

نقدی بر توسعه ظرفیت نیروگاهی کشور؛ ارزیابی میزان انحراف از حالت بهینه

داوود منظور^۱، * وحید آریان‌پور^۲

۱. دانشیار دانشکده اقتصاد دانشگاه امام صادق، تهران، ایران

۲. کارشناسی ارشد انرژی دانشگاه صنعتی شریف، دانشکده مکانیک، تهران، ایران

(دریافت: ۱۳۹۵/۹/۱۳ پذیرش: ۱۳۹۵/۱۰/۲۵)

A Review of Electricity Generation Trends: Deviation from Optimal Scenario

Davood Manzoor¹, *Vahid Aryanpur²

1. Associate Professor, Faculty of Economics, Imam Sadigh University, Tehran, Iran

2. M.A. in Energy, Sharif University of Technology, Tehran, Iran

(Received: 3/Dec/2016

Accepted: 14/Jan/2017)

Abstract:

This paper mainly focuses on the development of electricity supply system in Iran. A bottom-up energy system model is employed to identify the optimal generation mix. The model minimizes the total system costs using linear mix-integer programming under a set of technical, economic and environmental constraints. Then, the optimal generation mix is compared with the actual transition pathway during the planning horizon. The comparison of historical development trend with the optimal scenario (model results) indicates that: 1- The average efficiency of thermal power plants is 4.5 percent lower than the optimal conditions, 2- Optimal pathway could save 90 billion cubic meters of natural gas and prevent CO₂ emissions of 400 million tonnes over the study period, and 3- The annual additional costs of \$630 million was imposed due to lack of funding.

Keywords: Electricity Generation, Optimal Development, MESSAGE Model, Fuel Consumption, CO₂ Emissions.

JEL: Q47, P18, O21.

چکیده:

در این مطالعه، سیستم عرضه انرژی الکتریکی کشور با بهره‌گیری از مدل MESSAGE، از سال ۱۳۶۳ تا ۱۳۹۳ مدل‌سازی می‌شود تا روند توسعه بهینه در افق مزبور مشخص شود. برای یافتن وضعیت بهینه در این مدل، مجموع هزینه‌های سیستم عرضه برق به عنوان معیار در نظر گرفته شده و با حداقل کردن آن، شرایط بهینه به دست می‌آید. سپس نتایج مدل با آنچه در عمل اتفاق افتاده مقایسه شده تا میزان انحراف توسعه واقعی از حالت ایده‌آل مشخص گردد. مهم‌ترین نتایج این پژوهش بدین شرح می‌باشند:

۱- متوسط راندمان نیروگاه‌های حرارتی کشور در سال ۱۳۹۳، کاهش ۴/۵ درصدی از حالت ایده‌آل را نشان می‌دهد، ۲- حرکت در مسیر غیربهینه منجر به اتلاف حداقل ۹۰ میلیارد متر مکعب معادل گاز طبیعی و انتشار ۴۰۰ میلیون تن دی‌اکسید کربن اضافی طی سی سال شده است، و ۳- به دلیل عدم تأمین مالی پروژه‌های نیروگاهی یا تأمین به موقع آن، سالانه ۶۳۰ میلیون دلار هزینه اضافی تحمیل شده است. در مجموع یافته‌های این مطالعه نشان می‌دهند که واقعی بودن قیمت حامل‌های انرژی و تعهد به اجرای برنامه‌های بلندمدت نقش کلیدی در توسعه مناسب بخش انرژی کشور ایفا می‌کنند.

واژه‌های کلیدی: تولید برق، مدل MESSAGE، توسعه بهینه،

مصرف سوخت، انتشار دی‌اکسید کربن.

طبقه‌بندی JEL: Q47، P18، O21.

* نویسنده مسئول: وحید آریان‌پور

E-mail: aryanpur@alum.sharif.edu

*Corresponding Author: Vahid Aryanpur

۱- مقدمه

می‌آید. سپس نتایج حاصل از اجرای مدل، با آنچه در واقعیت اتفاق افتاده است مقایسه می‌شود تا میزان انحراف از حالت ایده‌آل تعیین گردد.

برای انجام این مهم ابتدا در بخش دوم پیشینه پژوهش مرور می‌گردد. سپس در بخش سوم ضمن معرفی مدل MESSAGE، تابع هدف و مهم‌ترین محدودیت‌های آن تشریح می‌گردند. در بخش چهارم ساختار سیستم عرضه برق و مهم‌ترین اطلاعات مورد نیاز برای اجرای مدل ارائه می‌شوند. نتایج حاصل از اجرای مدل در بخش پنجم تحلیل ارزیابی و شده و با توسعه واقعی در کشور مقایسه می‌شوند. در بخش پایانی جمع‌بندی گزارش ارائه می‌شود.

۲- مروری بر پیشینه پژوهش

به منظور برنامه‌ریزی صحیح و دستیابی به ترکیب بهینه نیروگاهی، در مطالعات مختلف در سطح بین‌المللی، توسعه و ارزیابی گزینه‌های مختلف نیروگاهی در کشورهایی نظیر پاکستان (فاروق^۲ و همکاران، ۲۰۱۳: ۹۸۹)، ترکیه (آری و کاکسال^۳، ۲۰۱۱: ۶۱۲۰)، لبنان (داقر و روبیل^۴، ۲۰۱۱: ۴۳۱۵)، چین (IEA, 2012b: 12)، هند (ملاح و بانسال^۵، ۲۰۱۰: ۳۹۳۳)، بنگلادش (موندال^۶ و همکاران، ۲۰۱۰: ۴۹۰۲)، مالزی (فایروز^۷ و همکاران، ۲۰۱۳: ۴۹۳)، تایلند (چای ونگ ویلان و شارما^۸، ۲۰۱۰: ۱۹۳)، کره جنوبی (پارک^۹ و همکاران، ۲۰۱۳: ۲۸۸)، ایرلند (چیودی^{۱۰} و همکاران، ۲۰۱۳: ۱۶۹)، آلمان (پرگر^{۱۱} و همکاران، ۲۰۱۳: ۳۵۰) و برزیل (لوسنا^{۱۲} و همکاران، ۲۰۱۰: ۳۴۲) مد نظر قرار گرفته است.

علاوه بر اینها، مطالعات داخلی نیز برنامه توسعه بلندمدت بخش نیروگاهی کشور را پیشنهاد داده‌اند. دفتر برنامه‌ریزی انرژی وزارت نیرو، برنامه توسعه بهینه بخش برق و انرژی‌های تجدیدپذیر را از سال ۱۳۸۳ تا سال ۱۴۰۸ ارائه کرده است. در

مروری بر توسعه بخش نیروگاهی کشور طی سه دهه اخیر نشان می‌دهد که در این مدت، متوسط رشد سالانه ظرفیت اسمی نصب شده حدود ۷/۰ درصد و متوسط رشد سالانه تولید ناخالص برق ۸/۳ درصد بوده است (تکلیف و همکاران، ۱۳۹۵: ۱۴۷). به موازات رشد تولید، مجموع مصرف حامل‌های انرژی فسیلی شامل گاز طبیعی، مازوت و نفت گاز در این بخش سالانه ۸/۵ درصد (بر مبنای واحد انرژی) و میزان انتشار گازهای گلخانه‌ای در این بخش نیز سالانه ۸/۳ درصد افزایش یافته است (توانیر، ۱۳۹۴: ۳). از طرفی بیش از ۳۰ درصد از کل میزان انتشار گازهای گلخانه‌ای بخش انرژی مربوط به فعالیت نیروگاه‌های فسیلی در کشور می‌باشد (ترازنامه انرژی، ۱۳۹۵: ۲۶۴). همچنین مطابق گزارشات آژانس بین‌المللی انرژی، ایران بین ۱۰ کشور اول تولید کننده گازهای گلخانه‌ای به شمار می‌رود (IEA, 2015a: 10) و احمدیان و همکاران، ۱۳۹۶: ۱۷). در حال حاضر نیروگاه‌های فسیلی ۹۵ درصد کل برق کشور را تولید کرده و متوسط راندمان آنها از حدود ۳۱ درصد در سال ۱۳۶۳ تا حدود ۳۷ درصد در سال ۱۳۹۳ افزایش یافته است (توانیر، ۱۳۹۴: ۳).

بنابراین اگرچه بخش نیروگاهی طی این مدت از نظر کمی رشد چشمگیری داشته ولی شاخص‌هایی همچون راندمان نیروگاه‌های حرارتی، شدت انتشار گازهای گلخانه‌ای، تنوع حامل‌های انرژی و سهم فناوری‌های پاک نشان می‌دهند که وضع فعلی چندان مطلوب نیست. لذا این پرسش مطرح است که روند توسعه بخش نیروگاهی کشور در گذشته چه از لحاظ کمی و چه از منظر ترکیب فناوری‌ها و سوخت مصرفی، تا چه حد از حالت ایده‌آل (بهینه) فاصله داشته است و تبعات چنین انحرافی از منظر اقتصادی و زیست محیطی چه میزان می‌باشد. برای یافتن پاسخ این پرسش، در مطالعه حاضر با بهره‌گیری از مدل^۱ MESSAGE، سیستم عرضه انرژی الکتریکی کشور از سال ۱۳۶۳ تا ۱۳۹۳ مدل‌سازی می‌شود تا روند توسعه بهینه در افق مزبور مشخص شود. در این مدل، برای یافتن وضعیت بهینه، مجموع هزینه‌های سیستم عرضه برق به عنوان معیار در نظر گرفته شده و با حداقل کردن آن، وضعیت بهینه به دست

2. Farooq et al. (2013)
3. Ari & Koksai (2011)
4. Dagher & Ruble (2011)
5. Mallah & Bansal (2010)
6. Mondal et al. (2010)
7. Fairuz et al. (2013)
8. Chaivongvilan & Sharma (2010)
9. Park et al. (2013)
10. Chioldi et al. (2013)
11. Pregger et al. (2013)
12. Lucena et al. (2010)

مطالعه از سال ۱۳۹۵ تا ۱۴۳۰ بوده است. یافته‌های آن نشان می‌دهند که در سناریوی مرجع ظرفیت نصب شده از حدود ۷۳ گیگاوات در سال ۱۳۹۳ به ۲۵۰ گیگاوات در سال ۱۴۳۰ خواهد رسید. اما در سناریوی صرفه‌جویی انرژی مجموع ظرفیت مورد نیاز ۱۶۰ گیگاوات خواهد بود. این بدان معناست که هزینه‌های سرمایه‌گذاری تا ۷۵ میلیارد دلار کاهش می‌یابد (محمدی و همکاران، ۱۳۹۴: ۱۰۹).

تکلیف و همکاران در تحقیق مشابهی به بررسی نقش نرخ تنزیل بر گسترش انرژی‌های نو و تجدیدپذیر پرداخته‌اند. دامنه تغییرات نرخ تنزیل در این مطالعه بین ۵ تا ۱۵ درصد بوده است. نتایج این مطالعه نشان می‌دهند که در شرایط خوشبینانه، انرژی‌های تجدیدپذیر غیر آبی (شامل باد، خورشید، زیست توده و زمین گرمایی) و هسته‌ای به ترتیب ۲۵ و ۱۵ درصد کل تولید برق را در سال ۱۴۳۰ به خود اختصاص می‌دهند. علاوه بر این، نتایج مدل گویای این واقعیت است که توسعه چشمگیر فناوری‌های نو و تجدیدپذیر نیازمند آن است که نرخ تنزیل کمتر از ۸ درصد باشد (تکلیف و همکاران، ۱۳۹۵: ۱۴۳).

به طور خلاصه می‌توان گفت که تمرکز پژوهش‌های قبلی در پیش‌بینی وضعیت آتی و ارائه سهم بهینه فناوری‌های مختلف نیروگاهی در آینده است. اما در مطالعه فعلی از یک رویکرد پس‌نگر استفاده شده و مسیر بهینه توسعه با مسیر واقعی توسعه در گذشته مقایسه می‌گردد. این روش، اهمیت توجه به برنامه‌های بلندمدت در توسعه بخش انرژی کشور را نمایان می‌سازد.

۳- روش انجام مطالعه و تشریح مدل

MESSAGE

یکی از مدل‌های پرکاربرد برای انجام برنامه‌ریزی انرژی، مدل MESSAGE است که بر سیستم مرجع انرژی مبتنی است. سیستم مرجع انرژی جریان انواع حامل‌های انرژی اولیه، ثانویه و نهایی برای تأمین تقاضا را منعکس می‌نماید و بدین ترتیب مراحل استخراج، فراوری، تبدیل و ذخیره، انتقال و توزیع و مصرف در آخرین وسایل و تجهیزات در آن نشان داده می‌شود (منظور و همکاران، ۱۳۹۳: ۴۱۸). نسخه اول آن در مؤسسه بین‌المللی سیستم‌های کاربردی به طور عمیق‌تر مورد مطالعه و بررسی مجدد قرار گرفت و به دنبال آن نسخه‌های بعدی مدل

این مطالعه از مدل جریان بهینه انرژی ایفوم (EFOM^۱) استفاده شده و نتایج آن از تأثیرات متقابل بخش‌های نفت و فرآورده‌های نفتی، گاز طبیعی و زغال‌سنگ به دست آمده است. تأثیر تقاضای نهایی انرژی، بازارهای جهانی و شاخص‌های اقتصاد کلان به صورت برون‌زا در نظر گرفته شده است. نتایج اصلی هم ارائه یک برنامه توسعه ظرفیت ۲۵ ساله و تعیین سهم بهینه هر یک از فناوری‌های تولید برق در افق مزبور می‌باشد (دفتر برنامه‌ریزی انرژی، ۱۳۸۲: ۱۲).

شفیعی و آریان‌پور نیز سیستم عرضه برق کشور را با استفاده از مدل MESSAGE در قالب یک سناریوی مرجع و شش سناریوی جایگزین تجزیه و تحلیل کرده‌اند. افق زمانی این مطالعه ۱۳۹۲ تا ۱۴۱۷ می‌باشد و سناریوهای آن بر تغییرات قیمت گاز طبیعی، توسعه فناوری و عدم امکان مبادلات برون‌مرزی برق متمرکز شده‌اند (شفیعی و آریان‌پور، ۱۳۹۰: ۴).

آریان‌پور و شفیی در پژوهشی دیگر و با استفاده از همان مدل، به تعیین سهم بهینه انرژی‌های تجدیدپذیر و اثرات مثبت توسعه آنها بر کاهش مصرف سوخت‌های فسیلی و انتشار گازهای گلخانه‌ای پرداخته‌اند. این مطالعه، سرمایه‌گذاری در زمینه توسعه فناوری‌های تجدیدپذیر به ویژه توربین‌های بادی و سلول‌های فتوولتائیک را در میان‌مدت و بلندمدت تشویق می‌کند (آریان‌پور و شفیی، ۲۰۱۵: ۸۸۲).

منظور و همکاران ترکیب بهینه تکنولوژی‌های تولید برق در کشور را با در نظر گرفتن ملاحظات زیست‌محیطی و مالیات کربن تعیین نموده‌اند. ایشان سیستم عرضه انرژی الکتریکی کشور را برای سال‌های ۲۰۱۵ تا ۲۰۴۵ مدل‌سازی کرده‌اند. نتایج و روش به کار گرفته شده در این تحقیق می‌تواند به عنوان ابزاری برای تسهیل فرایند برنامه‌ریزی میان‌مدت و درازمدت و تحلیل آثار توسعه فناوری‌های تجدیدپذیر و تولید پراکنده بر مصرف انرژی و انتشار گازهای گلخانه‌ای در بخش نیروگاهی مورد استفاده قرار گیرد (منظور و همکاران، ۱۳۹۳: ۴۱۵).

محمدی و همکاران اثرات صرفه‌جویی انرژی بر توسعه بخش تولید برق کشور را ارزیابی نموده‌اند. در این مطالعه سناریوهای ادامه روند کنونی و صرفه‌جویی انرژی با بهره‌گیری از مدل MESSAGE با یکدیگر مقایسه شده‌اند. افق زمانی

1. Energy Flow Optimization Model

" v و I_m حداکثر مقدار منابع در دسترس از نوع m می باشد. رابطه (۳) قید حداکثر ظرفیت سازی سالانه را نشان می دهد. در این رابطه γy_{fvet}^0 حداکثر نرخ رشد در هر دوره برای ساخت تکنولوژی می باشد. gy_{fvet}^0 ظرفیت اولیه برای شروع ساخت یک تکنولوژی و Yz_{fvet} ظرفیت سالانه جدید تکنولوژی v می باشد.

رابطه (۳)

$$Yz_{fvet} - \gamma y_{fvet}^0 \times Yz_{fvet}(t-1) \leq gy_{fvet}^0$$

رابطه (۴) نشان دهنده حداکثر تولید یک فناوری نیروگاهی است. ga_{fvet}^0 & γa_{fvet}^0 به ترتیب حداکثر نرخ رشد و حداکثر میزان افزایش تکنولوژی نوع v و $zfvel$ فعالیت تکنولوژی v با ورودی f و خروجی e است.

رابطه (۴)

$$\sum_t \epsilon_{fve} \times [zfvel - \gamma a_{fvet}^0 \times zfvel(t-1)] \leq -ga_{fvet}^0$$

در صورتی که I_{rt} محدودیت واردات سالانه حامل انرژی I در دوره t باشد و $Izrcpt$ واردات سالانه حامل انرژی نوع t با درجه کشش عرضه p به سطح z از کشور c در دوره t باشد، رابطه (۵) نشان دهنده قید حداکثر واردات سالانه در هر دوره می باشد.

رابطه (۵)

$$\sum_c \sum_p Izrcpt \leq I_{rt}$$

محدودیت های فوق، یک مجموعه امکان پذیر تولید برای سیستم عرضه انرژی ایجاد می کنند. اما برای یافتن بهترین نقطه کارکرد در این منطقه امکان پذیر باید معیار خاصی در نظر گرفت. معمولاً هزینه های کل سیستم را به عنوان معیار در نظر می گیرند و با حداقل کردن کل هزینه ها، بهترین نقطه کارکرد سیستم عرضه انرژی را به دست می آورند. بدین ترتیب تابع هدف مدل عرضه انرژی شامل کل هزینه های سیستم خواهد بود. هزینه های مذکور باید برای تمام سطوح، تکنولوژی ها، مناطق و زمان های مختلف محاسبه شده و به یک سال پایه تنزیل داده شوند. در این صورت مجموع ارزش حال کل هزینه های سیستم، تابع هدف مدل را شکل خواهد داد. با حداقل کردن تابع هدف مذکور، با توجه به محدودیت های سیستم عرضه انرژی، وضعیت بهینه به دست می آید. مطابق رابطه (۶) مجموع ارزش کنونی کل هزینه های سیستم، تابع

توسعه پیدا کرد. آژانس بین المللی انرژی اتمی (IAEA) آخرین نسخه آن را از مؤسسه مذکور دریافت کرده و با افزودن یک واسط کاربری، استفاده از آن را ساده تر کرده است (IAEA, 2007: 4).

در این مدل، تقاضای انرژی به صورت متغیر بیرونی در نظر گرفته می شود و اطلاعات اقتصادی (هزینه سرمایه گذاری اولیه، هزینه های تعمیرات و نگهداری، هزینه سوخت و هزینه های زیست محیطی)، اطلاعات فنی (بازده، طول عمر، زمان احداث، مصرف داخلی، ضریب ظرفیت و پخش مواد آلاینده به وسیله تکنولوژی ها) و قیود مختلف در مراحل مختلف به مدل داده می شود. مجموعه محدودیت های فوق، یک منطقه امکان پذیر تولید برای سیستم عرضه انرژی را ایجاد می کنند. محدودیت های فیزیکی شبکه عرضه انرژی عبارتند از: ۱- قیود مربوط به ضرورت تأمین تقاضای انرژی، ۲- قیود مربوط به شبکه انتقال و توزیع، ۳- قیود مربوط به سطوح فرآورش و تبدیل، ۴- محدودیت های محیط زیستی، ۵- محدودیت های فنی تکنولوژی های انرژی و ۶- محدودیت منابع طبیعی و اقتصادی مورد نیاز جهت توسعه سیستم عرضه.

مهم ترین قید مدل، در واقع تأمین تقاضا می باشد که با اعمال آن تقاضای انرژی نهایی تضمین می شود. اگر U_{esilt} تقاضای انرژی مورد نیاز از نوع e در بخش s در منطقه i از ناحیه باری I و در زمان t باشد و $F_{fresilt}$ مقدار حامل انرژی ورودی f به تکنولوژی v برای تولید حامل انرژی e و همچنین $E_{fresilt}$ بازده تکنولوژی مذکور در نظر گرفته شود، در این صورت رابطه (۱) باید برقرار باشد:

رابطه (۱)

$$\sum_f \sum_t F_{fvesilt} \times \epsilon_{fvesilt} \geq U_{vesilt}$$

در برخی موارد ممکن است با محدودیت منابع طبیعی یا اقتصادی مواجه شویم. بنابراین باید قیود مربوط به این منابع در مدل سازی در نظر گرفته شوند. این محدودیت ها باید برای تمام سطوح و تکنولوژی ها نوشته شوند. برای مثال در سطح تولید برق به شکل رابطه (۲) نوشته می شوند:

رابطه (۲)

$$\sum_v \sum_f \sum_l A_{rv}^{filt} \times \epsilon_{rv}^{filt} \times l_{mt} \leq I_{mt}$$

I_{mt} مصرف منابع نوع m به ازای یک واحد خروجی تکنولوژی

$$\beta_m^t = \beta_b^t \times \left[\frac{1}{1 + \frac{dr(t)}{100}} \right]^{\frac{\Delta t}{2}}$$

رابطه (۶)

Δt : افق زمانی مطالعه به واحد سال
 $dr(i)$: نرخ تنزیل در دوره i به واحد درصد
 $zfvelt$: مصرف سوخت f در ناحیه باری l در زمان t در سطح Z به وسیله تکنولوژی v
 ϵ_{fve} : راندمان تکنولوژی برای تبدیل سوخت f به حامل انرژی e
 $cfix(fvet)$: هزینه‌های عملیات تعمیرات و نگهداری ثابت
 $ccur(fvet)$: هزینه‌های تعمیرات و نگهداری متغیر
 $ccap(fvet)$: هزینه‌های احداث هر تکنولوژی
 fri_{svd}^n : قسمتی از هزینه احداث که باید در n دوره زمانی قبل از آغاز سال اول بهره‌برداری تأمین گردد.
 rc_{svd}^{mt} : ضریب نسبی به ازای واحد ظرفیت جدید نصب شده تکنولوژی v در محدودیت m
 fra_{svem}^n : بخشی از محدودیت فوق که در n دوره زمانی قبل از سال اول بهره‌برداری باید هزینه گردد.
 $Rzrgplt$: مصرف سالانه از منبع r ، از نوع g ، دارای کشش عرضه p در ناحیه باری l و زمان t
 $cres(rgpl, t)$: هزینه استخراج منبع r ، از نوع g
 $Izrcplt$: حجم واردات سالانه سوخت r از کشور c
 $cimp(rcplt)$: هزینه واردات سوخت r از کشور c
 $Ezrcplt$: حجم صادرات سالانه سوخت r به کشور c
 $cexp(rcplt)$: درآمد صادرات سوخت r به کشور c
 ro_{fve}^{mt} : ضریب خروجی تکنولوژی برای محدودیت m
 $car1(m, t)$ & $car2(m, t)$: ضرایب محدودیت‌های تعریف شده توسط کاربر
 $Ufver.t$: تقاضای سوخت f به وسیله تکنولوژی v در آخرین سطح
 $Yzfvet$: ظرفیت جدید احداث شده از یک تکنولوژی مشخص

۴- مفروضات و اطلاعات ورودی

سطوح سیستم مرجع انرژی برای عرضه برق کشور شامل منابع، فناوری‌های تولید برق، شبکه انتقال و توزیع و تقاضا می‌باشد. فناوری‌های تولید برق عبارتند از نیروگاه‌های فسیلی (دیزلی، گازی، بخاری، سیکل ترکیبی و زغال سنگ‌سوز)،

هدف مدل را شکل می‌دهد (IAEA, 2007: 281).

$$z = \sum_t \left[\beta_m^t \Delta t \left\{ \sum_{svd} \sum_l zsvd..lt \times \epsilon_{svd} \times \left[ccur(svd, t) \sum_i \sum_m ro_{svd}^{mt} \times cari(ml, t) \right] + \sum_{svd} \epsilon_{svd} \times \sum_{e=0}^{e_d} Usvd.e.t \times \epsilon_{svd} \times \left[\kappa_e \times \left(ccur(svd, t) + \sum_m ro_{svd}^{mt} \times car2(m, t) + cred(d, e) + \sum_m ro_{svd}^{mt} \times car1(m, t) \right) + \sum_{svd} \sum_{\tau=t-\tau_{svd}} \Delta \tau \times Yzsvd.. \tau \times cfix(svd, \tau) + \sum_r \left[\sum_g \sum_l \sum_p Rzrgpl.lt \times cres(rgpl, t) + \sum_c \sum_l \sum_p Izrcpl.lt \times cimp(rcpl, t) - \sum_c \sum_l \sum_p Izrcpl.lt \times cexp(rcpl, t) \right] \right\} + \beta_b^t \times \left(\sum_{svd} \sum_{\tau}^{t+\tau_d} \Delta(t-1) \times Yzsvd.. \tau \times [ccap(svd, \tau) \times fri_{svd}^{t-\tau} + \sum_i \sum_m rc_{svd}^{mt} \times cari(m, t) \times fra_{svd,m}^{t-\tau}] \right) \right]$$

$$\beta_b^t = \prod_{i=1}^{t-1} \left[\frac{1}{1 + \frac{dr(i)}{100}} \right]^{\Delta i}$$

مهم‌ترین محدودیت‌های اعمال شده شامل میزان دسترسی به گاز طبیعی، محدودیت نصب نیروگاه‌های زغال‌سنگ‌سوز، هسته‌ای و امکان ورود نیروگاه‌های سیکل ترکیبی و تولید پراکنده به شرح زیر می‌باشند:

سهم گاز طبیعی و سوخت‌های مایع در تأمین نیاز بخش نیروگاهی کشور بین سال‌های ۱۳۶۳ تا ۱۳۹۳ در نمودار (۱) نمایش داده شده است. گاز طبیعی در این سال‌ها بین ۴۲ تا ۷۵ درصد نیاز مزبور را مهیا نموده و مابقی آن توسط سوخت‌های مایع (نفت گاز و نفت کوره) تأمین شده است. برای مدل‌سازی فرض می‌شود که سقف میزان گاز طبیعی در دسترس برای مصارف نیروگاهی در سال‌های مختلف، مطابق اطلاعات واقعی همین نمودار باشد. اما برای سوخت‌های مایع محدودیتی در نظر گرفته نشده است. در خصوص نیروگاه‌های زغال‌سنگ‌سوز فرض می‌شود که نیاز زغال‌سنگ حرارتی صرفاً از منابع داخلی و تا سقف احداث ۴۰۰۰ مگاوات قابل حصول باشد (دفتر برنامه‌ریزی کلان، ۱۳۹۰: ۱۵). اما برای سوخت هسته‌ای، فرض شده که نیاز به سوخت راکتورهای هسته‌ای از نوع آب سبک از واردات و بدون هیچ محدودیتی قابل تأمین باشد.

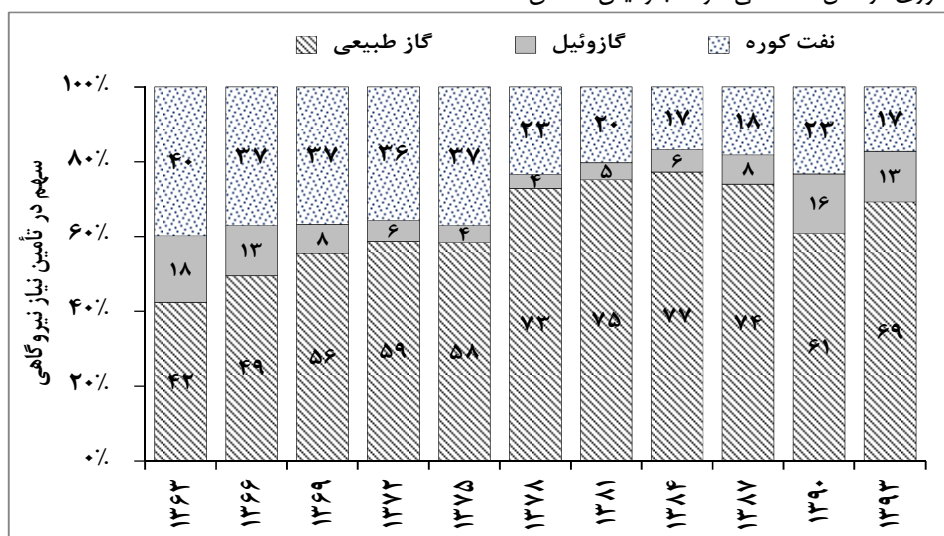
فناوری‌های تجدیدپذیر (برقابی، بادی و خورشیدی) و هسته‌ای. بدیهی است که برخی از این فناوری‌ها در سی سال گذشته، به ویژه دهه ۶۰ شمسی برای کشور در دسترس نبوده‌اند. اما به نظر می‌رسد در افق مطالعه، یعنی تا انتهای سال ۱۳۹۳، دسترسی به آنها امکان‌پذیر بوده است. بر این اساس، در بخش بعدی زمان ورود فناوری‌های نوین برای اعمال در مدل مشخص می‌گردد.

۴-۱- سال پایه و افق زمانی مطالعه

در این مطالعه سال ۱۳۶۲ به عنوان سال پایه محاسبات در نظر گرفته شده است. افق برنامه‌ریزی عرضه انرژی برابر با کل طول دوره مطالعه بر حسب سال است که به ده دوره زمانی سه ساله تفکیک می‌شود. بر این اساس، سال ۱۳۶۳ سال شروع مدل‌سازی و سال ۱۳۹۳ سال پایان دوره مطالعه خواهد بود.

۴-۲- محدودیت‌های دسترسی به سوخت و فناوری

به منظور شبیه‌سازی شرایط واقعی، محدودیت‌های دسترسی به سوخت و فناوری در مدل لحاظ می‌گردد. بر این اساس،



نمودار ۱. سهم سوخت‌های مصرفی در شرایط واقعی (توانیر، ۱۳۹۴-۱۳۹۳)

اهداف مندرج در برنامه پنجم توسعه، سقف ظرفیت نصب شده برای این تکنولوژی ۳۰۰۰ مگاوات در نظر گرفته می‌شود. همچنین فرض می‌شود که نیروگاه اتمی بوشهر از سال ۱۳۸۹ به سید نیروگاهی کشور افزوده شود.

۴-۳- مشخصات فنی - اقتصادی نیروگاه‌ها

مشخصات عمومی فنی و اقتصادی تکنولوژی‌های مورد نظر

نیروگاه‌های سیکل ترکیبی برای اولین بار، اواخر دهه هفتاد به مجموعه نیروگاه‌های کشور اضافه شده‌اند (توانیر، ۱۳۹۳: ۷). بر این اساس، فرض می‌شود که در مدل نیز چنین محدودیتی برقرار باشد و امکان دسترسی به این نوع نیروگاه‌ها، قبل از آن وجود نداشته باشد. دسترسی به موتورهای گازسوز در حالت تولید پراکنده از دهه ۸۰ به بعد مقدور خواهد بود. بر مبنای

برقایی و دیزلی به ترتیب ۴۶، ۲۹، ۱۷ و ۸ درصد کل ظرفیت نصب شده را به خود اختصاص داده‌اند. متوسط راندمان نیروگاه‌های بخاری، گازی و دیزلی در آن سال به ترتیب معادل ۳۴/۳، ۲۳/۲ و ۳۳ درصد بوده است (توانیر، ۱۳۹۳: ۱۰).

میزان مبادلات برق و خالص آن طی دو دهه اخیر در مدل شبیه‌سازی می‌شود. برای اولین بار صادرات برق از سال ۱۳۷۲ آغاز شده و به جز سال‌های ۱۳۸۱ تا ۱۳۸۳ که میزان واردات از صادرات پیشی گرفته است، در سایر سال‌ها تراز مبادلات برق در کشور ما مثبت بوده است (توانیر، ۱۳۹۴-۱۳۹۳).

یکی از پارامترهای اصلی در برنامه‌ریزی انرژی میزان تقاضاست. بیشترین میزان رشد سالانه تقاضا مربوط به سال‌های ۱۳۶۶ تا ۱۳۶۹ با بیش از ۹ درصد، کمترین میزان رشد مربوط به سال‌های ۱۳۸۷ تا ۱۳۹۰ با ۴/۴ درصد و متوسط نرخ رشد سالانه برق در ۳۰ سال گذشته ۷/۱ درصد بوده است (توانیر، ۱۳۹۴-۱۳۹۳). میزان تقاضای نهایی برق از حدود ۲۸ میلیارد کیلووات ساعت در سال ۱۳۶۳ به ۲۱۹ میلیارد کیلووات ساعت در سال ۱۳۹۳ افزایش می‌یابد.

شامل هزینه سرمایه‌گذاری اولیه، هزینه‌های ثابت و متغیر تعمیر و نگهداری، بازده، ضریب ظرفیت، طول عمر، مصرف داخلی و مدت زمان ساخت در جدول (۱) منعکس شده است. برای ارزیابی ارزش حال کل هزینه‌های سیستم عرضه انرژی از نرخ تنزیل ۱۰ درصد در مدل استفاده می‌شود. اطلاعات اقتصادی در این جدول به قیمت سال پایه، یعنی سال ۱۳۶۲ ارائه شده است.

برای تبدیل اطلاعات هزینه‌ای به قیمت سال ۱۳۹۳، این اطلاعات باید در ۲/۳۷ ضرب شوند. بر این اساس، هزینه سرمایه‌گذاری نیروگاه سیکل ترکیبی، بخاری و گازی به قیمت کنونی به ترتیب معادل ۶۳۰، ۸۳۰ و ۴۲۰ دلار بر کیلووات خواهد بود.

۴-۴- سایر اطلاعات ورودی

برای شبیه‌سازی شرایط سال پایه از ظرفیت‌های تاریخی هر یک از انواع نیروگاه‌ها در آن سال استفاده می‌شود. مجموع ظرفیت نصب شده نیروگاهی در سال ۱۳۶۲، کمتر از ۱۱۰۰۰ مگاوات بوده است. در این میان، نیروگاه‌های بخاری، گازی،

جدول ۱. اطلاعات فنی و اقتصادی تکنولوژی‌های تولید برق (قیمت سال ۱۳۶۲)

مدت زمان ساخت	طول عمر	ضریب ظرفیت ^۲	مصرف داخلی	بازده ^۱	هزینه تعمیر و نگهداری متغیر	هزینه تعمیر و نگهداری ثابت سالیانه	هزینه سرمایه‌گذاری	تکنولوژی
سال	سال	درصد	درصد	درصد	\$/MWh	\$/kW	\$/kW	
۵	۳۰	۷۰	۸	۳۸/۵	۰/۰۲۱	۱/۹۴	۳۴۷	نیروگاه بخاری
۲	۱۵	۵۰	۰/۵	۳۱-۳۴	۰/۰۷۱	۰/۶۵	۱۷۶	نیروگاه گازی
۱	۱۵	۷۰	۷	۳۹	۲/۸۱۲	۴/۵۰	۳۲۹	موتورهای رفت و برگشتی
۵	۳۰	۶۷	۲	۴۵	۰/۰۵۲	۰/۷۰	۲۶۷	نیروگاه سیکل ترکیبی
۱	۱۵	۶۵	۷	۳۰	۰/۰۲۷	۶/۹۴	۳۴۷	نیروگاه دیزلی
۵	۳۰	۷۵	۵/۵	۳۵/۳	۰/۲۳۴	۰/۶۹	۴۳۴	نیروگاه زغال‌سنگ سوز
۷	۴۰	۸۰	۱۰	۳۱	۱/۷۳۵	۱۳/۶۸	۹۱۲	نیروگاه هسته‌ای آب سبک
۵	۵۰	۲۰	۰/۵	-	۱/۵۹۰	۰/۰	۳۳۵	برقایی
۱	۲۰	۳۵	۱/۴	-	۰/۰	۷/۲۰	۶۹۴	توربین بادی ^۳
۱	۲۰	۱۸	۰/۵	-	۰/۰	۸/۱۰	۴۰۵۰	سلول‌های فوتوولتائیک ^۴
۲	۳۰	۴۰	۰/۵	-	۰/۰	۸/۶۷	۳۵۰۰	سیستم‌های حرارتی - خورشیدی ^۴

مأخذ: (وزارت نیرو، ۱۳۷۵ و ۱۳۸۰)

(۲) بیانگر نسبت حداکثر انرژی قابل تولید از واحد به کل ظرفیت اسمی نصب شده می‌باشد.
(۳) برای توربین‌های بادی، کاهش هزینه سرمایه‌گذاری اولیه در اثر توسعه فناوری (منحنی‌های یادگیری) به میزان ۰/۵

(۱) فرض می‌شود که بازده نیروگاه‌های گازی در افق مطالعه به صورت خطی از ۳۱ درصد تا ۳۴ درصد افزایش یابد. برای نیروگاه‌های تجدیدپذیر شامل برقایی، بادی و خورشید بازده ۱۰۰ درصد در نظر گرفته می‌شود.

بود. برای مقایسه این هزینه‌ها با هزینه‌های کنونی به (JRC, 2014) رجوع شود.

در جدول (۲)، قیمت‌های سوخت‌های فسیلی که در بخش نیروگاهی استفاده می‌شوند (بر حسب قیمت سال ۱۳۹۳) ارائه شده است. همچنین برای سوخت هسته‌ای، مجموع هزینه سوخت وارداتی و هزینه‌های مدیریت پسماندهای آن، معادل ۱ سنت دلار به ازای هر کیلووات ساعت برق تولیدی در نظر گرفته می‌شود (IEA-NEA, 2010). در مجموع مدل با فرض قیمت‌های واقعی سوخت اجرا شده و ترکیب بهینه تولید بر اساس هزینه‌های واقعی نهاده‌ها و سرمایه‌گذاری‌ها استخراج می‌شود.

درصد در سال در نظر گرفته شده است. از این رو، هزینه احداث توربین‌های بادی در انتهای دوره مطالعه به کمتر از ۶۰۰ دلار بر کیلووات (به قیمت سال پایه) کاهش خواهد یافت. این میزان تقریباً معادل ۱۴۰۰ دلار بر کیلووات به قیمت سال ۱۳۹۳ خواهد بود.

(۴) برای سلول‌های فتوولتائیک و سیستم‌های حرارتی خورشیدی نیز، کاهش هزینه سرمایه‌گذاری اولیه در اثر منحنی‌های یادگیری به ترتیب معادل ۵/۴ درصد در سال و ۱/۵ درصد در سال در نظر گرفته شده است. بر این اساس، هزینه احداث سلول‌های فتوولتائیک و سیستم‌های حرارتی- خورشیدی در سال ۱۳۹۳ و به قیمت همین سال به ترتیب حدود ۱۸۰۰ دلار بر کیلووات و ۵۲۰۰ دلار بر کیلووات خواهد

جدول ۲. قیمت واقعی سوخت‌های فسیلی به قیمت سال ۱۳۹۳ (EIA, 2015a) و (EIA, 2015b)

سال	گاز طبیعی (سنت بر متر مکعب)	نفت کوره (سنت بر لیتر)	نفت گاز (سنت بر لیتر)	زغال سنگ (دلار بر تن)
۱۳۶۲	۵/۹	۲۸/۴	۴۰/۵	۲۸/۱
۱۳۶۳	۵/۹	۱۵/۵	۲۲/۱	۲۸/۱
۱۳۶۶	۵/۹	۱۷/۵	۲۴/۹	۳۴/۶
۱۳۶۹	۷/۵	۱۱/۲	۱۵/۹	۳۱/۱
۱۳۷۲	۹/۸	۱۳/۵	۱۳/۹	۳۳/۷
۱۳۷۵	۸/۱	۱۰/۶	۱۵/۱	۲۴/۲
۱۳۷۸	۱۱/۷	۱۴/۳	۲۰/۴	۲۵/۱
۱۳۸۱	۳۱/۰	۳۳/۰	۴۴/۱	۴۲/۹
۱۳۸۴	۳۱/۰	۴۱/۹	۵۹/۹	۵۹/۹
۱۳۸۷	۱۴/۲	۵۱/۰	۶۸/۱	۹۲/۱
۱۳۹۰	۲۲/۶	۴۵/۰	۶۵/۶	۹۲/۱
۱۳۹۳	۲۲/۶	۴۵/۰	۶۵/۶	۹۲/۱

مأخذ: یافته‌های تحقیق

توزیع تنها پارامتر اصلی تأثیرگذار در میزان ظرفیت‌سازی نیروگاهی یعنی نرخ تلفات شبکه مورد ملاحظه قرار گرفته است. در ۳۰ سال اخیر، تلفات شبکه انتقال و توزیع برق بین ۱۳ تا ۱۹ درصد در نوسان بوده است. بین سال‌های ۱۳۸۴ تا ۱۳۹۰، بر اساس اهداف بلندمدت بخش برق کشور تلفات رو به کاهش بوده است، اما پس از آن تا انتهای سال ۱۳۹۲ در سطح ۱۴ درصد باقی مانده است و در سال ۹۳ به کمتر از ۱۳ درصد رسیده است (توانیر، ۱۳۹۳: ۱۷).

۵- نتایج

در این بخش مهم‌ترین نتایج مدل، یعنی روند توسعه بهینه ظرفیت نیروگاهی، سهم بهینه فناوری‌ها در تولید، میزان مصرف سوخت، میزان انتشار گازهای گلخانه‌ای و نهایتاً حجم

(۱) مطابق آنچه در خصوص هزینه‌ها بدان اشاره شد، برای تبدیل قیمت‌های فوق به قیمت سال پایه، ارقام این جدول باید بر ۲/۳۷ تقسیم شوند.

(۲) ارزش حرارتی گاز طبیعی، مازوت و نفت گاز به ترتیب معادل ۸۶۰۰ کیلوکالری بر مترمکعب، ۹۲۰۰ کیلوکالری بر لیتر و ۸۶۰۰ کیلوکالری بر لیتر در نظر گرفته می‌شود (توانیر، ۱۳۹۴: ۱۲). ضرایب انتشار دی اکسید کربن سوخت‌های مزبور به ترتیب معادل ۵۶، ۷۸ و ۷۴ گرم دی اکسید کربن بر هر مگاژول سوخت می‌باشد (IPCC, 2006: 6). ضریب مذکور برای زغال سنگ ۹۶ گرم دی اکسید کربن بر هر مگاژول می‌باشد (IPCC, 2006: 7).

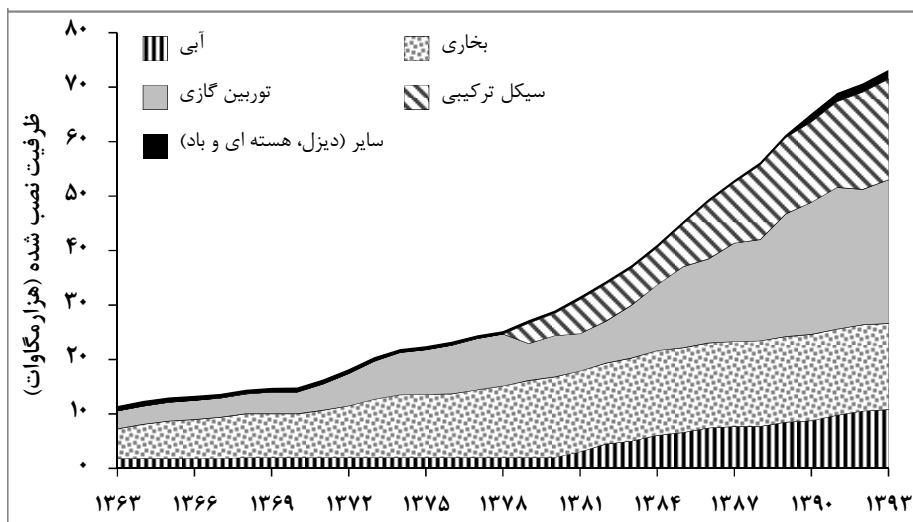
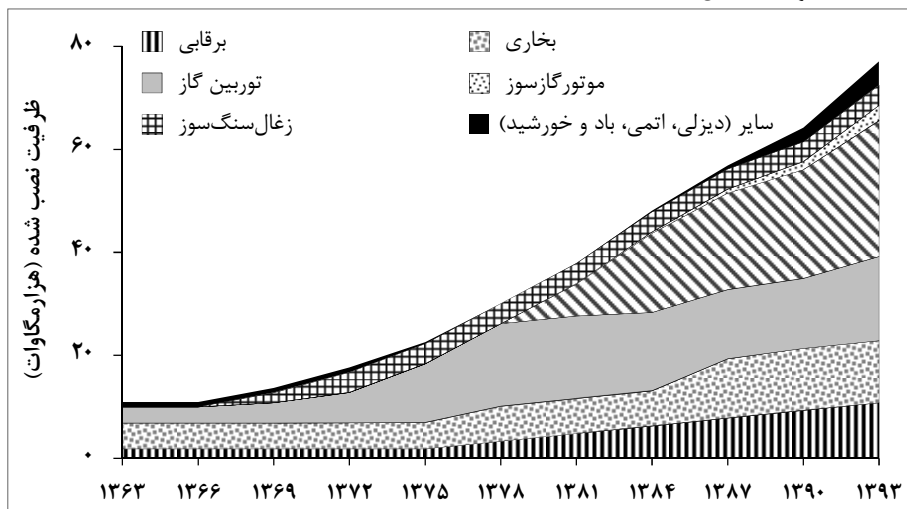
از آنجا که هدف اصلی این مطالعه تعیین ترکیب بهینه تکنولوژی‌های تولید برق می‌باشد، در مدل‌سازی بخش انتقال و

عمل کل ظرفیت نیروگاهی در سال ۱۳۹۳ برابر با ۷۳۰۰۰ مگاوات است. بدیهی است که علت اختلاف کم ظرفیت کل نیروگاهی بین واقعیت و مقدار بهینه حاصل از نتایج مدل، یکسان فرض کردن پارامترهای تأثیرگذار در ظرفیت نصب شده به ویژه تقاضا، نرخ تلفات شبکه انتقال و توزیع برق و ضریب بهره‌برداری از نیروگاه‌هاست.

سرمایه‌گذاری لازم برای توسعه در شرایط بهینه با آنچه در عمل اتفاق افتاده مقایسه می‌گردد.

۱-۵- روند بهینه توسعه ظرفیت

ترکیب ظرفیت نصب شده نیروگاهی در شرایط بهینه و واقعی در نمودار (۲) با یکدیگر مقایسه شده است. ظرفیت نصب شده در حالت بهینه حدوداً ۷ برابر شده و از ۱۱۰۰۰ مگاوات در سال ۱۳۶۳ به حدود ۷۷۰۰۰ مگاوات در سال ۱۳۹۳ رسیده است. در



نمودار ۲. روند توسعه ظرفیت نیروگاهی در شرایط بهینه (شکل بالا) و در شرایط واقعی (شکل پائین)

مأخذ: یافته‌های تحقیق

حدود ۱۶۳۰۰ مگاوات می‌رسد در حالی که در عمل در انتهای سال ۱۳۹۳، بیش از ۲۶۰۰۰ مگاوات واحد گازی در سید نیروگاهی کشور وجود داشته است. به عبارت دیگر نحوه توسعه واحدهای گازی و سیکل ترکیبی به ویژه در یک دهه گذشته، روندی عکس حالت بهینه داشته است.

نکته قابل تأمل این است که بر اساس مدل بهینه، ظرفیت نیروگاه‌های سیکل ترکیبی در سال ۱۳۹۳ نزدیک به ۲۶۵۰۰ مگاوات می‌باشد، اما در واقعیت، ظرفیت واحدهای مذکور در آن سال به حدود ۱۸۵۰۰ مگاوات رسیده است. همچنین در ترکیب بهینه نیروگاهی کل ظرفیت نصب شده نیروگاه‌های گازی به

شرایط بهینه، با توسعه بالای واحدهای سیکل ترکیبی بیشترین سهم تولید برق مربوط به این واحدها بوده است و به موازات این افزایش، از سهم واحدهای گازی کاسته شده است. حفظ ظرفیت توربین‌های گازی توسط مدل، عمدتاً به منظور پوشش دادن تقاضا در زمان‌های پیک مصرف می‌باشد. تولید مجموع واحدهای بخاری و زغال سنگ سوز که بیشتر تأمین کننده بار پایه در شبکه برق هستند، تغییر زیادی در افق مطالعه نداشته است، اما سهم آنها در کل تولید ناویژه برق با افزایش تقاضای برق و تولید فزاینده واحدهای سیکل ترکیبی کاهش یافته است. در شرایط بهینه در سال ۱۳۹۳، توربین باد و تولید پراکنده به ترتیب سهمی معادل ۳ و ۵ درصد در کل تولید ناویژه داشته‌اند، در حالی که در واقعیت سهم مجموع این دو فناوری در تولید ناویژه برق کمتر از ۰/۷ درصد بوده است. مطابق نتایج مدل، در شرایط بهینه می‌بایست در سال ۱۳۹۳، سهم واحدهای سیکل ترکیبی، بخاری و گازی در تولید برق به ترتیب برابر ۵۰، ۲۲ و ۴ درصد می‌بود. علاوه بر اینها، ۹ درصد از کل تولید ناویژه برق در این سال با استفاده از نیروگاه‌های زغال سنگ سوز بوده است. ولی مطابق آمار تفصیلی منتشر شده توسط شرکت توانیر در همان سال، سهم واقعی واحدهای سیکل ترکیبی ۳۵ درصد، گازی ۲۷ درصد و بخاری ۳۱ درصد بوده است.

متوسط راندمان نیروگاه‌های حرارتی کشور نیز در شرایط بهینه و واقعی در نمودار (۳) ملاحظه می‌شود. راندمان نیروگاهی کشور در شرایط بهینه، از ۳۳/۳ درصد در سال ۱۳۶۳ به حدود ۴۱ درصد در سال ۱۳۹۳ افزایش یافته است. به عبارتی سالانه به طور میانگین ۰/۲۵ درصد به راندمان تولید برق کشور افزوده شده است.

دلایل افت و خیزهای راندمان در نتایج مدل به شرح زیر می‌باشد: علت کاهش راندمان در سال ۱۳۶۶ نسبت به سال ۱۳۶۳، افزایش سهم واحدهای گازی در تولید برق نسبت به سال ۱۳۶۳ بوده است. افزایش سهم واحدهای گازی هم عمدتاً به خاطر پایین بودن قیمت گاز طبیعی در آن سال‌ها بوده است (کمتر از ۶ سنت بر متر مکعب). تا قبل از سال ۱۳۶۹ ظرفیت واحدهای حرارتی نسبت به سال پایه تغییر محسوسی نداشته و افزایش تقاضا عمدتاً با افزایش ضریب بهره‌برداری از نیروگاه‌های بخاری و گازی پاسخ داده شده است. در سال ۱۳۶۶ به علت افزایش ضریب بهره‌برداری از واحدهای گازی تولید این واحدها نیز متناظر با آن افزایش یافته و چون راندمان این واحدها، پایین‌تر از متوسط راندمان شبکه بوده منجر به کاهش کل راندمان تولید برق شده است.

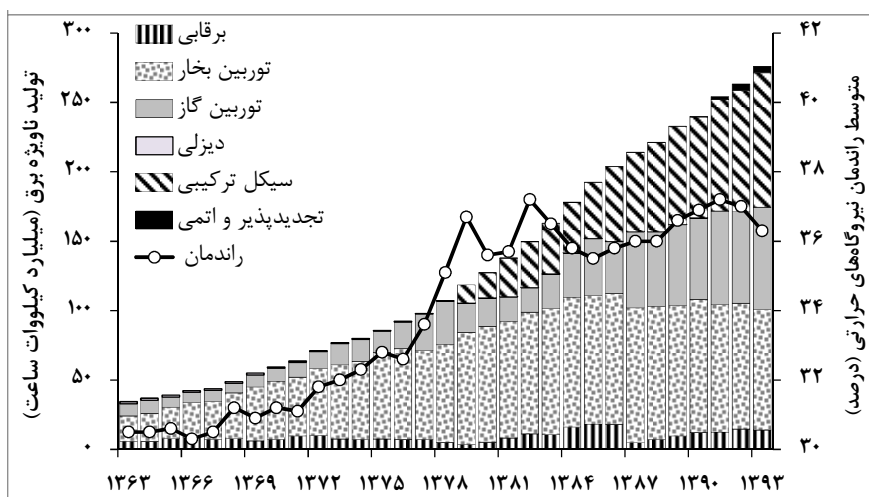
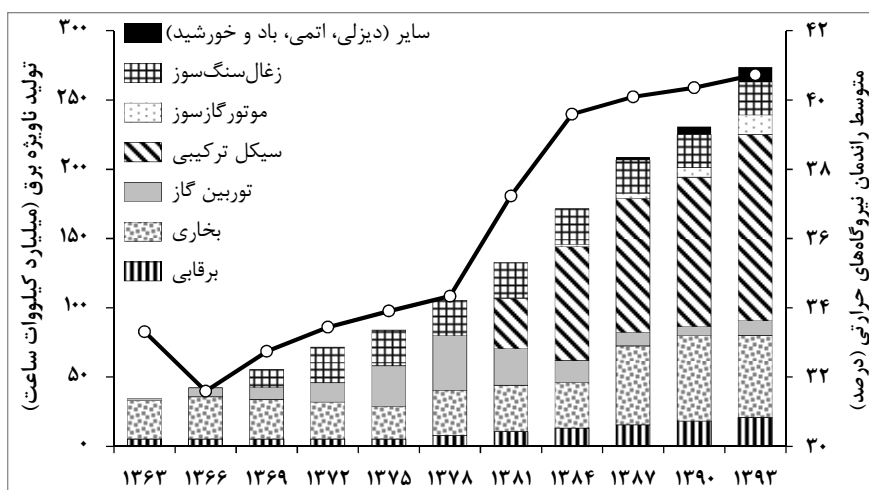
ظرفیت بهینه پیشنهادی برای نیروگاه‌های بخاری در سال ۱۳۹۳ برابر ۱۲۰۰۰ مگاوات می‌باشد. ولی در حال حاضر ظرفیت نیروگاه‌های بخاری در کشور رقمی حدود ۱۶۰۰۰ مگاوات می‌باشد. البته، با امکان ورود نیروگاه‌های زغال سنگ سوز از سال ۱۳۶۹ به بعد، این نیروگاه‌ها در انتهای سال ۱۳۹۳ دارای ظرفیت نصب شده ۳۹۰۰ مگاوات می‌باشند و بنابراین مجموع ظرفیت نیروگاه‌های بخاری و زغال سنگ سوز (که یک نوع نیروگاه بخاری می‌باشد) در دو حالت اختلاف قابل ملاحظه‌ای ندارند. این مسئله در خصوص نیروگاه‌های برقی هم صادق بوده و انحراف چندانی بین نتایج شرایط بهینه و واقعی ملاحظه نمی‌شود.

نتایج مدل نشان می‌دهند که نیروگاه‌های زغال سنگ سوز به دلیل قیمت پایین زغال سنگ در قیاس با سایر سوخت‌های فسیلی، به عنوان گزینه‌ای اقتصادی برای تولید برق شناخته شده است. بنابراین به نظر می‌رسد توسعه نیروگاه‌های زغال سنگ سوز در کشور مورد غفلت واقع شده است. در واقع دسترسی آسان به سوخت‌های مایع و گاز طبیعی در کنار یارانه‌های پرداختی به این سوخت‌ها مانع اصلی توسعه نیروگاه‌های زغال سنگ سوز بوده است.

علاوه بر این، توربین باد نیز از سال ۱۳۸۴ به بعد در ترکیب بهینه فناوری‌های نیروگاهی قرار می‌گیرد به گونه‌ای که در انتهای سال ۱۳۹۳، کل ظرفیت نصب شده این تکنولوژی به حدود ۳۶۰۰ مگاوات می‌رسد. همچنین در مورد موتورهای گاز سوز در حالت تولید پراکنده، بهره‌برداری از سقف پتانسیل اعمال شده در مدل (یعنی ۳۰۰۰ مگاوات) تا انتهای سال ۱۳۹۳ پیشنهاد می‌گردد. از این رو، مقایسه نتایج شرایط بهینه و توسعه واقعی حاکی از آن است که توسعه فناوری موتورهای درون سوز در حالت تولید پراکنده و توسعه توربین‌های بادی به ویژه در ده سال اخیر مورد غفلت واقع شده است.

۵-۲- روند بهینه تولید برق

ترکیب بهینه و ترکیب واقعی تولید ناویژه برق در افق مطالعه در نمودار (۳) به تصویر کشیده شده است. از منظر کل تولید ناویژه برق اختلاف زیادی بین نتایج مدل و شرایط واقعی وجود ندارد و تولید ناویژه از ۳۳ میلیارد کیلووات ساعت در سال ۱۳۶۳ به ۲۷۴ میلیارد کیلووات ساعت در سال ۱۳۹۳ رسیده است. دلیل چنین تشابهی، یکسان فرض کردن متغیرهای اساسی مطالعه (شامل تقاضا، تلفات شبکه و مبادلات) به منظور شبیه‌سازی شرایط واقعی کشور در افق مطالعه می‌باشد. از سال ۱۳۸۴ به بعد و در



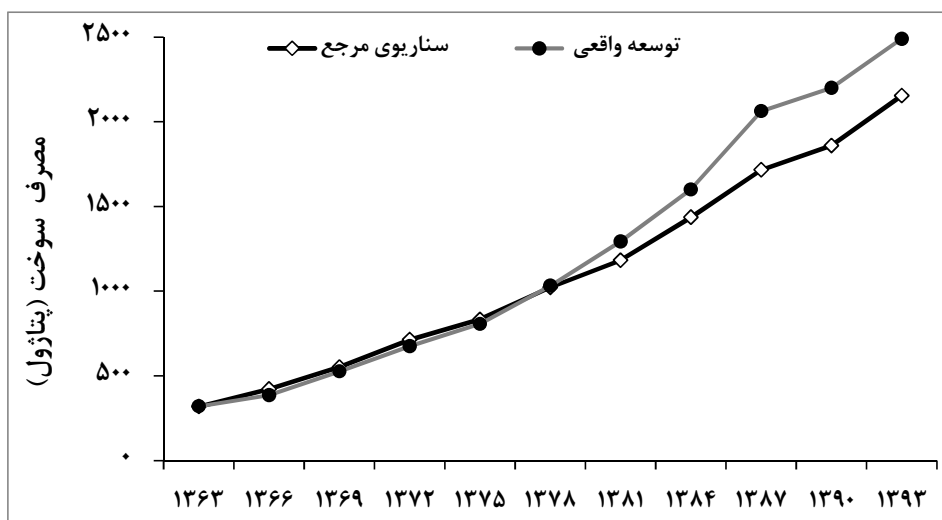
نمودار ۳. روند تولید ناویژه برق و متوسط راندمان در شرایط بهینه (شکل بالا) و در شرایط واقعی (شکل پائین) مأخذ: یافته‌های تحقیق

از سال ۱۳۶۹ به بعد هر چند واحدهای گازی همچنان توسعه پیدا کرده‌اند، ولی به دلیل توسعه واحدهای زغال سنگ سوز و بخاری در کنار آنها و بالاتر بودن راندمان آن واحدها نسبت به متوسط شبکه، راندمان نیروگاه‌های کشور با شیب ملایمی رو به افزایش گذاشته و در سال ۱۳۷۸ به ۳۴/۴ درصد رسیده است. در دوره ۸۴-۱۳۷۸ با توسعه واحدهای سیکل ترکیبی و به دلیل راندمان بالای این واحدها متوسط راندمان نیروگاهی رشد قابل ملاحظه‌ای پیدا کرده و از ۳۴/۴ درصد در سال ۱۳۷۸ به حدود ۴۰ درصد در سال ۱۳۸۴ رسیده است. در سال ۱۳۸۴ حدود ۱۵۰۰۰ مگاوات نیروگاه سیکل ترکیبی در مدار قرار گرفته و حدود ۴۵ درصد برق کشور از طریق این نیروگاه‌ها تأمین می‌شود. تغییر عمده در ترکیب فناوری‌های تولید برق در این دوره، علت افزایش راندمان می‌باشد. اگر توسعه بهینه در کشور اتفاق می‌افتاد، بایستی بنا بر این برای دستیابی به راندمان‌های بالای ۴۵ درصد، نظیر

راندمان تولید برق در سال ۱۳۸۴ به حدود ۴۰ درصد می‌رسید، اما به دلیل توسعه پایین‌تر واحدهای سیکل ترکیبی، راندمان واقعی در آن سال چیزی حدود ۳۶ درصد بوده است. از سال ۱۳۸۴ به بعد شیب افزایش راندمان تولید برق کاهش یافته و طی سه دوره آخر برنامه‌ریزی از ۳۹/۵ درصد به ۴۰/۸ درصد در سال ۱۳۹۳ رسیده است. علت این است که هر چند در این دوره نیز واحدهای سیکل ترکیبی همچنان توسعه یافته‌اند، ولی سهم آنها در تولید برق تغییرات شدید دوره قبل را نداشته است. به طور نمونه، سهم واحدهای سیکل ترکیبی در تولید برق از ۲۷ درصد در سال ۱۳۸۱ به حدود ۴۷ درصد در سال ۱۳۸۴ افزایش یافته که همین امر منجر به افزایش قابل توجه در راندمان نیروگاهی کشور شده است. ولی در ۱۰ سال آخر، سهم آن واحدها تغییرات زیادی نداشته و به ۵۰ درصد رسیده است. بنابراین برای دستیابی به راندمان‌های بالای ۴۵ درصد، نظیر

راندمان) و زغال سنگ سوز فوق بحرانی (راندمان ۴۶ درصد) در آینده الزامی است.

آنچه در حال حاضر در کشورهای پیشرفته وجود دارد، دستیابی به فناوری‌های پیشرفته سیکل ترکیبی (با حدود ۶۰ درصد



نمودار ۴. روند مصرف سوخت در شرایط واقعی و بهینه

مأخذ: یافته‌های تحقیق

۵-۳- مصرف سوخت در شرایط واقعی و شرایط بهینه

مصرف سوخت واحدهای نیروگاهی در شرایط واقعی و واقعی در نمودار (۴) ارائه شده است. کل سوخت مصرفی در دوره ۳۰ ساله با نرخ رشد سالانه‌ای حدود ۶/۶ درصد در شرایط بهینه، از ۳۱۸ پتاژول در سال ۱۳۶۳ به حدود ۲۱۵۵ پتاژول^۱ در سال ۱۳۹۳ رسیده است. اما در واقعیت، سوخت مصرفی سال ۱۳۹۳ برابر با ۲۴۹۰ پتاژول بوده است. این یعنی مصرف سوخت در شرایط واقعی در سال ۱۳۹۳، حداقل ۱۶ درصد بیش از مصرف سوخت در شرایط بهینه است. بر اساس نتایج مدل، مصرف تجمعی سوخت رقمی معادل ۳۳۸۰۰ پتاژول در کل دوره مطالعه می‌باشد. ولی در واقعیت چیزی حدود ۳۷۰۰۰ پتاژول سوخت در ۳۰ سال اخیر مصرف شده است. این انحراف از شرایط بهینه، موجب اتلاف حدود ۹۰ میلیارد متر مکعب معادل گاز طبیعی در کل دوره مطالعه شده است. با فرض متوسط قیمت ۲۰ سنت به ازای هر متر مکعب گاز طبیعی، عدم‌النتفع ناشی از توسعه غیربهینه، رقمی معادل ۱۸ میلیارد دلار (به قیمت سال ۱۳۹۳) می‌باشد.

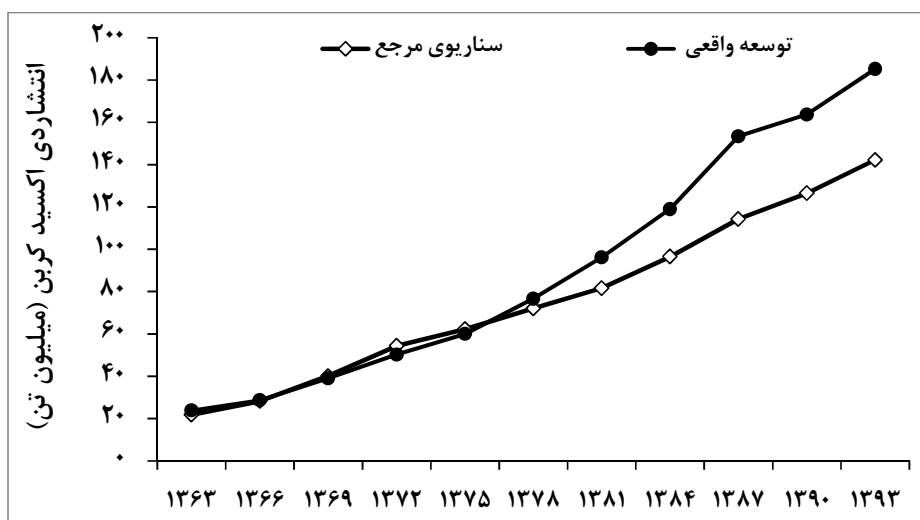
۵-۴- انتشار دی اکسید کربن در شرایط واقعی و شرایط بهینه

انتشار دی اکسید کربن از بخش نیروگاهی کشور در شرایط واقعی و بهینه در نمودار (۵) مقایسه شده است. میزان انتشار دی اکسید کربن در ترکیب بهینه نیروگاهی از ۲۲ میلیون تن در سال ۱۳۶۳ به ۱۴۲ میلیون تن در سال ۱۳۹۳ رسیده است. مطابق نتایج به دست آمده از اجرای مدل، کل میزان انتشار دی اکسید کربن حاصل از تولید برق در ۳۰ سال اخیر کمتر از ۲۳۵۰ میلیون تن می‌باشد، ولی در واقعیت این رقم به بیش از ۲۷۵۰ میلیون تن رسیده است. نکته قابل تأمل این است که حتی با وجود توسعه واحدهای زغال سنگ سوز، باز هم در صورت تولید برق مطابق شرایط بهینه، کل تولید تجمعی کشور بیش از ۴۰۰ میلیون تن کمتر از واقعیت می‌بود. با فرض آنکه خسارت‌های زیست محیطی، معادل مالیات کربن در برخی کشورهای پیشرفته یعنی حدود ۲۵ دلار به ازای هر تن CO₂ منتشر شده باشد (World Bank, 2015: 6)، صرفه‌جویی ناشی از عدم انتشار این میزان دی اکسید کربن به رقم ۱۰ میلیارد دلار می‌رسید.

۱. مطابق محاسبات زیر، معادل ۶۰ میلیارد متر مکعب گاز طبیعی (با ارزش

حرارتی ۳۶ مگاژول به ازای هر متر مکعب) می‌باشد:

$$2155 \frac{PJ}{yr} \times 10^9 \frac{MJ}{PJ} \times \frac{m^3_{n.g.}}{36 MJ} \times \frac{milliard m^3}{10^9 m^3} \cong 60 \text{ milliard } m^3 / yr$$



نمودار ۵. انتشار دی اکسید کربن در دو سناریو
مأخذ: یافته‌های تحقیق

(۳) هزینه انتشار هر تن دی اکسید کربن معادل ۲۵ دلار لحاظ شده است.

(۴) از مجموع سه ستون قبلی محاسبه شده است. لازم به ذکر است که در این محاسبات از اثر هزینه‌های تعمیرات و نگهداری صرف‌نظر شده است. در واقع می‌توان فرض کرد که این هزینه‌ها در هر دو شرایط یکسان بوده است که در این صورت عملاً اثری بر نتایج نخواهد داشت.

در مجموع مطابق اطلاعات این جدول، عدم‌النفذ ناشی از چنین شرایطی در افق مطالعه، معادل ۱۹ میلیارد دلار برآورد می‌شود. به عبارت دیگر، به دلیل عدم تأمین مالی پروژه‌های نیروگاهی (یا عدم تأمین به موقع آن)، سالانه ۶۳۰ میلیون دلار هزینه اضافی تحمیل شده است.

۶- بحث و نتیجه‌گیری

در این مطالعه با استفاده از رویکرد پس‌نگر، توسعه بهینه ظرفیت نیروگاهی کشور در دوره زمانی ۱۳۶۳ تا ۱۳۹۳ مورد ارزیابی قرار گرفته است. تعیین سهم بهینه فناوری‌های نیروگاهی با استفاده از مدل سیستم انرژی MESSAGE انجام شده و نتایج آن با روند توسعه واقعی در همان دوره زمانی مقایسه شده است. این مقایسه میزان انحراف از حالت ایده‌آل را تعیین می‌کند. نتایج این پژوهش حاکی از آن است که عدم حرکت در مسیر بهینه، تبعات نسبتاً سنگینی را به لحاظ فنی، زیست محیطی و اقتصادی برای کشور به همراه داشته است. مهم‌ترین این تبعات عبارتند از:

۵-۵- مقایسه هزینه‌ها در شرایط واقعی و شرایط بهینه

جدول (۳) میزان هزینه‌های مختلف را در شرایط بهینه و شرایط واقعی مقایسه می‌نماید. این نتایج نشان می‌دهند که تنها برتری توسعه عملی در قیاس با توسعه بهینه طی سی سال گذشته، کمتر بودن هزینه‌های سرمایه‌گذاری است. اما همان‌طور که پیشتر اشاره شد، هزینه سوخت و هزینه‌های زیست محیطی ناشی از حرکت در مسیر غیر بهینه به ترتیب ۱۸ و ۱۰ میلیارد دلار بیشتر بوده است.

جدول ۳. مقایسه هزینه‌ها در دوره سی ساله (میلیارد دلار سال ۱۳۹۳)

مجموع هزینه‌ها ^۴	هزینه انتشار ^۳	هزینه سوخت ^۲	هزینه سرمایه‌گذاری ^۱	توسعه واقعی
۳۱۴	۶۹	۲۰۶	۴۰	توسعه واقعی
۲۹۵	۵۹	۱۸۸	۴۹	توسعه بهینه

مأخذ: یافته‌های تحقیق

- (۱) ظرفیت‌های جدید نصب شده در هر سال در هزینه احداث مربوط به آن (مطابق اطلاعات مندرج در جدول ۱ و بر اساس قیمت‌های سال ۹۳) ضرب شده و بدین ترتیب مجموع هزینه‌ها در افق سی ساله محاسبه شده است.
- (۲) مصرف تجمعی سوخت در افق مطالعه به واحد معادل گاز طبیعی محاسبه شده و در قیمت هر متر مکعب گاز طبیعی یعنی ۲۰ سنت دلار ضرب شده است.

۱۰ کشور اول از منظر انتشار دی اکسید کربن در دنیا محسوب می‌گردد و با توجه به سهم قابل ملاحظه بخش نیروگاهی در انتشار گازهای گلخانه‌ای (حدود یک سوم کل انتشار بخش انرژی کشور)، ادامه روند کنونی، می‌تواند خسارات جبران‌ناپذیرتری را برای کشور در پی داشته باشد.

■ چالش کلیدی دیگر، مصرف بی‌رویه سوخت‌های فسیلی در بخش نیروگاهی کشور است. نتایج این مطالعه حاکی از آن است که انحراف از شرایط بهینه، منجر به اتلاف حداقل ۹۰ میلیارد متر مکعب معادل گاز طبیعی در ۳۰ سال اخیر شده است. با فرض متوسط قیمت ۲۰ سنت به ازای هر متر مکعب گاز طبیعی، عدم‌النتف ناشی از چنین انحرافی، رقمی معادل ۱۸ میلیارد دلار می‌باشد.

■ تنها برتری توسعه واقعی در قیاس با توسعه بهینه طی سی سال گذشته، کمتر بودن هزینه‌های سرمایه‌گذاری است. اما در مجموع با در نظر گرفتن هزینه‌های سوخت اضافی و خسارت‌های زیست محیطی، عدم‌النتف ناشی از چنین شرایطی در افق مطالعه معادل ۱۹ میلیارد دلار برآورد می‌شود. به عبارت دیگر، به دلیل عدم تأمین مالی پروژه‌های نیروگاهی (یا عدم تأمین به موقع آن)، سالانه ۶۳۰ میلیون دلار هزینه اضافی تحمیل شده است.

در مجموع یافته‌های این مطالعه نشان می‌دهند که واقعی بودن قیمت حامل‌های انرژی و تعهد به اجرای برنامه‌های بلندمدت نقش کلیدی در توسعه بخش انرژی کشور ایفا می‌کنند. قیمت‌های یارانه‌ای نمی‌تواند توسعه تکنولوژی‌های نوین را تحریک نماید. این در حالی است که فناوری‌های فسیلی پیشرفته، روش تولید پراکنده و نیروگاه‌های تجدیدپذیر با واقعی کردن قیمت سوخت‌های فسیلی و در طول یک برنامه بلندمدت، از منظر فنی، اقتصادی و زیست محیطی توجیه پیدا می‌کنند.

علاوه بر مسائلی که در این تحقیق مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفتند، موارد دیگری نیز وجود دارند که می‌توانند در چهارچوب مطالعه حاضر بررسی شوند. اثرات کاهش رشد تقاضا، کاهش تلفات شبکه‌های انتقال و توزیع و امکان دستیابی سریع‌تر به نیروگاه‌های سیکل ترکیبی از جمله این موارد هستند. این موارد می‌توانند در قالب سناریوهایی مجزا به عنوان موضوع مطالعات آتی مدنظر قرار گیرند. همچنین مطالعه کنونی فقط بخش برق کشور را تحلیل می‌نماید. به منظور بررسی اثرات جایگزینی حامل‌های انرژی پیشنهاد می‌شود سیستم مرجع انرژی در تحقیقات آتی به کل بخش انرژی

■ متوسط راندمان نیروگاه‌های حرارتی کشور در سال ۱۳۹۳ معادل ۳۶/۳ درصد بوده، در حالی که نتایج مطالعه بیانگر این است که حتی با در نظر گرفتن محدودیت‌هایی نظیر دسترسی به فناوری‌های پیشرفته و محدودیت دسترسی به گاز طبیعی، متوسط راندمان نیروگاه‌های حرارتی کشور می‌توانست در سال ۱۳۹۳ نزدیک به ۴۱ درصد باشد. بنابراین، متوسط راندمان نیروگاه‌های حرارتی کشور انحراف ۴/۵ درصدی از حالت ایده‌آل را نشان می‌دهد.

■ در شرایط بهینه، آرایش نیروگاهی و ترکیب سوخت‌ها از تنوع بیشتری برخوردار بوده، به نحوی که زغال‌سنگ و انرژی‌های تجدیدپذیر غیر آبی (به طور مشخص باد) می‌توانستند در سال‌های اخیر (۹۳-۱۳۹۰) مجموعاً حدود ۱۰ درصد برق کشور را تولید نمایند (زغال‌سنگ ۸ درصد و باد ۲ درصد). علاوه بر اینها، سیستم‌های تولید پراکنده (به ویژه موتورهای درون‌سوز) قابلیت تأمین حداکثر ۴ درصد برق کشور را در دوره زمانی مشابه داشته‌اند. اما آنچه در عمل رخ داده، تأمین برق تنها با توجه به سهولت دسترسی به حامل‌های انرژی فسیلی، عمدتاً بر مبنای استفاده از گاز طبیعی و توسعه نیروگاه‌های متمرکز و بزرگ بوده است. این مسئله امنیت انرژی در کشور را تهدید می‌نماید. چرا که بروز اختلال در تأمین گاز طبیعی، امنیت عرضه انرژی در کل کشور را به مخاطره می‌اندازد. از سوی دیگر صرفه‌جویی در مصرف گاز طبیعی، منجر به افزایش پتانسیل صادرات این حامل انرژی با ارزش شده و این مسئله علاوه بر ارزآوری، امنیت ملی را ارتقاء می‌دهد.

■ کل میزان انتشار دی اکسید کربن حاصل از مصرف سوخت‌های فسیلی در بخش نیروگاهی کشور طی ۳۰ سال اخیر بیش از ۲۷۵۰ میلیون تن بوده است. این در حالی است که حرکت در مسیر بهینه می‌توانست انتشار دی اکسید کربن را طی دوره زمانی مشابه، حداقل ۴۰۰ میلیون تن کاهش دهد. با فرض قیمت ۲۵ دلار به ازای هر تن دی اکسید کربن منتشر شده، صرفه‌جویی ناشی از عدم انتشار این میزان دی اکسید کربن به رقمی معادل ۱۰ میلیارد دلار می‌رسد. ذکر این نکته ضروری است که به موازات افزایش نگرانی‌های زیست محیطی، سازمان ملل متحد به دنبال تصویب قوانین سختگیرانه‌تر و وادار کردن همه کشورها برای کاهش جدی انتشار گازهای گلخانه‌ای است. از این قوانین به عنوان سنگ بنای توافقی بی‌سابقه که قرار است از سال ۲۰۲۰ اجرایی شود، یاد می‌کنند. از آنجایی که ایران نیز جزء

کارگیری این آرایش در سال‌های آتی، به ویژه در درازمدت، لزوماً آرایشی ایده‌آل نخواهد بود. ترکیب بهینه برای سال‌های پیش رو نیازمند مطالعه‌ای مجزا می‌باشد.

کشور تسری یابد.

خاطر نشان می‌سازد که آرایش بهینه پیشنهادی در این مطالعه برای بازه زمانی ۱۳۶۳ تا ۱۳۹۳ معتبر بوده و به

منابع

- احمدیان، مجید؛ عبدلی، قهرمان؛ جبل‌عاملی، فرخنده؛ شعبان‌خواه، محمود و خراسانی، سید عادل (۱۳۹۶). "اثر تخریب محیط زیست بر رشد اقتصادی (شواهدی از ۳۲ کشور در حال توسعه)". *فصلنامه علمی پژوهشی پژوهش‌های رشد و توسعه اقتصادی*، دوره ۷، شماره ۲۷، ۱۷-۲۸.
- تکلیف، عاطفه؛ محمدی، تیمور و بختیار، محسن (۱۳۹۵). "گسترش انرژی‌های تجدیدپذیر و نقش آن در توسعه آینده صنعت نیروگاهی ایران". *فصلنامه علمی پژوهشی پژوهش‌های رشد و توسعه اقتصادی*، دوره ۷، شماره ۲۵، ۱۵۸-۱۴۳.
- دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی وزارت نیرو (۱۳۹۰). "گزارش فاز دوم پروژه تهیه و تدوین اطلاعات فنی و اقتصادی فناوری‌های سیستم عرضه زغال‌سنگ". تهران، وزارت نیرو.
- دفتر برنامه‌ریزی انرژی، معاونت امور انرژی، وزارت نیرو (۱۳۸۲). "برنامه ۲۵ ساله توسعه بهینه بخش برق و انرژی‌های تجدیدپذیر در کشور بر اساس نتایج مدل‌های عصام و ایفوم". تهران، وزارت نیرو.
- شرکت مادر تخصصی توانیر (۱۳۹۳). "چهل و هفت سال صنعت برق ایران در آینه آمار (۱۳۹۲-۱۳۴۶)". تهران، توانیر.
- شرکت مادر تخصصی توانیر (۱۳۹۴). "آمار تفصیلی صنعت 882-893.
- Chaivongvilan, S. & Sharma, D. (2010). "A Comprehensive Framework for Analysing Long-term Energy Scenarios for Thailand". *International Energy Journal*, 11, 193-202.
- Chiodi, A., Gargiulo, M., Rogan, F., Deane, J. P., Lavigne, D., Rout, U. K. & Gallachoir, B. (2013). "Modelling the Impacts of Challenging 2050 European Climate Mitigation Targets on Ireland's Energy System". *Energy Policy*, 53, 169-189.
- Dagher, L. & Ruble, I. (2011). "Modeling Lebanon's Electricity Sector: Alternative
- برق ایران، ویژه تولید در سال ۱۳۹۳". تهران، توانیر.
- شفیعی، احسان و آریان‌پور، وحید. (۱۳۹۰). "مدل‌سازی سیستم عرضه برق کشور در سناریوهای مختلف". تهران، دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی، وزارت نیرو.
- محمدی، تیمور؛ تکلیف، عاطفه و بختیار، محسن (۱۳۹۴). "تحلیل ظرفیت بهینه نیروگاهی در ایران و بررسی اثرات صرفه‌جویی مصرف انرژی بر آن". *مجله پژوهش‌های سیاست‌گذاری و برنامه‌ریزی انرژی*، دوره ۲، شماره ۱، ۱۳۷-۱۰۹.
- منظور، داوود؛ فرمد، مجید؛ آریان‌پور، وحید و شفیعی، احسان‌الدین (۱۳۹۳). "ارزیابی ترکیب بهینه نیروگاه‌های کشور با لحاظ هزینه‌های زیست محیطی". *مجله محیط‌شناسی*، دوره ۴۰، شماره ۲، ۴۳۰-۴۱۵.
- وزارت نیرو، معاونت انرژی، دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی (۱۳۷۵). "پارامترهای ورودی مدل EFOM-ENV". تهران، وزارت نیرو.
- وزارت نیرو، معاونت انرژی، دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی (۱۳۸۰). "گزارش برنامه ۲۵ سال توسعه بهینه بخش برق و انرژی‌های تجدیدپذیر". تهران، وزارت نیرو.
- وزارت نیرو، معاونت برق و انرژی، دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی (۱۳۹۵). "ترازنامه انرژی سال ۱۳۹۳". تهران، وزارت نیرو.
- Arantegui Roberto, L., Amulf, J. W., Marika, V., Bergur, S. & Davide, M. (2014). "Energy Technology Reference Indicator Projections for 2010-2050". *Joint Research Center (JRC), Publications office of the European Union*.
- Ari, I. & Koksall, M. A. (2011). "Carbon Dioxide Emission from the Turkish Electricity Sector and its Mitigation Options". *Energy Policy*, 39, 6120-6135.
- Aryanpur, V. & Shafiei, E. (2015). "Optimal Deployment of Renewable Electricity Technologies in Iran and their Implications for Emissions Reductions". *Energy*, 91,

- Scenarios and their Implications”. *Energy*, 36, 4315–4326.
- Fairuz, S., Sulaiman, M., Lim, C. H., Mat, S., Ali, B., Saadatian, O., Ruslan, M. H., Salleh, E. & Sopian, K. (2013). “Long Term Strategy for Electricity Generation in Peninsular Malaysia – Analysis of Cost and Carbon Foot Print Using MESSAGE”. *Energy Policy*, 62, 493–502.
- Farooq, M. K., Kumar, S. & Shrestha, M. (2013). “Energy, Environmental and Economic Effects of Renewable Portfolio Standards (RPS) in a Developing Country”. *Energy Policy*, 62, 989–1001.
- International Atomic Energy Agency. (2007). “User's Manual of MESSAGE”. Austria: IAEA.
- International Energy Agency and Nuclear Energy Agency. (2010). “Projected Costs of Generating Electricity”. Paris: IEA-NEA.
- International Energy Agency. (2012b). “Policy Options for Low Carbon Power Generation in China: Designing an Emissions Trading System for China's Electricity Sector”. Paris: IEA.
- International Energy Agency. (2015a). “CO₂ Emissions from Fuel Combustion”. Paris: IEA.
- IPCC. (2006). “Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories”. Available from: <http://www.ipccnggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html> [Accessed 4 May 2015].
- Lucena, A. F., Schaeffer, R. & Szklo, A. S. (2010). “Least-Cost Adaptation Options for Global Climate Change Impacts on the Brazilian Electric Power System”. *Global Environmental Change*, 20, 342–350.
- Mallah, S. & Bansal, N. K. (2010). “Renewable Energy for Sustainable Electrical Energy System in India”. *Energy Policy*, 38, 3933–3942.
- Mondal, M., Denich. M. & Vlek, P. (2010). “The Future Choice of Technologies and Co-Benefits of CO₂ Emission Reduction in Bangladesh Power Sector”. *Energy*, 35, 4902–4909.
- Park, N. B., Yun, S. J. & Jeon, E. C. (2013). “An Analysis of Long-Term Scenarios for the Transition to Renewable Energy in the Korean Electricity Sector”. *Energy Policy*, 52, 288–296.
- Pregger, T., Nitsch, J. & Naegler, T. (2013). “Long-Term Scenarios and Strategies for the Deployment of Renewable Energies in Germany”. *Energy Policy*, 59, 350–360.
- The World Bank. (2015). “Pricing Carbon”. [Accessed 15 August 2015], Available from: <http://www.worldbank.org/en/programs/pricing-carbon>
- U.S. Energy Information Administration, Office of Integrated and International Energy Analysis (2015a). “Annual Energy Outlook 2015 with Projection to 2040”. Washington: DOE.
- U.S. Energy Information Administration. [Accessed 22 June 2015b], Available from: <http://www.eia.gov/tools/models/timeseries.cfm>, <http://www.eia.gov/naturalgas/data.cfm#prices>.