

Interazione di scie in parchi eolici offshore con condizioni di vento derivate dalla mesoscala e onde marine

Si riporta uno studio sull'interazione scia-rotore tra due turbine eoliche offshore, modellate usando la teoria della linea attuatrice ed operanti in condizioni di vento realistiche. Si considerano due diverse orientazioni del rotore di monte, simulando una strategia di controllo di scia. Il campo di vento è ottenuto derivando da strumenti di previsione meteorologica le condizioni al contorno per le simulazioni CFD ad alta risoluzione. Viene anche considerato il moto delle onde tramite mesh dinamica.

WAKE INTERACTION IN OFFSHORE WIND FARMS WITH MESOSCALE DERIVED INFLOW CONDITION AND SEA WAVES

We present a case study aiming to evaluate the wake-rotor interaction between two offshore wind turbines modelled using the actuator line model and realistic wind inflow. Two orientations of the upstream rotor are considered, as in a yaw-based wake control strategy. The wind field is firstly computed using numerical weather prediction, then, the prediction is used to define the boundary conditions for high-fidelity CFD simulations. Sea waves motion is also imposed using a dynamic mesh approach.

INTRODUZIONE

Le installazioni offshore rappresentano il futuro dell'energia eolica in virtù della maggiore velocità del vento rispetto alla terraferma e la possibilità di garantire un minor impatto visivo. Nella progettazione dei layout dei parchi eolici è fondamentale progettare e ottimizzare la disposizione delle turbine con l'obiettivo di ridurre le perdite di scia, che nel caso offshore risulta particolarmente importante a causa della bassa turbolenza ambientale. Fra le strategie proposte in letteratura si segnala quella basata sul controllo dell'angolo di imbardata delle turbine di monte: per esempio, utilizzando test in galleria del vento, gli autori di [2] hanno identificato un angolo di imbardata ottimale compreso tra 16° e 20°.

La maggior parte degli studi numerici sulle scie dei parchi eolici simula il vento risolvendo mediante Computational Fluid Dynamics (CFD) le equazioni di Navier-Stokes mediate secondo Reynolds (RANS) oppure utilizzando la Large Eddy Simulation (LES) [1].

Il profilo (direzione ed intensità) del vento lungo i contorni del dominio di calcolo CFD viene di solito prescritto utilizzando formule semi-empiriche. Tuttavia, i nuovi prototipi di turbine eoliche da 15 MW hanno diametri del rotore fino a 240 metri e altezza della torre superiore a 150 metri [4][5]. Pertanto, le pale di una moderna turbina eolica offshore incontrano una corrente ventosa caratterizzata da condizioni fortemente variabili con l'altezza.

La simulazione di mesoscala (Numerical Weather Prediction, NWP) consente di descrivere la maggior parte delle caratteristiche dello strato limite atmosferico (PBL) sopra menzionate, ma presenta una bassa risoluzione spaziale a causa della vasta area (centinaia di chilometri) coperta dal reticolo computazionale utilizzato. Approcci multiscala basati sull'accoppiamento tra NWP e CFD, come quello qui utilizzato,

hanno dimostrato [7] di essere in grado di aumentare la risoluzione spaziale su di un'area di estensione confrontabile con quella di un parco eolico, utilizzando condizioni al contorno maggiormente aderenti alla realtà rispetto ai profili semi-empirici [6].

L'accoppiamento tra modelli NWP e CFD è stato ampiamente trattato in letteratura (es. [7][8]). L'approccio comunemente adottato consiste nell'utilizzare la simulazione di mesoscala per generare condizioni al contorno per una simulazione di scala locale basata sulle equazioni RANS; i limiti di tale approccio, in presenza di fenomeni fortemente instazionari, sono tuttavia ben noti [11].

Pertanto, in questo lavoro si è fatto ricorso ad un approccio ibrido LES-RANS chiamato Delayed Detached Eddy Simulation (DDES) [12]. Il modello DDES equivale ad un modello LES ovunque la risoluzione della griglia di calcolo sia adeguata, mentre equivale alla modellistica RANS nello strato limite, ma anche in quelle regioni in cui la risoluzione spaziale della griglia è grossolana. L'efficacia del DDES nel riprodurre le caratteristiche di terreni complessi è già stata documentata in [13]. Per quanto attiene al rotore, in questo come in studi analoghi (es. [16]), si è fatto ricorso ad un modello di ordine ridotto noto in letteratura con il nome di Actuator Line Model (ALM) [15]. Tali modelli consentono un notevole risparmio di risorse di calcolo rispetto ad una simulazione RANS del rotore.

In questo studio presentiamo un'analisi del controllo della scia e dell'interazione scia-rotore che utilizza lo ALM per le turbine ed un approccio multiscala che combina NWP e CFD per simulare il campo di ventosità. Il caso studio consiste in un layout semplificato composto da due turbine da 10MW allineate con la direzione media del vento. Il rotore di monte viene simulato con angolo di imbardata pari a 0° e 20° e, per ciascuna di queste due configurazioni, vengono analizzati gli effetti dell'intera-

Alessio Castorrini, Aldo Bonfiglioli - Scuola di Ingegneria, Università della Basilicata

Lorenzo Tieghi, Valerio Francesco Barnabei, Alessandro Corsini, Franco Rispoli

Dipartimento di Ingegneria Meccanica e Aeronautica, Università di Roma La Sapienza

Sabrina Gentile - CNR Consiglio Nazionale delle Ricerche - IMAA

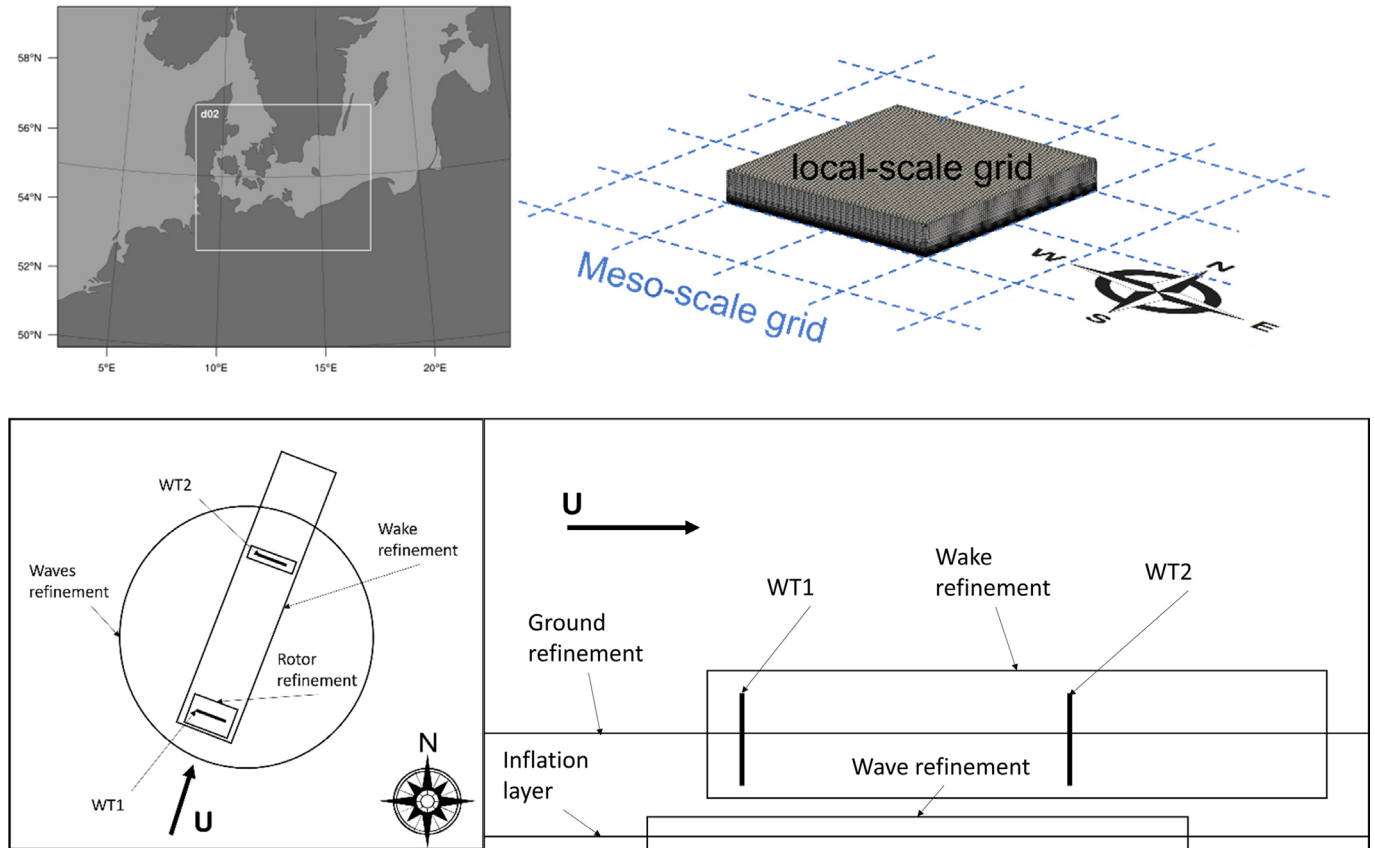


FIGURA 1 - Domini di mesoscala e di scala locale, posizione WT e regioni di raffinamento mesh nel dominio in scala locale

zione tra le scie ed i rotori e l'effetto del controllo dell'imbarcata come possibile sistema di mitigazione delle perdite di scia. Si tiene inoltre conto della presenza delle onde marine deformando dinamicamente la zona del reticolo di calcolo che riproduce la superficie del mare.

METODOLOGIA

La metodologia utilizzata si articola in tre fasi. Viene dapprima condotta una simulazione di mesoscala dell'atmosfera terrestre in un'ampia regione (riquadro in alto a sinistra della Figura 1) circostante il parco; questa fornisce le condizioni al contorno per la simulazione su scala locale. Viene poi condotta una simulazione URANS nel dominio di scala locale (riquadro in alto a destra della Figura 1) allo scopo di costruire una condizione iniziale per la successiva simulazione DDES. Infine, viene eseguita una simulazione DDES che tiene conto della presenza delle WT per mezzo del modello ALM.

La simulazione di mesoscala è stata eseguita presso l'Istituto di Metodologie per l'Analisi Ambientale del Consiglio Nazionale delle Ricerche (IMAA-CNR) utilizzando il sistema WRF-ARW (<http://www.wrf-model.org>) versione 4.3[17].

La procedura di downscaling del vento segue la metodologia pubblicata in [6]. Le simulazioni su scala locale sono state eseguite utilizzando OpenFOAMv2012[21], una libreria di pubblico dominio ampiamente utilizzata per applicazioni CFD. L'accoppiamento tra ALM e OpenFOAM si basa sull'implementazione di turbineFoam [23].

Il centro del dominio computazionale di scala locale viene fatto coincidere con il centro del parco eolico e, così come mostrato in Figura 1, la griglia di calcolo di scala locale (4,8 km di lato ed una estensione verticale di 600 m) copre una superficie pari a quattro celle della griglia di mesoscala.

Nelle simulazioni URANS e DDES, le condizioni al contorno (funzione del tempo) vengono estratte da WRF-ARW ed applicate alle frontiere del dominio computazionale di scala locale utilizzando le funzioni `timeVaryingMapped-FixedValue` e `freestream` della libreria OpenFOAM. Infine, usiamo una legge logaritmica per ricostruire il profilo verticale del vento nei primi 10 metri sopra la superficie dell'acqua, dove i dati di mesoscala non sono disponibili.

Il modello di turbolenza adottato nelle simulazioni di scala locale è il modello a due equazioni $k-\omega$ SST con le costanti definite in [9] e [10]. Rispetto alla versione standard del medesimo modello, sono presenti ulteriori termini pozzo/sorgente per tenere conto della rotazione terrestre, della turbolenza ambientale e della resistenza causata dai venti geostrofici.

Sulla superficie del mare teniamo conto sia della presenza di asperità di piccola scala sia delle onde marine. La rugosità superficiale e il campo di ventosità in prossimità della superficie del mare sono modellati utilizzando la funzione di parete descritta in [18] che è una variante di quelle standard, corretta per simulazioni PBL. La lunghezza di rugosità utilizzata per la superficie del mare è stimata utilizzando la relazione

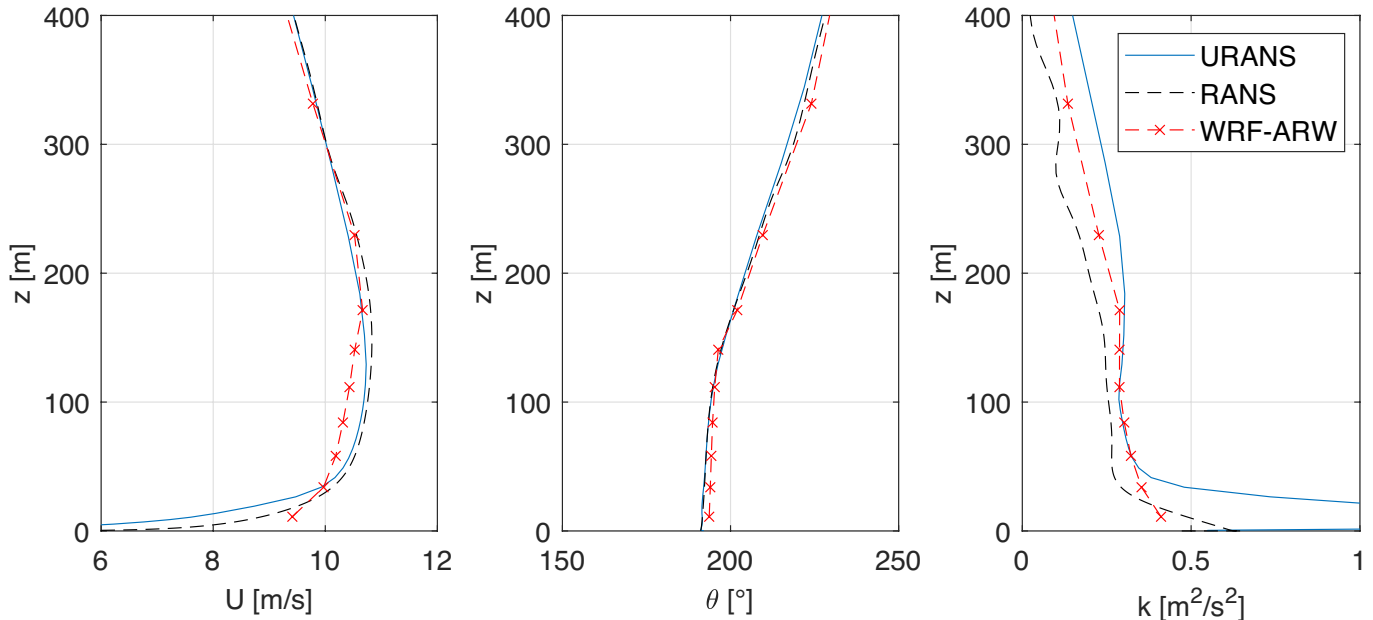


FIGURA 2 - Profilo verticale medio del vento al centro del dominio CFD, simulazione URANS senza WT

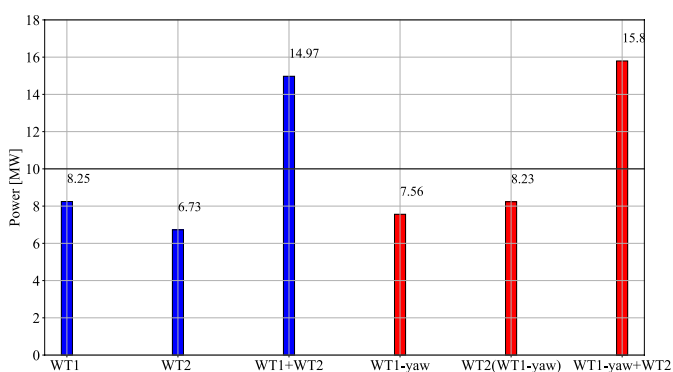
di Charnock [19] e posta pari a $z_0 = 0,5$ mm.

Le onde sono modellate nella simulazione prescrivendo il moto verticale dei punti della griglia che si trovano sulla superficie del mare usando la legge di spostamento descritta in [20] ed ipotizzando che le onde si propagano nella stessa direzione del vento medio.

DEFINIZIONE DEL CASO DI STUDIO E SIMULAZIONI

Il sito eolico selezionato per questo studio è la piattaforma di ricerca offshore FINO2 [24] situata nel Mar Baltico a 35 km dalla terraferma. Le misurazioni LIDAR del vento per questo sito sono disponibili per un lasso di tempo che va da Luglio 2011 a Luglio 2012 [25]. Dai dati a disposizione, abbiamo selezionato una giornata invernale per eseguire la rianalisi tramite WRF-ARW. L'intervallo di tempo selezionato (i 10 minuti tra le dalle 10:30 alle 10:40 del 15 dicembre 2011) è caratterizzato da un profilo di velocità con turbolenza moderata, ma significative variazioni della direzione del vento nei primi 400 metri sopra il livello del mare (s.l.m.).

FIGURA 3 - Potenza della turbina singola e combinata nelle due simulazioni



Configurazione della simulazione e dominio computazionale

La griglia di mesoscala è costituita da un dominio a bassa risoluzione (400×300 celle) che copre un'area di 1500 Mm^2 con una spaziatura della griglia di 3,6 km ed una griglia nidificata (d02 in Fig. 1, 463×385 celle) che copre un'area di 260 Mm^2 intorno alla posizione target e ha una risoluzione di 1,2 km. WRF-ARW utilizza come condizioni iniziali ed al contorno l'analisi a 0,125 gradi del modello ad alta risoluzione (HRES) rilasciato dal Centro europeo per le previsioni meteorologiche a medio termine (ECMWF).

La griglia computazionale utilizzata per le simulazioni di scala locale conta 22 milioni di celle ed è stata creata utilizzando la libreria cfMesh [1]. Figura 1 mostra uno schema del dominio computazionale evidenziando le quattro zone in cui il reticolo è stato infittito: i volumi che racchiudono i due rotori, la regione circolare nella quale è stato prescritto il moto ondoso e la regione cilindrica che racchiude le scie prodotte dai due rotori.

Modelli, layout e configurazioni delle turbine eoliche

La turbina selezionata per questo studio è la DTU10 [5], una turbine tri-pala progettata per una potenza nominale di 10 MW ad una velocità nominale del vento di 11,4 m/s e 9,6 giri/min di velocità angolare del rotore. Il diametro del rotore è pari a 178,3 m e l'altezza del mozzo a 119 m. La turbina opera tra una velocità di cut-in di 4 m/s e una velocità di cut-out di 25 m/s.

Le due turbine DTU10 sono state collocate ad una distanza relativa di 7 diametri del rotore. Nelle due simulazioni effettuate, la turbina di monte (WT1) opera con due diversi angoli di imbardata, rispettivamente pari a 0° e 20° , mentre la turbina sottovento (WT2) è sempre allineata con la direzione (media) del vento.

Le turbine funzionano a tip-speed-ratio costante, $\text{TSR} = 7,237$, la presenza del mozzo è stata tenuta in conto per entrambe le turbine, mentre la presenza delle torri è stata trascurata.

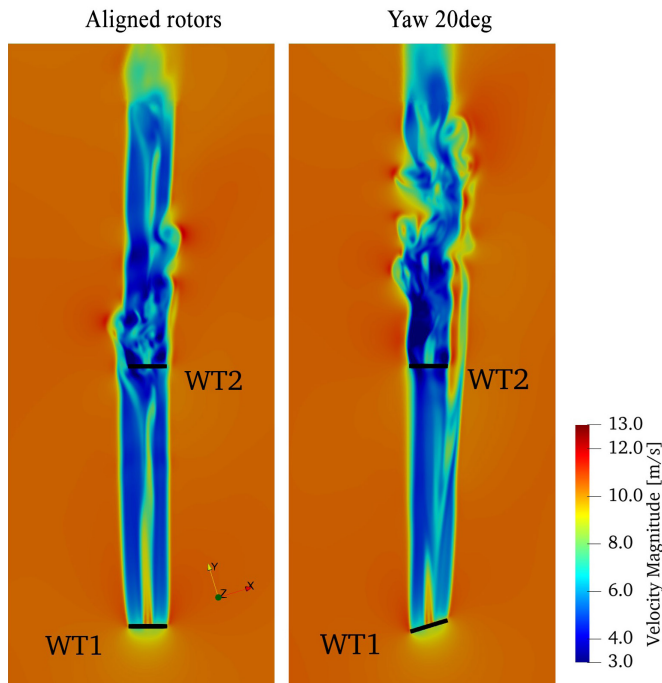


FIGURA 4 - Confronto tra il caso con angolo di imbardata nullo e non nullo: campi di velocità istantanea ad altezza mozzo

RISULTATI

Una prima simulazione RANS è servita per inizializzare il campo di flusso alla condizione alle 10:30, seguita da una simulazione URANS della durata di 600 secondi per ottenere il profilo del vento medio senza le WT. Infine, la simulazione DDES è stata condotta per 250 secondi con le due WT simulate utilizzando lo ALM.

La Figura 5 mostra i profili verticali del modulo della velocità del vento, della direzione del vento e dell'energia cinetica turbolenta, calcolati nelle simulazioni RANS, URANS e WRF-ARW eseguite senza le turbine eoliche e mediate su di un arco temporale di 10 minuti. Possiamo vedere come il profilo di velocità non segua un andamento monotono, bensì diminuisca intorno ai 150 metri s.l.m. La direzione del vento mostra anche una significativa variazione verso est oltre i 150 m s.l.m. Ciò è effetto della convezione su larga scala nel PBL e viene riprodotto nelle simulazioni CFD grazie all'approccio multiscala adottato in questo studio. I profili di velocità e turbolenza della Figura 2 mostrano anche l'importanza di risolvere il moto ondoso: la presenza delle onde nella simulazione URANS aumenta la turbolenza nei primi 50 metri s.l.m. e riduce la velocità media del vento, se confrontata con la soluzione RANS che non tiene conto del moto ondoso.

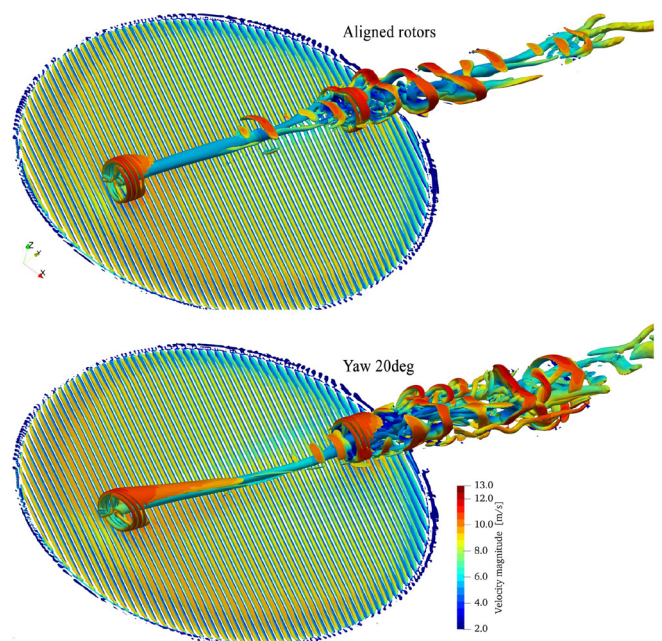
La potenza prodotta da ciascuna delle due turbine calcolata nelle simulazioni DDES con ALM è riportata nella Figura 3. Sebbene la velocità del vento al mozzo sia vicina al valore nominale, la potenza erogata dalla turbina a monte nella prima simulazione (senza imbardata) è di soli 7,72 MW a fronte dei 10 MW di potenza di targa. Il rotore a valle genera 4,11 MW a causa del deficit di velocità provocato dalla scia della turbina a monte. Nella seconda simulazione (con imbardata), si osserva un'ulteriore perdita per la turbina di monte dovuta all'an-

golo di imbardata, che riduce la potenza da 7,72 MW a 6,84 MW. Nonostante un piccolo aumento della potenza generata dalla turbina di valle (4,30 MW), la seconda configurazione produce circa il 6% di potenza in meno rispetto a quando entrambi i rotori sono allineati con la direzione del vento.

L'influenza dell'angolo di imbardata di WT1 può essere parzialmente compresa osservando il campo di velocità. La Figura 4 mostra una sezione orizzontale del dominio, presa all'altezza del mozzo. Nella prima simulazione (riquadro a sinistra della Fig. 4), la scia del primo rotore domina il flusso a monte della WT2, che opera con una velocità del vento sensibilmente inferiore (4 m/s nella parte di velocità più bassa della scia) rispetto a quella nominale. Nella seconda simulazione (riquadro a destra della Fig. 4) la scia della WT1 è sensibilmente diversa. La regione centrale della scia, corrispondente alla scia creata dalla navicella, interagisce con il nucleo della scia dopo circa due diametri. Alla WT2, si possono osservare due effetti principali. Innanzitutto, notiamo che una porzione ridotta dell'area del rotore della WT2 interagisce con la scia della WT1 rispetto al caso in cui entrambi i rotori sono allineati con il vento. Una seconda osservazione ha a che fare con la scia di WT2, che mostra un'elevata miscelazione e turbolenza. Questo effetto è meno pronunciato nella scia calcolata nella prima simulazione. Inoltre, la scia della WT2 si allinea con il flusso principale circa 15 diametri a valle della WT2.

La Figura 5 mostra le strutture vorticosi (visualizzate utilizzando il cosiddetto criterio Q) colorate usando il modulo della velocità del vento. Si osserva come il disallineamento tra vento e rotore della WT1 induca una deformazione dei vortici di estremità e una deflessione della traiettoria del nucleo della scia. La figura evidenzia anche la maggiore turbolenza prodotta dall'interazione tra le scie delle due turbine.

FIGURA 5 - Confronto tra il caso con angolo di imbardata nullo e non nullo: iso-superfici di $Q=0,001$ colorate con velocità istantanea



CONCLUSIONI

Il presente lavoro riporta i risultati di simulazioni numeriche eseguite per studiare l'aerodinamica di un parco eolico offshore composto da due turbine eoliche da 10 MW. L'obiettivo è quello di verificare, utilizzando simulazioni numeriche, le interazioni tra un campo eolico realistico, le scie delle turbine eoliche e i rotori. Sono state studiate due diverse configurazioni: in entrambi i casi i due rotori sono allineati con la direzione principale del vento, ma è differente l'angolo di imbardata del rotore di monte: nullo nella prima e pari a 20° nella seconda.

La simulazione del campo eolico si basa su un approccio multiscala, in cui le condizioni al contorno per le simulazioni CFD su scala locale vengono generate utilizzando uno strumento di NWP. La procedura di downscaling consente di interfacciare la soluzione di mesoscala con una simulazione CFD su scala locale basata su modelli RANS o DDES, ottenendo così una risoluzione spaziale del campo eolico più elevata di quella possibile utilizzando solo NWP. La presenza delle turbine eoliche viene simulata utilizzando un modello di ordine ridotto, che consente di ottenere un'elevata risoluzione ad un costo computazionale sostenibile. Nel caso esaminato, abbiamo osservato che l'imbardata del primo rotore non sembra migliorare le prestazioni complessive del parco eolico. Infatti, l'angolo di imbardata della turbina di monte induce una deviazione della scia che interagisce con una porzione più piccola del rotore a valle, che, pertanto produce più potenza che nel caso con entrambi i rotori allineati. Tuttavia, questo effetto non è sufficiente per recuperare la potenza persa facendo lavorare la turbina di monte in condizioni disallineate. I risultati mostrano anche un effetto significativo della variazione della direzione del vento sulla generazione della scia.

BIBLIOGRAFIA

1. Gebraad, P. M., et al. (2016). Wind plant power optimization through yaw control using a parametric model for wake effects - a CFD simulation study. *Wind Energy*, 19(1), 95-114.
2. Campagnolo, F., et al. (2016). Wind tunnel testing of a closed-loop wake deflection controller for wind farm power maximization. In *Journal of Physics: Conference Series* (Vol. 753, No. 3, p. 032006). IOP Publishing.
3. Porté-Agel, F., et al. (2011). Large-eddy simulation of atmospheric boundary layer flow through wind turbines and wind farms. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 99(4), 154-168.
4. Gaertner, E., et al., "Definition of the IEA Wind 15-megawatt offshore reference wind turbine", Technical report, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Mar, 2020.
5. Bak, C., et al. 2013. Description of the DTU 10 MW Reference Wind Turbine. Roskilde, DK: DTU Wind Energy. DTU Wind Energy Report-I-0092.
6. Castorrini, A., et al. "Increasing spatial resolution of wind resource prediction using nwp and rans simulation", *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 210 (2021) 104499
7. Duraisamy, V.J., et al. "Downscaling wind energy resource from mesoscale to microscale model and data assimilating field measurements", *Journal of Physics: Conference Series*, 555 (2014) 012031, doi: 10.1088/1742-6596/555/1/012031.
8. Duràn, P., et al. "A new meso-microscale coupled modelling framework for wind resource assessment: A validation study", *Renewable Energy*, 160 (2020) 538-554.
9. Temel, O., et al. "Rans closures for non-neutral microscale cfd simulations sustained with inflow conditions acquired from mesoscale simulations", *Applied Mathematical Modelling*, 53 (2018) 635-652.
10. Sogachev, A., et al. "Consistent two-equation closure modelling for atmospheric research: buoyancy and vegetation implementations", *Boundary-layer meteorology*, 145 (2012) 307-327
11. Thé, J., & Yu, H. (2017). A critical review on the simulations of wind turbine aerodynamics focusing on hybrid RANS-LES methods. *Energy*, 138, 257-289.
12. Strelets, M. (2001). Detached eddy simulation of massively separated flows. In *39th Aerospace sciences meeting and exhibit* (p. 879).
13. Schulz, C., et al. (2016,). Investigations into the interaction of a wind turbine with atmospheric turbulence in complex terrain. In *Journal of Physics: Conference Series* (Vol. 753, No. 3, p. 032016). IOP Publishing.
14. Johansen, J., et al. (2002). Detached-eddy simulation of flow around the NREL Phase VI blade. *Wind Energy: An International Journal for Progress and Applications in Wind Power Conversion Technology*, 5(2-3), 185-197.
15. Sorensen, J. N., & Shen, W. Z. (2002). Numerical modeling of wind turbine wakes. *J. Fluids Eng.*, 124(2), 393-399.
16. Churchfield, M., et al. (2012). A large-eddy simulation of wind-plant aerodynamics. In *50th AIAA aerospace sciences meeting including the new horizons forum and aerospace exposition* (p. 537).
17. Skamarock, W.C., et al. "A description of the advanced research wrf model version 4.3", Technical Report NCAR/TN-556+STR, Natl. Ctr. Atmos. Res., Boulder, CO, 2021, doi:10.5065/1dfh-6p97.
18. D. Hargreaves and N.G. Wright, "On the use of the k-ε model in commercial CFD software to model the neutral atmospheric boundary layer", *Journal of wind engineering and industrial aerodynamics*, 95 (2007) 355-369.
19. Charnock, H. "Wind stress on a water surface", *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, 81 (1955) 639-640.
20. Goda, Y., *Random seas and design of maritime structures*, volume 33. World Scientific Publishing Company, 2010.
21. Weller, H.G., et al. "A tensorial approach to computational continuum mechanics using object-oriented techniques", *Computers in physics*, 12 (1998) 620-631.
22. Glauert, H. (1935). *Airplane propellers*. In *Aerodynamic theory* (pp. 169-360). Springer, Berlin, Heidelberg.
23. Bachant, P., et al. (2016). Actuator line modeling of vertical-axis turbines. arXiv preprint arXiv:1605.01449.
24. F.R.P. in the Baltic Sea. Available online: <https://www.fino2.de/en>
25. Ørsted Open Data Service. Available online: <https://orsted.com/en/our-business/offshore-wind/wind-data>, Accessed on 12 March 2021