

ارزیابی ترکیب بهینه نیروگاه‌های کشور با لحاظ هزینه‌های زیست‌محیطی

داوود منظور^۱، مجید فرمد^۲، وحید آریان‌پور^{۳*}، احسان‌الدین شفیعی^۴

manzoor@isu.ac.ir

۱. دانشیار دانشکده اقتصاد، دانشگاه امام صادق

mfarmad@tavanir.org.ir

۲. دکترای مهندسی برق، دانشگاه تهران، دانشکده مهندسی برق

۳. کارشناس ارشد انرژی، دانشگاه صنعتی شریف، دانشکده مکانیک

ehsan.shafi@gmail.com

۴. دکترای مهندسی مکانیک، دانشگاه صنعتی شریف، دانشکده مهندسی مکانیک

تاریخ پذیرش مقاله: ۱۳۹۲/۱۲/۵

تاریخ وصول مقاله: ۱۳۹۲/۸/۲۱

چکیده

در مقاله حاضر ترکیب بهینه تکنولوژی‌های تولید برق در کشور با در نظر گرفتن توسعه فناوری‌های مختلف نیروگاهی، تغییر قیمت سوخت‌های فسیلی و ملاحظات زیست‌محیطی تعیین می‌شود. بدین منظور با بهره‌گیری از مدل MESSAGE، سیستم عرضه انرژی الکتریکی کشور برای افق زمانی ۳۰ ساله از سال ۲۰۱۵ تا ۲۰۴۵ مدل‌سازی می‌شود. در این مدل کل هزینه‌های سیستم عرضه انرژی الکتریکی به منظور تأمین تقاضای نهایی برق حداقل می‌شود. مدل طراحی شده می‌تواند به‌منزله ابزاری مناسب 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 کشور استفاده شود. نتایج اصلی مدل شامل روند بهینه کل ظرفیت مورد نیاز برای نصب و تولید ناویژه هر یک از نیروگاه‌هاست. بر مبنای نتایج این مطالعه، سهم انرژی‌های تجدیدپذیر در تأمین تقاضای برق در بلندمدت بین ۱۰ تا ۳۵ درصد خواهد بود. سهم فناوری‌های تولید پراکنده شامل موتورهای گازسوز، توربین‌های بادی و سلول‌های فوتوولتائیک نیز در کل تولید از حدود ۴ درصد در ابتدای دوره به حدود ۱۰ درصد در بلندمدت خواهد رسید. همچنین، در بهترین شرایط میزان مصرف انواع حامل‌های انرژی فسیلی در مقایسه با سناریوی ادامه روند کنونی در درازمدت تا ۴۲ درصد کاهش می‌یابد. در این شرایط، به طور متوسط امکان کاهش انتشار دی اکسید کربن به میزان ۲۵ میلیون تن در سال نیز وجود دارد. توسعه فناوری‌های انرژی‌های تجدیدپذیر در کنار توسعه نیروگاه‌های پیشرفته فسیلی تا سال ۲۰۴۵، متوسط میزان انتشار گازهای گلخانه‌ای به ازای واحد تولید برق را ۳۰ تا ۷۰ درصد در مقایسه با سال پایه کاهش خواهد داد.

کلیدواژه

انتشار دی اکسید کربن، سیستم عرضه برق، فناوری‌های تجدیدپذیر، مدل MESSAGE، مصرف سوخت.

۱. سرآغاز

سیستم عرضه انرژی که از زیرمجموعه‌های مختلف تشکیل یافته است، به منظور تأمین انرژی مورد نیاز بخش‌های اقتصادی و اجتماعی توسعه می‌یابد. در این سیستم، تأمین انرژی از طریق استفاده از انواع حامل‌های انرژی اولیه و با بهره‌برداری از فناوری‌های متنوع انرژی امکان‌پذیر است. جریان صورت‌های مختلف انرژی، زیرمجموعه‌های

امروزه، اهمیت توجه به برنامه‌ریزی‌های بلندمدت و یکپارچه که در حقیقت آثار متقابل بخش‌های مختلف سیستم عرضه انرژی را بر یکدیگر بررسی کرده و بهترین گزینه و نحوه بهره‌برداری بهینه از منابع و فناوری‌های مختلف انرژی را نشان می‌دهد، بر کسی پوشیده نیست.

مجموع مصرف حامل‌های انرژی فسیلی شامل گاز طبیعی، مازوت و نفت‌گاز در بخش نیروگاهی سالانه ۸/۵ درصد (بر مبنای واحد انرژی) و میزان انتشار گازهای گلخانه‌ای در این بخش سالانه ۸/۳ درصد افزایش یافته است (MOE, 2012). از طرفی بیش از ۳۰ درصد از کل میزان انتشار گازهای گلخانه‌ای در کشور مربوط به فعالیت نیروگاه‌های فسیلی است (ترازنامه انرژی، ۱۳۹۰). بنابراین، با در نظر گرفتن نیاز روزافزون تقاضای برق در سال‌های آتی، ادامه روند کنونی از منظر تأمین سوخت نیروگاهی و انتشار دی‌اکسید کربن در کنار بالابودن هزینه‌های سرمایه‌گذاری در این بخش، به چالشی جدی تبدیل خواهد شد. علاوه بر این، محدودیت دسترسی به حامل‌های انرژی فسیلی (به ویژه در فصول سرد سال) و افزایش احتمالی قیمت آن‌ها، مشکلات پیش‌روی را جدی‌تر می‌کند.

توسعه فناوری‌های جایگزین، به ویژه انرژی‌های تجدیدپذیر می‌تواند در کنترل و کاهش چالش‌های مزبور نقش بسزایی ایفا کند. در مقاله حاضر با بهره‌گیری از مدل MESSAGE^۱، سیستم عرضه انرژی الکتریکی کشور در شرایط مختلف مدل‌سازی شده است تا ضمن بررسی جایگاه انرژی‌های تجدیدپذیر در تولید برق کشور، آثار چنین رویکردی در روند مصرف انواع حامل‌های انرژی و میزان انتشار گازهای گلخانه‌ای ارزیابی و تحلیل شود. بدین منظور در بخش دوم مقاله، مدل MESSAGE به اختصار معرفی شده است و پس از آن در بخش سوم، ساختار سیستم انرژی مرجع برای بخش برق کشور و نحوه مدل‌سازی آن در محیط MESSAGE ارائه می‌شود. در بخش چهارم پس از تبیین مفروضات اصلی و پایگاه اطلاعات استفاده‌شده به‌منزله ورودی مدل، سناریوهای مختلف تعریف می‌شوند. در انتها نتایج حاصل از اجرای مدل در قالب این سناریوها ارائه و تحلیل می‌شود.

سیستم عرضه انرژی را تشکیل می‌دهد و تغییرات در جریان هر یک از انواع حامل‌های انرژی، کل سیستم عرضه انرژی و جریان سایر حامل‌های انرژی را متأثر می‌کنند. به هم پیوستگی و پیچیدگی جریان‌ها و تکنولوژی‌های انرژی، توسعه و به کارگیری ابزار تحلیلی مناسب برای بررسی و مطالعه حالات مختلف سیستم را ضروری می‌کند. این ابزارها با عنوان «مدل‌های سیستم عرضه انرژی» به طور گسترده‌ای توسعه یافته‌اند. با استفاده از این مدل‌ها، تحلیل جامع سیستم عرضه انرژی در سطح کلان میسر می‌شود (شفیعی و همکاران، ۱۳۸۸).

از منظر تنوع حامل‌های انرژی، مدل‌های عرضه انرژی به دو گروه عمده مدل‌های عرضه چندسوختی و تک‌سوختی طبقه‌بندی می‌شوند. در مدل‌های عرضه چندسوختی، جریان انرژی برای حامل‌های مختلف انرژی بررسی و در چارچوب آن ترکیب بهینه حامل‌ها و تکنولوژی‌های انرژی در سطوح مختلف سیستم عرضه تعیین می‌شود. در مدل‌های عرضه تک‌سوختی، جریان حامل انرژی در سطوح مختلف بررسی می‌شود. نتایج حاصل از این مدل‌ها ترکیب بهینه تکنولوژی‌های عرضه‌کننده یک حامل انرژی خاص را مشخص می‌کند. مدل عرضه برق نمونه‌ای از مدل‌های عرضه تک‌سوختی است. ظرفیت‌سازی بهینه برای فناوری‌های نیروگاهی و وضعیت بهینه عملیاتی آن‌ها به منظور تأمین تقاضای نهایی برق در این مدل‌ها مشخص می‌شود (شفیعی و همکاران، ۱۳۸۸).

سیستم تولید و انتقال انرژی الکتریکی به‌منزله زیربخشی از کل سیستم عرضه انرژی است که سهم و مقدار قابل تخصیص از حامل‌های مختلف انرژی به آن برای تبدیل به برق از اهمیت زیادی برخوردار است. مروری بر توسعه بخش نیروگاهی کشور طی سه دهه اخیر نشان می‌دهد که در این مدت، متوسط رشد سالانه ظرفیت اسمی نصب‌شده ۷ درصد و متوسط رشد سالانه تولید ناخالص برق ۸/۳ درصد بوده است. به موازات رشد تولید،

یافتن بهترین وضعیت کارکرد در این مجموعه امکان‌پذیر، باید معیار خاصی در نظر گرفته شود. معمولاً هزینه‌های کل سیستم به‌منزله معیار در نظر گرفته شده است و با حداقل کردن آن، بهترین وضعیت عملکرد سیستم عرضه به دست می‌آید. هزینه‌های سیستم در مدل MESSAGE در حالت کلی عبارت‌اند از: هزینه‌های سرمایه‌گذاری سیستم، هزینه‌های تعمیر و نگهداری ثابت سیستم، هزینه‌های تعمیر و نگهداری متغیر سیستم، هزینه منابع انرژی، هزینه واردات انرژی (یا درآمدهای صادراتی) و هزینه‌های زیست‌محیطی. این هزینه‌ها برای تمام سطوح، تکنولوژی‌ها، مناطق و زمان‌های مختلف محاسبه و به یک سال پایه تنزیل داده می‌شوند. در این صورت مجموع ارزش حال کل هزینه‌های سیستم، تابع هدف مدل را شکل خواهد داد. با حداقل کردن تابع هدف مذکور با توجه به محدودیت‌های ذکر شده، وضعیت بهینه سیستم به دست می‌آید. جزئیات معادلات مدل و فرمولاسیون آن در مرجع (IAEA, 2007) ارائه شده است.

در ادامه، نحوه راه‌اندازی و اجرای مدل MESSAGE برای سیستم عرضه برق کشور تشریح و نتایج آن ارائه خواهد شد.

۳. ساختار سیستم مرجع انرژی برای بخش برق کشور

مطالعه و بررسی سیستم عرضه انرژی ایجاد می‌کند که تأثیرات متقابل زیربخش‌های مختلف آن مد نظر قرار گیرد. بدین منظور از مفهوم «سیستم مرجع انرژی^۲» به‌منزله چارچوب تحلیل مدل‌های عرضه استفاده می‌شود. سیستم مرجع انرژی، شبکه‌ای از تکنولوژی‌های مختلف با ورودی‌ها و خروجی‌های مشخص است که در آن حامل‌های انرژی نظیر نفت خام، گاز، زغال‌سنگ، فرآورده‌های نفتی، برق و ... در سطوح مختلف جریان می‌یابند. در شکل ۱ سیستم مرجع انرژی طراحی شده برای بخش برق کشور نمایش داده شده است.

۲. روش بررسی و معرفی مدل MESSAGE

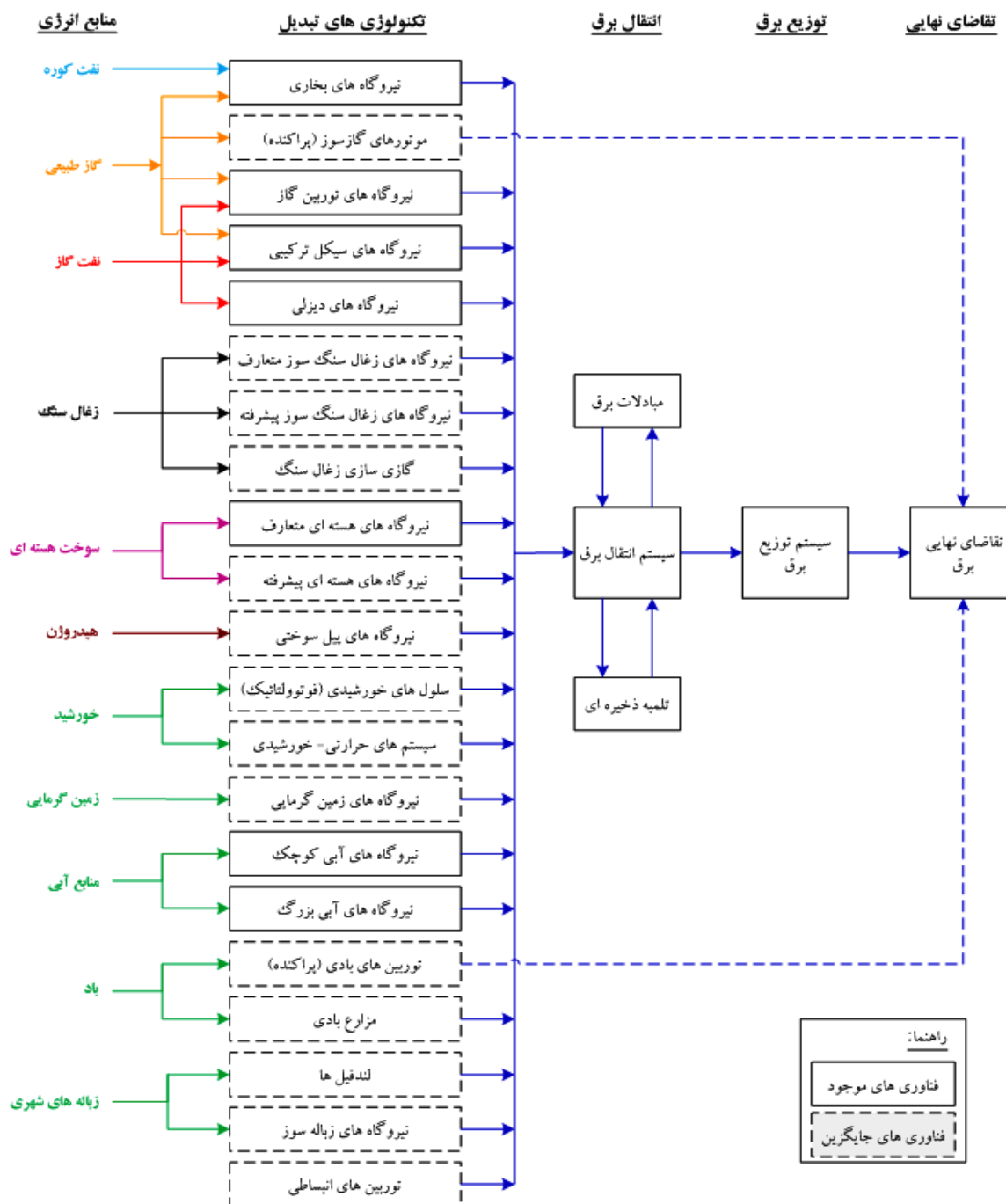
مدل MESSAGE ابزاری مناسب برای برنامه‌ریزی میان‌مدت و درازمدت بخش عرضه انرژی فراهم می‌کند. منطق مدل، بهینه‌سازی دینامیک مبتنی بر مهندسی سیستم‌هاست که در آن از ابزار برنامه‌ریزی خطی و برنامه‌ریزی عدد صحیح مختلط استفاده می‌شود (IAEA, 2007). این مدل مبتنی بر سیستم مرجع انرژی است که جریان انرژی از منابع اولیه و از طریق مراحل استخراج، فرآورش، تبدیل و ذخیره، انتقال و توزیع و مصرف در آخرین وسایل و تجهیزات را منعکس می‌کند.

به طور کلی ورودی‌های مدل عمدتاً شامل: تقاضای انرژی (به صورت مفید یا نهایی)، مشخصات نواحی باری (تعداد آن‌ها، طول دوره‌ها و سهم آن‌ها در کل انرژی مصرفی سال)، شاخص‌های فنی - اقتصادی مربوط به تکنولوژی‌های انرژی، اطلاعات منابع انرژی، اطلاعات مربوط به آلاینده‌های زیست‌محیطی و سایر منابع اقتصادی (نظیر منابع مالی برای سرمایه‌گذاری) است (شفیعی و همکاران، ۱۳۸۸).

خروجی‌های اصلی مدل به طور کلی ساختار بهینه سیستم عرضه انرژی، ترکیب بهینه فناوری‌ها و حامل‌های انرژی در کلیه سطوح سیستم عرضه، روند بهینه استخراج از منابع انرژی، حجم سرمایه‌گذاری لازم در بخش عرضه انرژی و میزان انتشار آلاینده‌ها را انعکاس می‌دهند.

مهم‌ترین قیودی که در این مدل بررسی می‌شوند عبارت‌اند از: قیود مربوط به تأمین تقاضای انرژی مفید (یا نهایی)، قیود مربوط به شبکه توزیع، قیود مربوط به شبکه انتقال، قیود مربوط به سطوح فرآورش و تبدیل، محدودیت منابع انرژی، محدودیت‌های زیست‌محیطی، محدودیت‌های فنی تکنولوژی‌های انرژی، محدودیت منابع طبیعی و اقتصادی (نظیر محدودیت‌های سرمایه‌گذاری داخلی و خارجی).

این محدودیت‌ها، یک مجموعه امکان‌پذیر تولید برای سیستم عرضه انرژی را در مدل ایجاد می‌کنند، اما برای



شکل ۱. سیستم مرجع عرضه انرژی الکتریکی در کشور

۱. نیروگاه های بخاری (با فرض امکان استفاده از ۲ نوع سوخت گاز طبیعی و مازوت)؛
۲. نیروگاه های توربین گازی (با فرض امکان استفاده از ۲ نوع سوخت گاز طبیعی و نفت گاز)؛
۳. موتورهای گازسوز (در حالت تولید پراکنده)؛
۴. نیروگاه های سیکل ترکیبی (با فرض امکان استفاده از ۲

با توجه به این نمودار، سیستم مرجع عرضه انرژی الکتریکی، دربرگیرنده فناوری های مختلف تولید برق اعم از فناوری های متعارف و پیشرفته، تولید پراکنده و متمرکز و انتقال و توزیع برق به شرح زیر است:

۱. نیروگاه های بخاری (با فرض امکان استفاده از ۲ نوع

زمانی یک یا چندساله تفکیک می‌شود. در این مطالعه سال ۲۰۱۵ تا ۲۰۴۵ میلادی به منزله افق برنامه‌ریزی مدل سیستم عرضه انرژی الکتریکی در نظر گرفته شده است. در این مدل، هر یک از دوره‌های زمانی با سال اول هر دوره مشخص می‌شوند.

۲.۴. تقاضای نهایی برق

میزان تقاضای نهایی برق به صورت برون‌زا در مدل عرضه انرژی الکتریکی اعمال شده است. پیش‌بینی روند تقاضای نهایی برق طی دوره برنامه‌ریزی در شکل ۲ نشان داده شده است. نرخ رشد تقاضای برق در اوایل دوره حدود ۵/۲ درصد در نظر گرفته شده است و این رشد به تدریج تا حدود ۱/۵ درصد در سال ۲۰۴۵ کاهش می‌یابد.

۳.۴. نواحی باری

تقاضای برق طی هر روز و در دوره‌های طولانی‌تر نظیر ماه یا سال دچار تغییر می‌شود. برای اعمال این تغییرات در برنامه‌ریزی سیستم، از مفهوم منحنی تداوم بار استفاده می‌شود. مدل MESSAGE برای در نظر گرفتن پراکندگی‌های زمانی و مفهوم تداوم بار، از نواحی باری استفاده می‌کند و تقسیم‌بندی در دو سطح نواحی باری سالانه (جزئی از ۳۶۵ روز) و روزانه (جزئی از ۲۴ ساعت) انجام می‌شود.

نوع سوخت گاز طبیعی و نفت‌گاز؛

۵. نیروگاه‌های دیزلی؛

۶. نیروگاه‌های زغال‌سنگ‌سوز متعارف (زیربحرانی) و

پیشرفته (فوق بحرانی و گازی‌سازی)؛

۷. نیروگاه هسته‌ای آب سبک متعارف و پیشرفته؛

۸. نیروگاه‌های آبی (کوچک، بزرگ و تلمبه ذخیره‌ای)؛

۹. نیروگاه‌های زمین‌گرمایی؛

۱۰. توربین‌های بادی (دو حالت متصل به شبکه و تولید پراکنده)؛

۱۱. سلول‌های خورشیدی فوتولتائیک؛

۱۲. سیستم‌های حرارتی - خورشیدی؛

۱۳. توربین‌های انبساطی؛

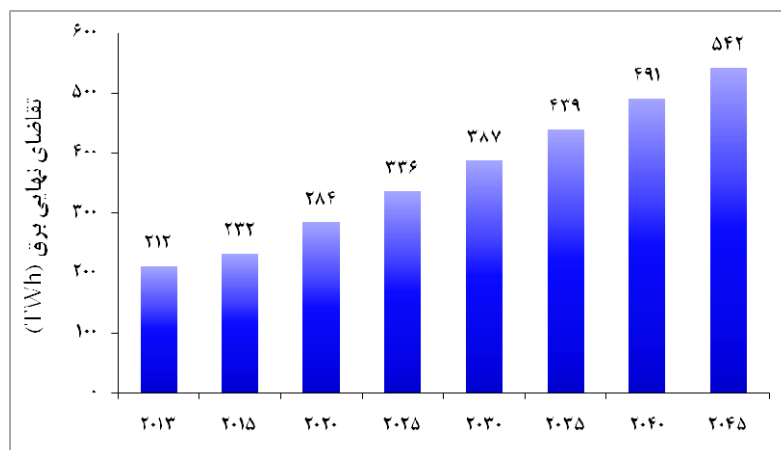
۱۴. نیروگاه‌های زیست‌توده (لندفیل‌ها و زباله‌سوز)؛

۱۵. سیستم انتقال و توزیع برق.

۴. مفروضات و اطلاعات ورودی برای اجرای مدل

۱.۴. سال پایه و افق زمانی مورد مطالعه

برای مدل‌سازی عرضه انرژی، سال پایه و افق زمانی برای برنامه‌ریزی در نظر گرفته می‌شود. سال پایه به منزله سال مبنای محاسبات اقتصادی و سال آغازین برآورد میزان تقاضا و اعمال شرایط اولیه و مرزی سیستم است. در این مطالعه سال ۲۰۱۲ در حکم سال پایه محاسبات در نظر گرفته شده است. افق برنامه‌ریزی عرضه انرژی برابر با کل طول دوره مطالعه بر حسب سال است که به چند دوره



شکل ۲. پیش‌بینی تقاضای بلندمدت برق در کشور (دفتر برنامه‌ریزی توسعه توانیر، ۱۳۹۰)

در این مطالعه، نواحی باری در نظر گرفته شده برای مدل‌سازی سیستم عرضه برق کشور، شامل ۱۲ ناحیه باری سالانه و ۵ ناحیه باری روزانه است. بدین ترتیب هر سال مورد مطالعه به ۶۰ ناحیه باری مختلف تقسیم‌بندی شده است. اطلاعات مربوط به سهم هر یک از نواحی باری در کل تقاضای انرژی، بر اساس مطالعات منحنی‌های بار چندین سال گذشته (برگرفته از آمار تفصیلی صنعت برق ایران، ۱۳۹۰)، مطابق جدول ۱ در مدل اعمال شده است.

تقاضای برق طی هر روز و در دوره‌های طولانی‌تر نظیر ماه یا سال دچار تغییر می‌شود. برای اعمال این تغییرات در برنامه‌ریزی سیستم، از مفهوم منحنی تداوم بار استفاده می‌شود. مدل MESSAGE برای در نظر گرفتن پراکنده‌گی‌های زمانی و مفهوم تداوم بار، از نواحی باری استفاده می‌کند و تقسیم‌بندی در دو سطح نواحی باری سالانه (جزئی از ۳۶۵ روز) و روزانه (جزئی از ۲۴ ساعت) انجام می‌شود.

جدول ۱. سهم انرژی مصرفی در نواحی باری سالانه و روزانه (درصد)

سهم نواحی باری روزانه					سهم انرژی مصرفی در سال	ناحیه باری
پیک شب	میانی شب	پیک روز	میانی روز	پایه		
۱۰	۱۴	۹	۴۵	۲۲	۶/۷	فروردین
۱۰	۱۸	۱۷	۳۳	۲۲	۸/۲	اردیبهشت
۹	۱۳	۱۴	۴۶	۱۸	۹/۳	خرداد
۹	۱۳	۹	۵۱	۱۸	۱۰/۴	تیر
۹	۱۳	۹	۵۴	۱۵	۱۰/۵	مرداد
۹	۱۸	۹	۴۲	۲۲	۹/۸	شهریور
۱۰	۲۲	۹	۳۷	۲۲	۸/۳	مهر
۱۰	۱۸	۵	۴۲	۲۵	۷/۵	آبان
۱۰	۲۷	۹	۲۵	۲۹	۷/۳	آذر
۱۰	۲۳	۹	۲۹	۲۹	۷/۳	دی
۱۰	۲۳	۹	۲۹	۲۹	۷/۴	بهمن
۱۰	۱۸	۹	۳۴	۲۹	۷/۵	اسفند

بر اساس برنامه‌های بلندمدت شرکت توانیر به صورت

خطی تا ۱۰۰ درصد در اواخر دوره؛

- نفت‌گاز: بدون محدودیت؛
- نفت‌کوره: بدون محدودیت؛
- زغال‌سنگ: با توجه به برآوردها حدود ۳۰۰ میلیون تن از منابع کشف‌شده داخلی (ترازنامه انرژی، ۱۳۹۰) و در صورت نیاز، مازاد آن از واردات تأمین شود؛
- سوخت هسته‌ای: فرض شده است که نیاز سوخت هسته‌ای تا حداکثر ۱۵ سال برای واحد نیروگاه اتمی

۴.۴. محدودیت منابع و قیود عملکردی

محدودیت منابع که شامل محدودیت مقدار سوخت‌ها یا ورودی‌های فناوری‌های تولید برق در سیستم مرجع انرژی الکتریکی است، به صورت زیر در مدل عرضه برق اعمال شده است:

- گاز طبیعی: کنترل سهم گاز طبیعی در نیروگاه‌های با سوخت گاز، مازوت و نفت‌گاز به صورتی که حداکثر ۷۵ درصد مصرف سوخت سالانه در اوایل دوره به وسیله گاز طبیعی تأمین شود و امکان افزایش این سهم

پایان دوره تا سقف ۷ سنت بر کیلووات ساعت اضافه شود (برنامه‌ریزی و توسعه شبکه توانیر، ۱۳۹۰).

- صادرات برق: با توجه به اینکه در سال پایه نسبت صادرات به کل تولید ناویژه داخلی حدود ۳/۸ درصد بوده است (آمار تفصیلی صنعت برق، ۱۳۹۰)، قیدی به صورت حداکثر ۳/۸ درصد تولید داخلی (بر حسب انرژی) در اوایل دوره برای صادرات در نظر گرفته می‌شود و فرض شده است که این مقدار به صورت خطی تا سقف ۱۰ درصد در اواخر اضافه شود (برنامه‌ریزی و توسعه شبکه توانیر، ۱۳۹۰). قیمت آن در حال حاضر ۷ سنت بر کیلووات ساعت است و فرض می‌شود در پایان دوره تا سقف ۱۰ سنت بر کیلووات ساعت اضافه شود (برنامه‌ریزی و توسعه شبکه توانیر، ۱۳۹۰).

۵.۴. مشخصات فنی - اقتصادی نیروگاه‌ها

مشخصات عمومی فنی - اقتصادی تکنولوژی‌های مورد نظر شامل هزینه سرمایه‌گذاری اولیه، هزینه‌های ثابت و متغیر تعمیر و نگهداری، بازده، ضریب ظرفیت، طول عمر و مدت زمان ساخت در جدول ۲ آورده شده است. از آنجا که هدف این مطالعه عمدتاً ارزیابی فناوری‌های نوین در سیستم عرضه برق است، آثار تغییرات تکنولوژیکی فناوری‌های متداول فسیلی در قالب افزایش راندمان آن‌ها و تجاری‌سازی فناوری‌های جدید، نظیر نیروگاه‌های تجدیدپذیر در قالب کاهش میزان هزینه سرمایه‌گذاری اولیه آن‌ها در این مطالعه لحاظ شده است. برای ارزیابی ارزش حال کل هزینه‌های سیستم عرضه انرژی از نرخ تنزیل ۱۰ درصد در مدل استفاده شده است.

۶.۴. مشخصات سوخت‌های فسیلی

ارزش حرارتی سوخت‌های فسیلی استفاده‌شده در نیروگاه‌های کشور و ضرایب انتشار آن‌ها بر مبنای اطلاعات جدول ۳ در مدل عرضه برق در نظر گرفته شده است.

بوشهر بدون هیچ محدودیتی از منابع داخلی و مابقی از واردات سوخت تأمین شود؛

- آبی کوچک: حداکثر ۲۵۰۰ مگاوات ظرفیت نصب (سازمان توسعه منابع آب، ۱۳۹۰)؛
- آبی بزرگ: حداکثر ۲۵ هزار مگاوات ظرفیت نصب (سازمان توسعه منابع آب، ۱۳۹۰)؛
- تلمبه ذخیره‌ای: حداکثر ۱۰ هزار مگاوات ظرفیت نصب (سازمان توسعه منابع آب، ۱۳۹۰)؛
- زمین‌گرمایی: حداکثر ۵۰۰۰ مگاوات ظرفیت نصب (دفتر انرژی زمین‌گرمایی سانا، ۱۳۹۱)؛
- بادی: حداکثر ۱۸ هزار مگاوات ظرفیت نصب به اضافه حداکثر ۴۰۰۰ مگاوات پتانسیل تولید پراکنده (دفتر انرژی باد و امواج سانا، ۱۳۹۱)؛
- حرارتی - خورشیدی: ۶۰ هزار مگاوات (دفتر انرژی خورشیدی سانا، ۱۳۹۱)؛
- فوتولتائیک: بدون محدودیت (دفتر انرژی خورشیدی سانا، ۱۳۹۱)؛
- لندفیل: ۲۰۰۰ مگاوات (دفتر انرژی زیست‌توده سانا، ۱۳۹۱)؛
- موتورهای گازسوز در حالت تولید پراکنده: ۳۰۰۰ مگاوات در کوتاه‌مدت (مجری تولید پراکنده توانیر، ۱۳۹۱) و امکان افزایش آن تا سقف ۱۲ هزار مگاوات در درازمدت (متناسب با رشد تقاضای برق در کشور)؛
- توربین انبساطی: ۱۵۰۰ مگاوات؛
- واردات برق: با توجه به اینکه در سال پایه نسبت واردات به کل تولید ناویژه داخلی حدود ۱/۳ درصد بوده است (آمار تفصیلی صنعت برق، ۱۳۹۰)، برای واردات برق، قیدی به صورت حداکثر ۱/۳ درصد تولید داخلی (بر حسب انرژی) در اوایل دوره در نظر گرفته و فرض می‌شود به صورت خطی تا سقف ۵ درصد در اواخر دوره اضافه شود (برنامه‌ریزی و توسعه شبکه توانیر، ۱۳۹۰). قیمت برق وارداتی در حال حاضر ۵/۵ سنت بر کیلووات ساعت است و فرض می‌شود در

جدول ۲. اطلاعات فنی و اقتصادی تکنولوژی های سیستم عرضه برق

کاهش هزینه سرمایه گذاری اولیه ۲	مدت زمان ساخت (سال)	طول عمر (سال)	ضریب ظرفیت (درصد)	مصرف داخلی (درصد)	بازده ۲ (درصد)	هزینه تعمیر و نگهداری متغیر (\$/KWyr)	هزینه تعمیر و نگهداری ثابت سالانه (\$/KW)	هزینه سرمایه گذاری اولیه (\$/KW)		تکنولوژی
								هزینه سرمایه گذاری اولیه	هزینه تعمیر و نگهداری ثابت سالانه	
ثابت	۵	۳۰	۷۸	۸	۴۱/۲	۴/۳	۹/۵	۱۱۰۰		نیروگاه بخاری
ثابت	۲	۱۲	۸۴	۰/۵	۳۹-۲۴	۵/۷	۴/۵	۵۵۰		نیروگاه گازی
ثابت	۱/۵	۱۰	۹۰	۷	۴۵-۴۰	۴۴	۸	۷۵۰		موتورهای گازسوز
ثابت	۵	۳۰	۸۲	۲	۵۵-۵۰	۳/۷	۴/۴	۷۵۰		نیروگاه سیکل ترکیبی
ثابت	۱	۱۰	۷۰	۷	۲۵	۶/۶	۲/۸	۵۵۰		نیروگاه دیزلی
ثابت	۳	۳۰	۸۵	۵/۵	۲۵/۳	-	۶۴	۱۶۰۰		نیروگاه زغال سنگ سوز متعارف
۰/۷ درصد	۴	۴۰	۸۵	۵	۵۰-۲۶	-	۸۸	۲۲۰۰		نیروگاه زغال سنگ سوز پیشرفته
۲ درصد	۴	۴۰	۸۰	۶	۵۲-۲۶	-	۱۴۸	۳۷۰۰		گازی سازی زغال سنگ
ثابت	۵	۴۰	۸۰	۱۰	۳۱	۴/۴	۹۲	۵۱۰۰		نیروگاه هسته ای متعارف
۰/۵ درصد	۷	۶۰	۸۵	۸	۳۳	۴/۴	۶۹	۶۲۰۰		نیروگاه هسته ای پیشرفته
۱/۵ درصد	-	۴/۵	۹۰	۲	۶۰-۵۵	-	-	۴۲۰۰		پیل سوختی پیمبری
۱ درصد	۲	۲۰	۳۰	۰/۵	-	-	۴۸	۱۵۰۰		مزارع بادی (متصل به شبکه)
۱ درصد	۱	۲۰	۳۰	۰/۵	-	-	۴۸	۱۸۰۰		توربین بادی (ولاید پراکنده)
۳ درصد	۱	۲۵	۲۵	۰/۵	-	-	۵۰	۴۰۰۰		سلول های فتوولتائیک
۲/۵ درصد	۲	۲۵	۴۰	۰/۵	-	-	۶۴	۵۷۰۰		سیستم های حرارتی - خورشیدی
۱/۵ درصد	۶	۳۰	۸۰	۸	۳۰	۹/۶	۸۴	۵۶۰۰		زمین گرمایی
ثابت	۴	۴۰	۵۰	۰/۵	-	-	۱۴	۱۵۰۰		نیروگاه برق آبی کوچک
ثابت	۷	۵۰	۳۰	۰/۵	-	-	۱۰/۸	۱۲۰۰		نیروگاه برق آبی بزرگ
ثابت	۶	۳۰	۳۰	-	۸۰	-	۱۲/۶	۱۵۰۰		نیروگاه نمابه ذخیره ای
ثابت	۳	۲۵	۷۰	۰/۵	۹۰	۰/۸	۰/۲	۷۷۵		توربین آبساطی
۱ درصد	۲	۲۰	۸۵	۲	۳۰	۱۴/۸	۲	۲۴۰۰		زیست توده - لندفیل
۲ درصد	۳	۲۵	۸۰	۵	۲۲	-	۵۸۰	۵۸۰۰		زیست توده - زیاله سوزی
-	-	-	-	-	۹۷/۵-۹۵/۹	۷۸	-	-		سیستم انتقال برق
-	-	-	-	-	۹۲-۸۴	۷۳	-	-		سیستم توزیع برق

مراجع: (سازمان توسعه منابع آب، ۱۳۹۰)؛ (دفتر انرژی زمین گرمایی سانا، ۱۳۹۱)؛ (دفتر انرژی باد و امواج سانا، ۱۳۹۱)؛ (دفتر انرژی خورشیدی سانا، ۱۳۹۱)؛ (دفتر انرژی زیست توده سانا، ۱۳۹۱)؛ (مجرى تولید پراکنده توانیر، ۱۳۹۱)؛ (دفتر برنامه ریزی تولید توانیر، ۱۳۸۵)؛ (برنامه ریزی توسعه شبکه توانیر، ۱۳۹۰)؛ (برنامه ریزی توسعه شبکه توانیر، ۱۳۸۹)؛ (دفتر تنظیم مقررات بازار برق، ۱۳۹۱)؛ (IAEA, 2010a)؛ (IAEA, 2010b)؛ (IEA, 2010a)؛ (IEA, 2010b)؛ (IEA, 2010b).

۱. عدد کوچک تر بیانگر راندمان در سال پایه و عدد بزرگ تر راندمان در سال ۲۰۴۰ است. همچنین، فرض می شود راندمان به صورت خطی طی دوره برنامه ریزی افزایش یابد.

۲. کاهش هزینه سرمایه گذاری بر مبنای گزارش های آژانس بین المللی انرژی برآورد شده است (IEA, 2010b).

جدول ۳. ضریب انتشار دی اکسید کربن و ارزش حرارتی انواع سوخت فسیلی

زغال سنگ	نفت گاز	مازوت	گاز طبیعی	
۲۰/۹۲	۳۷/۷۹	۴۳/۱۸	۳۷/۶۷	ارزش حرارتی ^۱ MJ/kg یا (MJ/m ³)
۹۵/۵۹	۷۴/۳۵	۷۷/۶۵	۵۶/۱۵	ضریب انتشار (gCO ₂ /MJ _{fuel})

مراجع: (ترازنامه انرژی، ۱۳۹۰)؛ (IPCC, 2006)

۱. برای گاز طبیعی به واحد مگاژول بر متر مکعب و برای سایرین به ازای واحد کیلوگرم است.

جدول ۴. مفروضات سناریوهای مختلف

عنوان سناریو	تشریح سناریو
مرجع	<p>در این سناریو فرض می‌شود که قیمت سوخت‌های مختلف طی دوره برنامه‌ریزی ثابت باقی بمانند. این قیمت‌ها عبارت‌اند از (EIA, 2013):</p> <ul style="list-style-type: none"> - گاز طبیعی: معادل ۱۵ سنت بر متر مکعب؛ - نفت گاز: معادل حدود ۰/۴۴ دلار بر لیتر؛ - نفت کوره: معادل حدود ۰/۳۹ دلار بر لیتر؛ - زغال سنگ: معادل ۱۰۰ دلار بر تن زغال سنگ حرارتی؛ - سوخت هسته‌ای: معادل ۰/۸ سنت بر کیلووات ساعت برق تولیدی؛ - هیدروژن: معادل ۴ دلار بر کیلوگرم.
قیمت بالای سوخت	<p>قیمت سوخت‌های مختلف در سال اول مشابه سناریوی مرجع بوده، اما طی دوره برنامه‌ریزی، مطابق پیش‌بینی‌های بین‌المللی افزایش یافته است. درصد افزایش سالانه به شرح زیر است (EIA, 2013):</p> <ul style="list-style-type: none"> - گاز طبیعی: ۳/۶ درصد در سال؛ - فرآورده‌های نفتی (نفت گاز و نفت کوره): ۱/۸ درصد در سال؛ - زغال سنگ: ۱ درصد در سال؛ - سوخت هسته‌ای: ۰/۵ درصد در سال؛ - هیدروژن: ثابت.
مالیات کربن	<p>مفروضات این سناریو مشابه سناریوی قیمت بالای سوخت بوده است و در ضمن فرض می‌شود برای انتشار هر تن دی اکسید کربن در ابتدای دوره ۸ دلار مالیات کربن اخذ شود و این مقدار در درازمدت به صورت خطی تا ۵۰ دلار بر تن دی اکسید کربن افزایش یابد (NREL, 2009).</p>

۷.۴. تعریف سناریوها

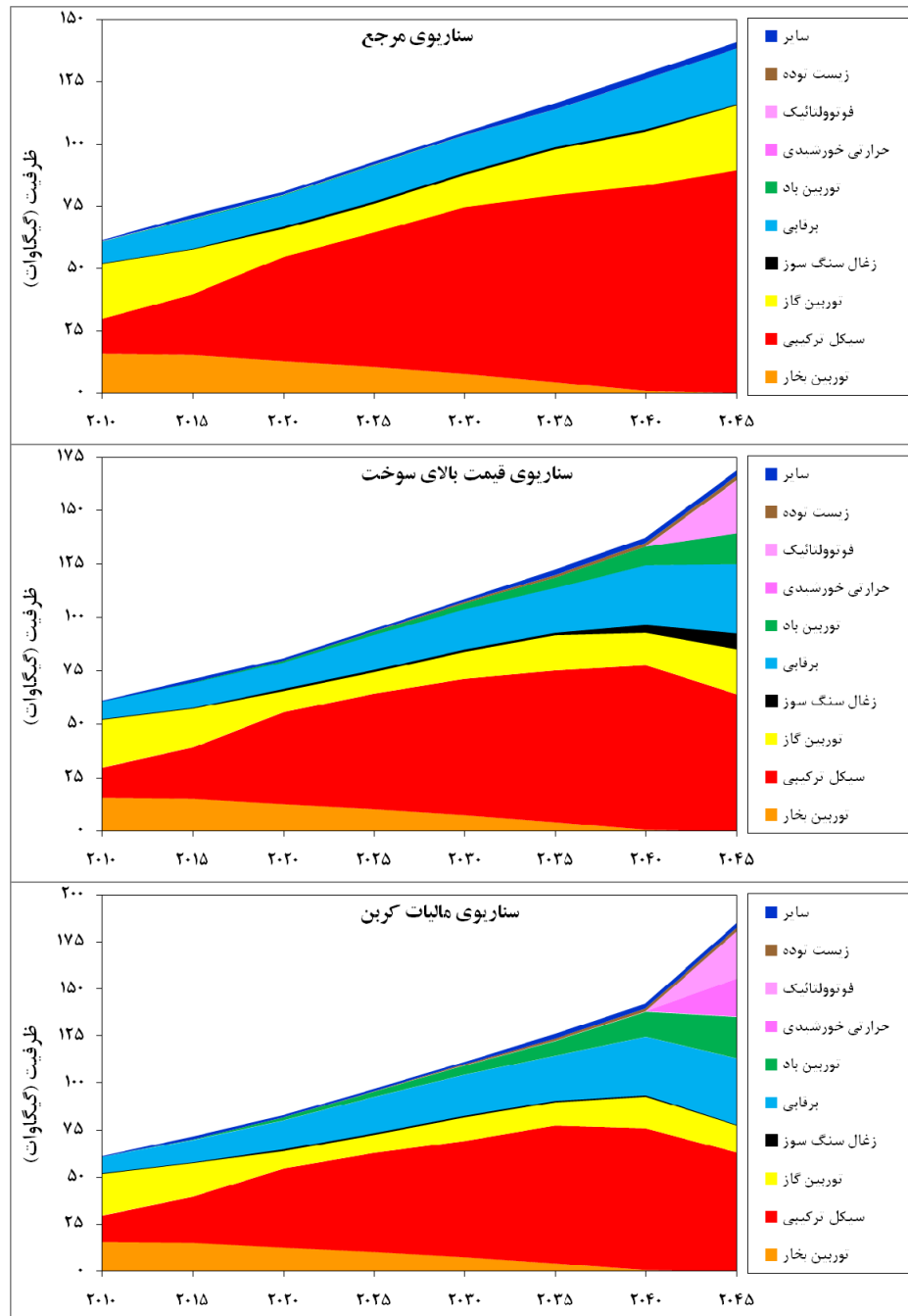
در این مطالعه، سه سناریو تعریف شده است. ادامه روند کنونی با عنوان سناریوی «مرجع» در نظر گرفته می‌شود. در این سناریو، فرض شده است که قیمت سوخت‌های فسیلی در سطح قیمت‌های حال حاضر بین‌المللی باشد و طی دوره برنامه‌ریزی ثابت باقی بماند. سپس، سناریوی «قیمت بالای سوخت» و «مالیات کربن» به منظور تحلیل آثار تغییر

قیمت سوخت و تعیین نقش ابزارهای سیاستی در روند توسعه بخش نیروگاهی کشور تعریف می‌شود. میزان تقاضای نهایی برق و سطح مبادلات برق (واردات و صادرات) در هر سه سناریو یکسان فرض شده است تا مبنای مناسبی برای مقایسه این سناریوها فراهم شود. مفروضات این سناریوها در جدول ۴ منعکس شده است.

۵. نتایج

نیروگاهی در انتهای دوره برنامه‌ریزی، نیروگاه‌های سیکل ترکیبی، توربین گازی (تولید متمرکز و پراکنده) و برق‌آبی به ترتیب با ۶۴، ۱۹ و ۱۶ درصد بیشترین سهم را در ظرفیت نصب‌شده نیروگاهی کشور خواهند داشت.

شکل ۳ ترکیب بهینه فناوری‌های مختلف نیروگاهی را به صورت کل ظرفیت نصب‌شده در سناریوهای مختلف نمایش می‌دهد. در سناریوی مرجع از مجموع ظرفیت نصب‌شده



شکل ۳. روند بهینه کل ظرفیت نصب‌شده نیروگاه‌های تولید برق در سناریوهای مختلف

سایر: مجموع نیروگاه‌های دیزلی، توربین انبساطی، پیل سوختی، هسته‌ای و زمین‌گرمایی؛ زیست‌توده: مجموع زباله‌سوز و لندفیل؛ توربین باد: مجموع تولید پراکنده و متمرکز؛ برق‌آبی: مجموع نیروگاه‌های برق‌آبی بزرگ، کوچک و تلمبه ذخیره‌ای؛ زغال‌سنگ‌سوز: مجموع نیروگاه‌های متعارف، پیشرفته و گازی‌سازی زغال‌سنگ؛ توربین گاز: مجموع نیروگاه‌های توربین گاز متمرکز و موتورهای گاز‌سوز در حالت تولید پراکنده.

اعمال شده برای حداکثر ظرفیت قابل نصب نیروگاه‌های برق آبی و بادی در این سناریوها پیشنهاد می‌شود. در مقابل، کاهش هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه نیروگاه‌های زغال‌سنگ‌سوز پیشرفته و بالابودن قیمت گاز طبیعی در بلندمدت، سبب می‌شود که نیروگاه‌های زغال‌سنگ‌سوز در سناریوی قیمت بالای سوخت توجیه اقتصادی پیدا کنند و وارد ترکیب عرضه برق شوند. بالابودن میزان انتشار آلاینده‌های زیست‌محیطی این نیروگاه‌ها، مانع از ظرفیت‌سازی آن‌ها در سناریوی مالیات کربن می‌شود. در عوض نیروگاه‌های حرارتی - خورشیدی در سناریوی مالیات کربن رقابت‌پذیری بالایی را از خود نشان می‌دهند.

به علت مصرف نکردن سوخت در توربین‌های انبساطی، هزینه‌های بهره‌برداری و در نهایت کل هزینه‌های تولید برق شدیداً کاهش می‌یابد بنابراین، در تمامی شرایط احداث و بهره‌برداری از آن‌ها تا سقف پتانسیل اعمال شده از طریق مدل پیشنهاد می‌شود. بدیهی است با توجه به پایین بودن پتانسیل آن، (۱۵۰۰ مگاوات در درازمدت) این نوع فناوری نمی‌تواند نقش بسزایی در تولید برق ایفا کند.

تولید بهینه برق به وسیله انواع فناوری‌های نیروگاهی در سناریوی‌های مختلف در شکل ۴ منعکس شده است. در سناریوی مرجع، با خروج نیروگاه‌های توربین بخار از سبد تولید برق کشور، در بلندمدت سایر نیروگاه‌های فسیلی حدود ۹۰ درصد از کل تولید برق کشور را تأمین خواهند کرد. در این سناریو، سهم انرژی‌های تجدیدپذیر شامل نیروگاه‌های برق آبی، بادی، خورشیدی، زمین‌گرمایی و زیست‌توده در کل تولید با کاهشی نسبی مواجه شده است و از بیش از ۱۰ درصد در ابتدای دوره به کمتر از ۱۰ درصد خواهد رسید. سهم انرژی‌های تجدیدپذیر نیز در سناریوی قیمت بالای سوخت طی دوره برنامه‌ریزی از یک رشد تدریجی برخوردار بوده است (به علت توسعه نیروگاه‌های برق آبی، بادی و فوتوولتائیک) و در اواخر به ۲۰ درصد افزایش می‌یابد.

در این سناریو نیروگاه‌های زغال‌سنگ‌سوز، هسته‌ای و فناوری‌های نوین تجدیدپذیر سهم چندانی در بخش نیروگاهی نخواهند داشت. ظرفیت برنامه‌ریزی شده نیروگاه زغال‌سنگ‌سوز طبرس از سال ۲۰۱۵ وارد مدار می‌شود، اما پس از آن ظرفیت‌های جدیدتری از این نوع توجیه اقتصادی نخواهند یافت. بدیهی است با حذف محدودیت مذکور، این تکنولوژی از سبد عرضه این سناریو حذف خواهد شد. شایان یادآوری است، انتخاب توربین گاز از طریق مدل، عمدتاً برای پوشش دادن نواحی باری پیک است. در سناریوی مرجع، به علت توجیه اقتصادی موتورهای گازسوز در حالت تولید پراکنده، حداکثر ظرفیت تعریف شده در مدل برای آن‌ها (معادل ۳۰۰۰ مگاوات) در اوایل دوره محقق می‌شود. اما بازنشستگی نیروگاه‌های توربین گاز متمرکز و تبدیل آن‌ها به نیروگاه‌های سیکل ترکیبی تا حدی در میان مدت کل ظرفیت نصب شده آن‌ها را کاهش می‌دهد. در ادامه با افزایش راندمان نیروگاه‌های توربین گاز و افزایش سقف نصب موتورهای گازسوز، میزان ظرفیت‌سازی آن‌ها نیز افزایش می‌یابد.

در سناریوهای قیمت بالای سوخت و مالیات کربن، نیروگاه‌های سیکل ترکیبی همچنان در میان مدت رشد بالایی دارند، اما به مرور با افزایش قیمت گاز طبیعی در سال‌های پایانی این رشد متوقف می‌شود و سهم آن‌ها در کل ظرفیت نصب شده به حدود ۳۵ تا ۴۰ درصد می‌رسد. در این سناریوها به علت بازنشستگی نیروگاه‌های فسیلی و جایگزینی آن‌ها با نیروگاه‌های تجدیدپذیر، کل ظرفیت نصب شده نیروگاهی بعد از سال ۲۰۴۰ رشد بالایی را نشان می‌دهد. این امر ناشی از پایین‌تر بودن ضریب ظرفیت (نسبت حداکثر انرژی قابل تولید از واحد به کل ظرفیت اسمی نصب شده) نیروگاه‌های تجدیدپذیر در مقایسه با نیروگاه‌های فسیلی است. در واقع وجه مشترک این دو سناریو توسعه فناوری‌های تجدیدپذیر است و علاوه بر توسعه سلول‌های فوتوولتائیک، بخش عمده‌ای از سقف



شکل ۴. روند بهینه تولید برق و سهم انرژی‌های تجدیدپذیر از کل تولید در سناریوهای مختلف

سهم فناوری‌های تولید پراکنده تا حدود ۱۲ درصد رشد داشته است و علاوه بر موتورهای گازسوز، توربین‌های بادی و سیستم‌های فوتولتائیک در حالت تولید پراکنده بهره‌برداری می‌شوند. محدودیت‌های زیست‌محیطی در سناریوی مالیات کربن در میان‌مدت تا حدودی از توسعه موتورهای گازسوز جلوگیری کرده است، اما در بلندمدت با به کارگیری سیستم‌های فوتولتائیک رشد زیادی در میزان تولید پراکنده در این سناریو ملاحظه می‌شود.

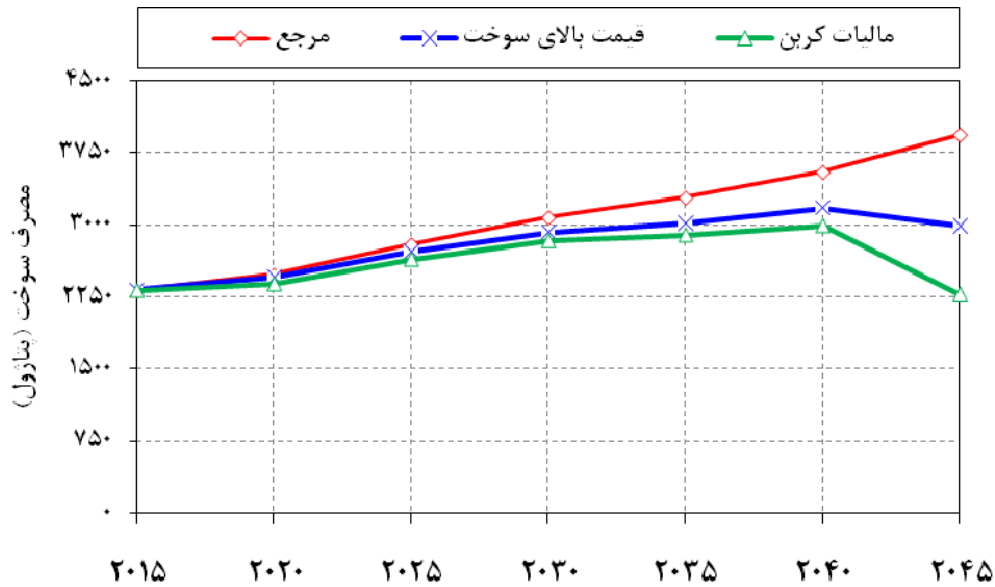
کل میزان مصرف سوخت بخش نیروگاهی در شکل ۵ ارائه شده است. سال ۲۰۱۰ در این شکل بر اساس اطلاعات واقعی و برگرفته از ترازنامه انرژی است، اما سایر سال‌ها نتایج مدل‌سازی به شمار می‌روند. ادامه روند کنونی در سناریوی مرجع، میزان مصرف سوخت را تا دو برابر افزایش می‌دهد. نتایج دیگر سناریوها به خوبی نقش انرژی‌های تجدیدپذیر را در کنترل مصرف حامل‌های انرژی نشان می‌دهد. این مسئله به ویژه در درازمدت، به کاهش میزان مصرف سوخت منجر می‌شود.

میزان انتشار دی اکسید کربن و متوسط انتشار آن به ازای هر واحد برق تولیدی در شکل ۶ نمایش داده شده است. متوسط میزان انتشار دی اکسید کربن حتی در بدترین شرایط یعنی سناریوی مرجع با شیب ملایمی کاهش می‌یابد. این روند از یک سو ناشی از افزایش راندمان نیروگاه‌های فسیلی رایج و از سوی دیگر به خاطر کم اثر شدن و در نهایت حذف محدودیت مصرف گاز طبیعی و به تبع آن کاهش سهم فرآورده‌های نفتی (که آلودگی بالاتری دارند) در تأمین سوخت نیروگاهی است. از سال ۲۰۴۰ به بعد، پس از آنکه راندمان نیروگاه‌های مزبور به سقف میزان خود رسیدند تغییر محسوسی در این روند ملاحظه نمی‌شود، اما انتشار دی اکسید کربن در سایر سناریوها بعد از سال ۲۰۴۰ با شتاب بیشتری کاهش می‌یابد، که بیانگر نقش فناوری‌های تجدیدپذیر در کاهش انتشار آلاینده‌های زیست‌محیطی است.

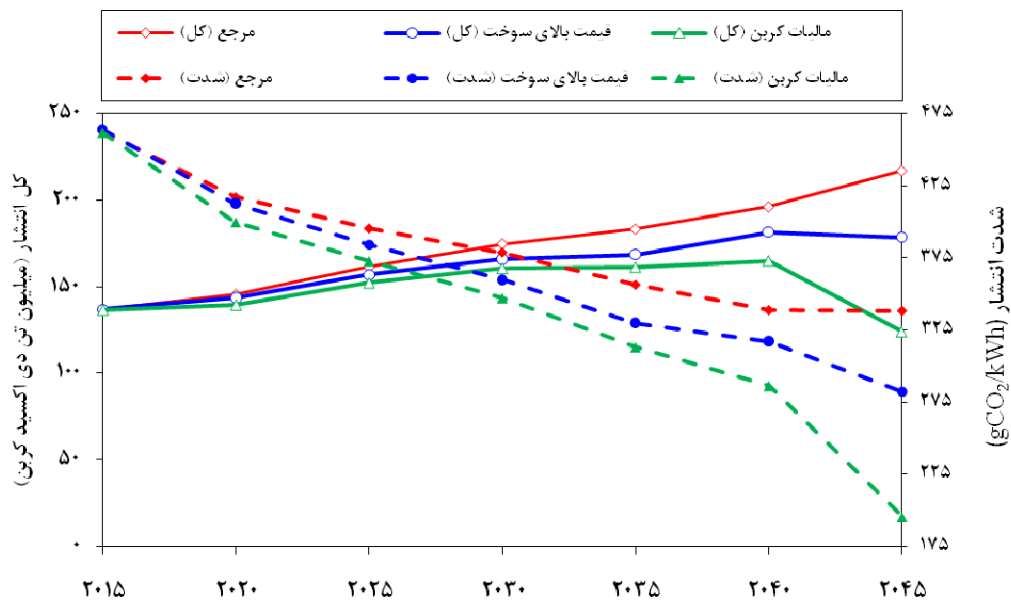
سهم انرژی‌های تجدیدپذیر در سناریوی مالیات کربن نیز تا سال ۲۰۴۰ روندی مشابه سناریوی قیمت بالای سوخت را طی می‌کند و بعد از آن رشد ناگهانی را نشان می‌دهد. علت اصلی این مسئله توسعه سیستم‌های حرارتی - خورشیدی در سناریوی مالیات کربن است. از آنجا که تکنولوژی‌های حرارتی - خورشیدی به سیستم ذخیره انرژی مجهزند در مقایسه با نیروگاه‌های فوتولتائیک و بادی ضریب ظرفیت بالاتری دارند و بنابراین نصب آن‌ها در سناریوی مالیات کربن تولید برق تجدیدپذیر را با شدت بیشتری افزایش می‌دهد.

نیروگاه‌های هسته‌ای سهم اندکی را در تمامی سناریوها به خود اختصاص داده‌اند. علت اصلی این مسئله، مفروضات مربوط به هزینه‌های تولید برق هسته‌ای، به ویژه بالابودن هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه آن‌هاست که رقابت‌پذیری آن‌ها را در مقایسه با سایر فناوری‌های جایگزین کاهش داده است. از این رو، در افق مطالعه به جز تولید برق هسته‌ای از نیروگاه‌های هسته‌ای موجود (نیروگاه اتمی بوشهر)، احداث ظرفیت جدیدی در مدل پیشنهاد نشده است. با وجود این، در صورتی که هزینه‌های مزبور در سال‌های آتی با سرعت بیشتری کاهش یابد، این نوع نیروگاه‌ها می‌توانند سهم بیشتری در تولید برق کشور داشته باشند.

مطابق اطلاعات جدول ۲، هزینه‌های تولید برق مولدهای مقیاس کوچک (تولید پراکنده) در مقایسه با فناوری مشابه آن در حالت تولید متمرکز بیشتر است. اما به علت کاهش زیاد تلفات خطوط انتقال و توزیع، در مجموع هزینه‌های عرضه برق (از نیروگاه تا مصرف‌کننده نهایی) در حالت تولید پراکنده کمتر است. مطابق شکل ۴ در سناریوی مرجع، سهم فناوری‌های تولید پراکنده از کل تولید از حدود ۴ درصد در ابتدای دوره تا حدود ۱۰ درصد در درازمدت افزایش می‌یابد که تقریباً تمام آن مربوط به توسعه موتورهای گازسوز است. در سایر سناریوها نیز،



شکل ۵. میزان مصرف سوخت در سناریوهای مختلف



شکل ۶. کل انتشار دی اکسید کربن و متوسط شدت انتشار آن در سناریوهای مختلف

۶. بحث و نتیجه‌گیری

روند توسعه نیروگاه‌های تجدیدپذیر و آثار آن‌ها در میزان مصرف حامل‌های انرژی و انتشار گازهای گلخانه‌ای ارزیابی و تحلیل شود.

یافته‌های این مطالعه نشان می‌دهند که در بین فناوری‌های فسیلی، نیروگاه‌های سیکل ترکیبی حتی در شرایط بدبینانه، یعنی زمانی که قیمت گاز طبیعی روند

در این مطالعه فرایند طراحی و توسعه مدل عرضه انرژی الکتریکی برای کشور با استفاده از نرم‌افزار MESSAGE تشریح و نتایج حاصل از اجرای آن، در قالب سناریوهای مختلف ارائه شد. سناریوها به گونه‌ای طراحی شده‌اند تا آثار تغییرات قیمت سوخت و نقش ابزارهای سیاستی در

کاهش تدریجی هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه نیروگاه‌های تجدیدپذیر حداقل تا سال ۲۰۲۵ کمک زیادی به توسعه این فناوری‌ها در بخش نیروگاهی کشور نخواهد کرد. با وجود این، افزایش قیمت سوخت‌های فسیلی در میان‌مدت (۲۰۲۰ به بعد) به افزایش رقابت‌پذیری توربین‌های بادی و در بلندمدت (۲۰۳۰ به بعد) به رقابت‌پذیری بالای سیستم‌های فوتولتائیک در مقایسه با نیروگاه‌های فسیلی رایج منجر خواهند شد. استفاده از سقف پتانسیل اعمال‌شده برای تولید برق در لندفیل‌ها نیز در درازمدت و در شرایطی که قیمت سوخت فسیلی افزایش یابد در مدل پیشنهاد شده است. کاهش هزینه‌های سرمایه‌گذاری اولیه نیروگاه‌های زغال‌سنگ‌سوز پیشرفته با راندمان حدود ۵۰ درصد، در کنار رشد قیمت گاز طبیعی در بلندمدت، سبب می‌شود که در صورت نبود محدودیت‌های زیست‌محیطی، این نیروگاه‌ها نیز توجیه اقتصادی پیدا کنند. در عوض توسعه نیروگاه‌های حرارتی - خورشیدی برای تولید برق، صرفاً با افزایش قیمت سوخت فسیلی محقق نخواهد شد و رشد آن‌ها نیازمند اعمال محدودیت‌های زیست‌محیطی است. همچنین، فناوری‌های تولید پراکنده شامل موتورهای گازسوز، توربین بادی و سیستم‌های فوتولتائیک در درازمدت تا حدود ۱۰ درصد از کل برق مورد نیاز را تأمین خواهند کرد.

یادداشت‌ها

1. Model for Energy Supply and Strategy and their General Environmental Impact (MESSAGE)
2. Reference Energy System (RES)

افزایشی داشته باشد، در حکم ارجح‌ترین گزینه تکنولوژیکی در کوتاه‌مدت تا میان‌مدت مطرح است. انعطاف‌پذیری توربین‌های گازی سبب می‌شود که در تأمین نیاز پیک تقاضا ایفا نقش بسزایی کنند. از این رو، حفظ تقریبی ظرفیت طی دوره برنامه‌ریزی و در شرایط مختلف پیشنهاد می‌شود. بر خلاف نیروگاه‌های توربین‌گاز، نیروگاه‌های بخاری موجود به صورت تدریجی از سبد بخش نیروگاهی خارج خواهند شد. علت آن، کم اثر شدن و حذف محدودیت تأمین سوخت گاز طبیعی در فصول سرد بوده است، که به تبع حذف این محدودیت، قابلیت نیروگاه‌های توربین بخار در به کارگیری مازوت به جای گاز طبیعی در فصول سرد، عملاً مزیتی محسوب نخواهد شد. یکی دیگر از وجوه مشترک سناریوهای مختلف، پیشنهاد ظرفیت‌سازی و توسعه نیروگاه‌های برق‌آبی در کشور است. توسعه نیروگاه‌های برق‌آبی کوچک اولویت بیشتری را در مقایسه با نیروگاه‌های برق‌آبی بزرگ داشته، به گونه‌ای که بهره‌برداری از سقف پتانسیل اعمال‌شده در مدل تا سال ۲۰۳۰ پیشنهاد شده است.

بر مبنای نتایج این مطالعه، در بهترین شرایط توسعه انرژی‌های تجدیدپذیر در درازمدت مصرف حامل‌های انرژی فسیلی و متعاقباً متوسط میزان انتشار گازهای گلخانه‌ای را ۴۲ درصد در مقایسه با سناریوی ادامه روند کنونی کاهش خواهد داد. همچنین، نتایج این مطالعه به خوبی نشان می‌دهد که یکی از علل اصلی توسعه نیافتن فناوری‌های تجدیدپذیر در کشور ما، در دسترس بودن سوخت‌های فسیلی ارزان‌قیمت است و در این شرایط حتی

منابع

- سازمان انرژی‌های نو ایران (سانا)، معاونت فنی و اجرایی، دفتر انرژی زمین‌گرمایی. ۱۳۹۱. اطلاعات فنی و اقتصادی نیروگاه‌های زمین‌گرمایی.
- سازمان انرژی‌های نو ایران (سانا)، معاونت فنی و اجرایی، دفتر انرژی باد و امواج. ۱۳۹۱. اطلاعات فنی و اقتصادی توربین‌های بادی.
- سازمان انرژی‌های نو ایران (سانا)، معاونت فنی و اجرایی، دفتر انرژی خورشیدی. ۱۳۹۱. اطلاعات فنی و اقتصادی نیروگاه‌های خورشیدی.

سازمان انرژی‌های نو ایران (سانا)، معاونت فنی و اجرایی، دفتر انرژی زیست‌توده. ۱۳۹۱. منابع انرژی زیست‌توده و اطلاعات فنی و اقتصادی آن.

شرکت مادر تخصصی توانیر، دفتر برنامه‌ریزی توسعه. ۱۳۹۰. پیش‌بینی تقاضای بلندمدت برق در کشور.

شرکت مادر تخصصی توانیر، معاونت برنامه‌ریزی و توسعه شبکه. ۱۳۸۹. طرح‌های نیروگاهی وزارت نیرو در برنامه پنجم توسعه.

شرکت مادر تخصصی توانیر، معاونت برنامه‌ریزی و توسعه شبکه. ۱۳۹۰. طرح تولید پراکنده کشور.

شرکت مادر تخصصی توانیر، معاونت برنامه‌ریزی و توسعه شبکه. ۱۳۹۰. مبادلات برق با کشورهای همسایه.

شرکت مادر تخصصی توانیر، معاونت برنامه‌ریزی، دفتر برنامه‌ریزی تولید. ۱۳۸۵. اطلاعات فنی و اقتصادی نیروگاه‌های حرارتی کشور.

شفیعی، ا.، مقدم‌تبریزی، م.، فرمد، م. ۱۳۸۸. توسعه سیستم عرضه برق کشور در شرایط محدود سوخت نیروگاه‌ها در ماه‌های سرد سال، بیست و سومین کنفرانس بین‌المللی برق، تهران.

وزارت نیرو، سازمان توسعه منابع آب و نیرو. ۱۳۹۰. مشخصات فنی و اقتصادی نیروگاه‌های برق‌آبی.

وزارت نیرو، شرکت مادر تخصصی توانیر. ۱۳۹۰. آمار تفصیلی صنعت برق ایران.

وزارت نیرو، معاونت امور برنامه‌ریزی و امور اقتصادی، دفتر تنظیم مقررات بازار برق و خصوصی سازی. ۱۳۹۱. هزینه‌های انتقال و توزیع برق در کشور.

وزارت نیرو، معاونت برق و انرژی، دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی. ۱۳۹۱. ترازنامه انرژی سال ۱۳۹۰.

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). 2006. Guidelines for national greenhouse gas inventories.

International Energy Agency (IEA). 2010b. Energy technology perspective 2010: scenarios and strategies to 2050.

International Atomic Energy Agency (IAEA). 2007. User's Manual of MESSAGE.

International Energy Agency and Nuclear Energy Agency (IAEA). 2010. Projected Cost of Generating Electricity.

International Energy Agency- Energy Technology Systems Analysis Programme (IEA). 2010a. Coal-Fired Power.

Islamic Republic of Iran, Ministry of Energy (MOE). 2012. Statistical report on 45 years of activities of Iran electric power industry. Tavanir Holding Company, pp. 3-5.

National Renewable Energy Laboratory (NREL). 2009. Carbon taxes: A review of experience and policy design considerations.

U.S. Energy Information Administration (EIA). 2013. Annual Energy Outlook 2013 with Projection to 2040.