فصلنامه علمی – ترویجی انرژی ایران

دوره ۲۳، شماره ۳، پاییز ۱۳۹۹، صفحه ۳۳ – ۷

ارزیابی اقتصادی، اجتماعی و زیست‌محیطی تولید برق از تکنولوژی‌های تجدیدپذیر و گازی

[۱] حامد شکوری گنجوی، [۲] عالیه کاظمی*، [۳] سپهر عبداله‌پور، [۴] سیدمحمدرضا گلدانساز

تاریخ دریافت:
۱۳۹۹ /۴ / ۲۷

تاریخ پذیرش:
۱۳۹۹ /۷ /۶

کلمات کلیدی:
ارزیابی،
منابع تجدیدپذیر،
انرژی خورشیدی و بادی،
هزینه انرژی،
تحلیل پوششی داده‌ها.

چکیده

رشد روزافزون تقاضای انرژی الکتریکی و کاهش منابع فسیلی، توجه به انرژی‌های جایگزین و تجدیدشونده همچون انرژی خورشیدی و بادی برای تولید برق را ضروری ساخته است. در این مقاله با محاسبه هزینه انرژی خروجی و هزینه واحد انرژی تولیدی، به مقایسه قیمت‌های تمام–شده برق تولیدی توسط نیروگاه‌های مختلف سیکل ترکیبی، بادی و فتوولتاییک پرداخته شده است. همچنین از روش تحلیل پوششی داده‌ها برای ارزیابی و مقایسه فناوری‌های تولید برق استفاده شده است. نتایج نشان داد هزینه تمام شده تولید برق از سوخت‌های فسیلی، از هزینه تمام شده تولید برق از نیروگاه‌های تجدیدپذیر بیشتر است و تکنولوژی‌های تجدیدپذیر بیشترین انطباق را با معیارهای پایداری دارند.

۱. دانشیار گروه مهندسی صنایع، دانشکده مهندسی صنایع، دانشگاه تهران hshakouri@ut.ac.ir
۲. دانشیار گروه مدیریت صنعتی، دانشکده مدیریت، دانشگاه تهران (نویسنده مسئول) aliyehkazemi@ut.ac.ir
۳. کارشناس مهندسی صنایع، دانشکده مهندسی صنایع، دانشگاه تهران s_abdolahpoor@ut.ac.ir
۴. دانشجوی کارشناسی ارشد مدیریت بازرگانی، دانشکده مدیریت و اقتصاد، دانشگاه تربیت مدرس rezagoldansaz_7@ut.ac.ir

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-07-31]

۱. مقدمه

بحران انرژی از دغدغه‌های بشر امروزی است. کشورهای صنعتی و پیشرفته این حقیقت را دریافته‌اند و نه تنها برای اجتناب از گرم شدن بیش از پیش و درجه به درجه جوّ زمین که حیات را تا چند ده سال آینده به خطر خواهد انداخت، بلکه برای تأمین اقتصاد و منافع پایدار ملی خود و نسل‌های آینده، برای تأمین امنیت انرژی و به ویژه کاهش وابستگی به انرژی‌های فسیلی، به انرژی‌های تجدیدپذیر روی آورده‌اند؛ چرا که می‌دانند دیر یا زود منابع زیرزمینی انرژی پایان خواهند یافت.

انرژی خورشید، که سرمنشأ تمام انرژی‌های روی کره زمین است؛ بیش از دیگر منابع مورد توجه قرار گرفته است. در پایان سال ۲۰۱۷، ظرفیت نصب شده فناوری‌های فتوولتایی به ۴۰۲ گیگاوات رسید. انرژی بادی، به لطف فناوری ساده‌تر و قدیمی‌تری که برای تولید برق دارد، بیشتر رشد کرده است؛ ۵۳۹ گیگاوات ظرفیت تولید برقی است که از این نوع فناوری تا آخر سال ۲۰۱۷ وجود داشت (شبکه انرژی تجدید پذیر برای قرن بیست و یکم،۲۰۱۸).

درگذشته نه‌چندان دور هزینه سرمایه‌گذاری در انرژی‌های تجدیدپذیر مانند فتوولتایی، بسیار بیش از اکنون بود؛ چه بسا اگر مشوّق‌های دولت‌ها نبود، رشد سریع این فناوری‌ها که به کاهش هزینه منجر شده است، اتفاق نمی‌افتاد. در دو سه سال اخیر قیمت‌ها در شرایط نسبتاً پایداری تقریبا به کف خود رسیده و در فناوری‌های موجود از این نوع، احتمال کاهش بیش‌از این بسیار کم است. البته قیمت‌های متوسط جهانی هنوز در حال کاهش است که این خود نشان دهنده موقعیت بسیار مناسب برای سرمایه‌گذاری در این حوزه است.

کشور ایران دارای منابع زیادی از انرژی‌های تجدیدپذیر است، با این حال مطابق با آمار ارائه شده در ترازنامه انرژی کشور (۱۳۹۶)، در سال ۱۳۹۴ سهم انرژی‌های اتمی و تجدیدپذیر برای تولید برق تنها ۱/۱ درصد بوده است و سهم نیروگاه‌های سیکل ترکیبی و گازی ۶۲/۹ درصد بوده است. در این ارتباط، این سوال مطرح می‌شود که آیا تولید برق از تکنولوژی‌های تجدیدپذیر در مقایسه با گاز طبیعی از نظر اقتصادی، اجتماعی و زیست‌محیطی به صرفه است؟

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-07-31]

هدف از این مقاله، مقایسه قیمت‌های تمام‌شده برق تولیدی توسط نیروگاه‌های مختلف سیکل ترکیبی، بادی و فتوولتاییک است. در این راستا پس از مرور ادبیات، روش تحقیق ارائه شده است. سپس قیمت تمام شده برق تولیدی در نیروگاه‌های مختلف محاسبه شده و هزینه‌های خارجی شامل هزینه‌های زیست‌محیطی و اجتماعی نیز مورد مطالعه قرار گرفته است. در ادامه نتایج تحلیل حساسیت نسبت به تغییرات قیمت گاز و هزینه‌های سرمایه‌ای ارائه شده است.

۲. مروری بر پیشینه پژوهش

تاکنون تحقیقات مختلفی در خصوص ارزیابی جنبه‌های مختلف توسعه نیروگاه‌های خورشیدی و بادی مربوط به کشور ایران انجام شده و در مجلات داخلی و خارجی چاپ شده است. به عنوان مثال خوش‌اخلاق و همکاران (۱۳۸۴) اقتصادی بودن نیروگاه خورشیدی فتوولتاییک در مقایسه با نیروگاه دیزلی و اتصال به شبکه سراسری برق به منظور تامین برق روستاهای مرکزی ایران را مورد مطالعه قرار دادند و نتیجه گرفتند که سیستم‌های انرژی فتوولتایی در مقایسه با مولد دیزلی با استفاده از سوخت یارانه‌ای و گزینه گسترش شبکه، هزینه واحد کمتری دارند. رحیمی و ثقفی (۱۳۸۵) احداث توربین‌های کوچک برق بادی در بروجرد را مورد ارزیابی فنی و اقتصادی قرار دادند. آنها با استفاده از داده‌های اقلیمی و هواشناسی ۱۰ سال بروجرد به ارزیابی فنی و اقتصادی یک توربین بادی ۵/۵ کیلووات پرداختند و به این نتیجه رسیدند که احداث توربین‌های برق بادی کوچک در این منطقه مناسب و مقرون به صرفه است. زینل‌زاده و همکاران (۱۳۹۱) با استفاده از تجزیه و تحلیل هزینه چرخه عمر و ارزیابی زیست محیطی به ارزیابی اقتصادی و زیست محیطی سیستم‌های فتوولتاییک در پنج استان در منطقه جنوب شرق ایران در دو بخش خانگی و تجاری و تحت دوسناریو (سناریو اول بدون حمایت دولت و سناریوی دوم تحت حمایت دولت) پرداختند. نتایج این مطالعه نشان داد استفاده از سیستم فتوولتاییک برای تأمین برق در این استان‌ها بدون حمایت دولت توجیه اقتصادی ندارد، اما با وجود حمایت‌های دولتی و تحت سناریوی دوم توجیه‌پذیر است. شریفی و همکاران (۱۳۹۲) به ارزیابی جایگزینی انرژی‌های تجدیدپذیر به جای سوخت‌های فسیلی در ایران پرداختند. آنها به منظور حداکثرکردن رفاه اجتماعی، یک مدل کنترل بهینه را طراحی و زمان مناسب برای انتقال از انرژی‌های فسیلی به سمت انرژی خورشیدی و بادی را مشخص کردند. حاتمی و همکاران (۱۳۹۳) با استفاده از شبیه‌سازی مونت کارلو به ارزیابی اقتصادی استفاده از سیستم فتوولتاییک

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-07-31]

مستقل از شبکه به جای توسعه شبکه برق در روستاهای تهران پرداختند. نتایج حداقل فاصله روستا از شبکه توزیع برق سراسری که در آن استفاده از سیستم فتوولتاییک نسبت به توسعه شبکه برق سراسری اقتصادی‌تر بود را نشان می‌دهد. مطهری و همکاران (۱۳۹۳)، استفاده از نیروگاه‌های بادی در ایران نسبت به نیروگاه‌های گازی را با در نظر گرفتن اثر سیاست آزادسازی قیمت انرژی مورد ارزیابی اقتصادی قرار دادند. آنها از روش هزینه همترازشده استفاده نمودند و به این نتیجه رسیدند که با هدفمند شدن قیمت سوخت در کشور نیروگاه‌های بادی کاملاً مقرون به صرفه می‌باشند. مصطفایی‌پور (۲۰۱۳) به ارزیابی اقتصادی نصب توربین‌های بادی کوچک در کرمان پرداخت. نتایج نشان داد شهر کرمان پتاسیل کافی برای نصب برخی توربین‌های بادی کوچک را دارد. محمدی و مصطفایی‌پور (۲۰۱۳)، مصطفایی‌پور و همکاران (۲۰۱۴)، دباغیان و همکاران (۲۰۱۶)، و فاضل‌پور و همکاران (۲۰۱۷) توسعه توربین‌های بادی به ترتیب در علی‌گودرز، زاهدان، بوشهر و استان سیستان و بلوچستان را مورد مطالعه اقتصادی قرار دادند و نوع توربین بادی مناسب برای این مناطق را مشخص کردند. محمدی و مصطفایی‌پور (۲۰۱۳) نصب توربین‌های بادی در زرینه را مورد مطالعه قرار دادند و به این نتیجه رسیدند که برای این منطقه نصب توربین‌های بادی بزرگ مناسب نیست اما نصب توربین‌های بادی کوچک مناسب است. عدالتی و همکاران (۲۰۱۶) به ارزیابی اقتصادی و فنی نیروگاه‌های فتوولتاییک متصل به شبکه در شهرهای مختلف ایران پرداختند و مناطق مناسب برای احداث نیروگاه را مشخص کردند. پیشگارکمله و اکرم (۲۰۱۷) به ارزیابی پتانسیل انرژی بادی در زابل پرداختند. نتایج نشان داد شهر زابل پتانسیل کافی برای نصب توربین بادی را دارد. گرگانی فیروزجا (۲۰۱۸) استفاده از سیستم فتوولتائیک مقیاس کوچک در پانزده شهر مختلف ایران را مورد بررسی قرار دادند و پس از ارزیابی اقتصادی به این نتیجه رسیدند که علاوه بر شهرهای جنوب ایران، شهرهای شمال ایران نیز پتانسیل کافی برای سرمایه‌گذاری برای این سیستم را دارند.

همانگونه که از مرور ادبیات مشخص می‌شود، اکثر تحقیقات پیشین استفاده از یک نوع انرژی تجدیدپذیر در یک یا چند شهر در کشور ایران را مورد مطالعه قرار داده‌اند و تاکنون تحقیقی که به ارزیابی اقتصادی، اجتماعی و زیست‌محیطی تولید برق از تکنولوژی‌های تجدیدپذیر و گازی در ایران پرداخته باشد، انجام نشده است.

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-07-31]

۳. روش تحقیق

در این تحقیق از داده‌های آماری و کتابخانه‌ای استفاده شده و هدف از تحقیق، ارزیابی اقتصادی، اجتماعی و زیست‌محیطی تولید برق از تکنولوژی‌های تجدیدپذیر در مقایسه با گاز طبیعی است. در این راستا ابتدا اطلاعات مورد نیاز از منابع مختلف شامل مقالات و گزارش‌ها و همچنین از طریق مصاحبه با افراد آگاه جمع‌آوری شده است. سپس با استفاده از روش‌های اقتصاد مهندسی به ارزیابی اقتصادی، اجتماعی و زیست‌محیطی فناوری‌های تولید برق پرداخته شده است. برای ارزیابی اقتصادی از روش هزینه انرژی خروجی و برای ارزیابی اجتماعی و زیست‌محیطی فناوری‌های تولید برق از روش تحلیل پوششی داده‌ها استفاده شده است. نهایتاً تحلیل حساسیت نسبت به تغییرات در قیمت گاز و هزینه‌های سرمایه‌ای در آینده انجام شده است. در ادامه در خصوص موارد مذکور بیشتر توضیح داده شده است.

منابع اطلاعاتی

بدیهی است مهم‌ترین اصل در ارزیابی و مقایسه فنی- اقتصادی دسترسی به داده‌های شفاف، صحیح و قابل اعتمادی است که در محاسبات مورد نیاز خواهند بود. دسترسی به اطلاعات هزینه‌های سرمایه‌ای (CAPEX1) و هزینه‌های عملیاتی (OPEX2) به عنوان مهم‌ترین داده‌های اقتصادی فناوری‌ها، ضرورتی غیرقابل صرف‌نظر است. طبعاً ترازنامه هیدروکربوری کشور (۱۳۹۲) و ترازنامه انرژی (۱۳۹۳) که از سوی دو وزارت مهم انرژی کشور منتشر می‌شوند، اصلی‌ترین منابع مورد استفاده خواهند بود؛ اما این دو گزارش فاقد داده‌های اصلی مورد نیاز در خصوص هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی فناوری‌ها هستند؛ بنابراین سایر اطلاعات لازم از طریق مصاحبه و گفتگو با مسؤولان و کارشناسان در نهادهای مرتبط شامل وزارت نفت، شرکت ملی نفت ایران، شرکت ملی گاز ایران، وزارت نفت، شرکت توانیر و سازمان انرژی‌های نو، جمع‌آوری شدند. قابل ذکر است مصاحبه‌ها

به صورت نیمه‌ساختاریافته انجام شده است. برخی از مهم‌ترین منابع مورد استفاده در زیر آمده است:

- اطلاعات درخواستی مدیریت کل نظارت و بازرسی امور نفت، سازمان بازرسی کل کشور (۱۳۸۵)

1 Capital Expenditure
2 Operational Expenditure

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-07-31]

- تهیه و تدوین شبکه فرآیندهای مختلف مربوط به استخراج تا مصرف گاز طبیعی (۱۳۸۹)
- مقاله‌ای که توسط فرمد و همکاران (۱۳۸۴) نوشته شده و به مقایسه فنی و اقتصادی انتقال گاز و برق در کشور پرداخته‌اند. این مقاله چند سال بعد توسط فخاری و فرمد (۱۳۸۸) بررسی و به روز شده است.
- مقاله‌ای با عنوان «بهینه‌یابی انتقال گاز و برق» نوشته شده توسط اسماعیل‌نیا و زاهدی‌سرشت (۱۳۸۶)
- مطالعه‌ای که توسط امور مطالعات و بررسی‌های اقتصادی شرکت ملی گاز ایران با عنوان "بررسی فنی و اقتصادی سیستم‌های انتقال گاز جهت گازرسانی به نیروگاه‌ها" انجام گرفته است.
- گزارشی که انتقال گاز یا برق برای مصارف داخلی از منظر اقتصادی را مورد بررسی قرار داده است و توسط دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی وزارت نیرو (۱۳۸۷) نگارش شده است.
- گزارشی با عنوان"طرح‌ریزی ساختار سیستم عرضه انرژی الکتریکی و تنظیم پایگاه اطلاعاتی مورد نیاز" (شفیعی و آریان‌پور،۱۳۹۰)
- برنامه بلندمدت توسعه بخش انرژی کشور (۱۳۹۳)
- پایان‌نامه با عنوان "بهینه‌یابی توسعه ظرفیت نیروگاهی ایران با درنظرگرفتن واحدهای تولید پراکنده" (نوربخش،۱۳۹۱)
- مصاحبه با معاون مدیرعامل شرکت ملی نفت ایران، کارشناس معاونت بررسی و امکان‌سنجی اقتصادی طرح‌ها، مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت ایران و کارشناس حوزه وزارتی (دفتر وزیر) وزارت نفت
- پایگاه اطلاع‌رسانی شرکت نفت و گاز پارس
- مصاحبه با مدیرکل دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی وزارت نیرو، مدیرکل دفتر تنظیم مقررات بازار آب و برق و خصوصی‌سازی وزارت نیرو، کارشناس دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی وزارت نیرو، مدیرکل دفتر پشتیبانی فنی تولید شرکت توانیر و مدیران شرکت ماهتاب گستر
- مصاحبه با مدیر دفتر برق و انرژی روستایی (فتوولتاییک) در سازمان انرژی‌های نو ایران، کارشناس دفتر برق و انرژی روستایی در سازمان انرژی‌های نو ایران و یکی از کارشناسان شرکت انرژی‌های تجدیدپذیر مپنا

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-07-31]

نحوه محاسبه قیمت تمام شده برق تولیدی در نیروگاه‌های مختلف

برای انجام محاسبات لازم است که در ابتدا هزینه گاز طبیعی تولیدی و تحویلی به نیروگاه‌ها برآورد شود. نیروگاه‌های حرارتی (فسیلی) در حدود ۷۰ درصد سوخت خود را از خطوط گاز دریافت می‌کنند و باقی انرژی ورودی آنها را سوخت مایع که البته گران‌تر است، تشکیل می‌دهد. از این‌رو، لازم است قیمت سوخت مایع نیز متناسب با قیمت گاز در محاسبات وارد شود. سایر نیازهای داده‌ای برای انجام محاسبات قیمت برق تولیدی عبارتند از:

- هزینه‌های سرمایه‌ای شامل هزینه تجهیزات و هزینه‌های نصب
- هزینه تأمین مالی (نرخ تنزیل): این هزینه برای برای پروژه‌های استخراج، تولید و پالایش گاز تحلیل جداگانه انجام شده است و برای سایر موارد در صورت فقدان دلیل خاص، نرخ تنزیل ۱۰٪ در نظر گرفته شده است.
- هزینه‌های عملیاتی (غیرانرژی): شامل هزینه‌های ثابت و متغیر برای بهره‌برداری، تعمیر و نگهداری
- ضریب بهره‌برداری یا ضریب تولید: شامل حاصل‌ضرب ضریب‌کارکرد۳ و ضریب‌بار۴ در خصوص مولدهای حرارتی و ضریب ظرفیت۵ در خصوص فناوری‌های انرژی تجدیدپذیر
- بهره‌وری یا بازدهی انرژی (راندمان۶)
- هزینه سوخت: شامل قیمت سوخت و ارزش حرارتی آن که برابر با ۸۴۰۰ کیلوکالری بر مترمکعب فرض شده است.
- مصارف داخلی برق که به صورت درصدی از تولید برق فرض می‌شود.
- هزینه‌های انتقال برق: شامل هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی شبکه و تلفات انتقال

3 Plant Factor
4 Load Factor
5 Capacity Factor
6 Efficiency

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-07-31]

- ارزش اسقاطی: با توجه به اثر ناچیز آن در نتایج و فقدان اطلاعات دقیق، برابر با ۱۰٪ ارزش اولیه فرض شده است.

با در دست داشتن این داده‌ها روش معمول هزینه انرژی خروجی (LOEC7) برای ارزیابی و مقایسه فناوری‌های مختلف تولید برق به کار گرفته شده است. در این روش ارزش اولیهٔ کل هزینه از زمان سرمایه‌گذاری اولیه تا انتهای طول عمر به طور سالانه در طول عمر فناوری تسطیح شده و بر کل انرژی تولید شده سالانه تقسیم می‌شود تا هزینه واحد انرژی تولیدی (LCOE8) برحسب دلار بر کیلووات‌ساعت به دست آید:

$$\text{هزینه انرژی خروجی} = \frac{\text{هزینه های کل سالیانه}}{\text{انرژی کل تولید شده سالیانه}} \quad (۱)$$

هزینه‌های سالانه مطابق با رابطه (۱) که از روش‌های شناخته‌شده اقتصاد مهندسی است، محاسبه شده و تجمیع هزینه‌های سرشکن شده سرمایه‌ای با هزینه‌های سالانه عملیاتی با اعمال «ضریب بازیافت سرمایه» صورت گرفته است. همچنین گاهی تولید سالانه برق نیز با توجه به ارزش بالاتر درآمد ناشی از فروش آن در سال‌های اولیه، با استفاده از عامل نرخ تنزیل برآورد و ارزیابی می‌شود. در این‌صورت هزینه تولید واحد انرژی از رابطه زیر به دست می‌آید:

$$\text{هزینه واحد انرژی تولیدی} = \frac{\text{ارزش خالص هزینه های کل}}{\text{ارزش خالص انرژی کل}} \quad (۲)$$

با این‌حال، به دلیل آنکه در بررسی حاضر تولید انرژی در طول زمان توسط فناوری‌های متفاوت متغیر فرض نمی‌شود و به علاوه قمیت فروش برق نیروگاه مطرح نیست و تنها مقایسه هزینه‌ها هدف این پژوهش است، ارزیابی و برآورد قیمت تمام شده از طریق رابطه (۱) انجام شده است. برای این منظور ارزش فعلی کل هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی (شامل هزینه سوخت برای نیروگاه‌های حرارتی) و انتقال، در کنار ارزش اسقاطی در محاسبات لحاظ شده است.

7 Levelized Output Energy Cost
8 Levelized Cost of Electricity

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-07-31]

برآورد هزینه‌ها به روش تحلیل پوششی داده‌ها

روش تحلیل پوششی داده‌ها که به DEA9 معروف است، ابزاری غیرپارامتریک است که هدف آن بیشینه‌سازی بهره‌وری تعدادی از واحدهای تصمیم‌گیری بر اساس مجموعه‌ای از معیارهاست. این ابزار برای ارزیابی‌هایی مناسب است که در آن چندین واحد تصمیم‌گیری قرار است از نظر چند معیار رتبه‌بندی شوند. به واحدهای تصمیم‌گیری DMU۱۰ می‌گویند. خروجی مدل‌های DEA کارایی DMU هاست. مسلماً هر چه کارایی بالاتر باشد مطلوب‌تر است.

مدل ابتدایی تحلیل پوششی داده‌ها یک مدل غیرخطی است که هدفش بیشینه نمودن بهره‌وری تک تک واحدهای تصمیم‌گیری است:

$$
\begin{aligned}
&Max \quad e_j = \sum_{k=1}^{p} u_k y_{kj} / \sum_{i=1}^{m} v_i x_{ij} \quad j = 1,...,n \\
&s.t: \qquad (۳) \\
&e_j \le 1 \quad \forall j \\
&v_i, u_k \ge \varepsilon \quad \forall i,k
\end{aligned}
$$

در این روابط xij ها و ykj به ترتیب ورودی‌ها و خروجی‌ها، و vi ها و uk ها وزن یا ارزش آن‌ها تعریف شده‌اند. بازدهی هر واحد تصمیم نیز، که دراین‌جا فناوری‌ها هستند، با ej نشان داده شده است. در روش پیشنهادی شکوری و علی‌اکبری‌ثانی (۲۰۱۶)، با اصلاحاتی در ساختار مدل اصلی، از این مدل برای ارزیابی و مقایسه فناوری‌های تولید برق استفاده شده است. در این مدل، ضرایب ورودی و خروجی مدل برای تمامی تکنولوژی‌ها یکسان فرض شده است. بنابراین، مدل پیشنهادی تحلیل پوششی داده‌ها با ضرایب ثابت۱۱ نامیده شده است. به عبارت دیگر، میزان ضریب اهمیت فاکتور میزان انتشار گازهای گلخانه‌ای (به عنوان یکی از معیارهای توسعه پایدار) برای تمامی تکنولوژی‌ها یکسان فرض شده است. علّت آن این است که اهمیت میزان انتشار گازهای گلخانه‌ای چه برای تکنولوژی‌های فسیلی و چه برای تکنولوژی‌های تجدیدپذیر به یک میزان است. مدل پیشنهاد شده بدین‌صورت است:

9 Data envelopment analysis
10 Decision making units
11 Nonlinear Equal Weighting DEA (NEW-DEA)

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-07-31]

$$Max \quad \sum_{j=1}^{n} e_j = \sum_{j=1}^{n} (\sum_{k=1}^{p} u_k y_{kj} / \sum_{i=1}^{m} v_i x_{ij})$$

$$s.t: \qquad (۴)$$

$$e_j \le 1 \quad \forall j$$

$$v_i, u_k \ge \varepsilon \quad \forall i,k$$

در مرجع مزبور توضیح داده شده است که ضریب انرژی اولیه (به عنوان اولین ورودی در مدل تحلیل پوششی)، و الکتریسیته خروجی (به عنوان اصلی‌ترین خروجی مدل تحلیل پوششی داده‌ها) باید یک در نظر گرفته شوند تا تضمین شود که بازدهی یا به تعبیر کلّی‌تر بهره‌وری برای تمامی واحدهای تصمیم‌گیری درست تعریف شده است. بنابراین به عنوان نمونه ej می‌تواند توسط رابطه‌ای مانند کسر زیر محاسبه شود:

$$e_j = \frac{El_j + u_1 \times JC_j}{PE_j + v_1 \times AC_j + v_2 \times W_j} \qquad (۵)$$

که در آن PE و El به ترتیب انرژی‌های اولیه ورودی و الکتریسیته خروجی را مشخص می‌کنند؛ JC نشان‌دهنده میزان اشتغال است (به عنوان یک خروجی مطلوب سیستم)؛ و AC و W به ترتیب میزان هزینه معادل سالانه تکنولوژی و میزان مصرف آب آن تعریف شده‌اند.

٤. ارزیابی اقتصادی، اجتماعی و زیست‌محیطی تولید برق از تکنولوژی‌های تجدیدپذیر در مقایسه با گاز طبیعی

محاسبه قیمت تمام شده گاز تحویلی به نیروگاه‌های حرارتی (سیکل ترکیبی، گازی، بخاری)

برای برآورد قیمت گاز تحویل داده شده به نیروگاه‌ها برآورد هزینه‌های سرمایه‌ای و عملیاتی در صنایع بالادستی و پایین دستی در سه مرحله اکتشاف، استخراج و پالایش ضروری است؛ همچنین هزینه انتقال گاز تا درب نیروگاه و ارزش ذاتی منابع طبیعی۱۲ نیز باید مورد توجه قرار گیرد.

12 Intrinsic value of natural resources

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-07-31]

میدان گازی پارس جنوبی، به عنوان بزرگترین میدان گازی ایران که حدود یک چهارم و به قولی دیگر حدود یک سوم از کل ذخائر کشور و حدود ۷۰٪ از گاز قابل برداشت در منابع فعال کشور را در خود جای داده است، طبق آمار مستخرج از گزارش آژانس بین‌المللی انرژی‌های تجدیدپذیر (۲۰۱۲)، گزارش عملکرد شرکت ملی گاز ایران (۱۳۹۲)، گزارش اهم فعالیت‌های وزارت نفت (۱۳۸۳) و گزارش درخواستی سازمان بازرسی کل کشور حدود ۵۵ درصد از گاز طبیعی موردنیاز کشور را تأمین می‌کند. از این‌رو، به استفاده از اطلاعات فنی و اقتصادی فازهای این منبع عظیم بسنده شده است. هزینه اکتشاف حدود ۷ هزارم سنت بر مترمکعب برآورد شده که در مقایسه با سایر هزینه‌ها قابل صرف‌نظر است.

برای محاسبه هزینه‌های سرمایه‌ای فازهای یکم تا دوازدهم پارس جنوبی فرض شده است که کل هزینه‌های سرمایه‌ای در طول دوره مزبور به طور یکنواخت توزیع شده باشد و از عامل «ارزش نهایی پرداخت‌های یکنواخت» برای ارزیابی ارزش اولیه (سرمایه اولیه) پروژه استفاده شده است، نرخ تنزیل در این دوره برابر با میانگین وزنی نرخ‌های تنزیل در کل فازها در نظر گرفته شده است. همچنین با توجه به این که نحوه تأمین مالی فازهای مختلف متفاوت بوده است، نرخ تنزیل مناسب استخراج شده و برای محاسبات «ارزش یکنواخت سالانه» و قیمت تمام شده مورد استفاده قرار گرفته است. نرخ ۱۵٪ برای محاسبات فازهای اول تا هشتم فرض مناسبی به نظر می‌رسد. برای فازهای نهم و دهم به عنوان کم‌هزینه‌ترین فازها به لحاظ تأمین مالی، نرخ ۸٪ در نظر گرفته شده است. برای فاز دوازدهم نیز پس از انجام محاسبات مشخص شد اعمال نرخ تنزیل ۱۵٪ به گونه‌ای خواهد بود که نسبت سود به سرمایه نیز نزدیک به آن و حدود ۱۴/۵٪ به دست می‌آید[۱۳]. نرخ تنزیل برای فازهای باقیمانده (بعد از فاز ۱۲) برابر با ۱۰ درصد فرض شده است. همچنین طول عمر میدان ۲۵ سال در نظر گرفته شده است، حدود ۲۰٪ هزینه‌های اولیه هر ۱۵ سال یک بار برای تعمیرات و جایگزینی تجهیزات فرسوده و مانند آن در نظر گرفته شده است که به فرض عمر بالای ۴۰ سال حداکثر دو بار تکرار می‌شود.

۱۳ با اعمال یک روش تکرار ساده برای حل معادله غیرخطی مربوط به محاسبات این پروژه، نرخ تنزیل طبق اطلاعات موجود برابر ۱۴/۶۵٪ به‌دست می‌آید.

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-07-31]

هزینه‌های عملیاتی تولید و پالایش گاز ثابت و برابر با ۱۰٪ هزینه‌های سرمایه‌ای اولیه فرض شده است (سازمان بازرسی کل کشور،۱۳۸۵)؛ در مورد فازهای یکم تا دهم که هزینه سرمایه‌ای کمتری صرف شده است، هزینه عملیاتی بین ۵ تا ۶ درصد و در مورد سایر فازها قدری کمتر از ۳٪ است.

عمده هزینه‌های انتقال گاز به مصرف‌کننده‌ها در هزینه‌های سرمایه‌ای خطوط انتقال و هزینه عملیاتی ایستگاه‌های تقویت فشار متمرکز است. علاوه بر ضرورت برآورد هزینه انتقال به ازای هر مترمکعب در واحد فاصله، لازم است فاصله متوسط بین میادین گازی و مصرف‌کننده‌ها نیز تخمین زده شود. در این پژوهش برآورد میانگین برابر با ۲/۰۷۵ سنت بر مترمکعب در هزار کیلومتر را مبنای سایر محاسبات قرار گرفته است. با توجه به اینکه خطوط انتقال در واقع طولانی‌تر هستند و به علاوه توسعه نیروگاه‌های حرارتی در آینده بیشتر با تکیه بر ظرفیت تأمین میدان پارس جنوبی معقول به نظر می‌رسد، طول ۱۰۷۰ کیلومتر برای فاصله میانگین عدد قابل قبولی خواهد بود. هزینه انتقال هر مترمکعب گاز طبیعی به نیروگاه‌ها را می‌توان ۲/۲۲ = ۱/۰۷ × ۲/۰۷۵ لحاظ کرد. حد بالای قیمت گاز عدد ۲۴ سنت لحاظ شده است و تفاوتی بین تغذیه نیروگاه‌های حرارتی با سوخت مایع یا گاز وجود نخواهد داشت.

با اعمال محاسبات فوق برای برآورد هزینه تمام شده گاز حاصل از منابع گازی جنوب، کمینه قیمت تمام شده قبل از انتقال ۲/۶ سنت بر مترمکعب (برای فازهای ۶ تا ۸) و بیشینه آن برابر ۷ سنت (برای فاز ۱۲) برآورد می‌شود. میانگین وزنی این ارقام برای کل فازهای ۲۴ گانه (به فرض اتمام فازهای در دست توسعه در زمان برنامه‌ریزی شده) برابر با ۴/۵۳ سنت به دست می‌آید که با افزودن دست‌کم ۲/۲۲ سنت برای هزینه انتقال گاز تا درب نیروگاه‌های حرارتی گازسوز، قیمت تمام شده گاز تحویلی به نیروگاه به‌طور میانگین برابر با ۶/۷۵ سنت در هر مترمکعب برآورد می‌شود.

همچنین باید توجه داشت که اگر قیمت گاز را برابر با کمینه قیمت تمام شده تولید و پالایش آن در محاسبات وارد کنیم و ارزش ذاتی آن را که معادل بالاترین قیمت قابل فروش منهای هزینه‌های تولید، پالایش و انتقال آن تا تحویل به خریدار است، درنظر نگیریم؛ منطقی عمل نکرده‌ایم. بنابراین کمترین رقم قابل قبول در محاسبات مقایسه‌ای هزینه تمام شده تولید برق برای قیمت گاز ۱۵ سنت به نظر می‌رسد (مرکز پژوهش‌های مجلس، ۱۳۹۵). با توجه به احتمال افزایش قیمت‌های انرژی در سال‌های آتی، در تحلیل حساسیت این رقم بین ۱۵ تا ۲۵ سنت منظور شده است.

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-07-31]

ارزیابی قیمت تمام شده برق در نیروگاه‌های مختلف

در این بخش خلاصه اطلاعات فنی و اقتصادی به‌کار گرفته شده برای برآورد قیمت تمام شده برق تولیدی و نیز نتایج ارزیابی به روش LCOE در دو جدول (۱) و (۲) آمده است. اطلاعات به دست آمده از منابع مختلف به طرق مختلف جمع‌بندی شده‌اند. داده‌های پرت از محاسبات کنار گذاشته شده و در اغلب موارد برای جمع‌بندی از میانگین‌گیری ساده استفاده شده است. در برخی موارد نیز با دسته‌بندی فناوری‌ها به چند گروه «بزرگ»، «متوسط» و «کوچک»، از داده‌ها میانگین‌گیری شده است. ارزش اسقاطی[14] همه فناوری‌ها نیز به طور یکسان برابر با ۱۰ درصد از ارزش اولیه آنها فرض شده و در ستون آخر از جدول (۱) ملاحظه می‌شود.

در مجموع، ملاحظه می‌شود که با فرض قیمت گاز برابر با ۱۵ سنت بر مترمکعب (ستون نهم دادها از جدول (۱))، قیمت تمام شده برق تولیدشده توسط نیروگاه‌های سیکل ترکیبی، (دو ردیف اول از ستون آخر جدول (۲)، تنها کمتر از یک سنت از نیروگاه‌های بزرگ فتوولتایی (ردیف آخر از ستون آخر جدول (۲)) ارزان‌تر خواهد بود. در همین حال هم این فناوری برای تأمین بار ساعات اوج در گرمای روزهای تابستان بر توربین‌های گازی ترجیح دارد. با فرض صحت عدد ۱۹/۵ سنت طبق اطلاعات غیررسمی که از سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی دریافت شده، انرژی‌های تجدیدپذیر در اولویت قرار می‌گیرند.

14 Salvage

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-07-31]

جدول ۱. خلاصه اطلاعات فنی اقتصادی برای مقایسه قیمت تمام شده برق تولیدی توسط فناوری‌های متفاوت

تکنولوژی	هزینه سرمایه‌ای (دلار بر کیلووات)	زمان ساخت (سال)	هزینه سرمایه‌ای انتقال (دلار بر کیلووات)	فاصله متوسط از مراکز مصرف (کیلومتر)	کل هزینه سرمایه‌ای شامل انتقال (دلار بر کیلووات)	طول عمر (سال)	بازدهی (٪)	ضریب بهره برداری (ضریب ظرفیت) (٪)	هزینه سوخت (دلار بر مترمکعب)	مصرف داخلی برق (٪)	هزینه‌های ثابت نت (دلار بر کیلووات درسال)	هزینه‌های ثابت انتقال و توزیع (دلار بر کیلووات درسال)	هزینه‌های متغیر نت (دلار بر کیلووات درسال)	ارزش اسقاطی (درصد سرمایه)
سیکل ترکیبی کوچک	۱۱۷۲	۳	۹۶/۶	۴۶	۱۳۸۹	۳۰	۴۶	۷۴/۹	۰/۱۵	۲/۰	۵/۲۴	۲۸/۵۲	۰/۸۶	۱۰
سیکل ترکیبی بزرگ	۸۰۱	۵	۱۴۷	۷۰	۱۱۲۵	۳۰	۴۶	۷۴/۹	۰/۱۵	۲/۰	۳/۷۴	۴۳/۴۰	۰/۸۶	۱۰
توربین گازی بزرگ	۳۵۰	۳	۱۴۷	۷۰	۵۳۳	۱۵	۳۵	۴۷/۸	۰/۱۵	۱/۵	۱/۶۹	۴۳/۴۰	۰/۸۶	۱۰
بادی کوچک	۱۷۰۷	۱	۱۰/۵	۵	۱۷۱۷	۲۵	۱۰۰	۳۰	۰	۱/۰	۱۵/۳۶	۳/۱۰	۸	۱۰
بادی بزرگ	۱۳۹۸	۲	۶۳	۳۰	۱۵۳۱	۲۵	۱۰۰	۳۵/۰	۰	۱/۰	۸/۳۹	۱۸/۶۰	۸	۱۰
فتوولتائیک کوچک	۱۸۵۷	۱	۱۰/۵	۵	۱۸۶۸	۲۵	۱۰۰	۲۵/۰	۰	۰/۰	۳۵	۳/۱۰	۰	۱۰
فتوولتائیک متوسط	۱۵۴۰	۱	۱۰/۵	۵	۱۵۵۱	۲۵	۱۰۰	۲۵/۰	۰	۰/۰	۲۵	۳/۱۰	۰	۱۰
فتوولتائیک بزرگ	۱۲۸۶	۱/۵	۴۲	۲۰	۱۳۶۰	۲۵	۱۰۰	۲۵/۰	۰	۰/۰	۱۶	۱۲/۴۰	۰	۱۰

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-07-31]

جدول ۲. خلاصه نتایج محاسبات اقتصادی برای برآورد قیمت تمام شده برق تولیدشده توسط فناوری‌های متفاوت

تکنولوژی	هزینه تسطیح شده برق	
	هزینه معادل یکنواخت سالانه (هزار دلار در سال)	هزینه (سنت بر کیلووات ساعت)
سیکل ترکیبی کوچک	۴۶۰	۷/۱۶
سیکل ترکیبی بزرگ	۴۴۵	۶/۹۳
توربین گازی بزرگ	۳۵۱	۸/۵۰
بادی کوچک	۲۲۷	۸/۷۲
بادی بزرگ	۲۱۵	۸/۲۷
فتوولتائیک کوچک	۲۴۲	۱۱/۰۵
فتوولتائیک متوسط	۱۹۷	۹/۰۱
فتوولتائیک بزرگ	۱۷۷	۸/۰۸

محاسبه هزینه‌های خارجی (زیست محیطی و اجتماعی)

سوختن گاز طبیعی به دلیل تولید گاز دی اکسیدکربن و سایر گازهای گلخانه‌ای مانند اکسید نیتروژن (NOx) و بخار آب و نیز گاز سولفید اکسیژن (SOx)، هزینه‌ای را بر محیط زیست وارد کرده، علاوه بر آثار مخرب در سطح جهان، سلامتی آحاد جامعه را نیز به خطر می‌اندازد. اما هزینه‌های خارجی تنها به این محدود نمی‌شود. امروزه در کنار سوزاندن منابع خدادادی زیرزمینی سوخت فسیلی به عنوان حامل‌های اصلی انرژی، استفاده از دیگر منابع نیز مورد توجه برنامه‌ریزان و سیاست‌گذاران در همه حوزه‌های مدیریت کشورهاست. منابع آب، هوا، خاک، جنگل‌ها و غیرآن، گرچه ممکن است به نظر ارزش مالی و اقتصادی زیادی نداشته و ارزان و به وفور در اختیار باشند، بشر دریافته است که کره زمین تنها زیستگاه اوست؛ از این‌رو همه این منابع غیرقابل جایگزین ارزش بسیار بالایی دارند، چرا که در صورت نابودی هیچ چیز دیگر جای آن‌ها را نخواهد گرفت.

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-07-31]

در نقطه مقابل هزینه‌های خارجی، می‌توان منافع خارجی فناوری‌ها را هم تعریف کرده و در نظر گرفت. در خصوص فناوری‌های تولید برق مواردی همچون اشتغال‌زایی، پدافندغیرعامل، امنیت انرژی و مانند آن که شاید در مجموع مفهمومی به نام پذیرش اجتماعی را هم به دنبال داشته باشند، به عنوان مهم‌ترین مزایا و منافع خارجی مدنظر قرار می‌گیرند.

برآورد هزینه‌ها با روش تحلیل پوششی داده‌ها

برای استفاده از روش تحلیل پوششی داده‌ها برای ارزیابی و مقایسه ویژگی‌های فناوری‌ها ابتدا تعدادی از معیارهای مقایسه در قالب پارامترهای مطلوب و نامطلوب آن‌ها فهرست شده و کمیات آن‌ها استخراج شده است. مجموعه داده‌های مورد استفاده در مدل DEA در جدول (۳) در دو گروه تحت عناوین پارامترهای مطلوب و نامطلوب ارائه شده است. قابل ذکر است ارقام داده شده برای معیارهای مختلف مانند انتشار آلاینده (که برحسب CO2e و بر اساس همه گازهای آلاینده محاسبه شده‌است)، در کل طول عمر فناوری و در محاسبات مبتنی بر LCA به دست آمده‌اند. از این‌روست که ملاحظه می‌شود برای انرژی‌های تجدیدپذیر مانند بادی و خورشیدی نیز که در فرایند تولید تجهیزات آن‌ها، مانند تولید پره‌های توربین یا سلول‌های PV، آلاینده‌ها انتشار می‌یابند، ارقام مندرج در ستون سوم از ردیف‌های ۷ و ۸ برابر با صفر نیست. رتبه‌بندی بر اساس بهره‌وری به دست‌آمده برای فناوری‌ها در جدول (۴) آمده‌است. همان‌طور که از نتایج مشاهده می‌شود، تکنولوژی‌های تجدیدپذیر منافع بالایی را در معیارهای مطلوبیت (ستون‌های هفتم و هشتم) و هزینه‌های کوچکتری را در پارامترهای نامطلوب از نظر پایداری (ستون‌های دوم تا ششم) به خود اختصاص داده و بیشترین انطباق را با معیارهای پایداری دارند.

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-07-31]

جدول ۳. خلاصه داده‌های مربوط به مشخصات نیروگاه‌ها برای استفاده در روش DEA

انواع نیروگاه	پارامترهای نامطلوب					پارامترهای مطلوب	
	استفاده از آب (گالن بر مگاوات ساعت)	استفاده از زمین (کیلومترمربع بر یگاوات)	انتشار معادل دی‌اکسیدکربن (گرم بر کیلووات‌ساعت)	مضرات رادیواکتیو (رم[1] بر سال بر گیگاوات)	ظرفیت نصب‌شده (مگاوات)	ایجاد اشتغال (شغل بر گیگاوات ساعت)	رشد بازار (٪)
سیکل ترکیبی توربین گازی	۷۱۲۹/۱۲	۲/۵	۴۵۰	۰	۱۷۸۴۸	۰/۱۱	۰/۵۶
سیکل ترکیبی گازی‌شده تجمعی	۱۰۹۹۴/۹۱	۲/۵	۹۸۶	۰	۰	۰/۱۱	۱/۵۱
بادی	۰	۱۰۰	۱۷/۶۵۲	۰	۹۲/۹	۰/۱۷	۳۳/۲۲
فتوولتائیک	۲۶	۳۵	۴۹/۱۷۴	۰	۳۲/۱	۰/۸۷	۲۱۲/۳
خورشیدی حرارتی	۴۰۸/۵	۴۰	۲۸۵/۳۳	۰	۰	۰/۲۳	۱۹

مأخذ: شکوری و علی‌اکبری‌ثانی،۲۰۱۶

1 Roentgen equivalent man

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-07-31]

جدول ۴. برآورد هزینه‌های پایداری (منافع) و رتبه‌بندی نیروگاه‌ها با استفاده از روش NEW-DEA

هزینه‌های معادل پایداری (دلار بر کیلووات در سال) برای هر نیروگاه	هزینه‌های معادل سالانه	استفاده از آب	استفاده از زمین	انتشار معادل دی‌اکسیدکربن	رادیو اکتیویته	سهم بازار	رشد بازار	ایجاد اشتغال	کارایی
فتوولتائیک	۱۱۱۰/۳	۰/۱۵۶	۳/۱۳	۲۴/۵	۰	۲۵/۹	۱۱۷/۶۲	۷۶/۳۶	۱۰۰
بادی	۵۶۱/۲	۰	۸/۴۲	۸/۸	۰	۴۰/۱	۱۸/۴۱	۱۴/۹۲	۶۵/۵
خورشیدی- حرارتی	۷۷۸	۲/۴۴۴	۲/۰۵	۱۴۲	۰	۰	۱۰/۵۳	۲۰/۱۹	۵۸/۸
سیکل ترکیبی توربین گازی	۱۵۳/۹	۴۲/۶۵۶	۰/۱۲	۲۲۳/۹	۰	۳۱۱/۸	۰/۳۱	۹/۶۵	۲۸/۶
سیکل ترکیبی گازی- سازی تجمعی	۶۲۵/۷	۶۵/۷۸۷	۰/۱۲	۴۹۰/۵	۰	۰	۰/۸۴	۹/۶۵	۲۸/۵

برآورد نهایی هزینه‌های خارجی

بر اساس داده‌هایی که در ایران و جهان برای هزینه کربن، هزینه آب، هزینه ایجاد اشتغال و هزینه زمین وجود دارد، هزینه‌های خارجی به ازای واحد تولید برق از هریک از فناوری‌ها برآورد شده و به قیمت تمام شده برق افزوده شده است تا مقایسه نهایی بین فناوری‌ها انجام گیرد. جدول (۵) نتایج برآورد هزینه‌های خارجی را برای مصارف آب، زمین، آلایندگی با گازهای گلخانه‌ای و نیز مزیت ایجاد اشتغال آنها، خلاصه کرده است. ملاحظه می‌شود که بیشترین هزینه در نیروگاه‌های سیکل ترکیبی، معادل با حداقل ۲/۷ سنت (۱۰۹ تومان) در هر کیلووات ساعت (برای سال جاری)، به آلاینده‌های هوا، ناشی از سوختن گاز مرتبط است که هم آثار محلی نامطلوب ازجمله خطرات بهداشتی و سلامتی دارند و هم به دلیل روشنی در تغییرات آب و هوایی اثر مخرب داشته و کل کره زمین را تهدید می‌کنند. پیداست که هزینه نیروگاه‌های گازی که برای تأمین بار اوج به کار می‌افتند، به خاطر بازدهی کمتر، از این هم بیشتر است.

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-07-31]

جدول ۵. هزینه‌های خارجی و کل هزینه برآورد شده برای برق تولید شده از انواع فناوری‌های مورد مقایسه

تکنولوژی	آب (۳۰ سنت بر مترمکعب)	زمین (۳۱/۵ سنت بر مترمربع)	دی‌اکسیدکربن (۴۰ دلار بر تن)	ایجاد اشتغال (۳۰۰۰ دلار برای هر شغل)	هزینه تسطیح شده برق (سنت بر کیلووات ساعت)	
					خارجی	کل
سیکل ترکیبی کوچک	۰/۸۱	۰	۱/۹۹	۰/۰۳	۲/۷۷	۹/۹۳
سیکل ترکیبی بزرگ	۰/۸۱	۰	۱/۹۹	۰/۰۳	۲/۷۷	۹/۷۰
بادی کوچک	۰	۰/۰۲	۰/۰۷	۰/۰۵	۰/۰۴	۸/۷۶
بادی بزرگ	۰	۰/۰۱	۰/۰۷	۰/۰۵	۰/۰۳	۸/۳۱
فتوولتائیک کوچک	۰	۰/۱۲	۰/۲۰	۰/۲۴	۰/۰۷	۱۱/۱۲
فتوولتائیک متوسط	۰	۰/۱۱	۰/۲۰	۰/۲۴	۰/۰۷	۹/۰۸
فتوولتائیک بزرگ	۰	۰/۱۰	۰/۲۰	۰/۲۴	۰/۰۶	۸/۱۴

همانطور که مورد انتظار بود، هزینه آب در مرتبه بعدی قرار دارد و دو مورد بعدی هم قابل چشم‌پوشی هستند. در مجموع هزینه‌های خارجی بالغ بر ۳/۸۸ سنت به قیمت تمام شده برق در نیروگاه‌های گازسوز افزوده می‌شود. برای توربین‌های گازی که با توجه به انتقال ساعات اوج بار به بعدازظهرها در واقع نیروگاه‌های خورشیدی باید با آنها مقایسه شوند، این هزینه به حدود ۴/۱۴ سنت (۱۶۵۵ ریال) می‌رسد که خود با قیمت تمام شده اولیه (منهای سوخت) برابری می‌کند. برای نیروگاه‌های بخاری هزینه خارجی از این هم بیشتر است.

در مقایسه بین نیروگاه‌های بادی و خورشیدی، نیروگاه خورشیدی به دلیل نیاز بیشتر به زمین، و نیز تولید کربن بیشتر در فرایند تولید ماژول‌ها، هزینه خارجی بیشتری دارد. با این وجود یادآور می‌شود که آلایندگی صوتی نیروگاه‌های بادی و یا آسیبی که با کشتار پرندگان به اکوسیستم منطقه وارد می‌آورد، در این بررسی قابل کمی‌سازی نبوده است. همچنین، مزیت ایجاد اشتغال در این دو نوع فناوری بیشتر به دوره ساخت و نصب مربوط است و برخلاف نیروگاه‌های حرارتی که در مقایسه با دوره ساخت و نصب،

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-07-31]

در دوره بهره‌برداری نیز نیروی انسانی زیادی می‌طلبند، هزینه عملیاتی زیادی (که شامل نیروی انسانی هم هست) ندارند.

به این ترتیب، در مجموع قیمت برق حرارتی حتی از مولدهای کوچک بادی و خورشیدی هم بیشتر و به حدود ۱۰ سنت در کیلوات‌ساعت می‌رسد. از این رو، توسعه نیروگاه‌های خورشیدی از هر نظر عاقلانه و صرفه‌جویانه است. گفتنی است، برآوردهای گذشته از سوی سازمان محیط زیست ایران برای هزینه‌های خارجی بسیار ناچیز بود. این سازمان در سال ۱۳۹۴ هزینه‌ای معادل ۲۰۰ تومان را برای آسیب‌های ناشی از انتشار کربن بابت تولید هر کیلووات‌ساعت برق حرارتی مناسب می‌دانسته اما در سال ۱۳۹۵ آن را به ۱۵۰ تومان کاهش‌داده است. برآوردهای سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کمتر از نصف این میزان است.

سایر هزینه‌ها و منافع کیفی

تاکنون بیشتر هزینه‌ها و منافعی که بر فناوری‌های تولید برق مترتب هستند، به روشی و یا با استفاده از مطالعات موجود، کمّی‌سازی شده و در محاسبات قیمت تمام شده دخالت داده شده‌اند. اما موارد دیگری نیز هستند که در عین وضوح تأثیر در تصمیم‌گیری‌ها، میزان آن‌ها به لحاظ کمّیت روشن و قابل تقویم نیست. برای کشوری چون ایران، پدافند غیرعامل را می‌توان از مهم‌ترین مزایای تولید پراکنده در حوزه انرژی دانست. کاهش هزینه‌های انتقال که در محاسبات قیمت تمام شده لحاظ شد، در قبال منافع احتمالی این ویژگی که البته به شرایط ویژه سیاسی و اجتماعی کشور نیز بسیار وابسته‌است، چندان خودنمایی نمی‌کند. بدیهی‌است که این منافع برای نیروگاه‌های کوچک بیشتر است.

تغییرات در قیمت گاز و هزینه‌های سرمایه‌ای در آینده

در این بخش بر اساس پیش‌بینی‌های موجود از قیمت گاز در یک سو و هزینه‌های سرمایه‌ای فناوری‌های چرخه ترکیبی، بادی و فتوولتایی در ده سال آینده، تغییرات هزینه تمام شده برق تولید شده، تحلیل حساسیت شده است و بر اساس روندهای آینده قیمت گاز، هزینه‌های سرمایه‌ای، ضرایب ظرفیت و بالارفتن هزینه انتشار آلاینده‌ها، قیمت تمام شده برق تولیدی از هر یک از فناوری‌های مورد مقایسه برآورد شده است. جدول (۶) قیمت تمام شده برق در نیروگاه‌های سیکل ترکیبی را به ازای تغییر هزینه اولیه از ۶۰۰ دلار بر کیلووات تا ۹۰۰ کیلووات و تغییر قیمت گاز از ۵ سنت تا ۲۵ سنت بر مترمکعب نشان می‌دهد. محدوده فعلی قیمت تمام شده برق با رنگی متفاوت علامت‌گذاری شده‌است. ملاحظه می‌شود

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-07-31]

که هر ۵۰ دلار در هزینه اولیه در حدود ۰/۱ سنت به هزینه برق تولیدی می‌افزاید. اما تأثیر هر ۵ سنت افزایش در قیمت گاز طبیعی بسیار قابل توجه و به ۱/۵ سنت نزدیک است.

جدول ۶. حساسیت قیمت برق تولید شده (سنت برکیلووات‌ساعت) از نیروگاه‌های چرخه ترکیبی (شامل هزینه‌های خارجی) به قیمت گاز طبیعی و هزینه اولیه آن

هزینه اولیه (دلار بر کیلووات)/ قیمت گاز (سنت برمترمکعب)	۵	۱۰	۱۵	۲۰	۲۵
۶۰۰	۵/۵۵	۶/۹۷	۸/۳۹	۹/۸۱	۱۱/۲۳
۶۵۰	۵/۶۵	۷/۰۷	۸/۴۹	۹/۹۱	۱۱/۳۳
۷۰۰	۵/۷۶	۷/۱۸	۸/۶۰	۱۰/۰۲	۱۱/۴۴
۷۵۰	۵/۸۶	۷/۲۸	۸/۷۰	۱۰/۱۲	۱۱/۵۴
۸۰۰	۵/۹۶	۷/۳۸	۸/۸۰	۱۰/۲۲	۱۱/۶۴
۸۵۰	۶/۰۶	۷/۴۸	۸/۹۰	۱۰/۳۲	۱۱/۷۴
۹۰۰	۶/۱۷	۷/۵۹	۹/۰۱	۱۰/۴۳	۱۱/۸۵

جدول (۷) تغییرات در قیمت برق را با فرض افزایش هزینه‌های خارجی (هزینه انتشار گاز CO_2) نشان می‌دهد. می‌توان مشاهده کرد که هر ۵ دلار افزایش هزینه انتشار برای هر تن گاز، حدود ۰/۲۳ سنت هزینه واقعی برق را می‌افزاید. با توجه به اینکه هزینه انتشار گازکربنیک تا سال ۲۰۲۰ به ۴۲ دلار بر تن و تا سال ۲۰۵۰ به ۶۹ دلار بر تن بالغ خواهد رسید (کارگروه آژانس‌های هزینه‌های اجتماعی گازهای گلخانه‌ای،۲۰۱۳)، به این ترتیب، انتظار می‌رود که هزینه واقعی برق تولید شده در نیروگاه‌های حرارتی تا نزدیک ۱۳ سنت هم برسد.

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-07-31]

جدول ۷. حساسیت قیمت برق تولیدشده (سنت برکیلووات‌ساعت) از نیروگاه‌های سیکل ترکیبی (شامل هزینه‌های خارجی) به قیمت گازطبیعی و هزینه انتشار گازکربنیک

قیمت گاز (سنت برمترمکعب)/ هزینه انتشار CO_2 (دلار بر تن)	۵	۱۰	۱۵	۲۰	۲۵
۳۰	۵/۶۴	۷/۰۶	۸/۴۸	۹/۹۰	۱۱/۳۲
۳۵	۵/۸۷	۷/۲۹	۸/۷۱	۱۰/۱۳	۱۱/۵۵
۴۰	۶/۱۰	۷/۵۲	۸/۹۴	۱۰/۳۶	۱۱/۷۸
۴۵	۶/۳۳	۷/۷۵	۹/۱۷	۱۰/۵۹	۱۲/۰۱
۵۰	۶/۵۶	۷/۹۸	۹/۴۰	۱۰/۸۲	۱۲/۲۴
۵۵	۶/۷۹	۸/۲۱	۹/۶۳	۱۱/۰۵	۱۲/۴۷
۶۰	۷/۰۲	۸/۴۴	۹/۸۶	۱۱/۲۸	۱۲/۷۰

جداول (۸) و (۹) به قیمت برق تولیدی در نیروگاه‌های تجدیدپذیر اختصاص دارد. هزینه اولیه و ضریب ظرفیت دو متغیری هستند که حساسیت قیمت تمام شده برق نسبت به تغییرات در آنها بررسی شده و به ترتیب برای برق فتوولتایی در جدول (۸) و برای برق بادی در جدول (۹) آمده است. هر ۱۰۰ دلار کاهش در هزینه اولیه احداث نیروگاه فتوولتایی حدود ۰/۶۳ سنت و در مزارع بادی حدود ۰/۷ سنت از قیمت برق تولیدی می‌کاهد. اثر افزایش ضریب ظرفیت غیرخطی و بیشتر قابل توجه است. در قیمت‌های فعلی برای هر ۵٪ افزایش ضریب ظرفیت، کاهشی در حدود ۱ سنت برای برق تولیدی از هر دو فناوری تجدیدپذیر و کاهش قیمت تا ۳/۵ سنت برای برق فتوولتایی در جدول زیر جالب توجه است. اعلام آمادگی برخی شرکت‌های بین‌المللی برای سرمایه‌گذاری در کشورهای آفتاب‌خیز منطقه و یا آفریقا و فروش برق فتوولتایی به قیمت تنها ۴ سنت با این فروض دور از انتظار نخواهد بود. به‌نظر نمی‌رسد هزینه برق تولیدشده از توربین‌های بادی با استفاده از فناوری‌های موجود به کمتر از ۵/۵ تا ۶ سنت کاهش یابد. قابل ذکر است در این محاسبات هزینه انتقال لحاظ شده است.

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-07-31]

جدول ۸. حساسیت قیمت برق تولیدشده (سنت برکیلووات‌ساعت)

از نیروگاه‌های فتوولتائی به ضریب ظرفیت و هزینه اولیه

هزینه اولیه (دلار بر کیلووات)/ ضریب ظرفیت (٪)	۲۰	۲۵	۳۰	۳۵	۴۰
۸۰۰	۷/۰۷	۵/۶۵	۴/۷۱	۴/۰۴	۳/۵۳
۹۰۰	۷/۷۰	۶/۱۶	۵/۱۴	۴/۴۰	۳/۸۵
۱۰۰۰	۸/۳۴	۶/۶۷	۵/۵۶	۴/۷۷	۴/۱۷
۱۱۰۰	۸/۹۸	۷/۱۸	۵/۹۹	۵/۱۳	۴/۴۹
۱۲۰۰	۹/۶۲	۷/۷۰	۶/۴۱	۵/۵۰	۴/۸۱
۱۳۰۰	۱۰/۲۶	۸/۲۱	۶/۸۴	۵/۸۶	۵/۱۳
۱۴۰۰	۱۰/۹۰	۸/۷۲	۷/۲۶	۶/۲۳	۵/۴۵

جدول ۹. حساسیت قیمت برق تولیدشده (سنت برکیلووات‌ساعت)

از نیروگاه‌های توربین بادی به ضریب ظرفیت و هزینه اولیه

هزینه اولیه (دلار بر کیلووات)/ ضریب ظرفیت (٪)	۲۰	۲۵	۳۰	۳۵	۴۰
۱۲۰۰	۱۰/۹۲	۸/۸۹	۷/۵۵	۶/۵۸	۵/۸۶
۱۳۰۰	۱۱/۶۲	۹/۴۶	۸/۰۱	۶/۹۹	۶/۲۱
۱۴۰۰	۱۲/۳۲	۱۰/۰۲	۸/۴۸	۷/۳۹	۶/۵۶
۱۵۰۰	۱۳/۰۲	۱۰/۵۸	۸/۹۵	۷/۷۹	۶/۹۲
۱۶۰۰	۱۳/۷۳	۱۱/۱۴	۹/۴۲	۸/۱۹	۷/۲۷
۱۷۰۰	۱۴/۴۳	۱۱/۷۰	۹/۸۹	۸/۵۹	۷/۶۲
۱۸۰۰	۱۵/۱۳	۱۲/۲۷	۱۰/۳۶	۸/۹۹	۷/۹۷

نتیجه تحلیل حساسیت را می‌توان در این جمله خلاصه کرد که در آینده‌ای نه‌چندان دور هزینه تمام شده برای تولید برق از سوخت‌های فسیلی، به‌ویژه با احتساب هزینه‌های خارجی تولید گازهای گلخانه‌ای، از دو برابر هزینه تمام شده نیروگاه‌های تجدیدپذیر بیشتر خواهد بود.

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-07-31]

۵. نتیجه‌گیری و پیشنهادها

توسعه فناوری‌های انرژی پاک و تجدیدپذیر یک ضرورت انکار ناشدنی چه از جنبه‌های اقتصادی، اجتماعی و چه زیست محیطی است. جهان، نه فقط به دلیل نیاز به تأمین انرژی در دوره کاهش تولید سوخت‌های فسیلی، بلکه مهم‌تر از آن به دلیل تهدید جدّی تنها زیستگاه نوع بشر و آینده مبهم در تغییرات اقلیم، به سمت سرمایه‌گذاری در این زمینه شتاب گرفته است. اما بدون شک دست‌یابی به این ضرورت در گرو زمینه‌سازی و ایجاد ملزومات بسیاری است.

از آنجایی که کشور ایران دارای منابع مختلف انرژی‌های تجدیدپذیر است و از طرفی سهم انرژی‌های تجدیدپذیر برای تولید برق بسیار اندک است، در پژوهش حاضر به ارزیابی جنبه‌های مختلف تولید برق از تکنولوژی‌های تجدیدپذیر در مقایسه با گاز طبیعی پرداخته شد. در این راستا قیمت برق تولیدی توسط نیروگاه‌های سیکل ترکیبی، بادی و فتوولتاییک محاسبه شد. تحلیل حساسیت نسبت به تغییرات در قیمت گاز و هزینه‌های سرمایه‌ای نیز انجام شد. نتایج نشان داد هزینه تمام شده برق تولیدی از سوخت‌های فسیلی از هزینه تمام شده برق تولیدی از نیروگاه‌های تجدیدپذیر بیشتر است. همچنین از روش تحلیل پوششی داده‌ها برای ارزیابی و مقایسه فناوری‌های تولید برق استفاده شد. نتایج حاکی از آن بود که تکنولوژی‌های تجدیدپذیر بیشترین انطباق را با معیارهای پایداری دارند. بنابراین از نظر اقتصادی، اجتماعی و زیست‌محیطی تولید برق از تکنولوژی‌های تجدیدپذیر در مقایسه با گاز طبیعی ارجح است.

پیشنهاد می‌گردد در تحقیقات آتی سهم بهینه فناوری‌های مختلف تولید برق در کشور مورد مطالعه قرار گیرد. همچنین پیشنهاد می‌گردد تحلیل حساسیت مدل نسبت به سایر پارامترهای مدل از جمله درصد تغذیه نیروگاه های فسیلی از گاز طبیعی و نرخ تنزیل ارز مورد بررسی قرار گرفته و سناریوهای مختلف تجزیه و تحلیل شوند.

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-07-31]

منابع

[۱] اداره کل روابط عمومی وزارت نفت (۱۳۸۳). نفت و توسعه (۵) گزارش اهم فعالیت های وزارت نفت.

[۲] اسماعیل‌نیا، علی‌اصغر؛ زاهدی‌سرشت، مریم. (۱۳۸۶). "بهینه‌یابی انتقال گاز و برق (هم‌افزایی گاز و برق)". مطالعات اقتصاد انرژی. ۱۵: ۵۵-۷۶.

[۳] حاتمی، مهدی؛ ناظمی، علی؛ دولت‌آبادی، اعظم؛ مصطفی‌پور، مصطفی. (۱۳۹۳). "ارزیابی اقتصادی استفاده از سیستم فتوولتائیک مستقل از شبکه در روستاها با شبیه‌سازی مونت کارلو (مطالعهٔ موردی: تهران)". فصلنامه راهبردهای توسعه روستایی. ۱(۲): ۳۳-۱۹.

[۴] خوش‌اخلاق، رحمان؛ شریفی، علیمراد؛ کوچک‌زاده، میثم. (۱۳۸۴). "ارزیابی اقتصادی استفاده از انرژی خورشیدی در مقایسه با نیروگاه دیزلی". فصلنامه پژوهش‌های اقتصادی ایران. ۲۴: ۱۷۱-۱۹۲.

[۵] دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی، معاونت برق و انرژی، وزارت نیرو. (۱۳۹۳). برنامه بلندمدت توسعه بخش انرژی کشور.

[۶] دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی وزارت نیرو (۱۳۸۷). مقایسه اقتصادی انتقال گاز و برق جهت مصارف داخلی.

[۷] رحیمی، عبدالرحیم؛ ثقفی، مجید.. (۱۳۸۵). "ارزیابی فنی و اقتصادی احداث توربین‌های کوچک برق بادی در بروجرد". علوم و تکنولوژی محیط زیست. ۳: ۷۹-۹۱.

[۸] زینل‌زاده، رضا؛ صادقی، زین‌العابدین؛ دهقان‌پور، محمدرضا؛ قائدی، مهدی. (۱۳۹۱). "ارزیابی اقتصادی و زیست‌محیطی سیستم‌های فتوولتائیک: مطالعه موردی منطقه جنوب شرق ایران". فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی. ۳۳: ۱۱۵-۱۴۹.

[۹] سازمان بازرسی کل کشور، مدیریت برنامه ریزی شرکت گاز، امور مطالعات و بررسی‌های اقتصادی. (۱۳۸۵). بررسی و برآورد اطلاعات درخواستی مدیریت کل نظارت و بازرسی امور نفت.

[۱۰] شریفی، علیمراد؛ کیانی، غلامحسین؛ خوش‌اخلاق، رحمان؛ باقری، محمدمهدی. (۱۳۹۲). "ارزیابی جایگزینی انرژی‌های تجدیدپذیر به‌جای سوخت‌های فسیلی در ایران: رهیافت کنترل بهینه". فصلنامه تحقیقات مدلسازی اقتصادی. ۱۱: ۱۲۳-۱۴۰.

[۱۱] شفیعی، سیداحسان؛ آریان‌پور، وحید. (۱۳۹۰). طرح‌ریزی ساختار سیستم عرضه انرژی الکتریکی و تنظیم پایگاه اطلاعاتی مورد نیاز. دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی، وزارت نیرو، قرارداد شماره ۲۳-۹۰.

[۱۲] فخاری، مرتضی؛ فرمد، مجید. (۱۳۸۸). "ارزیابی فنی- اقتصادی جایگزینی مسیرهای انتقال انرژی: بررسی موردی شبکه گاز و برق". هفتمین همایش ملی انرژی.

[۱۳] فرمد، مجید؛ پرستونری، میسا؛ راعی، ساعد. (۱۳۸۴). "مقایسه فنی و اقتصادی انتقال گاز و برق در کشور". بیستمین کنفرانس بین‌المللی برق.

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-07-31]

[۱۴] مدیریت برنامه‌ریزی، امور سیستم‌های اطلاعات مدیریت. (۱۳۹۲). گزارش عملکرد شرکت ملی گاز ایران.
[۱۵] مرکز پژوهش‌های مجلس. (۱۳۹۴). قیمت‌گذاری سوخت گازطبیعی نیروگاه‌ها به تناسب راندمان.
[۱۶] مطهری، سیدعلی‌اکبر؛ احمدیان، مجید؛ عابدی، زهرا؛ غفارزاده، حمیدرضا. (۱۳۹۳). "ارزیابی اقتصادی بهره‌گیری از نیروگاه‌های بادی در ایران با در نظر گرفتن اثر سیاست آزادسازی قیمت انرژی". فصلنامه اقتصاد انرژی ایران. ۱۰: ۱۷۹-۲۰۰.
[۱۷] معاونت برق و انرژی (دفتر برنامه ریزی کلان برق و انرژی). وزارت نیرو. (۱۳۹۵). ترازنامه انرژی ۱۳۹۳.
[۱۸] معاونت برق و انرژی (دفتر برنامه ریزی کلان برق و انرژی). وزارت نیرو. (۱۳۹۶). ترازنامه انرژی ۱۳۹۴.
[۱۹] معاونت برنامه‌ریزی و نظارت، وزارت نفت. (۱۳۹۲). ترازنامه هیدروکربوری کشور.
[۲۰] مؤسسه پژوهش در مدیریت و برنامه‌ریزی انرژی دانشگاه تهران. (۱۳۸۹). تهیه و تدوین شبکه فرآیندهای مختلف مربوط به استخراج تا مصرف گاز طبیعی و جمع آوری اطلاعات فنی - اقتصادی مربوط به آن به منظور اجرای مدل MESSAGE.
[۲۱] نوربخش، سیدهادی. (۱۳۹۱). بهینه یابی توسعه ظرفیت نیروگاهی ایران با درنظرگرفتن واحدهای تولید پراکنده، پایان‌نامه کارشناسی ارشد در گرایش سیستم‌های انرژی، دانشکده مهندسی صنایع و سیستم‌ها، دانشگاه تهران.

[22] Dabbaghiyan A., Fazelpour F., Dehghan-Abnavi M.R., Rosen M.A. (2016). "Evaluation of wind energy potential in province of Bushehr, Iran", Renewable and Sustainable Energy Reviews, 55: 455–466.
[23] Edalati S., Ameri M. Iranmanesh M., Tarmahi H. (2016). "Technical and economic assessments of grid-connected photovoltaic power plants: Iran case study", Energy, 114: 923-934.
[24] Fazelpour F., Markarian E., Soltani N. (2017). "Wind energy potential and economic assessment of four locations in Sistan and Balouchestan province in Iran", Renewable Energy, 109: 646-667.
[25] Interagency Working Group on Social Cost of Greenhouse Gases, United States Government. (2013). Technical Support Document: Technical Update of the Social Cost of Carbon for Regulatory Impact Analysis-Under Executive Order.
[26] International Renewable Energy Agency (IRENA). (2012). Solar Photovoltaics.
[27] Gorgani Firouzjah K. (2018). "Assessment of small-scale solar PV systems in Iran: Regions priority, potentials and financial feasibility", Renewable and Sustainable Energy Reviews, 94: 267–274.
[28] Mohammadi K., Mostafaeipour A. (2013). "Economic feasibility of developing wind turbines in Aligoodarz, Iran", Energy Conversion and Management, 76: 645–653.

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-07-31]

[29] Mohammadi K., Mostafaeipour A. (2013). "Using different methods for comprehensive study of wind turbine utilization in Zarrineh, Iran", Energy Conversion and Management, 65: 463–470.
[30] Mostafaeipour A. (2013). "Economic evaluation of small wind turbine utilization in Kerman, Iran", Energy Conversion and Management, 73: 214–225.
[31] Mostafaeipour A., Jadidi M., Mohammadi K., Sedaghat A. (2014). "An analysis of wind energy potential and economic evaluation in Zahedan, Iran", Renewable and Sustainable Energy Reviews, 30: 641–650.
[32] Pishgar-Komleh S.H., Akram A. (2017). "Evaluation of wind energy potential for different turbine models based on the wind speed data of Zabol region, Iran", Sustainable Energy Technologies and Assessments, 22: 34–40.
[33] Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. (2018). Advancing the Global Renewable Energy Transition.
[34] Shakouri G. H., Aliakbarisani S. (2016). "At what valuation of sustainability can we abandon fossil fuels? A comprehensive multistage decision support model for electricity planning", Energy, 107: 60-77.

[Downloaded from necjournals.ir on 2025-07-31]