

تحلیل تأثیر تغییرات اقلیمی بر تولید و پایداری انرژی بادهای فراساحلی در خلیج فارس

احمد نوحه گر^{۱*}، محمود بهروزی^۲، محمد مدنی فر^۳، محمود نمازی^۴

تاریخ پذیرش: ۱۴۰۵/۰۳/۱۰

تاریخ دریافت: ۱۴۰۵/۰۲/۰۶

چکیده

پژوهش حاضر با هدف ارزیابی تأثیر تغییرات اقلیمی بر پتانسیل انرژی بادهای فراساحلی در سواحل بوشهر انجام شد. در این مطالعه، چگالی و توان باد با استفاده از تابع توزیع وایبول محاسبه و امکان استحصال انرژی و شاخص‌های اقتصادی آن با نرم‌افزار InVEST ارزیابی شد. داده‌های سرعت باد با استفاده از مدل اقلیمی CESM2 تحت سناریوهای SSP_{2-4.5}، SSP_{3-7.0} و SSP_{5-8.5} برای دوره ۲۰۲۵ تا ۲۰۵۰ شبیه‌سازی گردید. برای تحلیل عدم قطعیت، از شبیه‌سازی مونت کارلو استفاده شد و تحلیل حساسیت تورنادو جهت شناسایی پارامترهای اثرگذار بر هزینه تمام‌شده انرژی به کار رفت. نتایج نشان داد مدل CESM2 توانایی مناسبی در بازسازی داده‌های تاریخی سرعت باد دارد. میانگین سرعت باد در دوره مشاهداتی ۵/۷۸ متر بر ثانیه بود و در دوره آینده تحت سناریوهای مختلف به ۶/۱ تا ۶/۷ متر بر ثانیه افزایش می‌یابد. هر توربین ۵ مگاواتی قادر به تولید ۱۷/۵ گیگاوات ساعت انرژی است و مزرعه بادی ۲۰ توربینی می‌تواند تا ۴۷۵ گیگاوات ساعت انرژی سالانه تولید کند. مقدار LCOE از ۰/۱۵ به ۰/۱۰ دلار به ازای هر کیلووات ساعت کاهش می‌یابد. نتایج مونت کارلو نشان‌دهنده پراکندگی LCOE تحت عدم قطعیت ورودی‌ها بود و تحلیل تورنادو نشان داد سرعت باد مهم‌ترین عامل اثرگذار بر LCOE است. در مجموع، نتایج بیانگر ظرفیت مناسب سواحل بوشهر برای توسعه پایدار انرژی باد فراساحلی است.

واژه‌های کلیدی: بوشهر، تغییر اقلیم، توربین، چگالی باد، توزیع وایبول

۱. استاد، گروه مهندسی سوانح، آموزش و سیستم‌های محیط زیست، دانشگاه تهران / نویسنده مسئول: nohegar@ut.ac.ir

۲. دکتری، پژوهشکده علوم دریایی، دانشگاه تهران

۳. کارشناسی ارشد، گروه مدیریت پروژه و ساخت، دانشکده معماری، دانشگاه تهران

۴. کارشناسی ارشد، گروه مهندسی عمران

مقدمه

تغییرات اقلیمی و افزایش انتشار گازهای گلخانه‌ای، ضرورت استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر را بیش‌ازپیش آشکار کرده است (خان^۱، ۲۰۱۹)؛ به‌گونه‌ای که نیروگاه‌های برق عامل اصلی آلودگی و گرمایش جهانی هستند که سهم ۲۵/۶ درصدی در انتشار گازهای گلخانه‌ای دارند (هانون و رزاق^۲، ۲۰۲۲).

در این میان، انرژی بادی فراساحلی به دلیل پایداری بیشتر باد، ظرفیت بالای تولید برق و کاهش انتشار کربن، به یکی از مهم‌ترین گزینه‌های تولید انرژی پاک در جهان تبدیل شده است (برونینسکی^۳ و همکاران، ۲۰۲۴). توسعه مزارع بادی فراساحلی در سال‌های اخیر رشد قابل توجهی داشته و بسیاری از کشورها سرمایه‌گذاری گسترده‌ای در این حوزه انجام داده‌اند (بدرزاده و همکاران، ۲۰۲۴؛ دنگ^۴ و همکاران، ۲۰۲۴؛ تامسی^۵ و همکاران، ۲۰۲۴).

استحصال انرژی باد فراساحلی به عواملی مانند سرعت و پایداری باد، عمق آب، فاصله از ساحل و شرایط بستر دریا وابسته است (بلور^۶، ۲۰۲۳). همچنین تغییرات اقلیمی می‌تواند با تغییر الگوهای گردش جوی، بر سرعت و توان باد اثر گذاشته و ظرفیت تولید انرژی بادی را در آینده تغییر دهد (سیلوا^۷ و همکاران، ۲۰۱۸). ازاین‌رو، ارزیابی تأثیر تغییر اقلیم بر پتانسیل انرژی باد، برای برنامه‌ریزی بلندمدت انرژی اهمیت زیادی دارد (مکلئود^۸ و همکاران، ۲۰۲۲).

مطالعات مختلفی در جهان به ارزیابی فنی و اقتصادی انرژی باد فراساحلی پرداخته‌اند. نتایج این پژوهش‌ها نشان می‌دهد که مناطق ساحلی با باد پایدار و عمق مناسب آب، ظرفیت بالایی برای توسعه این نوع انرژی دارند (لیو و هو^۹، ۲۰۲۴). خلیج فارس نیز به دلیل برخورداری از بادهای نسبتاً منظم، سواحل کم‌عمق و تقاضای بالای انرژی، از مناطق

مستعد توسعه انرژی باد فراساحلی محسوب می‌شود. باوجوداین، مطالعات محدودی درباره تأثیر سناریوهای تغییر اقلیم بر چگالی و توان باد فراساحلی در این منطقه انجام شده است.

تغییرات اقلیمی از طریق تغییر در الگوهای گردش عمومی جو، اختلاف دما بین خشکی و دریا، تغییر گرادیان فشار و جابه‌جایی سامانه‌های جوی، می‌تواند بر سرعت و الگوی باد تأثیر بگذارد (مارتینز و ایگلسیاس^{۱۰}، ۲۰۲۳). ازآنجاکه انرژی قابل استحصال از باد تابعی از توان سوم سرعت باد است، حتی تغییرات کوچک در سرعت باد می‌تواند تغییرات قابل توجهی در تولید انرژی بادی ایجاد کند (ویس^{۱۱} و همکاران، ۲۰۲۰). به همین دلیل، ارزیابی اثر تغییر اقلیم بر منابع بادی، به‌ویژه در مناطق ساحلی و فراساحلی، اهمیت زیادی در برنامه‌ریزی انرژی دارد.

در سال‌های اخیر، مطالعات متعددی نشان داده‌اند که تغییر اقلیم می‌تواند موجب افزایش یا کاهش سرعت باد در مناطق مختلف جهان شود. این تغییرات به موقعیت جغرافیایی، شرایط اقیانوسی و الگوهای اقلیمی منطقه وابسته است. در برخی مناطق ساحلی، افزایش گرادیان دمایی بین خشکی و دریا سبب تقویت بادهای ساحلی شده، درحالی‌که در برخی دیگر کاهش سرعت باد گزارش شده است (واسکز^{۱۲} و همکاران، ۲۰۲۲).

انرژی‌های تجدیدپذیر نیز به‌طور مستقیم تحت تأثیر تغییرات اقلیمی قرار دارند. تغییر در الگوی تابش خورشیدی، دما، بارش، تبخیر و رژیم باد می‌تواند عملکرد سامانه‌های خورشیدی، برق‌آبی و بادی را تغییر دهد. در میان این منابع، انرژی باد فراساحلی حساسیت بالایی به تغییرات اقلیمی دارد؛ زیرا عملکرد توربین‌های فراساحلی وابسته به پایداری و شدت باد در بلندمدت است.

توربین‌های بادی فراساحلی معمولاً در مناطقی نصب می‌شوند که بادهای پایدارتر و قوی‌تری نسبت به خشکی دارند. بااین‌حال، تغییر اقلیم می‌تواند بر ویژگی‌های باد،

10. Martinez and Iglesias

11. Weiss

12. Vazquez

1. Khan

2. Hannun and Razzaq

3. Bruyninckx

4. Deng

5. Tumse

6. Bellver

7. Silva

8. McLeod

9. Liu and Huo

انرژی باد را در برنامه‌ریزی بلندمدت انرژی‌های تجدیدپذیر نشان می‌دهد.

در منطقه خلیج فارس نیز مطالعات محدودی در زمینه انرژی باد فراساحلی انجام شده است. حسن و همکاران (۲۰۲۵) با ارزیابی شرایط باد و عمق آب در سواحل کویت، چند منطقه مناسب برای استقرار توربین‌های بادی فراساحلی معرفی کردند و نشان دادند که برخی نواحی خلیج فارس از ظرفیت مناسب برای توسعه این نوع انرژی برخوردارند. همچنین نتایج تحقیقات تمیمی^۳ و همکاران (۲۰۲۶) نشان داد که سواحل خلیج عمان و بیابان‌های داخلی عربستان قابلیت اطمینان بالایی از انرژی‌های بادی دارند، اما مناطق بین‌النهرین و مدیترانه شرقی قابلیت اطمینان متوسطی را نشان می‌دهند و فلات‌های مرتفع، ضریب اطمینان پایینی دارند.

افزایش انتشار گازهای گلخانه‌ای و تشدید تغییرات اقلیمی، ضرورت توسعه منابع انرژی تجدیدپذیر را بیش از گذشته آشکار کرده است. در این میان، انرژی باد فراساحلی به دلیل ظرفیت بالای تولید برق، پایداری بیشتر باد و کاهش وابستگی به سوخت‌های فسیلی، به یکی از گزینه‌های مهم تأمین انرژی پاک تبدیل شده است. با این حال، تغییرات اقلیمی می‌تواند از طریق تغییر الگوهای گردش جوی و سرعت باد، بر میزان تولید و پایداری انرژی بادی اثرگذار باشد. از آنجاکه خلیج فارس دارای شرایط مناسب جغرافیایی شامل سواحل کم‌عمق، بادهای نسبتاً پایدار و تقاضای بالای انرژی است، ارزیابی اثر تغییر اقلیم بر پتانسیل انرژی باد فراساحلی در این منطقه اهمیت زیادی دارد. همچنین، کمبود مطالعات مرتبط با آینده‌نگری اقلیمی انرژی باد فراساحلی در سواحل ایران، ضرورت انجام این پژوهش را دوچندان می‌کند.

نوآوری اصلی این پژوهش در تلفیق مدل‌سازی اقلیمی CMIP6، تحلیل سناریوهای SSP و ارزیابی فنی-اقتصادی انرژی باد فراساحلی در سواحل بوشهر است. برخلاف بسیاری از مطالعات پیشین که تنها شرایط اقلیمی فعلی را

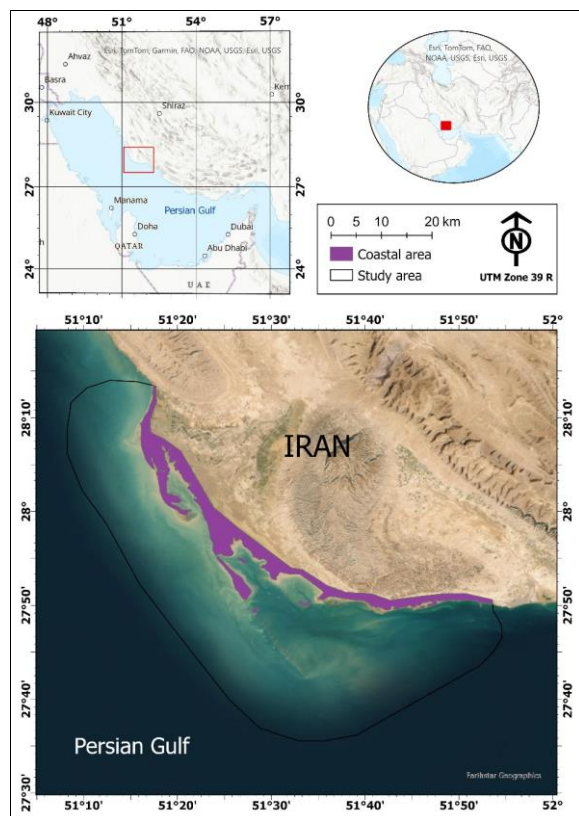
ارتفاع موج، شدت طوفان‌ها و شرایط محیط دریایی اثر بگذارد و در نتیجه بر راندمان، هزینه نگهداری و طول عمر این توربین‌ها تأثیرگذار باشد. از سوی دیگر، در برخی مناطق افزایش سرعت متوسط باد می‌تواند ظرفیت تولید انرژی و توجیه اقتصادی مزارع بادی فراساحلی را بهبود دهد (ژانگ^۱ و همکاران، ۲۰۲۵).

به همین دلیل، استفاده از سناریوهای اقلیمی و مدل‌های گردش عمومی جو برای پیش‌بینی تغییرات آینده باد، به یکی از موضوعات مهم در مطالعات انرژی بادی تبدیل شده است. این ارزیابی‌ها می‌توانند در انتخاب محل مناسب نصب توربین، برآورد تولید انرژی و کاهش ریسک سرمایه‌گذاری در پروژه‌های بادی فراساحلی نقش مهمی ایفا کنند.

مطالعات متعددی در سال‌های اخیر به بررسی اثر تغییرات اقلیمی بر الگوهای باد و پتانسیل انرژی بادی پرداخته‌اند. نتایج این پژوهش‌ها نشان می‌دهد که تغییر در گردش عمومی جو و گرادیان‌های فشار می‌تواند موجب تغییرات معنی‌دار در سرعت و توان باد در مقیاس‌های منطقه‌ای شود. واسکز و همکاران (۲۰۲۵) با ارزیابی منابع انرژی فراساحلی در سواحل اسپانیا نشان دادند که تغییر اقلیم می‌تواند موجب تغییرات مکانی و فصلی در پتانسیل انرژی باد فراساحلی شود و برخی مناطق ساحلی در آینده شرایط مناسب‌تری برای توسعه مزارع بادی خواهند داشت. همچنین توماس^۲ و همکاران (۲۰۲۵) با استفاده از داده‌های CMIP6 و مدل WRF در اروپای آتلانتیک، افزایش پتانسیل انرژی باد فراساحلی را تحت سناریوهای SSP گزارش کردند. نتایج این مطالعه نشان داد که تغییرات اقلیمی می‌تواند بر هزینه تمام‌شده انرژی (LCOE) و قابلیت اقتصادی مزارع بادی اثرگذار باشد. افزون بر این، مطالعات انجام‌شده در مناطق ساحلی آسیا و خلیج فارس نیز بیانگر آن است که تغییر اقلیم می‌تواند بر سرعت باد، پایداری جریان‌های جوی و امکان استقرار توربین‌های بادی فراساحلی تأثیر بگذارد. مجموع این پژوهش‌ها اهمیت بررسی اثر تغییر اقلیم بر پتانسیل

1. Zhang
2. Thomas

3. Tamimi



شکل (۱): محدوده مورد مطالعه در سواحل شمالی خلیج فارس

Figure 1: Study area location in the north coastal of Persian Gulf

شبیه‌سازی تغییر اقلیم و سرعت باد

این پژوهش به منظور ارزیابی پتانسیل تولید انرژی پاک از توربین‌های بادی فراساحلی در سواحل بوشهر و پیش‌بینی ظرفیت قابل استحصال در آینده تحت سناریوهای اقلیمی CMIP6 انجام شد. داده‌های هواشناسی مشاهداتی از ایستگاه هواشناسی دریایی بوشهر برای دوره ۱۹۸۰ تا ۲۰۲۴ تهیه شد.

قبل از استفاده از سناریوهای CMIP6 برای پیش‌بینی سرعت باد سطحی (۱۰ متر)، داده‌های تاریخی (۱۹۸۰-۲۰۱۴) از CESM2 به دست آمد که با داده‌های مشاهداتی با استفاده از شاخص‌های RMSE، MAD و R مقایسه شد. CESM2 بهترین مدل برای پیش‌بینی و شبیه‌سازی داده‌های سرعت باد سطحی است (شن^۱ و همکاران، ۲۰۲۲)؛ زیرا در NAO، امواج و جت‌استریم‌ها، طوفان و امواج راسبی بهترین عملکرد را دارد و جزو ۱۰٪ از مدل‌های برتر CMIP است

بررسی کرده‌اند، در این مطالعه اثر تغییرات اقلیمی آینده بر سرعت باد، چگالی توان، ظرفیت تولید انرژی، شاخص‌های اقتصادی و کربن جبرانی توربین‌های بادی فراساحلی ارزیابی شد. همچنین استفاده از نرم‌افزار InVEST در کنار داده‌های ریزمقیاس‌شده اقلیمی، امکان تحلیل جامع پایداری انرژی باد فراساحلی در خلیج فارس را فراهم کرده است.

هدف اصلی این پژوهش، ارزیابی تأثیر تغییرات اقلیمی بر سرعت باد، چگالی توان باد و امکان استحصال انرژی بادهای فراساحلی در سواحل بوشهر در شمال خلیج فارس است. در این راستا، تغییرات سرعت باد تحت سناریوهای مختلف اقلیمی SSP با استفاده از مدل CESM2 برای دوره آینده بررسی و ظرفیت تولید انرژی و شاخص‌های اقتصادی انرژی باد فراساحلی تحلیل شد. سؤالی که مطرح شده، این است که تغییرات آینده سرعت باد چه اثری بر چگالی توان و ظرفیت تولید انرژی باد فراساحلی دارد؟ پژوهش حاضر سعی در یافتن پاسخ به این سؤال است.

مواد و روش‌ها

منطقه مورد مطالعه

منطقه‌ای در استان بوشهر در جنوب ایران، بین شهرهای بوشهر و بندر کنگان در ساحل شمالی خلیج فارس (۲۷ درجه و ۵۰ دقیقه تا ۲۸ درجه و ۱۰ دقیقه عرض شمالی و ۵۱ درجه و ۱۰ دقیقه تا ۵۱ درجه و ۵۰ دقیقه طول شرقی) به‌عنوان مکانی که بالاترین سرعت باد سالانه در خلیج فارس (۵/۸ متر بر ثانیه) را دارد، به‌عنوان محدوده مورد مطالعه در نظر گرفته شد. این منطقه پتانسیل تولید انرژی بادی را دارد؛ با این حال، توپوگرافی آن به‌گونه‌ای است که نمی‌توان توربین‌های ساحلی را در این زمین‌های مرتفع ساخت. میانگین دما، بارندگی، رطوبت نسبی و تبخیر و تعرق سالانه به ترتیب ۲۶ درجه سانتی‌گراد، ۲۰۰ میلی‌متر، ۶۵٪ و ۱۰۰۰ میلی‌متر است که بیانگر اقلیم خشک و نیمه‌خشک در دشت ساحلی است (شکل ۱).

(۱۹۸۰ تا ۲۰۲۴) و همچنین دوره آینده (۲۰۲۵ تا ۲۰۵۰) تحت سه سناریوی SSP به‌دست آمد؛ در واقع توان باد در شرایط سرعت باد ۴۴ سال گذشته و سرعت باد در ۲۵ سال آینده محاسبه شد.

توزیع وایبول^۲ و پارامترهای آن (k و λ) برای تعیین چگالی و قدرت بادهای فراساحلی (شو^۳ و همکاران، ۲۰۱۵) در دوره مشاهداتی و دوره آینده محاسبه شد. سپس ظرفیت تولید انرژی سالانه با نصب توربین‌های ۵ مگاواتی برای دوره‌های پایه و آینده محاسبه گردید که در ادامه این روش-های به تفصیل بررسی شده است.

چگالی توان باد

در ابتدا، چگالی توان باد با رابطه (۱) محاسبه شد که تخمین انرژی را میسر می‌سازد (پاتیدار^۴ و همکاران، ۲۰۲۲).

$$\frac{1}{2} \rho \sum_{j=1}^n f(v_j) v_j^3 \quad (1)$$

که در آن ρ چگالی توده هوا، V_j سرعت باد و $f(V_j)$ تابع توزیع احتمال V_j است. دو نوع تابع توزیع برای داده‌های سرعت باد وجود دارد: (۱) توزیع رایلی، (۲) توزیع وایبول (محمدی و همکاران، ۲۰۱۶). محققان نشان داده‌اند که توزیع وایبول محدوده سرعت باد را بهتر پوشش می‌دهد و معادله آن به شرح رابطه (۲) ارائه شده است:

$$f(v_j) = \frac{k}{\lambda} \left(\frac{v_j}{\lambda}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v_j}{\lambda}\right)^k} \quad (2)$$

که در آن k و λ ضرایب شکل و مقیاس سرعت باد هستند. پارامتر k شکل تابع توزیع وایبول را تعیین می‌کند. تابع چگالی احتمال با افزایش k ، پیک تیزتری را نشان می‌دهد که بیانگر سرعت باد ثابت در اطراف میانگین است. برعکس، با کاهش k ، تابع مسطح می‌شود که بیانگر تغییرات بیشتر در سرعت باد و افزایش فراوانی سرعت‌های کم و زیاد باد است (شکل ۲).

(سیمپسون^۱ و همکاران، ۲۰۲۰). به همین دلیل، CESM₂ برای شبیه‌سازی داده‌های سرعت باد تاریخی استفاده شد.

سناریوهای SSPs

CMIP6 تعداد پنج سناریو برای تغییرات اقلیمی آینده ارائه می‌دهد که بر اساس مدل‌سازی IPCC (نقش مداخله انسانی در کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای) است. باین‌حال، IPCC عوامل اجتماعی-اقتصادی مانند رشد جمعیت، شهرنشینی، آموزش، کاربری زمین و توزیع ثروت را در نظر می‌گیرد؛ بنابراین، هر سناریو بر اساس سطح انتشار گازهای گلخانه‌ای و مسیر مشترک اجتماعی-اقتصادی (SSP) طبقه‌بندی می‌شود:

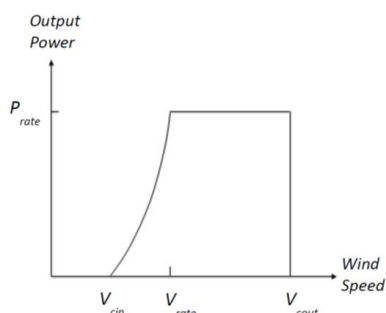
- (۱) سناریو یک (SSP_{1-1.9}): خوش‌بینانه‌ترین (افزایش ۱/۵ درجه سانتی‌گراد تا ۲۰۵۰)
- (۲) سناریو دو (SSP_{1-2.6}): بهترین حالت بعدی (افزایش ۱/۸ درجه سانتی‌گراد تا ۲۱۰۰)
- (۳) سناریو سه (SSP_{2-4.5}): حالت میانه (افزایش ۲/۷ درجه سانتی‌گراد تا ۲۱۰۰)
- (۴) سناریو چهار (SSP_{3-7.0}): خطرناک (افزایش ۳/۶ درجه سانتی‌گراد تا ۲۱۰۰)
- (۵) سناریو پنج (SSP_{5-8.5}): اجتناب به هر قیمتی (افزایش ۴/۴ درجه سانتی‌گراد تا ۲۱۰۰)

در این مطالعه، سناریوهای سه، چهار و پنج برای پیش‌بینی سرعت باد در دوره ۲۰۲۵ تا ۲۰۵۰ در بوشهر استفاده شد. ERA₅ که داده‌های بازتحلیل جوی جهانی ECMWF است، برای شبیه‌سازی داده‌های تاریخی و پیش‌بینی سرعت باد در بوشهر استفاده شد. از نرم‌افزار SDSM برای تبدیل داده‌های خروجی CESM₂ به مقیاس محلی در بوشهر استفاده شد. در نهایت، داده‌های سرعت باد برای سال‌های ۲۰۲۵ تا ۲۰۵۰ با استفاده از مدل CESM₂ تحت سناریوهای SSP در منطقه مورد مطالعه پیش‌بینی شد.

محاسبه انرژی باد

در این پژوهش، توان و چگالی باد برای محاسبه انرژی قابل استحصال از توربین‌های بادی برای داده‌های مشاهداتی

توربین بادی (شکل ۳) و آمار سرعت باد تعیین می‌شود. توربین دارای سه آستانه سرعت (شکل ۳) است: V_{rate} ، V_{cin} و V_{count} . هنگامی که باد به سرعت مشخصی (۴ متر بر ثانیه) می‌رسد، توربین شروع به تولید انرژی می‌کند (V_{cin}). با افزایش سرعت باد، توان خروجی افزایش می‌یابد و هنگامی که به سرعت خاصی می‌رسد، توربین حداکثر خروجی خود را با سرعت نامی (V_{rate}) که معمولاً ۱۲ متر بر ثانیه است، ارائه می‌دهد. پس از سرعت نامی (V_{rate})، توربین افزایش تولید انرژی ندارد تا زمانی که سرعت باد به ۲۵ متر بر ثانیه برسد (V_{count}) که در این سرعت، برای ایمنی و جلوگیری از آسیب و شکستن پره‌ها، توربین خاموش می‌شود و هیچ انرژی تولید نمی‌کند.



شکل (۳): نمودار فرایند سرعت باد و تولید انرژی بادهای فراساحل
Figure (3) - Diagram of wind speeds and energy production in the offshore wind turbine

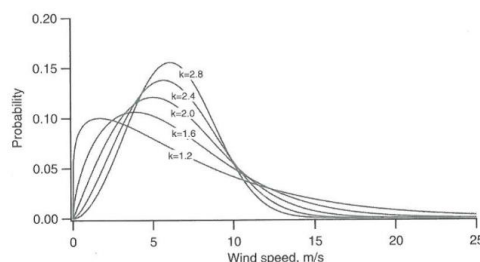
برای محاسبه تولید انرژی، می‌توان سرعت آستانه توربین بادی را تعریف کرد. بر اساس نوع توربین، ارتفاع هاب، قطر پره، هزینه خرید توربین و آستانه‌های سرعت، داده‌ها در قالب CSV تهیه و به مدل وارد می‌شوند (صداقت و همکاران، ۲۰۱۷). مدل، خروجی انرژی برای هر توربین را با استفاده از رابطه (۴) محاسبه می‌کند:

$$P(V) = \begin{cases} 0 & V < V_{cin} \text{ or } V > V_{count} \\ \frac{P_{rate}}{(V_{rate}^m - V_{cin}^m)} (V^m - V_{cin}^m) & V_{rate} < V < V_{count} \\ P_{rate} & V_{cin} \leq V \leq V_{rate} \end{cases} \quad (4)$$

که در آن m یک توان روی منحنی توان خروجی است (معمولاً ۱ یا ۲). با استفاده از این روش، انرژی خروجی (O) تولید شده توسط یک توربین بادی را می‌توان با استفاده از (رابطه ۵) محاسبه کرد:

(۵)

در این پژوهش، با استفاده از تابع wblfit در MATLAB، پارامترهای k و λ در ارتفاع ۱۰ متر برای منطقه مورد مطالعه محاسبه شد.



شکل (۲): توزیع وایبول برای سرعت باد با پارامتر k

Figure 2: Weibull distribution for wind speed and K parameter

چگالی توان باد باید در ارتفاع هاب توربین بادی محاسبه شود، به این معنی که پارامترهای k و λ باید به ارتفاع هاب تبدیل شوند. از قانون توان پروفیل یک‌هفتم نیرو (رابطه ۳) برای تخمین سرعت باد و پارامترهای k و λ در ارتفاع هاب توربین که ۸۰ متر است، استفاده شد (یانیکتپه^۱ و همکاران، ۲۰۲۳).

$$\frac{V}{V_r} = \left(\frac{Z}{Z_r}\right)^\alpha \quad (3)$$

که در آن V سرعت باد در ارتفاع هاب توربین بادی (Z) و V_r سرعت باد در ارتفاع مرجع (Z_r) است که ۱۰ متر است، جایی که داده‌های باد در ایستگاه زمینی توسط بادسنج اندازه‌گیری شده‌اند. α قانون توان یک‌هفتم نیرو است که ۰/۱۱ در نظر گرفته می‌شود.

این مدل، به جای در نظر گرفتن داده‌های خام سرعت باد، به ورودی‌های سرعت باد بر حسب پارامترهای تخمینی وایبول نیاز دارد.

بنابراین با استفاده از تابع توزیع احتمال وایبول که نحوه فراوانی و توزیع سرعت‌های باد منطقه را الگوسازی می‌کند، توان و چگالی باد برای منطقه مورد مطالعه را محاسبه گردید.

استحصال انرژی

استحصال انرژی توسط یک توربین در یک مکان معین به ویژگی‌های توربین و شرایط باد بستگی دارد (گروگ^۲، ۲۰۰۵). انرژی قابل استحصال بر اساس منحنی توان خروجی

1. Yaniktepe
2. Grogg

(۳) سناریوی SSP3-7

(۴) سناریوی SSP5-8.5

سطوح تولید انرژی، شاخص‌های اقتصادی و کربن جبرانی برای سناریوها محاسبه و مقایسه شدند.

جدول (۱): ویژگی اقتصادی توربین‌های بادی

Table 1: Turbine costs parameters			
ردیف	هزینه‌ها	یکا	مقدار
۱	هزینه اسقاط توربین	دلار	۰/۰۳۷
۲	هزینه عملیاتی	دلار	۰/۰۳۵
۳	طول کابل	کیلومتر	۰/۹۱
۴	قیمت کابل	دلار	۰/۲۶
۵	بازه زمانی	سال	۲۰
۶	ضریب قطر پره توربین	متر	۷
۷	هزینه پایه	میلیون دلار	۱
۸	نرخ تورم	درصد	۰/۲
۹	فاصله تا شبکه برق	کیلومتر	۴

جدول (۲): مشخصات توربین‌های بادی

Table 1: Turbine specifications parameters			
ردیف	مشخصات توربین	یکا	مقدار
۱	ارتفاع هاب	متر	۸۰
۲	سرعت راه‌انداز توربین	متر در ثانیه	۴
۳	سرعت نامی	متر در ثانیه	۱۲
۴	سرعت توقف توربین	متر در ثانیه	۲۵
۵	نوع توربین	مگاوات	۳/۶
۶	قیمت هر توربین	میلیون دلار	۸
۷	قطر پره‌ها	متر	۱۰۷
۸	تعداد توربین	-	۲۰
۹	حداکثر عمق ساحل	متر	۶۰
۱۰	حداقل فاصله تا ساحل	کیلومتر	صفر
۱۱	حداکثر فاصله تا ساحل	کیلومتر	۲۰۰

پس به‌طور خلاصه، ابتدا سرعت باد تحت سناریوهای SSP برای سال‌های ۲۰۲۵ تا ۲۰۵۰ پیش‌بینی شد. سپس با استفاده از تابع توزیع ویبول، توان و انرژی برای توربین‌های بادی فراساحلی برای وضعیت حاضر و سه سناریوی آینده، تخمین زده شد. در نهایت، مقدار تولید انرژی توسط توربین‌ها و هزینه انرژی برای وضعیت حاضر و سه سناریوی آینده در محدوده مورد مطالعه با نرم‌افزار InVEST محاسبه شد.

که در آن ρ_0 چگالی جرم هوا (۱/۲۲۵) کیلوگرم بر مترمکعب) است؛ و $loss\ rate$ اتلاف انرژی است که ۰/۰۵ در نظر گرفته می‌شود. کل انرژی خروجی مزرعه برابر است با خروجی توربین‌های منفرد ضرب در تعداد توربین‌ها (رابطه ۶):

$$E = n \times O \quad (6)$$

نرم‌افزار InVEST به‌طور پیش‌فرض در فایل‌های csv خود شامل اطلاعات فنی در مورد دو توربین رایج، مدل‌های ۳/۶ و ۵ مگاواتی است که البته قابل تغییر است.

کربن جبرانی

توربین‌های بادی هنگام تولید انرژی، گازهای گلخانه‌ای منتشر نمی‌کنند؛ به همین دلیل، در این مطالعه میزان کربن جبرانی محاسبه شد. برای تبدیل انرژی بادی بدون کربن به مقدار نماینده‌ای از انتشار گازهای گلخانه‌ای سالانه اجتناب‌شده، از ضریب تبدیل پیش‌فرض زیر استفاده شد:

$$6.8956 \cdot 10^{-4} \text{ metric tons CO}_2/\text{kWh}$$

ارزش انرژی

ارزش انرژی بادی به‌عنوان درآمد خالص قبل از کسر مالیات حاصل از تولید برق که در طول عمر مورد انتظار یک مزرعه بادی به یک آپراتور انرژی بادی تعلق می‌گیرد، اندازه‌گیری می‌شود. ارزش خالص فعلی^۱ (NPV) انرژی برای مزرعه بادی مدنظر با رابطه ۷ محاسبه گردید:

$$NPV = \sum_{t=1}^T (R_t - C_t)(1+i)^{-t} \quad (7)$$

مدل‌سازی طرح توربین بادی فراساحلی با استفاده از نرم‌افزار InVEST و ماژول انرژی بادی فراساحلی انجام شد. جدول (۱ و ۲) داده‌های ورودی برای مدل‌سازی و طراحی مزرعه بادی فراساحلی در این مطالعه را ارائه می‌دهد. همچنین، محاسبه و مدل‌سازی توان انرژی چهار بار انجام شد:

(۱) سناریوی پایه در دوره ۱۹۸۰ تا ۲۰۲۴؛

(۲) سناریوی SSP2-4.5؛

عدم قطعیت مدل

برای ارزیابی اثر عدم قطعیت پارامترهای کلیدی بر عملکرد فنی-اقتصادی یک پروژه نیروگاه بادی فراساحلی، از روش شبیه سازی مونت کارلو استفاده شد. این روش امکان بررسی رفتار احتمالاتی سیستم را از طریق نمونه برداری تصادفی از متغیرهای ورودی فراهم می کند و به جای ارائه یک مقدار قطعی، توزیع خروجی ها را تولید می کند.

در این مطالعه، سه پارامتر اصلی شامل سرعت باد، هزینه سرمایه گذاری اولیه (CAPEX) و هزینه های بهره برداری و نگهداری (OPEX) به صورت متغیرهای تصادفی مدل سازی شدند. سرعت باد به عنوان یک متغیر تصادفی با توزیع نرمال با میانگین $6/3$ متر بر ثانیه و انحراف معیار $0/4$ متر بر ثانیه در نظر گرفته شد. همچنین CAPEX با میانگین ۲۲۰۰ دلار بر کیلووات و انحراف معیار ۲۵۰ دلار بر کیلووات و OPEX با میانگین ۶۰ دلار بر کیلووات در سال و انحراف معیار ۱۰ دلار بر کیلووات در سال به صورت توزیع نرمال مدل سازی شدند.

در مجموع، ۱۰۰۰۰ تکرار مستقل مونت کارلو اجرا شد تا همگرایی مناسب نتایج حاصل شود. در هر تکرار، مجموعه ای از مقادیر تصادفی برای متغیرهای ورودی تولید شده و بر اساس آن ها تولید انرژی سالانه و هزینه تمام شده انرژی (LCOE) محاسبه شد.

تولید انرژی سالانه بر اساس رابطه ای ساده شده بین سرعت باد و ضریب ظرفیت (Capacity Factor) برآورد شد. در این رابطه، ضریب ظرفیت به صورت تابعی خطی از سرعت باد در نظر گرفته شده و برای حفظ واقع گرایی در بازه $0/2$ تا $0/6$ محدود شد. سپس انرژی سالانه با ضرب توان نامی توربین در ضریب ظرفیت و تعداد ساعات سال (8760 ساعت) محاسبه گردید.

هزینه تمام شده انرژی (LCOE) به صورت نسبت هزینه های کل عمر پروژه (شامل هزینه سرمایه گذاری اولیه و هزینه های بهره برداری در طول عمر ۲۰ ساله پروژه) به کل انرژی تولیدی در طول عمر پروژه تعریف شد. در نهایت، توزیع نتایج خروجی شامل LCOE و تولید انرژی سالانه تحلیل شد. برای این منظور، از شاخص های آماری شامل مقدار میانگین و بازه اطمینان ۹۵٪ (صدک های ۲/۵ و ۹۷/۵ درصد) استفاده گردید. عدم قطعیت و تحلیل حساسیت در نرم افزار پایتون اجرا گردید.

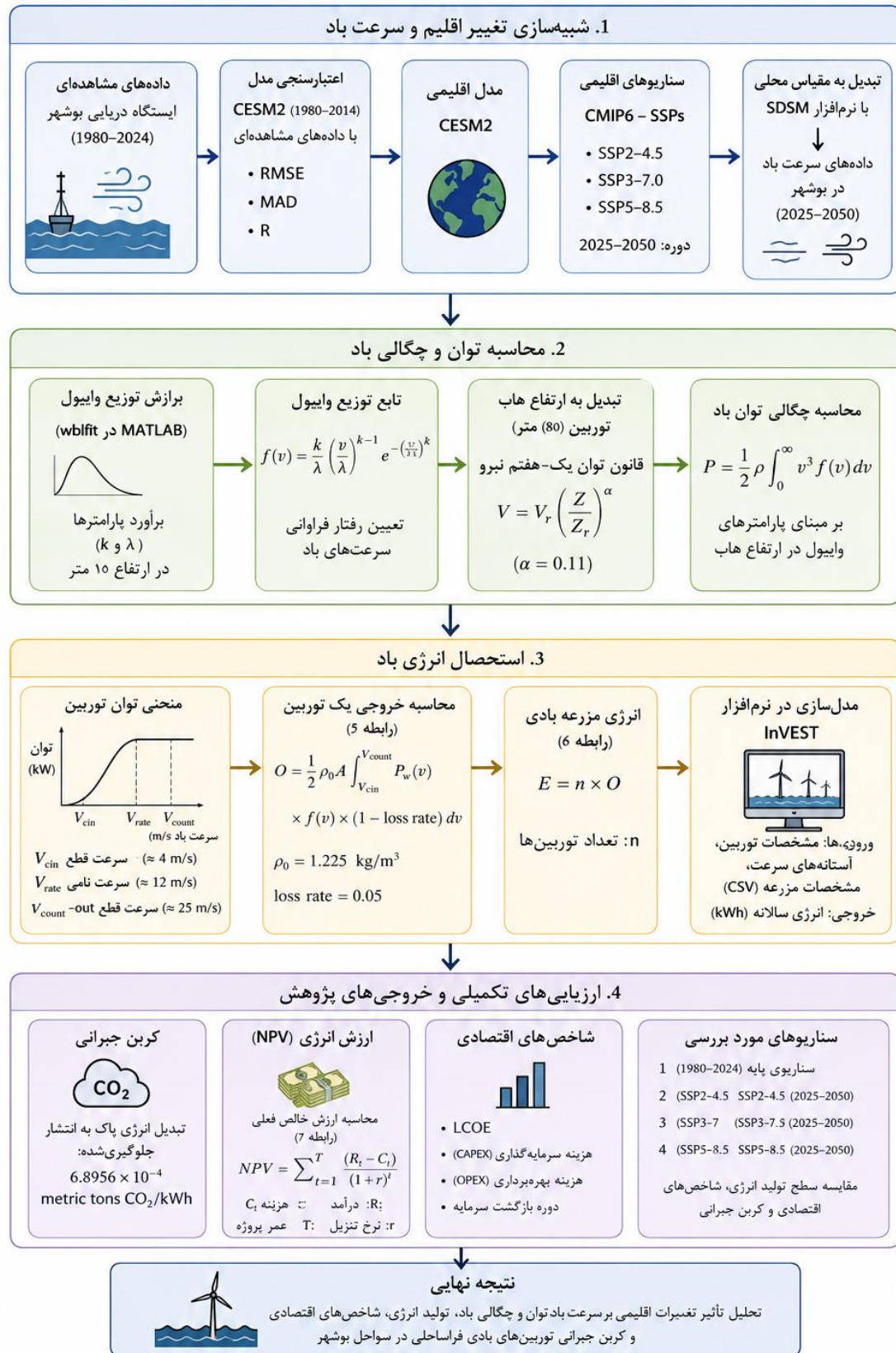
تحلیل حساسیت تورنادو

برای شناسایی و رتبه بندی اثر پارامترهای ورودی بر خروجی اقتصادی پروژه (LCOE)، از روش تحلیل حساسیت Tornado استفاده شد. در این مطالعه، سه پارامتر کلیدی شامل سرعت باد، هزینه سرمایه گذاری اولیه (CAPEX) و هزینه های بهره برداری و نگهداری (OPEX) به عنوان متغیرهای تصمیم گیرنده انتخاب شدند. مدل LCOE در هر تکرار بر اساس روابط فنی-اقتصادی پروژه شامل هزینه های سرمایه گذاری اولیه، هزینه های بهره برداری و تولید انرژی سالانه برآورد شد. در این تحلیل، اثر هر متغیر به صورت مستقل بر خروجی مدل بررسی شده و سایر متغیرها در مقدار پایه خود ثابت فرض شدند.

در نهایت، برای هر پارامتر، دامنه تغییرات LCOE محاسبه و به صورت نمودار تورنادو ارائه شد. در این نمودار، پارامترها بر اساس میزان تأثیرگذاری، اهمیت نسبی هر عامل در تغییرات خروجی اقتصادی پروژه مشخص گردید. این روش امکان شناسایی پارامترهای بحرانی و تعیین عوامل اثرگذار اصلی بر هزینه تولید انرژی را فراهم می کند و ابزار مناسبی برای تحلیل ریسک و تصمیم گیری در طراحی پروژه های انرژی بادی محسوب می شود.

مسیر روش پژوهش

تحلیل تأثیر تغییرات اقلیمی بر تولید و پایداری انرژی بادهای فراساحلی در خلیج فارس



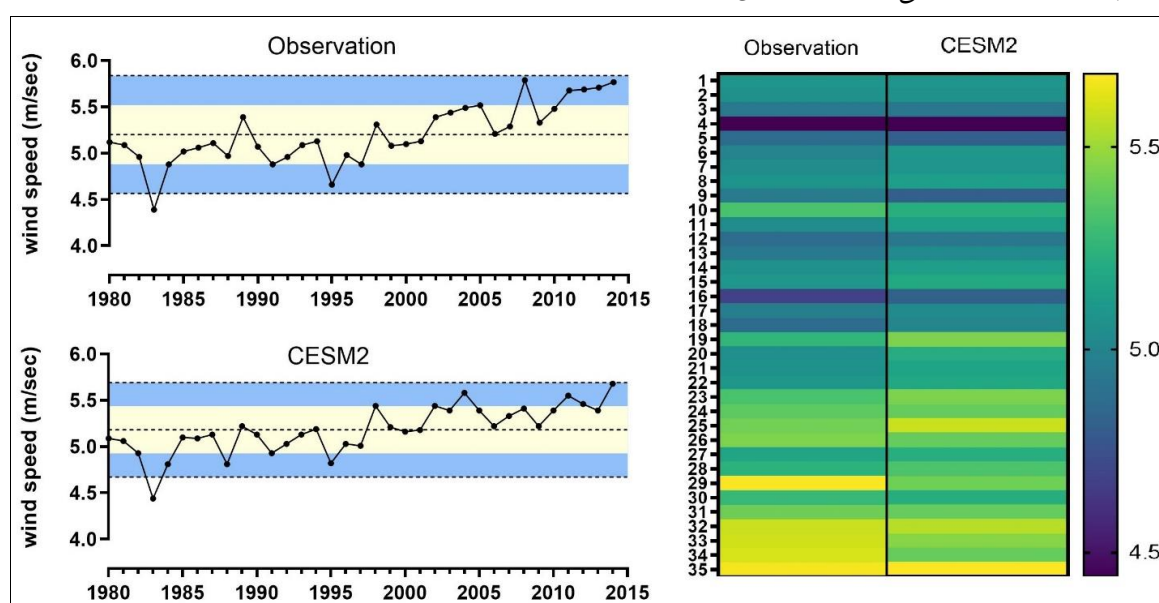
شکل (۴): فرایند گام‌به‌گام روش انجام پژوهش

Figure 4: Step-by-step workflow of the research methodology.

نتایج

اعتبار کافی برای پیش‌بینی‌های آینده برخوردار است. شکل (۵) از داده‌های مشاهداتی نشان می‌دهد که سرعت باد در ۳۵ سال روند صعودی داشته است، به‌طوری‌که از ۵/۲ به ۵/۷ متر در ثانیه افزایش یافته است. نتایج CESM₂ نیز همین روند را نشان می‌دهد. ستون‌های شکل (۵) تطابق بین سرعت باد شبیه‌سازی شده توسط CESM₂ و داده‌های مشاهداتی را نشان می‌دهند؛ بنابراین، مدل اعتبارسنجی شده است و می‌توان به نتایج آن در آینده تحت سناریوهای مختلف اعتماد کرد.

پیش‌بینی سرعت باد برای آینده نیازمند اعتبارسنجی عملکرد مدل در شبیه‌سازی داده‌های تاریخی است؛ به‌این معنی که ابتدا باید مدل آزمایش شود که توانسته است داده‌های گذشته را با خطای کم تخمین بزند. در صورت صحت عملکرد، می‌توان به نتایج آن در آینده اعتماد کرد. داده‌های شبیه‌سازی شده توسط مدل CESM₂ و ارزیابی دقت آن با استفاده از RMSE، MAD و R که به ترتیب ۰/۱۲۵، ۰/۰۹۶ و ۰/۹۲۷ به دست آمد، نشان می‌دهد که داده‌های CESM₂ از

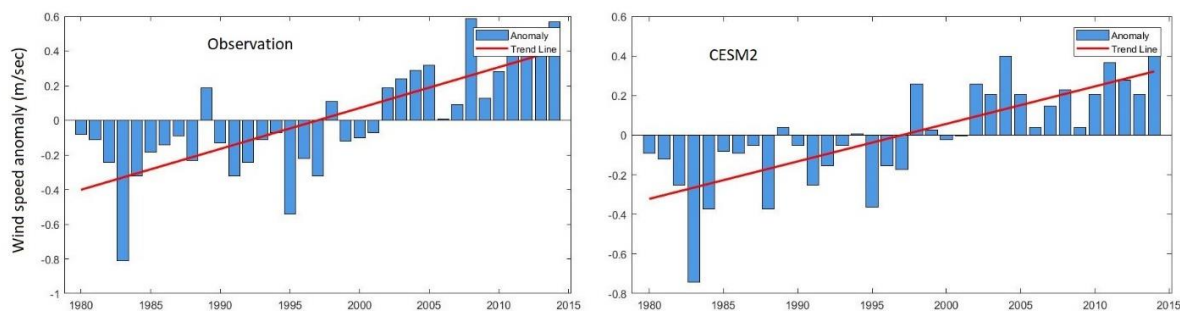


شکل (۵): سری زمانی سرعت باد در داده‌های مشاهداتی و شبیه‌سازی آن با مدل CESM₂

Figure 5: Time series of wind speed in the historical data and its simulation by CESM₂ mode

ناهنجاری باد به تفاوت یا انحراف غیرمعمول سرعت باد نسبت به میانگین در دوره زمانی ۳۵ ساله اشاره دارد. در منطقه ساحلی بوشهر، ناهنجاری باد از سال ۱۹۸۰ تا ۲۰۰۰ منفی بود؛ اما این ناهنجاری از سال ۲۰۰۰ تا ۲۰۱۵ مثبت شده که نشان می‌دهد سرعت باد در قرن بیست و یکم بیشتر از میانگین سری زمانی ۳۵ ساله بوده است. (شکل ۶).

ناهنجاری باد به تفاوت یا انحراف غیرمعمول سرعت باد نسبت به میانگین در دوره زمانی ۳۵ ساله اشاره دارد. در منطقه ساحلی بوشهر، ناهنجاری باد از سال ۱۹۸۰ تا ۲۰۰۰ منفی بود؛ اما این ناهنجاری از سال ۲۰۰۰ تا ۲۰۱۵ مثبت شده که نشان می‌دهد سرعت باد در قرن بیست و یکم بیشتر از میانگین سری زمانی ۳۵ ساله بوده است. (شکل ۶).



شکل (۶): تصویری از ناهنجاری سرعت باد

Figure 6: chart of wind speed anomaly

جدول (۳): پارامترهای توزیع وایبول در سناریوهای آینده

Table 2: Wind characteristics in SSPs scenarios

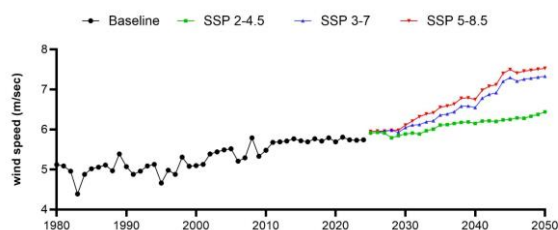
سناریو	سرعت باد (متر در ثانیه)	دما (سانتی‌گراد)	فاکتور λ	فاکتور k
تاریخی	۵/۷۸	۲۴/۴	۷/۲	۲/۶
SSP 2-4.5	۶/۱	۲۵/۹	۷/۸	۲/۶۳
SSP 3-7	۶/۳	۲۶/۸	۸	۲/۷۷
SSP 5-8.5	۶/۷	۲۸/۲	۸/۲	۲/۸

نتایج مدل InVEST

پس از محاسبه پارامترهای λ و K ، به همراه نقشه رستری (رقومی) عمق‌سنجی، ویژگی‌های توربین و سایر پارامترها، مدل InVEST اجرا شد و خروجی‌ها در نقشه نمودار و جدول نشان داده شده است.

نقشه عمق‌سنجی به کلاس‌های عمق زیاد^۱ (۲۰- تا ۶۰- متر)، عمیق^۲ (۱۰- تا ۲۰- متر)، متوسط^۳ (۵- تا ۱۰- متر) و کم‌عمق^۴ (۰ تا ۵- متر) طبقه‌بندی شد (شکل). بزرگ‌ترین منطقه در کلاس عمق زیاد است که در شمال-شمال غربی منطقه مورد مطالعه گسترش یافته و حدود ۳۵/۴٪ از کل منطقه را پوشش می‌دهد. کلاس دوم مربوط به عمق متوسط است که در نزدیکی خط ساحلی در مرکز منطقه واقع شده و حدود ۲۶/۷٪ از کل منطقه را پوشش می‌دهد، اما ساحل جنوبی عمق بسیار کمی دارد که دلیل اصلی آن گسترش کوه‌ها به سمت ساحل است (شکل ۸).

داده‌های سرعت باد تحت سه سناریو پیش‌بینی شد. SSP_{2-4.5} سناریوی «میان‌رو»، SSP₃₋₇ سناریوی «خطرناک» و SSP_{5-8.5} سناریوی «به هر قیمتی از آن اجتناب کنید» است. این سناریوها نشان می‌دهند که دما تا پایان قرن ۲۱، به ترتیب ۲/۷، ۳/۶ و ۴/۴ درجه سانتی‌گراد افزایش می‌یابد. با افزایش دمای هوا، سرعت بادهای ساحلی در خلیج فارس افزایش خواهد یافت. بیشترین سرعت مربوط به سناریوی SSP_{5-8.5} است که نسبت به حالت پایه (۱۹۸۰ تا ۲۰۲۴) ۱۴٪ افزایش خواهد یافت. سرعت باد در سناریوهای SSP₃₋₇ و SSP_{2-4.5} نسبت به حالت پایه به ترتیب حدود ۸٪ و ۶٪ افزایش می‌یابند. شایان ذکر است که در سناریوی SSP_{5-8.5} سرعت باد نسبت به سایر سناریوها به ترتیب حدود ۶٪ و ۹٪ افزایش خواهد یافت (شکل ۷).



شکل (۷): سرعت باد در دوره تاریخی و پیش‌بینی (سال‌های ۲۰۲۵ تا

(۲۰۵۰) با سناریوهای SSP

Figure 7: Wind speed time series in the historical period and forecast (2025 to 2050) by SSPs scenario

پس از پیش‌بینی سرعت باد برای آینده، تابع وایبول بر روی داده‌های سرعت باد تاریخی و سناریوها برازش داده شد که برای محاسبه چگالی توان باد استفاده گردید. پارامتر k که شکل توزیع باد را مشخص می‌کند، در SSPها افزایش می‌یابد. شکل منحنی احتمال در توزیع وایبول نشان‌دهنده چگالی توان باد است (جدول ۳).

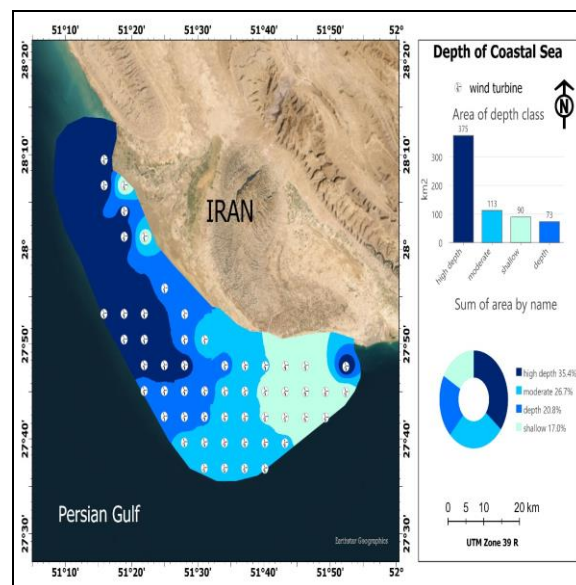
1. High depth
2. Depth
3. Moderate
4. Shallow

LCOE برای انرژی پاک در دوره پایه ۰/۰۱۵ دلار بر کیلووات ساعت است که در مقایسه با سایر مناطق جهان قیمت بسیار پایین تری دارد. شایان ذکر است که LCOE در آینده کاهش خواهد یافت و پیش بینی می شود که برای سناریوهای ۳، ۴ و ۵، به ترتیب ۰/۰۱۱، ۰/۰۱۰ و ۰/۰۱۳ دلار برای هر کیلووات ساعت باشد؛ بنابراین، در آینده، هزینه تولید انرژی پاک کاهش می یابد و بازده اقتصادی مزرعه بادی برای سرمایه گذاران مطلوب خواهد بود (شکل ۹).

NPV تفاوت بین ارزش فعلی جریان های نقدی ورودی یک پروژه (درآمدها، مزایا) و ارزش فعلی جریان های نقدی خروجی آن (هزینه ها، سرمایه گذاری اولیه) است. اگر NPV بزرگ تر از صفر باشد، نشان می دهد که پروژه سودآور است و پذیرفته می شود. NPV در ارزش فعلی (دوره پایه) تقریباً ۵۹ میلیون دلار است که سودآوری پروژه مزرعه بادی شامل ۲۰ توربین ۵ مگاواتی را نشان می دهد. اگرچه نرخ NPV در آینده کاهش می یابد، اما نرخ تورم و قیمت انرژی ممکن است تغییر کند و این پارامترها بر NPV تأثیر می گذارند. علاوه بر این، نرخ NPV برای جریان های نقدی آینده نسبت به ارزش فعلی محاسبه شده است.

درنهایت، جبران کربن ناشی از اجرای پروژه مزرعه بادی در حال و آینده محاسبه شد. قابل توجه است که با نصب ۲۰ توربین ۵ مگاواتی، می توان انتشار کربن سالانه را حدود ۰/۲۴ میلیون تن در سال کاهش داد. این نرخ در سناریوی ۵ (SSP_{5-8.5}) به ۰/۳۱ میلیون تن در سال افزایش خواهد یافت (شکل ۹).

نقشه طبقه بندی LCOE برای توربین ها در دوره فعلی ترسیم شد. گران ترین نرخ هر واحد انرژی (LCOE)، حدود ۱۵ کیلومتر دورتر از خط ساحلی است؛ بنابراین ترجیح داده می شود که توربین ها در فاصله کمتر از ۱۰ کیلومتر از خط ساحلی نصب شوند که کمترین قیمت LCOE دارد (شکل ۱۰).

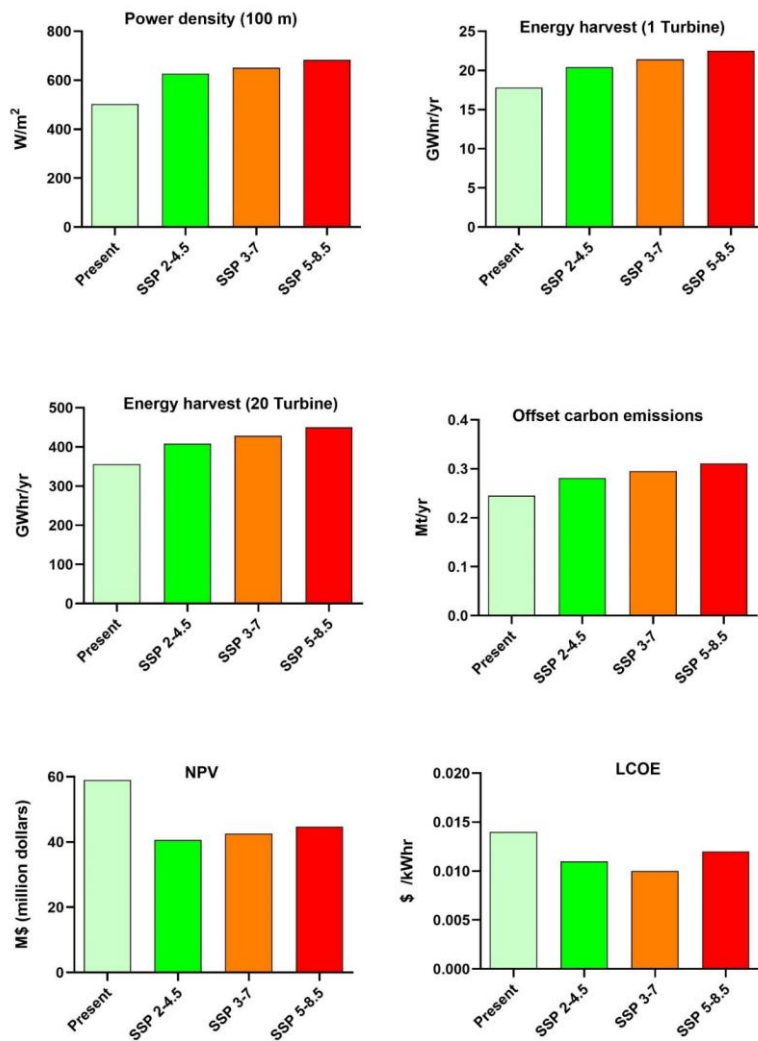


شکل ۸: توزیع فضایی عمق سنجی منطقه ساحلی بوشهر

Figure 8: Spatial distribution of bathymetry in the shore area of Bushehr

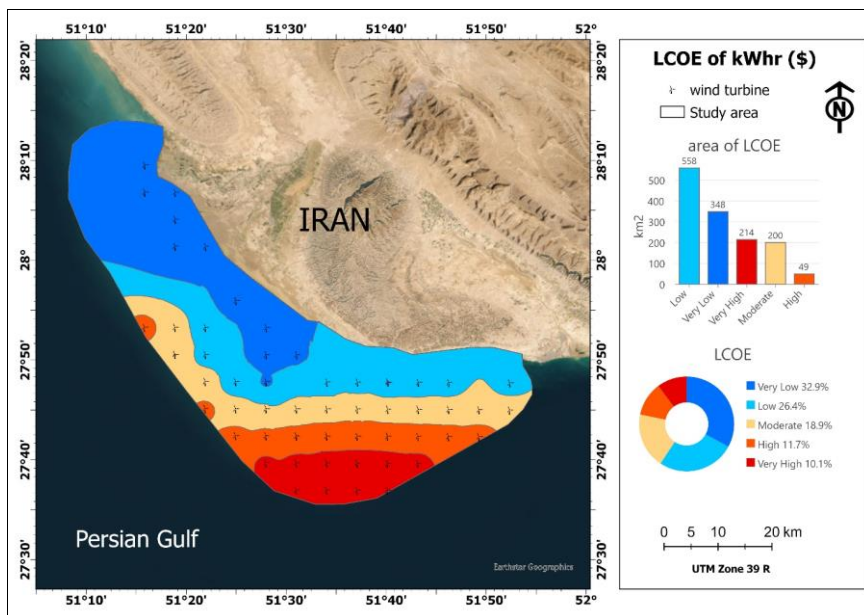
نتایج نشان می دهد که سرعت باد در دوره پایه ۵/۷۸ متر بر ثانیه بوده و توزیع وایبول نشان می دهد که چگالی باد ۵۰۳ وات بر مترمربع است؛ اما سرعت باد در سناریوهای SSP افزایش می یابد و چگالی باد در SSP_{2-4.5}، SSP₃₋₇ و SSP_{5-8.5} به ترتیب حدود ۲۰٪، ۲۳٪ و ۲۷٪ نسبت به دوره پایه افزایش می یابد. بیشترین چگالی باد در SSP_{5-8.5} محاسبه شد که حتی افزایش ۹٪ و ۵٪ را نسبت به SSP_{2-4.5}، SSP₃₋₇ دارد (شکل ۹).

با در نظر گرفتن چگالی باد، عمق سنجی و هزینه های نصب توربین، محاسبات نشان داد که یک توربین می تواند در دوره پایه ۱۷/۷۹ گیگاوات انرژی در سال تولید کند. ظرفیت تولید انرژی توربین در SSP ها (سناریوهای ۳، ۴ و ۵) به ترتیب حدود ۱۳٪، ۱۷٪ و ۲۱٪ نسبت به دوره پایه افزایش می یابد. با نصب ۲۰ توربین در منطقه، می توان ۳۵۵ گیگاوات ساعت انرژی استحصال نمود؛ در آینده تحت سناریوهای ۳، ۴ و ۵، این ظرفیت تولید به ترتیب حدود ۱۳، ۱۸ و ۲۲ درصد نسبت به دوره پایه افزایش خواهد یافت (شکل ۹).



شکل (۹): مقایسه پارامترها و شاخص‌های اقتصادی انرژی بین سناریوها و وضعیت حاضر

Figure 9: Comparison of scenarios in the energy parameters and economic indices



شکل (۱۰): توزیع فضایی شاخص LCOE (قیمت تمام شده هر کیلووات ساعت انرژی) در سواحل بوشهر

Figure 10: Spatial distribution of LCOE classes in the shore area of Bushehr

عدم قطعیت مدل

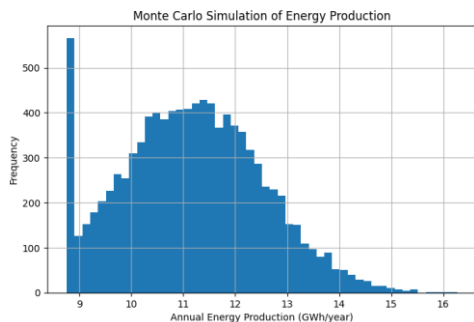
نتایج حاصل از شبیه‌سازی مونت کارلو نشان می‌دهد که عدم قطعیت در پارامترهای ورودی تأثیر قابل توجهی بر تولید انرژی سالانه و هزینه تمام‌شده انرژی دارد. با اجرای ۱۰,۰۰۰ تکرار مستقل، توزیع احتمالاتی برای خروجی‌های مدل به دست آمد که امکان ارزیابی ریسک و پراکندگی نتایج را فراهم می‌سازد. بر اساس نتایج شبیه‌سازی، میانگین سرعت باد در نمونه‌های تولیدشده برابر با مقدار مورد انتظار مدل بوده و منجر به تولید انرژی سالانه در بازه‌ای متغیر برای سناریوهای مختلف شده است. مقدار متوسط تولید انرژی سالانه نیروگاه حدود ۱۱/۱۸ گیگاوات‌ساعت در سال به دست آمد که نشان‌دهنده وابستگی مستقیم تولید انرژی به تغییرات سرعت باد است.

در بخش اقتصادی، مقدار متوسط هزینه تمام‌شده انرژی (LCOE) برابر با ۰/۰۷۷ دلار بر کیلووات‌ساعت محاسبه شد. همچنین تحلیل توزیع نتایج نشان داد که LCOE دارای پراکندگی قابل توجهی است که ناشی از عدم قطعیت در هزینه‌های سرمایه‌گذاری، هزینه‌های بهره‌برداری و تغییرات ظرفیت تولید است (شکل ۱۱).

بازه اطمینان ۹۵٪ برای LCOE بین مقدار ۰/۰۵۶ تا ۰/۱۰۳ دلار بر کیلووات‌ساعت به دست آمد. این بازه نشان‌دهنده دامنه ریسک اقتصادی پروژه بوده و بیانگر این است که در شرایط نامطلوب، هزینه تولید برق می‌تواند به‌طور قابل توجهی افزایش یابد.

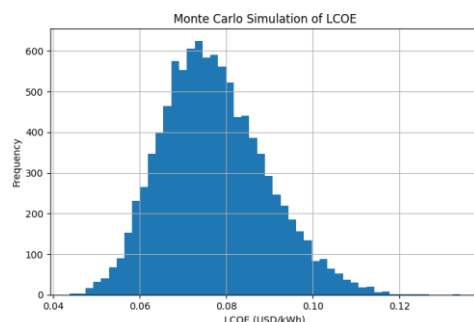
همچنین توزیع LCOE نشان داد که این متغیر دارای ماهیت غیرقطعی بوده و در برخی سناریوها مقادیر بالاتر از میانگین مشاهده می‌شود که ناشی از هم‌زمانی شرایط نامطلوب مانند کاهش سرعت باد و افزایش هزینه‌های سرمایه‌گذاری است (شکل ۱۲).

به‌طورکلی، نتایج نشان می‌دهد که استفاده از روش مونت کارلو امکان درک بهتر عدم قطعیت‌ها و ارائه تصویر واقع‌بینانه‌تری از عملکرد اقتصادی پروژه نسبت به تحلیل قطعی فراهم می‌کند.



شکل (۱۱): شبیه‌سازی مونت کارلو برای تولید انرژی سالانه

Figure 11: Monte Carlo simulation of annual energy production



شکل (۱۲): شبیه‌سازی مونت کارلو برای هزینه انرژی LCOE

Figure 12: Monte Carlo simulation of LCOE

تحلیل حساسیت اقتصادی

نتایج تحلیل حساسیت تورنادو نشان می‌دهد که هزینه تمام‌شده انرژی نسبت به پارامترهای ورودی دارای حساسیت متفاوتی است و برخی متغیرها تأثیر به‌مراتب بیشتری بر خروجی اقتصادی پروژه دارند. بر اساس نتایج به دست آمده، سرعت باد به‌عنوان مهم‌ترین پارامتر اثرگذار بر LCOE شناسایی شد (شکل ۱۳). تغییرات در سرعت باد موجب تغییر قابل توجه در ضریب ظرفیت و در نتیجه تغییر مستقیم در میزان تولید انرژی سالانه شد. این موضوع باعث شد دامنه تغییرات LCOE در پاسخ به تغییرات سرعت باد نسبت به سایر پارامترها بیشتر باشد.

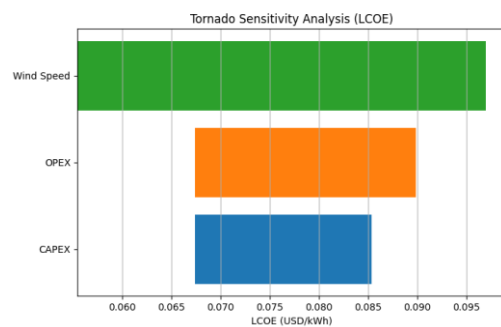
در رتبه دوم، هزینه سرمایه‌گذاری اولیه (CAPEX) قرار گرفت. افزایش آن منجر به افزایش مستقیم هزینه کل پروژه شده و در نتیجه باعث افزایش LCOE گردید. حساسیت LCOE نسبت به CAPEX نشان می‌دهد که هزینه‌های اولیه ساخت نقش مهمی در توجیه اقتصادی پروژه‌های بادی فراساحلی دارند.

مقایسه با داده‌های تاریخی بیانگر دقت بالای مدل است؛ بنابراین، پیشنهاد می‌شود از CESM2 برای پیش‌بینی بادهای سطحی فراساحلی استفاده شود.

داده‌های مشاهداتی بادهای فراساحلی منطقه بوشهر در شمال خلیج فارس نشان داد که سرعت باد سطحی در حال افزایش بوده و پیش‌بینی می‌شود که این روند صعودی تحت سناریوهای SSP تا سال‌های آینده (۲۰۲۵ تا ۲۰۵۰) ادامه یابد. حداکثر روند سرعت باد در SSP5-8.5 رخ خواهد داد، یعنی ۵/۷۸ تا ۶/۷ متر بر ثانیه خواهد بود که حدود ۱۴٪ افزایش را نشان می‌دهد. البته تحقیقاتی در خلیج فارس در مورد امواج دریا، دمای سطح دریا، سرعت باد سطحی و سایر پارامترها انجام شده است. سرعت موج تحت سناریوهای SSP تغییر نخواهد کرد (باغانیان و علیزاده، ۲۰۲۲)؛ چگالی توان باد در سال ۲۰۵۰ حدود ۱/۱۶٪ و در سال ۲۱۰۰ حدود ۰/۷۵٪ افزایش خواهد یافت. توان باد در سواحل کویت و عربستان سعودی کاهش خواهد یافت، اما احتمال افزایش سرعت باد در سواحل جنوبی خلیج فارس بسیار زیاد است (گوهری و آکپینار^۳، ۲۰۲۵).

چگالی توان باد افزایش می‌یابد و پس از افزایش سرعت، می‌توان انرژی بیشتری از آن به دست آورد. InVEST دارای ۲۰ ماژول برای محاسبه خدمات اکوسیستمی است که یکی از آن‌ها انرژی باد فراساحلی است. این ماژول از توزیع وایبول و معادلات چگالی باد و شرایط عمق‌سنجی برای محاسبه تولید انرژی توسط توربین‌های بادی فراساحلی استفاده می‌کند. در این مطالعه، نتایج ماژول‌ها قابل اعتماد است و نشان داد که هر توربین در ساحل می‌تواند حدود ۱۸ گیگاوات انرژی پاک تولید کند و با نصب ۲۰ توربین ۵ مگاواتی، می‌توان حدود ۳۵۵ گیگاوات برق با LCOE ۰/۱۵ دلار به ازای هر کیلووات ساعت تولید کرد که با توجه به فشارهای ناشی از گرمایش جهانی و آسیب‌های محیط‌زیستی ناشی از نیروگاه‌های حرارتی و کمبود انرژی، سرمایه‌گذاری مناسبی در این زمینه است. هزینه توربین‌های بادی فراساحلی در چندین نقطه از

هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری (OPEX) کمترین میزان تأثیر را بر تغییرات LCOE در مقایسه با دو پارامتر دیگر نشان داد. به‌طور کلی، تحلیل حساسیت نشان می‌دهد که عدم قطعیت در منابع بادی (سرعت باد) مهم‌ترین عامل تعیین‌کننده ریسک اقتصادی پروژه بوده و پس‌از آن هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه بیشترین نقش را در تغییرات LCOE دارند. این نتایج می‌تواند در تصمیم‌گیری‌های سرمایه‌گذاری و مدیریت ریسک پروژه‌های انرژی بادی مورد استفاده قرار گیرد.



شکل (۱۳): تحلیل حساسیت اقتصادی تورنادو برای LCOE

Figure 13: Tornado sensitivity analysis of LCOE

بحث و نتیجه‌گیری

مدل‌های گردش عمومی جو^۱ مختلفی برای پیش‌بینی پارامترهای هواشناسی وجود دارد؛ اما اکثر این مدل‌ها دقت بالایی در پیش‌بینی دما و بارش دارند و ۱۰٪ از مهم‌ترین آن‌ها عبارت‌اند از EC-Earth3، MPI-ESM1.2، CNRM-CM6-1، HadGEM3، CESM2، MRI-ESM2-0، CanESM5 و NorESM2-MM است. در میان آن‌ها، CESM2 به دلیل مدل‌سازی جت‌استریم‌ها و امواج اقیانوس، در پیش‌بینی و مدل‌سازی باد سطحی عملکرد خوبی دارد. فرناندز-آلوارز^۲ و همکاران (۲۰۲۳)، شن و همکاران (۲۰۲۲) این مدل را چندین بار برای شبیه‌سازی بادهای سطحی مشاهداتی ارزیابی کردند و نتایج آن‌ها نشان‌دهنده اعتبار کافی این مدل بود. همچنین، مطالعه حاضر از مدل CESM2 برای شبیه‌سازی سرعت باد فراساحلی در خلیج فارس استفاده کرد که ضریب R و RMSE آن در

سواحل بین‌المللی محاسبه شده است. به عنوان مثال، در تونس LCOE به ازای هر مگاوات ساعت ۸۱/۵ دلار است (بهار و همکاران، ۲۰۲۵). در ایتالیا، LCOE انرژی حاصل از یک توربین بادی فراساحلی برای تولید هیدروژن سبز حدود ۸۰ یورو در هر مگاوات ساعت است (لانی و همکاران، ۲۰۲۵). در مطالعه دیگری، نتایج نشان داد که در مراکش، الجزایر و تونس، LCOE بین ۱۰۴ تا ۲۴۵ یورو در هر مگاوات ساعت است (بناباجی و همکاران، ۲۰۲۵). در خلیج فارس، این محاسبات برای توربین‌های بادی فراساحلی انجام نشده بود و این مطالعه برای اولین بار در نقطه بادخیز بوشهر انجام شد.

نتایج این پژوهش نشان داد که سواحل بوشهر در شمال خلیج فارس از ظرفیت مناسبی برای توسعه انرژی باد فراساحلی برخوردار است و تغییرات اقلیمی آینده می‌تواند این ظرفیت را تقویت کند. شبیه‌سازی‌های اقلیمی تحت سناریوهای SSP نشان داد که افزایش دما و تغییر الگوهای گردش جوی موجب افزایش سرعت و پایداری بادهای فراساحلی در منطقه مورد مطالعه خواهد شد. در نتیجه، چگالی توان باد و ظرفیت تولید انرژی در دوره آینده نسبت به شرایط پایه افزایش می‌یابد.

بررسی‌های فنی-اقتصادی نیز نشان داد که انرژی باد فراساحلی در منطقه بوشهر از نظر اقتصادی مقرون به صرفه است و مقدار LCOE در مقایسه با بسیاری از مناطق جهان در سطح پایینی قرار دارد. نتایج مدل InVEST نشان داد که استقرار مزرعه بادی شامل ۲۰ توربین ۵ مگاواتی می‌تواند سالانه حدود ۳۵۵ گیگاوات ساعت انرژی پاک تولید کرده و نقش مؤثری در کاهش انتشار گازهای گلخانه‌ای و جبران کربن ایفا کند. همچنین، تحت سناریوهای اقلیمی آینده، ظرفیت تولید انرژی و بازده اقتصادی توربین‌ها افزایش خواهد یافت.

در این مطالعه، اثر عدم قطعیت پارامترهای کلیدی بر عملکرد فنی-اقتصادی یک نیروگاه بادی فراساحلی با استفاده از شبیه‌سازی مونت کارلو و تحلیل حساسیت تورنادو بررسی شد. نتایج مونت کارلو نشان داد که LCOE و تولید

انرژی سالانه دارای پراکندگی قابل توجهی هستند که ناشی از تغییرات تصادفی در سرعت باد، هزینه‌های سرمایه‌گذاری و هزینه‌های بهره‌برداری می‌باشد. بازه اطمینان ۹۵٪ برای LCOE بیانگر وجود ریسک اقتصادی قابل توجه در شرایط عدم قطعیت ورودی‌ها است. همچنین، تحلیل حساسیت تورنادو نشان داد که سرعت باد مهم‌ترین پارامتر اثرگذار بر LCOE بوده و پس از آن CAPEX و سپس OPEX قرار دارند. این نتایج نشان می‌دهد که عدم قطعیت منابع بادی نقش غالبی در ریسک اقتصادی پروژه دارد و دقت در ارزیابی پتانسیل باد می‌تواند تأثیر قابل توجهی بر بهبود تصمیم‌گیری‌های سرمایه‌گذاری داشته باشد. در مجموع، ترکیب روش مونت کارلو و تحلیل حساسیت تورنادو دید جامعی از رفتار احتمالاتی و عوامل کلیدی مؤثر بر هزینه تولید انرژی ارائه می‌دهد.

یافته‌های این پژوهش بیانگر آن است که تغییرات اقلیمی، برخلاف بسیاری از منابع طبیعی، می‌تواند شرایط مساعدتری برای توسعه انرژی باد فراساحلی در شمال خلیج فارس فراهم کند. از این رو، توسعه مزارع بادی فراساحلی می‌تواند به عنوان یکی از راهبردهای مؤثر در گذار انرژی، کاهش وابستگی به سوخت‌های فسیلی و تحقق اهداف کاهش انتشار کربن در ایران مورد توجه قرار گیرد. در این راستا، پیشنهاد می‌شود برنامه‌ریزی‌های کلان انرژی و سرمایه‌گذاری‌های آینده، به توسعه زیرساخت‌های انرژی بادی فراساحلی در سواحل جنوبی کشور توجه ویژه‌ای داشته باشند.

قدردانی

از سازمان هواشناسی کشور و ایستگاه هواشناسی دریایی بوشهر بابت در اختیار قرار دادن داده‌های هواشناسی تشکر و قدردانی می‌نمایم.

منابع

- [1]. Badrzadeh, B. Cardozo, C. Hishida, M. Shah, S. Huq, I. Modi, N. Morton, A. 2024. Grid-forming inverters: Project demonstrations and pilots. *IEEE Power and Energy Magazine*, 22(2), 66-77.
- [2]. Baghanian, S. Alizadeh, M. J. 2022. Wave climate projection in the Persian Gulf: An ensemble of statistically downscaled CMIP6-GCMs. *Ocean Engineering*, 266, 112821.
- [3]. Bahar, F. A. Ritschel, U. Benabadji, A. S. & Sahraoui, M. (2025). Technico-economic investigation of 100 MW offshore wind farm in the Gulf of Gabes, Tunisia. *Wind Engineering*, 49(4), 871-883.
- [4]. Bellver, B. D. (2023). An EU strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate neutral future.
- [5]. Benabadji, A. S. Rahmoun, K. Bahar, F. A. Dahani, A. Martinez, A. & Iglesias, G. (2025). Geospatial LCOE analysis for floating offshore wind energy in SW Mediterranean Sea. *Renewable Energy*, 245, 122797.
- [6]. Bruyninckx, H. H. D. Hellweg, S. Schandl, S. Vidal, H. Razian, B. Nohl, H. ... & Christopher Pfister, S. (2024). Global Resources Outlook 2024: Bend the trend-Pathways to a liveable planet as resource use spikes. *United Nations Environment Programme*.
- [7]. Deng, Y. Wang, Y. Xing, X. Xiong, Y. Xu, S. & Wang, R. (2024). Requirement on the Capacity of Energy Storage to Meet the 2° C Goal. *Sustainability*, 16(9), 3753.
- [8]. Fernández-Alvarez, J. C. Costoya, X. Pérez-Alarcón, A. Rahimi, S. Nieto, R. & Gimeno, L. (2023). Dynamic downscaling of wind speed over the North Atlantic Ocean using CMIP6 projections: Implications for offshore wind power density. *Energy Reports*, 9, 873-885.
- [9]. Gohari, A. & Akpınar, A. (2025). Projected changes in wind speed and wind energy resources over the Persian Gulf based on bias corrected CMIP6 models. *Dynamics of Atmospheres and Oceans*, 110, 101539.
- [10]. Grogg, K. (2005). Harvesting the wind: the physics of wind turbines. *Physics and Astronomy Comps Papers*, 7.
- [11]. Hannun, R. M. & Razzaq, A. H. A. (2022, March). Air pollution resulted from coal, oil and gas firing in thermal power plants and treatment: A review. In *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science* (Vol. 1002, No. 1, p. 012008). IOP Publishing.
- [12]. Hasan, A. H. Umoh, K. Al-Qattan, A. Al-Awadi, L. Rajab, A. Adouane, M. & Gilbert, J. (2025). Wind resource assessment and site selection of offshore wind farms in the state of Kuwait. *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 20(1), 2507683.
- [13]. Khan, A. A. (2019). Temporary Removal: Why would sea-level rise for global warming and polar ice-melt?
- [14]. Lanni, F. Serri, L. Manzini, G. Travaglini, R. Superchi, F. & Bianchini, A. (2025). Techno-Economic Analysis of Sustainable Hydrogen Production from Offshore Wind Farms: Two Italian Study Cases. *Processes*, 13(4), 1219.
- [15]. Liu, B. and Huo, X. (2024). Prediction of Photovoltaic power generation and analyzing of carbon emission reduction capacity in China. *Renewable Energy*, 222, 119967.
- [16]. Martinez, A. and Iglesias, G. (2023). Climate-change impacts on offshore wind resources in the Mediterranean Sea. *Energy Conversion and Management*, 291, 117231.
- [17]. McLeod, I. and Ringwood, J. V. (2022). Powering data buoys using wave energy: a review of possibilities. *Journal of Ocean Engineering and Marine Energy*, 8(3), 417-432.
- [18]. Mohammadi, K. Alavi, O. Mostafaeipour, A. Goudarzi, N. & Jalilvand, M. (2016). Assessing different parameters estimation methods of Weibull distribution to compute wind power density. *Energy Conversion and Management*, 108, 322-335.
- [19]. Patidar, H. Shende, V. Baredar, P. & Soni, A. (2022). Comparative study of offshore wind energy potential assessment using different Weibull parameters estimation methods. *Environmental Science and Pollution Research*, 29(30), 46341-46356.
- [20]. Sedaghat, A. Hassanzadeh, A. Jamali, J. Mostafaeipour, A. & Chen, W. H. (2017). Determination of rated wind speed for maximum annual energy production of variable speed wind turbines. *Applied energy*, 205, 781-789.
- [21]. Shen, C. Zha, J. Li, Z. Azorin-Molina, C. Deng, K. Minola, L. & Chen, D. (2022). Evaluation of global terrestrial near-surface wind

speed simulated by CMIP6 models and their future projections. *Annals of the New York Academy of Sciences*, 1518(1), 249-263.

[22]. Shu, Z. R. Li, Q. S. & Chan, P. W. (2015). Investigation of offshore wind energy potential in Hong Kong based on Weibull distribution function. *Applied Energy*, 156, 362-373.

[23]. Silva, D. Rusu, E. and Guedes Soares, C. (2018). The effect of a wave energy farm protecting an aquaculture installation. *Energies*, 11(8), 2109.

[24]. Simpson, I. R. Bacmeister, J. Neale, R. B. Hannay, C. Gettelman, A. Garcia, R. R. ... & Richter, J. H. (2020). An evaluation of the large-scale atmospheric circulation and its variability in CESM2 and other CMIP models. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 125(13), e2020JD032835.

[25]. Tamimi, M. F. Alshboul, O. and Tamimi, L. (2026). Probabilistic wind power adequacy and economic viability across middle eastern climate regimes under future climate change. *Stochastic Environmental Research and Risk Assessment*, 40(4), 79.

[26]. Thomas, B. Costoya, X. Decastro, M. Iglesias, G. & Gómez-Gesteira, M. (2025). Levelized cost of energy for various floating offshore wind farm designs in the areas covered by the Spanish maritime spatial planning. *Applied Energy*, 381, 125165.

[27]. Tumse, S. Bilgili, M. Yildirim, A. & Sahin, B. (2024). Comparative analysis of global

onshore and offshore wind energy characteristics and potentials. *Sustainability*, 16(15), 6614.

[28]. Vázquez, R. Gutiérrez, C. De León, S. P. Nieto-Borge, J. C. Sein, D. V. & Cabos, W. (2025). Climate change impact in offshore energy resources along the Spanish coasts based on a high-resolution regionally coupled model. *Renewable Energy*, 249, 123202.

[29]. Vazquez, R. Parras-Berrocal, I. Cabos, W. Sein, D. V. Mañanes, R. & Izquierdo, A. (2022). Assessment of the Canary current upwelling system in a regionally coupled climate model. *Climate Dynamics*, 58(1), 69-85.

[30]. Weiss, C. V. Menendez, M. Ondiviela, B. Guanche, R. Losada, I. J. & Juanes, J. (2020). Climate change effects on marine renewable energy resources and environmental conditions for offshore aquaculture in Europe. *ICES Journal of Marine Science*, 77(7-8), 3168-3182.

[31]. Yaniktepe, B. Kara, O. Aladag, I. & Ozturk, C. (2023). Comparison of eight methods of Weibull distribution for determining the best-fit distribution parameters with wind data measured from the met-mast. *Environmental Science and Pollution Research*, 30(4), 9576-9590.

[32]. Zhang, Z. Lin, L. Gao, S. Wang, J. Zhao, H. & Yu, H. (2025). A machine learning model for hub-height short-term wind speed prediction. *Nature Communications*, 16(1), 3195.

Assessing the Impacts of Climate Change on the Potential and Sustainability of Offshore Wind Energy in the Persian Gulf

Ahmad Nohegar^{*1}, Mahmoud Behrouzi², Mohammad Madanifar³, Mahmood Namazi⁴

Receive: 2026/04/26

Accept: 2026/05/31

Extend abstract

Introduction

Global atmospheric warming is fundamentally altering atmospheric circulation patterns, which directly influence wind regimes and their associated variability. Consequently, climate change is anticipated to exert a significant impact on future wind characteristics and, by extension, the reliability of wind energy resources. Given that wind power density is highly sensitive to wind velocity, even marginal shifts in wind speed can substantially affect offshore wind energy generation. Despite the rising global prominence of offshore wind energy, the specific impacts of climate change on power density and energy potential within the Persian Gulf have received limited academic attention. To address this research gap, the present study evaluates the impacts of climate change on offshore wind energy potential in the coastal region of Bushehr, situated in the northern Persian Gulf, under various projected climate scenarios.

Materials and Methods

This study aims to assess the clean energy generation potential of offshore wind turbines along the Bushehr coastline and to project future energy extraction capacity under CMIP6 climate scenarios. Historical wind speed data (1980–2024) were retrieved from the Bushehr coastal meteorological station. Future wind patterns for the 2025–2050 period were simulated using the CESM2 global climate model under SSP2-4.5, SSP3-7.0, and SSP5-8.5 forcing scenarios. To characterize wind speed distribution, wind power density (WPD), and energy potential for both historical and future periods, the Weibull distribution function—characterized by its shape (k) and scale (c) parameters—was applied. WPD was computed at the turbine hub height, and annual electricity generation potential was estimated based on the deployment of 5 MW offshore wind turbines. Furthermore, the InVEST offshore wind energy model was utilized to evaluate energy production capacity, socio-economic indicators, and carbon offset potential under both baseline and projected climate conditions.

Results

Analysis of wind speed anomalies in the coastal regions of Bushehr revealed a transition from predominantly negative anomalies during 1980–2000 to positive anomalies post-2000, indicating a trend toward intensification of wind conditions in recent decades, with peak anomalies observed during 2010–2015. Climate projections suggest that rising air temperatures will likely intensify offshore wind speeds across the Persian Gulf. Relative to the baseline period (1980–2024), mean wind speed is projected to increase from 5.78 m/s to 6.1, 6.3, and 6.7 m/s under the SSP2-4.5, SSP3-7.0, and SSP5-8.5 scenarios, respectively, representing growth rates of approximately 6%, 8%, and 14%. Consistent with these shifts, wind power density (WPD) is projected to experience substantial growth under future climate conditions. Compared to the baseline, WPD is expected to rise by approximately 20%, 23%, and 27% under the respective SSP scenarios. Incorporating bathymetric constraints and

1. Department of Disaster Engineering, Education and Environmental Systems, Faculty of Environment, University of Tehran, nohegar@ut.ac.ir

2. Research Institute of Marine Sciences - University of Tehran - Tehran

3. Department of Project and Construction Management, Faculty of Architecture, University of Tehran

4. Department of Civil Engineering

turbine installation costs, our findings indicate that a single 5 MW offshore turbine, which generates approximately 17.79 GWh/year under baseline conditions, could see its energy output increase by 13% to 21% depending on the climate pathway. Similarly, a 20-turbine wind farm, currently capable of generating ~355 GWh/year, is projected to experience a capacity increase of 13% to 22%. Finally, the Levelized Cost of Energy (LCOE), estimated at 0.015 USD/kWh in the baseline period, is projected to decline to approximately 0.011, 0.010, and 0.013 USD/kWh under the SSP2-4.5, SSP3-7.0, and SSP5-8.5 scenarios, respectively, highlighting the enhanced economic viability of offshore wind energy in the region under future climate projections.

Discussion and Conclusion

Offshore wind energy has experienced rapid global expansion, driven by superior wind resource availability and proximity to coastal demand centers. This study demonstrates that the Bushehr coastal region possesses significant offshore wind energy potential, which is projected to persist—and potentially enhance—under evolving climate conditions. Our findings indicate that anticipated increases in wind speed and power density will likely bolster energy generation capacity, thereby improving the economic feasibility of offshore wind projects in the region. The results further suggest that deploying twenty 5 MW offshore turbines within 15 km of the Bushehr coastline could generate approximately 355 GWh/year of clean electricity, effectively offsetting nearly 0.24 million tons of carbon emissions annually. Compared to fossil-fuel-based power generation in Iran, this transition offers substantial environmental benefits. Furthermore, our uncertainty analysis, utilizing Monte Carlo simulations, reveals notable variability in the Levelized Cost of Energy (LCOE). Complementary tornado analysis identifies wind speed as the most influential driver of LCOE, underscoring the critical importance of accurate wind resource assessment for project economics. Overall, these findings highlight the immense potential of the Bushehr coastline as a strategic hub for sustainable offshore wind development, providing a robust pathway for diversifying Iran's energy portfolio while mitigating climate-related risks.

Keywords: Bushehr; Climate Change; Offshore Wind Energy; Turbine; Wind Power Density; Weibull Distribution.