

**IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTE EOLICA
"Masseria Muro" DI POTENZA PARI A 90 MW**

**REGIONE PUGLIA
PROVINCIA di BRINDISI**

**PARCO EOLICO E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE NEI COMUNI DI:
Mesagne, Brindisi, San Donaci, San Pancrazio, Cellino San Marco**

**PROGETTO DEFINITIVO
Id AU ORE7Q71**

Tav.:

Titolo:

R07

Calcoli preliminari degli impianti

Scala:

Formato Stampa:

Codice Identificatore Elaborato:

n.a.

A4

ORE7Q71_CalcoliPreImpianti_07

Progettazione:

Committente:

STC S.r.l.

Via V. M. STAMPACCHIA, 48 - 73100 Lecce
Tel. +39 0832 1798355
fablo.calcarella@gmail.com - fablo.calcarella@ingpec.eu



Direttore Tecnico: Dott. Ing. Fabio CALCARELLA



wpd MURO s.r.l.

Viale Aventino, 102 - 00153 Roma
C.F. e P.I. 15443431000
tel. +39 06 960 353-00



Data	Motivo della revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
Marzo 2020	Prima emissione	STC S.r.l.	FC	wpd MURO s.r.l.

Sommario

1. Generalità	2
2. Descrizione del progetto	2
3. Caratteristiche elettrodotto	2
3.1. Dimensionamento elettrico cavidotti MT	5
3.1.1. Portata dei Cavi.....	5
3.2. Perdite	8
3.2.1. Perdite nei conduttori MT	8
3.2.2. Perdite del trasformatore.....	9

1. Generalità

La seguente relazione tecnica specialistica è riferita al progetto di un parco eolico da realizzarsi nel Comune di Mesagne (BR), di proprietà della società *wpd Muro s.r.l.*, con sede in Viale Aventino, 102 – 00153 Roma, C.F. e P.IVA 15443431000.

Il parco prevede la costruzione e la messa in esercizio, su torre tubolare in acciaio di altezza 165 m, di n. 15 aerogeneratori della potenza unitaria di 6,0 MW, per una potenza totale installata di 90 MW e potenza nominale di cessione alla rete di 90 MW. Gli aerogeneratori avranno rotore tripala del diametro di 170 m.

2. Descrizione del progetto

Il progetto elettrico dell'impianto eolico è descritto in dettaglio nella Relazione specialistica opere elettriche.

Ciascun generatore eolico produrrà energia elettrica alla tensione di 800 V c.a. All'interno di ciascuna torre sarà installato un trasformatore 0,8/30 kV per la trasformazione di detta corrente alla tensione di 30 kV.

Gli aerogeneratori sono suddivisi, dal punto di vista elettrico, in quattro sottogruppi, detti sottocampi. L'energia prodotta da ciascun gruppo di aerogeneratori sarà convogliata verso la SSE. Nella SSE ci sarà una ulteriore trasformazione con innalzamento della tensione a 150 kV ed allaccio alla RTN.

3. Caratteristiche elettrodotto

Le linee MT interne al parco eolico, di connessione tra gli aerogeneratori e tra questi e la SSE, saranno realizzate con cavi direttamente interrati. La posa interrata avverrà ad una profondità di 1,2 m. L'utilizzo di cavi tipo airbag, con doppia guaina in materiali termoplastici (PE e PVC) che migliora notevolmente la resistenza meccanica allo schiacciamento rendendoli equivalenti, ai sensi della Norma CEI 11-17, a cavi armati, consente la posa interrata senza utilizzo di ulteriore protezione meccanica.

Più precisamente saranno utilizzati cavi 18/30 kV, con conduttore in alluminio, semiconduttore esterno, isolamento, altro semiconduttore esterno, materiale per la tenuta all'acqua, schermo metallico, guaina interna in polipropilene, guaina esterna in PVC (doppia guaina per posa direttamente interrata), di sezione 3x1x95 mmq, 3x1x185 mmq e 3x1x300 mmq, 3x1x630 mmq. In fase di progetto esecutivo queste sezioni potrebbero

subire qualche variazione.

Le linee saranno realizzate in modalità “entra-esci” (suddivise in quattro sottocampi), secondo lo schema a blocchi di seguito riportato. Ciascun sottocampo sarà poi collegato alla SSE di connessione.

<p style="text-align: center;">Sottocampo 1</p> MSG01 → MSG02 → MSG03 → SSE
<p style="text-align: center;">Sottocampo 2</p> MSG4 → MSG09 → MSG13 → SSE MSG8 → MSG09
<p style="text-align: center;">Sottocampo 3</p> MSG05 → MSG06 → MSG07 → MSG12 → SSE
<p style="text-align: center;">Sottocampo 4</p> MSG15 → MSG14 → MSG10 → MSG11 → SSE

Schema a blocchi Parco Eolico Lo sviluppo lineare dei cavidotti è di 19.600 ml. Si riporta in tabella la sezione di cavi utilizzati, unitamente alla stima delle lunghezze effettuate sulla base delle misurazioni su CAD, da confermare in campo in sede di progetto esecutivo.

SC 1	Lunghezza tratta	Cavo	Portata nom. (A)	Portata effettiva (A)	Ib	$\Delta V\%$
MSG01-MSG02	3.055	95	254	203	117,83	0,63%
MSG02-MSG03	1.050	185	368	294	235,65	0,22%
MSG03-SSE	12.220	630	725	580	353,48	1,14%
						1,99%

SC 2	Lunghezza tratta	Cavo	Portata nom. (A)	Portata effettiva (A)	Ib	$\Delta V\%$
MSG04-MSG09	2.088	95	254	203	117,83	0,43%
MSG08-MSG09	2.265	95	254	203	235,65	0,93%
MSG09-MSG13	2.145	300	486	389	353,48	0,42%
MSG13-SSE	8.140	630	725	580	471,31	1,01%
						2,79%

SC 3	Lunghezza tratta	Cavo	Portata nom. (A)	Portata effettiva (A)	Ib	$\Delta V\%$
MSG05-MSG06	1.760	95	254	203	117,83	0,36%
MSG06-MSG07	1.560	185	368	294	235,65	0,33%
MSG07-MSG12	2.100	300	486	389	353,48	0,41%
MSG12-SSE	9.580	630	725	580	471,31	1,19%
						2,29%

SC 4	Lunghezza tratta	Cavo	Portata nom. (A)	Portata effettiva (A)	Ib	$\Delta V\%$
MSG15-MSG14	2.120	95	254	203	117,83	0,44%
MSG14-MSG10	1.320	185	368	294	235,65	0,28%
MSG10-MSG11	1.310	300	486	389	353,48	0,26%
MSG11-SSE	10.860	630	725	580	471,31	1,35%
						2,32%

Lunghezza e sezione cavi MT

3.1. Dimensionamento elettrico cavidotti MT

3.1.1. Portata dei Cavi

Per la determinazione della portata del conduttore di fase del cavo interrato sarà applicato il metodo descritto dalla tabella IEC 60364-5-52. Considerazioni di carattere commerciale fanno ipotizzare l'utilizzo di non più di 3 diverse sezioni, di cavi con conduttore in alluminio ed isolante in XLPE:

S₁: 1x3x**95** mmq per tratti di cavidotto con potenza fino a 6 MW (1 aerogeneratori);

S₂: 1x3x**185** mmq per tratti di cavidotto con potenza di 12 MW (2 aerogeneratori);

S₃: 1x3x**300** mmq per tratti di cavidotto con potenza di 18 MW (3 aerogeneratori).

S₄: 1x3x**630** mmq per tratti di cavidotto con potenza di 24 MW (4 aerogeneratori).

A partire dalla portata nominale, si calcola un fattore correttivo

$$K_{tot} = K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4 \times K_5$$

Dove:

K₁ è il fattore di correzione da applicare se la temperatura del terreno è diversa da 20°C;

K₂ è il fattore di correzione da applicare in funzione delle modalità di posa;

K₃ è il fattore di correzione per resistività del terreno diversa dal valore di riferimento di 1,5 Km/W, valido per terreni asciutti;

K₄ è il fattore di correzione profondità di posa diversa da 0,7 m.

Nel caso in esame (con riferimento alle tabelle della richiamata CEI-UNEL 35026):

K₁ = 0,95 poiché si suppone una temperatura massima del terreno pari a 25°C;

K₂ = 0,85 poiché abbiamo nelle trincee cavi al più due circuiti, con cavi direttamente interrati, distanza tra i circuiti di circa 12,5 cm;

K₃ = 1 poiché la resistività termica del terreno si suppone pari al valore nominale di 1,5 km/W;

K₄ = 0,96 poiché la profondità di posa è di 1,2 m.

Inoltre, poiché la posa è direttamente interrata anziché in tubazione si considera K_{tubazione} =

1.

In definitiva, il fattore di riduzione della portata del cavo è pari a

$$K_{tot} = K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4 \times K_{tubazione} = 0,77$$

Nella tabella seguente si riporta, per le differenti sezioni, la portata effettiva del cavo nelle condizioni di posa previste a progetto (I_z) e la massima corrente che attraverserà il cavo (I_b). Rammentiamo che si tratta di cavi con conduttore in alluminio e isolante in XLPE.

Sezione	Portata I_z	Corrente I_b
S ₁ : 1x3x 95 mmq	$I_{z-2} = 245 \times 0,77 = \mathbf{188,7 \text{ A}}$	$I_{b-1} = \mathbf{117,83 \text{ A}} < 188,7 \text{ A}$
S ₂ : 1x3x 185 mmq	$I_{z-3} = 353 \times 0,77 = \mathbf{271,8 \text{ A}}$	$I_{b-2} = \mathbf{235,65 \text{ A}} < 271,8 \text{ A}$
S ₃ : 1x3x 300 mmq	$I_{z-4} = 463 \times 0,77 = \mathbf{356,5 \text{ A}}$	$I_{b-3} = \mathbf{353,48 \text{ A}} < 356,5 \text{ A}$
S ₄ : 1x3x 630 mmq	$I_{z-4} = 943 \times 0,77 = \mathbf{726,1 \text{ A}}$	$I_{b-4} = \mathbf{451,31 \text{ A}} < 726,1 \text{ A}$

Con

$$I_b = \frac{P_n}{\sqrt{3} \times V_n \times \cos\varphi}$$

Dove:

I_b = corrente massima che attraversa il cavo;

P_n = Potenza massima trasportata dal cavo

V_n = Tensione nominale di impianto (30 kV)

$\cos \varphi = 0,98$

Numero aerogeneratori	P_n	Corrente I_b
1	6 MW	$I_{b-1} = \mathbf{117,83 \text{ A}} < 188,7 \text{ A}$
2	12 MW	$I_{b-2} = \mathbf{235,65 \text{ A}} < 271,8 \text{ A}$
3	18 MW	$I_{b-3} = \mathbf{353,48 \text{ A}} < 356,5 \text{ A}$
4	24 MW	$I_{b-4} = \mathbf{451,31 \text{ A}} < 726,1 \text{ A}$

Caduta di tensione

Di seguito riportata la formula per il calcolo della caduta di tensione percentuale:

$$\Delta V\% = \frac{\Delta v \times L \times I}{V} \times 100$$

Dove:

V = tensione di linea [V]

Δv = caduta di tensione specifica, $\sqrt{3} \times (r \cos\phi + x \sin\phi)$ [V/A km]

L = lunghezza della linea [km]

I = corrente di carico [A]

r = resistenza specifica [Ω /km]

x = reattanza specifica [Ω /km]

Cos ϕ = fattore di potenza

Nel dettaglio risulta:

SC 1	Lunghezza tratta	Cavo	Portata nom. (A)	Portata effettiva (A)	Ib	$\Delta V\%$
MSG01-MSG02	3.055	95	254	203	117,83	0,63%
MSG02-MSG03	1.050	185	368	294	235,65	0,22%
MSG03-SSE	12.220	630	725	580	353,48	1,14%
						1,99%

SC 2	Lunghezza tratta	Cavo	Portata nom. (A)	Portata effettiva (A)	Ib	$\Delta V\%$
MSG04-MSG09	2.088	95	254	203	117,83	0,43%
MSG08-MSG09	2.265	95	254	203	235,65	0,93%
MSG09-MSG13	2.145	300	486	389	353,48	0,42%
MSG13-SSE	8.140	630	725	580	471,31	1,01%
						2,79%

SC 3	Lunghezza tratta	Cavo	Portata nom. (A)	Portata effettiva (A)	Ib	$\Delta V\%$
MSG05-MSG06	1.760	95	254	203	117,83	0,36%
MSG06-MSG07	1.560	185	368	294	235,65	0,33%
MSG07-MSG12	2.100	300	486	389	353,48	0,41%
MSG12-SSE	9.580	630	725	580	471,31	1,19%
						2,29%

SC 4	Lunghezza tratta	Cavo	Portata nom. (A)	Portata effettiva (A)	Ib	$\Delta V\%$
MSG15-MSG14	2.120	95	254	203	117,83	0,44%
MSG14-MSG10	1.320	185	368	294	235,65	0,28%
MSG10-MSG11	1.310	300	486	389	353,48	0,26%
MSG11-SSE	10.860	630	725	580	471,31	1,35%
						2,32%

3.2. Perdite

3.2.1. Perdite nei conduttori MT

A partire dalla caduta di tensione potrà essere calcolata la perdita di potenza sulla rete MT, nel caso in cui il Parco eolico produca alla massima potenza (90 MW). Avremo per ciascun Sottocampo

$$\text{Perdite} = \text{C. d. T}\% \times \text{Pmax sottocampo}$$

Caduta di tensione complessiva $\Delta V_i\%$	Perdita di Potenza [kW]
0,63%	
0,22%	
1,14%	
1,99%	238,27

$\Delta V\%$	Perdita di Potenza [kW]
0,43%	
0,93%	
0,42%	
1,01%	
2,79%	669,10

$\Delta V\%$	Perdita di Potenza [kW]
0,36%	
0,33%	
0,41%	
1,19%	
2,29%	549,24

$\Delta V\%$	Perdita di Potenza [kW]
0,44%	
0,28%	
0,26%	
1,35%	
2,32%	555,91

Perdita Pot. TOT	2012,52
-------------------------	----------------

In pratica sulla sola rete MT abbiamo perdite, nel caso in cui gli aerogeneratori producano alla massima potenza di 2,012 MW. A queste perdite vanno aggiunte le perdite de trasformatori MT/BT negli aerogeneratori, le perdite nel trasformatore MT/AT e le perdite sulla linea AT. Delle perdite dei trasformatori si dirà nel prossimo paragrafo, le perdite sulla linea AT (molto corta) sono di fatto trascurabili.

3.2.2. Perdite del trasformatore

Il rendimento di un trasformatore è definito come rapporto tra potenza resa e potenza assorbita. Sebbene il rendimento di un trasformatore sia sempre piuttosto elevato (generalmente non inferiore al 96%), le perdite sono essenzialmente di due tipi:

- perdite a vuoto
- perdite a carico

Le **perdite a vuoto** sono dette “perdite nel ferro”, poiché hanno sede nel nucleo ferromagnetico in cui è presente il flusso di induzione sinusoidale e sono dovute alla correnti parassite, dipendono dal quadrato della tensione e sono praticamente indipendenti dal carico. Esistono ogniqualevolta il trasformatore è alimentato.

Le **perdite a carico** (“perdite nel rame”) sono le perdite nei conduttori degli avvolgimenti, dette “perdite nel rame”. Dipendono dal quadrato della corrente che scorre nei conduttori stessi e quindi dipendono fortemente dal carico. Esistono solo se circola una corrente di carico e sono dovute principalmente alle perdite per effetto Joule nei conduttori. Ad esse si aggiungono le perdite addizionali, che sono dovute agli effetti dei flussi magnetici variabili nel tempo che investono i conduttori e le altre parti metalliche dei trasformatori.

Le perdite a vuoto a tensione nominale P_{Fe} e le perdite a carico a corrente nominale P_{cc} sono stabilite nel progetto del trasformatore e sono pertanto fornite dal costruttore.

Dal momento che le P_{cc} dipendono dalle caratteristiche dei trasformatori installati che al momento non sono a disposizione ci limitiamo a dire che esse vengono calcolate con la formula

$$P_{Cu} = P_{cc} (I / I_n)^2$$

Dove:

P_{Cu} è la perdita a carico quando il trasformatore è percorso dalla corrente I

P_{cc} è la perdita a carico quando il trasformatore è percorso dalla corrente nominale I_n , ed è un dato di targa del trasformatore.

Con semplici passaggi matematici la formula può anche essere scritta nella forma:

$$P_{Cu} = P_{cc} (S / S_n)^2$$

Dove

S è la potenza generata (sul secondario) dal trasformatore percorso dalla corrente I,

S_n è la potenza di targa del trasformatore.

Pertanto non avendo a disposizione il valore di P_{cc}, come detto, fornito dal costruttore, ci limitiamo a dire che le perdite sono comunque inferiori all'1% sia per i trasformatori MT/BT negli aerogeneratori sia per il trasformatore MT/AT in SSE.

È evidente pertanto che il parco eolico in progetto pur avendo una potenza installata di 90 MW potrà fornire nel punto di consegna alla RTN una potenza sicuramente non superiore a 88 MW.