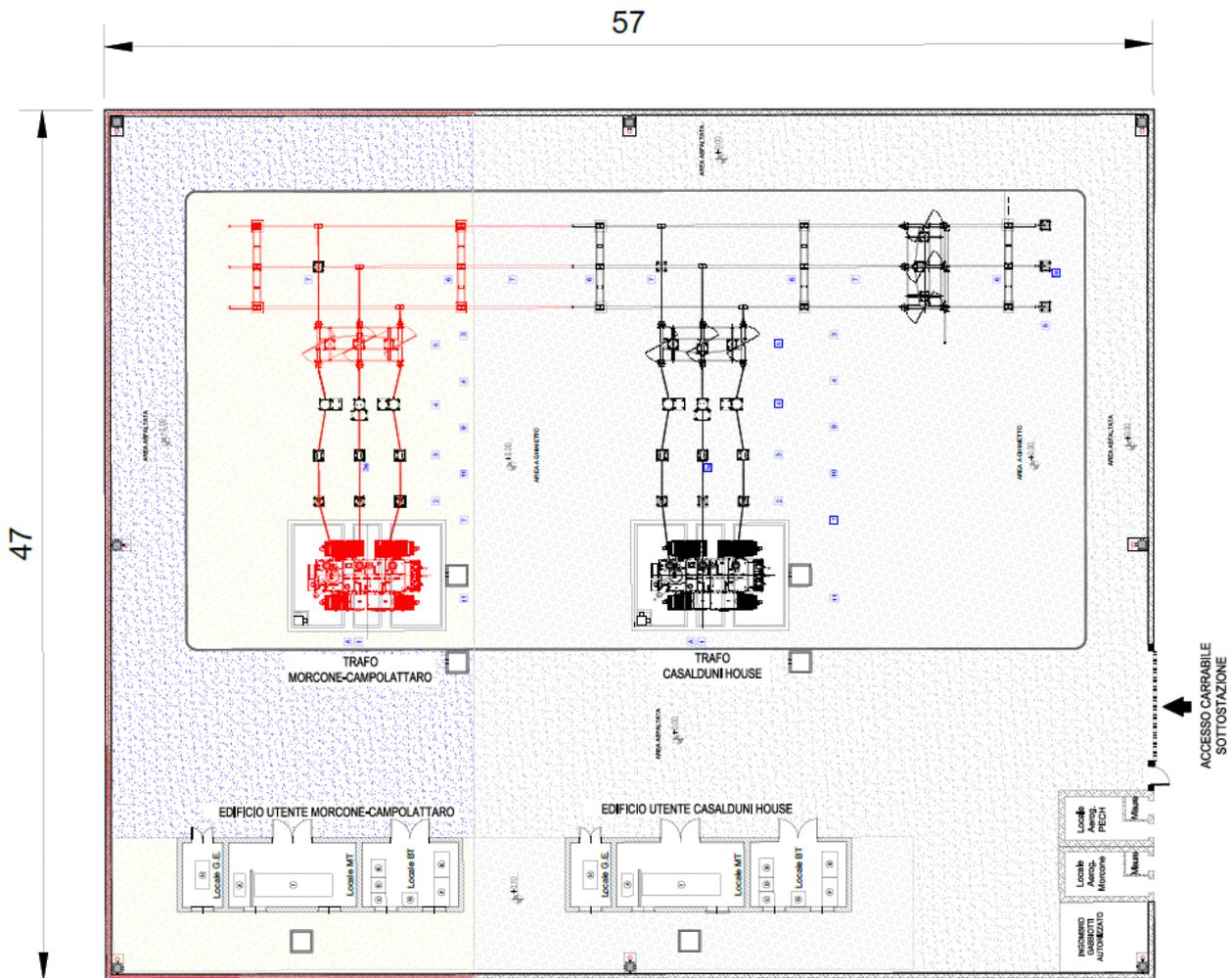
Essa sarà così costituita:

- N° 1 sezione sbarre a 150 kV a 3 passi di sbarre
- N° 1 montante trasformatori 150 kV
- N° 1 montante misure fiscali e collegamento con impianto Terna
- N° 1 Quadro MT 30 kV
- N° 1 Trasformatore di Potenza di 50-60 MVA ciascuno

I cavi provenienti dal parco eolico si attesteranno al quadro 30 kV posto all'interno dell'edificio di stazione.

Dal quadro 30 kV partiranno due cavi 30 kV, completamente interni alla stazione, che collegheranno il quadro 30 kV ai trasformatori 30/150 kV.

Il lay-out della stazione è rappresentato nella figura seguente:



Per questa tipologia di impianto la Dpa, e quindi la fascia di rispetto, rientrano generalmente nei confini dell'area di pertinenza dell'impianto stesso. Comunque, nel caso si ritenga necessario, si potranno calcolare le fasce di rispetto relativamente agli elementi perimetrali (portali, sbarre, ecc)

IL PROGETTISTA

