فصلنامه پژوهش‌های سیاستگذاری و برنامه‌ریزی انرژی
سال چهارم/ شماره ۱۲/ پاییز ۱۳۹۷/ صفحات ۴۵-۷

تعیین سهم بهینه فناوری‌های گازی و تجدیدپذیر در تولید برق کشور

حامد شکوری گنجوی
دانشیار گروه مهندسی صنایع دانشکده فنی دانشگاه تهران
hshakouri@ut.ac.ir
عالیه کاظمی
دانشیار گروه مدیریت صنعتی دانشکده مدیریت دانشگاه تهران (نویسنده مسئول)
aliyehkazemi@ut.ac.ir

رشد روزافزون تقاضای انرژی الکتریکی، کاهش منابع فسیلی، آلودگی‌های حاصل از مصرف سوخت‌های فسیلی و اهمیت امنیت انرژی، برنامه‌ریزی در خصوص استفاده از تکنولوژی‌های مختلف تولید برق را ضروری ساخته است. در این مقاله با استفاده از مدلسازی ریاضی و داده‌های صنعت برق، سهم بهینه هر یک از فناوری‌های سیکل ترکیبی توربین گازی، بخاری، توربین گازی، بادی کوچک، بادی بزرگ، فتوولتاییک کوچک، فتوولتاییک بزرگ، خورشیدی- حرارتی، برق‌آبی کوچک، برق‌آبی بزرگ، هسته‌ای و زمین‌گرمایی برای تولید برق طی سال‌های ۲۰۱۶ تا ۲۰۴۰ با استفاده از یک مدل برنامه‌ریزی خطی مشخص شده است. هدف از مدلسازی ریاضی، تعیین ترکیبی از گزینه‌های عرضه ممکن با کمترین هزینه است به طوری که قادر به برآورده کردن تقاضای انرژی باشند. نتایج نشان می‌دهد سهم تکنولوژی‌های گازسوز به‌طور چشم‌گیری کاهش می‌یابد، جایگزین این فناوری‌ها عمدتاً انرژی‌های تجدیدپذیر است. نیروگاه‌های خورشیدی و بادی مهم‌ترین تکنولوژی‌های تجدیدپذیر خواهند بود و در سال‌های پایانی سهم قابل توجهی خواهند داشت.

واژگان کلیدی: فناوری‌های تولید برق، منابع تجدیدپذیر، سیستم مرجع انرژی

تاریخ دریافت: ۱۳۹۶/۹/۲۵ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۷/۸/۶

۱. مقدمه

امنیت انرژی، مصرف بالای سوخت‌های فسیلی، هزینه‌های زیست محیطی و اجتماعی آلاینده‌ها و استفاده از آب و زمین، باعث شده است دولت‌ها ابعاد پایداری در برنامه‌ریزی توسعه انرژی را مورد توجه قرار دهند. با این حال، سهم منابع انرژی پاک در بسیاری از کشورهای در حال توسعه بسیار پایین است. علاوه بر این، در اکثر کشورهای غنی از نظر انرژی، بخش انرژی و حتی کل اقتصاد کشور تحت تسلط سوخت‌های فسیلی همچون نفت و گاز طبیعی است. دولت‌ها نه تنها در کشورهای توسعه یافته بلکه در بعضی از کشورهای در حال توسعه به تنوع فناوری‌های تولید برق برای افزایش امنیت انرژی و کاهش وابستگی به انرژی‌های فسیلی روی آورده‌اند. آنها 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 فرزندانشان در 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. تا قبل از سال ۱۹۸۰ میلادی، 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 تقریباً به کف خود رسیده و در فناوری‌های موجود از این نوع، احتمال کاهش بیش از 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.

در کشور ایران در ۹۰ درصد خانه‌های ایرانیان، ۸۵ درصد واحدهای صنعتی و ۷۵ درصد نیروگاه‌های کشور، گاز طبیعی به عنوان اصلی‌ترین فرآورده انرژی‌زا مورد مصرف قرار می‌گیرد؛ رشد مصرف سالانه گاز در ایران ۱۲ درصد و در برخی فصول پرمصرف سالانه ۱۶ درصد است؛ در حالی که استاندارد رشد مصرف گاز در جهان سالانه ۲ درصد است. بی‌گمان متنوع‌سازی مولفه‌های

انرژی مورد مصرف در سطوح مختلف خانگی، تجاری، صنعتی و صنایع مدرن یکی از قطعی‌ترین راهبردهای نجات دادن گاز ایران از دام گرفتاری مصرف بی‌رویه است (رضوی، ۱۳۹۵).

در این مقاله با استفاده از جدیدترین داده‌های موجود به تعیین سهم بهینه تکنولوژی‌های گازی و تجدیدپذیر برای تولید برق در ایران طی سال‌های آتی پرداخته شده است. برای تعیین سهم بهینه تکنولوژی‌های مختلف از مدلسازی ریاضی استفاده شده است. در ادامه پس از بیان مبانی نظری و مرور تحقیقات مرتبط پیشین، مدل ریاضی و ساختار سیستم مرجع انرژی مشخص شده است. سپس نتایج حاصل از اجرای مدل ارائه و بررسی شده است.

۲. مبانی نظری

مدل‌های انرژی عمدتاً برای پیش‌بینی و برنامه‌ریزی سناریوهای آینده و برای درک سیستم انرژی در سطح منطقه‌ای، ملی و جهانی توسعه یافته‌اند (لاها و چاکرابورتی، ۲۰۱۷). مدلسازی انرژی دارای سابقه طولانی در تاریخ جهان است، به طوری که از اوایل دهه ۱۹۷۰ میلادی، طیف وسیعی از مدل‌های موجود شکل گرفتند تا بتوانند در حوزه تجزیه و تحلیل سیستم‌های انرژی و یا زیرمجموعه‌ای از آنها مانند سیستم‌های قدرت مورد استفاده قرار گیرند. از مزایای مدلسازی انرژی کاهش پیچیدگی، فراهم آوردن اطلاعات برای رشد پایدار، کمک به طراحی سیستم انرژی با کمترین هزینه، بررسی گزینه‌های مختلف انرژی، صرفه‌جویی انرژی و تعیین تغییرات عرضه و تقاضای انرژی است (لاها و چاکرابورتی، ۲۰۱۷).

مدلسازی انرژی می‌تواند اهداف چندگانه‌ای داشته باشد، به عنوان مثال درک بهتر از بازارهای فعلی و آینده عرضه، تقاضا، قیمت، همچنین تسهیل نمودن طراحی بهتر سیستم‌های تأمین انرژی در کوتاه‌مدت، میان‌مدت و یا بلندمدت، تضمین بهره‌برداری پایدار از منابع انرژی کمیاب، درک صحیح از تعاملات انرژی در حال حاضر و آینده و نیز دیدگاه‌های اقتصادی آن، بهبود کیفیت زیست محیطی و استفاده مناسب از تکنولوژی‌ها و فناوری‌های سازگار با آن و کاهش انتشار آلاینده‌های زیست محیطی. موارد اشاره شده، بر اساس مبانی نظری مختلفی نظیر دیدگاه‌های مهندسی، اقتصاد، تحقیق در عملیات، مدیریت و علوم مختلف می‌توانند محقق

شوند. همچنین روش‌های مختلفی مانند برنامه‌ریزی خطی، اقتصادسنجی و تحلیل سناریوهای مختلف از مواردی هستند که می‌تواند در اهداف برنامه‌ریزی تأثیرگذار باشند. به طور کلی می‌توان مدل‌های انرژی را به صورت زیر طبقه‌بندی نمود:

- مدل‌های پیش‌بینی بازار انرژی
  - مدل‌های تقاضای انرژی (شامل مدل‌های مصرف نهایی و مدل‌های اقتصادسنجی)
  - مدل عرضه انرژی (شامل مدل‌های بهینه‌سازی و مدل‌های شبیه‌سازی)
  - مدل سیستم انرژی (عرضه و تقاضا)
- مدل‌های تعامل اقتصاد و انرژی
  - مدل‌های ورودی- خروجی
  - مدل تعادل یا موازنه کلی[1] (پژوهشگاه نیرو، ۱۳۹۵)

در سال‌های اخیر مدل‌های انرژی مختلفی در جهان برای مدلسازی بخش عرضه انرژی ارائه شده‌اند.

مارکال[2]، مسیج[3]، لیپ[4] و تایمز[5] از این نوع مدل‌ها می‌باشند. این مدل‌ها از بهینه‌سازی ریاضی و یا شبیه‌سازی استفاده می‌کنند. برخی از این مدل‌ها در ایران نیز اجرا شده‌اند. در تحقیق حاضر از روش برنامه‌ریزی خطی (بهینه‌سازی ریاضی) برای تعیین سهم بهینه تکنولوژی‌های گازی و تجدیدپذیر برای تولید برق در کشور استفاده شده و تابع هدف و محدودیت‌ها مشابه با مدل مسیج در نظر گرفته شده است.

1. General equilibrium model
2. MARKet ALlocation model
3. MESSAGE
4. LEAP
5. TIMES

مسیج جریان بهینه انرژی را از منابع اولیه تا تقاضاهای نهایی انرژی که از نظر ریاضی و مهندسی منطقی باشند، پیدا کرده و ترکیبی از گزینه‌های عرضه ممکن با کمترین هزینه را ارائه می‌دهد که قادر به برآورده کردن تقاضای انرژی باشند. امکان‌سنجی تحقق گزینه‌ها از نظر مهندسی از طریق هماهنگ کردن جریان انرژی با محدودیت‌های مدل در رابطه با استخراج انرژی اولیه، تبدیل انرژی و حمل و نقل و همین‌طور تکنولوژی‌های مصارف نهایی تضمین می‌شود. این جریان‌های انرژی نیز خود به‌واسطه محدودیت‌هایی که بر روی ایجاد تدریجی ظرفیت‌های جدید، جایگزینی اشکال انرژی، ترمیم منابع، پتانسیل انرژی‌های تجدیدشدنی و غیره وجود دارد، برای هر منطقه جغرافیایی تعیین می‌گردند. بین جریان‌های گوناگون انرژی، مسیج جریانی را انتخاب می‌کند که تقاضای برونزای داده شده به مدل با مصرف حداقل هزینه برآورده شود. برای این منظور انتخاب از بین تکنولوژی‌ها با ویژگی‌های متفاوت عملکردی، هزینه‌ای و زیست‌محیطی به طوری صورت می‌گیرد که بتوان تقاضا را با حداقل هزینه و تحت محدودیت‌های موجود برآورده نمود. بنابراین تغییر در سیستم انرژی درونزا است؛ بدین معنا که میزان بازدهی افزایش‌یافته (بیشینه ممکن) در تبدیل انرژی[1] و یا تغییرات ساختاری به واسطه تغییر در انتخاب کاربردهای تکنولوژیکی تعیین می‌گردد. هزینه‌ها شامل هزینه‌های سرمایه‌گذاری، هزینه‌های ثابت و متغیر عملیاتی، هزینه‌های سوخت و هر نوع هزینه دیگری مثل هزینه‌های آلودگی زیست محیطی می‌شود. به منظور محاسبه هزینه کل، مسیج از مشخصات هزینه‌ای فناوری‌ها در حین توسعه در طول زمان استفاده می‌کند. نتیجه این دو قدم یعنی امکان‌سنجی و سپس محاسبه گزینه عرضه بهینه، یک ترکیب بهینه از روش‌های عرضه انرژی با تکنولوژی‌ها و حامل‌های مختلف انرژی خواهد بود (سازمان انرژی‌های نو ایران،۱۳۹۵). توضیحات بیشتر در خصوص مدل ریاضی تحقیق حاضر در ادامه آمده است.

1. Enhanced Energy Conservation

۳. پیشینه تحقیق

تاکنون محققین مختلفی مدل برنامه‌ریزی انرژی الکتریکی ایران و سایر کشورها را توسعه و مورد مطالعه قرار داده‌اند. محققین داخلی و خارجی مدل‌های برنامه‌ریزی انرژی همچون مسیج، لیپ و تایمز را نیز برای تعیین ظرفیت بهینه تولید مورد استفاده قرار داده‌اند. در زیر به برخی از این تحقیقات در دو بخش تحقیقات داخلی و خارجی اشاره شده است:

صفاریان و محمدی اردهالی (۱۳۸۷) با استفاده از مدلسازی ماتریسی و داده‌های مربوط به ترازنامه انرژی کشور به تدوین سیستم انرژی مرجع و توسعه مدل برنامه‌ریزی انرژی الکتریکی کشور پرداختند. نتایج نشان داد در صورتی که کاهش انتشار دی‌اکسیدکربن به میزان سالانه ۸ درصد مد نظر باشد، به ترتیب نیروگاه‌های هسته‌ای، برق‌آبی، بخاری، گازی و سیکل ترکیبی بیشترین سهم در تأمین برق را خواهند داشت. تقی‌پور رضوان و سیفی (۱۳۸۸) یک مدل برنامه‌ریزی خطی احتمالی عدد صحیح برای گسترش ظرفیت تولید برق از تکنولوژی‌های نیروگاه‌های گازی، برق‌آبی، سیکل ترکیبی، هسته‌ای، زمین گرمایی و بادی طی ۲۰ سال بعد در ایران توسعه دادند. هدف حداقل کردن هزینه‌های تولید با توجه به فناوری‌های مختلف تولید برق در طول بازه زمانی مورد مطالعه بود. نتایج نشان داد سهم نیروگاه‌های گازی از گسترش ظرفیت‌ها ۳۹ درصد است که بیشترین سهم را در مقابل با بقیه فن‌آوری‌ها دارد. بعد از آن به ترتیب نیروگاه برق‌آبی با ۳۳ درصد، نیروگاه سیکل ترکیبی با ۱۷درصد، هسته‌ای با ۶ درصد، زمین‌گرمایی با ۴ درصد و بادی با ۱ درصد در طرح بهینه گسترش ظرفیت سهم دارند. استادزاد (۱۳۹۲) با استفاده از یک الگوی رشد تعمیم یافته و با در نظر گرفتن انرژی‌های فسیلی و تجدیدپذیر در تابع تولید، سهم انرژی‌های تجدیدپذیر از کل انرژی کشور طی سال‌های ۱۴۲۰- ۱۳۸۷ را پیش‌بینی کرد. نتایج نشان داد سهم بهینه برق تولیدی از منبع انرژی‌های فسیلی در سال ۱۴۲۰، ۵۱ درصد و سهم انرژی‌های تجدیدپذیر ۴۹ درصد از کل برق تولیدی می‌باشد. پژوهشی با عنوان "برنامه بلندمدت توسعه بخش انرژی کشور" توسط وزارت نیرو (۱۳۹۳) انجام گرفت. این پژوهش با استفاده از مدل مسیج، با در نظر گرفتن ۳ سناریوی مرجع، سناریوی رشد تدریجی قیمت‌های صادراتی و وارداتی و سناریوی صرفه‌جویی انرژی برای افق زمانی ۱۴۲۰ انجام

گرفت. نتایج حاکی از افزایش سهم نیروگاه‌های سیکل ترکیبی تا حدود ۶۰ درصد، کاهش تدریجی سهم نیروگاه‌های توربین بخار و توربین گازی تا ۱۰ درصد، رشد سهم نیروگاه‌های تجدیدپذیر تا ۳۰ درصد و رشد تدریجی سهم نیروگاه‌های تجدیدپذیر غیرآبی تا ۱۵ درصد کل ظرفیت بود. محمدی و همکاران (۱۳۹۴) مدل عرضه برق کشور را در قالب دو سناریوی ادامه روند کنونی و صرفه‌جویی انرژی مورد بررسی قرار دادند. در این سناریوها، اثرات افزایش احتمالی قیمت سوخت‌های فسیلی و نقش توسعه فناوری نیز مد نظر قرار گرفت و برآیند اثرهای مذکور بر روند توسعه ظرفیت انواع نیروگاه‌ها و نحوه بهینه تولید تا سال ۱۴۳۰ مشخص گردید. نتایج نشان داد در بین فناوری‌های فسیلی، نیروگاه‌های سیکل ترکیبی ارجح‌ترین گزینه تکنولوژیکی در کوتاه‌مدت تا میان‌مدت است، حفظ تقریبی ظرفیت موجود نیروگاه‌های گازی نیز توصیه گردید، نیروگاه‌های بخاری به صورت تدریجی از سبد بخش نیروگاهی خارج خواهند شد. نیروگاه‌های تجدیدپذیر غیرآبی عمدتاً شامل باد و فتوولتائیک حداقل ۲۰ درصد از کل تولید برق کشور را به خود اختصاص خواهند داد و ظرفیت‌سازی برای نیروگاه‌های برق‌آبی باید به گونه‌ای باشد تا سهم فعلی آنها در تولید برق (حداقل ۵درصد) در افق مطالعه حفظ شود. همچنین توسعه نیروگاه‌های برق‌آبی کوچک اولویت بیشتری را در مقایسه با نیروگاه‌های برق‌آبی بزرگ خواهند داشت. آریان‌پور و شفیعی (۲۰۱۵) با استفاده از مدل مسیج توسعه بهینه تکنولوژی‌های تولید برق با استفاده از منابع تجدیدپذیر در ایران را مورد مطالعه قرار دادند. نتایج نشان داد فن‌آوری‌های توربین بادی باید سریع‌تر توسعه یابند تا کل پتانسیل آن تا سال۲۰۴۵ مورد استفاده قرار گیرد. همچنین فن‌آوری‌های خورشیدی و زیست‌توده گزینه‌های مناسبی در میان‌مدت و بلندمدت خواهند بود. شکوری و علی‌اکبری‌ثانی (۲۰۱۶) با در نظرگرفتن هزینه‌های پایدار و با استفاده از مدل تحلیل پوششی داده‌ها و مدل مسیج، روشی چندمرحله‌ای برای تعیین استراتژی مطلوب توسعه سیستم انرژی ایران ارائه دادند. طبق نتایج به دست آمده، تغییر از مصرف سوخت‌های فسیلی و افزایش سهم انرژی‌های تجدیدپذیر، پیشنهاد شد.

شین و همکاران (۲۰۰۵) و هوانگ و همکاران (۲۰۱۱) با استفاده از مدل لیپ، سیستم انرژی کشورهای کره و تایوان را مدلسازی کردند. هاینون و همکاران (۲۰۱۰) با استفاده از مدل مسیج،

استراتژی بلندمدت عرضه انرژی در کشور سوریه را ارائه دادند. آنها سهم بهینه هر تکنولوژی، میزان صادرات و واردات و همچنین مقدار بهینه سرمایه‌گذاری برای توسعه ظرفیت موردنیاز برای تأمین تقاضا را مشخص کردند. چیودی و همکاران (۲۰۱۳) با استفاده از مدل تایمز سناریوهای مختلف برای سیستم انرژی ایرلند را با هدف کاهش میزان انتشار گازهای گلخانه‌ای مورد بررسی قرار دادند. گومز و همکاران (۲۰۱۶) یک مدل لیپ برای سیستم انرژی اسپانیا توسعه دادند و به بررسی اثرات بحران اقتصادی و فقدان سیاست‌های مناسب انرژی بر آینده سیستم انرژی این کشور پرداختند.

٤. روش تحقیق

در این بخش پس از ارائه مدل ریاضی، ساختار سیستم مرجع انرژی و جزئیات مدل مشخص شده است. سپس نتایج حاصل از اجرای مدل ارائه گردیده است. قابل ذکر است پیش فرض اصلی مدل آن است که سیاست‌گذاری کلان در حوزه انرژی می‌تواند بر اساس کمینه‌کردن ارزش فعلی هزینه‌های سیستم عرضه صورت پذیرد.

٤-١. مدلسازی ریاضی

هدف از مدلسازی ریاضی تعیین ترکیبی از گزینه‌های عرضه ممکن با کمترین هزینه است به گونه‌ای که قادر به برآورده کردن تقاضای انرژی باشند. همانگونه که ذکر شد، هزینه‌ها شامل هزینه‌های سرمایه‌گذاری، هزینه‌های ثابت و متغیر عملیاتی، هزینه‌های سوخت و هر نوع هزینه دیگری مثل هزینه‌های آلودگی زیست‌محیطی می‌شود. تابع هزینه مدل را می‌توان به طور خلاصه چنین نشان داد:

$$Min\ c = \sum_{t}\sum_{j}\left(I_{t.j} + F_{t.j} + OM_{t.j}\right)(1+d_t)^{-t} \qquad (۱)$$

در این تابع عبارت‌های $I_{t.j}$ ، $F_{t.j}$ و $OM_{t.j}$ به ترتیب هزینه‌های سرمایه‌ای، عملیاتی ثابت و عملیاتی متغیر فناوری j ام (شامل سوخت و هرینه‌های خارجی مانند انتشار آلاینده‌ها) را در

زمان t نمایندگی می‌کنند. همچنین d_t نرخ تنزیل در دوره t ام است. هدف برنامه آن است که مجموع ارزش فعلی این هزینه‌ها را کمینه کند.

بدیهی است این مسأله بهینه‌سازی نیز مانند هر مسأله دیگری محدودیت‌هایی دارد. علاوه بر ضرورت تعادل عرضه و تقاضای انرژی و سقف ظرفیت قابل توسعه، از جمله مهم‌ترین محدودیت‌ها آن است که

توان تولیدی در هر ناحیه بار[1]، $P_{t.j}$، از توان موردنیاز در آن محدوده زمانی، L_t، بیشتر باشد.

$$L_t \leq \sum_j P_{t.j} \qquad (۲)$$

همچنین تأمین کل انرژی مورد نیاز در یک سال محدودیت مهم دیگر است که باید با توجه به ضرایب فعالیت هر نیروگاه، یعنی PF_jها تشکیل داده شود:

$$E_t \leq \sum_j PF_j \,.\, P_{t.j} \qquad (۳)$$

که در آن $PF_j.P_{t.j} = Y_{t.j}$ کل میزان انرژی تولیدی در دوره t توسط فناوری از نوع jاست.

با توجه به وضوح سایر روابط و معادلات مدل که دقیقاً در مدل مسیج وجود دارند، از ارائه تفصیلی معادلات صرف نظر می‌شود.

٤-۲. ساختار سیستم مرجع انرژی

در این بخش ساختار سیستم انرژی مرجع مورد استفاده برای تعریف فناوری‌ها و منابع در مدل معرفی شده است. همچنین ساختار و مقادیر داده‌ها و اطلاعات مربوط به بخش‌های مختلف مدل ارائه شده است. برای پژوهش حاضر که تنها تولید الکتریسته و مقایسه فناوری‌های آن‌ها موضوع

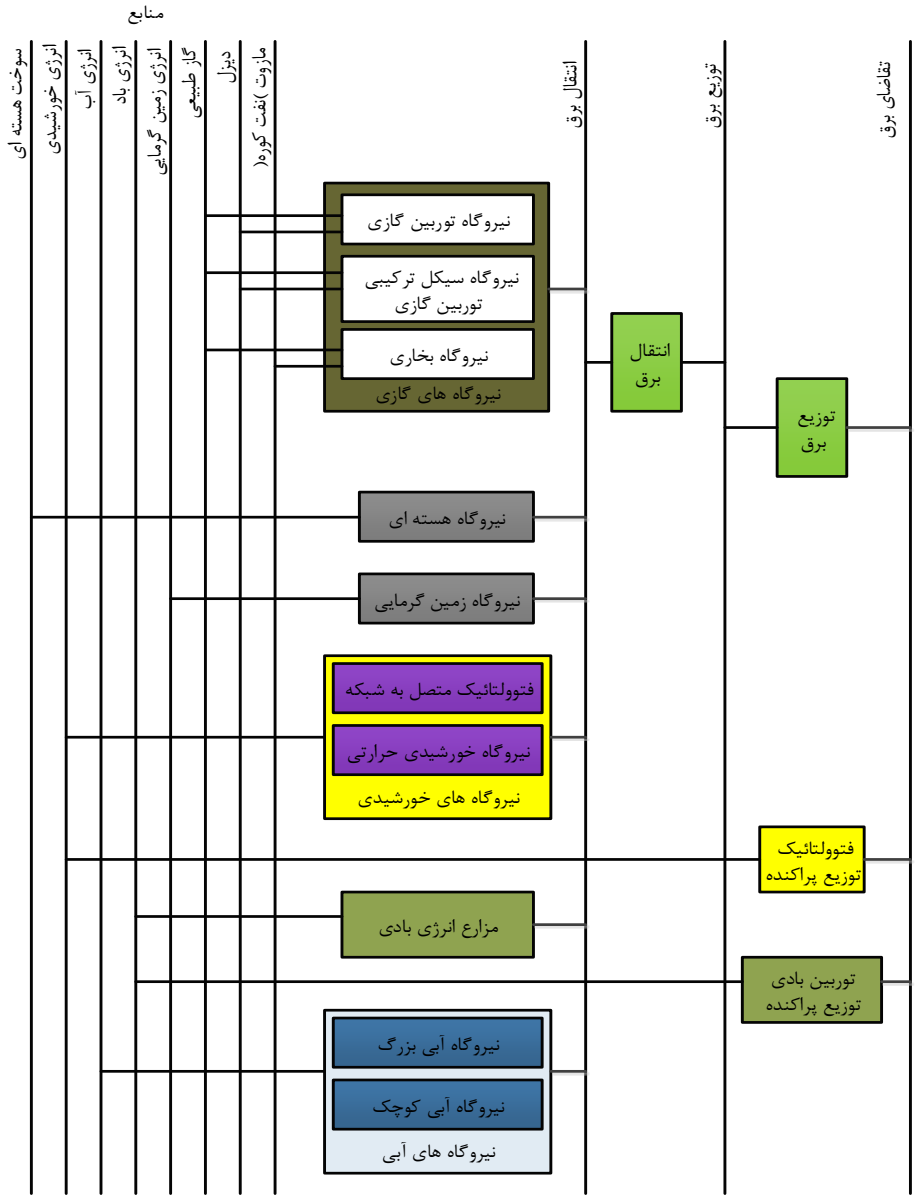
1. Load Region

اصلی بوده است، تنها همان فناوری‌ها به علاوه دیگر فناوری‌های مهم در تولید برق مطرح شده و در ساختار سیستم مرجع انرژی وارد شده‌اند.

٤-۳. جریان انرژی

ساختار مدل ریاضی بر اساس سطوح انرژی پی‌ریزی می‌شود. این سطوح از منابع اولیه انرژی شروع شده و به تقاضا ختم می‌شود. بین سطوح انرژی انواع مختلفی از فناوری‌ها که برای فرآورش، تبدیل یا انتقال انرژی استفاده می‌شوند، قرار می‌گیرند. در پژوهش حاضر سه سطح برای الکتریسیته در نظر گرفته شده است. سطح اول الکتریسیته‌ای است که توسط نیروگاه‌های بزرگ تولید می‌شود؛ سطح دوم الکتریسیته‌ای که توسط سیستم‌ها و خطوط انتقال منتقل می‌شود و سطح نهایی الکتریسیته‌ای است که توسط سیستم‌های توزیع به دست مشتری رسیده و در واقع همان تقاضای نهایی الکتریسیته را تشکیل می‌دهد. برق تولیدی در نیروگاه‌های تولید پراکنده که اغلب از انواع نیروگاه‌های تجدیدپذیر هستند، هزینه انتقال و توزیع نخواهد داشت.

ساختار سیستم انرژی مرجع در شکل (۱) نشان داده شده است. همانگونه که ملاحظه می‌گردد، مدل شامل منابع گازی، هسته‌ای و تجدیدپذیر است. چهار منبع تجدیدپذیر شامل انرژی آبی، انرژی بادی، انرژی خورشیدی و انرژی زمین‌گرمایی در مدل لحاظ شده است. برای هر یک از انواع تجدیدپذیر آبی، بادی و فتوولتایی دو ظرفیت بزرگ و کوچک در نظر گرفته شده است. مولدهای بزرگ دور از مصرف‌کنندگان و مولدهای کوچک نزدیک‌تر و بی‌نیاز از شبکه انتقال و یا توزیع فرض شده‌اند. مولدهای آبی بسیار کوچک نیز مدنظر قرار گرفته‌اند. با توجه به محدوده این پژوهش که نیروگاه‌های چرخه ترکیبی، فتوولتایی و بادی را در بر می‌گیرد، از سایر منابع فسیلی صرف‌نظر شده و تنها گاز طبیعی آن‌ها را نمایندگی می‌کند. به علاوه، برخی فناوری‌های تولید برق در نمودار سیستم مرجع انرژی نیز حذف شده‌اند. در عین حال، برای اجتناب از سادگی بیش از حد، ۱۲ فناوری در نظر گرفته شده‌اند.

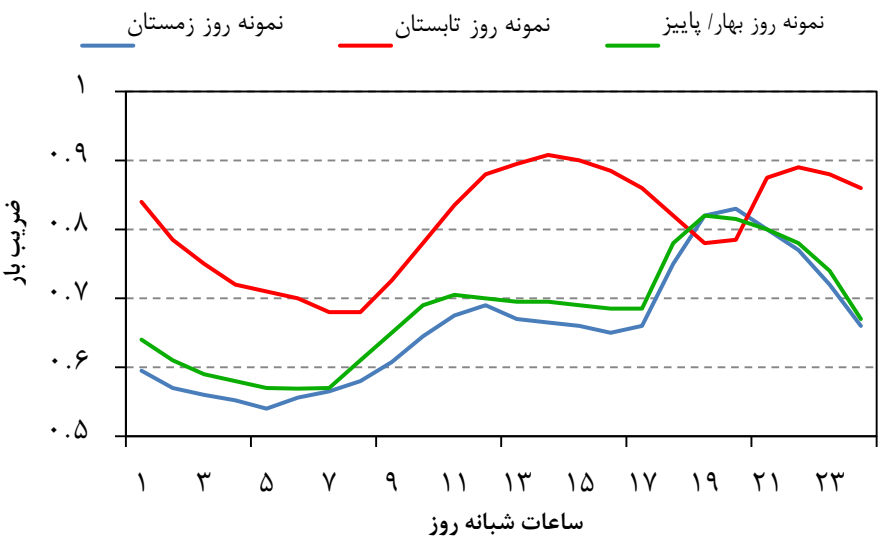


شکل ۱. نمودار سیستم مرجع انرژی

۵. نواحی باری مصرف انرژی الکتریکی

تقاضای انرژی در طول زمان که در اینجا یک دوره ۲۵ ساله از ۲۰۴۰- ۲۰۱۵ فرض شده، از متغیرهای مهم ورودی در مدل است. علاوه بر این برای حامل‌های انرژی که قابلیت ذخیره‌سازی ندارند و در زمان تولید باید مصرف شوند، مانند الکتریسیته، باید الگوی مصرف حامل انرژی را در قالب نواحی باری که مقاطع معینی از زمان در طول سال هستند، مشخص کرد. برای هر یک از نواحی باری، سهم توان و انرژی موردنیاز در طول آن مقطع با استفاده از داده‌های تاریخی برآورد می‌شود. برای این منظور باید علاوه بر داده‌های بار بیشینه در ماه‌ها یا فصول مختلف سال و میزان مصرف انرژی در آن‌ها، تغییرات بار روزانه را نیز داده‌کاوی کرد.

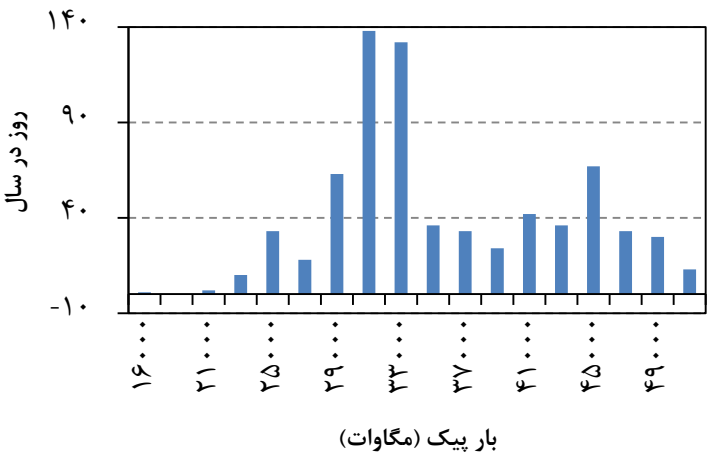
شکل (۲) نمونه‌ای از تغییرات ضریب بار روزانه در سه دوره زمانی را نشان می‌دهد.



شکل ۲. نسبت متوسط بار ساعتی به ماکزیمم (ضریب) بار در سه روز نمونه از سال‌های ۱۳۸۴ تا ۱۳۹۰

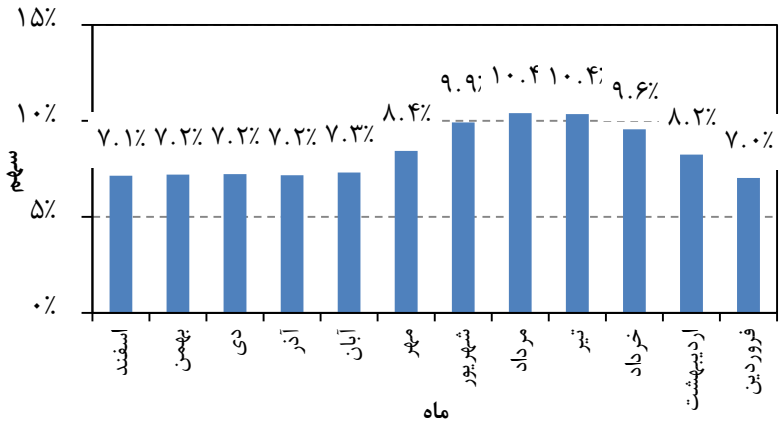
مأخذ: آمار تفصیلی صنعت برق

ملاحظه می‌شود که اوج بار در روز یا شب تابستان (پربار) و کوچکترین مقادیر ضریب بار در نیمه شب زمستان اتفاق می‌افتد. روز فصول معتدل بهار و پاییز نیز تفاوت چندانی با هم نداشته و ناحیه میان‌باری را شکل می‌دهند. برای تعیین این نواحی و مقدار ضریب بار در آن‌ها از داده‌های سال‌های ۱۳۹۰- ۱۳۸۴ میانگین‌گیری شده است. شکل ۳ نیز بر مبنای داده‌های پیک روزانه و شبانه بار در سال ۱۳۹۴ که از پایگاه داده مدیریت شبکه دریافت شده است، توزیع فراوانی اندازه‌های پیک بار را نشان می‌دهد. همچنین شکل ۴ سهم هر یک از ماه‌های سال از مصرف انرژی طبق داده‌های سال ۱۳۹۳ را نشان می‌دهد.



شکل ۳. توزیع فراوانی بار پیک (روز و شب) در سال ۱۳۹۴

مأخذ: پایگاه داده مدیریت شبکه ایران

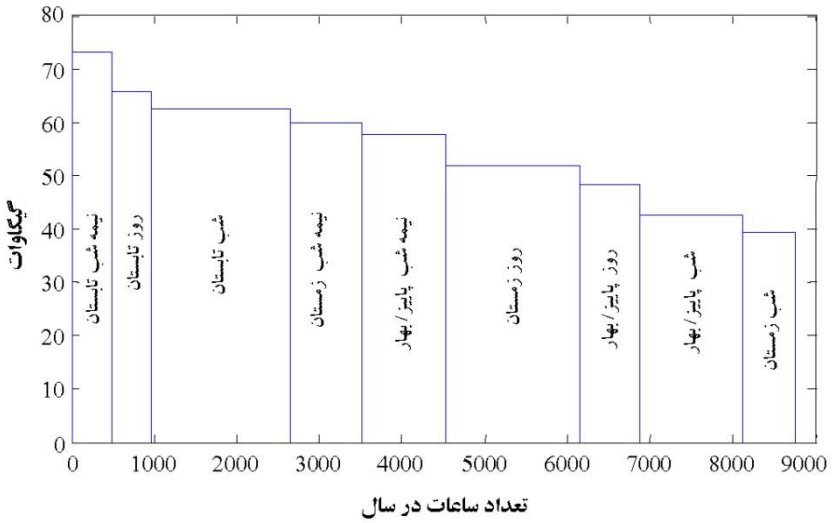


شکل ۴. سهم هر یک از ماه‌های سال از مصرف انرژی طبق داده‌های سال ۱۳۹۳

مأخذ: آمار تفصیلی صنعت برق

بر اساس تفاوت‌هایی که در اندازه بار بین ساعات پیک روز و شب و نیز تغییرات انرژی مصرفی در ماه‌های مختلف سال دیده می‌شود، معمولاً طول سال به سه ناحیه باری (دوره زمانی) تقسیم‌بندی می‌شود: دوره سرد (زمستان)، دوره گرم (تابستان) و دوره معتدل (بهار-پاییز). به علاوه، هر روز در این سه دوره زمانی نیز به سه مقطع تقسیم می‌شود: پربار، کم بار و بار میانی. به این ترتیب، کل سال را می‌توان به ۹ ناحیه باری تقسیم‌بندی کرد. از مجموع داده‌های قابل دسترسی برای توان تولیدی[1] و انرژی مصرفی می‌توان منحنی تداوم بار را برآورد کرد. شکل ۵ منحنی تداوم بار را بر اساس داده‌های سال مبنا (۱۳۹۳) نمایش می‌دهد.

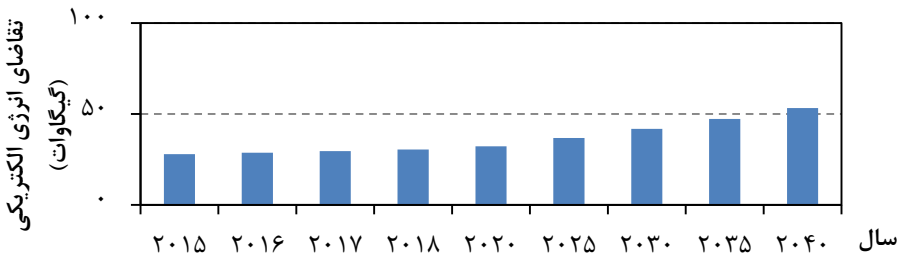
1. Generation Capacity



شکل ۵. نمودار منحنی تداوم بار، سال مبنا: ابتدای سال ۱۳۹۴

مأخذ: آمار تفصیلی صنعت برق

شکل ۶ نیز پیش‌بینی تقاضای نهایی (سالانه) برای الکتریسیته را که بر اساس یک تخمین ساده طی رشد نمایی با نرخ متغیر (کاهنده، از ۳٪ تا ۲/۵٪ در سال) و با استفاده از تعدیل و به‌روز رسانی پیش‌بینی‌های انجام شده توسط دفتر برنامه‌ریزی تولید توانیر (۱۳۸۵) و آژانس بین‌المللی انرژی‌های تجدیدپذیر (۲۰۱۶) به دست آمده است، در بر دارد.



شکل ۶. پیش‌بینی روند رشد تقاضای انرژی الکتریکی در ۲۵ سال آینده

مأخذ: دفتر برنامه‌ریزی تولید توانیر (۱۳۸۵)،

آژانس بین‌المللی انرژی‌های تجدیدپذیر (۲۰۱۶) و محاسبات نویسندگان

٦. فناوری‌ها

تکنولوژی به عنوان ابزار یا فرایند تبدیل یک حامل انرژی در یک سطح به حاملی دیگر در سطح بعدی و یا انتقال و یا توزیع حامل‌های انرژی از سطحی به سطح دیگر به کار می‌رود. ظرفیت تاریخی (وضعیت موجود در سال مبنا) برای تکنولوژی‌ها در جدول (۱) آمده است. این جدول محدودیت فنی در توسعه سیستم با اضافه شدن نیروگاه‌های جدید از هر نوع فناوری به سیستم را نیز در بر دارد. به عنوان مثال، بر اساس داده‌های موجود فرض شده است که نیروگاه‌های هسته‌ای و تجدیدپذیر هر سال بتوانند حداکثر به اندازه معیّنی که در ستون وسط این جدول آمده است، رشد پیدا کنند. این مقادیر حدی که سقف توسعه سالانه را تعیین می‌کنند، سالانه ۷٪ افزایش می‌یابند.

جدول ۱. محدویت بالای ظرفیت اعمال شده و ظرفیت موجود از هر تکنولوژی در ابتدای دوره

تکنولوژی	ظرفیت تاریخی[(۱)] (مگاوات در سال)	حداکثر ظرفیت اضافه شده (مگاوات)
سیکل ترکیبی توربین گازی	۱۰۰۰	۱۶۰۰۰
بخاری	۱۰۰۰	۱۳۰۰۰
توربین گازی	۱۰۰۰	۲۳۰۰۰
بادی کوچک	۱۵۰+۷٪[(۲)]	۶۳/۲
بادی بزرگ	۴۰۰+۷٪[(۲)]	۹۲/۳
فتوولتاییک کوچک	۲۰۰+۷٪[(۲)]	۷
فتوولتاییک بزرگ	۵۰۰+۷٪[(۲)]	۱۰۰
خورشیدی- حرارتی	۳۰۰+۷٪[(۲)]	۲۵
برق‌آبی کوچک	۲۰۰+۷٪[(۲)]	۶۰۰
برق‌آبی بزرگ	۵۰۰	۱۰۰۰۰
هسته‌ای	۴۰۰	۱۰۲۰
زمین‌گرمایی	۱۰۰+۷٪[(۱)]	۰

فرض شده که سقف توسعه سالانه از طریق رشد فناوری و یادگیری[1] به میزان ۷٪ افزایش یابد.

مأخذ : ترازنامه انرژی ایران ۱۳۹۳

1. Learning by doing

داده‌های فنی- اقتصادی در جدول (۲) آمده است. هزینه سرمایه‌گذاری تکنولوژی‌ها هزینه طول شب[1] فرض شده است که مطابق با پیش‌بینی‌های بین‌المللی تابعی از زمان و مطابق با روند کاهش قیمت‌های بین‌المللی، ناشی از یادگیری، کاهش می‌یابد. شکل (۷) این روند کاهشی را نشان می‌دهد. روندهای کاهشی مشابهی نیز برای هزینه‌های عملیاتی (ثابت و متغیر) فرض شده است. همراه با رشد فناوری، افزایش تدریجی بازدهی‌ها و ضرایب ظرفیت نیز دیگر فروض دینامیک در مدل بوده است.

1. Overnight

جدول ۲. مشخصات فنی و اقتصادی تکنولوژی‌ها

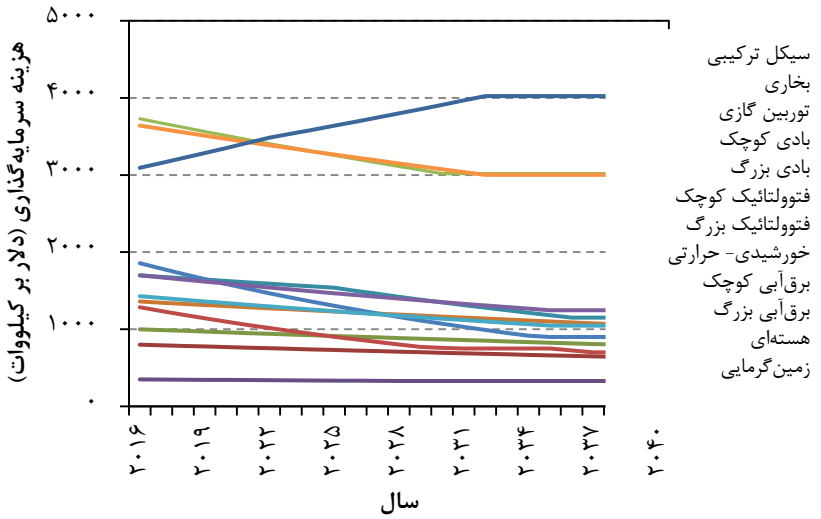
تکنولوژی		سیکل ترکیبی توربین گازی	بخاری	توربین گازی	بادی کوچک
ظرفیت موجود در سال مبنا (مگاوات)		۱۶۰۰۰	۱۳۰۰۰	۲۳۰۰۰	۶۳/۲
هزینه سرمایه‌ای (دلار بر کیلووات)		۸۰۱	۱۰۰۰	۳۵۰	۱۷۰۰
زمان ساخت (سال)		۵	۴	۳	۱
هزینه سرمایه‌ای انتقال (دلار بر کیلووات)		۱۴۷	۱۴۷	۱۴۷	۱۰/۵
فاصله متوسط از مراکز مصرف (کیلومتر)		۷۰	۷۰	۷۰	۵
کل هزینه سرمایه‌ای (دلار بر کیلووات در سال)		۹۴۸	۱۱۴۷	۴۹۷	۱۷۱۱
طول عمر (سال)		۳۰	۳۰	۲۰	۲۵
بازدهی (٪)		۴۶	۴۰	۳۴/۵	۱۰۰
ضریب بهره برداری (ضریب ظرفیت) (٪)		۷۵	۴۰	۴۸	۳۰
هزینه سوخت (دلار بر گیگاژول)		۵/۲۷	۵/۲۷	۵/۲۷	۰
مصرف داخلی برق (٪)		۲/۰	۲/۰	۱/۵	۱/۰
هزینه‌های ثابت نگهداری و تعمیرات (دلار بر کیلووات در سال)		۳/۷۴	۵/۲۴	۱/۷	۱۷/۸
هزینه‌های ثابت انتقال و توزیع (دلار بر کیلووات در سال)		۴۳/۴	۴۳/۴	۴۳/۴	۳/۱
هزینه‌های متغیر نگهداری و تعمیرات (دلار بر مگاوات ساعت)		۰/۸۶	۰/۸۶	۰/۸۶	۸
هزینه‌های خارجی	استفاده از آب (مترمکعب بر مگاوات ساعت)	۲۶/۹۸	۲۶/۹۸	۲۵/۶۳	۰/۰۰
	استفاده از زمین (مترمربع بر مگاوات ساعت)	۰/۰	۰/۰۰۰۴	۰/۰	۲/۲۸
	انتشار معادل دی-اکسیدکربن (گرم بر کیلووات‌ساعت)	۴۵۰	۵۶۰	۵۶۰	۱۷/۶۵
	ایجاد اشتغال (شغل بر گیگاوات ساعت)	۰/۱۱	۰/۱۱	۰/۱۱	۰/۱۷

تکنولوژی		بادی بزرگ	فتوولتائیک کوچک	فتوولتائیک بزرگ	خورشیدی- حرارتی	برق‌آبی کوچک
ظرفیت موجود در سال مبنا (مگاوات)		۹۲/۳	۷	۱۰۰	۲۵	۶۰۰
هزینه سرمایه‌ای (دلار بر کیلووات)		۱۳۶۰	۱۸۷۵	۱۲۸۶	۳۷۳۰	۱۷۰۰
زمان ساخت (سال)		۲	۱	۱/۵	۲/۵	۲
هزینه سرمایه‌ای انتقال (دلار بر کیلووات)		۶۳	۱۰/۵	۴۲	۴۲	۱۰/۵
فاصله متوسط از مراکز مصرف (کیلومتر)		۳۰	۵	۲۰	۲۰	۱۰
کل هزینه سرمایه‌ای (دلار بر کیلووات در سال)		۱۴۲۳	۱۸۶۸	۱۳۲۸	۳۷۷۲	۱۷۱۱
طول عمر (سال)		۲۵	۲۵	۲۵	۳۰	۳۵
بازدهی (٪)		۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
ضریب بهره برداری (ضریب ظرفیت) (٪)		۳۵	۲۵	۲۸	۴۰	۳۶
هزینه سوخت (دلار بر گیگاژول)		۰	۰	۰	۰	۰
مصرف داخلی برق (٪)		۱/۰	۰/۲	۰/۲	۰/۵	۰/۶
هزینه‌های ثابت نگهداری و تعمیرات (دلار بر کیلووات در سال)		۹/۳	۳۵	۱۶	۵۰	۱۸
هزینه‌های ثابت انتقال و توزیع (دلار بر کیلووات در سال)		۱۸/۶	۳/۱	۱۲/۴	۱۲/۴	۶/۲
هزینه‌های متغیر نگهداری و تعمیرات (دلار بر مگاوات ساعت)		۸	۰	۰	۰	۵/۷
هزینه‌های خارجی	استفاده از آب (مترمکعب بر مگاوات ساعت)	۰/۰۰	۰/۱۰	۰/۱۰	۱/۵۴	۱۷/۰۰
	استفاده از زمین (مترمربع بر مگاوات ساعت)	۰/۹۸	۱۷/۰	۱۵/۰	۱۱/۴۱	۳۴۲/۲۳
	انتشار معادل دی-اکسیدکربن (گرم بر کیلووات‌ساعت)	۱۷/۶۵	۴۹/۱۷	۴۹/۱۷	۲۸۵/۳	۲۲/۷
	ایجاد اشتغال (شغل بر گیگاوات ساعت)	۰/۱۷	۰/۸۷	۰/۸۷	۰/۲۳	۰/۲۷

تکنولوژی	برق‌آبی بزرگ	هسته‌ای	زمین- گرمایی
ظرفیت موجود در سال مبنا (مگاوات)	۱۰۰۰۰	۱۰۲۰	۰
هزینه سرمایه‌ای (دلار بر کیلووات)	۱۴۳۰	۳۶۴۱	۳۰۹۴*
زمان ساخت (سال)	۴	۸	۶
هزینه سرمایه‌ای انتقال (دلار بر کیلووات)	۴۲	۲۰۰	۶۳
فاصله متوسط از مراکز مصرف (کیلومتر)	۲۰	۷۰	۷۰
کل هزینه سرمایه‌ای (دلار بر کیلووات در سال)	۱۴۷۲	۳۸۴۱	۳۱۵۷
طول عمر (سال)	۵۰	۴۰	۳۵
بازدهی (٪)	۱۰۰	۳۵	۱۰۰
ضریب بهره برداری (ضریب ظرفیت) (٪)	۱۵	۸۰	۸۰
هزینه سوخت (دلار بر گیگاژول)	۰	۱/۸۱	۰
مصرف داخلی برق (٪)	۰/۶	۱/۰	۱/۰
هزینه‌های ثابت نگهداری و تعمیرات (دلار بر کیلووات در سال)	۱۵	۹۳	۸۴/۳
هزینه‌های ثابت انتقال و توزیع (دلار بر کیلووات در سال)	۱۲/۴	۴۳/۴	۴۳/۴
هزینه‌های متغیر نگهداری و تعمیرات (دلار بر مگاوات ساعت)	۵	۲/۱۴	۹/۶۴
استفاده از آب (مترمکعب بر مگاوات ساعت)	۱۷/۰۰	۶۸/۲۰	۵/۸۱
استفاده از زمین (مترمربع بر مگاوات ساعت)	۵۷۰/۳۹	۰/۳۶	۲/۴۲
انتشار معادل دی- اکسیدکربن (گرم بر کیلووات‌ساعت)	۲۲/۷	۲۱/۴۴	۱۸/۹۱
ایجاد اشتغال (شغل بر گیگاوات ساعت)	۰/۳۹	۰/۱۴	۰/۳۵

*در خصوص انرژی زمین‌گرمایی میانگین هزینه اولیه مربوط به نیروگاه‌هایی که از منابع اطلاعاتی اداره اطلاعات انرژی امریکا (۲۰۱۰،۲۰۱۱) پس از به روزآوری به دست آمده است، با فرض افزایش تدریجی به دلیل افزایش هزینه‌های حفر چاه اعمال شده است. بر اساس اظهارات مدیرعامل سابق سانا و دیگر مقامات مسؤول هزینه حفر در تنها پروژه زمین‌گرمایی کشور بسیار بیش از متوسط جهانی آن بوده است.

مأخذ: شکوری و علی‌اکبری‌ثانی،۲۰۱۶



شکل ۷. پیش‌بینی روند کاهشی هزینه‌های سرمایه‌گذاری تکنولوژی‌ها

مأخذ: شکوری و علی‌اکبری‌ثانی،۲۰۱۶؛ استرمن،۲۰۰۲

۷. منابع و قیمت سوخت

منابع فسیلی که برای تولید انرژی الکتریکی در کشور به کار می‌روند شامل مازوت، گاز طبیعی، گازوئیل (دیزل) و ذغال‌سنگ است. متوسط قیمت جهانی در سال‌های۲۰۱۶- ۲۰۰۷ به عنوان ارزش این حامل‌ها در نظر گرفته شده است. بنابراین، قیمت گاز طبیعی که مطابق برآورد EI در سال ۲۰۱۸ به حدود ۸/۵ دلار بر میلیون بی‌تی‌یو رسیده و پس از آن تقریباً ثابت شده است، فرض می‌شود. گرچه دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی (۱۳۹۳) قیمت اورانیوم را با توجه به هزینه‌های انتقال سوخت ۸ دلار بر مگاوات ساعت در نظر گرفته، سایت سازمان جهانی انرژی هسته‌ای (۲۰۱۵) با استناد به قیمت تمام شده فراورش یک کیلوگرم اورانیوم قابل استفاده به عنوان سوخت نیروگاه اتمی که ۱۸۸۰ دلار برآورد شده است، این میزان را ۰/۵۲۲ سنت بر کیلووات ساعت گزارش کرده است. به همین دلیل، روند کاهشی ملایمی برای قیمت‌های آینده این سوخت اعمال شده است. البته اطلاعاتی از هزینه تولید سوخت در داخل در دست نیست؛ اما باید اذعان داشت، بدون فرض کاهش در هزینه تمام شده سوخت هسته‌ای این فناوری سهمی در ترکیب بهینه پیدا نمی‌کند.

علاوه بر وجود منابع گازی غنی، پتانسیل انرژی‌های تجدیدپذیر نیز در کشور بسیار بیش از آن است که با توجه به محدودیت‌های توسعه بتوان انتظار داشت که در طول دوره ۲۵ ساله مطالعه حاضر سقف برآورد شده و یا پیش‌بینی شده برای آن‌ها درنوردیده شود. مطالعات سانا ظرفیت بالقوه بیش از ۶۰ گیگاوات برای انرژی خورشیدی و ظرفیت بیش از ۲۰ گیگاوات را برای انرژی استحصال اقتصادی انرژی باد در کشور برآورد کرده است. مطابق با برآوردی که سانا در سایت خود منتشر کرده پتانسیل انرژی زمین گرمایی نیز بسیار بالاتر از آن است که تا ده‌ها سال آینده بتوان به ظرفیت نهایی آن دست یافت؛ گرچه از نظر اقتصادی این ظرفیت بالا هنوز توجیه پذیر نیست. با توجه به این پتانسیل‌های بالا و بسیار قابل توجه، امکان‌پذیری توسعه فناوری‌های مربوط به این منابع تنها در گرو ایجاد هماهنگی‌ها و صدور مجوزهای قانونی از یک سو و مهم‌تر از آن جذب سرمایه موردنیاز از سوی دیگر است.

۸. سایر محدودیت‌ها

اطلاعات مندرج در آمار تفصیلی صنعت برق سال‌های اخیر (۱۳۹۳ و ۱۳۹۴) حاکی از آن است که طی این دو سال به ترتیب ۲/۸۷ و ۰/۹۴ گیگاوات به ظرفیت نیروگاهی کشور افزوده شده است. بنابراین، به نظر می‌رسد محدود کردن سقف توسعه نیروگاهی در وضعیت فعلی به حداکثر ۳/۵ گیگاوات که با رشد تجدیدپذیرها همراه گردد، معقول باشد. طبق آمار موجود، این محدودیت در ابتدای دوره مورد مطالعه برای تجدیدپذیرها بسیار بیشتر است؛ با این‌حال، توسعه تجدیدپذیرها، چنانچه با سیاست‌های تشویقی همراه شود می‌تواند با همان شتابی که در متوسط جهانی اتفاق می‌افتد و در جدول (۱) فهرست شد، سرعت گیرد.

۹. دیگر اطلاعات مورد نیاز مدل

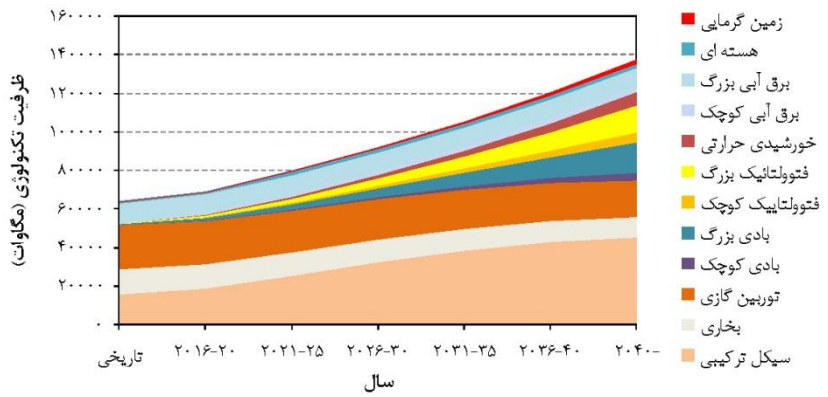
استهلاک سالانه با توجه به عمر نیروگاه‌های موجود برای کاهش ظرفیت نیروگاه‌های حرارتی در نظر گرفته شده و ارزش اسقاطی برای همه انواع فناوری‌ها ۱۰٪ ارزش اولیه فرض شده‌است. افق زمانی مطالعه بین سال‌های ۲۰۴۰- ۲۰۱۶ با گام زمانی ۵ ساله بوده و ارزش فعلی تمامی هزینه‌ها در سال ۲۰۱۶ محاسبه شده است. همچنین نرخ بهره معادل ۱۰٪ در نظر گرفته شده است.

۱۰. نتایج مدل بهینه سازی

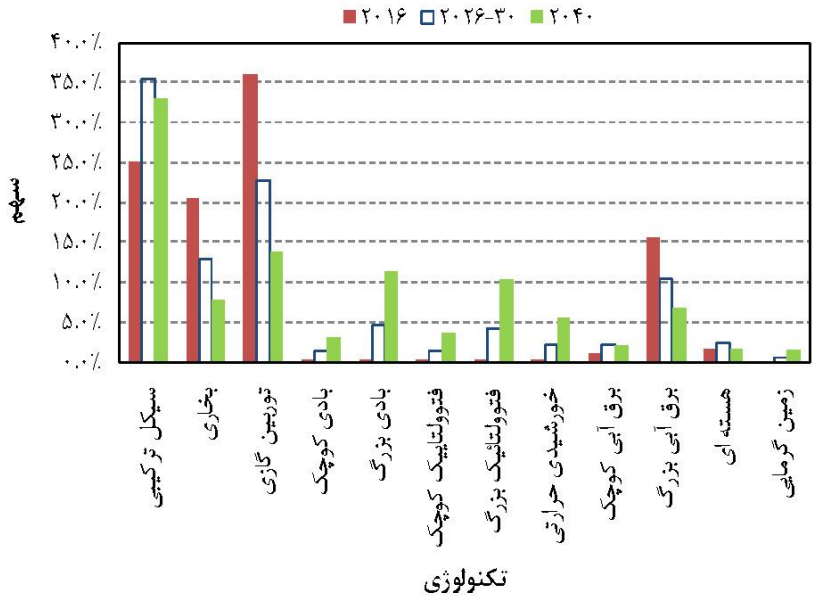
در این بخش به ارائه و تفسیر نتایج به‌دست امده از اجرای مدل بهینه سازی (کمینه‌سازی ارزش فعلی هزینه‌ها، شامل هزینه‌های خارجی) پرداخته شده است و میزان و سهم بهینه هر یک از تکنولوژی‌ها در ظرفیت کل و میزان تولید سالانه آنها که توسط مدل برنامه‌ریزی به‌دست آمده است ارائه شده است.

۱۱. سهم بهینه نیروگاهی

ظرفیت کل فناوری‌های تولید برق برای تأمین نیاز مصرف ۸۳ گیگاواتی به حدود ۱۴۰ گیگاوات در سال ۲۰۴۰ خواهد رسید. شکل ۸ ظرفیت بهینه هر تکنولوژی نیروگاهی را در هر مقطع زمانی نشان می‌دهد. سهم بهینه ظرفیت تکنولوژی‌های نیروگاهی و اعداد مربوط به ظرفیت جدید نصب شده از هر تکنولوژی (میزان بهینه توسعه ظرفیت) در طول دوره مورد مطالعه در جداول ۳ و ۴ آمده است. سهم بهینه هر تکنولوژی در کل ظرفیت نصب شده در دو مقطع ابتدا و انتهای دوره مطالعه (۲۰۱۶ تا ۲۰۴۰) نیز در شکل ۹ مقایسه شده است.



شکل ۸. روند توسعه تکنولوژی ها، اندازه ظرفیت هریک در طول دوره مورد مطالعه بر حسب مگاوات



شکل ۹. مقایسه سهم تکنولوژی‌ها در ظرفیت کل در ابتدا ، میانه و انتهای دوره مورد مطالعه

جدول ۳. سهم بهینه ظرفیت تکنولوژی‌های نیروگاهی در مقاطع ۵ ساله دوره مورد مطالعه (درصد)

تکنولوژی	۲۰۲۰-۲۰۱۶	۲۰۲۵-۲۰۲۱	۲۰۳۰-۲۰۲۶	۲۰۳۵-۲۰۳۱	۲۰۴۰-۲۰۳۶	۲۰۴۱-
سیکل ترکیبی توربین گازی	۲۷/۶	۳۱/۹	۳۵/۴	۳۶/۶	۳۵/۷	۳۳/۰
بخاری	۱۸/۳	۱۵/۳	۱۲/۹	۱۰/۹	۹/۲	۷/۸
توربین گازی	۳۲/۴	۲۷/۱	۲۲/۸	۱۹/۲	۱۶/۲	۱۳/۷
بادی کوچک	۰/۵	۰/۸	۱/۳	۱/۸	۲/۳	۳/۰
بادی بزرگ	۱/۵	۳/۰	۴/۶	۶/۵	۸/۸	۱۱/۴
فتوولتائیک کوچک	۰/۴	۰/۹	۱/۴	۲/۰	۲/۷	۳/۶
فتوولتائیک بزرگ	۱/۴	۲/۷	۴/۱	۵/۹	۷/۸	۱۰/۲
خورشیدی- حرارتی	۰/۷	۱/۴	۲/۲	۳/۱	¼	۵/۴
برق‌آبی کوچک	۱/۴	۱/۸	½	۲/۳	۲/۴	۲/۱
برق‌آبی بزرگ	۱۴/۳	۱۲/۱	۱۰/۴	۸/۹	۷/۷	۶/۶
هسته‌ای	۱/۵	۲/۸	۲/۴	۲/۱	۱/۸	۱/۶
زمین‌گرمایی	۰/۰	۰/۲	۰/۵	۰/۷	۱/۱	۱/۴

مأخذ: نتایج تحقیق

جدول ۴. میزان بهینه توسعه ظرفیت و تولید برق تکنولوژی‌های نیروگاهی در دوره موردمطالعه (مگاوات)

تکنولوژی	۲۰۲۰-۲۰۱۶	۲۰۲۵-۲۰۲۱	۲۰۳۰-۲۰۲۶	۲۰۳۵-۲۰۳۱	۲۰۴۰-۲۰۳۶	۲۰۴۱-
سیکل ترکیبی توربین گازی	۳۴۱۳	۶۸۶۶	۷۴۶۸	۶۳۱۶	۴۹۱۰	۲۷۳۳
بخاری	۰	۰	۰	۰	۰	۰
توربین گازی	۰	۰	۰	۰	۰	۰
بادی کوچک	۲۵۰	۳۵۱	۴۹۲	۶۹۰	۹۶۷	۱۳۵۷
بادی بزرگ	۹۵۰	۱۳۳۲	۱۸۶۹	۲۶۲۱	۳۶۷۶	۵۱۵۶
فتوولتاییک کوچک	۳۰۰	۴۲۱	۵۹۰	۸۲۸	۱۱۶۱	۱۶۲۸
فتوولتاییک بزرگ	۸۵۰	۱۱۹۲	۱۶۷۲	۲۳۴۵	۳۲۸۹	۴۶۱۳
خورشیدی- حرارتی	۴۵۰	۶۳۱	۸۸۵	۱۲۴۲	۱۷۴۱	۲۴۴۲
برق‌آبی کوچک	۳۵۰	۵۰۰	۵۰۰	۵۰۰	۵۰۰	۰
برق‌آبی بزرگ	۰	۰	۰	۰	۰	۰
هسته‌ای	۰	۱۲۰۰	۰	۰	۰	۰
زمین‌گرمایی	۰	۱۸۰	۲۵۲	۳۵۴	۴۹۷	۶۹۷
میانگین توسعه سالانه	۱۳۱۳	۲۵۳۵	۲۷۴۶	۲۹۷۹	۳۳۴۸	۳۷۲۵

مأخذ: نتایج تحقیق

همان‌طور که مشاهده می‌شود اگر چه سهم تکنولوژی‌های گازسوز به‌طور چشم‌گیری کاهش می‌یابد، اما همچنان مهم‌ترین تکنولوژی در تولید انرژی الکتریکی محسوب می‌شوند؛ با این تفاوت که در سایه محدودیت‌های انرژی‌های تجدیدپذیر، تنها سیکل‌ترکیبی فرصت توسعه ظرفیت را می‌یابد. سهم این مجموعه تکنولوژی (شامل تکنولوژی‌های گازی، سیکل ترکیبی، و بخاری) از ۸۱٪ ظرفیت در ابتدای دوره به زیر ۵۵٪ در انتهای دوره کاهش می‌یابد. در انتهای دوره مورد مطالعه سهم تکنولوژی سیکل ترکیبی از ظرفیت کل ۳۵٪، سهم تکنولوژی گازی ۱۴٪ و سهم تکنولوژی بخاری ۸٪ خواهد بود. این در حالی است که در حاضر سهم این تکنولوژی‌ها به ترتیب، به ۲۵٪، ۳۶٪ و ۲۰٪ می‌رسد.

استهلاک سالانه و خارج شدن تدریجی نیروگاه‌های قدیمی گازی و بخاری تنها دلیل تغییرات در ظرفیت این دو نوع فناوری است. به علاوه، در راستای مدیریت هزینه‌ها، امکان تبدیل نیروگاه‌های مزبور به نیروگاه‌های سیکل ترکیبی وجود دارد. صفر بودن ظرفیت توسعه نیروگاه‌های گازی و بخاری حاکی از تأخیر در جایگزینی آن‌ها با سایر گزینه‌های اقتصادی‌تر و به تعبیر دیگر اشتباه بودن احداث این نیروگاه‌ها، دست‌کم در سال‌های اخیر است. توسعه برق تجدیدپذیر جایگزین بسیار بهتری برای احداث ۲ گیگاوات نیروگاه گازی در سال ۱۳۹۳ و یا

۱/۳ گیگاوات در سال ۱۳۹۴ بوده است. ملاحظه می‌شود که سیکل ترکیبی نیز به تدریج به حد اشباع نزدیک می‌شود و به نظر می‌رسد در دوره ۲۵ ساله بعدی نیاز به توسعه ظرفیت بتواند تنها از طریق انرژی‌های تجدیدپذیر تأمین شود. شاید بتوان تصور ارزان بودن انرژی اولیه گاز طبیعی را تنها توجیه اینکه نیروگاه‌های گازی هنوز در کشور ساخته می‌شوند، دانست.

اما جایگزین این فناوری‌ها عمدتاً انرژی‌های تجدیدپذیر بوده است. در واقع تنها محدودیت در سرعت توسعه است که امکان نصب ظرفیت‌های بزرگ‌تر از این نوع فناوری‌ها را سلب می‌کند. در صورت رفع موانع توسعه، ظرفیت مطلوب می‌تواند بیش از این هم باشد. توجه شود که زمان ساخت نیروگاه‌های گازی نیز در مقایسه با اغلب نیروگاه‌های تجدیدپذیر، مثل نیروگاه‌های خورشیدی و بادی، چندان زیاد نیست؛ این عامل و نیز هزینه سرمایه‌ای کم و کارایی آن‌ها در تأمین بار پیک از عوامل مهم توجه متولیان تأمین انرژی در کشور به توسعه نیروگاه‌های گازی بوده است.

نیروگاه‌های خورشیدی و بادی مهم‌ترین تکنولوژی‌های تجدیدپذیری خواهند بود که در سال پایانی مدل سهم قابل توجهی به خود اختصاص می‌دهند. همه این تکنولوژی‌ها از همان ابتدا، یعنی سال ۲۰۱۶ وارد سیستم می‌شوند. سهم نهایی تکنولوژی‌های فتوولتاییک کوچک (تولید پراکنده)، فتوولتاییک نیروگاهی و حرارتی خورشیدی به ترتیب بالغ بر ۳/۶، ۱۰/۲ و ۵/۴ گیگاوات خواهد شد. بنابراین سهم کل انرژی‌های خورشیدی در سبد عرضه انرژی الکتریکی از چیزی حدود ۰/۲ درصد در حال حاضر به ۱۹/۲٪ افزایش می‌یابد. بیش از ۲۴/۴ گیگاوات ظرفیت خورشیدی در انتهای دوره با بیش از ۳۰٪ ضریب ظرفیت، به احتمال زیاد خواهد توانست، تقریباً همه، یا دست کم بخش بزرگی از حدود ۶ گیگاوات اختلاف قله بار بین روز و شب تابستان را در روزهای پر آفتاب تابستان ۲۰۴۰ تأمین کند.

نیروگاه‌های بادی در دو گروه بزرگ و کوچک (شامل مزارع بادی و تولید پراکنده) با حدود ۱۱/۴٪ سهم (۱۵/۷ گیگاوات) برای مزارع بادی و ۳٪ (معادل ۴/۲ گیگاوات) برای واحدهای تولید پراکنده، در ظرفیت کل نیروگاه‌ها مشارکت خواهند کرد.

تکنولوژی زمین‌گرمایی در ابتدای دوره تقریباً هیچ سهمی در سبد تکنولوژی ندارد و در ۵ساله دوره اول نیز انتظار نمی‌رود فرصت کافی برای توسعه آن باشد.؛ ولی با توسعه تدریجی آن، تا دوره انتهایی می‌توان ۲ گیگاوات از این تکنولوژی را ساخت که در کل معادل ۱/۴ درصد از سهم ظرفیت را به خود اختصاص می‌دهد. تحقق این توسعه در گرو شناسایی مناطق مساعد و دارای پتانسیل بالا برای آن است تا محدودیت فعلی در توسعه آن پشت سر گذاشته شود. یادآور می‌شود هزینه سرمایه‌گذاری در این صنعت بستگی تام به عمق چاه‌های مورد نیاز دارد و در صورت وجود مناطقی با دسترسی به دمای بالا در عمق کم، می‌تواند به کاهش قابل توجه هزینه‌ها منجر شود. توسعه این فناوری با توجه به ضریب ظرفیت (ضریب بهره‌برداری) بالای آن بسیار اقتصادی خواهد بود. به دلیل کاهش مناطق دارای پتانسیل بالا با توسعه این فناوری، فرض شده که هزینه حفر چاه و به تبع آن هزینه اولیه به تدریج اندکی افزایش یابد.

توسعه بهینه تکنولوژی برق‌آبی تنها به مولدهای کوچک محدود می‌شود. نیاز به مدیریت مصرف آب و تأثیری که تغییرات زیاد در سطح آب رودخانه‌ها روی اکوسیستم مناطق بالادستی و پایین‌دستی سدها می‌گذارد، استفاده بی‌محابا از آب پشت سدها برای تولید برق مناقشه‌های بزرگ و طولانی را در کشورهای پیشرو این صنعت مانند آمریکا ایجاد کرده و سالیانی است که ساخت سدهای بزرگ در جهان کنار گذاشته شده است. از این رو، به دلیل تأثیر غیرقابل چشم‌پوشی هزینه‌های زیست محیطی، به ویژه نیاز به زمین‌های بالادستی سدّها، ملاحظه می‌شود که در پاسخ مدل سهم کل برق‌آبی تا حدود نصف کاهش یافته و از ۱۶/۶ درصد به ۸/۸ درصد می‌رسد و در طول دوره ۲۵ ساله آینده به طور متوسط حدود ۱۲٪ خواهد بود. بیش از ۲۳۵۰ مگاوات از تکنولوژی‌های برق‌آبی کوچک ساخته خواهد شد تا ظرفیت آن‌ها در مجموع و با خروج واحدهای قدیمی در اثر استهلاک به حدود ۲۹۰۰ مگاوات در ۲۰۴۰ برسد؛ یعنی مدل تغییر رویکرد از توسعه تکنولوژی برق‌آبی بزرگ به برق‌آبی کوچک را در طول دوره مطالعه توصیه می‌کند.

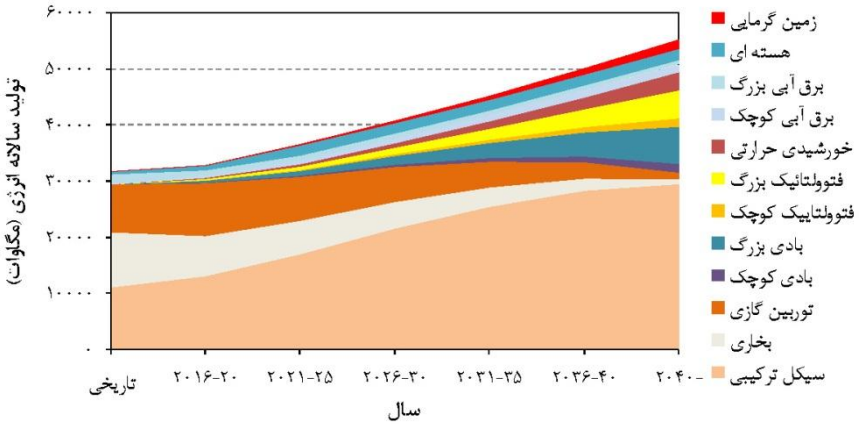
سرانجام، نیروگاه هسته‌ای با نصب ۱۲۰۰ مگاوات ظرفیت جدید در دوره پنج ساله دوم، سهم خود را در کل ظرفیت نصب شده نیروگاهی کشور در حدود ۱/۶ درصد حفظ می‌کند.

توجه شود که با رشد فناوری‌های تجدیدپذیر نیازی به این نوع نیروگاه در دوره‌های بعدی به‌وجود نیامده است. چنانچه در قبل نیز اشاره شد، این میزان سهم نیز تنها با فرض کاهش هزینه سوخت هسته‌ای حاصل شده است. در نتایج مدل مرجع برنامه بلندمدت توسعه بخش انرژی کشور (دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی وزارت نیرو، ۱۳۹۳) نیز سهم این فناوری به ۱ درصد محدود شده بود.

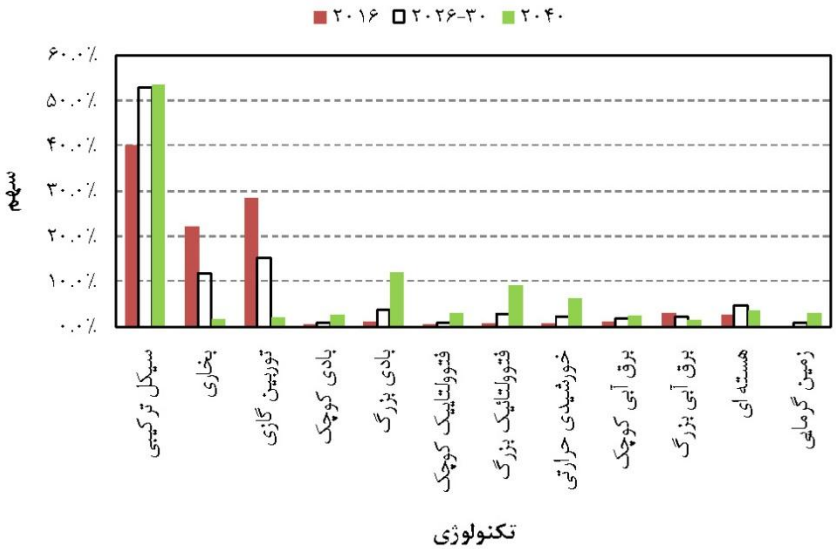
۱۲. سهم بهینه تولید انرژی الکتریکی

کل میزان تولید سالانه انرژی الکتریکی، بر طبق الگوی افزایش تقاضا، از حدود ۳۲ گیگاوات- سال در ابتدای مدل به حدود ۵۵ گیگاوات- سال در سال پایانی مدل افزایش می‌یابد تا بتواند با کسر حدود ۲٪ از تولید برای مصارف داخلی نیروگاه‌ها نیاز انرژی در سال انتهایی را تأمین کند. شکل ۱۰ تغییرات در میزان انرژی تولیدی و شکل ۱۱ مقایسه سهم بهینه هر فناوری تولید از ابتدا تا انتهای دوره ۲۵ ساله مورد مطالعه را نشان می‌دهد.

ملاحظه می‌شود که کاهش تولید انرژی با دو فناوری فسیلی بخاری و گازی بیش از کاهش ظرفیت این دو است. در واقع ضریب بهره‌برداری از این فناوری‌ها تا زیر ۱۰٪ کاهش می‌یابد؛ به این معنی که مدل ترجیح می‌دهد در عین دسترسی به ظرفیت‌های موجود از این فناوری‌ها، به دلیل بالابودن هزینه‌های عملیاتی و خارجی آن‌ها، در کمترین مقدار ضرورت آن‌ها را به‌کار گیرد. به این ترتیب سهم آن‌ها تا زیر ۴٪ و سهم کل نیروگاه‌های فسیلی از نزدیک ۹۰٪ تولید تا ۵۷٪ کاهش می‌یابد. گرچه این موضوع چندان واقع‌بینانه به نظر نمی‌رسد، اما تنها مانع تحقق آن را باید محدودیت‌های مالی برای تأمین سرمایه اولیه توسعه تجدیدپذیرها دانست.



شکل ۱۰. تغییرات در تولید سالانه انرژی توسط هریک از تکنولوژی‌ها در طول دوره مورد مطالعه بر حسب مگاوات- سال



شکل ۱۱: مقایسه سهم تکنولوژی‌ها در تولید کل در ابتدا، میانه و انتهای دوره مورد مطالعه

بنابر نتایج حاصل، تکنولوژی سیکل ترکیبی با ۵۳/۴٪ مشارکت در تولید انرژی الکتریکی (۳۰ گیگاوات- سال) در سال، بیشترین سهم را در تولید انرژی الکتریکی خواهد داشت. پس از آن (و در غیبت تکنولوژی ذغالی)، انرژی خورشیدی و بادی با نزدیک به ۱۸٪ و ۱۵٪ مشارکت در تولید انرژی الکتریکی رتبه‌های دوم و سوم را به‌خود اختصاص خواهند داد. در ترکیب بهینه، تکنولوژی فتوولتایی و حرارتی خورشیدی به ترتیب سالانه بیش از ۶/۵ و ۳/۳ گیگاوات- سال تولید انرژی الکتریکی خواهد داشت. یادآور می‌شود که در نبود ظرفیت کافی از نیروگاه‌های گازی برای ساعات پیک، فناوری انرژی خورشیدی قابلیت تأمین بار پیک را در تابستان‌های پرآفتاب خواهد داشت. جدول ۵ ارقام تولید سالانه هریک از فناوری‌ها را دربر دارد.

هزینه‌های خارجی، به‌ویژه اشغال زمین‌های وسیع و از همه مهم‌تر نیاز به منابع آبی فراوان، سهم تکنولوژی برق‌آبی را که میان تمام تکنولوژی‌های تجدیدپذیر رتبه اول بوده است، با وجود حفظ میزان تولید در حدود ۱/۷ گیگاوات- سال، در مجموع به نصف کاهش خواهد داد. میزان تولید انرژی الکتریکی توسط نیروگاه برق‌آبی بزرگ از ۹۷۱ مگاوات‌سال در دوره اول به تدریج و تنها با فرض استهلاک سالانه، از کارافتادن توربین‌ها و یا خروج از مدار مولدهای قدیمی، کاهش می‌یابد و تولید نیروگاه‌های برق‌آبی کوچک به تدریج جای آن را می‌گیرد. با آن‌که نزدیک به ۱۰٪ ظرفیت کل نیروگاه‌های بزرگ برق‌آبی مستهلک می‌شود، ظرفیت افزوده شده به انرژی برق‌آبی از ۱۷۶۰ مگاوات فراتر نمی‌رود. با این فرض که توربین‌های آبی کوچک به طور گسترده اغلب روی رودخانه‌های دائمی در دو رشته کوه بزرگ زاگرس و البرز نصب شوند، ضریب بهره‌برداری مولدهای کوچک به‌طور میانگین دست‌کم ۰/۴ فرض شده است. این رقم برای نیروگاه‌های بزرگ، متوسط یا کوچک، همچون دز و مارون میسر بوده است. گفتنی است که با فرض ارقام پایین‌تر در حد میانگین فعلی این مولدها سهم خود را به چرخه ترکیبی خواهند داد.

جدول ۵. میزان بهینه تولید برق تکنولوژی‌های نیروگاهی در طول دوره مورد مطالعه (مگاوات در سال)

تکنولوژی	۲۰۲۰-۲۰۱۶	۲۰۲۵-۲۰۲۱	۲۰۳۰-۲۰۲۶	۲۰۳۵-۲۰۳۱	۲۰۴۰-۲۰۳۶	۲۰۴۵-۲۰۴۱
سیکل ترکیبی توربین گازی	۱۳۰۴۵	۱۶۹۵۸	۲۱۵۴۶	۲۵۴۰۰	۲۸۲۶۴	۲۹۴۳۸
بخاری	۷۲۲۷	۶۰۱۲	۴۷۸۳	۳۵۲۲	۲۲۲۹	۹۰۳
توربین گازی	۹۳۴۵	۷۷۷۳	۶۱۸۴	۴۵۵۴	۲۸۸۲	۱۱۶۷
بادی کوچک	۹۳	۲۰۵	۳۷۱	۶۱۷	۹۷۹	۱۵۱۱
بادی بزرگ	۳۶۳	۸۵۵	۱۵۹۰	۲۶۷۹	۴۲۸۳	۶۶۴۰
فتوولتائیک کوچک	۷۷	۱۸۹	۳۶۰	۶۱۷	۹۹۹	۱۵۶۶
فتوولتائیک بزرگ	۲۶۵	۶۲۳	۱۱۶۶	۱۹۷۹	۳۱۹۲	۴۹۹۴
خورشیدی- حرارتی	۱۹۰	۴۵۴	۸۳۷	۱۳۹۴	۲۱۹۸	۳۳۶۱
برق‌آبی کوچک	۳۳۷	۵۳۲	۷۴۳	۹۷۰	۱۲۱۴	۱۲۵۷
برق‌آبی بزرگ	۹۷۱	۹۲۱	۸۷۴	۸۲۲	۷۶۴	۶۹۹
هسته‌ای	۸۱۶	۱۸۱۲	۱۸۵۸	۱۹۰۴	۱۹۵۳	۲۰۰۲
زمین‌گرمایی	۰	۱۴۴	۳۴۶	۶۲۹	۱۰۲۷	۱۵۸۴

مأخذ: نتایج تحقیق

با رفع سقف ظرفیت و فرض ضریب بهره‌برداری بالای ۸۰٪، سهم تکنولوژی زمین‌گرمایی در تولید انرژی الکتریکی تا بیش از ۱۱٪ از کل انرژی تولیدی افزایش می‌یابد. همچنین میزان تولید انرژی الکتریکی توسط تکنولوژی هسته‌ای به ۱/۵ گیگاوات‌سال خواهد رسید.

اما مهم‌ترین بخش از نتایج به انرژی‌های خورشیدی و بادی مربوط می‌شود. سهم کل تولید انرژی الکتریکی توسط تکنولوژی‌های خورشیدی در سال پایانی به ۱۶٪ کل تقاضا می‌رسد. از این بین، بیشترین مشارکت را تکنولوژی فتوولتاییک ۴/۴ گیگاوات‌سال در سال، معادل ۸٪ از کل تولید انرژی الکتریکی، خواهد داشت. پس از آن نیروگاه‌های حرارتی خورشیدی با ۳/۱ گیگاوات‌سال در سال و در نهایت فتوولتاییک کوچک (تولید پراکنده) با تولید ۱/۳ گیگاوات‌سال رتبه‌های بعدی را به خود اختصاص داده‌اند. همچنین سهم تولید انرژی الکتریکی توسط نیروگاه‌های بادی از تنها ۰/۱٪ در دوره اول به ۸/۶٪ در سال پایانی افزایش پیدا می‌کند، که مزارع بادی و تولید پراکنده به ترتیب ۶/۴ ٪ و ۲/۲٪ آن را با ۳/۵ و ۱/۲ گیگاوات‌سال در سال تشکیل خواهند داد.

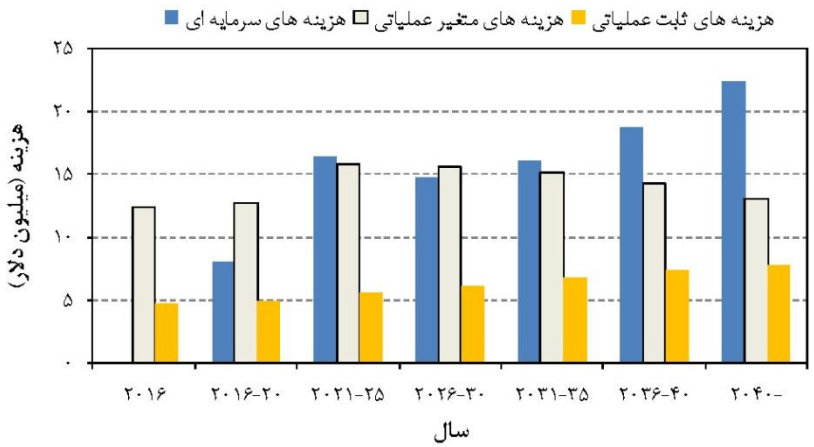
به این ترتیب، سهم کل نیروگاه‌های خورشیدی و بادی از تولید، ۲۴/۷٪ و سهم کل تجدیدپذیرها به حدود ۴۰٪ خواهد رسید؛ عددی که کشورهایی چون آلمان و دانمارک، با وجود عدم بهره‌مندی زیاد از تابش فراوان آفتاب، چند سال پیش به آن دست‌یافته‌اند. تولید ۸/۸ گیگاوات انرژی خورشیدی از سه نوع فناوری مزبور، تنها کمی بیش از یک سوم انرژی مورد نیاز روزها را در طول سال فراهم خواهد کرد. بدیهی است کمبودها را باید سایر فناوری‌ها جبران کنند. به علاوه، با توجه به کاهش ضریب ظرفیت نیروگاه‌های گازی، وجود ظرفیت‌های غیرفعال در انتهای دوره مورد مطالعه خواهد توانست کمبود احتمالی ناشی از عدم اطمینان در انرژی خورشیدی و بادی را جبران سازد.

۱۳. هزینه‌های تولید انرژی الکتریکی

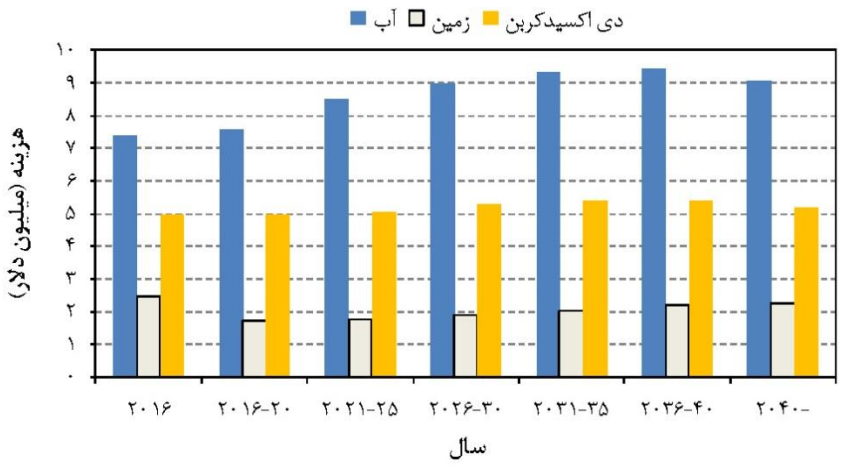
هزینه‌های سرمایه‌گذاری، هزینه‌های ثابت و متغیر عملیاتی تکنولوژی‌ها و سرانجام هزینه‌های خارجی قابل استخراج هستند. نمودار شکل ۱۲ سه گروه اول از هزینه‌ها را که می‌توان از آن‌ها با اصطلاح هزینه‌های داخلی یاد کرد، نشان می‌دهد. ملاحظه می‌شود که با افزایش هزینه‌های اولیه (سرمایه‌گذاری)، ناشی از توسعه شبکه و افزایش ظرفیت‌ها، هزینه‌های عملیاتی متغیر، و به تبع آن قیمت تمام شده برق تولیدی، به تدریج کاهش خواهد یافت. روشن است که این امر، ناشی از کاهش در روند افزایشی مصرف سوخت خواهد بود. باید تأکید شود که هزینه‌های عملیاتی سالانه و هزینه سرمایه‌ای مربوط به کل دوره پنج ساله است. نکته قابل توجه این است هزینه‌های سرمایه‌ای نیاز به تأمین مالی دارند، حال آنکه هزینه‌های عملیاتی از مصرف کنندگان دریافت می‌شوند.

همچنین نمودارهای شکل ۱۳ هزینه‌های خارجی ناشی از بهره‌برداری فناوری‌های نیروگاهی را در طول دوره مطالعه، به تفکیک برای استفاده از منابع آب، زمین و هوا (در قالب انتشار گازهای آلاینده) در بر دارد. منافع ناشی از ایجاد اشتغال به دلیل کوچکی ارقام در این نمودار آورده نشده‌اند. برخلاف انتظار معمول، هزینه آب با فرض ارزش معادل یک دلار برای هر مترمکعب آن، بسیار بیش از هزینه آلایندگی گازهای متصاعد از سوختن سوخت‌های فسیلی

است. در صورت اقدام به موقع، می‌توان امیدوار بود در ۲۵ سال آینده علیرغم افزایش عرضه انرژی برای پاسخگویی به تقاضای فزاینده، میزان انتشار و میزان آب مورد نیاز به تدریج کاهش یابد. گرچه با مصرف آب برای تولید برق در واقع آب از بین نمی‌رود، اما آزاد شدن و عدم وابستگی کنترل جریان آن در پایین دست رودخانه‌ها به تولید برق امکان بهره‌برداری از آن متناسب با سایر نیازها مانند کشاورزی، صنعت و آب شرب را فراهم می‌آورد.



شکل ۱۲. هزینه‌های سرمایه‌ای، متغیر عملیاتی و ثابت عملیاتی در طول دوره مورد مطالعه



شکل ۱۳. هزینه‌های خارجی به تفکیک آب، زمین و هوا (انتشار آلاینده‌های گازی)

نکته قابل توجه این است که در این محاسبات افزایش احتمالی در هزینه‌های خارجی بابت واحد آلایندگی با گازهای گلخانه‌ای، یا ارزش مترمکعب آب و یا مترمربع زمین لحاظ نشده است. با فرض افزایش هزینه هر تن کربن، هزینه‌های برآوردی فوق به مراتب بیش از این خواهند بود. ملاحظه می‌شود که علیرغم کاهش بسیار جزیی در انتشار کربن در دوره پنج ساله اول، روند افزایش تا دوره چهارم همچنان ادامه خواهد داشت که طبعاً با تعهدات بین‌المللی مبنی بر کاهش ۴ درصدی انتشار تا سال ۲۰۳۰ همخوانی ندارد. این در حالی است که برای حذف ۴٪ از ۶۰۵ میلیون تن انتشار کربن (بانک جهانی) توسط بخش‌های مختلف کشور در سال ۲۰۱۰، یعنی ۲۴/۲ میلیون تن، با این فرض که تولید هر کیلووات ساعت برق چرخه ترکیبی با بازدهی ۴۵٪ بین ۴۰۰ تا ۴۵۰ گرم کربن منتشر می‌شود، باید حدود ۴۰۰ مگاوات از ظرفیت این فناوری با فناوری‌های انرژی پاک جایگزین شود.

[تراوات‌ساعت] ۶۰۰ = [کیلووات‌ساعت/گرم] ۴۰۵ ÷ ۲۴/۲ × $۱۰^{۶}$

[ساعت] ۱۴۰۲۵۶ = [ساعت] ۸۷۶۶ × ٪۸۰ × [سال] ۲۰

مگاوات ۴۲۸ = $۱۰^{۶}$ × ۱۴۰ ÷ ۶۰۰

با توجه به اینکه انرژی باد کمترین آلایندگی را دارد، چنانچه در این دوره ۲۰ ساله ضریب ظرفیتی بین ۳۵٪ تا ۴۰٪ برای این نوع فناوری تصور شود، باید ظرفیتی بیش از دو برابر ظرفیت حذف شده از فناوری گازسوز با توربین‌های بادی جایگزین شود.

مگاوات ۸۵۶ = (۸۷۶۶ × ٪۴۰ × ۲۰) ÷ ۶۰۰

بنابراین احداث یک گیگاوات نیروگاه بادی تضمین کننده اجرای تعهدات کشور در این راستا خواهد بود، مشروط بر آنکه هیچ ظرفیت جدیدی از نیروگاه‌ها گازسوز نصب نشود؛ حال آنکه بر اساس نتایج مدل دست کم ۱۷ گیگاوات ظرفیت از چرخه ترکیبی تا سال ۲۰۳۰ مورد نیاز خواهد بود. به علاوه رشد انتشار آلاینده‌ها در چند سال گذشته از حداقل ۰/۶ درصد و به طور میانگین از ۲۰۰۷ تا ۲۰۱۳ حدود ۱/۷ درصد افزایش در انتشار کربن حکایت دارد (بانک جهانی، ۲۰۱۶). بنابراین تا سال هدف نه تنها باید این رشد متوقف شده باشد بلکه رشد منفی نیز حاصل شده باشد. این به معنای کاهش ۱۳۰ تا ۲۶۰ میلیون تن کربن طی ۲۰ سال آینده است. با

تکرار محاسبات فوق و جایگزینی عدد میانه ۲۰۰ (به جای ۲۴/۲) می‌توان دریافت که حدود ۸ گیگاوات ظرفیت بادی برای کاهش این میزان کربن لازم است.

۱٤. نتیجه‌گیری

نکات زیر از نتایج انجام این پژوهش و اجرای مدل قابل استنتاج است:

- تنها مانع توسعه سریع انرژی‌های تجدیدپذیر، محدودیت‌های عملی و مالی برای توسعه این فناوری‌هاست. حتی ضریب ظرفیت پایین و عدم اطمینان برای تجدیدپذیرها هم نمی‌تواند مانع جدی برای توسعه آن‌ها تا کسب سهم ۴۰ درصدی از تولید برق محسوب شود. کاهش هزینه‌های سرمایه‌ای انرژی‌های تجدیدپذیر مهم‌ترین عامل در افزایش سهم آن‌ها در مقایسه با پژوهش‌های پیشین بوده است. نتایج تحقیق استادزاد (۱۳۹۲) نشان داد سهم بهینه برق تولیدی از مأخذ انرژی‌های فسیلی برای اقتصاد ایران در سال ۱۴۲۰، ۵۱ درصد و سهم انرژی‌های تجدیدپذیر ۴۹ درصد از کل برق تولیدی می‌باشد. نتایج پژوهش انجام شده توسط وزارت نیرو (۱۳۹۴) سهم ۳۰ درصدی را تخمین زده است.
- توسعه نیروگاه‌های گازی و بخاری به هیچ وجه مقرون به صرفه نبوده و دلایلی مانند ساده و داخلی بودن تکنولوژی آن، سهولت دستیابی و سرعت ساخت آن، نیاز کم به هزینه اولیه، قابلیت ورود و خروج به مدار برای استفاده در ساعات پیک و یا هیچ دلیل دیگری نمی‌تواند توجیه کافی برای توسعه نیروگاه‌های حرارتی فسیلی غیر از سیکل ترکیبی (و احیاناً ذغالی ساییده)، باشد. هزینه‌های خارجی این فناوری‌ها بسیار بالاتر از سایر انواع است. پژوهش انجام شده توسط وزارت نیرو (۱۳۹۴) نیز این موضوع را تایید می‌کند. نتایج تحقیق محمدی و همکاران (۱۳۹۴) نیز نشان داد در بین فناوری‌های فسیلی، نیروگاه‌های سیکل ترکیبی ارجح‌ترین گزینه تکنولوژیکی است و نیروگاه‌های بخاری به صورت تدریجی از سبد بخش نیروگاهی خارج خواهند شد.

- تکنولوژی برق‌آبی کوچک، باید به طور تدریجی جایگزین تکنولوژی‌های بزرگ از این نوع نیروگاه شود. این روند به گونه‌ای پیش می‌رود که در سال پایانی مدل، ۲۰ درصد از کل تکنولوژی برق‌آبی موجود از نوع توربین‌های کوچک و معادل ۲/۳ گیگاوات خواهد بود. نتایج تحقیق محمدی و همکاران (۱۳۹۴) نیز نشان داد توسعه نیروگاه‌های برق‌آبی کوچک اولویت بیشتری را در مقایسه با نیروگاه‌های برق‌آبی بزرگ خواهند داشت.
- فناوری‌های خورشیدی با توجه به انتقال قله بار از شب‌های تابستان به روزهای تابستان، خواهند توانست بخش زیادی از اختلاف بار در روز و شب تابستان را پوشش دهد. گرچه مقدار آن در سال‌های اخیر حدود ۲ گیگاوات است، همراه با رشد بار و به ویژه گرم شدن (و حتی سرد شدن) بیش از پیش تابستان‌ها (و زمستان‌ها) به تدریج افزایش یافته و تا انتهای دوره مطالعه به ۸ گیگاوت هم برسد.
- برای اجرای تعهدات بین‌المللی کشور در قبال محیط زیست با کاهش گازهای گلخانه‌ای نمی‌توان تنها به توسعه انرژی‌های پاک بسنده کرد. به طور قطع می‌باید همزمان با این حرکت همه جانبه در بخش عرضه انرژی، در بخش تقاضا نیز روش‌های متنوع مدیریت مصرف، کاهش شدت انرژی و صرفه جویی در سوزاندن سوخت‌های فسیلی را دنبال کرد.
- تکنولوژی زمین‌گرمایی نیز مثل دیگر فناوری‌ها تا حد ممکن می‌تواند توسعه یابد. این موضوع با درنظرگرفتن پتانسیل بالای کشور برای تولید انرژی الکتریکی از زمین گرمایی، اهمیت سرمایه‌گذاری دولت برای توسعه این نوع تکنولوژی را نشان می‌دهد. ضریب کارکرد بالا برای این نوع فناوری می‌تواند آن را در رتبه بالاتری نسبت به سایر فناوری‌های بار پایه، مانند انرژی هسته‌ای قرار دهد.
- سهم فناوری هسته‌ای بستگی زیادی به هزینه‌های آن دارد. در واقع این نوع فناوری در نقطه مرزی قرار دارد که با تغییرات اندکی در هزینه اولیه و یا عملیاتی آن، به ویژه در قیمت تمام شده سوخت فرآورش شده، ممکن است سهم بسیار زیاد (تا ۵ گیگاوات) یا صفر داشته

باشد. فقدان اطلاعات کافی و به روز از مقادیر واقعی هزینه‌های آن اظهار نظر در این خصوص را دشوار می‌کند.

- برای تأمین منابع مالی موردنیاز می‌توان علاوه بر تلاش از طریق جذب سرمایه‌گذاری خارجی، بخش خصوصی در داخل را نیز با تسهیل و رفع موانع بهره‌برداری از صندوق ذخیره ارزی و دیگر منابع ریالی بانک‌ها یاری و تشویق نمود. البته حضور جدی هر دو گروه نیازمند شفافیت و ثبات در تصمیم‌گیری‌ها، به ویژه قیمت‌های خرید تضمینی برق است.
- بدون اعمال هزینه‌های خارجی سهم بزرگی (بیش از ۲۰ گیگاوات) از ظرفیت انرژی‌های تجدیدپذیر و نو، و حتی بخشی از سهم فناوری چرخه ترکیبی به فناوری‌های هسته‌ای و برق‌آبی بزرگ اختصاص می‌یابد.
- 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 گرفته‌است. اما بدون شک دست‌یابی به این ضرورت در گرو زمینه‌سازی و ایجاد ملزومات بسیاری است که پرداختن به آن‌ها خود نیازمند پژوهشی دیگر است.

تشکر

این مقاله، نتیجه طرح تحقیقاتی مصوب سازمان انرژی‌های نو ایران به شماره قرارداد ۹۵/۷ است.

منابع

استادزاد، علی‌حسین (۱۳۹۴)، "پیش‌بینی بلندمدت سهم بهینه انرژی‌های تجدیدپذیر از کل انرژی در قالب یک الگوی رشد پایدار :مورد ایران (۱۳۸۷-۱۴۲۰)"، *فصلنامه پژوهش‌های سیاستگذاری و برنامه‌ریزی انرژی*، سال ۱، شماره ۱، ۵-۲۸.

پژوهشگاه نیرو (۱۳۹۵)، *سند راهبردی برنامه‌ریزی جامع انرژی کشور*.

تقی‌پوررضوان، علیرضا؛ سیفی، عباس (۱۳۸۸)، "برنامه‌ریزی برای گسترش ظرفیت تولید برق در ایران به کمک روش برنامه‌ریزی احتمالی"، *فصلنامه امیرکبیر مهندسی مکانیک*، سال ۴۱ ، شماره۱، ۸۷-۹۸.

دفتر برنامه‌ریزی تولید (۱۳۸۵)، *اطلاعات فنی و اقتصادی نیروگاه‌های کشور*، ، توانیر.

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

رضوی، عبدالمجید (۱۳۹۵)، "نگاهی به ضرورت‌های متنوع‌سازی منابع مصرف انرژی ایران"، *دانش نفت*.

سازمان انرژی‌های نو ایران (سانا) (۱۳۹۵). "ارزیابی اقتصادی، اجتماعی و زیست‌محیطی تولید برق از منابع تجدیدپذیر در مقایسه با گاز طبیعی، توجیه اقتصادی سایر گزینه‌های استفاده از منابع گازی کشور".

صفاریان، علی؛ محمدی اردهالی، مرتضی (۱۳۸۷)، "تدوین سیستم انرژی مرجع و توسعه ی مدل برنامه‌ریزی انرژی الکتریکی کشور"، *فصلنامه مطالعات اقتصاد انرژی*، سال ۵ ، شماره ۱۹، ۱۶۳-۲۰۲.

محمدی، تیمور؛ تکلیف، عاطفه و محسن بختیار (۱۳۹۴)، " تحلیل ظرفیت بهینه نیروگاهی در ایران و بررسی اثرات صرفه‌جویی مصرف انرژی برآن"، *فصلنامه پژوهش‌های سیاستگذاری و برنامه‌ریزی انرژی*، جلد ۲، شماره ۱، ۱۰۹-۱۳۷.

معاونت برق و انرژی (دفتر برنامه ریزی کلان برق و انرژی)، وزارت نیرو (۱۳۹۳)، "ترازنامه انرژی".

مؤسسه پژوهش در برنامه ریزی و مدیریت انرژی (۱۳۸۴)، "مطالعه مدل‌های انرژی، گزارش سوم، MESSAGE"، *دانشگاه تهران*.

Chiodi A., Gargiulo M., Rogan F., Deane J.P., Lavigne D., Rout U.K., et al. (2013), "Modelling the Impacts of Challenging 2050 European Climate Mitigation Targets on Ireland's Energy System", *Energy Policy*, No. 53, pp. 169-89.

Gomez A., Dopazo C., Fueyo N. (2016), "The Cost of not Doing Energy Planning: the Spanish Energy Bubble", *Energy*, No. 101, pp. 434-446.

Hainoun A., Seif Aldin M., Almoustafa S. (2010), "Formulating an Optimal Long-term Energy Supply Strategy for Syria Using MESSAGE Model", *Energy Policy*, No. 38, pp. 1701-7014.

Huang Y., Bor Y.J., Peng C.Y. (2011), "The long-term Forecast of Taiwan's Energy Supply and Demand: LEAP Model Application", *Energy Policy*, No. 39, pp. 6790-6803.

International Renewable Energy Agency (2016), "The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025".

Laha P., Chakraborty B. (2017), "Energy model – A Tool for Preventing Energy Dysfunction", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, No. 39, pp. 95-114.

Natural gas prices long term forecast, Available at: knoema.com

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*, No. 107, pp. 60-77.

Shin H.C, Park J.W, Kim H.S, Shin E.S. (2005), "Environmental and Economic Assessment of Landfill Gas Electricity Generation in Korea Using LEAP Model". *Energy Policy*, No. 33, pp. 1261-1270.

Sterman, J., Sterman, J.D. (2002), *Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a Complex World*, Prentice Hall.

U.S. Energy Information Administrationhttps (2017), Available at: www.eia.gov

World Bank Statistics, Available at: http://data.worldbank.org