J. Energy Conversion
Volume: 13, Issue:2, 2026: 69-81

نشریه علمی-تخصصی تبدیل انرژی (JEED)

دوره ۱۳، شماره ۲، تابستان ۱۴۰۵، ص: ۸۱-۶۹

امکان سنجی اقتصادی راه اندازی نیروگاه بادی ۲۰ مگاواتی در منطقه لوتک (شهرستان هامون) استان سیستان و بلوچستان

پیمان لشگری[۱و*]

*۱- دانشجوی دکتری تخصصی، گروه مهندسی سیستم‌های انرژی، دانشکده صنعت ساختمان و محیط زیست، واحد تهران شمال، دانشگاه آزاد اسلامی، تهران، ایران peyman.lashgari@iau.ac.ir

دریافت: ۱۴۰۵/۴/۶ ، بازنگری: ۱۴۰۵/۵/۱۲، پذیرش: ۱۴۰۵/۵/۳۰

چکیده

انرژی بادی به‌عنوان منبعی پاک و تجدیدپذیر، نقشی مهم در تنوع‌بخشی به سبد برق و کاهش وابستگی به سوخت‌های فسیلی دارد. هدف این پژوهش، امکان‌سنجی فنی و اقتصادی احداث نیروگاه بادی ۲۰ مگاواتی در منطقه لوتک، شهرستان هامون، استان سیستان و بلوچستان است. پتانسیل باد منطقه با داده‌های باد سنجی ارزیابی و آرایش هشت توربین بادی ۲٫۵ مگاواتی نوع ۲ مپنا، با فاصله‌گذاری مناسب برای کاهش اثر سایه باد، با نرم‌افزار WindPRO طراحی شد. تولید انرژی و شاخص‌های مالی نیز با نرم‌افزار HOMER Pro و روش جریان نقدی تنزیل‌شده تحلیل گردید. نتایج نشان داد چگالی توان باد در ارتفاع ۸۵ متری ۶۱۹ وات بر مترمربع، ضریب ظرفیت ۴۲٫۳۹ درصد، تولید سالانه ۷۴٫۳۷ گیگاوات‌ساعت و بهای تمام‌شده برق ۰٫۰۲۰ دلار به‌ازای هر کیلووات‌ساعت است. با فرض سرمایه‌گذاری اولیه ۲۰ میلیون دلار، عمر ۲۰ سال، نرخ تنزیل ۱۵ درصد، رشد سالانه ۱۸٫۴ درصدی درآمدها و هزینه‌ها، و ارزش اسقاط ۲ میلیون دلار، ارزش فعلی خالص پروژه ۳٫۸۷ میلیون دلار مثبت و دوره بازگشت سرمایه تنزیل‌شده حدود ۱۷/۵ سال محاسبه شد. بنابراین، طرح در فرضیات پایه توجیه‌پذیر بوده و پایداری آن به قرارداد خرید برق تعدیل‌پذیر، کنترل هزینه‌ها، مدیریت ریسک ارزی و نگهداری پیشگیرانه وابسته است.

کلمات کلیدی: نیروگاه بادی، امکان‌سنجی اقتصادی، منطقه لوتک، جریان نقدینگی تنزیل‌شده، ارزش فعلی خالص، دوره بازگشت سرمایه تنزیل‌شده.

* **عهده‌دار مکاتبات:** peyman.lashgari@iau.ac.ir

نحوه استناد به این مقاله: پیمان لشگری. امکان سنجی اقتصادی راه اندازی نیروگاه بادی ۲۰ مگاواتی در منطقه لوتک (شهرستان هامون) استان سیستان و بلوچستان. **مهندسی مکانیک تبدیل انرژی. ۱۴۰۵; ۱۳ (۲) : ۸۱-۶۹.**

[Downloaded from jeed.dezful.iau.ir on 2026-10-21]

۱- مقدمه

انرژی بادی به‌عنوان یکی از مهم‌ترین گزینه‌های تولید برق تجدیدپذیر، به‌دلیل ماهیت پاک، دسترسی نسبتاً گسترده و قابلیت پیاده‌سازی در ظرفیت‌های متنوع، جایگاه برجسته‌ای در مسیر گذار انرژی جهانی پیدا کرده است. توسعه فناوری‌های مرتبط با توربین‌های بادی، بهبود عملکرد تجهیزات و کاهش تدریجی هزینه تمام شده برق تولیدی، همراه با افزایش دغدغه‌های ناشی از تغییر اقلیم، موجب شده است بسیاری از کشورها سرمایه‌گذاری در این بخش را به‌طور چشم‌گیری گسترش دهند. در ایران نیز، اگرچه منابع هیدروکربنی فراوانی وجود دارد، اما افزایش مستمر تقاضای برق، بروز ناترازی میان تولید و مصرف، محدودیت‌های تأمین مالی برای توسعه نیروگاه‌های متعارف و الزامات زیست‌محیطی، ضرورت توجه بیش‌تر به منابع تجدیدپذیر را آشکار ساخته است. در این میان، انرژی بادی می‌تواند به‌ویژه در نواحی دارای پتانسیل مناسب باد، نقش مؤثری در تنوع‌بخشی به سبد تولید برق کشور ایفا کند. از مهم‌ترین مزایای این نیروگاه‌ها می‌توان به عدم نیاز به مصرف سوخت فسیلی در دوره بهره‌برداری و پایین‌بودن انتشار مستقیم آلاینده‌های هوا و گازهای گلخانه‌ای در محل تولید اشاره کرد.

ایران به‌دلیل گستره جغرافیایی، تنوع اقلیمی و قرارگیری در مسیر بادهای منطقه‌ای، از ظرفیت قابل‌توجهی برای توسعه انرژی بادی برخوردار است؛ به‌طوری‌که ظرفیت اسمی باد کشور حدود ۶۰،۰۰۰ مگاوات و ظرفیت قابل‌استحصال آن حدود ۱۸،۰۰۰ مگاوات برآورد شده است [۱]. نخستین تجربه‌های جدی کشور در این حوزه عمدتاً به مناطق منجیل و رودبار بازمی‌گردد؛ جایی که به‌دلیل رژیم باد مناسب، بستر اولیه توسعه‌پذیر، به‌دلیل ماهیت پاک، دسترسی نسبتاً گسترده و قابلیت پیاده سازی در ظرفیت‌های متنوع، جایگاه برجسته‌ای در مسیر گذار انرژی جهانی پیدا کرده است. توسعه فناوری‌های مرتبط با توربین‌های بادی، بهبود عملکرد تجهیزات و کاهش تدریجی هزینه تمام شده برق تولیدی، همراه با افزایش دغدغه‌های ناشی از تغییر اقلیم، موجب شده است بسیاری از کشورها سرمایه‌گذاری در این بخش را به‌طور چشم‌گیری گسترش دهند. در ایران نیز، اگرچه منابع هیدروکربنی فراوانی وجود دارد، اما افزایش مستمر تقاضای برق، بروز ناترازی میان تولید و مصرف، محدودیت‌های تأمین مالی برای توسعه نیروگاه‌های متعارف و الزامات زیست‌محیطی، ضرورت توجه بیش‌تر به منابع تجدیدپذیر را آشکار ساخته است. در این میان، انرژی بادی می‌تواند به‌ویژه در نواحی دارای پتانسیل مناسب باد، نقش مؤثری در تنوع‌بخشی به سبد تولید برق کشور ایفا کند. از مهم‌ترین مزایای این نیروگاه‌ها می‌توان به عدم نیاز به مصرف سوخت فسیلی در دوره بهره‌برداری و پایین‌بودن انتشار مستقیم آلاینده‌های هوا و گازهای گلخانه‌ای در محل تولید اشاره کرد.

ایران به‌دلیل گستره جغرافیایی، تنوع اقلیمی و قرارگیری در مسیر بادهای منطقه‌ای، از ظرفیت قابل‌توجهی برای توسعه انرژی بادی برخوردار است؛ به‌طوری‌که ظرفیت اسمی باد کشور حدود ۶۰،۰۰۰ مگاوات و ظرفیت قابل‌استحصال آن حدود ۱۸،۰۰۰ مگاوات برآورد شده است [۱]. نخستین تجربه‌های جدی کشور در این حوزه عمدتاً به مناطق منجیل و رودبار بازمی‌گردد؛ جایی که به‌دلیل رژیم باد مناسب، بستر اولیه توسعه فناوری بادی در ایران شکل گرفت. نیروگاه بادی منجیل در استان گیلان نیز به‌عنوان قدیمی‌ترین مجموعه بادی کشور، با حدود ۱۳۰ توربین فعال و ظرفیت نصب‌شده نزدیک به ۴۴ مگاوات، نقطه آغاز مهمی در توسعه این فناوری محسوب می‌شود.

امکان سنجی، شناسایی مکان‌های مناسب و نیز ارزیابی پتانسیل باد به لحاظ قابلیت احداث نیروگاه‌های بادی به چهار سطح عالی (۴۳در صد از کل ناحیه)، خوب (۸در صد از کل ناحیه)، متوسط (۱۰ در صد) و ضعیف (۳۹ در صد) تقسیم‌بندی می شود [۴]. عابدی و ابراهیمی‌نیا (۱۴۰۳) نیز با بررسی پتانسیل انرژی‌های تجدیدپذیر در این استان، نشان دادند که کارایی و پتانسیل این منابع، به‌ویژه انرژی‌های خورشیدی، بادی و زمین‌گرمایی، بسیار چشم‌گیر و قابل‌ملاحظه است [۵]. در پژوهشی دیگر، برهانی و همکاران (۱۴۰۱) ظرفیت سنجی نواحی ساحلی استان را جهت توسعه مزارع بادی در دستور کار قرار داده و مشخص کردند که ۹۱ در صد از نواحی ساحلی استان از شرایط مطلوبی در این خصوص برخوردارند [۶]. معینی و پودینه (۱۳۹۴) نیز پتانسیل سنجی، تحلیل رژیم باد و تعیین چگالی توان بادی در چابهار را مطالعه کردند که بر اساس یافته‌های آن‌ها، بیش‌ترین سرعت باد در ماه مه اتفاق افتاده و جهت باد غالب در طول سال، جنوب-جنوب‌غرب است [۷].

با توجه به این‌که یکی از مناطق بادخیز و مستعد برای راه‌اندازی نیروگاه‌های بادی در استان سیستان و بلوچستان، منطقه «لوتک» واقع در شهرستان هامون است، در پژوهش حاضر امکان سنجی اقتصادی احداث نیروگاه بادی ۲۰ مگاواتی در این منطقه مورد ارزیابی قرار می‌گیرد. در این راستا، با استفاده از داده‌های باد منطقه، انرژی قابل‌استحصال و تولید سالانه برق

[Downloaded from jeed.dezful.iau.ir on 2026-10-21]

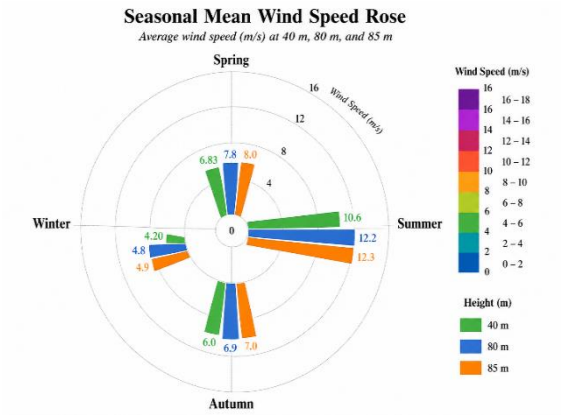
برآورد شده و شاخص‌های اقتصادی شامل سرمایه‌گذاری اولیه، هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری، جریان نقدینگی آزاد، ارزش فعلی خالص، نرخ بازده داخلی و دوره بازگشت سرمایه تحلیل می شوند. علاوه بر این، تحلیل حساسیت نسبت به متغیرهای کلیدی اقتصادی از جمله نرخ تنزیل، نرخ تورم، جریان‌های نقدی و نظایر آن انجام می‌گیرد تا پایداری و ریسک‌پذیری پروژه در سناریوهای مختلف سنجیده شود.

۲- موقعیت جغرافیایی و پتانسیل انرژی باد در منطقه لوتک

منطقه لوتک، واقع در شهرستان هامون در شمال استان سیستان و بلوچستان، بخشی از دشت سیستان (شکل شماره ۱) به شمار می‌رود و از منظر اقلیمی در زمره نواحی خشک و بیابانی ایران قرار می‌گیرد. این منطقه با مختصات جغرافیایی تقریبی ۳۰/۷۷ درجه شمالی . ۶۱/۴۰ درجه شرقی به دلیل قرارگیری در پهنه‌ای هموار، کم‌ارتفاع و با زبری سطح پایین، از ظرفیت قابل‌توجهی برای توسعه سامانه‌های تبدیل انرژی باد برخوردار است. وجود اراضی باز، پوشش گیاهی محدود و فقدان موانع گسترده طبیعی و مصنوعی، شرایط مناسبی برای تداوم جریان‌های باد و کاهش آشفتگی مکانیکی فراهم می‌سازد. افزون بر این، موقعیت جغرافیایی لوتک در دشت سیستان و در مجاورت مسیرهای غالب بادهای منطقه‌ای، به‌ویژه بادهای ۱۲۰ روزه سیستان، نقش مهمی در تقویت رژیم باد و افزایش پتانسیل استحصال انرژی ایفا می‌کند. این شرایط می‌تواند منجر به بهبود پروفیل قائم سرعت باد، افزایش سرعت در ارتفاع هاب توربین و در نهایت ارتقای ضریب ظرفیت نیروگاه شود. با وجود این مزیت‌ها، شرایط سخت محیطی منطقه شامل دماهای بالا در فصل گرم، بارش اندک، تبخیر شدید، وقوع مکرر گردوغبار و طوفان‌های ماسه، از جمله عوامل محدودکننده‌ای هستند که می‌توانند بر دوام تجهیزات، نرخ فرسایش اجزا، قابلیت اطمینان عملکرد و هزینه‌های بهره برداری و نگهداری اثر منفی بگذارند. بنابراین، ارزیابی فنی و اقتصادی توسعه نیروگاه بادی در این منطقه باید علاوه بر پارامترهای باد، بر پایه ملاحظات محیطی، اقلیمی و الزامات حفاظتی تجهیزات نیز استوار باشد.

مطالعات بادسنجی منطقه لوتک نشان می‌دهد این ناحیه از سرعت باد نسبتاً بالا برخوردار بوده و جهت غالب باد عمدتاً از شمال و شمال‌شرق است. سرعت متوسط باد در ارتفاع‌های اندازه‌گیری‌شده و فصول مختلف سال در جدول شماره (۱) ارائه شده است [۸]. هم‌چنین، چگالی متوسط توان باد در ارتفاع‌های ۴۰ و ۸۰ و ۸۵ متر به‌ترتیب ۴۳۷، ۶۰۱ و ۶۱۹ وات بر مترمربع گزارش شده و ضریب ظرفیت نیروگاه‌های بادی منطقه حدود ۴۲/۳۹ گزارش گردیده[۹].

جدول ۱: جدول و گلباد سرعت باد منطقه لوتک در فصول مختلف سال



ارتفاع (متر)	سرعت متوسط باد (m/s)			
	بهار	تابستان	پاییز	زمستان
۴۰	۶/۸۳	۱۰/۶	۶/۰	۴/۲۰
۸۰	۷/۸	۱۲/۲	۶/۹	۴/۸
۸۵	۸/۰	۱۲/۳	۷/۰	۴/۹

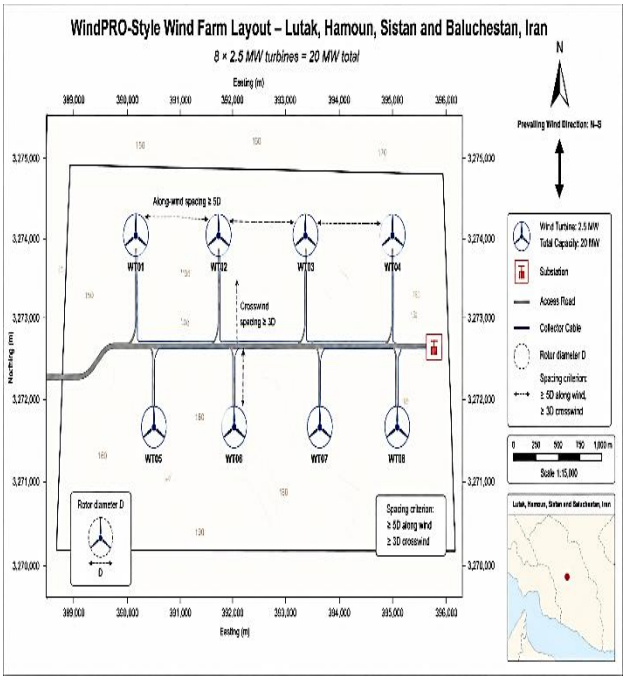
۳- مشخصات فنی نیروگاه بادی ۲۰ مگاواتی

نیروگاه بادی ۲۰ مگاواتی مورد نظر شامل هشت توربین بادی با ظرفیت تولید جمعاً ۲۰ مگاوات مدل نوع ۲، ساخت شرکت مپنا هریک با ظرفیت ۲/۵ مگاوات و مشخصات فنی به شرح مندرج در جدول شماره (۲) می‌باشد. براساس مدل سازی جریان

[Downloaded from jeed.dezful.iau.ir on 2026-10-21]

باد با استفاده از نرم‌افزار Wind Pro ، آرایش چینش توربین‌ها برای کاهش تداخل جریان باد به‌صورت آرایش مشبک[1] و فاصله بین توربین‌ها، حداقل ۵ برابر قطر روتور در امتداد باد و ۳ برابر قطر روتور در راستای عمود در نظر گرفته شده است.

شکل ۱: موقعیت جغرافیایی نیروگاه بیست مگاواتی لوتک



شکل ۲: چیدمان توربین‌های بادی (نرم افزار Wind Pro)

جدول۲: مشخصات فنی توربین بادی ۲/۵ مگاواتی نوع ۲ مپنا [۸]

پارامتر فنی	مقدار
تعداد پره (عدد)	۳
ظرفیت نامی (مگاوات)	۲/۵
قطر روتور (متر)	۱۰۴
ارتفاع هاب (متر)	۸۵
سرعت شروع به کار (متر برثانیه)	۳/۵
سرعت نامی (متر برثانیه)	۱۲
سرعت قطع کار (متر برثانیه)	۲۵
سطح جاروب شده (مترمربع)	۸۴۹۵

۴- امکان سنجی و تحلیل اقتصادی نیروگاه بادی ۲۰ مگاواتی

یکی از مهم‌ترین مباحث در تحلیل و امکان سنجی اقتصادی نیروگاه بادی، محاسبه هزینه‌های اولیه (ثابت)، هزینه‌های جاری سالیانه نیروگاه و بهای تمام شده تولید هر کیلووات ساعت برق می‌باشد که برای نیروگاه بادی مورد مطالعه این موارد و براساس اطلاعات مربوط به سال ۱۴۰۵ به شرح ذیل می‌باشد: [۸ و ۱۰ و ۱۱ و ۱۲ و ۱۳ و ۱۴]

- هزینه سرمایه‌گذاری :(I) شامل قیمت خرید توربین به علاوه ٪۲۰ بابت هزینه‌های عملیات ساختمانی، کابل‌های اتصال به شبکه و سایر هزینه‌های راه‌اندازی و نصب است که با توجه به قیمت توربین بادی مدل ۲ شرکت مپنا که رقمی در حدود ۲ میلیون و ۱۰۰ هزار دلار می‌باشد، هزینه سرمایه گذاری اولیه برابر ۲۰ میلیون دلار می‌باشد.

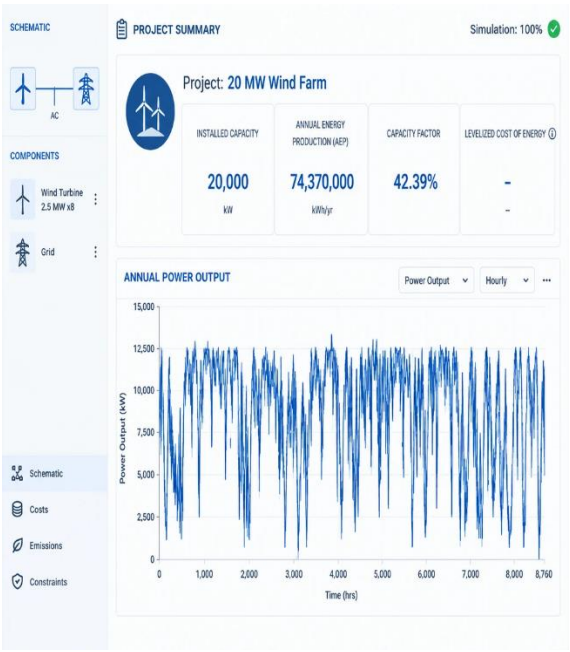
1. Staggered Layout

[Downloaded from jeed.dezful.iau.ir on 2026-10-21]

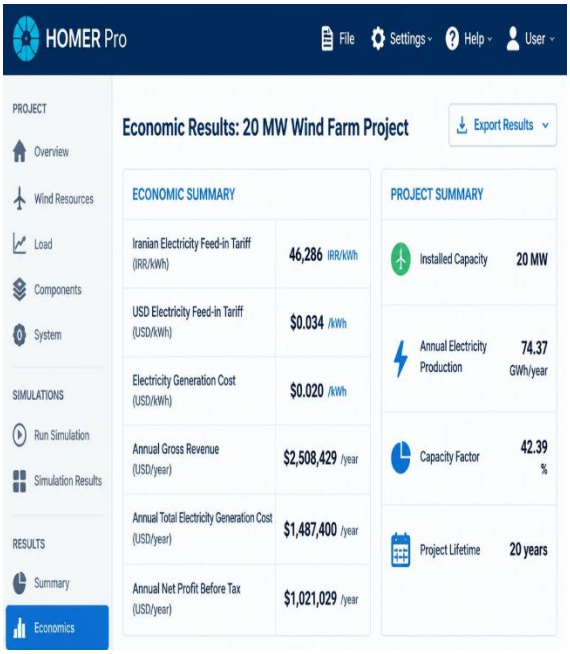
- هزینه‌های بهره‌برداری، نگه‌داری و تعمیرات :(C_{omr}) با توجه به مبلغ ۴۳ دلار برای هر کیلووات ساعت در سال رقمی برابر ۸۶۰،۰۰۰ دلار می‌باشد.
- طول عمر پروژه: ۲۰ سال
- ضریب ظرفیت تولید: ۴۲/۳۹ درصد
- عمر مفید توربین :(t) برابر با ۲۰ سال.
- نرخ بهره (r) و نرخ تورم :(i) به ترتیب ۱۶٪ و ۱۸/۴٪.
- ارزش اسقاط :(S) برابر با ۱۰٪ از مجموع هزینه سرمایه گذاری و معادل ۲ میلیون دلار.
- نرخ تسعیر دلار به ریال: ۱،۳۷۵،۲۵۴ ریال.
- تامین سرمایه اولیه: ۱۰۰٪ آورده نقدی سهامداران

برای محا سبه میزان تولید انرژی سالیانه نیروگاه، بهای تمام شده تولید هر کیلووات ساعت برق و نیز تحلیل و امکان سنجی اقتصادی مورد نظر از نرم افزار HOMER Pro استفاده گردیده است.

خروجی نرم افزار HOMER Pro درخصوص میزان تولید برق سالیانه نیروگاه و نیز تولید در ساعت‌های مختلف طول سال به شرح شکل (۳) می‌با شد که براین ا ساس، میزان تولید سالیانه برق نیروگاه بادی مورد نظر برابر ۷۴/۳۷گیگاوات ساعت خواهد بود. هم‌چنین برا ساس تحلیل نرم افزاری انجام شده، بهای تمام شده تولید هر کیلووات ساعت برق در نیروگاه مورد نظر برابر ۰/۰۲ دلار می‌باشد.



شکل ۳: تولید برق ساعتی و سالیانه نیروگاه



شکل۴: بهای تمام شده تولید هر کیلووات ساعت برق

با توجه به نرخ مصوب ساتبا در سال ۱۴۰۵ درخصوص تعرفه خرید برق نیروگاههای بادی که برابر ۴۶،۳۸۶ ریال برای هر کیلووات ساعت [۱۵]، جدول تحلیل مالی و برآورد درآمد نیروگاه بادی ۲۰ مگاواتی با تولید سالانه ۷۴/۳۷ گیگاوات‌ساعت کیلووات‌ساعت به شرح جدول (۲) خواهد بود.

برا ساس نتایج جدول مالی زیر، نسبت هزینه تمام شده سالیانه تولید برق به درآمد ناخالص نیروگاه حدود ۵۹،۳ در صد برآورد می‌شود؛ بنابراین، تقریباً ۴۰،۷ درصد از درآمد ناخالص، معادل سود عملیاتی پیش از مالیات، برای پوشش بازده سرمایه‌گذاری و سایر تعهدات مالی باقی می‌ماند. با توجه به تعرفه فروش برق معادل ۰،۰۳۴ دلار به‌ازای هر کیلووات‌ساعت و هزینه تولید ۰،۰۲۰ دلار به‌ازای هر کیلووات‌ساعت، حاشیه عملیاتی اسمی پروژه حدود ۰،۰۱۴ دلار به‌ازای هر کیلووات‌ساعت است.

[Downloaded from jeed.dezful.iau.ir on 2026-10-21]

جدول ۲: تحلیل مالی و اقتصادی درآمد نیروگاه بادی ۲۰ مگاواتی

ردیف	شاخص مالی / عملیاتی	نرخ مصوب ساتبا (۱۴۰۵)
۱	تولید سالیانه برق	۷۴/۳۷ گیگاوات ساعت
۲	تعرفه خرید ریالی برق (*Kwh*)	۴۶،۳۸۶ ریال
۳	تعرفه خرید دلاری برق (*Kwh*)	۰/۰۳۴ دلار
۴	هزینه تولید برق (*Kwh*)	۰/۰۲ دلار
۵	درآمد ناخالص سالانه (دلار آمریکا)	۲،۵۰۸،۴۲۹ دلار
۶	هزینه تمام شده سالیانه تولید برق (دلار)	۱،۴۸۷،۴۰۰ دلار
۷	سود خالص سالانه قبل از مالیات (دلار)	۱،۰۲۱،۰۲۹ دلار

بااین‌حال، این حاشیه سود در صورت افزایش هزینه‌های بهره‌برداری و نگه‌داری، هزینه تأمین قطعات یدکی و نوسانات نرخ ارز می‌تواند کاهش یابد و در نتیجه، نرخ بازده داخلی پروژه را تحت تأثیر قرار داده و دوره بازگشت سرمایه را طولانی‌تر کند. از سوی دیگر، با توجه به آن‌که بخش قابل‌توجهی از هزینه‌های تعمیرات، نگهداری و تأمین تجهیزات ماهیت ارزی دارد، درحالی‌که درآمد پروژه ممکن است بر مبنای تعرفه ریالی ثابت یا سازوکار تعدیل‌نشده دریافت شود، عدم تقارن ارزی موجب افزایش ریسک پیش‌بینی جریان‌های نقدینگی آتی می‌شود .

تحلیل جامع مالی و جریان‌های نقدینگی طرح احداث نیروگاه بادی ۲۰ مگاواتی لوتک با استفاده از روش جریان نقدینگی تنزیل‌شده[2] برای یک دوره بهره‌برداری ۲۰ ساله و با در نظر گرفتن نرخ تنزیل ۱۷ درصدبه شرح جدول شماره (۳) انجام گرفت. محاسبات بر اساس سناریوی پایه، شامل لحاظ‌کردن تورم سالانه ۳/۴۸ درصدی در درآمدها و هزینه‌های عملیاتی، هزینه سرمایه‌گذاری اولیه ۲۰ میلیون دلار و ارزش اسقاط پایان دوره صورت پذیرفت. نتایج به‌دست‌آمده حاکی از آن است که خالص ارزش فعلی[3] پروژه برابر با ۱۲،۸- میلیون دلار بوده و جریان نقدینگی تنزیل‌شده تجمعی در هیچ‌یک از سال‌های دوره بهره‌برداری به نقطه سربه‌سر[4] نمی‌رسد.

این یافته‌ها بیانگر عدم توجیه‌پذیری اقتصادی پروژه با پارامترهای مالی فعلی است. از این‌رو، به نظر می‌رسد بهبود شاخص‌های سودآوری طرح، مستلزم مداخلات سیاستی نظیر بازنگری در نرخ تعرفه خرید تضمینی برق، کاهش هزینه‌های سرمایه‌ای از طریق استفاده از مشوق‌های دولتی یا مشارکت‌های مالی با نرخ بهره پایین‌تر است. انجام تحلیل‌های حساسیت بر روی متغیرهای کلیدی ذکر شده، می‌تواند مسیرهای آتی جهت دستیابی به تراز مالی مثبت را برای این طرح انرژی‌های تجدیدپذیر شفاف‌سازی نماید.

بررسی روند جریان نقدینگی تجمعی تنزیل شده[5] در طول افق بیست ساله طرح، نشان‌دهنده تداوم وضعیت منفی در تمامی سنوات بهره‌برداری است. عدم مثبت بودن جریان نقدینگی تجمیعی تنزیل شده در طول چرخه حیات اقتصادی پروژه (بیست سال)، مؤید آن است که درآمدهای حاصله -حتی با لحاظ ارزش اسقاط در پایان دوره- قادر به پوشش هزینه‌های سرمایه‌ای اولیه و هزینه‌های فرصت سرمایه نمی‌باشند. این انحراف مستمر نمودار به سمت مقادیر منفی، حاکی از آن است که اجرای پروژه در شرایط اقتصادی مفروض، نه تنها منجر به بازگشت سرمایه نمی‌گردد، بلکه ارزش اقتصادی سرمایه‌گذاری را مستهلک می‌نماید.

[2] - Discounted Cash Flow (DCF)
[3] - Net Present Value (NPV)
[4] - Break-even Point
5 - Cumulative Discounted Cash Flow (CDCF)

[Downloaded from jeed.dezful.iau.ir on 2026-10-21]

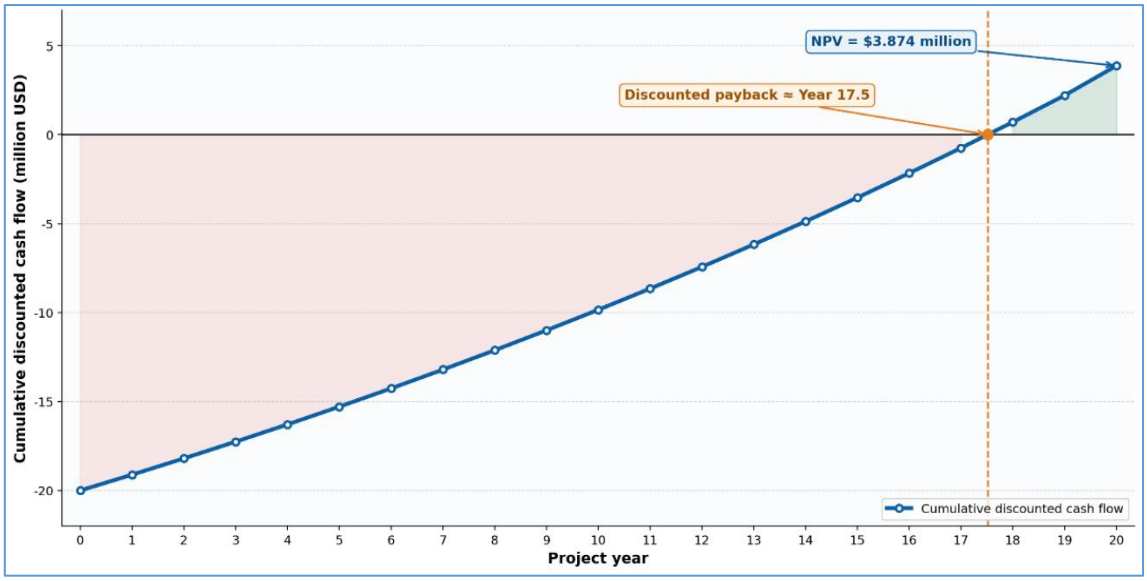
جدول ۳: تحلیل جامع مالی و جریان‌های نقدینگی طرح احداث نیروگاه بادی ۲۰ مگاواتی

سال	درآمد ناخالص (دلار)	هزینه عملیاتی تورمی (دلار)	جریان نقدینگی آزاد (دلار)	ضریب تنزیل ۱۵٪	جریان نقدینگی تنزیل‌شده (دلار)	جریان نقدینگی تنزیل‌شده تجمعی (دلار)
۰	۰	۰	-۲۰،۰۰۰،۰۰۰	۱،۰۰۰۰	-۲۰،۰۰۰،۰۰۰	-۲۰،۰۰۰،۰۰۰
۱	۲،۵۰۸،۴۲۹	۱،۴۸۷،۴۰۰	۱،۰۲۱،۰۲۹	۰،۸۶۹۶	۸۸۷،۸۵۱	-۱۹،۱۱۲،۱۴۹
۲	۲،۹۶۹،۹۸۰	۱،۷۶۱،۰۸۲	۱،۲۰۸،۸۹۸	۰،۷۵۶۱	۹۱۴،۱۰۱	-۱۸،۱۹۸،۰۴۸
۳	۳،۵۱۶،۴۵۶	۲،۰۸۵،۱۲۱	۱،۴۳۱،۳۳۶	۰،۶۵۷۵	۹۴۱،۱۲۶	-۱۷،۲۵۶،۹۲۱
۴	۴،۱۶۳،۴۸۴	۲،۴۶۸،۷۸۳	۱،۶۹۴،۷۰۱	۰،۵۷۱۸	۹۶۸،۹۵۱	-۱۶،۲۸۷،۹۷۰
۵	۴،۹۲۹،۵۶۵	۲،۹۲۳،۰۳۹	۲،۰۰۶،۵۲۶	۰،۴۹۷۲	۹۹۷،۵۹۸	-۱۵،۲۹۰،۳۷۲
۶	۵،۸۳۶،۶۰۵	۳،۴۶۰،۸۷۸	۲،۳۷۵،۷۲۷	۰،۴۳۲۳	۱،۰۲۷،۰۹۲	-۱۴،۲۶۳،۲۸۰
۷	۶،۹۱۰،۵۴۱	۴،۰۹۷،۶۸۰	۲،۸۱۲،۸۶۱	۰،۳۷۵۹	۱،۰۵۷،۴۵۹	-۱۳،۲۰۵،۸۲۱
۸	۸،۱۸۲،۰۸۰	۴،۸۵۱،۶۵۳	۳،۳۳۰،۴۲۸	۰،۳۲۶۹	۱،۰۸۸،۷۲۳	-۱۲،۱۱۷،۰۹۸
۹	۹،۶۸۷،۵۸۳	۵،۷۴۴،۳۵۷	۳،۹۴۳،۲۲۶	۰،۲۸۴۳	۱،۱۲۰،۹۱۱	-۱۰،۹۹۶،۱۸۷
۱۰	۱۱،۴۷۰،۰۹۸	۶،۸۰۱،۳۱۸	۴،۶۶۸،۷۸۰	۰،۲۴۷۲	۱،۱۵۴،۰۵۱	-۹،۸۴۲،۱۳۶
۱۱	۱۳،۵۸۰،۵۹۶	۸،۰۵۲،۷۶۱	۵،۵۲۷،۸۳۵	۰،۲۱۴۹	۱،۱۸۸،۱۷۱	-۸،۶۵۳،۹۶۶
۱۲	۱۶،۰۷۹،۴۲۶	۹،۵۳۴،۴۶۹	۶،۵۴۴،۹۵۷	۰،۱۸۶۹	۱،۲۲۳،۲۹۹	-۷،۴۳۰،۶۶۶
۱۳	۱۹،۰۳۸،۰۴۰	۱۱،۲۸۸،۸۱۱	۷،۷۴۹،۲۲۹	۰،۱۶۲۵	۱،۲۵۹،۴۶۶	-۶،۱۷۱،۲۰۰
۱۴	۲۲،۵۴۱،۰۴۰	۱۳،۳۶۵،۹۵۲	۹،۱۷۵،۰۸۷	۰،۱۴۱۳	۱،۲۹۶،۷۰۳	-۴،۸۷۴،۴۹۷
۱۵	۲۶،۶۸۸،۵۹۱	۱۵،۸۲۵،۲۸۸	۱۰،۸۶۳،۳۰۳	۰،۱۲۲۹	۱،۳۳۵،۰۴۰	-۳،۵۳۹،۴۵۷
۱۶	۳۱،۵۹۹،۲۹۲	۱۸،۷۳۷،۱۴۰	۱۲،۸۶۲،۱۵۱	۰،۱۰۶۹	۱،۳۷۴،۵۱۱	-۲،۱۶۴،۹۴۶
۱۷	۳۷،۴۱۳،۵۶۱	۲۲،۱۸۴،۷۷۴	۱۵،۲۲۸،۷۸۷	۰،۰۹۲۹	۱،۴۱۵،۱۴۹	-۷۴۹،۷۹۸
۱۸	۴۴،۲۹۷،۶۵۷	۲۶،۲۶۶،۷۷۳	۱۸،۰۳۰،۸۸۴	۰،۰۸۰۸	۱،۴۵۶،۹۸۸	۷۰۷،۱۹۰
۱۹	۵۲،۴۴۸،۴۲۶	۳۱،۰۹۹،۸۵۹	۲۱،۳۴۸،۵۶۷	۰،۰۷۰۳	۱،۵۰۰،۰۶۴	۲،۲۰۷،۲۵۴
۲۰	۶۲،۰۹۸،۹۳۶	۳۶،۸۲۲،۲۳۳	۲۷،۲۷۶،۷۰۳	۰،۰۶۱۱	۱،۶۶۶،۶۱۴	۳،۸۷۳،۸۶۸

در شکل (۵)، جریان نقدینگی تنزیل شده تجمیعی نیروگاه در ۲۰ سال نشان داده شده که نشان می دهد با وجود سرمایه‌گذاری اولیه قابل‌توجه و منفی بودن جریان نقدی تجمعی در سال‌های ابتدایی بهره‌برداری، پروژه در نرخ تنزیل ۱۵٪ به‌تدریج به سمت تعادل مالی حرکت کرده و در حدود سال هجدهم به نقطه بازگشت سرمایه تنزیل‌شده می‌رسد. عبور منحنی از محور صفر بیانگر آن است که منافع اقتصادی آتی پروژه، پس از لحاظ اثر زمان و نرخ تنزیل، قادر به جبران هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه هستند و در پایان دوره ارزیابی، ارزش خالص فعلی پروژه به حدود ۳،۸۷۴ میلیون دلار می‌رسد.

از منظر اقتصادی، این نتیجه حاکی از آن است که طرح در سناریوی پایه از توجیه‌پذیری مالی برخوردار است، اما حاشیه سودآوری آن نسبت به نرخ تنزیل و ساختار هزینه‌ها حساس بوده و هرگونه افزایش درهزینه‌های سالیانه و یا نرخ تنزیل می‌تواند زمان بازگشت سرمایه را به‌طور معناداری به تأخیر انداخته و خالص ارزش فعلی را کاهش دهد. بنابراین، پایداری اقتصادی پروژه مستلزم طراحی سازوکارهای حمایتی مؤثر، به‌ویژه در حوزه تعرفه خرید برق، مدیریت هزینه‌های بهره‌برداری و کاهش ریسک مالی است.

[Downloaded from jeed.dezful.iau.ir on 2026-10-21]



شکل ۵: جریان نقدینگی تنزیل شده تجمیعی نیروگاه ۲۰ مگاواتی

جریان نقدینگی آزاد (FCF) شاخصی از وجوه نقد خالص قابل‌دسترسی پروژه پس از کسر هزینه‌های بهره‌برداری و نگه‌داری از درآمد حاصل از فروش برق است و در این مطالعه، مبنای اصلی ارزیابی توان پروژه برای جبران سرمایه‌گذاری اولیه و ایجاد بازده برای سرمایه‌گذار به شمار می‌رود. نتایج جدول نشان می‌دهد که در سناریوی تورم صفر در صد، جریان نقدینگی آزاد سالانه (به‌جز سال پایانی به‌دلیل لحاظ ارزش اسقاط) در سطح ثابت حدود ۱،۰۰۲ میلیون دلار باقی می‌ماند؛

در نتیجه، رشد اسمی درآمدی برای جبران کاهش ارزش زمانی پول وجود نخواهد داشت. با افزایش نرخ تورم و فرض تعدیل هم‌زمان تعرفه فروش برق و هزینه‌های بهره‌برداری و نگه‌داری، جریان نقدینگی آزاد روندی افزایشی پیدا می‌کند؛ به‌گونه‌ای که در سناریوهای تورم ۱۰، ۱۸،۴، ۲۵ و ۴۰ در صد، جریان نقدی آزاد سال بیستم، با احتساب ارزش اسقاط ۲ میلیون دلاری، به‌ترتیب به حدود ۸،۲۴، ۲۷،۲۸، ۷۲،۸۵ و ۶۱۲،۲۰ میلیون دلار می‌رسد. این الگو نشان می‌دهد که در صورت وجود سازوکار تعدیل مؤثر تعرفه برق متناسب با تورم، پروژه می‌تواند در دوره‌های بهره‌برداری پایانی جریان‌های نقدینگی اسمی قابل‌توجهی ایجاد کند؛ با این‌حال، نتایج به نرخ تعدیل درآمدها در مقایسه با رشد واقعی هزینه‌ها وابسته است و تحقق آن مستلزم وجود قرارداد خرید برق پایدار، قابل‌اتکا و دارای سازوکار تعدیل تعرفه خواهد بود.

جریان نقدینگی تنزیل‌شده (DCF) ارزش فعلی جریان‌های نقدینگی آتی را با لحاظ ارزش زمانی پول و نرخ بازده مورد انتظار سرمایه‌گذار نشان می‌دهد. مقایسه سناریوها بیانگر آن است که در تورم‌های پایین‌تر از نرخ تنزیل، کاهش ارزش زمانی پول بر رشد اسمی جریان‌های نقدینگی غلبه کرده و پروژه از منظر ارزش فعلی فاقد توجیه اقتصادی می‌شود؛ چنان‌که ارزش فعلی خالص در سناریوهای تورم صفر و ۱۰ درصد به‌ترتیب حدود ۱۳،۴۹ و ۷،۸۵ میلیون دلار منفی است.

در سناریوی تورم ۱۸،۴ در صد، ارزش فعلی خالص به حدود ۳،۸۷ میلیون دلار مثبت می‌رسد و پروژه در حدود سال هجدهم به بازگشت سرمایه تنزیل شده دست می‌یابد. هم‌چنین، افزایش تورم به ۲۵ و ۴۰ در صد، تحت فرض ثابت ماندن نرخ تنزیل و تعدیل کامل درآمد فروش برق، ارزش فعلی خالص را به‌ترتیب به حدود ۲۴،۰۲ و ۱۸۴،۸۲ میلیون دلار افزایش می‌دهد.

با وجود این، باید توجه داشت که مثبت شدن جریان‌های نقدینگی تنزیل شده در سناریوهای تورمی بالا لزوماً به معنای بهبود واقعی اقتصاد پروژه نیست؛ زیرا در شرایط واقعی، افزایش تورم معمولاً با رشد هزینه سرمایه، نرخ تأمین مالی، ریسک‌های ارزی، هزینه‌های جایگزینی قطعات و نرخ تنزیل همراه خواهد بود. بنابراین، این نتایج باید به‌عنوان تحلیل حساسیت نسبت به سازوکار تعدیل تعرفه و مفروضات مالی تفسیر شوند، نه پیش‌بینی قطعی سودآوری طرح.

[Downloaded from jeed.dezful.iau.ir on 2026-10-21]

جدول (۴): جریان نقدینگی آزاد و تنزیل شده تحت پنج سناریوی تورمی

سال	*FCF* تورم ۰٪	*FCF* تورم ۱۰٪	*FCF* تورم ۱۸٫۴٪	*FCF* تورم ۲۵٪	*FCF* تورم ۴۰٪
۰	-۲۰،۰۰۰،۰۰۰	-۲۰،۰۰۰،۰۰۰	-۲۰،۰۰۰،۰۰۰	-۲۰،۰۰۰،۰۰۰	-۲۰،۰۰۰،۰۰۰
۱	۱،۰۲۱،۰۲۹	۱،۰۲۱،۰۲۹	۱،۰۲۱،۰۲۹	۱،۰۲۱،۰۲۹	۱،۰۲۱،۰۲۹
۲	۱،۰۲۱،۰۲۹	۱،۱۲۳،۱۳۲	۱،۲۰۸،۸۹۸	۱،۲۷۶،۲۸۶	۱،۴۲۹،۴۴۱
۳	۱،۰۲۱،۰۲۹	۱،۲۳۵،۴۴۵	۱،۴۳۱،۳۳۶	۱،۵۹۵،۳۵۸	۲،۰۰۱،۲۱۷
۴	۱،۰۲۱،۰۲۹	۱،۳۵۸،۹۹۰	۱،۶۹۴،۷۰۱	۱،۹۹۴،۱۹۷	۲،۸۰۱،۷۰۴
۵	۱،۰۲۱،۰۲۹	۱،۴۹۴،۸۸۹	۲،۰۰۶،۵۲۶	۲،۴۹۲،۷۴۷	۳،۹۲۲،۳۸۵
۶	۱،۰۲۱،۰۲۹	۱،۶۴۴،۳۷۷	۲،۳۷۵،۷۲۷	۳،۱۱۵،۹۳۳	۵،۴۹۱،۳۳۹
۷	۱،۰۲۱،۰۲۹	۱،۸۰۸،۸۱۵	۲،۸۱۲،۸۶۱	۳،۸۹۴،۹۱۷	۷،۶۸۷،۸۷۵
۸	۱،۰۲۱،۰۲۹	۱،۹۸۹،۶۹۷	۳،۳۳۰،۴۲۸	۴،۸۶۸،۶۴۶	۱۰،۷۶۳،۰۲۴
۹	۱،۰۲۱،۰۲۹	۲،۱۸۸،۶۶۶	۳،۹۴۳،۲۲۶	۶،۰۸۵،۸۰۷	۱۵،۰۶۸،۲۳۴
۱۰	۱،۰۲۱،۰۲۹	۲،۴۰۷،۵۳۳	۴،۶۶۸،۷۸۰	۷،۶۰۷،۲۵۹	۲۱،۰۹۵،۵۲۸
۱۱	۱،۰۲۱،۰۲۹	۲،۶۴۸،۲۸۶	۵،۵۲۷،۸۳۵	۹،۵۰۹،۰۷۴	۲۹،۵۳۳،۷۳۹
۱۲	۱،۰۲۱،۰۲۹	۲،۹۱۳،۱۱۵	۶،۵۴۴،۹۵۷	۱۱،۸۸۶،۳۴۲	۴۱،۳۴۷،۲۳۵
۱۳	۱،۰۲۱،۰۲۹	۳،۲۰۴،۴۲۶	۷،۷۴۹،۲۲۹	۱۴،۸۵۷،۹۲۷	۵۷،۸۸۶،۱۲۹
۱۴	۱،۰۲۱،۰۲۹	۳،۵۲۴،۸۶۹	۹،۱۷۵،۰۸۷	۱۸،۵۷۲،۴۰۹	۸۱،۰۴۰،۵۸۰
۱۵	۱،۰۲۱،۰۲۹	۳،۸۷۷،۳۵۶	۱۰،۸۶۳،۳۰۳	۲۳،۲۱۵،۵۱۲	۱۱۳،۴۵۶،۸۱۲
۱۶	۱،۰۲۱،۰۲۹	۴،۲۶۵،۰۹۲	۱۲،۸۶۲،۱۵۱	۲۹،۰۱۹،۳۹۰	۱۵۸،۸۳۹،۵۳۷
۱۷	۱،۰۲۱،۰۲۹	۴،۶۹۱،۶۰۱	۱۵،۲۲۸،۷۸۷	۳۶،۲۷۴،۲۳۷	۲۲۲،۳۷۵،۳۵۲
۱۸	۱،۰۲۱،۰۲۹	۵،۱۶۰،۷۶۱	۱۸،۰۳۰،۸۸۴	۴۵،۳۴۲،۷۹۶	۳۱۱،۳۲۵،۴۹۳
۱۹	۱،۰۲۱،۰۲۹	۵،۶۷۶،۸۳۷	۲۱،۳۴۸،۵۶۷	۵۶،۶۷۸،۴۹۵	۴۳۵،۸۵۵،۶۹۰
۲۰	۳،۰۲۱،۰۲۹	۸،۲۴۴،۵۲۰	۲۷،۲۷۶،۷۰۳	۷۲،۸۴۸،۱۱۹	۶۱۲،۱۹۷،۹۶۵
سال	*DCF* تورم ۰٪	*DCF* تورم ۱۰٪	*DCF* تورم ۱۸٫۴٪	*DCF* تورم ۲۵٪	*DCF* تورم ۴۰٪
۰	-۲۰،۰۰۰،۰۰۰	-۲۰،۰۰۰،۰۰۰	-۲۰،۰۰۰،۰۰۰	-۲۰،۰۰۰،۰۰۰	-۲۰،۰۰۰،۰۰۰
۱	۸۸۷،۸۵۱	۸۸۷،۸۵۱	۸۸۷،۸۵۱	۸۸۷،۸۵۱	۸۸۷،۸۵۱
۲	۷۷۲،۰۴۵	۸۴۹،۲۴۹	۹۱۴،۱۰۱	۹۶۵،۰۵۶	۱،۰۸۰،۸۶۲

[Downloaded from jeed.dezful.iau.ir on 2026-10-21]

سال	FCF تورم ۰٪	FCF تورم ۱۰٪	FCF تورم ۱۸،۴٪	FCF تورم ۲۵٪	FCF تورم ۴۰٪
۳	۶۷۱،۳۴۳	۸۱۲،۳۲۵	۹۴۱،۱۲۶	۱،۰۴۸،۹۷۴	۱،۳۱۵،۸۳۳
۴	۵۸۳،۷۷۷	۷۷۷،۰۰۷	۹۶۸،۹۵۱	۱،۱۴۰،۱۸۹	۱،۶۰۱،۸۸۳
۵	۵۰۷،۶۳۲	۷۴۳،۲۲۴	۹۹۷،۵۹۸	۱،۲۳۹،۳۳۶	۱،۹۵۰،۱۱۹
۶	۴۴۱،۴۱۹	۷۱۰،۹۱۰	۱،۰۲۷،۰۹۲	۱،۳۴۷،۱۰۴	۲،۳۷۴،۰۵۷
۷	۳۸۳،۸۴۳	۶۸۰،۰۰۱	۱،۰۵۷،۴۵۹	۱،۴۶۴،۲۴۳	۲،۸۹۰،۱۵۷
۸	۳۳۳،۷۷۶	۶۵۰،۴۳۵	۱،۰۸۸،۷۲۳	۱،۵۹۱،۵۶۹	۳،۵۱۸،۴۵۲
۹	۲۹۰،۲۴۰	۶۲۲،۱۵۶	۱،۱۲۰،۹۱۱	۱،۷۲۹،۹۶۶	۴،۲۸۳،۳۳۳
۱۰	۲۵۲،۳۸۳	۵۹۵،۱۰۵	۱،۱۵۴،۰۵۱	۱،۸۸۰،۳۹۸	۵،۲۱۴،۴۹۲
۱۱	۲۱۹،۴۶۳	۵۶۹،۲۳۱	۱،۱۸۸،۱۷۱	۲،۰۴۳،۹۱۱	۶،۳۴۸،۰۷۷
۱۲	۱۹۰،۸۳۸	۵۴۴،۴۸۲	۱،۲۲۳،۲۹۹	۲،۲۲۱،۶۴۲	۷،۷۲۸،۰۹۴
۱۳	۱۶۵،۹۴۶	۵۲۰،۸۰۹	۱،۲۵۹،۴۶۶	۲،۴۱۴،۸۲۹	۹،۴۰۸،۱۱۴
۱۴	۱۴۴،۳۰۱	۴۹۸،۱۶۵	۱،۲۹۶،۷۰۳	۲،۶۲۴،۸۱۴	۱۱،۴۵۳،۳۵۶
۱۵	۱۲۵،۴۷۹	۴۷۶،۵۰۶	۱،۳۳۵،۰۴۰	۲،۸۵۳،۰۵۸	۱۳،۹۴۳،۲۱۷
۱۶	۱۰۹،۱۱۲	۴۵۵،۷۸۸	۱،۳۷۴،۵۱۱	۳،۱۰۱،۱۵۰	۱۶،۹۷۴،۳۵۱
۱۷	۹۴،۸۸۰	۴۳۵،۹۷۱	۱،۴۱۵،۱۴۹	۳،۳۷۷،۰۸۱	۲۰،۶۶۴،۴۲۷
۱۸	۸۲،۵۰۴	۴۱۷،۰۱۶	۱،۴۵۶،۹۸۸	۳،۶۶۳،۹۳۰	۲۵،۱۵۶،۶۹۳
۱۹	۷۱،۷۴۳	۳۹۸،۸۸۵	۱،۵۰۰،۰۶۴	۳،۹۸۲،۵۳۳	۳۰،۶۲۵،۵۴۰
۲۰	۱۸۴،۵۸۶	۵۰۳،۷۴۳	۱،۶۶۶،۶۱۴	۴،۴۵۱،۰۴۰	۳۷،۴۰۵،۴۶۶

۵- نتیجه‌گیری

این پژوهش با هدف امکان‌سنجی اقتصادی احداث نیروگاه بادی ۲۰ مگاواتی در منطقه لوتک (شهرستان هامون، استان سیستان و بلوچستان)، از ترکیب مدلسازی جریان باد با نرم‌افزار Wind Pro و تحلیل اقتصادی مبتنی بر روش جریان نقدینگی تنزیل‌یافته در نرم‌افزار HOMER Pro بهره می‌برد. نتایج حاکی از آن است که تولید سالانه برق نیروگاه پیشنهادی با هشت توربین، حدود ۷۴/۳۷ گیگاوات‌ساعت و بهای تمام‌شده تولید هر کیلووات‌ساعت برق (LCOE) حدود ۰/۰۲ دلار محاسبه گردید. از منظر اقتصادی، با فرض سناریوی پایه شامل هزینه سرمایه‌گذاری اولیه معادل ۲۰ میلیون دلار (۱۰۰ در صد آورده نقدی سهامداران)، هزینه بهره‌برداری، نگه‌داری و تعمیرات سالانه ۸۶۰ هزار دلار و لحاظ ارزش اسقاط ۲ میلیون دلاری در پایان عمر اقتصادی ۲۰ ساله، نتایج نشان داد که ارزش فعلی خالص (NPV) پروژه به حدود ۳/۸۷ میلیون دلار مثبت می‌رسد. هم‌چنین، جریان نقدینگی تنزیل‌یافته تجمعی در سال هجدهم بهره‌برداری از نقطه صفر عبور کرده و دوره بازگشت سرمایه تنزیل‌یافته محقق می‌شود. این یافته‌ها مؤید آن است که طرح در چارچوب مفروضات مذکور از توجیه پذیری مالی برخوردار بوده و نرخ بازده داخلی پروژه (IRR) از حداقل نرخ بازده مورد انتظار سرمایه‌گذار (۱۵ درصد) فراتر می‌رود.

[Downloaded from jeed.dezful.iau.ir on 2026-10-21]

تحلیل حساسیت نسبت به نرخ تورم، آسیب‌پذیری شدید نتایج اقتصادی را در برابر سازوکار تعدیل تعرفه آشکار ساخت؛ به‌گونه‌ای که در سناریوهای تورم صفر و ۱۰ درصد، ارزش فعلی خالص به ترتیب حدود ۱۳/۴۹ و ۷/۸۵ میلیون دلار منفی شد و پروژه در هیچ‌یک از سال‌های دوره بهره‌برداری به نقطه سربه‌سر اقتصادی نمی‌رسد. این امر بیان‌گر آن است که در غیاب تعدیل تعرفه متناسب با تورم، کاهش ارزش زمانی پول بر رشد اسمی درآمدها غلبه کرده و طرح از منظر اقتصادی فاقد توجیه خواهد بود. در مقابل، در سناریوهای تورم ۲۵ و ۴۰ درصد (با فرض تعدیل کامل تعرفه و ثابت ماندن نرخ تنزیل)، ارزش فعلی خالص به ترتیب به حدود ۲۴/۰۲و ۱۸۴/۸۲میلیون دلار افزایش یافت. با این‌حال، باید تأکید کرد که نتایج سناریوهای تورمی بالا، صرفاً منعکس‌کننده حساسیت طرح به فرضیات مالی و سازوکار تعدیل است؛ چرا که در شرایط واقعی، افزایش تورم معمولاً با رشد هزینه سرمایه، نرخ تأمین مالی، ریسک ارزی و هزینه‌های جایگزینی تجهیزات همراه خواهد بود. بر پایه یافته‌های این پژوهش، پایداری اقتصادی پروژه به‌شدت به چهار عامل کلیدی وابسته است:

۱. تضمین و پایداری تعرفه خرید تضمینی برق با سازوکار تعدیل متناسب با نرخ تورم؛

۲. کنترل و بهینه‌سازی هزینه‌های سرمایه‌ای اولیه از طریق بهره‌مندی از مشوق‌های دولتی و تسهیلات مالی کم‌بهره؛

۳. مدیریت مؤثر هزینه‌های بهره‌برداری، نگهداری و تعمیرات با توجه به شرایط سخت اقلیمی منطقه (دمای بالا، گردوغبار و طوفان‌های شن) که می‌تواند نرخ فرسایش تجهیزات و نیاز به قطعات یدکی ارزی را افزایش دهد؛

۴. مدیریت ریسک ناشی از عدم تقارن ارزی میان درآمد ریالی و هزینه‌های ارزی تأمین و نگهداری تجهیزات.

در مجموع، می‌توان نتیجه گرفت که منطقه لوتک با برخورداری از پتانسیل باد قابل‌توجه، ضریب ظرفیت بالا و بهای تمام شده تولید رقابتی، از قابلیت اقتصادی مناسبی برای توسعه نیروگاه‌های بادی برخوردار است و احداث نیروگاه ۲۰ مگاواتی مورد مطالعه، در صورت تحقق فرضیات سناریوی پایه و با اتکا به سازوکارهای حمایتی تعرفه‌ای و مالی، کاملاً توجیه‌پذیر است.

مراجع

[1] A. Aghahosseini, D. Bogdanov, N. Ghorbani, and C. Breyer, “Analysis of 100% renewable energy for Iran in 2030: integrating solar PV, wind energy and storage,” Int. J. Environ. Sci. Technol., vol. 15, pp. 17–36, 2018.

[۲] علی اعراب شیبانی و ابوالفضل اسدی زارج، " امکان سنجی توسعه نیروگاه بادی درکشور ایران از دیدگاه اقتصادی"، ۱۳۹۴، هشتمین کنفرانس بین المللی مهندسی برق با محوریت انرژی های نو، دانشگاه آزاد اسلامی.

[۳] سروش ملازاده، "تحلیل پتانسیل انرژی بادی در ایران و ارائه راهکارهای توسعه نیروگاه های بادی کوچک مقیاس، ۱۴۰۳، بیست و چهارمین کنفرانس ملی مهندسی برق، کامپیوتر و مکانیک.

[۴] گوهرنیا, عزیزالله, خسروی, محمود, حمیدیان پور, محسن. (۱۳۹۷). 'امکان‌سنجی احداث نیروگاه‌های بادی در شمال استان سیستان و بلوچستان از دیدگاه شرایط اقلیمی و محیطی ,'کاوش های جغرافیایی مناطق بیابانی، دوره ۶، شماره ۲، ۲۰-۱.

[۵] عابدی، سپیده و ابراهیمی نیا، دانیال) ۱۴۰۲ (. ارزیابی پتانسیل انرژی های تجدید پذیر در استان سیستان و بلوچستان: منابع انرژی خورشیدی، بادی، زمین گرمایی و زیستی. فصلنامهٔ سیستم های انرژی پایدار، ۲ (۴)، ۳۶۷-۳۵۳.

[۶] محمد برهانی، افشین دانه کار، مظاهر معین الدینی، ۱۴۰۱، ظرفیت سنجی اقلیمی ناحیهٔ ساحلی استان سیستان و بلوچستان برای توسعهٔ مزارع بادی، نشریه محیط زیست طبیعی » دوره ۷۵، شماره ۴ (زمستان ۱۴۰۱)، ۱۶۶-۱۴۹.

[۷] پتانسیل سنجی ، تحلیل رژیم باد و تعیین چگالی توان بادی استان سیستان و بلوچستان مطالعه موردی: ایستگاه چابهار ، نویسندگان :سعید معیری، راحله پودینه یی،اولین کنفرانس ملی انرژی های تجدید پذیر و توسعه پایدار – ۱۳۹۴، دانشگاه زابل.

[8] H. Mohamadi, A. Saeedi, Z. Firoozi, S. Sepasi Zangabadi, and Sh. Veisi, “Assessment of wind energy potential and economic evaluation of four wind turbine models for the east of Iran,” Heliyon, vol. 7, e07394, 2021.

[9] A. Hosseini, F. Ramezani, and M. Mirhosseini, “Solar and wind energy potential assessment for Razavi Khorasan Province in Iran,” J. Cent. South Univ., vol. 31, no. 6, pp. 2027–2038, 2024.

[Downloaded from jeed.dezful.iau.ir on 2026-10-21]

[10] T. Stehly, P. Duffy, and D. Mulas Hernando, “Cost of Wind Energy Review,” National Renewable Energy Laboratory (NREL), Tech. Rep., 2024. [Online]. Available: https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/89409.pdf
[11] A. A. Shata and R. Hanitsch, “Evaluation of wind energy potential and electricity generation on the coast of Mediterranean Sea in Egypt,” Renew. Energy, vol. 31, no. 8, pp. 1183–1202, 2006.
[12] https://www.cbi.ir/PolicyRates/policyrates_fa.aspx
[13] https://www.cbi.ir/Inflation/Inflation_FA.aspx
[14] https://fxmarketrate.cbi.ir/?csrt=13938566197557665809
[15] https://qavanin.ir/Law/TreeText/?IDS=17253736147506142648

[Downloaded from jeed.dezful.iau.ir on 2026-10-21]

Economic Feasibility Study of Establishing a 20 MW Wind Power Plant in the Lutak Region (Hamoun County), Sistan and Baluchestan Province

Peyman Lashgari[1,*]

[1] Ph.D. Candidate in Energy Systems Engineering, Department of Energy Engineering, North Tehran Branch, Islamic Azad University, Tehran, Iran

Received: Summer 2026 Accepted: Summer 2026

Abstract

Wind energy, as a clean and renewable resource, plays a pivotal role in diversifying the electricity generation portfolio and mitigating dependency on fossil fuels. This study aims to evaluate the techno-economic feasibility of establishing a 20 MW wind power plant in the Lutak region, Hamoun County, Sistan and Baluchestan Province, Iran. The regional wind resource potential was evaluated using anemometric ground-station data, and the micro-siting layout of eight 2.5 MW MAPNA Type-2 wind turbines—optimized with appropriate inter-turbine spacing to minimize wake losses—was designed using Wind PRO software. Energy yield and financial viability metrics were subsequently analyzed using HOMER Pro alongside the Discounted Cash Flow (DCF) methodology. The micro-siting and simulation results indicate a wind power density of 619 W/m^2 at a hub height of 85m, yielding a capacity factor of 42.39%, an Annual Energy Production (AEP) of 74.37 GWh, and a Levelized Cost of Energy (LCOE) of 0.020 $/kWh. Under baseline assumptions—comprising a Capital Expenditure (CAPEX) of 20$ Million, a 20-year project lifetime, a 15% discount rate, an annual escalation rate of 18.4% for revenues and Operational Expenditures (OPEX), and a salvage value of 2$ Million —the project yields a positive Net Present Value (NPV) of 3.87$ Million and a Discounted Payback Period (DPBP) of approximately 18 years. Consequently, the proposed project is economically viable under baseline conditions; however, long-term economic sustainability remains highly contingent upon index-linked power purchase agreements (PPAs), rigorous operational cost containment, foreign exchange risk hedging, and proactive preventive maintenance strategies.

Key words: Wind Power Plant; Techno-Economic Feasibility; Lutak Region; Discounted Cash Flow (DCF); Net Present Value (NPV); Discounted Payback Period (DPBP).

*corresponding author: peyman.lashgari@iau.ac.ir

Cite this article as: Peyman Lashgari, Economic Feasibility Study of Establishing a 20 MW Wind Power Plant in the Lutak Region (Hamoun County), Sistan and Baluchestan Province. **Journal of Energy Conversion, 2026, 13(2), 69-81**

[Downloaded from jeed.dezful.iau.ir on 2026-10-21]