



PROPONENTE



PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO OFFSHORE
NELLO STRETTO DI SICILIA - EUREKA WIND
38 WTG – 570 MW

PROGETTO DEFINITIVO - SIA

GRUPPO DI PROGETTAZIONE

Progettazione e Studio di Impatto Ambientale



GEOWYND



Studio misure di mitigazione e compensazione



5_OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE

REV. DATA DESCRIZIONE

00 07/24 1ª emissione

R.5.4 Studio specialistico dei flussi di potenza reattiva





Università
di Catania

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO OFFSHORE
NELLO STRETTO DI SICILIA - EUREKA WIND
38 WTG – 570 MW

Studio specialistico dei flussi di potenza reattiva

Prof. Giuseppe Marco Tina

Dipartimento di Ingegneria Elettrica Elettronica ed Informatica



1	Introduzione	3
2	Descrizione delle caratteristiche elettriche del generatore eolico e controllo della potenza attiva e reattiva	3
2.1	Caratteristiche operative del generatore eolico	5
2.1.1	Active and reactive power performance specification	6
3	Descrizione impianto OWF: sezione 66 kV	7
3.1	Caso 1: generatori eolici in modalità AVR con $V_{ref}=0.98$	11
3.2	Caso 2: produzione di Q tramite trasformatori con tap changer	13
4	Rete elettrica completa 66kV – 400 kV	14
4.1	Caso 0: caso base	16
4.2	Caso 1: generatori eolici in modalità AVR.....	17
	Reference	19
	Appendice	20
	Appendice 2	22
	Fault Ride-Through.....	22

1 Introduzione

Obiettivo della presente relazione è lo studio della rete elettrica dell'impianto eolico offshore relativo al progetto Eureka al fine di identificare soluzioni progettuali ed operative atte a gestire i flussi di potenza reattiva ed i profili di tensioni nei nodi in maniera ottimale da un punto di vista tecnico economico.

Lo studio proposto ha come input le informazioni fornite dalla committente e si basa sulle analisi e risultati riportati su articoli scientifici specialistici. Si terrà conto anche dei vincoli imposti dalle specifiche tecniche pubblicate dal gestore della rete nazionale (Terna S.p.A.).

La rete elettrica in oggetto è stata implementata in un software specializzato denominato Powerworld. Tale software consente di effettuare studi di rete in condizioni di regime (e.g. load flow) che in transitorio (e.g. transient stability).

Lo schema di principio della centrale eolica è illustrato in Fig. 1. In esso si possono individuare gli elementi base che verranno descritti in appositi paragrafi:

- 1) Generatore a magneti permanenti (PMG) collegato alla rete con un full converter,
- 2) rete di distribuzione a 66 kV e sottostazione con trasformatori innalzatori
- 3) rete di trasmissione a 380 kV e sottostazioni di smistamento e connessione alla rete Terna.

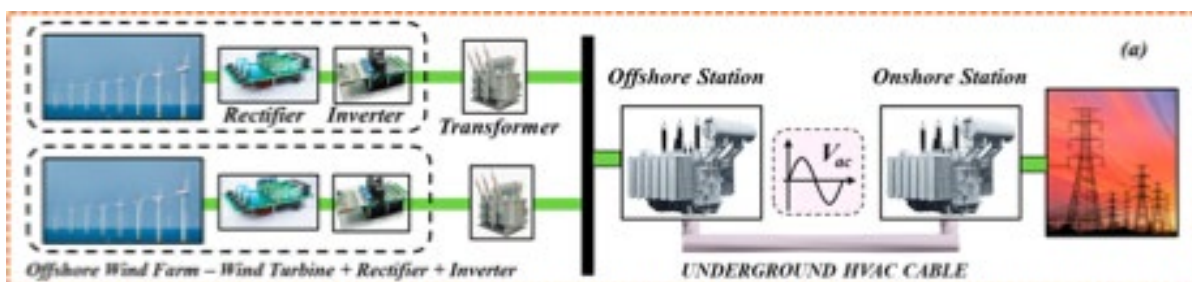


Fig. 1 Schema di principio della offshore wind farm

2 Descrizione delle caratteristiche elettriche del generatore eolico e controllo della potenza attiva e reattiva

La descrizione del generatore eolico di seguito riportata ha la finalità di riassumere tutte le informazioni utili correlate al tema della regolazione della tensione e della produzione di potenza reattiva.

Per il presente studio è stato considerato un modello standard per il generatore eolico (WTG), basato sulle informazioni disponibili per aerogeneratori da 15 MW simili a quelli scelti in progetto. Lo schema unifilare è riportato nella Fig. 2. In tale figura sono evidenti i tre elementi principali il generatore a magneti permanenti (PMG), il convertitore AC-DC-AD (MSC e LSC) ed il trasformatore elevatore.

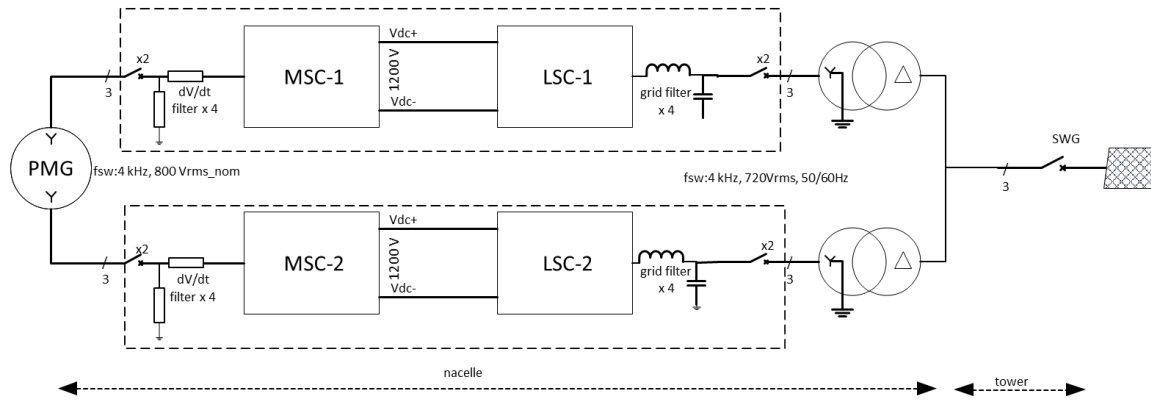


Fig. 2 schema unifilare dell'aerogeneratore da 15 MW

Il convertitore è un sistema di conversione a piena scala che controlla sia il generatore (PMG) che la potenza attiva e reattiva fornita alla rete. Il convertitore è costituito da due unità che operano in parallelo. Il convertitore costituito da due elementi in cascata (MSC – LSC) controlla la conversione della potenza a frequenza variabile dal generatore in potenza AC a frequenza fissa con livelli di potenza attiva e reattiva e altri parametri di connessione alla rete. Il convertitore, situato nella navicella, ha una tensione lato rete di 720 V. La tensione nominale lato generatore è di 800 V, ma dipende dalla velocità del generatore. I dati del convertitore sono riportati nella Tab. 1.

Tab. 1 Dati tecnici del convertitore

Nominal rated power [Pn]	kW	2x7500
Rated grid voltage	V	720
Rated generator voltage	V	800
Rated current grid side	kA	2x7.3
Rated current generator side	kA	2x7.0
Grid filter capacity	μF	2x900
Rated grid frequency	Hz	50/60

Due trasformatori trifase, LV/HV collegati in parallelo, a tre colonne, a due avvolgimenti, immersi in liquido. I trasformatori LV/HV sono dotati di un circuito di raffreddamento ad acqua esterno. Il liquido isolante utilizzato è ecologico ed a bassa infiammabilità. I trasformatori HV sono situati in stanze separate e chiuse nella navicella. Le caratteristiche tecniche dei trasformatori sono riportate nella Tab. 2. La somma delle potenze nominali dei due trasformatori è di 18,4 MVA, questo implica che a potenza nominale attiva del generatore eolico (15 MW) è possibile produrre 10,65 MVar.

Tab. 2 Wind turbine transformer technical data

Type description	-	Liquid immersed
Reference power, HV/LV	kVA	9200/9200
Rated voltage, LV	kV	0,720
Rated voltage, HV	kV	66 kV
Rated frequency	Hz	50/60
Insulation level AC/LI/LIC, LV	kV	10/50/55
Insulation level AC/LI/LIC, HV	kV	140/350/385
Vector group	-	Dyn11

No-load losses	kW	<=8 kW
Load losses @ref. power 95°C	kW	<=80 kW
No-load reactive power	kVAr	72 kVAr
Full load reactive power	kVAr	2006 kVAr
No load current	%	0.5%
Positive sequence Zcc @ rated power, 95°C	%	10.9
Positive sequence Rcc @ rated power, 95°C	%	0.97
Inrush peak current	-	4-9xIN
Half crest time	S	0.5-1.2

Le perdite di potenza attiva complessiva dei due trasformatori, dato uno specifico punto di lavoro point (P [kW], Q [kVAr]) può essere calcolato come segue:

$$P_{LossTotal}(P, Q) = 160 \cdot \left(\frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{18400} \right)^2 + 16$$

Un cavo flessibile HV è utilizzato dai trasformatori HV nella navicella fino agli apparecchi di manovra HV al livello d'ingresso della torre. I cavi in rame hanno un primo strato semiconduttivo (cross linkable compound), ed uno strato isolante in gomma etilene-propilene di grado duro (HEPR), privi di alogeni. Le caratteristiche del cavo sono riportate in Tab. 3.

Tab. 3 Characteristics of wind turbine cable (la capacità del cavo è tratta dal catalogo ABB [1])

Maximum system voltage	kV	72.5		
Conductor cross section in Cu	mm ²	3x95+3x95/3		
Resistance, each main core @20°C (questo sembra il valore a 90° C 0.247 a 20°C 0.193)	Ω/km	0.27	Ω/km	0.27
Inductance	mH/km	0.4	Ω/km	0.1256
Capacitance (*)	μF/km	0.17	mS/km	0.053
Voltage U0/U (Um)	kV	36/60-69		
Rated frequency	Hz	50/60		

È stata considerata una lunghezza del cavo di circa 150 m.

2.1 Caratteristiche operative del generatore eolico

La turbina è controllata e monitorata da un sistema di controllo che svolge molte funzioni, Ai fini di questo studio si è ritiene che il sistema di controllo possa gestire la potenza reattiva e il funzionamento a velocità variabile, si è quindi considerata una turbina progettata per il controllo della potenza attiva e reattiva. I tassi di salita della potenza attiva sono riportati nella Tab. 4. Per proteggere la turbina, la potenza attiva non può essere controllata a valori inferiori al 10% della potenza nominale per qualsiasi velocità del vento.

Tab. 4 Active/reactive power rates

Variable	Ramp rate
Active power, ramping down	-0.1 pu/sec from any operating point down to technical minimum

Active power, ramping up	+0.1 pu/sec for 4 sec from any operating point followed by +100 kW/sec
Reactive power	20 pu/sec (1 st order system response)

La turbina con il relativo sistema di controllo sono progettati **per il controllo sia della tensione sia della frequenza attuato** secondo curva P-Q di capability della turbina eolica.

2.1.1 Active and reactive power performance specification

La potenza reattiva prodotta dalla WTG può essere positive o negativa. Il segno della potenza reattiva segue la seguente convenzione (convenzione del generatore):

- Q+ è over-excited/capacitive/reactive export
- Q- è under-excited/inductive/reactive import

La turbina può mantenere la capacità di potenza reattiva in condizioni di assenza di vento, vento debole o forte senza produzione di potenza attiva.

L'aerogeneratore considerato ha una capacità di potenza reattiva sul lato ad alta tensione del trasformatore WTG come mostrato nella Fig. 3, la potenza attiva da leggere sull'asse x si riferisce ai valori ai terminali a bassa tensione del trasformatore. Le curve Q-P si riferiscono ai diversi valori della tensione di rete espressi in percentuale rispetto al valore nominale. La potenza reattiva a parità di tensione sostanzialmente non dipende dalla potenza attiva, mentre

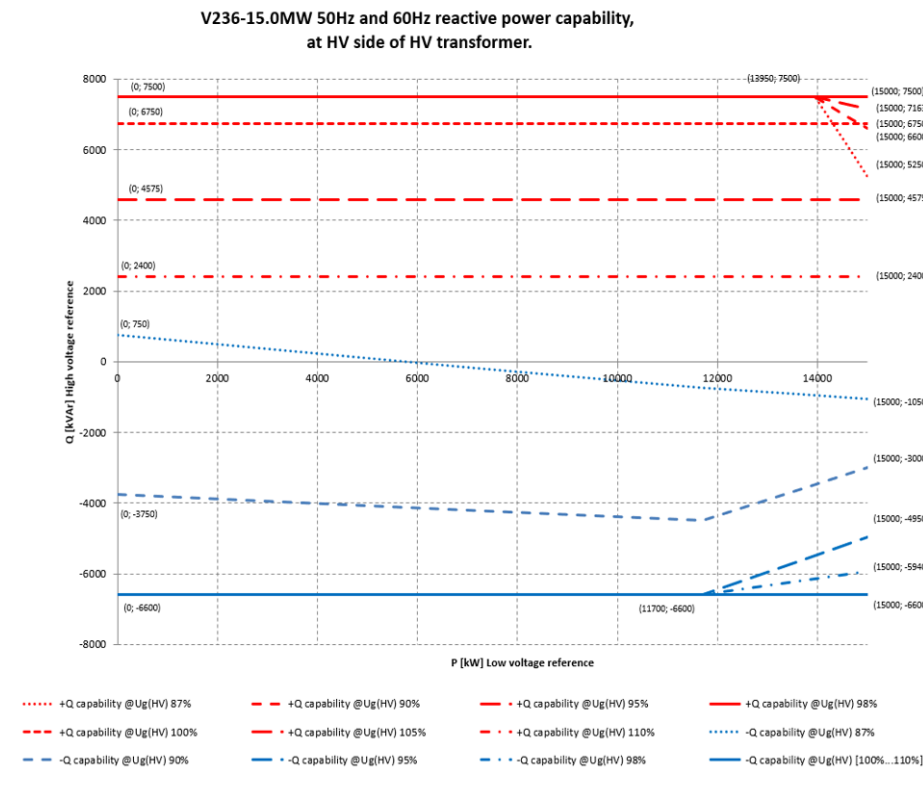


Fig. 3 Reactive power capability: high voltage side of the transformers

Le curve UQ-P della turbina sono illustrate nella Fig. 4, le curve di tensione si riferiscono alla tensione ai terminali ad alta tensione del trasformatore e la potenza attiva si riferisce ai valori ai terminali a bassa tensione del trasformatore.

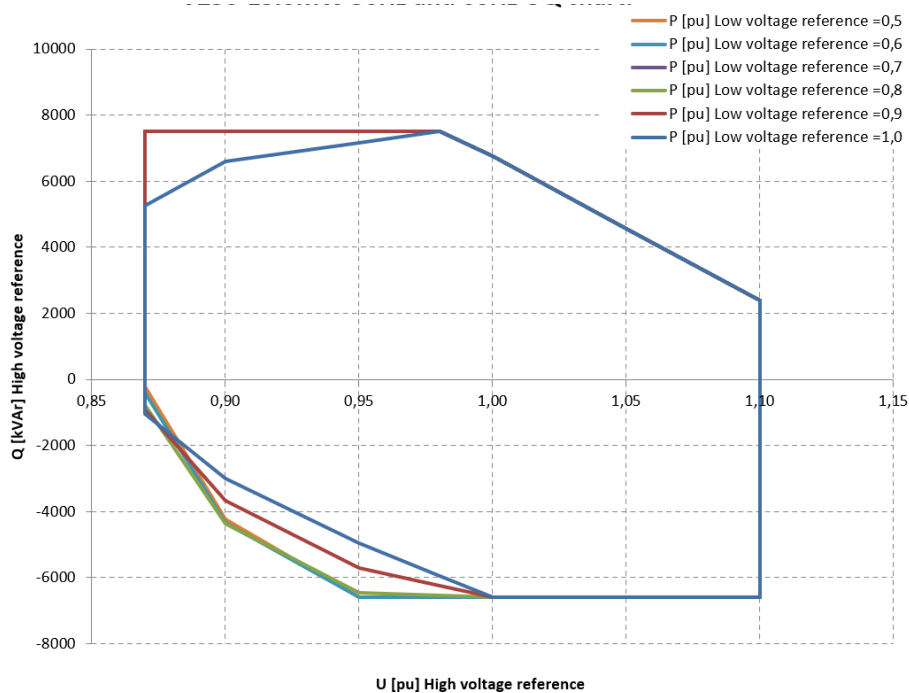


Fig. 4 Reactive power capability – high voltage side as UQ-P plots.

3 Descrizione impianto OWF: sezione 66 kV

Il parco eolico (OWF) è composto da 38 aerogeneratori (WTG, $P_n=15$ MW), per una potenza complessiva di 570 MW.

La progettazione della rete di collegamento degli aerogeneratori alla sottostazione offshore si dovrebbe basare su algoritmo di ottimizzazione il cui schema logico è descritto in Fig. 5. [2].



Fig. 5 OWF progettazione ed ottimizzazione della OWF: decision flowchart

Gli schemi topologici della rete elettrica per collegamento degli aerogeneratori tra loro ed alla sottostazione offshore (0-SS) sono differenti e vengono scelti sulla base di singoli obiettivi o combinazioni di essi, quali: lunghezza totale dei cavi (L), costo totale dell'investimento (Invt.), Investimento e affidabilità (IR), investimento e perdite joule (IL), investimento & affidabilità e perdite joule (IRL).

Nel caso specifico la topologia di rete scelta è quella radiale.

Gli aerogeneratori sono disposti in 8 stringhe (Linee), 6 stringhe che collegano 5 WTG e 2 stringhe che collegano 4 WTG (linee 1 e 5). Il layout del campo eolico è illustrato in Fig. 6.

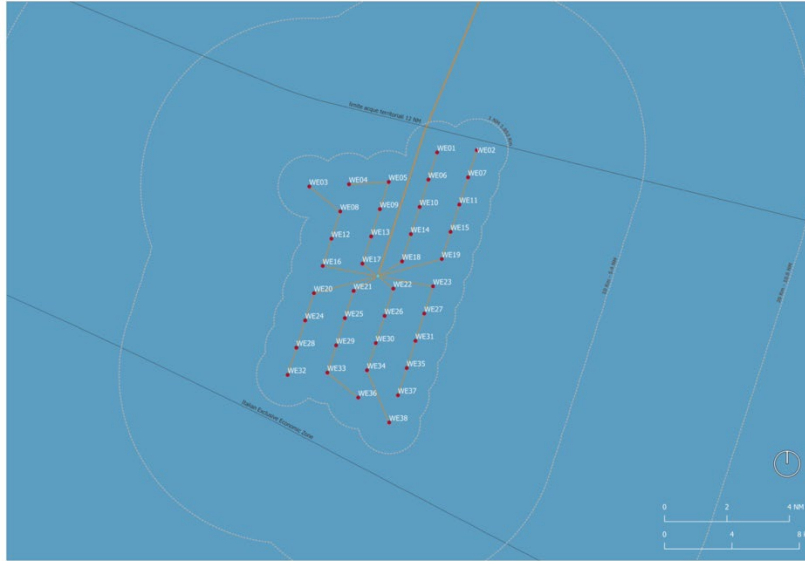


Fig. 6 Layout campo eolico

Per tenere conto della diverse correnti che scorrono in ciascuna tratta di ciascuna linea sono stati scelti cavi di sezione diversa; specificatamente, sono state individuate due sezioni: 120 mm² ed 800 mm². Le lunghezze totali delle tratte a parità di sezione e per ciascuna linea sono riportate in Tab. 5. Invece, il dettaglio delle lunghezze di ciascuna tratta per ciascuna linea è stato riportato in Appendice 1.

Tab. 5 OWF: lunghezze dei cavi delle tratte suddivise per sezione e linea

Linea	1	2	3	4	5	6	7	8
Lungh. tratta 120 mm ² [m]	4835	4834	4152	4127	4197	4845	5848	4175
Lungh. tratta 800 mm ² [m]	5802	5735	6.226	8444	6407	6254	5729	7878
Lunghezza totale [m]	10637	10569	10378	12571	10604	11099	11577	12053

Le caratteristiche elettriche dei cavi scelti in progetto sono riportate in Tab. 6. Viene riportata anche la minima portata termica dei cavi, espressa in MVA, ottenuta sulla base delle indicazioni della società Eureka Wind; per minima portata si intende il minimo delle diverse portate calcolate considerando le diverse modalità di posa (per esempio Inside I-tube, buried, ecc).

Tab. 6 Caratteristiche elettriche cavi e portate termiche

V _n [kV]	S [mm ²]	Materiale	r [W/km] a 90°	X [W/km]	B [mW/km]	Portata a 90°C [MVA]
66	3x120	cu	0,1953	0,1379	0,0496	34,52
66	3x800	cu	0,0281	0,0955	0,1030	84,02

La rete a 66 kV della offshore wind farm è stata implementata in powerworld, lo schema è riportato in Fig. 8.1 – 7.2. Tale schema fa riferimento al “caso base-FP”, nel quale tutti i generatori eolici producono la potenza nominale a fattore di potenza unitario. In questo caso il nodo di saldo “HVAC”, produce **212.8** MVA_r. Si nota che: il profilo di tensione lungo tutte le linee è leggermente in sottotensione (minima tensione 0.94 p.u.) e la portata dei cavi è rispettata,

in particolare per i cavi di sezione 120 mm² la tratta più critica è la seconda (utilizzo al 92%), laddove per quelli di 800 mm², per le 6 linee con 5 tratte, le ultime tratte che terminano nelle sbarre “OSS1” sono le più critiche (utilizzo al 95%). Nel caso in cui i generatori eolici si trovino a produrre la potenza minima (fissata a 0.1 MW), caso 0-NP, la potenza reattiva prodotta dal generatore di saldo è **-32.3 MVar**. Come ci si aspetta, la rete si comporta come un carico capacitivo. Le tensioni in tutti i nodi della rete a 66 kV sono a 1.02 a causa del comportamento capacitivo della rete

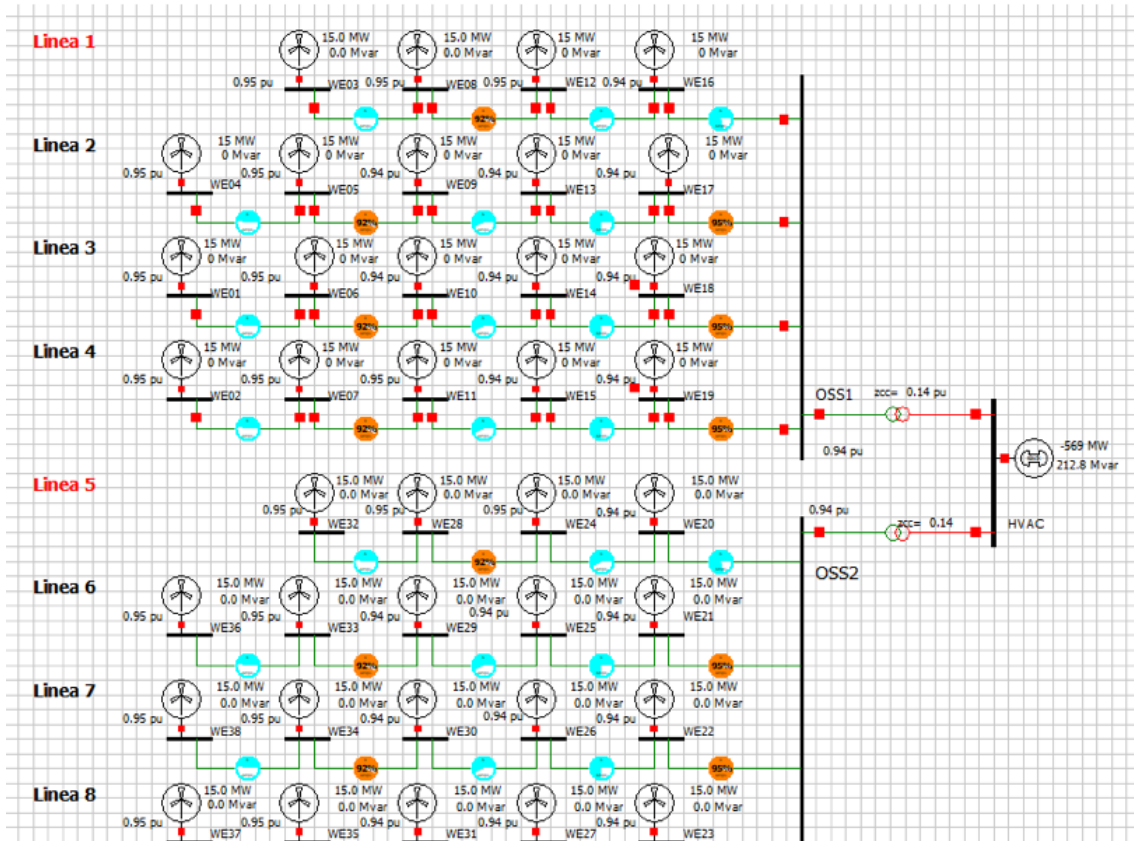


Fig. 7.1 - Implementazione della rete a 66 kV della OWF in powerworld: Full Power

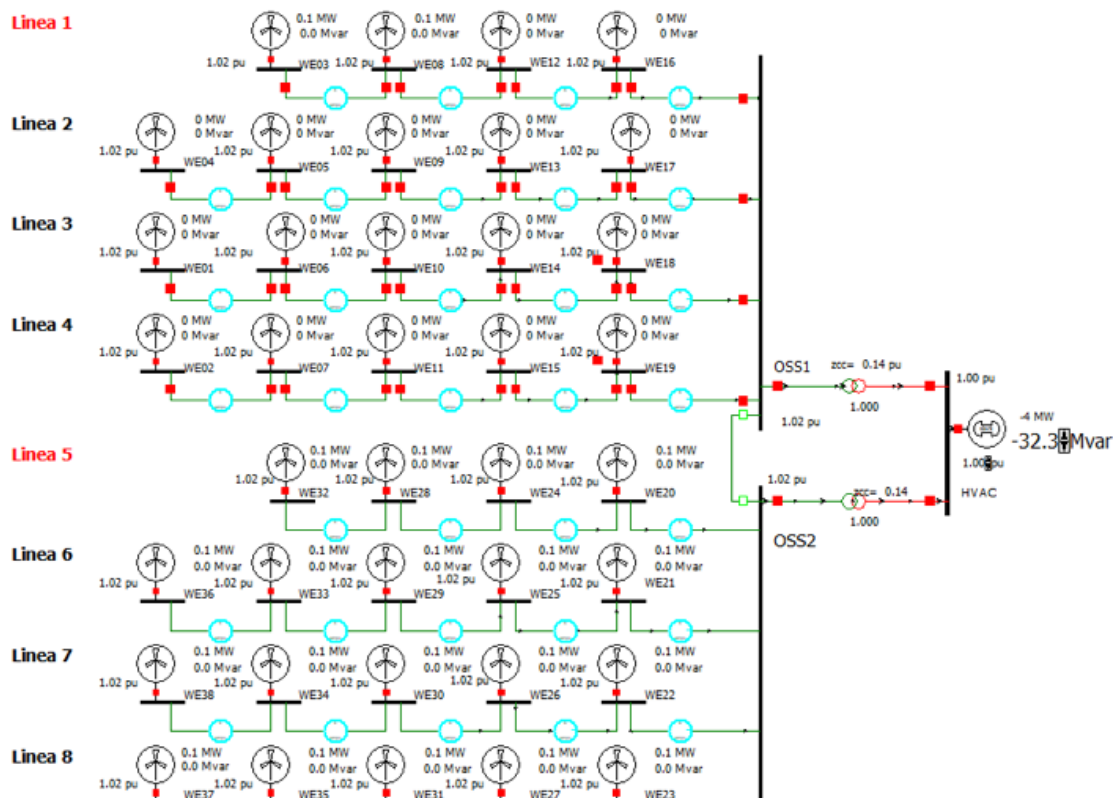


Fig. 8.2 - Implementazione della rete a 66 kV della OWF in powerworld: No Power

3.1 Caso 1: generatori eolici in modalità AVR con $V_{ref}=0.98$

Nel caso 1 si ipotizza che i generatori eolici possano lavorare in regolazione di tensione (AVR), il bus di riferimento per ciascun WTG è il proprio bus di connessione alla rete a 66 kV e la tensione di riferimento del bus, V_{ref} , è posta uguale a 0.98, in questo caso il generatore eolico può produrre la massima potenza reattiva in export, 7.5 MVar (vedi Fig. 3 e Fig. 4) e 6 MVar in import (alla massima potenza attiva). Fig. 10.1 mostra il caso 1 nella condizione di massima erogazione dei generatori eolici – Full Power (caso 1-FP). È evidente, in questo caso, che è stato ridotto il contributo di potenza reattiva del generatore di slack (bus HVAC), che è sceso a 159.4 MVar. I vincoli di portata sono rispettati su tutte le linee a 66 kV.

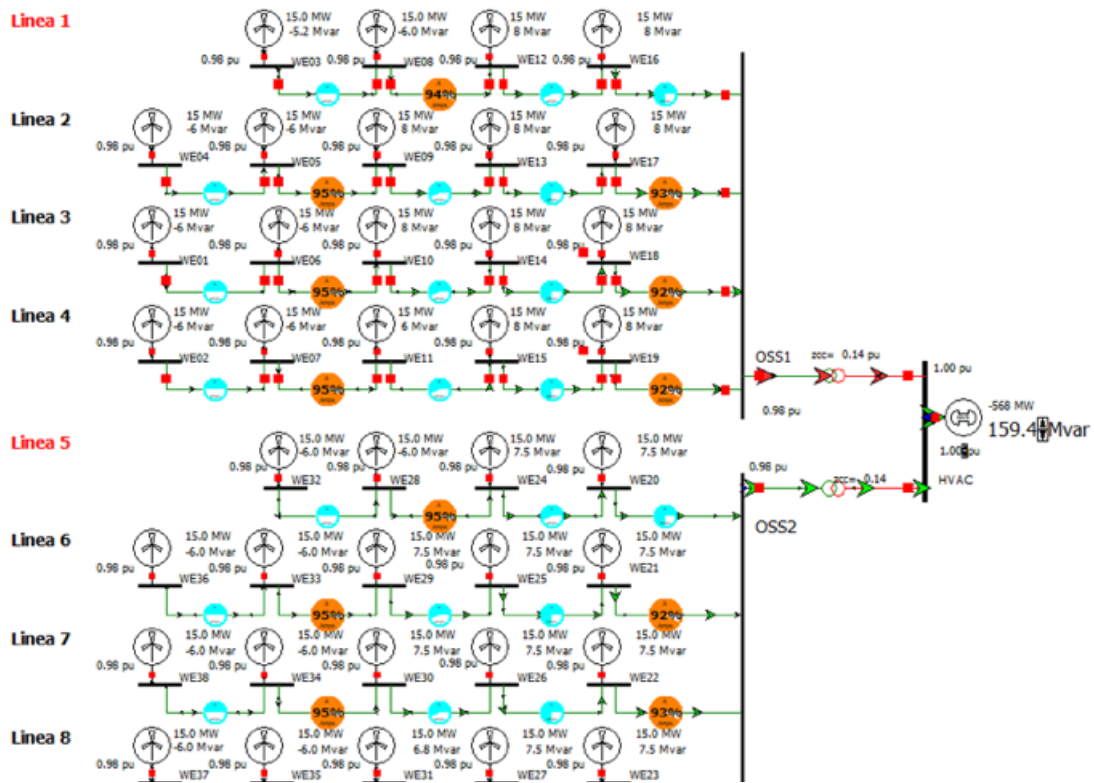


Fig. 9.1 Caso I-FP: regolazione di tensione ($V_{ref}=0.98$): Full Power

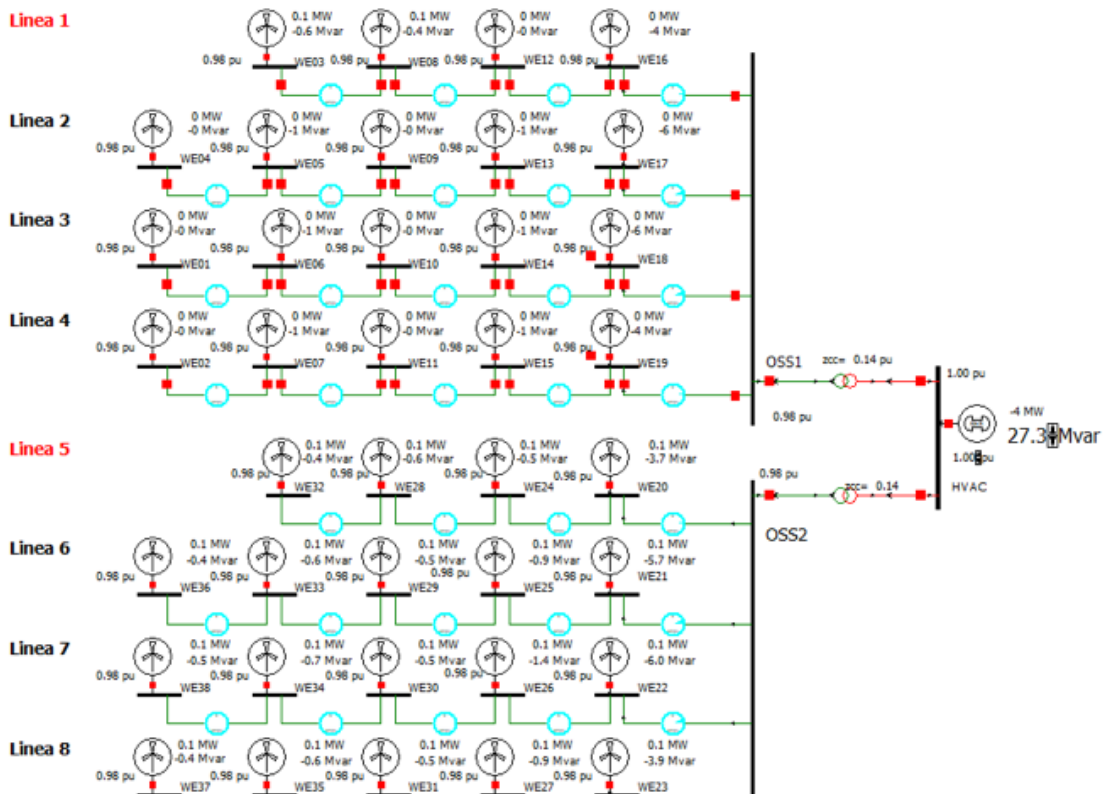


Fig. 10.2 Caso I-NP: regolazione di tensione ($V_{ref}=0.98$): No Power

Nel caso di produzione nulla dei generatori eolici, Caso 1-NP, mostrato in Fig. 10.2, la potenza reattiva prodotta dal generatore di saldo è 27.3 MVAR, e la tensione in tutti i bus è fissata a 0.98, grazie all'azione degli AVR nei generatori eolici.

3.2 Caso 2: produzione di Q tramite trasformatori con tap changer

Il Tab Staggering (TS) consiste nel far funzionare in parallelo due trasformatori (TRS) o ATR su una sbarra secondaria dedicata con diverse posizioni di regolazione. Questa configurazione fornisce un mezzo per assorbire la potenza reattiva e quindi contribuisce a regolare la tensione nell'area della sottostazione nei periodi di basso carico. La potenza reattiva assorbita al nodo di ingresso e quindi la variazione di tensione sul lato primario dipende dalla sua potenza di cortocircuito e dalle condizioni di funzionamento a regime prima dell'implementazione del TS [3]. In questo progetto i due underload tap changer transformer (ULTP) sono dotati di un numero di prese +/- 10, a ciascuna presa corrisponde una variazione percentuale del rapporto di trasformazione dell' 1.25%.

In questo caso, l'unico assetto d'interesse è quello con produzione attiva nulla, quindi con l'assorbimento di potenza reattiva capacitiva da parte della rete. In Fig. 12.1 e 9.2 si mostra i risultati di due simulazioni di load flow con l'utilizzo del tab staggering: nella prima simulazione è stata sfruttata la massima differenza tra rapporti spira tra i due trasformatori mentre nella seconda simulazione è quasi il minimo range 1.025 -0.975. Nel primo caso è evidente l'effetto del tab staggering che grazie al flusso di potenza reattiva negli avvolgimenti nei due trasformatori riduce la tensione nelle sbarre OSS a 0.99, riducendo la tensione in tutti i nodi della rete a 66 kV.

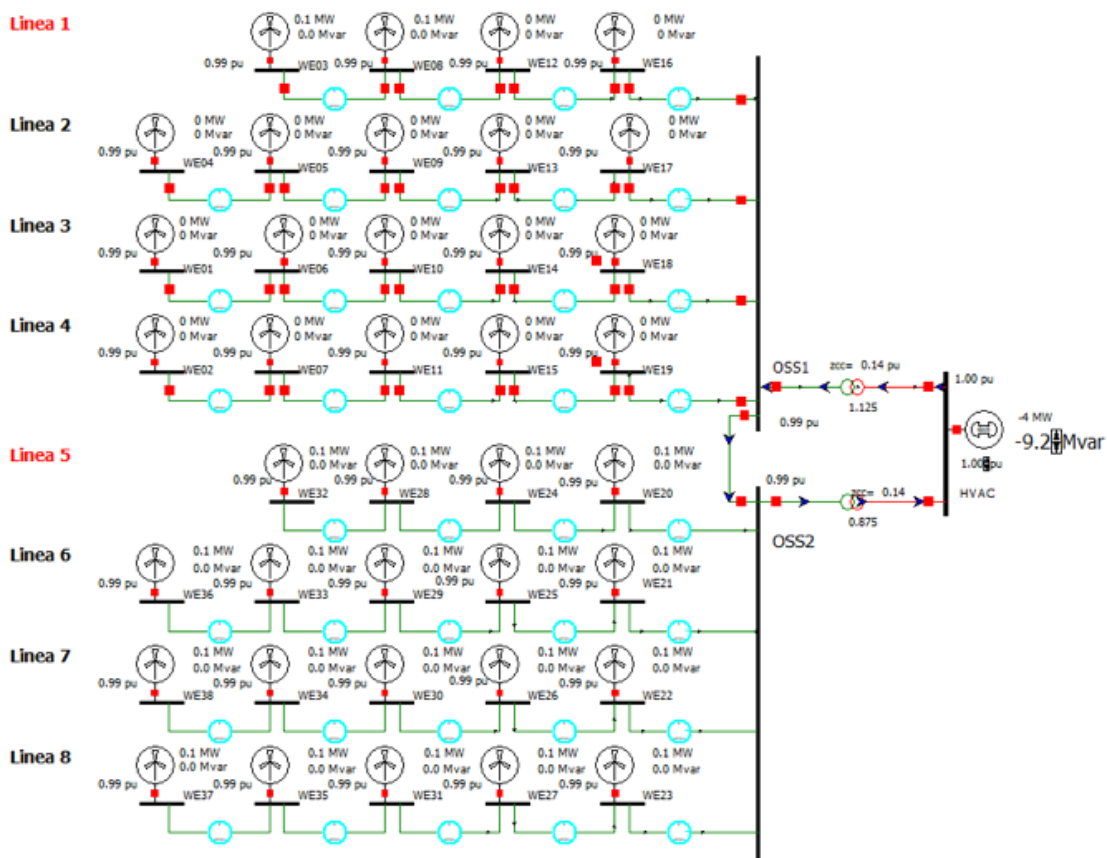


Fig. 11.1 Case 2 ULTC tab staggering: large range

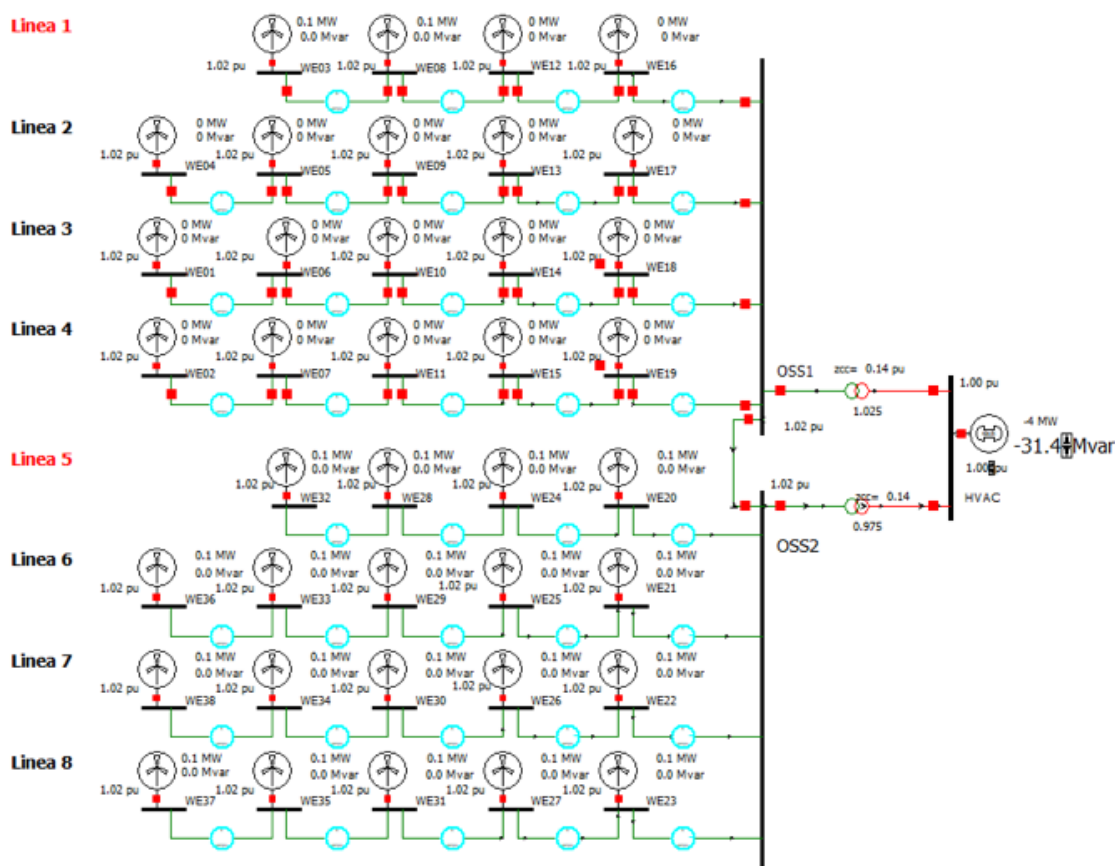


Fig. 12.2 Case 2 ULTC tab staggering: narrow range

4 Rete elettrica completa 66kV – 400 kV

Per avere la rete elettrica completa della OWF è necessario completare la rete a 66 kV descritta nel paragrafo 3 con i due elettrodotti in cavo a 400 kV che collegano, rispettivamente:

- 1) la sottostazione offshore (OSS) alla Sottostazione Elettrica condominiale, SSEC, (che permetta di condividere lo stesso stallo di connessione con altri produttori e
- 2) la SSEC alla SS di connessione alla rete in AAT di TERNA, SSET, vedi Fig. 13.

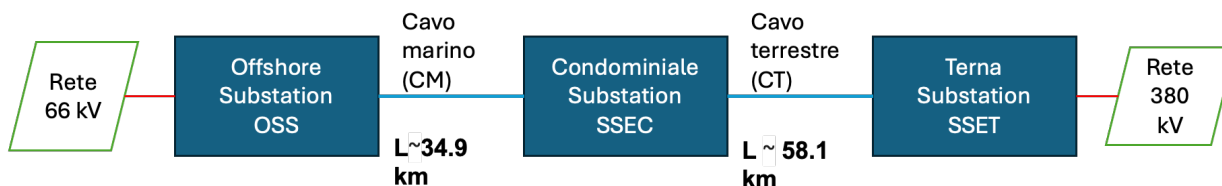


Fig. 13 rete elettrica a 400 kV e sottostazioni.

Le caratteristiche elettriche dei cavi individuati in fase di progetto sono riportate in Tab. 7. Il valore dell'induttanza del cavo marino 1 è stata valutata tenendo conto della dipendenza dell'induttanza in cavo dal raggio del cavo stesso.

Tab. 7 Caratteristiche cavi EHV (400 kV)

Nome	Vn [kV]	formazioni e	r[Ω/km] a 90°C	x[Ω/km]	b [mΩ/km]	Portata [A]	Portata [MVA]
Cavo marino 1	400	3*1200	0.024	0.13	0,05686	1076	745,475
Cavo marino 2	400	3*1400	0.0185	0.123	0,05969	1246.5	863,601
cavo terrestre	400	3*2000	0.0120	0.157	0,06597	1103	764,181

Le analisi di load flow della rete completa vengono svolte utilizzando le grandezze in p.u., i valori in pu si riferiscono alla potenza di base di 100 MVA e tensione nominale 400 kV, da cui si ricava una impedenza di base di 1.6 kΩ.

Sulla base delle grandezze riportate in Tab. 7, è possibile calcolare la lunghezza d'onda associata a ciascuna line, i risultati sono: $\lambda_1 = 2301$ km, $\lambda_2 = 2312$ e $\lambda_3 = 1963$ km.

Dal momento che le lunghezze, a, del cavo marino e del cavo terrestre sono, rispettivamente, circa : $a_m = 35$ km e $a_t = 58$ km, allora si potrebbe utilizzare un modello a pi greco della linea con impedenza longitudinale pari al prodotto dell'impedenza $r+jx$ per a e suscettanze trasversali pari alla metà del prodotto di $b*a$.

I valori delle impedenze e suscettanze delle linee in pu sono riportati in Tab. 8. Essi sono stato calcolati moltiplicando i corrispondenti valori della Tab. 7 per la lunghezza della linea e divisi per la corrispondente grandezza di base (Z_b per la resistenza e la reattanza e Y_b per la suscettanza)

Tab. 8 valori impedenze e suscettanze cavi EHV in pu

Nome	Vn [kV]	formazione	R[pu] a 90°C	X[pu]	B[pu]
Cavo marino 1	400	3*1200	0,0005235	0,002835625	3,175220261
Cavo marino 2	400	3*1400	0,000403531	0,002682938	3,333104142
cavo terrestre	400	3*2000	0,00043575	0,005701063	6,132891515

Per verificare l'ipotesi della modella della linea come linea corta, si riportano i valori della impedenza longitudinale e della suscettanza trasversale calcolati con il modello a parametri distribuiti, i risultati sono riportati in Tab. 9

Tab. 9 impedenza e suscettanza linee EHV calcolati con modello a parametri distribuiti

Nome	Vn [kV]	formazione	R[pu] a 90°C	X[pu]	B[pu]	G [pu]
Cavo marino 1	400	3*1200	0.0005	0.0028	3.1776	0.0004
Cavo marino 2	400	3*1400	0.0004	0.0027	3.3356	0.0004
cavo terrestre	400	3*2000	0.0004	0.0057	6.1508	0.0014

Dal confronto tra la Tab. 8 e Tab. 9 si evince che l'ipotesi di linea corta è accettabile. Comunque, per avere un modello più preciso si utilizzeranno nel modello di rete in powerworld le grandezze riportate in Tab. 9.

Di seguito verranno rianalizzati i casi studiati nel paragrafo, relativi alla rete a 66 kV, considerando l'intera rete elettrica relativa all'impianto OWF del progetto Eureka. Nella rete a 400 kV sono stati inseriti, nei tre bus a 400 kV, gli induttori shunt per la compensazione della potenza reattiva dei cavi. Gli induttori di compensazione nella stazione OSS e SSET sono stati suddiviso in tre gradini, rispettivamente, di potenza nominale pari a 50, 100 e 150 MVA_r, mentre l'induttore nella stazione SSEC è stato suddiviso in tre gradini, rispettivamente, di potenza nominale pari a: 50, 100 e 200 MVA_r,

4.1 Caso 0: caso base

Il caso base è quello che non prevede né la regolazione di tensione dei generatori eolici né la regolazione dei trasformatori in modalità tap staggering. Fig. 14 mostra il risultato dell'analisi di load flow nel caso di rete carica. I casi con generatori eolici che erogano la massima potenza attiva sono i più critici relativamente alla portata degli elettrodotti in EHV. In questo caso con una opportuna modulazione dei reattori di compensazione è possibile rispettare sia il fattore unitario di consegna alla rete terna della potenza attiva che il limite di portata delle linee a 400 kV. Si può notare una bassa tensione nei bus delle turbine eoliche. In questo assetto non si stanno utilizzando i variatori di rapporto sotto carico dei trasformatori

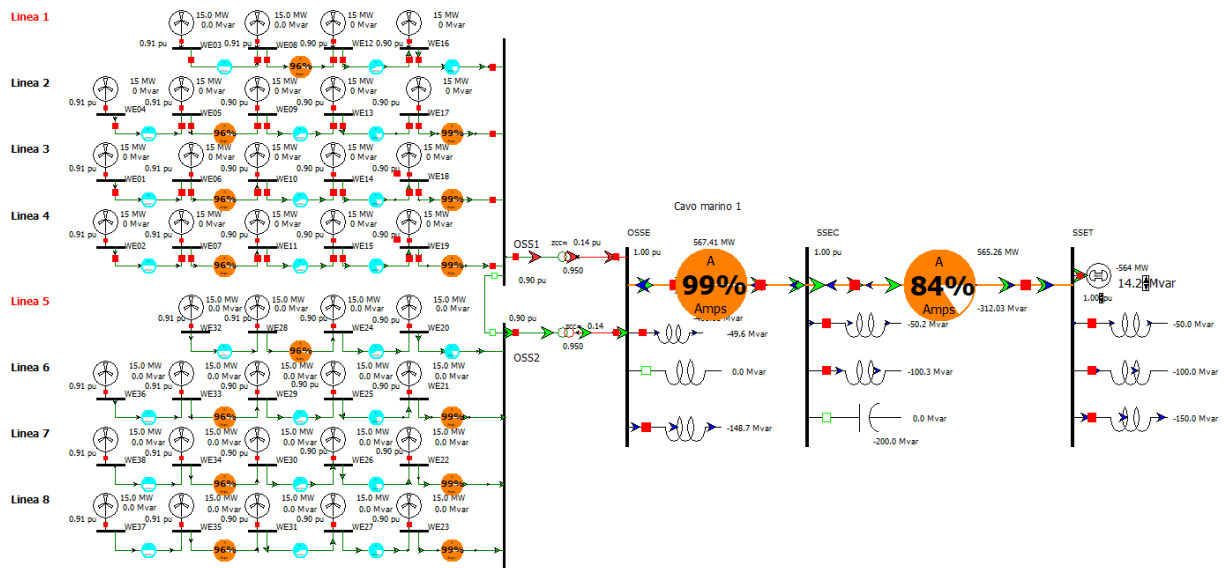


Fig. 14 Rete 66 kV-400 kV, caso base: rete carica

La Fig. 15 mostra il caso più critico dal punto di vista della gestione della potenza reattiva capacitiva dei cavi in EHV. In questo caso si deve adoperare la massima potenza reattiva di compensazione dei reattori. Si nota, inoltre, una sovratensione nei bus delle turbine eoliche.

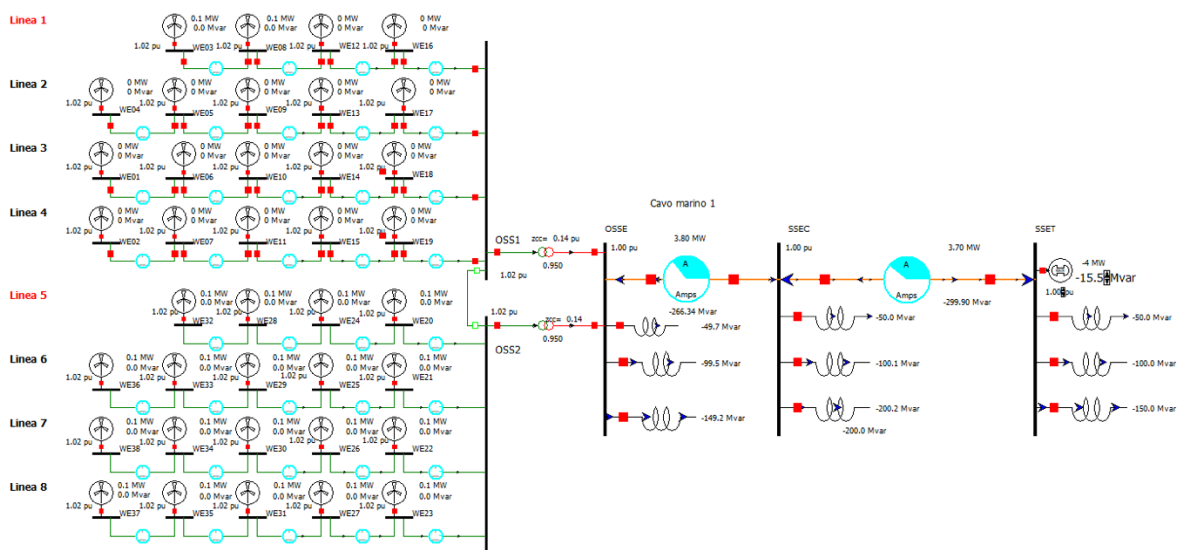


Fig. 15 Rete 66 kV-400 kV, caso base: rete scarica

4.2 Caso 1: generatori eolici in modalità AVR.

Nel caso 1 si considera l'utilizzo dei regolatori di tensione dei generatori eolici. Anche in questo caso si sono analizzati i casi con generatori che producono la massima potenza attiva (FP) o la minima (NP). Si sono inoltre considerati due riferimenti di tensione per l'AVR, in particolare 0.95 e 0.98. L'effetto positivo dell'utilizzo degli AVR è evidente nel caso FP in quanto si riduce il transito di potenza apparente sulle linee a 400 kV (vedi Fig. 16 e Fig. 17).

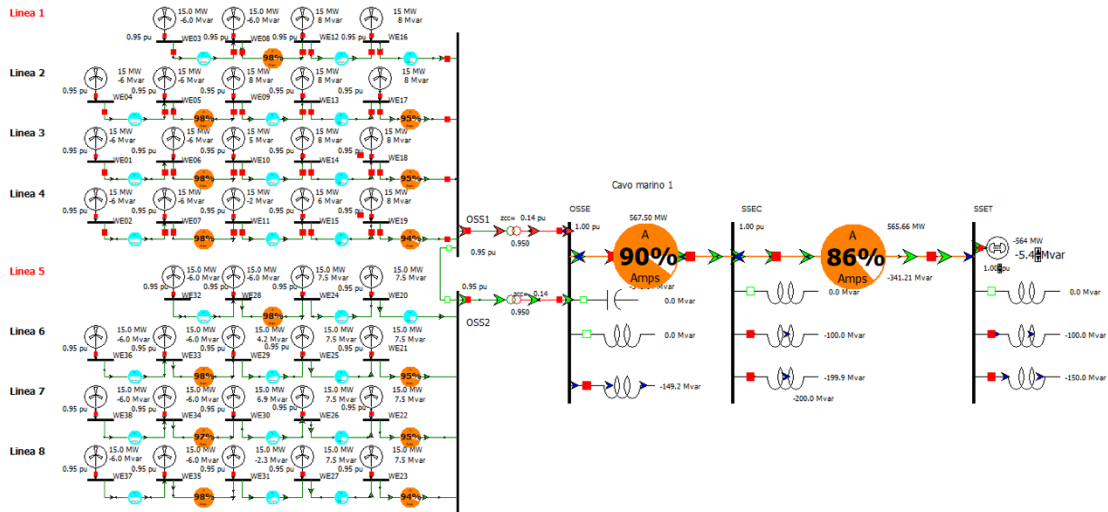


Fig. 16 caso 1-FP: regolazione di tensione, $V_{ref}=0.95$

Ma ancora più importante l'effetto della regolazione di tensione dei generatori eolici è nel caso NP, in quanto è possibile ridurre la potenza reattiva di compensazione degli induttori. Infatti, come mostrato nelle Fig. 18 e Fig. 19, è possibile non collegare uno o due gradini da 50 MVar. Questo risultato è un impatto sul dimensionamento e quindi sui costi della compensazione reattiva.

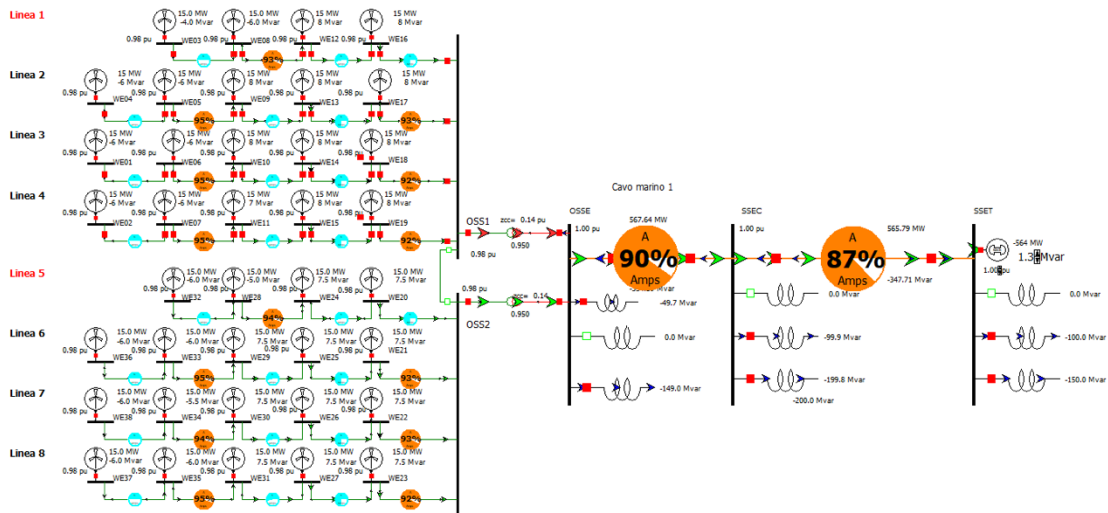


Fig. 17 caso 1-FP: regolazione di tensione, $V_{ref}=0.98$

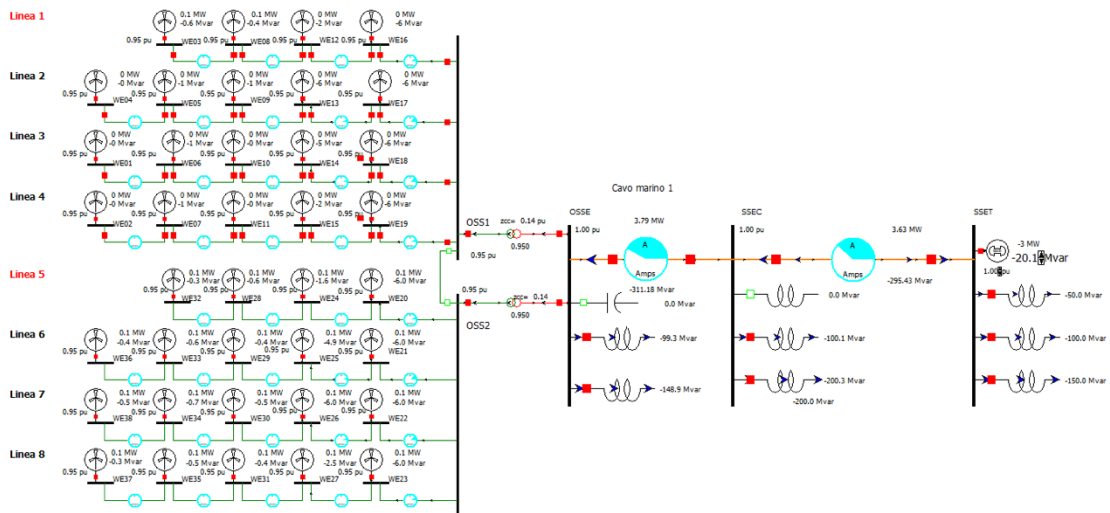


Fig. 18 caso I-NP: regolazione di tensione, $V_{ref}=0.95$

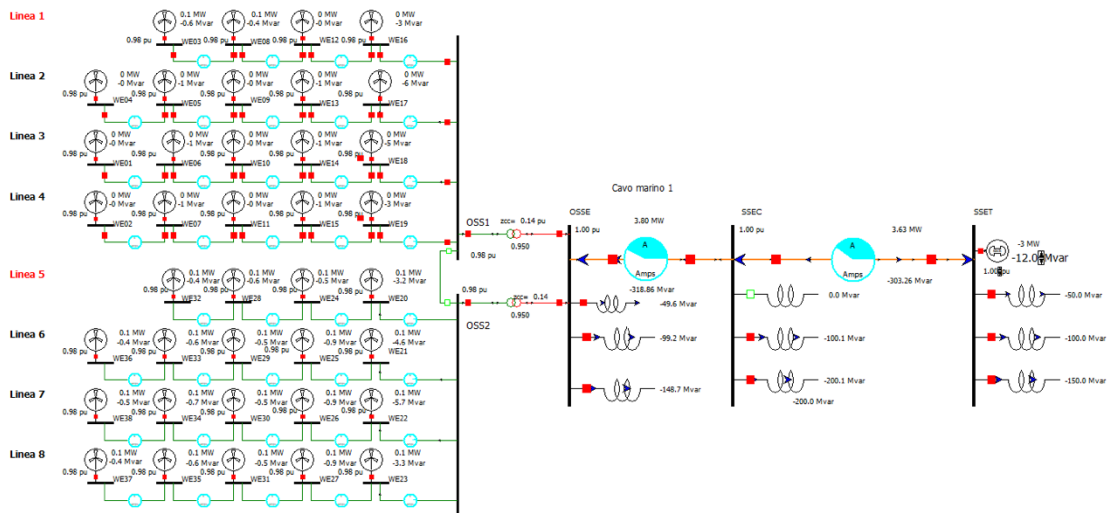


Fig. 19 caso I-NP: regolazione di tensione, $V_{ref}=0.98$

Reference

- [1] «Performance Specification V236-15 MW». Vestas, 27 aprile 2022.
- [2] J.-A. Perez-Rua e N. A. Cutululis, «Electrical Cable Optimization in Offshore Wind Farms—A Review», *IEEE Access*, vol. 7, pp. 85796–85811, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2925873.
- [3] S. Quaia, A. Mauri, A. Marchesin, e P. Manià, «Actions to Handle Increasing Distributed Generation and Rising Voltage during Low-Demand Periods: Tap Staggering Practices and Field Tests in the Italian Transmission Network», *Energies*, vol. 16, fasc. 17, p. 6258, ago. 2023, doi: 10.3390/en16176258.

Appendice

Caratteristiche elettriche cavi a 66 kV

Le grandezze in per unità sono state calcolate utilizzando le seguenti grandezze di base: $Ab = 100$ MVA e $V_n = 66$ kV

N. Sottocampo	Tratto	Lunghezza Cavo [m]	Sezione [mmq]	R [Ω] a 90°	X [Ω]	B [Ω]	r [pu] a 90°	x [pu]	b [pu]
Linea 1	WE03 - WE08	2.745	120	0,53611	0,37858	0,00014	0,01231	0,00869	0,00594
	WE08 - WE12	2.090	120	0,40819	0,28824	0,00010	0,00937	0,00662	0,00452
	WE12 - WE16	2.090	800	0,05869	0,19960	0,00022	0,00135	0,00458	0,00938
	WE16 - SSE	3.712	800	0,10424	0,35451	0,00038	0,00239	0,00814	0,01666
Linea 2	WE04 - WE05	2.745	120	0,53611	0,37858	0,00014	0,01231	0,00869	0,00594
	WE05 - WE09	2.089	120	0,40799	0,28811	0,00010	0,00937	0,00661	0,00452
	WE09 - WE13	2.089	800	0,05867	0,19951	0,00022	0,00135	0,00458	0,00938
	WE13 - WE17	2.087	800	0,05861	0,19932	0,00022	0,00135	0,00458	0,00937
	WE17 - SSE	1.559	800	0,04378	0,14889	0,00016	0,00101	0,00342	0,00700
Linea 3	WE01 - WE06	2.072	120	0,40467	0,28576	0,00010	0,00929	0,00656	0,00448
	WE06 - WE10	2.080	120	0,40623	0,28687	0,00010	0,00933	0,00659	0,00450
	WE10 - WE14	2.082	800	0,05847	0,19884	0,00021	0,00134	0,00456	0,00935
	WE14 - WE18	2.082	800	0,05847	0,19884	0,00021	0,00134	0,00456	0,00935
	WE18 - SSE	2.062	800	0,05791	0,19693	0,00021	0,00133	0,00452	0,00926
Linea 4	WE02 - WE07	2.058	120	0,40194	0,28383	0,00010	0,00923	0,00652	0,00445
	WE07 - WE11	2.069	120	0,40409	0,28535	0,00010	0,00928	0,00655	0,00447
	WE11 - WE15	2.072	800	0,05819	0,19789	0,00021	0,00134	0,00454	0,00930
	WE15 - WE19	2.074	800	0,05824	0,19808	0,00021	0,00134	0,00455	0,00931
	WE19 - SSE	4.298	800	0,12070	0,41048	0,00044	0,00277	0,00942	0,01929
Linea 5	WE32 - WE28	2.098	120	0,40975	0,28935	0,00010	0,00941	0,00664	0,00454
	WE28 - WE24	2.099	120	0,40994	0,28949	0,00010	0,00941	0,00665	0,00454
	WE24 - WE20	2.098	800	0,05892	0,20037	0,00022	0,00135	0,00460	0,00942
	WE20 - SSE	4.309	800	0,12101	0,41153	0,00044	0,00278	0,00945	0,01934
Linea 6	WE36 - WE33	2.749	120	0,53689	0,37913	0,00014	0,01233	0,00870	0,00594
	WE33 - WE29	2.096	120	0,40936	0,28907	0,00010	0,00940	0,00664	0,00453
	WE29 - WE25	2.094	800	0,05881	0,19999	0,00022	0,00135	0,00459	0,00940
	WE25 - WE21	2.090	800	0,05869	0,19960	0,00022	0,00135	0,00458	0,00938
	WE21 - SSE	2.070	800	0,05813	0,19769	0,00021	0,00133	0,00454	0,00929

Linea 7	WE38 - WE34	3.756	120	0,73356	0,51801	0,00019	0,01684	0,01189	0,00812
	WE34 - WE30	2.092	120	0,40858	0,28852	0,00010	0,00938	0,00662	0,00452
	WE30 - WE26	2.088	800	0,05864	0,19941	0,00022	0,00135	0,00458	0,00937
	WE26 - WE22	2.084	800	0,05852	0,19903	0,00021	0,00134	0,00457	0,00935
	WE22 - SSE	1.557	800	0,04373	0,14870	0,00016	0,00100	0,00341	0,00699
Linea 8	WE37 - WE35	2.088	120	0,40780	0,28797	0,00010	0,00936	0,00661	0,00451
	WE35 - WE31	2.087	120	0,40760	0,28783	0,00010	0,00936	0,00661	0,00451
	WE31 - WE27	2.087	800	0,05861	0,19932	0,00022	0,00135	0,00458	0,00937
	WE27 - WE23	2.084	800	0,05852	0,19903	0,00021	0,00134	0,00457	0,00935
	WE23 - SSE	3.707	800	0,10410	0,35403	0,00038	0,00239	0,00813	0,01664

Appendice 2

Fault Ride-Through

The turbine is equipped with a full-scale converter to gain better control of the wind turbine during grid faults. The turbine control system continues to run during grid faults- The turbine is designed to stay connected during grid disturbances within the voltage tolerance curve in Fig. 20 For grid disturbances outside the protection curve, the turbine will be disconnected from the grid.

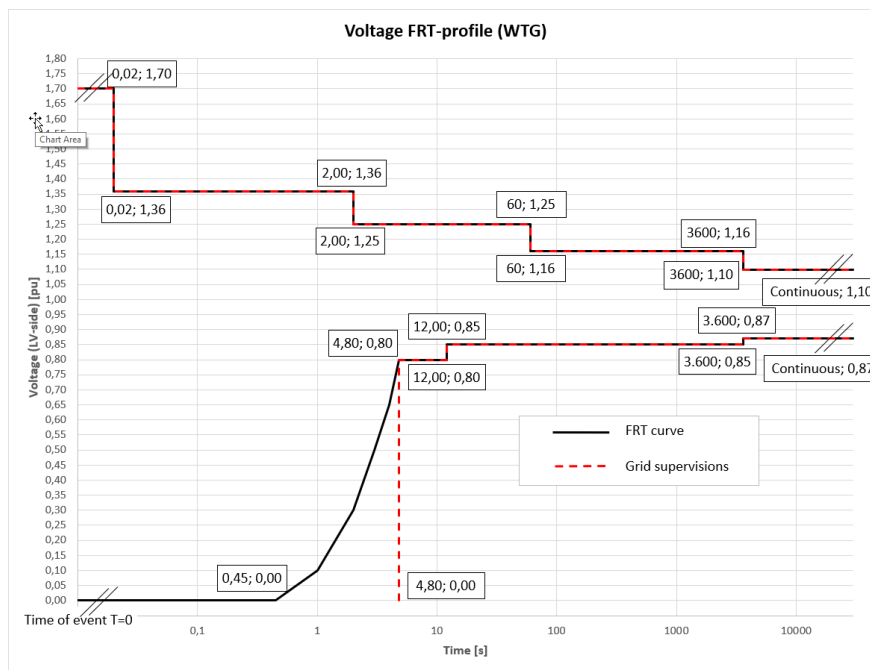


Fig. 20 Low-voltage protection curve for symmetrical and asymmetrical faults

The Reactive current contribution depends on whether the fault to the turbine is symmetrical or asymmetrical. Specifically during symmetrical voltage dips, the turbine will inject reactive current to support the grid voltage (see Fig. 21). The shape of the curve is adjustable using the coordinates of the 5 points and the K-factor.

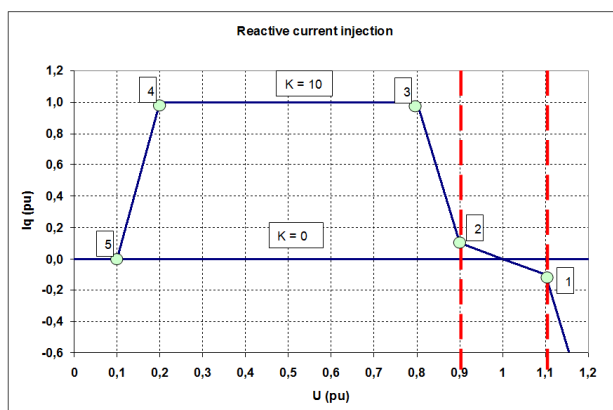


Fig. 21 Reactive current injection at symmetrical faults

K-factor is the gain between the voltage and reactive current injection and is adjustable between 0 and 10.

Maximum delay to 0.9 pu nominal reactive current = 30 ms.

Reactive current injection post fault support time = 600 ms.

Tolerance band for reactive current injection is defined as +20%/-10%