



COMUNI DI CASTELNUOVO DELLA DAUNIA -
CASALVECCHIO DI PUGLIA
SAN PAOLO DI CIVITATE - TORREMAGGIORE
PROVINCIA DI FOGGIA



PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO

RICHIESTA DI AUTORIZZAZIONE UNICA

D.Lgs. 387/2003

**PROCEDIMENTO UNICO
AMBIENTALE (PUA)**

**VALUTAZIONE DI IMPATTO
AMBIENTALE (VIA)**

D.Lgs. 152/2006 ss.mm.ii. (Art.27)
"Norme in materia ambientale"

PROGETTO

CAMMARATA

DITTA

NVA S.r.l.

REL 05

Titolo dell'allegato:

**RELAZIONE TECNICA OPERE UTENTE PER LA
CONNESSIONE**

0	EMISSIONE	20/10/2023
REV	DESCRIZIONE	DATA

CARATTERISTICHE GENERALI D'IMPIANTO

GENERATORE

IMPIANTO

- Altezza mozzo: fino a 175 m
- Diametro rotore: fino a 172 m
- Potenza unitaria: fino a 7,2 MW
- Numero generatori: 36
- Potenza complessiva: fino a 259,2 MW

Il proponente:

NVA S.r.l.
Via Lepetit, 8
20045 Lainate (MI)
info@nvarenewables.com
nva.srl@pecimprese.it

Il progettista:

ATS Engineering srl
P.zza Giovanni Paolo II, 8
71017 Torremaggiore (FG)
0882/393197
atseng@pec.it

Il tecnico:

Ing. Eugenio Di Gianvito
atsing@atsing.eu



CAMMARATA

CAMMARATA		
IMPIANTO EOLICO COMPOSTO DA 36 AEROGENERATORI PER UNA POTENZA COMPLESSIVA DI 259,2 MW UBICATO NEI COMUNI DI CASTELNUOVO DELLA DAUNIA - SAN PAOLO DI CIVITATE - TORREMAGGIORE-CASALVECCHIO DI PUGLIA	Data:	20/10/2023
	Revisione:	1
	Codice Elaborato:	REL 05
Società:	NVA S.r.l.	

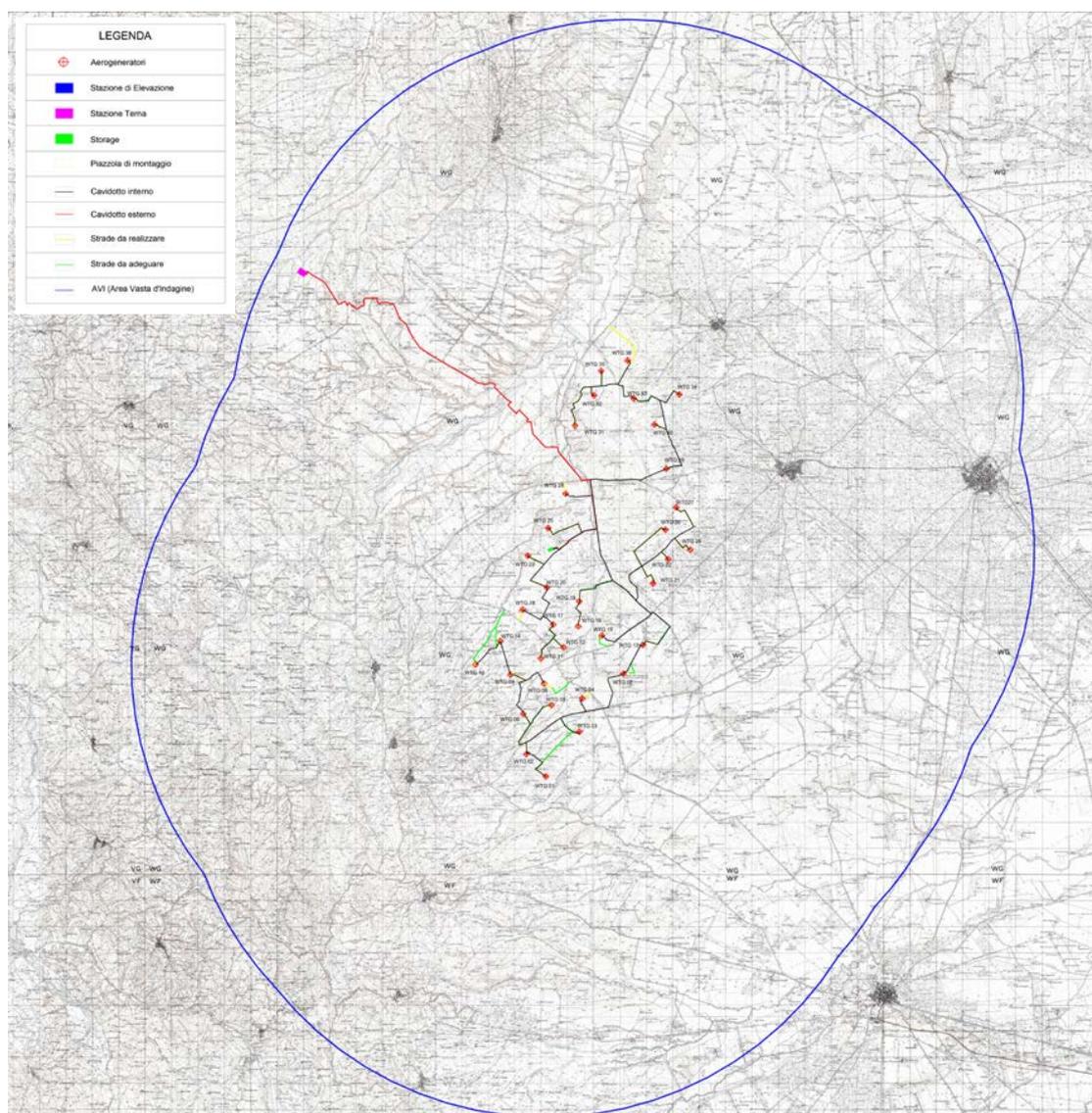
Elaborato da:	Data	Approvato da:	Data Approvazione	Rev	Commenti
ATS Engineering S.r.l	20/10/2023	ATS Engineering S.r.l	20/10/2023	1	

INDICE

PREMESSA.....	2
INTRODUZIONE.....	3
CONDIZIONI PER LA CONNESSIONE ALLA RETE.....	4
RETE ELETTRICA E STAZIONE DI ELEVAZIONE	11

PREMESSA

La Relazione Tecnica Impianti è allegata al progetto del parco eolico CAMMARATA, ubicato nei territori comunali di Castelnuovo della Daunia, San Paolo di Civitate, Torremaggiore e Casalvecchio di Puglia in provincia di Foggia, progettista ATS Engineering con sede in Torremaggiore alla P.zza Giovanni Paolo II, n. 8. Il parco eolico è costituito da n. 36 aerogeneratori con potenza nominale attiva fino a 7,2 MW e sviluppa una potenza complessiva fino a 259,2 MW.



Corografia di inquadramento su IGM

INTRODUZIONE

La scelta dell'area da destinare alla ubicazione dell'impianto è giustificata dalla coesistenza di:

1. compresenza di altri impianti eolici;
2. assenza di aree non eleggibili in base ai piani territoriali vigenti e quindi nel rispetto della destinazione d'uso del suolo e sua vocazione alla trasformazione.

Il sito, in particolare, è stato individuato per le caratteristiche di fattibilità registrate dopo un'attenta analisi basata su parametri come:

- rilevazioni anemometriche;
- orografia dei luoghi;
- contesto sociale;
- accessibilità;
- vicinanza alla Rete di Trasmissione e distribuzione cui saranno collegati gli aerogeneratori eolici.

CONDIZIONI PER LA CONNESSIONE ALLA RETE

Prescrizioni generali

Ai fini di quanto indicato in materia di regolazione e protezione, le presenti specifiche presuppongono che gli schemi d'inserimento e di connessione, nonché la struttura dell'impianto, siano conformi al Codice di Rete ed in aggiunta che:

- la Centrale sia dotata di almeno un interruttore (interruttore generale), che realizzi la separazione funzionale fra le attività di competenza del Gestore e quelle di competenza del titolare della Centrale (in seguito Utente);
- gli interruttori di linea AT (se presenti) siano del tipo a comando uni-tripolare per i montanti delle linee in modo da non impedire l'adozione di richiuse rapide automatiche unipolari;
- gli avvolgimenti AT del/dei trasformatore/i MT/AT siano ad isolamento uniforme e collegati a stella, con terminale di neutro accessibile e predisposto per l'eventuale connessione a terra, e gli avvolgimenti MT siano collegati a triangolo. La connessione a terra dell'avvolgimento AT è decisa dal Gestore in relazione alle esigenze della rete nel punto di connessione e deve essere realizzata senza interposizione di organi di manovra (interruttori o sezionatori);
- l'avvolgimento AT del/dei trasformatore/i elevatore/i MT/AT sia dotato di un variatore di tensione sotto carico con regolatore automatico in grado di consentire, con più gradini, una variazione della tensione a vuoto compresa almeno tra $\pm 12\%$ della tensione nominale;
- il/i trasformatore/i MT/AT sia/no opportunamente dimensionati per consentire il transito contemporaneo della potenza attiva e reattiva massima, e comunque con una potenza apparente complessiva almeno pari al 110% della P_n dell'impianto;
- analogamente i trasformatori di macchina BT/MT siano opportunamente dimensionati per permettere il transito contemporaneo della potenza attiva e reattiva massima;
- in corrispondenza della potenza attiva $P=0$ ed in assenza di regolazione della tensione, l'impianto dovrà essere progettato in modo che siano minimizzati gli scambi di potenza reattiva con la rete al fine di non influire negativamente sulla corretta regolazione della tensione. Pertanto, ad impianto fermo, in caso di potenze reattive scambiate superiori a 0,5 MVar, dovranno essere previsti sistemi di

bilanciamento della potenza reattiva capacitiva prodotta dalla rete MT di parco in modo da garantire un grado di compensazione al punto di connessione compreso fra il 110% e il 120% della potenza reattiva prodotta dalla rete MT a V_n . Tipicamente tali sistemi di bilanciamento saranno rappresentati da reattanze shunt; in presenza di parchi molto estesi, dovrà essere previsto un loro frazionamento al fine di garantire la compensazione indicata a fronte di fuori servizio di parte del campo eolico. Al di sopra di determinati valori di potenza attiva prodotta dalla centrale eolica tali sistemi di compensazione potranno poter essere esclusi in maniera automatica in modo da bilanciare, almeno in parte, il maggior assorbimento di potenza reattiva dei trasformatori degli aerogeneratori e del/dei trasformatore/i elevatori MT/AT di impianto e garantire il rispetto delle capability richieste a Punto di Consegna;

- in funzione delle necessità della rete locale Terna si riserva di chiedere sistemi di bilanciamento delle perdite induttive dei trasformatori a carichi elevati eventualmente non coperte dalle capability degli aerogeneratori. Tipicamente tali sistemi di bilanciamento saranno rappresentati da banchi di condensatori. In questo caso in presenza di parchi molto estesi, potrà essere previsto un loro frazionamento al fine di garantire una buona compensazione a fronte di fuori servizio di parte del campo eolico. Al di sopra di determinati valori di potenza attiva prodotta dalla Centrale Eolica tali sistemi di compensazione dovranno poter essere connessi in maniera automatica al fine di garantire il rispetto delle capability richieste a Punto di Consegna.

Limiti di funzionamento

La Centrale Eolica ed i relativi macchinari ed apparecchiature devono essere progettati, costruiti ed eserciti per restare in parallelo anche in condizioni di emergenza e di ripristino di rete. In particolare, la Centrale, in ogni condizione di carico, deve essere in grado di rimanere in parallelo alla rete AT, per valori di tensione nel punto di consegna, compresi nel seguente intervallo:

$$85\% V_n \leq V \leq 115\% V_n$$

con V_n la tensione nominale del punto di connessione.

Riguardo all'esercizio in parallelo con la rete AT in funzione della frequenza, la Centrale dovrà rimanere connessa alla rete per un tempo indefinito, per valori di frequenza compresi nel

seguito intervallo:

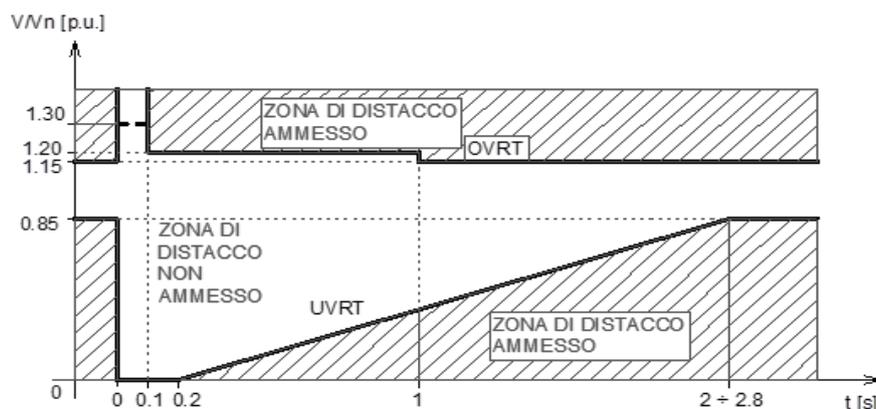
$$47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$$

La centrale deve inoltre poter funzionare in parallelo alla rete senza disconnessione con valori di derivata di frequenza fino a 2,5 Hz/s valutata su un numero di cicli pari ad almeno 5 (100ms).

Insensibilità alle variazioni di tensione

Per gli aerogeneratori vengono richieste caratteristiche di insensibilità alle variazioni di tensione Fault Ride Through (FRT) identiche in tutte le configurazioni di connessione alla rete (in entra-esce, in antenna, in derivazione rigida) per evitare di condizionare il commissioning delle macchine allo schema di connessione della Centrale.

È richiesto che gli aerogeneratori siano in grado di mantenere la connessione con la rete in caso di guasti esterni osservando i profili di sotto-tensione e sovra-tensione riprodotti in figura. Le tensioni considerate sono quelle concatenate al punto di connessione. La logica di distacco è del tipo 1 su 3; essa deve attivarsi sia per guasti simmetrici che per guasti dissimmetrici quando una delle tre misure di tensione supera in profondità (oppure in altezza) ed in durata il buco (oppure il picco) di tensione ammesso. Tali profili tengono conto sia della necessità di attraversare i buchi di tensione provocati da guasti in rete (caratteristica Under Voltage Ride Through), sia della necessità di resistere agli aumenti transitori di tensione nelle fasi post-guasto (caratteristica Over Voltage Ride Through). Si richiede di poter sostenere il totale annullamento della tensione per 200ms. Nel primo tratto di 100ms il limite superiore è definito dal costruttore, ma comunque non deve risultare inferiore a 130% della tensione nominale V_n . Il tempo finale del tratto inclinato della caratteristica di UVRT dipende dal livello di tensione nominale del Punto di Connessione: 2 s per le reti a 132/150 kV e 2,8 s per le reti a 220 kV.



Caratteristica FRT al Punto di Connessione per Centrali Eoliche

All'interno dell'area di distacco non ammesso, quando il valore della tensione al punto di connessione è inferiore a $0,85 V_n$ o superiore a $1,15 V_n$ non vengono imposte prescrizioni rigide sull'erogazione di potenza attiva e reattiva. In ogni caso è richiesto che la limitazione della potenza attiva erogata sia correlata alla profondità del buco/picco di tensione e con limitato coinvolgimento delle fasi non interessate all'abbassamento/innalzamento di tensione. Dovranno comunque essere specificate le tecniche di gestione della potenza attiva erogata durante gli abbassamenti di tensione e le regolazioni relative dovranno essere concordate con il Gestore di Rete. Al rientro all'interno di tale intervallo, dovranno essere comunque ripristinati, in un tempo non superiore a 2 s, la regolazione di potenza reattiva impostata ed almeno il 90% della produzione attiva precedente al transitorio. Tale recupero dovrà essere totalmente completato entro 4 s.

Disturbi di tensione e corrente

L'inverter utilizzato per la regolazione dei moderni aerogeneratori è realizzato con dispositivi a semiconduttori che commutano ad alta frequenza. Per tale motivo queste commutazioni possono generare interferenza e/o disturbo alle utenze.

In condizioni di normale funzionamento della rete, la connessione di un impianto di generazione non deve causare un degrado delle prestazioni della rete di trasmissione nel punto di connessione oltre livelli di distorsione definiti dal Gestore.

Per la valutazione dell'impatto sulla rete del nuovo parco di generazione, il Produttore fornisce, all'atto della richiesta di connessione, tutti i dati di progetto relativi all'emissione di disturbi; sulla base di tali dati il Gestore valuta gli effetti sulla rete, in condizioni di minima potenza di corto circuito sulla rete stessa.

Le quote massime di emissione di disturbi accordate al singolo impianto di generazione, che si connetta alla rete o che intenda apportare rilevanti modifiche all'impianto già esistente, sono fissate dal Gestore tenendo conto dei valori di pianificazione adottati, della potenza di corto circuito nel Punto di Connessione (di seguito PdC) del gruppo, dei dati caratteristici dell'impianto e dei parametri caratteristici della rete nel nodo, delle emissioni degli altri Utenti già allacciati alla medesima rete, dell'emissione trasferita dal resto della rete e delle emissioni future di nuovi Utenti che hanno già iniziato l'iter di richiesta di connessione. Nelle porzioni di rete caratterizzate da livelli di disturbi vicini ai limiti di pianificazione è consentita la connessione di nuovi impianti disturbanti, previa effettuazione degli interventi

necessari a garantire il rispetto dei limiti di pianificazione.

In funzione del sito di connessione e delle condizioni della rete, il Gestore si riserva comunque in una fase successiva di richiedere al Produttore l'installazione di ulteriori sistemi di compensazione al fine di garantire gli standard qualitativi della RTN.

I criteri di valutazione dei limiti di emissione riguardano:

- Dissimmetria delle correnti
- Distorsione armonica della corrente
- Distorsione armonica della tensione
- Effetto flicker

Dissimmetria delle correnti

In assenza di guasto sulla rete o di interruzioni di fase, l'iniezione di corrente di sequenza inversa da un parco di generazione deve essere tale che il grado di dissimmetria della tensione nel PdC, rimanga:

- inferiore all'1% per le reti con tensione nominale inferiore od uguale a 150 kV
- inferiore allo 0,8% per le reti con tensione superiore od uguale a 220 kV.

Inoltre, nel caso di connessione in un nodo della RTN con una potenza di corto circuito inferiore a 500 volte la potenza nominale del parco di generazione, la massima corrente di sequenza inversa che può essere iniettata nel PdC deve essere inferiore a:

$$I_{2p.u.} = E_{ui} \cdot \frac{S_{cc}}{P_n}$$

essendo $I_{2p.u.}$ la massima corrente di sequenza inversa in p.u. della corrente nominale del parco di generazione, E_{ui} il limite di emissione assegnato, S_{cc} la potenza minima di corto circuito trifase al nodo di connessione, P_n la potenza nominale del parco di generazione.

Il parametro E_{ui} è definito dal Gestore in base alle caratteristiche della rete nel Punto di Connessione:

$$E_{ui} = \max \left[0.002, L \cdot \sqrt[1.4]{\frac{k_{uE} \cdot P_n}{S_t}} \right]$$

dove K_{uE} è in genere pari a 0,7.

Il parametro L è pari a 0,008 per impianti connessi alla rete a 220 kV o 380 kV e pari

ad 0,01 per impianti connessi a reti con tensione inferiore od uguale a 150 kV.

Il parametro S_t è pari a:

- 50 MVA per reti con tensione nominale inferiore a 110kV;
- 225 MVA per reti con tensione nominale superiore od uguale a 110kV ed inferiore a 220kV;
- 350 MVA per reti con tensione nominale di 220kV;
- 1000 MVA per reti con tensione nominale di 380kV.

Distorsione armonica della corrente

Le emissioni di correnti armoniche devono essere tali per cui il massimo livello di distorsione armonica totale della corrente (THD_I) calcolato fino alla 50-esima armonica e le singole correnti armoniche, considerando come base la corrente nominale del gruppo di generazione, non superino nel PdC i valori nelle Tabelle riportate di seguito.

Ordine armonico ⁽⁵⁾ - Massima distorsione armonica della corrente in percento della I_L ⁽⁶⁾						
I_{∞}/I_L ⁽⁷⁾	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	THD _I
<20	2	1	0,75	0,3	0,15	2,5
<20<50	3,5	1,75	1,25	0,5	0,25	4
50<100	5	2,25	2	0,75	0,35	6
100<1000	6	2,75	2,5	1	0,5	7,5
≥ 1000	7,5	3,5	3	1,25	0,7	10

Limiti armonici della corrente per sistemi con tensione nominale inferiore o uguale a 110 kV

Ordine armonico ⁽⁵⁾ - Massima distorsione armonica della corrente in percento della I_L ⁽⁶⁾						
I_{ca}/I_L ⁽⁷⁾	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	THD _i
<25	1	0,5	0,38	0,15	0,1	1,5
<25<50	2	1	0,75	0,3	0,15	2,5
≥ 50	3	1,5	1,15	0,45	0,22	3,75

Limiti armonici della corrente per sistemi con tensione nominale maggiore a 110 kV

Distorsione armonica della corrente

Le emissioni di armoniche della Centrale Eolica devono essere tali per cui il massimo livello di distorsione armonica totale (THD_v) della tensione (calcolato fino alla 50-esima armonica) nel Punto di Connessione non superi i seguenti valori:

- THD_v ≤ 2,5% per le reti a tensione nominale inferiore a 220 kV;
- THD_v ≤ 1,5% per le reti con tensione nominale superiore od uguale a 220 kV.

Nella valutazione dei limiti di emissione di un parco di generazione si possono verificare le seguenti alternative:

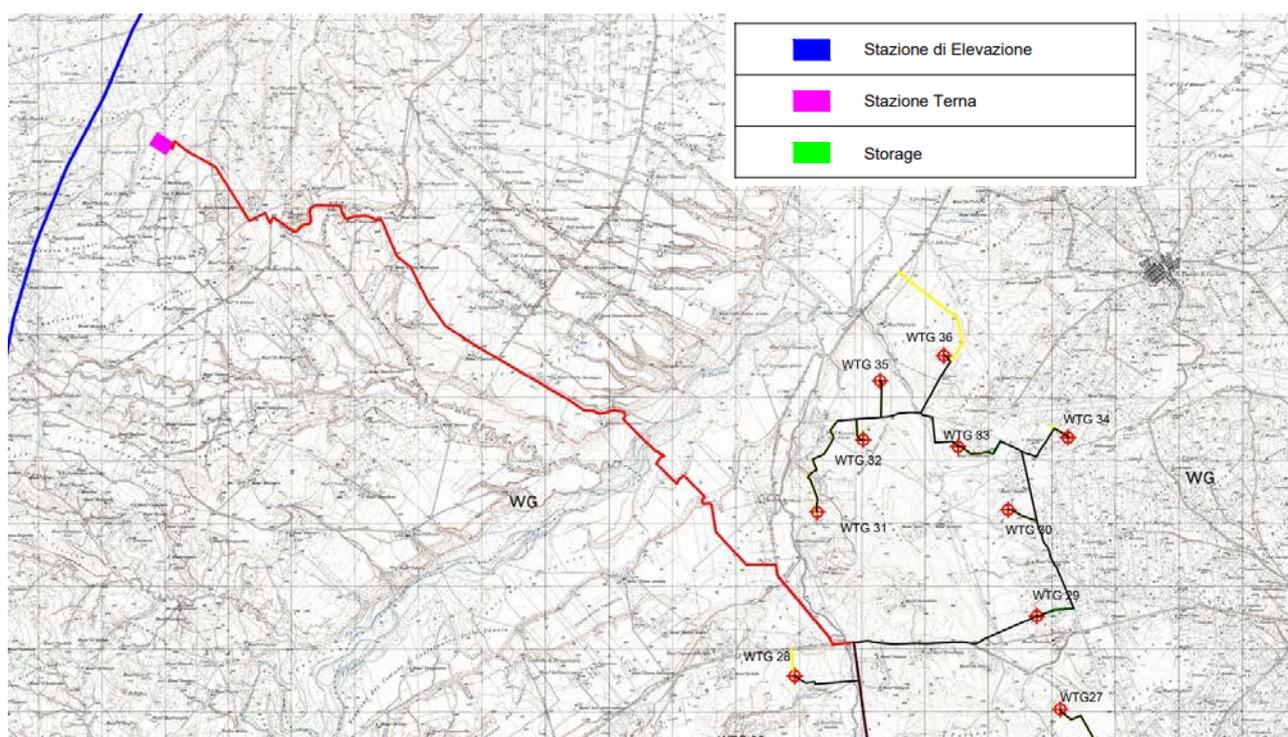
- le emissioni del parco di generazione in termini di distorsione della corrente sono conformi ai limiti di cui sopra e sono tali che i limiti di distorsione della tensione non vengano superati; in tale caso, il parco può essere connesso senza ulteriori accorgimenti;
- le emissioni del parco di generazione in termini di distorsione della corrente sono superiori ai limiti di cui sopra o sono tali che i limiti di distorsione della tensione siano superati; in questo caso, la connessione è condizionata all'installazione di strumenti di compensazione tale da rientrare nei limiti di pianificazione.

RETE ELETTRICA E STAZIONE DI ELEVAZIONE

Le opere relative alla rete elettrica interna al parco eolico sono divise in due sezioni:

- Opere elettriche di collegamento tra aerogeneratori:
- Opere di collegamento alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

L'energia prodotta da ciascun aerogeneratore è trasformata da bassa a alta tensione per mezzo del trasformatore installato a borda navicella e quindi trasferita al quadro AT posto a base torre. Per la connessione dell'impianto eolico è prevista la posa di elettrodotti interrati, prima di interconnessione tra gli aerogeneratori di progetto, e poi di vettoriamento dell'energia elettrica prodotta fino alla futura Stazione elettrica di Elevazione (SE) 36/380 kV prevista nel Comune di Torremaggiore (FG), poi da qui alla Stazione Terna a 380 kV ubicata nel comune di Rotello (CB).



Inquadramento Opere di connessione