

ارزیابی عملکرد وزارت نیرو (بخش برق) در سال‌های ۱۳۸۹-۱۳۹۲

کد موضوعی: ۳۱۰

شماره مسلسل: ۱۴۴۲۷

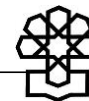
شهریورماه ۱۳۹۴

معاونت پژوهش‌های زیربنایی و امور تولیدی
دفتر: مطالعات انرژی، صنعت و معدن

فهرست مطالب

۱.....	چکیده
۲.....	مقدمه
۳.....	فصل اول - بررسی عملکرد کمی صنعت برق.....
۳-۱.....	۱-۱. تولید برق.....
۴.....	۱-۲. ظرفیت نامی نیروگاه‌های برق کشور.....
۹.....	۱-۳. نیروگاه‌های بخش خصوصی و شبه‌دولتی.....
۱۳.....	۱-۴. نیروگاه‌های اختصاصی صنایع بزرگ.....
۱۴.....	۱-۵. ترکیب قدرت نامی نیروگاه‌ها به تفکیک مالکیت.....
۱۵.....	۱-۶. قدرت عملی نیروگاه‌ها.....
۱۹.....	۱-۷. تولید انرژی برق.....
۲۵.....	۱-۸. تولید برق نیروگاه‌های صنایع بزرگ.....
۲۶.....	۱-۹. ترکیب و سهم تولید انرژی برق به تفکیک مالکیت نیروگاه‌ها.....
۲۸.....	۱-۱۰. تبادل انرژی با کشورهای دیگر.....
۳۰.....	۱-۱۱. حداکثر بار شبکه.....
۳۱.....	۱-۱۲. ضریب بار تولیدی نیروگاه‌های برق کشور.....
۳۲.....	۱-۱۳. مصارف داخلی نیروگاه‌ها.....
۳۵.....	۱-۱۴. سوخت مصرفی نیروگاه‌ها.....
۳۸.....	۱-۱۵. راندمان (بازده حرارتی) نیروگاه‌ها.....
۴۲.....	۱-۱۶. مصرف برق به تفکیک بخش‌های مصرف‌کننده.....
۴۵.....	۱-۱۷. مشترکین برق.....
۴۷.....	۱-۱۸. برق روستایی.....
۴۷.....	۱-۱۹. شبکه‌های انتقال و توزیع برق.....
۴۹.....	۱-۲۰. پست‌های برق کشور.....
۵۰.....	فصل دوم - بررسی عملکرد کیفی صنعت برق.....
۵۰.....	۲-۱. نقش پیشرفت تکنولوژی در صنعت برق.....
۵۱.....	۲-۲. تلفات در شبکه برق و چگونگی کاهش آن.....

۵۹.....	۲-۳. نیروی انسانی صنعت برق و بهره‌وری.....
۶۲.....	فصل سوم - خصوصی‌سازی و ساختار صنعت برق.....
۶۲.....	۳-۱. خصوصی‌سازی و ساختار برق.....
۶۵.....	۳-۲. خصوصی‌سازی صنعت برق ایران.....
۶۸.....	الف) معاونت امور برق و انرژی وزارت نیرو.....
۶۹.....	ب) شرکت توانیر.....
۶۹.....	ج) شرکت‌های برق منطقه‌ای.....
۶۹.....	د) شرکت‌های توزیع نیروی برق.....
۶۹.....	هـ) شرکت مدیریت شبکه برق ایران.....
۷۰.....	و) شرکت‌های مدیریت تولید برق.....
۸۰.....	فصل چهارم - انرژی‌های نو در برنامه پنج‌ساله پنجم توسعه.....
۸۱.....	۴-۱. محیط زیست و صنعت برق.....
۸۶.....	۴-۲. انرژی‌های نو.....
۹۰.....	۴-۳. سهم انرژی‌های نو در کل تولید انرژی کشور.....
۹۲.....	الف) پروژه‌های انجام شده سانا در زمینه انرژی باد.....
۹۲.....	ب) توانمندی‌های حاصل شده در کشور در حوزه انرژی بادی.....
۹۴.....	ج) فعالیت‌ها در حوزه انرژی خورشیدی.....
۹۶.....	د) توانمندی‌های حاصله در کشور در حوزه انرژی خورشیدی.....
۹۷.....	هـ) فعالیت‌ها در حوزه انرژی زمین‌گرمایی.....
۹۸.....	و) توانمندی‌های حاصله در کشور در حوزه انرژی زمین‌گرمایی.....
۱۰۰.....	ز) فعالیت‌های صورت گرفته در زمینه هیدروژن و پیل سوختی.....
۱۰۲.....	جمع‌بندی.....
۱۰۳.....	فصل پنجم - تعرفه‌ها و الگوی مصرف برق.....
۱۰۳.....	۵-۱. تعرفه‌ها و الگوی مصرف.....
۱۰۹.....	۵-۲. تعرفه عادلانه.....
۱۱۱.....	۵-۳. بررسی تبصره «۲» ماده (۱۰۱) قانون برنامه پنجم.....
۱۱۳.....	فصل ششم - مدیریت بحران در طول برنامه پنجم.....
۱۱۵.....	لزوم ایجاد برنامه مدیریت بحران.....
۱۱۵.....	فصل هفتم - مدیریت مصرف.....
۱۱۵.....	۷-۱. شدت انرژی.....
۱۱۷.....	۷-۲. ضریب انرژی.....
۱۲۲.....	نتیجه‌گیری.....
۱۲۶.....	منابع و مأخذ.....



ارزیابی عملکرد وزارت نیرو (بخش برق) در سال‌های ۱۳۹۲-۱۳۸۹

چکیده

نظر به اهمیت انرژی و لزوم استمرار و ثبات در تولید و پایداری در مصرف آن و لزوماً استمرار و ثبات تولید آن در کشور و همچنین وظایف وزارت نیرو در تأمین انرژی برق کشور و در راستای اجرای مسئولیت نظارتی مجلس شورای اسلامی، ارزیابی عملکرد وزارت نیرو بسیار لازم و ضروری می‌باشد. هدف از تهیه این گزارش بررسی عملکرد وزارت نیرو در بخش برق در قالب برنامه پنج‌ساله پنجم توسعه است. حوزه‌های مهم قابل ارزیابی که در برنامه پنجم توسعه به آنها اشاره شده است شامل عملکرد کمی، عملکرد کیفی، خصوصی‌سازی و ساختار وزارت نیرو، انرژی‌های نو، تعرفه و الگوی مصرف و همچنین مدیریت مصرف و بحران هستند. این حوزه‌های اصلی خود دارای زیرمجموعه‌هایی هستند که به تفکیک در بخش‌های مختلف گزارش به آن اشاره شده است. ضمناً ایجاد نیروگاه‌های جدید، استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر، مدیریت عرضه و تقاضا و همچنین کمبود نقدینگی مهمترین چالش‌های کنونی وزارت نیرو هستند که در این گزارش به آنها اشاره شده است. متأسفانه به دلیل ساختار خاص برنامه پنج‌ساله پنجم و استفاده از کلمه «مجاز است» به جای «مکلف است» در متن برنامه، فرآیند بررسی عملکرد گاهی با مشکل مواجه شده است. به نظر می‌رسد این عدم تکلیف در متن برنامه، به وزارت نیرو این فرصت را داده است که در برخی از جنبه‌ها با چشم‌پوشی بیشتری نسبت به انجام وظایف محوله اقدام نماید و عملاً پاسخگویی این وزارتخانه در مقابل مجلس شورای اسلامی کمتر شده است. امید است در برنامه ششم توسعه، این مشکل برطرف گردد.

در این گزارش، عملکرد وزارت نیرو عموماً با برنامه‌های اعلامی این وزارتخانه مقایسه شده و در برخی موارد که در برنامه پنجم توسعه به آن اشاره واضحی نشده است، سعی بر مقایسه عملکرد این وزارتخانه با معیارها و استانداردهای جهانی و همچنین عملکرد گذشته آن در برنامه چهارم شده است. آمارها و اطلاعات استفاده شده در این گزارش با استناد به آمارهای رسمی وزارت نیرو و سازمان‌های تابعه آن بوده و همگی از منابع رسمی دریافت شده‌اند.

مقدمه

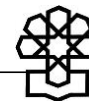
امروزه از صنعت برق به عنوان زیربنایی ترین صنعت یاد می شود. این صنعت بسترهای لازم برای ایجاد و توسعه فعالیت های اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی را فراهم می کند. لذا توسعه کشورها به شدت به این صنعت وابسته است. اهمیت این صنعت از آن جهت است که با صنایع دیگر تفاوت های قابل توجهی دارد و از پیچیدگی های بسیار زیادی برخوردار است. به گونه ای که عملکرد صنایع دیگر به این صنعت وابسته است، در این صنعت امکان ذخیره سازی محصول تولید شده (برق) وجود ندارد و بین عرضه و تقاضای آن باید همواره تعادل لحظه ای برقرار باشد. در صنعت برق برخلاف صنایع دیگر امکان دسترسی به دستگاه های توزیع و انتقال برای تولیدکنندگان بخش غیردولتی محدودیت هایی وجود دارد. تولیدکنندگان برق همانند سایر تولیدکنندگان صنایع دیگر به آسانی نمی توانند کالای تولیدی خود را صادر نمایند.

با میزان رشد اقتصادی که در ایران در سالیان گذشته به دست آمده و تغییرات مربوط به برخی از متغیرهای اجتماعی، اقتصادی، فرهنگی و جمعیتی، متوسط رشد تولید برق در کشور بین ۷ لغایت ۸ درصد اعلام شده است. لذا دارا بودن چنین رشدی در بخش تولید از اهمیت بسیار زیادی برخوردار است. زیرا با این میزان رشد و همان طوری که آمارها نشان می دهد ظرفیت نامی نیروگاه های کشور در فاصله سال های ۱۳۸۳ لغایت ۱۳۹۲ بیش از دو برابر شده است.^۱ در صنعت برق برای تحقق اهداف مورد نظر اقداماتی انجام شده است که تغییر ساختار صنعت برق، اجرای قانون سیاست های کلی اصل ۴۴ قانون اساسی، مدیریت بار و... از جمله آنهاست. البته در قالب برخی دیگر از قوانین نظیر قانون هدفمند کردن یارانه ها، قانون اصلاح الگوی مصرف انرژی و قانون برنامه پنج ساله پنجم نیز برای این بخش اهدافی تعریف شد که دستیابی به آنها از اهمیت بسیار زیادی برخوردار است که متعهد شدن وزارت نیرو به افزایش راندمان و کاهش تلفات از جمله آنهاست.^۲

مجلس شورای اسلامی که دو وظیفه کلیدی و اساسی قانونگذاری و نظارت را به عهده دارد، قوانینی را در کشور وضع می کند که لازم الاجرا هستند، لذا اینکه آخرین وضعیت اجرایی آن به چه صورت است، می تواند به این وضعیت کمک کند که اگر عدم موفقیتی برای تحقق آن وجود دارد، هویدا و امور تسهیل گردند. به همین منظور مطابق بند «۶» ماده (۴۹) آیین نامه داخلی مجلس شورای اسلامی که وظیفه کمیسیون های تخصصی مجلس را بیان می کند، اینگونه آمده است: «کسب اطلاع از

۱. برای اطلاعات بیشتر به گزارش ۴۷ سال صنعت برق ایران در آیین نامه ۱۳۴۶-۱۳۹۲ که در مهرماه سال ۱۳۹۳ منتشر شده است، مراجعه شود.

۲. برای اطلاعات بیشتر به قوانین مورد نظر مراجعه شود.



کم‌وکیف اداره امور کشور، دریافت و بررسی گزارش‌های عملکردی و نظارتی از اجرای قوانین مربوط به دستگاه‌های ذیربط».

لذا برای اینکه مجلس شورای اسلامی در جریان اجرای قوانین قرار گیرد، تهیه گزارش‌های عملکرد، از اهمیت بسیار زیادی برخوردار است. علاوه بر این، مطالعات نشان می‌دهد که یکی از فرآیندهای مربوط به تهیه برنامه‌های توسعه، تهیه ارزیابی عملکرد برنامه هر بخش و آگاهی از آخرین وضعیت آن است. تهیه گزارش ارزیابی عملکرد وزارت نیرو در بخش برق در سال‌های ۱۳۸۹-۱۳۹۲ هم می‌تواند مجلس شورای اسلامی را در جریان آخرین وضعیت امور برق کشور قرار دهد و اکنون که کشور در آستانه تهیه برنامه ششم توسعه قرار دارد، وضعیت این صنعت را مشخص نمایند.

نکته قابل ذکر در این میان این است که به دلیل آن که برنامه پنجم توسعه برخلاف برنامه چهارم که در بخش‌هایی نظیر برق دارای جداول کمی مصوب در قانون بود، فاقد اهداف کمی و جداول مربوط به آن است. بنابراین ارزیابی وزارت نیرو براساس مقادیر کمی مشکل است. علاوه بر این در بسیاری از مواد قانونی از کلمه «مجاز است» استفاده شده است که مسئولیت مجری را کاهش می‌دهد. البته این ویژگی برنامه‌های مصوب پس از انقلاب باعث شده بار حقوقی که برای مجری در نظر گرفته می‌شود تا حدودی گریزپذیر باشد.

فصل اول - بررسی عملکرد کمی صنعت برق

۱-۱. تولید برق

تولید در هر رشته از فعالیت‌های اقتصادی مهمترین بخش محسوب می‌شود و برای تحقق آن لازم است سرمایه‌گذاری‌های مناسب انجام شود. بدین معنا که برای فراهم کردن بسترهای مورد نیاز برای تولید باید ابزارهای مربوط به آن فراهم گردد. این بسترها تحت تأثیر عوامل بیرونی و درونی (محیط خارجی و داخلی) قرار دارد. از این حیث، موضوع تولید در هر رشته‌ای از فعالیت‌ها مهم و هزینه‌بر و هدف مشترک تمامی مکاتب اقتصادی محسوب می‌شود. در صنعت برق با توجه به اهمیت تعادل لحظه‌ای بین تولید و مصرف در بازار و نقش آن در مدیریت شبکه، تولید برق از حساسیت بسیار زیادی برخوردار است.

تولید در صنعت برق به گونه‌ای است که برای تولید یک میزان مشخص برق باید ظرفیت نامی مناسب ایجاد گردد. این موضوع در عواملی نظیر گستردگی سرزمین ایران، شرایط گوناگون آب و هوایی و جغرافیایی نظیر ارتفاع محل نصب نیروگاه‌های حرارتی از سطح دریا، اختلاف دمای هوا در روزها و فصل‌های سال، متفاوت بودن میزان رطوبت هوا در نقاط مختلف کشور، فرسودگی تدریجی تجهیزات نیروگاهی، تغییرات احتمالی در نوع سوخت مصرفی و... ریشه دارد. به عبارت بهتر، مجموع این عوامل باعث می‌شود که برای پاسخگویی به نیاز مصرفی مشترکان برق، بیش از میزان مصرف ظرفیت نامی در کشور ایجاد شود که این موضوع در این قسمت مورد بررسی قرار می‌گیرد.

۲-۱. ظرفیت نامی نیروگاه‌های برق کشور

برای اینکه برق مورد نیاز کشور تأمین شود، به تناسب برخی از شرایط محیطی، فنی و... لازم است بیش از نیاز مصرفی، ظرفیت نامی در کشور ایجاد شود. ایجاد ظرفیت نامی با توجه به نوع نیروگاه، به سیاستگذاری‌های مربوط به استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر و غیر از آن بستگی دارد. مطابق گزارش وزارت نیرو در سال ۱۳۹۲، برق مورد نیاز کشور توسط ۱۱۰۴ واحد نیروگاهی وزارت نیرو، صنایع بزرگ و بخش خصوصی تأمین شده است. اما از سال ۱۳۸۸-۱۳۹۲ بر تعداد نیروگاه‌های کشور افزوده شده است که جزئیات آن در جدول ۱ ارائه شده است.

جدول ۱. تعداد واحدهای نیروگاهی کشور در سال‌های ۱۳۸۸-۱۳۹۲

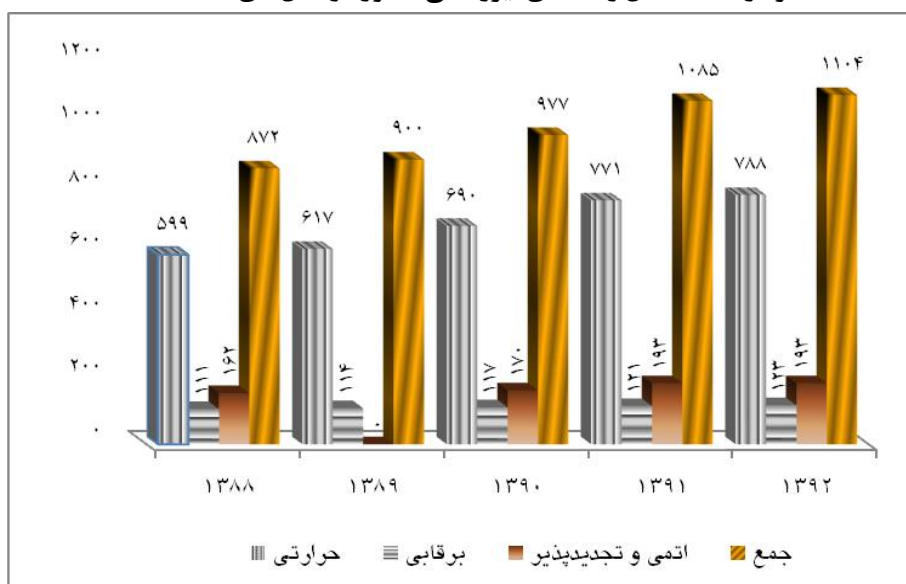
نوع نیروگاه	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۹۲
حرارتی	۵۹۹	۶۱۷	۶۹۰	۷۷۱	۷۸۸
برقابی	۱۱۱	۱۱۴	۱۱۷	۱۲۱	۱۲۳
اتمی و تجدیدپذیر	۱۶۲	۱۶۹*	۱۷۰	۱۹۳	۱۹۳
جمع	۸۷۲	۹۰۰	۹۷۷	۱۰۸۵	۱۱۰۴

*در سال ۱۳۸۹ این رقم تحت عنوان سایر در گزارش‌های وزارت نیرو آمده است.

مأخذ: وزارت نیرو، آمار تفصیلی صنعت برق ایران، تولید نیروی برق، سال‌های مختلف.

سهم هر یک از بخش‌های وزارت نیرو، صنایع بزرگ و بخش خصوصی در انواع نیروگاه‌ها طی سال‌های مورد بررسی متفاوت بود. نمودار ۱ روند مربوط به تعداد کل واحدهای نیروگاهی طی سال‌های ۱۳۸۸-۱۳۹۲ نشان می‌دهد.

نمودار ۱. تعداد کل واحدهای نیروگاهی کشور در سال‌های ۱۳۸۸-۱۳۹۲





مطابق اطلاعات منتشر شده و براساس آنچه در ابتدای این قسمت بیان شده است، این واحدهای نیروگاهی در اختیار وزارت نیرو، صنایع بزرگ و بخش خصوصی است که وضعیت آنها به لحاظ نوع مالکیت در جدول ۲ ارائه شده است.

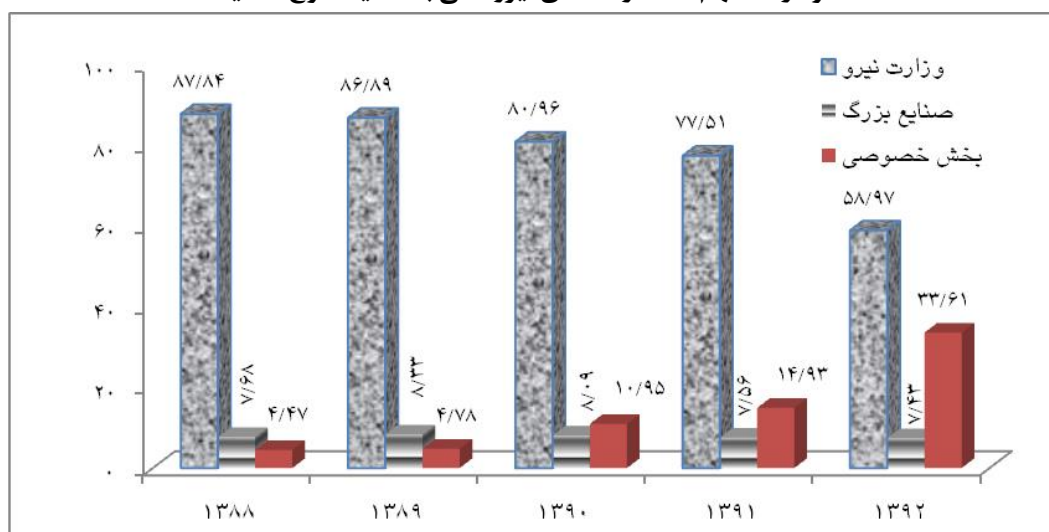
جدول ۲. تعداد واحدهای نیروگاهی به تفکیک نوع مالکیت در سالهای ۱۳۸۸-۱۳۹۲

نوع مالکیت	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۹۲
وزارت نیرو	۷۶۶	۷۸۲	۷۹۱	۸۴۱	۶۵۱
صنایع بزرگ	۶۷	۷۵	۷۹	۸۲	۸۲
بخش خصوصی	۳۹	۴۳	۱۰۷	۱۶۲	۳۷۱
جمع	۸۷۲	۹۰۰	۹۷۷	۱۰۸۵	۱۱۰۴

مأخذ: همان.

آنچه در این جدول آمده است نشان می‌دهد که همواره تعداد واحدهای نیروگاههای وزارت نیرو از نظر ظرفیت نامی در کشور بیشتر بوده ولی در سال ۱۳۹۲ از تعداد آن کاسته شده است. به صورتی که سهم وزارت نیرو که در سال ۱۳۹۱ حدود ۷۸ درصد بود، در سال ۱۳۹۲ به حدود ۵۹ درصد کاهش یافته است.

نمودار ۲. سهم تعداد واحدهای نیروگاهی به تفکیک نوع مالکیت



مأخذ: همان.

برای تولید برق سه دسته از نیروگاهها تحت عنوان نیروگاههای حرارتی، اتمی و تجدیدپذیر فعال هستند. در بخش حرارتی، نیروگاههای بخاری، گازی، چرخه ترکیبی و دیزلی قرار دارند. اطلاعات مندرج در جدول ۳ گویای این واقعیت است که ظرفیت نامی نیروگاههای کشور در سالهای ۱۳۹۲-۱۳۸۴ روندی صعودی را طی کرده است و از ۴۱۰۳۲ مگاوات در سال ۱۳۸۳ به ۷۰۲۸۰ مگاوات در

سال ۱۳۹۲ رسیده است و متوسط رشد کل ظرفیت نامی نیروگاه‌های برق کشور در سال‌های ۱۳۸۹-۱۳۸۴ و ۱۳۹۲-۱۳۹۰ به ترتیب ۸/۳۳ و ۳/۸ درصد محاسبه شده است. جزئیات مربوط به این رشد در جدول ۳ ارائه شده است.

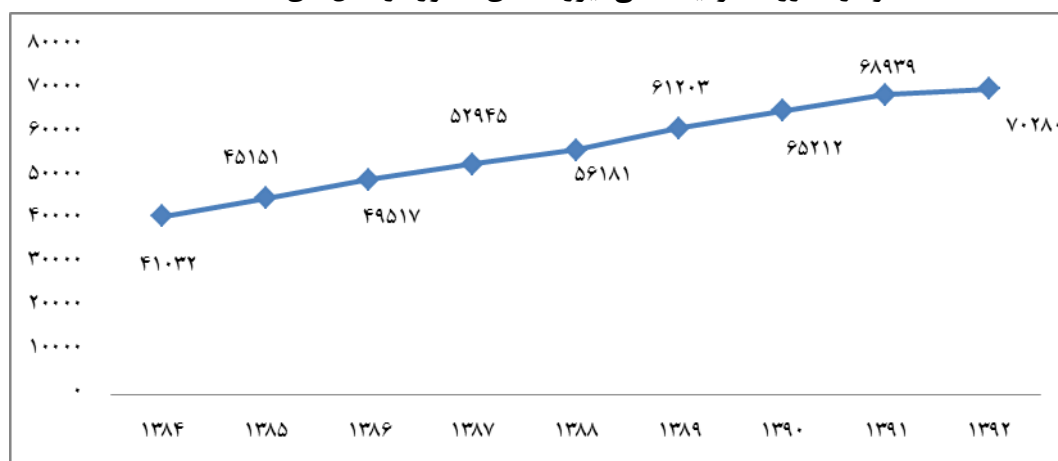
جدول ۳. ظرفیت نامی نیروگاه‌های برق کشور (۱۳۸۴-۱۳۹۲) (مگاوات)

نوع نیروگاه			برنامه چهارم توسعه							سه سال اول برنامه پنجم		
۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	متوسط رشد	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۹۲	متوسط رشد		
۱۵۵۷۷	۱۵۵۷۷	۱۵۵۹۰	۱۵۵۹۸	۱۵۷۰۴	۱۵۷۰۴	۰/۲	۱۵۸۲۱	۱۵۸۲۹	۱۵۸۳۰	۰/۳		
۱۲۰۵۰	۱۴۸۶۱	۱۵۵۵۷	۱۸۰۷۷	۱۸۵۹۳	۲۲۵۲۶	۱۳/۳۳	۲۴۳۴۲	۲۶۰۰۲	۲۴۷۱۵	۰/۷۶		
۶۸۳۲	۷۶۷۶	۱۰۴۸۲	۱۱۱۱۷	۱۳۶۶۴	۱۳۹۸۴	۱۵/۴	۱۴۷۸۰	۱۵۷۴۴	۱۷۸۵۰	۹/۹۰		
۴۹۳	۴۱۸	۴۱۸	۴۱۸	۴۲۵	۴۰۸	-۳/۷	۴۰۸	۴۳۹	۴۳۹	۳/۷۳		
۳۴۹۵۲	۳۸۵۳۲	۴۲۰۴۷	۴۵۲۱۰	۴۸۳۸۶	۵۲۶۲۲	۸/۵۳	۵۵۳۵۱	۵۸۰۱۳	۵۸۸۳۴	۳/۱		
۶۰۴۳	۶۵۷۲	۷۴۲۳	۷۶۷۲	۷۷۰۳	۸۴۸۶	۷/۰۳	۸۷۴۵	۹۷۴۵	۱۰۲۶۵	۸/۳۴		
۳۷	۴۷	۴۷	۶۳	۹۲	۹۵	۲۰/۷۵	۱۱۱۶	۱۱۸۱	۱۱۸۱	۲/۸۷		
۶۰۸۰	۶۶۱۹	۷۴۷۰	۷۷۳۵	۷۷۹۵	۸۵۸۱	۷/۱۳	۹۸۶۱	۱۰۹۲۶	۱۱۴۴۶	۷/۷۴		
۴۱۰۳۲	۴۵۱۵۱	۴۹۵۱۷	۵۲۹۴۴	۵۶۱۸۱	۶۱۲۰۳	۸/۳۳	۶۵۲۱۲	۶۸۹۴۰	۷۰۲۸۰	۳/۸۱		

مأخذ: وزارت نیرو، آمار تفصیلی صنعت برق ایران، تولید نیروی برق، سال‌های مختلف.

*نیروگاه‌های خورشیدی طالقان و سمنان جمعاً به ظرفیت ۴۵ کیلووات (۰/۴۵ مگاوات)، نیروگاه زباله‌سوز شیراز به ظرفیت ۱۲۰۰ کیلووات (۱/۲ مگاوات) و نیروگاه زباله‌سوز مشهد به ظرفیت ۶۶۰ کیلووات (۰/۶۶ مگاوات) در سال ۱۳۸۸ به بهره‌برداری رسیده‌اند.

نمودار ۳. روند ظرفیت نامی نیروگاه‌های کشور در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۲



متوسط نرخ رشد ظرفیت نامی نیروگاه‌های مندرج در جدول ۳ متفاوت است و این تفاوت در نوع سیاست‌های مربوط به توسعه و ایجاد ظرفیت نیروگاه‌ها ریشه دارد. براین اساس و با توجه به محاسبات انجام شده در این جدول متوسط ظرفیت نامی نیروگاه‌های بادی، خورشیدی و زباله‌سوز در سال‌های برنامه چهارم با توجه به متوسط نرخ رشد حدود ۲۱ درصد، بیشترین نرخ رشد را به خود اختصاص داده است. در سه سال اول برنامه پنجم نیز نیروگاه‌های چرخه ترکیبی با متوسط نرخ رشد حدود ۱۰



درصد، بیشترین نرخ رشد را در ایجاد ظرفیت نامی داشته است. با ظرفیت نامی نصب شده در سال ۱۳۹۲، در این شاخص ایران در بین ۱۴ کشور برتر دنیا قرار گرفت است.^۱

آنچه در این قسمت آمده است نشان می‌دهد که از ابتدای سال ۱۳۸۴^۲ لغایت پایان ۱۳۹۲ در مجموع معادل ۳۲۹۸۰ مگاوات به ظرفیت نامی نیروگاه‌های برق کشور اضافه شده که نشان می‌دهد، فاصله سال‌های مذکور به‌طور متوسط سالیانه ۳۶۶۴ مگاوات به ظرفیت نامی نیروگاه‌های کشور اضافه شده است. اهمیت ظرفیت نامی که همان توان تولید است، در دستیابی به اهداف توسعه‌ای کشور در بخش‌های مختلف با توجه به ارتباط بین بخش برق با متغیرهای کلان اقتصادی نظیر تولید ناخالص ملی و نقش آن در ایجاد ارزش‌افزوده، برای سال‌های بعد از اهمیت بسیار زیادی برخوردار است و به همین دلیل در بند «د» ماده (۱۳۳) قانون برنامه پنج‌ساله پنجم توسعه اینگونه آمده است:^۳ «وزارت نیرو مجاز است در طول برنامه نسبت به افزایش توان تولیدی برق تا بیست‌وپنج هزار (۲۵۰۰۰) مگاوات از طریق سرمایه‌گذاری بخش‌های عمومی، تعاونی و خصوصی اعم از داخلی و خارجی و یا منابع داخلی شرکت‌های تابعه و یا به‌صورت روش‌های متداول سرمایه‌گذاری ازجمله ساخت، بهره‌برداری و تصرف (BOO) و ساخت، بهره‌برداری و انتقال (BOT) اقدام نماید». آنچه در جدول آمده است نشان می‌دهد که میزان ظرفیت نامی ایجاد شده در سال‌های ۱۳۹۰ لغایت ۱۳۹۲ (سه سال اول برنامه پنجم) در مجموع ۹۰۷۷ مگاوات است. با این ارقام، در سه سال اول برنامه مذکور به‌طور متوسط سالیانه حدود ۳۰۲۶ مگاوات به ظرفیت نامی نیروگاه‌ها اضافه شد. تمامی اقداماتی که در سال‌های ۱۳۹۲-۱۳۸۴ در کشور انجام شد، میزان افزایش در ظرفیت نامی نیروگاه‌های کشور به تفکیک سال‌های مورد نظر به‌شرح جدول ۴ است.

جدول ۴. ظرفیت نامی ایجاد شده به تفکیک سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۲ (مگاوات)

شرح	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۹۲
ظرفیت نامی	۳۷۳۲	۴۱۱۹	۴۳۶۶	۳۴۲۷	۳۲۳۷	۵۰۲۲	۴۰۰۹	۳۷۲۸	۱۳۴۰

مأخذ: محاسبات انجام شده.

وضعیت افزایش ظرفیت نامی سال‌های موردنظر به تفکیک در نمودار زیر ارائه شده است. نکته این است که در سال ۱۳۹۰، ۱۳۹۱ و ۱۳۹۲ به ترتیب ۴۰۰۹، ۳۷۲۸ و ۱۳۴۰ مگاوات به ظرفیت نامی و توان تولید برق کشور اضافه شده است. این ارقام گویای این واقعیت است که صنعت برق کشور به‌لحاظ تولید در سه و چهار سال آینده دارای مشکلات جدی خواهد بود. زیرا مدت زمانی که یک

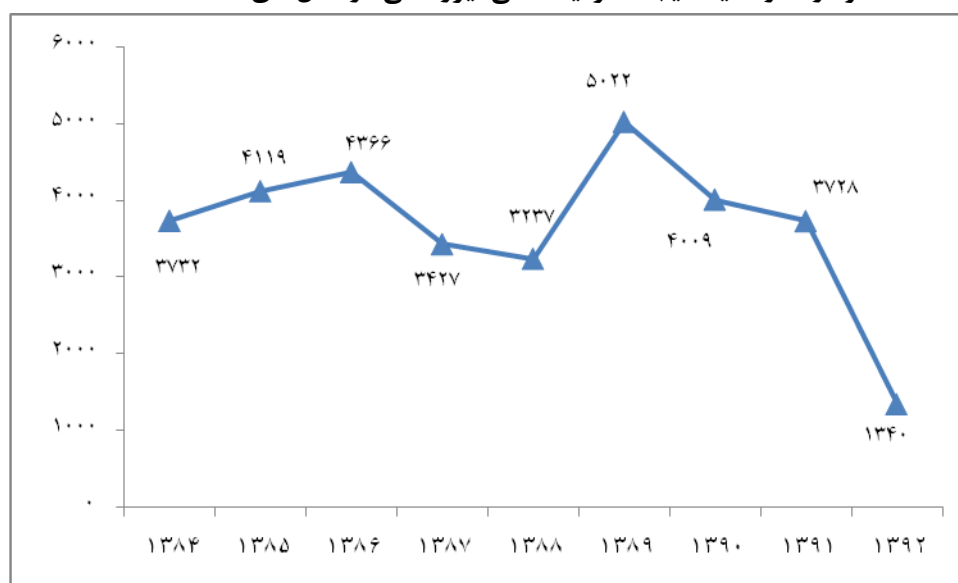
۱. شرکت مادر تخصصی توانیر، صنعت برق ایران، ۱۳۹۲.

۲. ظرفیت نامی نیروگاه‌های کشور در پایان سال ۱۳۸۳ به میزان ۳۷۳۰۰ مگاوات اعلام شده است.

۳. سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور، قانون برنامه پنج‌ساله پنجم توسعه.

نیروگاه، از آغاز به ساخت تا زمانی که به بهره‌برداری برسد، ۴ الی ۵ سال زمان نیاز دارد. بنابراین با وضعیت ظرفیت نامی ایجاد شده در سه سال اول برنامه، حکم قانونی بند «د» ماده (۱۳۳) اجرا نشده است. آنچه در جدول ۴ ارائه شده است، نشان از این واقعیت دارد که ایجاد ظرفیت نامی در نیروگاه‌های کشور دارای نوسان بوده است و این نوسان در نمودار ۴ مشهود است.

نمودار ۴. وضعیت ایجاد ظرفیت نامی نیروگاهی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۲



همان‌طوری که در این قسمت توضیح داده شده است برای اینکه نیروگاه به بهره‌برداری برسد به ۴ یا ۵ سال زمان نیاز است. نمودار بالا نشان می‌دهد که در سال ۱۳۸۹ بیشترین میزان ظرفیت نامی در نیروگاه‌های کشور ایجاد شده و از آن سال به بعد کاهش یافته است. با توجه به زمانبندی ذکر شده، می‌توان اینگونه نتیجه‌گیری کرد، ظرفیت‌هایی که در سال‌های ۱۳۸۹ و ۱۳۹۰ به بهره‌برداری رسیدند حاصل قراردادهای منعقد شده سال‌های قبل از ۱۳۸۴ است و دولت در بخش برق و برای ازدیاد ظرفیت در سال‌های ۱۳۹۰ به بعد برنامه مؤثری را نداشته است.

پیگیری سیاست‌های مربوط به احداث و توسعه نوع نیروگاه‌ها و یا افزایش سهم انرژی‌های تجدیدپذیر در تأمین برق مورد نیاز کشور باعث شد سهم هر یک از انواع نیروگاه‌ها در چرخه تأمین برق کشور نیز تغییراتی داشته باشد. این وضعیت در جدول ۵ ارائه شده است و همان‌طوری که در این جدول آمده است، سهم نیروگاه‌های بادی، خورشیدی و زباله‌سوز که در سال ۱۳۸۶ به میزان ۰/۱ درصد بود، در سال ۱۳۹۲ به حدود ۱/۷ درصد افزایش یافته است و به تناسب تغییرات این چینی، سهم نیروگاه‌های تجدیدپذیر افزایش یافته است. در بین نیروگاه‌های حرارتی، تغییرات سهم انواع این



نوع نیروگاه‌ها قابل توجه است و از سهم نیروگاه‌های بخاری و دیزلی کاسته شده و به سهم نیروگاه‌های چرخه ترکیبی و گازی اضافه شده است که افزایش سهم نیروگاه‌های چرخه ترکیبی می‌تواند نکته مثبتی در توسعه و یا ایجاد ظرفیت جدید باشد. همان‌طوری که در جدول ۲ بیان شده است، ایجاد ظرفیت نامی و تولید برق در کشور توسط وزارت نیرو، صنایع بزرگ و بخش خصوصی انجام می‌شود. در مورد به‌کارگیری بیشتر ظرفیت بخش خصوصی در قالب این اقدامات و ظرفیت‌هایی که صنایع بزرگ برای نیروگاه دارند، در قسمت بعد مورد توجه قرار می‌گیرد.

جدول ۵. ترکیب قدرت‌های نصب شده انواع نیروگاه‌ها (درصد)

نوع نیروگاه	برنامه چهارم توسعه						سه سال اول برنامه پنجم		
	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۹۲		
بخاری	۳۱/۵	۲۹/۵	۲۷/۹	۲۵/۷	۲۴/۳	۲۳	۲۲/۵		
گازی	۳۱/۴	۳۴/۱	۳۳/۱	۳۶/۸	۳۷/۳	۳۷/۷	۳۵/۲		
چرخه ترکیبی	۲۱/۲	۲۱	۲۴/۳	۲۲/۸	۲۲/۷	۲۲/۸	۲۵/۴		
دیزلی	۰/۸	۰/۸	۰/۸	۰/۷	۰/۶۳	۰/۶۴	۰/۶۲		
جمع نیروگاه‌های حرارتی	۸۴/۹	۸۵/۴	۸۶/۱	۸۶	۸۴/۹۳	۸۴/۱۴	۸۳/۷۲		
برقایی	۱۵	۱۴/۵	۱۳/۷	۱۳/۹	۱۳/۴	۱۴/۱	۱۴/۶		
بادی، خورشیدی و زیاله‌سوز	۰/۱	۰/۱	۰/۲	۰/۱۶	۱/۷	۱/۷	۱/۶۸		
جمع نیروگاه‌های تجدیدپذیر	۱۵/۱	۱۴/۶	۱۳/۹	۱۴/۰۶	۱۵/۱	۱۵/۸	۱۶/۲۸		
جمع کل*	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰		

مأخذ: محاسبات انجام شده.

* اختلاف در سرجمع ناشی از گرد کردن اعداد است.

۳-۱. نیروگاه‌های بخش خصوصی و شبه‌دولتی

از زمانی که سیاست‌های کلی اصل ۴۴ قانون اساسی در کشور ابلاغ گردید و متعاقب آن، قانون اجرای سیاست‌های کلی اصل ۴۴ قانون اساسی در کشور تصویب شد، تلاش شد تا در آن دسته از فعالیت‌هایی که مطابق ماده (۲) قانون مذکور بخش غیردولتی می‌تواند اقدام به فعالیت کند، این بخش حضور بیشتری پیدا کند. بدین‌منظور در بخش برق تلاش شده است تا با رعایت یک سلسله اصول، از ظرفیت بخش خصوصی برای ایجاد نیروگاه‌های برق و یا توسعه آن استفاده کنند. به همین منظور و با توجه به اجرای این قانون، سال ۱۳۸۴ برخی از نیروگاه‌های موجود کشور نیز به‌صورت‌های مختلف (ازجمله که نیروگاه‌های بخاری و گازی زرگان که به وزارت نیرو تعلق داشتند) به بخش غیردولتی واگذار گردید. این رویکرد باعث شد تا بر ظرفیت قدرت نامی نیروگاه‌های تحت مالکیت بخش خصوصی یا بخش غیردولتی افزوده شود. جزئیات مربوط به این تصمیم در جدول ۶ ارائه شده است.

(مگاوات)

[illegible]

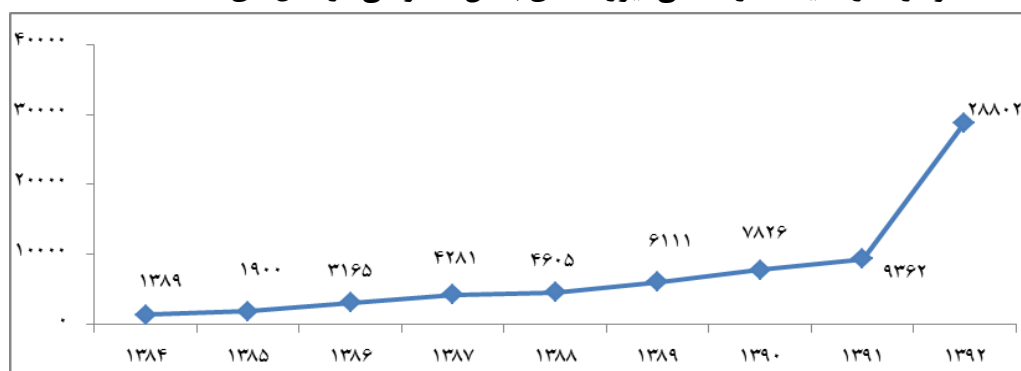


ردیف	نام نیروگاه	نوع نیروگاه	برنامه چهارم توسعه							سه سال اول برنامه پنجم		
			۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۹۲	
۳۶	سندج	ترکیبی	-	-	-	-	-	-	-	-	۹۵۶	
۳۷	فارس	ترکیبی	-	-	-	-	-	-	-	-	۱۰۳۵	
۳۸	کازرون	ترکیبی	-	-	-	-	-	-	-	-	۱۳۷۲	
۳۹	گیلان	ترکیبی	-	-	-	-	-	-	-	-	۱۳۰۶	
۴۰	سبلان	گازی	-	-	-	-	-	-	-	-	۹۶۰	
۴۱	تولید پراکنده	گازی	-	-	-	-	-	-	۲۵۸	۴۷۵	۵۳۸	
۴۲	انرژی‌های نو	-	-	-	-	-	-	-	-	-	۲۹	
جمع	-	-	۱۳۸۹	۱۹۰۰	۳۱۶۵	۴۲۸۱	۴۶۰۵	۶۱۱۱	۷۸۲۶	۹۳۶۲	۲۸۸۰۲	

مأخذ: وزارت نیرو، آمار تفصیلی صنعت برق ایران، تولید نیروی برق، سال‌های مختلف.

قدرت نامی نیروگاه‌های بخش خصوصی که در قالب واگذاری‌ها انجام گرفته در فاصله سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸ افزایش زیادی داشته است و از ۱۳۸۹ مگاوات در سال ۱۳۸۴ به ۴۶۰۵ مگاوات در سال ۱۳۸۸ رسیده است. این رقم نشان می‌دهد که در فاصله این سال‌ها ظرفیت قدرت نامی اینگونه نیروگاه‌ها بیش از ۳ برابر افزایش یافته است. اما در سال‌های ۱۳۹۲-۱۳۸۹ وضعیت قدرت نامی چنین نیروگاه‌هایی بیشتر شده و ظرفیت نامی سال ۱۳۹۲ بیش از ۶ برابر ظرفیت نامی سال ۱۳۸۹ می‌باشد. وضعیت مربوط به چگونگی تغییر نیروگاه‌های تحت مالکیت بخش خصوصی و شبه‌دولتی در نمودار ۵ ارائه شده است.

نمودار ۵. وضعیت قدرت نامی نیروگاه‌های بخش خصوصی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۲



ورود بخش خصوصی واقعی به عرصه صنعت برق و تولید نیروی برق در کشور به این دلیل دارای اهمیت است که اگر ایران بخواهد به کشوری تبدیل شود که سهم بخش صنعت در تولید ناخالص داخلی حداقل ۲۵ درصد باشد و به تناسب آن رفاه مردم افزایش یابد و ارائه خدمات برق با کیفیت‌تر گردد و هزینه‌ها کاهش یابد، حتماً باید بخش مذکور وارد این عرصه گردد. به‌منظور استفاده از ظرفیت بخش

خصوصی و تعاونی برای توسعه و ایجاد توان تولید اقدامات متعددی نظیر بسترسازی حقوقی و قانونی فراهم گردید که تبصره ذیل بند «د» ماده (۱۳۳) قانون برنامه پنج‌ساله پنجم از آن جمله است. در این تبصره آمده است:

«سهم بخش‌های خصوصی و تعاونی از میزان بیست‌وپنج هزار (۲۵۰۰۰) مگاوات مذکور در این بند، حداقل ده هزار (۱۰۰۰۰) مگاوات است».

مطابق این مصوبه قانونی، بخش خصوصی در سال‌های برنامه پنج‌ساله پنجم باید به‌طور متوسط سالیانه ۲۰۰۰ مگاوات به توان تولید برق کشور اضافه کند. اما مراجعه به ارقام مندرج در جدول ۶ نشان‌دهنده این واقعیت است که این هدف برنامه در سال اول محقق نشده است. زیرا قدرت نامی نیروگاه‌های بخش خصوصی در سال ۱۳۸۹ به میزان ۶۱۱۱ مگاوات اعلام شده است و این شاخص در سال ۱۳۹۰ به ۷۸۲۶ مگاوات رسید. در سال‌های ۱۳۹۱ و ۱۳۹۲ هرچند ظرفیت نامی نیروگاه‌های این بخش افزایش یافت، اما باید بدانیم که این افزایش در اثر واگذاری نیروگاه‌ها حاصل شد و نه از طریق احداث نیروگاه‌های جدید و یا سرمایه‌گذاری‌های جدید.

مراجعه به برنامه‌های مربوط به ظرفیت برنامه‌ریزی شده نیروگاه‌های قابل احداث توسط بخش خصوصی نشان می‌دهد که این ظرفیت در چهار سال اول برنامه پنج‌ساله پنجم باید در مجموع به ۱۲۳۴۰ مگاوات می‌رسید که جزئیات آن در جدول زیر ارائه شده است.

جدول ۷. توان برنامه‌ریزی شده نیروگاه‌های سیکل ترکیبی

قابل احداث توسط بخش خصوصی (مگاوات)

روش سرمایه‌گذاری	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۹۲	۱۳۹۳	جمع
روش BOT	۱۶۲۰	۳۲۰	-	۱۱۳۲	۳۰۷۲
روش BOO	۱۰۴۸	۳۱۵۲	۳۴۶۴	۱۶۰۴	۹۲۶۸
جمع	۲۶۶۸	۳۴۷۲	۳۴۶۴	۲۷۳۶	۱۲۳۴۰

مأخذ: وزارت نیرو، ترازنامه انرژی، ۱۳۸۹.

مقایسه اطلاعات مندرج در جداول ۶ و ۷ نشان می‌دهد که بین برنامه‌ریزی و عملکرد مربوط به ایجاد توان تولید برق توسط بخش خصوصی چه میزان تفاوت وجود دارد. با این وضعیت عملکرد، اهداف مربوط به تبصره ذیل ماده (۱۳۳) قانون برنامه پنج‌ساله پنجم نیز بعضاً محقق نشده است. درخصوص دلایل مربوط به عدم تحقق این اهداف به مواردی نظیر مشکل در گشایش LC، تأخیر در تصویب طرح توسط شورای اقتصاد، مشکلات مربوط به تملک زمین، عدم استفاده از منابع صندوق توسعه ملی، تأخیر در اعطای مجوزهای زیست‌محیطی، افزایش میزان مطالبات بخش خصوصی از دولت و ناتوانی دولت در پرداخت اینگونه مطالبات، اجرای قانون هدفمند کردن یارانه‌ها به شیوه



نادرست، استفاده از منابع حاصل از فروش برق به مشترکان برای تأمین منابع سازمان هدفمندسازی یارانه‌ها و... می‌توان اشاره کرد.

۴-۱. نیروگاه‌های اختصاصی صنایع بزرگ

با توجه به نقش برق در اقتصاد و بخش صنعت کشور، این بخش برای تأمین برق مورد نیاز خود بعضاً به احداث نیروگاه اقدام کردند. مطابق برخی از قوانین، زمانی که این‌گونه صنایع دارای برق مازاد هستند می‌توانند آن را به شبکه برق انتقال دهند و یا آن را در اختیار وزارت نیرو قرار دهند. بر این اساس، صنایع بزرگ دارای ظرفیت نیروگاهی مناسبی هستند و با اتصال خود به شبکه سراسری انتقال، در زمانی که برق اضافی دارند، می‌توانند برق مازاد را در اختیار وزارت نیرو قرار دهند. از طرف دیگر وقتی به برق بیشتر نیاز داشته باشند از شبکه، برق مازاد را دریافت نمایند. در جدول ۸ وضعیت قدرت نامی نیروگاه‌های صنایع بزرگ ارائه شده است.

جدول ۸. ظرفیت نامی نیروگاه‌های صنایع بزرگ در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۲

(مگاوات)

ردیف	نام نیروگاه	نوع نیروگاه	برنامه چهارم توسعه						سه سال اول برنامه پنجم		
			۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۹۲
۱	تراکتورسازی	گاز	۲۰	۲۰	۲۰	۲۰	۲۰	۲۰	۲۰	۲۰	۲۰
۲	پتروشیمی تبریز	گاز	۷۰	۷۰	۷۰	۷۰	۷۰	۷۰	۷۰	۷۰	۷۰
۳	ذوب آهن	بخار	۱۳۹	۱۳۹	۱۳۹	۱۳۹	۱۳۹	۱۳۹	۲۴۹	۲۴۹	۲۴۹
۴		گاز	۲۶	۲۶	۲۶	۲۶	۲۶	۲۶	۲۶	۲۶	۲۶
۵	فولاد مبارکه	بخار	۲۱۰	۲۱۰	۲۱۰	۲۱۰	۲۱۰	۲۱۰	۲۱۰	۲۱۰	۲۱۰
۶		گاز	۱۰۸	۱۰۸	۱۰۸	۱۰۸	۱۰۸	۱۰۸	۱۰۸	۱۰۸	۱۰۸
۷	پتروشیمی رازی	گاز	۲۵۲	۲۵۲	۲۵۲	۲۵۲	۷۰	۷۰	۷۰	۷۰	۷۰
۸	پتروشیمی فجر	گاز	۵۸۵	۵۸۵	۵۸۵	۵۸۵	۸۳۵	۱۲۳۳	۱۴۸۳	۱۴۸۳	۱۴۸۳
۹	پتروشیمی مبین	گاز	-	۷۳۷	۷۳۸	۷۳۸	۷۳۸	۷۳۸	۷۳۸	۸۶۱	۸۶۱
۱۰	مس سرچشمه	بخار	۲۴	۲۴	۲۴	۲۴	۲۴	۲۴	۲۴	۲۴	۲۴
۱۱		گاز	۱۱۹	۱۱۹	۱۳۰	۱۳۰	۱۳۰	۱۳۰	۱۳۰	۱۳۰	۱۳۰
۱۲	چادرملو	گاز	۴۰	۴۰	۴۰	۴۰	۴۰	۴۰	۴۰	۴۰	۴۰
۱۳	پارس جنوبی	گاز	-	-	-	۳۱۸	۹۵۴	۹۵۴	۹۵۴	۹۵۴	۹۵۴
۱۴	پتروشیمی شیراز	بخار	-	-	-	-	۸۲	۸۲	۸۲	۸۲	۸۲
۱۵	پتروشیمی بندر امام	گاز	-	-	-	-	۳۲۸	۳۲۸	۳۲۸	۳۲۸	۳۲۸
۱۶	پتروشیمی خراسان	بخار	-	-	-	-	۲۴	۲۴	۲۴	۲۴	۲۴
۱۷	پتروشیمی ایلام	گاز	-	-	-	-	-	۱۲۰	۱۲۰	۱۲۰	۱۲۰
۱۸	پالایش گاز ایلام	گاز	-	-	-	-	۵۰	۷۵	۷۵	۷۵	۷۵
۱۹	پتروشیمی دماوند	گاز	-	-	-	-	-	-	-	۳۲۴	۳۲۴
۲۰	گاز مایع (LNG)	گاز	-	-	-	-	-	-	۳۲۴	۳۲۴	۳۲۴
جمع			۱۵۹۳	۲۳۳۰	۲۳۴۲	۲۶۶۰	۳۹۰۷	۴۷۷۴	۵۱۳۴	۵۵۸۱	۵۵۸۱

مأخذ: وزارت نیرو، آمار تفصیلی صنعت برق ایران، تولید نیروی برق، سال‌های مختلف.

اطلاعات جدول بالا نشان می‌دهد که در سال‌های ۱۳۸۴ لغایت ۱۳۹۲، تعداد ۲۰ نیروگاه صنایع بزرگ با شبکه سراسری برق تبادل انرژی داشته‌اند که برخی از آنها گازی و برخی دیگر بخاری هستند. از این تعداد ۱۵ نیروگاه گازی و بقیه بخاری هستند. به عبارت بهتر ۷۵ درصد از این نیروگاه‌ها گازی هستند. ظرفیت این نیروگاه‌ها در سال ۱۳۸۴ به میزان ۱۵۹۳ مگاوات و در سال ۱۳۸۹ به ۴۷۷۴ مگاوات افزایش یافت. متوسط نرخ رشد ظرفیت نامی این نوع نیروگاه‌ها در دوره برنامه چهارم بیش از ۲۴ درصد محاسبه شده است. در سه سال اول برنامه پنجم نرخ رشد این نوع از نیروگاه‌ها قابل توجه نیست و ظرفیت نامی آنها در سال ۱۳۹۲ نسبت به سال ۱۳۹۱ هیچ تغییری نداشته است. علاوه بر اینها ظرفیت نامی نیروگاه‌های بخاری صنایع بزرگ تقریباً در سال‌های ۱۳۹۲-۱۳۸۴ بدون تغییر بوده و این نرخ‌های رشد در دوره برنامه‌های چهارم و پنجم به نیروگاه‌های گازی اختصاص داشت.

۵-۱. ترکیب قدرت نامی نیروگاه‌ها به تفکیک مالکیت

مطابق مطالبی که توضیحات و اطلاعات مربوط به آن در جداول پیشین آمده است، قدرت نامی موجود نیروگاه‌های کشور به وزارت نیرو، بخش خصوصی و عمومی و صنایع بزرگ اختصاص دارد که در جدول ۹ میزان این قدرت و درصد سهم مربوط به هریک از آنها مشخص شده است.

جدول ۹. ترکیب قدرت نامی نیروگاه‌های برق کشور به تفکیک مالکیت آنها در سال‌های ۱۳۹۲-۱۳۸۴

سال	وزارت نیرو		بخش خصوصی و عمومی		صنایع بزرگ		جمع
	مگاوات	درصد از کل	مگاوات	درصد از کل	مگاوات	درصد از کل	
۱۳۸۴	۳۸۱۹۶	۹۳/۱۶	۱۲۱۳	۲/۹۶	۱۵۹۳	۳/۸۹	۴۱۰۰۲
۱۳۸۵	۴۱۰۵۷	۹۰/۶۶	۱۹۰۰	۴/۲۰	۲۳۳۱	۵/۱۵	۴۵۲۸۸
۱۳۸۶	۴۳۹۰۶	۸۸/۸۶	۳۱۶۵	۶/۴۱	۲۳۴۲	۴/۷۴	۴۹۴۱۳
۱۳۸۷	۴۶۰۰۳	۸۶/۸۹	۴۲۸۱	۸/۰۹	۲۶۶۰	۵/۰۲	۵۲۹۴۴
۱۳۸۸	۴۷۲۹۷	۸۴/۱۹	۴۹۷۷	۸/۸۶	۳۹۰۷	۶/۹۵	۵۶۱۸۱
۱۳۸۹	۵۰۳۱۹	۸۲/۲۲	۶۱۱۰	۹/۹۸	۴۷۷۴	۷/۸۰	۶۱۲۰۳
۱۳۹۰	۵۲۲۵۲	۸۰/۱۳	۷۸۲۶	۱۲/۰۰	۵۱۳۴	۷/۸۷	۶۵۲۱۲
۱۳۹۱	۵۳۹۹۷	۷۸/۳۲	۹۳۶۲	۱۳/۵۸	۵۵۸۱	۸/۱۰	۶۸۹۴۰
۱۳۹۲	۳۵۸۹۷	۵۱/۰۸	۲۸۸۰۱	۴۰/۹۸	۵۵۸۱	۷/۹۴	۷۰۲۷۹

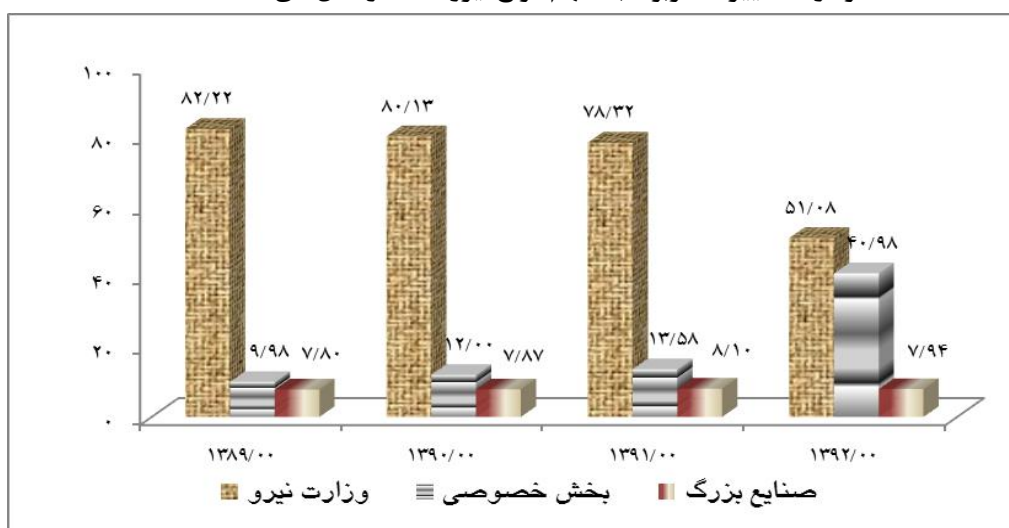
مأخذ: وزارت نیرو، آمار تفصیلی صنعت برق ایران، تولید نیروی برق، سال‌های مختلف.

براساس آنچه در جدول فوق آمده است ترکیب قدرت نامی سه نوع از نیروگاه‌های برق کشور در سال‌های ۱۳۸۴ لغایت ۱۳۹۲ دارای تغییر بوده است و این تغییر در سال‌های موردنظر متفاوت بوده است. قدرت نامی نیروگاه‌های برق کشور در سال ۱۳۸۴ به میزان ۴۱۰۰۲ مگاوات بود و در سال ۱۳۹۲ به ۷۰۲۷۹ مگاوات افزایش یافت. این ارقام نشان می‌دهد متوسط نرخ رشد قدرت نامی نیروگاه‌های کشور در سال‌های موردنظر ۶/۹۷ درصد محاسبه شده است. همواره در سال‌های مذکور



سهم وزارت نیرو از قدرت نامی بیشتر از بخش خصوصی، عمومی و صنایع بزرگ بود. سهم نیروگاه‌های بخش خصوصی و عمومی که در سال‌های ۱۳۹۱-۱۳۸۴ که بین ۳ لغایت ۱۳ درصد بود، در سال ۱۳۹۲ به حدود ۴۱ درصد افزایش یافت و سهم نیروگاه‌های صنایع بزرگ هیچگاه به ۱۰ درصد هم نرسیده است. کاهش سهم نیروگاه‌های وزارت نیرو در سال ۱۳۹۲ نسبت به سال‌های پیش از آن نیز قابل توجه است. به نظر می‌آید این تغییر در واگذاری تعداد بیشتر نیروگاه‌ها در قالب اجرای قانون اجرای سیاست‌های کلی اصل ۴۴ قانون اساسی ریشه دارد.

نمودار ۶. تغییرات مربوط به سهم انواع نیروگاه‌ها در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۲



۶-۱. قدرت عملی نیروگاه‌ها

میزان قدرتی که از واحدهای نیروگاهی به دست می‌آید به عوامل محیطی و فنی بستگی دارد که پرداختن به آن وظیفه این نوشتار نیست. اما نیروگاه‌ها در شرایط استاندارد یعنی ارتفاع هم سطح از دریا، دمای محیطی ۱۵ درجه سانتیگراد و رطوبت نسبی ۶۰ درصد دارای قدرت نامی هستند.^۱ اگر شرایط محل نصب آنها غیر از شرایط فوق باشد، قدرت نیروگاه‌ها کاهش می‌یابد که این قدرت را قدرت عملی می‌نامند. لذا اینگونه می‌توان نتیجه گرفت که قدرت نامی نیروگاه‌ها همان ظرفیت نصب شده است. در حالی که قدرتی که عملاً از هر واحد نیروگاهی می‌توان انتظار داشت به شرایط محیطی محل نصب از جمله ارتفاع از سطح دریا، دما و رطوبت محیط ارتباط دارد. برای انواع نیروگاه‌ها، شرایط محیطی بیشترین اثر کاهشی را در قدرت نیروگاه‌های گازی دارد. زیرا نیروگاه‌های گازی را برای شرایط محل نصب طراحی نمی‌کنند بلکه طراحی آن براساس استاندارد بین‌المللی (ارتفاع صفر از سطح دریا و حرارت محیطی ۱۵ درجه سانتیگراد) است. بنابراین علاوه بر نیروگاه‌های گازی، بخش توربین‌های گازی نیروگاه‌های چرخه ترکیبی نیز متأثر از

۱. وزارت نیرو، شرکت مادر تخصصی توانیر، ۴۲ سال صنعت برق ایران در آیینیه آمار، ۱۳۴۶-۱۳۹۲، ص ۱۲.

شرایط محیطی است و لذا کاهش در قدرت واحدهای گازی چرخه ترکیبی سبب کاهش در قدرت واحدهای بخاری نیروگاه مذکور هم خواهد شد. شایان ذکر است که طراحی نیروگاههای بخاری براساس شرایط محیطی هر محل انجام می‌شود. با در نظر گرفتن تمامی این شرایط، وضعیت مربوط به قدرت عملی نیروگاه‌ها در سال‌های ۱۳۸۴ لغایت ۱۳۹۲ در جدول زیر ارائه شده است.

جدول ۱۰. میانگین قدرت عملی نیروگاههای برق کشور در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۲ (مگاوات)

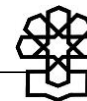
نوع نیروگاه	برنامه چهارم توسعه						سه سال اول برنامه پنجم				
	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	متوسط رشد سالیانه برنامه چهارم (درصد)	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۹۲	متوسط رشد برنامه پنجم (درصد)
خاری	۱۵۱۵۵	۱۵۱۴۲	۱۵۱۸۵	۱۵۱۸۴	۱۵۲۳۷	۱۵۲۲۱	۰/۰۹	۱۵۳۲۳	۱۵۳۱۲	۱۵۳۱۵	-۰/۰۳
گازی	۹۹۵۰	۱۲۲۶۵	۱۲۶۷۵	۱۴۸۲۴	۱۵۰۴۷	۱۸۲۹۰	۱۲/۹۵	۱۹۹۱۱	۲۱۲۰۳	۲۰۰۴۸	۰/۳۴
برخه‌ترکیبی	۵۹۹۶	۶۹۷۶	۹۳۰۰	۹۹۰۹	۱۱۴۹۵	۱۱۶۹۸	۱۴/۳	۱۲۱۶۶	۱۲۹۹۸	۱۴۸۱۴	۱۰/۳۵
یزلی	۳۴۷	۲۸۶	۲۸۶	۲۸۶	۲۸۹	۲۷۹	-۴/۳	۲۶۲	۲۸۴	۲۸۴	۴/۱
جمع نیروگاه‌های حرارتی	۳۱۴۴۸	۳۴۶۶۹	۳۷۴۴۶	۴۰۲۰۳	۴۲۰۶۸	۴۵۴۸۸	۷/۷	۴۷۶۶۱	۴۹۷۹۷	۵۰۴۶۱	۲/۹۰
رقایی	۵۷۷۲	۶۲۶۹	۷۰۷۴	۷۳۲۴	۷۳۵۵	۸۴۸۶	۸/۰	۸۷۴۵	۹۷۴۵	۱۰۲۶۵	۸/۳۴
ادی، خورشیدی و باله‌سوز	۳۷	۴۷	۴۷	۶۳	۹۲	۹۵	۲۰/۷۵	۱۱۱۶	۱۱۸۱	۱۱۸۱	۲/۸۷
جمع نیروگاه‌های تجدیدپذیر	۵۸۰۹	۶۳۱۶	۷۱۳۶	۷۳۸۶	۷۴۴۷	۸۵۸۱	۸/۱۲	۹۸۶۱	۱۰۹۲۶	۱۱۴۴۶	۷/۷۴
جمع کل	۳۷۲۵۷	۴۰۹۸۵	۴۴۵۸۲	۴۷۵۸۹	۴۹۵۱۵	۵۴۰۶۹	۷/۷۴	۵۷۵۲۲	۶۰۷۲۳	۶۱۹۰۷	۳/۷۴

مآخذ:

- وزارت نیرو، آمار تفصیلی صنعت برق ایران، تولید نیروی برق، سال‌های مختلف.
- محاسبات انجام شده.

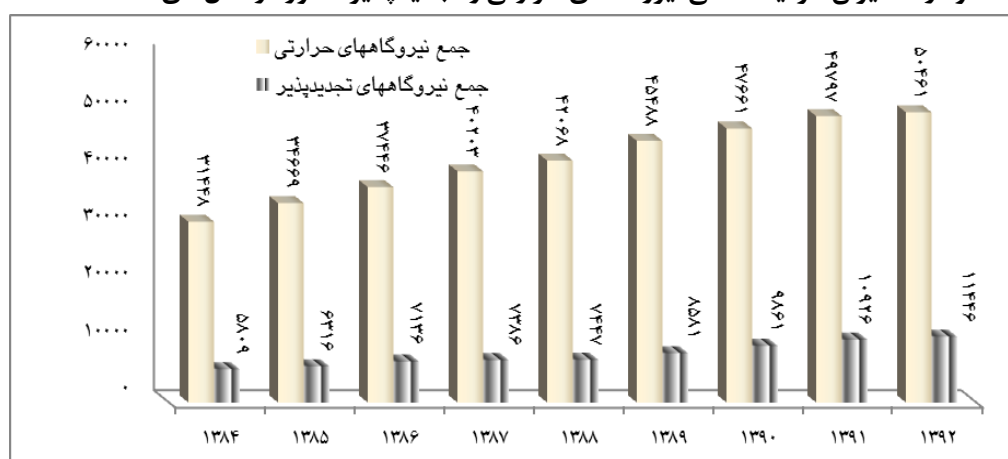
پیگیری سیاست‌های وزارت نیرو در قالب قوانین کشور برای توسعه صنعت برق با هدف توسعه و یا احداث نوع نیروگاه در جدول فوق مشهود است. به‌گونه‌ای که افزایش بیشتر نیروگاه‌های چرخه ترکیبی و تجدیدپذیر ازجمله سیاست‌های قابل توجه در وزارت نیرو در سال‌های برنامه چهارم و پنجم به‌شمار می‌رفت. ظرفیت عملی نیروگاه‌های کشور در سه سال اول برنامه پنجم به ترتیب ۵۷۵۲۲، ۶۰۷۲۳ و ۶۱۹۰۷ مگاوات بود. با این ارقام، متوسط رشد قدرت عملی نیروگاه‌های کشور در سال‌های موردنظر ۳/۷۴ درصد محاسبه شده است. نقش نیروگاه‌های حرارتی در قدرت عملی کل کشور برجسته است و سهم این نیروگاه‌ها در قدرت عملی کل کشور در سه سال اول برنامه پنجم به ترتیب ۸۲/۸۶، ۸۲/۰۰ و ۸۱/۵۰ درصد بود.

مقایسه ظرفیت عملی و نامی نیروگاه‌های کشور نشان می‌دهد که بین این دو نوع ظرفیت شکاف وجود دارد و از ظرفیت نامی بنا به دلایلی که در قسمت‌های قبل توضیحات آن ارائه شد نمی‌توان



به صورت کامل بهره‌برداری نمود. بنابراین برای اینکه برق مورد نیاز کشور تأمین شود لازم است بیش از نیاز پیش‌بینی شده در برنامه توسعه، ظرفیت نامی در کشور ایجاد کرد. فاصله بین ظرفیت نامی و عملی نیروگاه‌های کشور در نمودار ۷ ارائه شده است.

نمودار ۷. میزان ظرفیت عملی نیروگاه‌های حرارتی و تجدیدپذیر کشور در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۲



ظرفیت نیروگاه‌ها در فصول گرم و سرد سال متفاوت است. در مورد تفاوت بین قدرت عملی و نامی نوع نیروگاه‌ها توضیحات زیر قابل توجه است. نیروگاه‌های بخاری را براساس شرایط محیطی محل نصب طراحی می‌کنند، بنابراین قدرت عملی و نامی آنها تفاوت چندانی ندارد. قدرت عملی واحدهای برقی نیز به میزان ارتفاع آب پشت سد و دبی آب خروجی آنها بستگی دارد. بنابراین در سال‌های پرآب، این واحدها می‌توانند تا حد قدرت نامی خود برق تولید کنند درحالی که در خشکسالی که ارتفاع آب آنها کم می‌شود قدرت آنها حتی به صفر می‌رسد. لازم به ذکر است با توجه به اینکه ایران در منطقه‌ای خشک قرار گرفته است برای بهره‌برداری و استفاده از منابع آبی برای تولید برق دچار محدودیت و مشکل است.

معمولاً واحدهای گازی را با شرایط استاندارد (ISO) بین‌المللی، یعنی ارتفاع صفر از سطح دریای آزاد و دمای ۱۵ درجه سانتیگراد طراحی می‌شوند. بنابراین هرچه ارتفاع محل نصب بالاتر از سطح دریا و یا حرارت آن بیش از ۱۵ درجه باشد قدرت آنها کاهش می‌یابد. به طور خلاصه می‌توان گفت که واحدهای گازی حدوداً به ازای هر یکصد متر ارتفاع، یک درصد و به ازای هر ۱/۷ درجه سانتیگراد دمای بیش از ۱۵ درجه هم، یک درصد افت قدرت خواهند داشت.

نظر به اینکه محل نصب نیروگاه‌های ایران به استثنای سواحل دریای مازندران و خلیج فارس معمولاً در ارتفاع بیش از ۱۰۰۰ متر می‌باشد، لذا قدرت واحدهای گازی از این نظر بیش از ده درصد افت توان دارند. به علاوه اغلب نقاط کشور در ماه‌های گرم دارای حرارتی بیش از ۳۰ درجه هستند، لذا افت توان

واحدهای گازی از منظر دمای محیط در تابستان در شهرهای گرم و بسیار گرم بین ۱۵ الی ۲۰ درصد و در شهرهای معتدل حدود ۱۰ درصد می‌باشد. کاهش قدرت واحدهای گازی نیروگاه‌های چرخه ترکیبی هم تابع شرایط محل نصب آنهاست، ولی قدرت واحدهای بخاری مربوطه هم تابع شرایط طراحی است. ولی به‌هرحال با افت زیاد قدرت واحدهای گازی، قدرت واحدهای بخاری آنها هم کاهش می‌یابد. مقایسه بین ظرفیت نامی و عملی نیروگاه‌ها نشان می‌دهد که بین این دو فاصله وجود دارد. بدین معنا که برای استفاده از یک ظرفیت عملی مشخص باید ظرفیت نامی بیشتر از آن ظرفیت عملی در بخش نیروگاهی ایجاد شود. این اختلاف ظرفیت در جدول ۱۱ ارائه شده است.

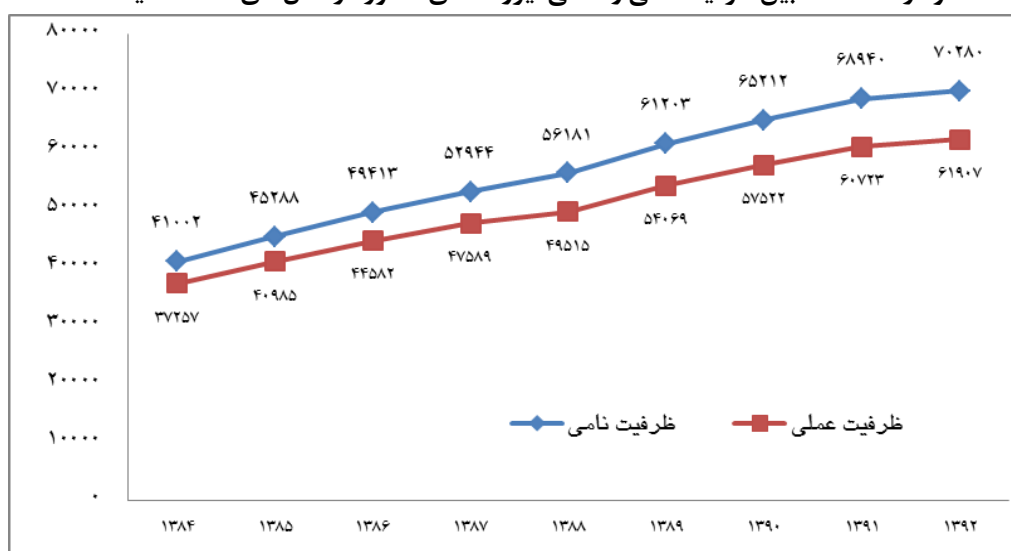
جدول ۱۱. نسبت ظرفیت عملی به نامی نیروگاه‌های کشور در سال‌های ۱۳۸۴ لغایت ۱۳۹۲

شرح	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۹۲
ظرفیت نامی	۴۱۰۰۲	۴۵۲۸۸	۴۹۴۱۳	۵۲۹۴۴	۵۶۱۸۱	۶۱۲۰۳	۶۵۲۱۲	۶۸۹۴۰	۷۰۲۸۰
ظرفیت عملی	۳۷۲۵۷	۴۰۹۸۵	۴۴۵۸۲	۴۷۵۸۹	۴۹۵۱۵	۵۴۰۶۹	۵۷۵۲۲	۶۰۷۲۳	۶۱۹۰۷
نسبت عملی به نامی (درصد)	۹۰/۸۷	۹۰/۵۰	۹۰/۲۲	۸۹/۸۹	۸۸/۱۳	۸۸/۳۴	۸۸/۲۱	۸۸/۰۸	۸۸/۰۹

مأخذ: محاسبات انجام شده.

محاسبات مندرج در جدول نشان می‌دهد که بین ظرفیت نامی و عملی نیروگاه‌های کشور همواره فاصله وجود دارد و ظرفیت عملی کمتر از ظرفیت نامی است و این نوع ظرفیت بعضاً ۱۰ درصد کمتر از ظرفیت نامی است. معنای این عبارت را بدین صورت نیز می‌توان بیان کرد که برای دستیابی به یک ظرفیت عملی مشخص، ظرفیت اسمی ایجاد شده باید ۱۰ درصد بیشتر از آن ظرفیت عملی باشد. شکاف بین ظرفیت عملی و نامی در سال‌های موردنظر در نمودار ۸ ارائه شده است.

نمودار ۸. شکاف بین ظرفیت نامی و عملی نیروگاه‌های کشور در سال‌های ۱۳۸۴ لغایت ۱۳۹۲





همان‌طوری که توضیح داده شده است بین توان نامی و ظرفیت عملی نیروگاه‌ها در کشور تفاوت وجود دارد. این تفاوت در بین انواع نیروگاه‌ها نیز وجود دارد. به گونه‌ای که در برخی از نیروگاه‌ها بیشتر و در برخی دیگر از نیروگاه‌ها کمتر است. این تفاوت در جدول زیر ارائه شده است.

جدول ۱۲. مقایسه ظرفیت نامی و عملی انواع نیروگاه‌ها در کشور

(ظرفیت به مگاوات، نسبت به درصد)

شرح	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۹۲
بخاری	نامی	۱۵۵۷۷	۱۵۵۷۷	۱۵۵۹۰	۱۵۷۰۴	۱۵۷۰۴	۱۵۸۲۱	۱۵۸۲۹	۱۵۸۳۰
	عملی	۱۵۱۵۵	۱۵۱۴۲	۱۵۱۸۵	۱۵۱۸۴	۱۵۲۳۷	۱۵۳۲۳	۱۵۳۱۲	۱۵۳۱۵
	نسبت عملی به نامی	۹۷/۲۹	۹۷/۲۱	۹۷/۴۰	۹۷/۳۵	۹۷/۰۳	۹۶/۹۲	۹۶/۷۳	۹۶/۷۵
گازی	نامی	۱۲۰۵۰	۱۴۸۶۱	۱۵۵۵۷	۱۸۰۷۷	۱۸۵۹۳	۲۲۵۲۶	۲۴۳۴۲	۲۴۷۱۵
	عملی	۹۹۵۰	۱۲۲۶۵	۱۲۶۷۵	۱۴۸۲۴	۱۵۰۴۷	۱۸۲۹۰	۱۹۹۱۱	۲۰۰۴۸
	نسبت عملی به نامی	۸۲/۵۷	۸۲/۵۳	۸۱/۴۷	۸۲/۰۰	۸۰/۹۳	۸۱/۲۰	۸۱/۸۰	۸۱/۱۲
چرخه ترکیبی	نامی	۶۸۳۲	۷۶۷۶	۱۰۴۸۲	۱۱۱۱۷	۱۳۶۶۴	۱۳۹۸۴	۱۴۷۸۰	۱۷۸۵۰
	عملی	۵۹۹۶	۶۹۷۶	۹۳۰۰	۹۹۰۹	۱۱۴۹۵	۱۱۶۹۸	۱۲۱۶۶	۱۴۸۱۴
	نسبت عملی به نامی	۸۷/۷۶	۹۰/۸۸	۸۸/۷۲	۸۹/۱۳	۸۴/۱۳	۸۳/۶۵	۸۲/۳۱	۸۲/۹۹
دیزلی	نامی	۴۹۳	۴۱۸	۴۱۸	۴۱۸	۴۲۵	۴۰۸	۴۰۸	۴۳۹
	عملی	۳۴۷	۲۸۶	۲۸۶	۲۸۶	۲۸۹	۲۷۹	۲۶۲	۲۸۴
	نسبت عملی به نامی	۷۰/۳۹	۶۸/۴۲	۶۸/۴۲	۶۸/۴۲	۶۸/۰۰	۶۸/۳۸	۶۴/۲۲	۶۴/۶۹
برقایی	نامی	۶۰۴۳	۶۵۷۲	۷۴۲۳	۷۶۷۲	۷۷۰۳	۸۴۸۶	۸۷۴۵	۹۷۴۵
	عملی	۵۷۷۲	۶۲۶۹	۷۰۷۴	۷۳۲۴	۷۳۵۵	۸۴۸۶	۸۷۴۵	۹۷۴۵
	نسبت عملی به نامی	۹۵/۵۲	۹۵/۳۹	۹۵/۳۰	۹۵/۴۶	۹۵/۴۸	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰
بادی، خورشیدی و زیاله‌سوز	نامی	۳۷	۴۷	۴۷	۶۳	۹۲	۹۵	۱۱۱۶	۱۱۸۱
	عملی	۳۷	۴۷	۴۷	۶۳	۹۲	۹۵	۱۱۱۶	۱۱۸۱
	نسبت عملی به نامی	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰

مأخذ: محاسبات انجام شده.

اطلاعات مندرج در جدول نشان می‌دهد که نسبت ظرفیت عملی به نامی انواع نیروگاه‌ها متفاوت است و این نسبت برای نیروگاه‌های تجدیدپذیر و بخاری بیش از سایر انواع نیروگاه‌هاست. همان‌طوری که در جدول آمده است نسبت ظرفیت عملی به اسمی نیروگاه‌های برقایی بیشتر از نیروگاه‌های دیگر است، اما دوره‌ای بودن تولید در این نیروگاه‌ها باعث می‌شود که میزان انرژی تولید شده در اینگونه نیروگاه‌ها کمتر از انواع دیگر نیروگاه‌ها باشد.

۷-۱. تولید انرژی برق

برق مورد نیاز کشور توسط نیروگاه‌های تحت مالکیت وزارت نیرو، صنایع بزرگ، بخش خصوصی و بخش عمومی تولید می‌شود. در سال ۱۳۹۲ تعداد واحدهای نیروگاهی که در کشور مشغول تولید برق بودند، ۱۱۰۴ واحد اعلام شده است. در سال مذکور از این تعداد، حدود ۵۹ درصد که ۶۵۱ واحد

نیروگاهی هستند تحت مالکیت وزارت نیرو قرار دارد و ۴۴ درصد که ۳۷۱ واحد نیروگاهی هستند به بخش خصوصی تعلق دارد.

با توجه به ویژگی که در صنعت برق وجود دارد و اینکه بین مصرف و تولید آن باید در هر لحظه تعادل برقرار باشد، تولید برق تابعی از مصرف آن توسط مشترکین مختلف است. لذا با توجه به ویژگی‌هایی که شبکه برق کشور از نظر میزان تلفات دارد، برق مورد نیاز باید به اندازه کافی تولید شود تا کشور با خاموشی مواجه نشود. در جدول ۱۳ وضعیت تولید نیروی برق به تفکیک انواع نیروگاه ارائه شده است.

جدول ۱۳. تولید نیروگاه‌های برق کشور در سال‌های ۱۳۹۲-۱۳۸۴

(گیگاوات ساعت)

نوع نیروگاه			برنامه چهارم توسعه								سه سال اول برنامه پنجم		
۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	متوسط رشد سالیانه درصد	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۹۲	متوسط رشد سالیانه درصد			
۹۳۳۸۳	۹۲۴۸۱	۹۴۲۲۸	۹۷۲۰۱	۹۵۷۷۱	۹۴۰۷۳	۰/۱۵	۹۵۹۰۱	۹۱۷۸۸	۸۹۶۶۴	-۳/۳۱	بخاری		
۳۲۱۲۹	۴۱۲۳۶	۳۷۶۰۴	۵۴۹۱۱	۵۳۸۴۶	۵۸۴۰۰	۱۲/۶۹	۵۸۷۱۶	۶۷۳۶۴	۶۶۰۳۹	-۱۲/۲۳	گازی		
۳۶۱۹۴	۴۰۳۴۳	۵۳۷۹۶	۵۷۰۱۵	۶۴۱۴۲	۷۰۶۵۸	۱۴/۳۲	۷۲۷۴۹	۸۰۵۳۴	۸۷۱۳۵	۹/۴۴	چرخه ترکیبی		
۲۱۲	۲۲۰	۲۵۵	۲۰۴	۱۲۴	۱۲۸	-۹/۵۹	۶۲	۶۶	۷۱	۷/۰۱	دیزلی		
۱۶۱۹۱۸	۱۷۴۲۸۰	۱۸۵۸۸۳	۲۰۹۳۳۱	۲۱۳۸۸۳	۲۲۳۲۵۹	۶/۶۳	۲۲۷۴۲۸	۲۳۹۷۵۲	۲۴۲۹۰۹	۱/۳۳	جمع نیروگاه‌های حرارتی		
۱۶۰۸۵	۱۸۱۶۹	۱۷۹۸۷	۴۷۵۳	۷۲۰۷	۹۵۲۳	-۹/۹۵	۱۲۰۵۸	۱۲۴۴۷	۱۴۴۷۰	۹/۵۵	برقی		
۶۹	۸۶	۱۴۱	۱۹۶	۲۲۴	۲۱۲	۲۵/۱۷	۵۷۸	۲۰۶۷	۴۸۱۳	۱۸۹	بادی، خورشیدی و زیاده‌سوز		
۱۶۱۵۴	۱۸۲۵۵	۱۸۱۲۸	۴۹۴۹	۷۴۳۱	۹۷۳۵	-۹/۶۳	۱۲۶۳۶	۱۴۵۱۴	۱۹۲۸۳	۲۳/۵۳	جمع نیروگاه‌های تجدیدپذیر		
۱۷۸۰۷۲	۱۹۲۵۳۵	۲۰۴۰۱۱	۲۱۴۲۸۰	۲۲۱۳۱۴	۲۳۲۹۹۴	۵/۵۲	۲۴۰۰۶۴	۲۵۴۲۶۶	۲۶۲۱۹۲	۱/۷۸	جمع کل		

مآخذ:

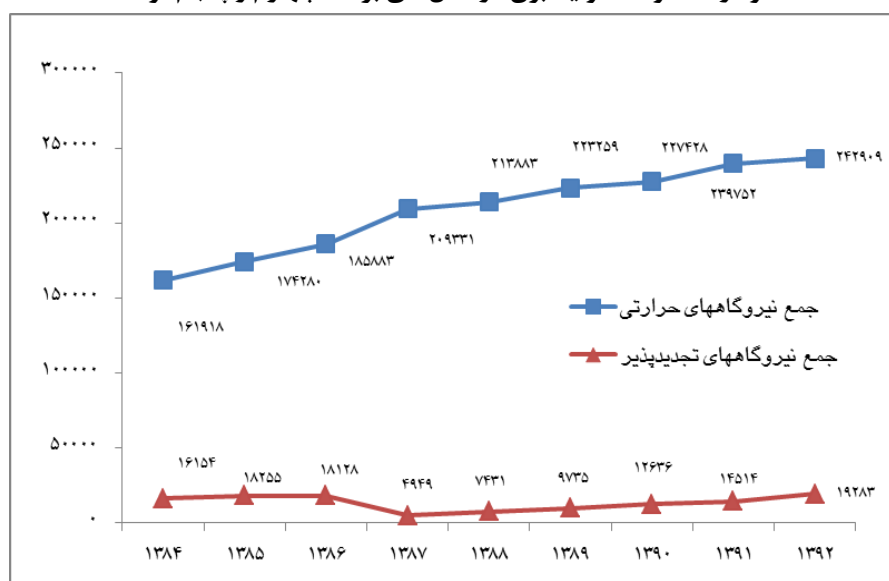
- وزارت نیرو، آمار تفصیلی صنعت برق ایران، تولید نیروی برق، سال‌های مختلف.
- محاسبات انجام شده.

میزان برق تولیدی در نیروگاه‌های کشور به عوامل مختلفی بستگی دارد. براساس آنچه که در جدول ۱۴ آمده است، در میزان برق تولیدی کشور، نیروگاه‌های حرارتی نقش برتر را دارند. اینگونه نیروگاه‌ها حدود ۹۳ درصد برق مورد نیاز کشور را در سال ۱۳۹۲ تولید کردند. در میان نیروگاه‌های حرارتی، نیروگاه‌های بخاری و چرخه ترکیبی بیشترین سهم را به خود اختصاص دادند.



رشد تولید برق در سال ۱۳۹۲ نسبت به سال ۱۳۹۱ به میزان بیش از ۳ درصد است. محاسبات انجام شده در جدول نشان می‌دهد متوسط نرخ رشد تولید برق نیروگاه‌های حرارتی و تجدیدپذیر فاصله زیادی دارد و این نرخ به ترتیب ۱/۳۳ و حدود ۲۴ درصد محاسبه شده است. اینگونه سیاستگذاری با توجه به وضعیت نامناسب رشد اقتصادی کشور و توجه‌ناپذیر بودن تولید برق تجدیدپذیر به دلیل قیمت تمام شده بالای این نوع برق چندان با روند حرکت متغیرهای کلان اقتصادی سازگاری ندارد. لذا می‌توان اینگونه نتیجه گرفت که وزارت نیرو در سیاستگذاری بخش تولید برق و روند حرکت و سیاستگذاری مربوط به این بخش، واقعیت اقتصاد کلان را مورد توجه قرار نمی‌دهد. بدین معنا که اگر اقتصاد کشور و بخش‌های مؤثر بر ارزش افزوده بخواهند با حداکثر ظرفیت خود کار کنند و به یک رشد اقتصادی مطلوب و در خور برای اقتصاد کشور برسند با ناکامی‌هایی که در این قسمت در سالیان اخیر اتفاق افتاده است، کشور را با مشکل مواجه خواهد کرد. زیرا برای تولید برق تجدیدپذیر حتماً باید سوبسید پرداخت شود که با توجه به رشد نامناسب اقتصاد کشور، پرداخت سوبسید بار مالی بیشتری را به دولت تحمیل می‌کند.

نمودار ۹. متوسط تولید برق در سال‌های برنامه چهارم و پنجم توسعه



متوسط نرخ رشد تولید برق در سال‌های برنامه چهارم در مقایسه با سال‌های برنامه پنج‌ساله پنجم بیشتر بوده است. این ارقام نشان می‌دهد تعداد طرح‌های تولید برق که در سال‌های قبل از برنامه چهارم توسعه در کشور شروع شد بیشتر از تعداد طرح‌هایی است که در سال‌های برنامه چهارم احداث آنها آغاز شده است. به بیان دیگر، دولت در سال‌های برنامه سوم دارای برنامه و آینده‌نگری بیشتری برای بخش تولید برق و پیش‌بینی دقیق‌تری برای تأمین نیاز برق مورد نیاز بخش‌های مختلف اقتصاد

کشور بود و براین اساس طرح‌های لازم را برای برقراری تعادل بین عرضه و تقاضای برق آغاز کرد. وضعیت مربوط به سهم تولید برق توسط انواع نیروگاه‌ها در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۲ در جدول ۱۴ ارائه شده است.

جدول ۱۴. ترکیب تولید برق به تفکیک انواع نیروگاه‌ها در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۲ (درصد)

نوع نیروگاه	برنامه چهارم توسعه								سه سال اول برنامه پنجم
	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۹۲
بخاری	۵۲/۴۴	۴۸/۰۳	۴۶/۱۹	۴۵/۳۶	۴۳/۲۷	۴۰/۳۸	۳۹/۹۵	۳۶/۱۰	۳۴/۲۰
گازی	۱۸/۰۴	۲۱/۴۲	۱۸/۴۳	۲۵/۶۳	۲۴/۳۳	۲۵/۰۷	۲۴/۴۶	۲۶/۴۹	۲۵/۱۹
چرخه ترکیبی	۲۰/۳۳	۲۰/۹۵	۲۶/۳۷	۲۶/۶۱	۲۸/۹۸	۳۰/۳۳	۳۰/۳	۳۱/۶۷	۳۳/۲۳
دیزلی	۰/۱۲	۰/۱۱	۰/۱۲	۰/۱	۰/۰۶	۰/۰۵	۰/۰۳	۰/۰۳	۰/۰۳
جمع نیروگاه‌های حرارتی	۹۰/۹۳	۹۰/۵۲	۹۱/۱۱	۹۷/۶۹	۹۶/۶۴	۹۵/۸۲	۹۴/۷۴	۹۴/۲۹	۹۲/۶۵
برقابی	۹/۰۳	۹/۴۴	۸/۸	۲/۲۲	۳/۲۶	۴/۰۹	۵/۰۲	۴/۹۰	۵/۵۲
بادی، خورشیدی و زباله‌سوز	۰/۰۴	۰/۰۴	۰/۰۷	۰/۰۹	۰/۱	۰/۰۹	۰/۲۴	۰/۸۱	۱/۸۴
جمع نیروگاه‌های تجدیدپذیر	۹/۰۷	۹/۴۸	۸/۸۹	۲/۳۱	۳/۳۶	۴/۱۸	۵/۲۶	۵/۷۱	۷/۳۵
جمع کل	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰

مأخذ: محاسبات انجام شده.

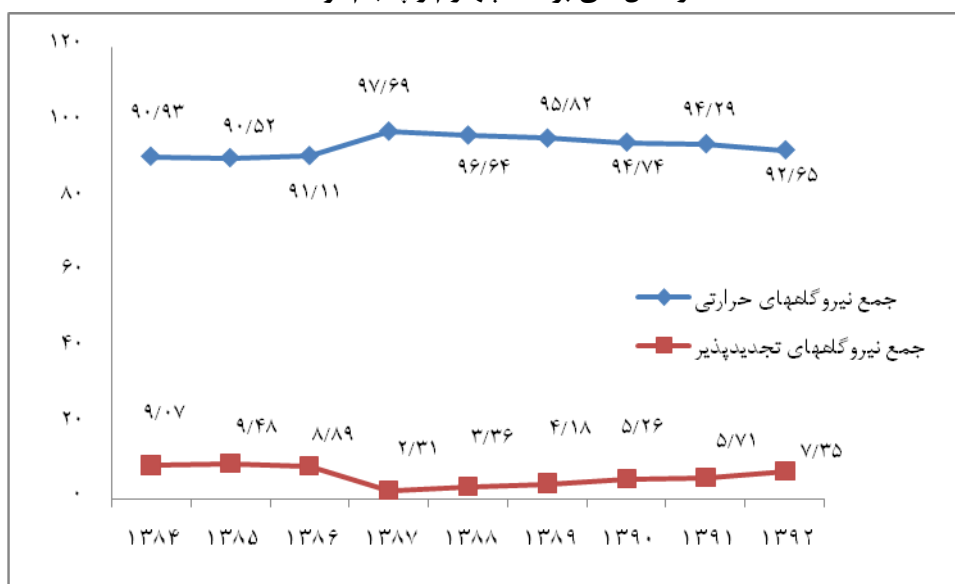
با توجه به توضیحات قبلی، نیروگاه‌های حرارتی بزرگ‌ترین تأمین‌کننده برق مورد نیاز کشور هستند و به‌رغم متوسط نرخ رشد بالا در تولید برق نیروگاه‌های تجدیدپذیر، سهم این نوع نیروگاه‌ها در تولید برق مورد نیاز کشور در سه سال اخیر حدود ۵ درصد است. ترکیب تولید برق در جدول ۱۴ نشان می‌دهد که از سال ۱۳۸۴ لغایت ۱۳۹۲ در ترکیب تولید برق نیروگاه‌های حرارتی تغییرات قابل توجهی اتفاق افتاده است. به‌گونه‌ای که سهم نیروگاه‌های بخاری و دیزلی دارای روندی کاهنده بود و برعکس، سهم نیروگاه‌های گازی و چرخه ترکیبی از روندی صعودی برخوردار بود. در این میان روند سهم نیروگاه‌های چرخه ترکیبی بیش از سایر نیروگاه‌های حرارتی بود.

نقش نیروگاه‌های برقابی در تأمین برق مورد نیاز کشور به وضعیت بارش در آن سال و آب موجود در پشت سدهای کشور بستگی دارد. براساس آنچه در جدول فوق آمده است، نقش اینگونه نیروگاه‌ها در تأمین برق مورد نیاز کشور همواره کمتر از ۱۰ درصد بود. در این میان به‌رغم تلاش‌هایی که برای توسعه و احداث نیروگاه‌های بادی، خورشیدی و زباله‌سوز در سال‌های برنامه چهارم و سه سال اول برنامه پنجم شد، سهم اینگونه نیروگاه‌ها در سال ۱۳۹۲ به حدود ۲ درصد رسیده است. نکته بسیار مهم این است که نیروگاه‌های حرارتی نقش قالب را در تأمین برق مورد نیاز کشور دارد و در سال‌های برنامه چهارم و پنجم توسعه بیش از ۹۰ درصد برق مورد نیاز کشور توسط این نوع نیروگاه‌ها تأمین



می‌شود. لذا در نظر گرفتن تمهیدات و تدابیری که بتواند این نوع از نیروگاه‌ها را کارآتر نماید از اهمیت بسیار زیادی برخوردار است و در دسترسی به برق پایدار و مطمئن بسیار ضروری است.

نمودار ۱۰. وضعیت سهم انواع نیروگاه‌های حرارتی و تجدیدپذیر در تولید برق در سال‌های برنامه چهارم و پنجم توسعه



همان‌طوری که در جداول پیشین آمده است، قدرت نامی نیروگاه‌های بخش خصوصی و عمومی در فاصله سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸ افزایش زیادی داشته است و از ۱۲۱۳ مگاوات در سال ۱۳۸۴ به ۴۹۷۷ مگاوات در سال ۱۳۸۸ رسیده است و این رقم نشان می‌دهد که در فاصله این سال‌ها قدرت نامی اینگونه نیروگاه‌ها بیش از ۴ برابر افزایش یافته است. اجرای قانون خصوصی‌سازی در بخش برق باعث شد در سال‌های ۱۳۸۹-۱۳۹۲ وضعیت قدرت نامی چنین نیروگاه‌هایی به افزایش خود ادامه دهد و به تناسب این افزایش، میزان تولید برق این نوع نیروگاه‌ها نیز افزایش یابد. مطابق اطلاعات مندرج در جدول زیر متوسط تولید برق بخش خصوصی و عمومی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۹ به میزان ۵۴/۲۸ درصد رشد داشته است. متوسط تولید برق این بخش در سه سال اول برنامه پنج‌ساله پنجم توسعه بیش از ۱۴۰ درصد رشد داشته است. این افزایش در واگذاری نیروگاه‌های برق به بخش‌های غیردولتی نظیر وزارت دفاع، سازمان تأمین اجتماعی و... ریشه دارد. این شیوه خصوصی‌سازی اجرای دقیق قانون اجرای سیاست‌های کلی اصل ۴۴ قانون اساسی نیست و بحث و بررسی آن وظیفه این نوشتار نیست.^۱

۱. البته در مورد واگذاری نیروگاه‌ها و اجرای اصل ۴۴ قانون اساسی مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی گزارش‌هایی را تهیه کرده است.

(گیگاوات ساعت)

ردیف	نام نیروگاه	نوع	سال بهره‌برداری	سال‌های برنامه چهارم						سه سال اول برنامه پنجم		
				۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۹۲
۱	زرگان	بخاری	و ۱۳۷۱ ۱۳۷۵	۱۵۹۸	۱۶۹۶	۱۲۵۹	۱۰۲۶	۱۴۰۸	۱۴۹۰۸۳۱	۱۱۰۶۶۱	۷۳۰۲۶۳	۶۶۱۶۳۹
۲	زرگان	گازی	و ۱۳۵۷ ۱۳۷۷	۳۸۰	۳۲۵	۳۳۹	۵۵۲	۳۹۰	۳۶۷۶۹۵	۱۳۸۶۴۲	۲۰۷۹۶۸	۲۹۱۶۳۹
۳	جنوب اصفهان (چهلستون)	گازی	و ۱۳۸۴ ۱۳۸۵	۴۱۳	۳۵۸۹	۳۲۷۳	۵۴۶۳	۵۰۳۹	۴۴۰۷۶۴۹	۴۰۶۴۹۰۷	۳۶۰۹۳۶۶	۳۲۹۳۹۴۳
۴	رودشور	گازی	و ۱۳۸۵ ۱۳۸۶	-	-	۳۱۹۹	۵۰۰۴	۴۴۱۶	۴۱۷۵۳۳۸	۴۲۵۹۰۶۱	۴۱۸۳۲۶۱	۴۰۰۲۰۴۹
۵	کهنوج	گازی	۱۳۸۶	-	-	۵۰	۸۴	۶۴	۷۷۲۷۴	۷۲۰۷۱	۱۰۵۳۰۲	۱۵۷۱۳
۶	عسلویه	گازی	و ۱۳۸۶ ۱۳۸۷	-	-	۸۰	۲۳۲۳	۴۳۲۴	۳۷۴۵۱۴۸	۴۲۶۰۵۱۵	۴۳۰۱۰۹۱	۴۳۴۸۱۶
۷	فردوسی	گازی	و ۱۳۸۶ ۱۳۸۷	-	-	۱۰۱	۱۰۳۶	۹۹۳	۲۴۹۱۲۷۶	۲۳۵۷۸۷۵	۲۵۱۱۸	۲۶۶۵۸۴
۸	خرمشهر	گازی	۱۳۸۸	-	-	-	-	۱۳۲۵	۲۲۲۵۲۷	۲۵۶۴۱۶۲	۲۷۶۰۱۴۵	۲۸۳۶۲۳
۹	نوشهر	گازی	۱۳۸۸	-	-	-	-	۰۰۴۷	۷۳۷۰۷	۳۱۰۷۱	۳۰۴۹۶	۳۰۱۲
۱۰	کاشان	گازی	۱۳۸۸	-	-	-	-	۲۲۶	۱۱۳۹۸۸	۱۰۵۹۳	۱۳۰۶۱۱۹	۱۴۳۶۸۹۱
۱۱	گلستان	گازی	و ۱۳۵۷ ۱۳۸۶	-	-	-	-	-	۷۰۶۰۷۸	۱۱۲۵۶۹۳	۲۰۳۹۷۵۱	۲۵۷۵۵۳۵
۱۲	زواره	ترکیبی	۱۳۹۰	-	-	-	-	-	-	۳۷۶۵۵۴	۸۴۸۵۷۷	۱۴۹۲۶۶۲
۱۳	حافظ	گازی	-	-	-	-	-	-	-	۱۶۹۵۹۴	۲۳۴۸۹۰۸	۳۲۰۶۲۸۲
۱۴	پره‌سر	ترکیبی	-	-	-	-	-	-	-	-	۱۰۱۲۵۸۲	۱۰۲۶۶۴۶
۱۵	گناوه	گازی	-	-	-	-	-	-	-	-	۲۰۰۳۲۵	۶۸۶۶۲۴
۱۶	شیرکوه	ترکیبی	-	-	-	-	-	-	-	-	۴۷۹۱۳	۷۸۰۲۸۶
۱۷	تبریز	بخاری	-	-	-	-	-	-	-	-	-	۴۶۲۰۰۴۹
۱۸	تبریز	گازی	-	-	-	-	-	-	-	-	-	۰۹۳۱
۱۹	شهید محمد منتظری	گازی	-	-	-	-	-	-	-	-	-	۱۱۸۸۳۴۸
۲۰	منتظر قائم	گازی	-	-	-	-	-	-	-	-	-	۳۷۳۹۴۴
۲۱	مشهد	گازی	-	-	-	-	-	-	-	-	-	۳۸۰۱۳۵
۲۲	مشهد	بخاری	-	-	-	-	-	-	-	-	-	۹۳۵۱۶۴
۲۳	ارومیه	ترکیبی	-	-	-	-	-	-	-	-	-	۲۸۸۸۱۷
۲۴	پرند	گازی	-	-	-	-	-	-	-	-	-	۳۱۵۰۴۷۷
۲۵	شریعتی	گازی	-	-	-	-	-	-	-	-	-	۸۹۰۲۸
۲۶	قدس سمنان	گازی	-	-	-	-	-	-	-	-	-	۱۴۰۰۸۵۷
۲۷	چابهار	گازی	-	-	-	-	-	-	-	-	-	۱۸۴۵۶۸۲
۲۸	شهید زینق یزد	گازی	-	-	-	-	-	-	-	-	-	۲۹۶۶۳۶
۲۹	خوی	ترکیبی	-	-	-	-	-	-	-	-	-	۲۲۷۶۱۰۴
۳۰	منتظر قائم	ترکیبی	-	-	-	-	-	-	-	-	-	۵۳۸۲۹۸۴
۳۱	دماوند	ترکیبی	-	-	-	-	-	-	-	-	-	۱۲۶۹۸۰۴
۳۲	قم	ترکیبی	-	-	-	-	-	-	-	-	-	۴۵۸۹۵
۳۳	شریعتی	ترکیبی	-	-	-	-	-	-	-	-	-	۲۱۲۵۲۲۶
۳۴	نیشابور	ترکیبی	-	-	-	-	-	-	-	-	-	۶۰۲۸۱۶۲
۳۵	آبادان	ترکیبی	-	-	-	-	-	-	-	-	-	۲۰۰۹۴۲۹
۳۶	سنندج	ترکیبی	-	-	-	-	-	-	-	-	-	۵۵۱۲۴۲۸
۳۷	فارس	ترکیبی	-	-	-	-	-	-	-	-	-	۶۰۲۱۹۹۶
۳۸	کازرون	ترکیبی	-	-	-	-	-	-	-	-	-	۷۳۰۹۵۳۷



ردیف	نام نیروگاه	نوع نیروگاه	سال بهره‌برداری	سال‌های برنامه چهارم					سه سال اول برنامه پنجم			
				۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۹۲
۳۹	گیلان	ترکیبی	-	-	-	-	-	-	-	-	-	۸۳۶۷۸۸۴
۴۰	سبلان	گازی	-	-	-	-	-	-	-	-	-	۲۴۸۸۳۰۸
۴۱	تولید پراکنده	گازی	-	-	-	-	-	-	-	۱۴۶۵۸۶	۲۹۳۲۴۴	۵۰۶۹۸۹
۴۲	انرژی‌های نو	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	۶۶۲۱۲
	جمع	-	-	۲۳۹۱	۵۶۱۰	۸۳۰۱	۱۵۴۸۸	۱۸۱۸۵۷	۲۰۹۰۰۱۵	۲۱۸۱۳۵۶	۲۵۴۲۶۵	۲۶۲۱۹۲

مأخذ:

- وزارت نیرو، آمار تفصیلی صنعت برق ایران، تولید نیروی برق، سال‌های مختلف.
- محاسبات انجام شده

۸-۱. تولید برق نیروگاه‌های صنایع بزرگ

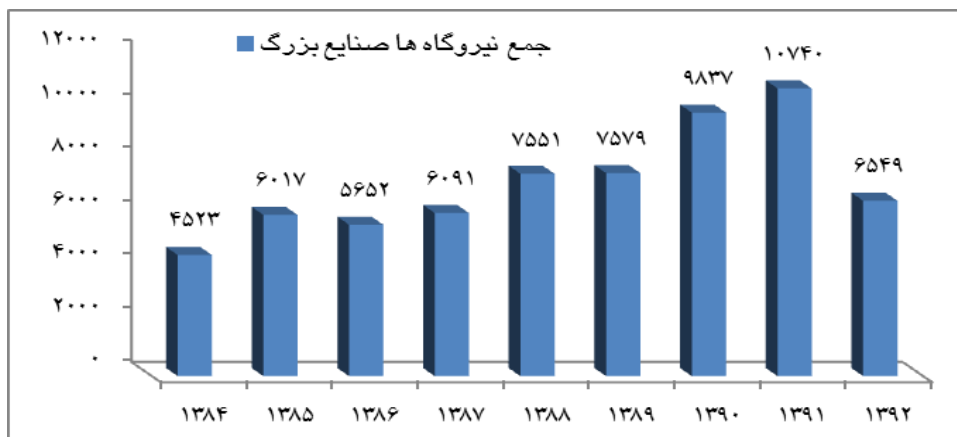
بخشی از برق مورد نیاز کشور توسط نیروگاه‌های صنایع بزرگ که با شبکه برق کشور انرژی مبادله می‌کنند، تأمین می‌شود. میزان برقی که اینگونه صنایع به شبکه برق کشور در سال‌های برنامه پنج‌ساله چهارم و سه سال اول برنامه پنج‌ساله پنجم تحویل داده‌اند به ترتیب از متوسط نرخ رشد ۱۰/۹ و رشد منفی ۱۸/۴ درصد برخوردار بود. جزئیات مربوط به تولید آن در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۲ در جدول ۱۵ و نمودار مربوط به آن در ادامه ارائه شده است.

جدول ۱۶. تولید برق نیروگاه‌های صنایع بزرگ در سال‌های ۱۳۹۲-۱۳۸۴ (گیگاوات ساعت)

ردیف	نام نیروگاه	نوع نیروگاه	سال‌های برنامه چهارم توسعه							سه سال اول برنامه پنجم		
			۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۹۲	
۱	تراکتورسازی	گاز	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
۲	پتروشیمی تبریز	گاز	-	-	-	-	۴۵	۴۸/۲۲	۰/۱۵	-	-	
۳	ذوب آهن	بخار	۸۴۲	۷۶۵	۸۱۱	۷۶۲	۷۴۴	۷۷۲۷۷	۹۱۹۳۰	۱۳۵۰۳۱	۱۲۸۸۲۰	
		گاز	۷	۳۹	۵	۲۴	۶	-	-	-	-	
۴	فولاد مبارکه	بخار	۱۲۷۰	۱۲۲۵	۱۱۵۸	۱۳۰۱	۱۲۷۸	۱۳۴۷۹۹	۱۲۰۹۵۵	۱۱۴۲۴۰	۱۱۷۱۸۰	
		گاز	۴۶۵	۵۹۱	۷۰۵	۶۵۳	۶۰۳	۱۴۴۴۲	۶۳۳۹۰	۴۸۲۶۵	۶۴۲۱۰	
۵	پتروشیمی رازی	گاز	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
۶	پتروشیمی فجر	گاز	۱۳۶۱	۱۳۹۷	۱۹۶۱	۲۱۱۳	۳۱۲۷	۱۶۶۱۷۷	۴۰۸۰۳۱	۴۵۶۴۷۸	۷۸۶۹۷	
۷	پتروشیمی مبین	گاز	-	۱۴۵۶	۳۸۷	۵۳۱	-	-	۲۴/۷۲	-	-	
۸	مس سرچشمه	بخار	۹۸	۱۰۲	۱۰۰	۱۰۰	۸۸	۱۱۳۲۸	۱۱۱۶۷	۸۹/۹۰	۹۸/۵۰	
		گاز	۴۸۰	۴۴۲	۵۲۵	۵۹۸	۵۳۵	۵۵۳۲۸	۴۵۲۶۲	۴۱۰۰۹	۴۴۰۴۵	
۹	چادرملو	گاز	۰/۰۹	۰/۵۳۹	-	۶	۵	۱/۶۶	-	-	-	
۱۰	پارس جنوبی	-	-	-	-	۳	۱۰۷۰	۲۳۱۸۴۹	۱۷۲۶۱۵	۱۶۶۸۶۳	۱۹۰۹۸۹	
۱۱	پتروشیمی شیراز	بخار	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
۱۲	پتروشیمی بندر امام	گاز	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
۱۳	پتروشیمی خراسان	بخار	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
۱۴	پتروشیمی ایلام	گاز	-	-	-	-	-	۲۱۸۹۲	۱۳۳۲۹	۸/۹۱	-	
۱۵	پالایش گاز ایلام	گاز	-	-	-	-	۵۰	-	-	-	۹/۴۵	
۱۶	گاز مایع (LNG)	-	-	-	-	-	-	۳۹۷۷۷	۵۴۴۹۰	۱۰۲۲۲۱	۲۰۱۸۶	
	جمع		۴۵۲۳	۶۰۱۷	۵۶۵۲	۶۰۹۱	۷۵۵۱	۷۵۷۹	۹۸۳۷	۱۰۷۴۰	۶۵۴۹	

مأخذ: همان.

نمودار ۱۱. وضعیت تولید برق توسط نیروگاه‌های صنایع بزرگ در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۲



۹-۱. ترکیب و سهم تولید انرژی برق به تفکیک مالکیت نیروگاه‌ها

توضیحات پیشین نشان می‌دهد که سه گروه از نیروگاه‌های برق وظیفه تأمین برق مورد نیاز کشور را به عهده دارند. این سه گروه عبارتند از: نیروگاه‌های وزارت نیرو، نیروگاه‌های متعلق به بخش خصوصی، شبه‌دولتی و عمومی و نیروگاه‌های اختصاصی صنایع بزرگ. هر کدام از اینها بخشی از برق مورد نیاز کشور را تأمین کردند و بر این اساس سهم آنها در این قسمت متفاوت است. جزئیات مربوط به آن در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۲ در جدول و نمودار ۱۳ ارائه شده است.

جدول ۱۷. ترکیب انرژی تولیدی به تفکیک مالکیت نیروگاه‌های برق کشور در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۲

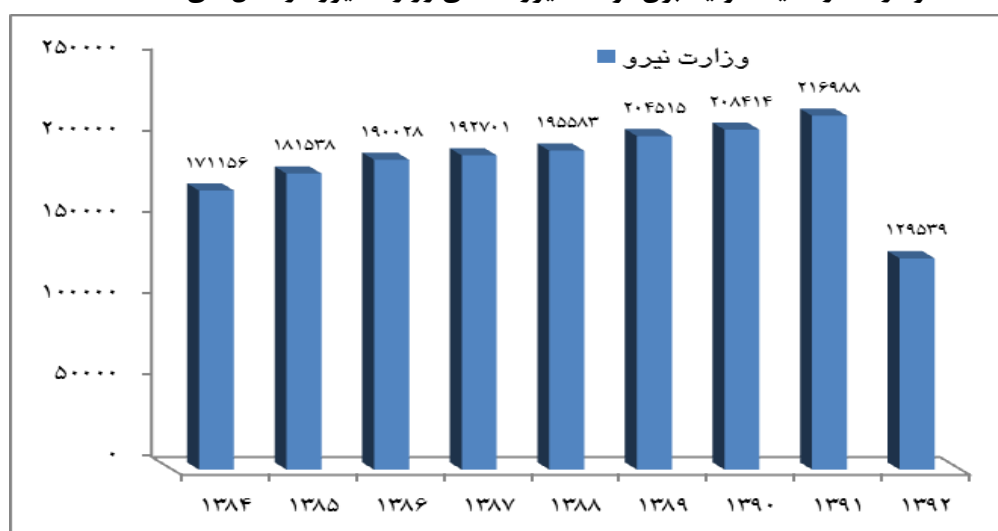
سال	وزارت نیرو		بخش خصوصی و شبه‌دولتی		صنایع بزرگ		جمع
	گیگاوات ساعت	درصد از کل	گیگاوات ساعت	درصد از کل	گیگاوات ساعت	درصد از کل	
۱۳۸۳	۱۶۰۰۲۸	۹۸/۲۶	-		۲۸۴۲	۱/۷۴	۱۶۲۸۷۰
۱۳۸۴	۱۷۱۱۵۶	۹۶/۱۲	۲۳۹۱	۱/۳۴	۴۵۲۳	۲/۵۴	۱۷۸۰۷۰
۱۳۸۵	۱۸۱۵۳۸	۹۳/۹۸	۵۶۱۰	۲/۹۰	۶۰۱۷	۳/۱۱	۱۹۳۱۶۵
۱۳۸۶	۱۹۰۰۲۸	۹۳/۱۶	۸۳۰۱	۴/۰۷	۵۶۵۲	۲/۷۷	۲۰۳۹۸۱
۱۳۸۷	۱۹۲۷۰۱	۸۹/۹۳	۱۵۴۸۸	۷/۲۳	۶۰۹۱	۲/۸۴	۲۱۴۲۸۰
۱۳۸۸	۱۹۵۵۸۳	۸۸/۳۷	۱۸۱۸۵	۸/۲۲	۷۵۵۱	۳/۴۱	۲۲۱۳۱۹
۱۳۸۹	۲۰۴۵۱۵	۸۷/۷۸	۲۰۸۹۹	۸/۹۷	۷۵۷۹	۳/۲۵	۲۳۲۹۹۳
۱۳۹۰	۲۰۸۴۱۴	۸۶/۸۲	۲۱۸۱۴	۹/۰۹	۹۸۳۷	۴/۱۰	۲۴۰۰۶۵
۱۳۹۱	۲۱۶۹۸۸	۸۵/۳۴	۲۶۵۳۷	۱۰/۴۴	۱۰۷۴۰	۴/۲۲	۲۵۴۲۶۵
۱۳۹۲	۱۲۹۵۳۹	۴۹/۴۱	۱۲۶۱۰۳	۴۸/۱۰	۶۵۴۹	۲/۵۰	۲۶۲۱۹۱

مأخذ: محاسبات انجام شده.

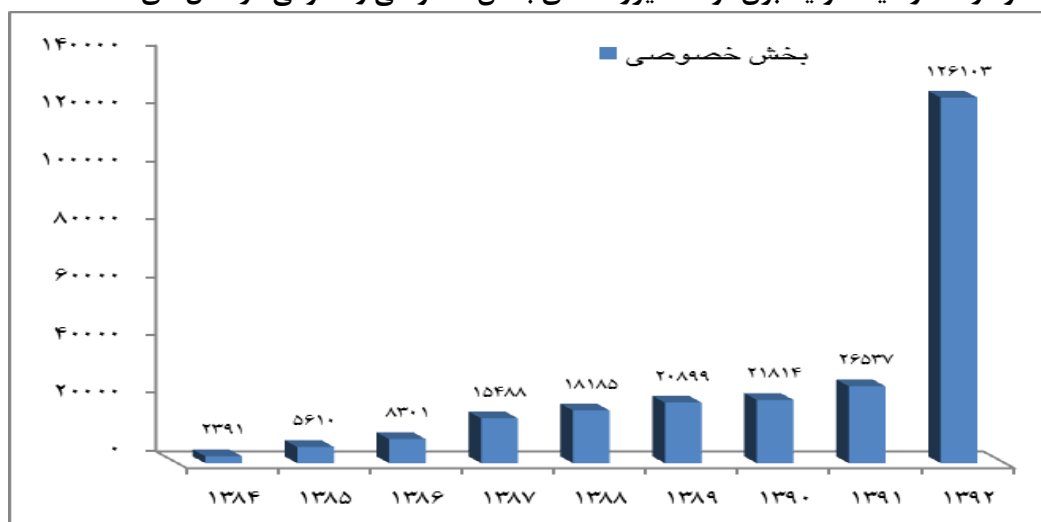


آنچه در این جدول آمده است گویای این واقعیت است که سهم نیروگاه‌های وزارت نیرو در تأمین برق مورد نیاز کشور کاهشی بود و از ۹۸/۳ درصد در سال ۱۳۸۳ به ۴۹ درصد در سال ۱۳۹۲ کاهش یافته است. از طرف دیگر بر نقش بخش خصوصی، شبه‌دولتی و عمومی (با در نظر گرفتن شیوه واگذاری نیروگاه‌ها و خصوصی‌سازی در این بخش) در تأمین برق مورد نیاز کشور در سال‌های موردنظر افزوده شده است. این در حالی است که نقش نیروگاه‌های صنایع بزرگ در تأمین برق از تفاوت چندانی برخوردار نبوده است.

نمودار ۱۲. وضعیت تولید برق توسط نیروگاه‌های وزارت نیرو در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۲



نمودار ۱۳. وضعیت تولید برق توسط نیروگاه‌های بخش خصوصی و عمومی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۲



با اقداماتی که توسط دولت در کلیه ادوار انجام شده است، برق مورد نیاز بخش‌های مختلف کشور تاکنون تأمین شده است. این برق مورد نیاز با توجه به مطالب ارائه شده تا این قسمت از گزارش توسط نیروگاه‌های وابسته به وزارت نیرو، صنایع بزرگ و بخش خصوصی و عمومی و با فعالیت ۲۵ نیروگاه

بخاری، ۷۸ نیروگاه گازی (۱۸ واحد تولید پراکنده)، ۱۵ نیروگاه سیکل ترکیبی، ۴۵ نیروگاه دیزلی، ۴۸ نیروگاه آبی بزرگ، متوسط، کوچک و مینی، ۱۸۰ توربین بادی، ۴ واحد فتوولتائیک و ۳ نیروگاه بیوگازسوز تأمین شده است. با توجه به سیاست‌های اتخاذ شده درخصوص تأمین برق مورد نیاز کشور، تلاش شده است تا به تناسب نیاز کشور به برق، بر ظرفیت نامی و به تناسب آن بر ظرفیت عملی انواع نیروگاه‌های کشور افزوده شود. بدین منظور و با توجه به اقداماتی که از ابتدای انقلاب و به‌طور گسترده‌تر، پس از پایان جنگ تحمیلی آغاز شد، در سال ۱۳۹۰، با راه‌اندازی نیروگاه اتمی بوشهر، ۱۰۲۰ مگاوات بر ظرفیت اسمی نیروگاه‌های کشور اضافه شده است.

مطابق محاسبات مندرج در جدول ۱۲ نسبت توان عملی به اسمی نیروگاه‌های بخاری بیش از ۹۵ درصد، نیروگاه‌های سیکل ترکیبی و گازی بین ۸۰ لغایت ۸۵ درصد و نیروگاه‌های دیزلی بین ۶۰ الی ۶۵ درصد است. در میان انواع این نیروگاه‌ها، شرایط محیطی بیشترین تأثیر را در ظرفیت عملی نیروگاه‌های گازی و واحدهای گازی نیروگاه‌های سیکل ترکیبی را دارد. زیرا طراحی این نوع نیروگاه‌ها برخلاف نیروگاه‌های بخاری براساس شرایط محیطی هر محل نبوده و مطابق ارتفاع صفر از سطح دریای آزاد و دمای ۱۵ درجه سانتیگراد و رطوبت نسبی ۶۰ درصد می‌باشد.

مطابق ماده (۱۳۳) قانون برنامه پنج‌ساله پنجم توسعه، باید سالیانه به‌طور متوسط ۵۰۰۰ مگاوات بر توان تولید برق کشور اضافه شود. با اقدامات انجام شده، در سه سال اول برنامه پنج‌ساله پنجم توسعه فقط در مجموع ۹۰۷۷ مگاوات به این ظرفیت اضافه شده است. این به معنای این است که به‌طور متوسط حدود ۳۰۲۶ مگاوات به ظرفیت نامی نیروگاه‌ها اضافه شد. به عبارت بهتر، در ایجاد شاخص ظرفیت نامی نیروگاه‌های کشور سالیانه به‌طور متوسط ۲۰۰۰ مگاوات از اهداف برنامه عقب‌تر است. با توجه به اینکه ۱۰۲۰ مگاوات از ظرفیت اسمی نیروگاه اتمی بوشهر که در سال ۱۳۹۰ به بهره‌برداری رسید، اگر از ۳۰۲۶ مگاوات کسر گردد، عملاً در سال ۱۳۹۰ این مربوط به سال ۱۳۹۰ است در سه سال اول برنامه ۲۰۰۰ مگاوات به ظرفیت نامی اضافه شده است. در مجموع با ظرفیت نامی نصب شده در سال ۱۳۹۲، در این شاخص ایران در بین ۱۴ کشور برتر دنیا قرار گرفت است.

۱۰-۱. تبادل انرژی با کشورهای دیگر

با توجه به موقعیت جغرافیایی و طبیعی ایران در منطقه خاورمیانه و قرار گرفتن در منطقه‌ای که با ۱۵ کشور همسایه است، از این منظر فرصت بسیار مناسبی در اختیار کشور است تا به‌گونه‌ای اقدام کند که در قالب پیگیری اهداف اقتصادی، اثرگذاری سیاسی خود را در منطقه توسعه دهد و از این طریق بتواند مباحث مربوط به توسعه و امنیت پایدار را پیگیری کند که این هدف برنامه‌های وزارت نیرو نیز مورد توجه قرار گرفته است و در این مورد حتی موضوع مربوط به برقراری مناسبات شفاف در داخل



به منظور تعیین هزینه سوخت برای برق صادراتی، حمایت از بخش خصوصی برای توسعه تجارت منطقه‌ای برق، اعطای مجوز صادراتی به تولیدکنندگان برق و افزایش ظرفیت تبادل برق با کشورهای منطقه مد نظر قرار گرفته است.^۱ با توجه به وضعیت آب و هوایی ایران و همسایگان شمالی و جنوبی و اختلاف دمایی که در فصول مختلف سال وجود دارد، به مبادله برق اقدام می‌کند. با استفاده از این فرصت‌ها، در حال حاضر ایران با برخی از کشورهای همسایه نظیر ترکمنستان، ارمنستان، آذربایجان، نخجوان، عراق، ترکیه، پاکستان و افغانستان تبادل برق را انجام می‌دهد.

جدول ۱۸. تبادل انرژی با کشورهای همسایه در سال‌های ۱۳۹۳-۱۳۸۴ (گیگاوات ساعت)

نام کشور	آذربایجان (ایمشی)	آذربایجان (نخجوان)	ارمنستان	ترکیه	ترکمنستان	افغانستان	پاکستان	عراق	جمع
برنامه چهارم توسعه	صادرات	-	۶۴۸	۳۶۸	۵۳۵	۳	۶۶	۱۳۷	۲۷۶۰
	واردات	۵۶۰	-	۳۷۵	-	۱۱۴۸	-	-	۲۰۸۴
	تراز	-۵۶۰	۶۴۸	-۷	۵۳۵	-۱۱۴۵	۶۶	۱۳۷	۶۷۷
	صادرات	۱۱	۵۶۱	۳۱۶	۵۷۶	۲	۱۳۴	۱۷۲	۲۷۷۴
	واردات	۵۳۶	-	۴۲۸	-	۱۵۷۶	-	-	۲۵۴۱
	تراز	-۵۲۵	۵۶۱	-۱۱۲	۵۷۶	-۱۵۷۴	۱۳۴	۱۷۲	۲۳۴
	صادرات	-	۷۵	۳۶۱	۶۰۸	۴	۲۰۶	۱۸۱	۲۵۲۰
	واردات	۲۹۸	۵۶	۳۱۰	-	۱۱۷۸	-	-	۱۸۴۲
	تراز	-۲۹۸	۱۹	۵۱	۶۰۸	-۱۱۷۴	۲۰۶	۱۸۱	۶۷۸
	صادرات	-	۶۹	۴۲۲	۴۵۳	۲	۲۸۶	۲۲۸	۳۸۷۵
	واردات	۲۹۹	۴۹	۳۵۶	-	۹۸۱	-	-	۱۶۸۴
	تراز	-۲۹۹	۲۰	۶۶	۴۵۳	-۹۷۹	۲۸۶	۲۲۸	۲۱۹۱
سه سال اول برنامه پنجم	صادرات	۰	۶۹/۷۴۲	۱۱۸/۳۰۱	۸۲۲/۱۹۶	۰/۷۷۷	۴۴۵/۵۷۰	۲۶۵/۶۰۵	۶۷۰۷/۰۱۳
	واردات	۲۰	۶۹/۲	۱۱۴۸/۷	-	۱۷۷۷/۳	-	-	-
	تراز	-۲۰	۰/۵۴۲	-۱۰۳۰/۳۹۹	۸۲۲/۱۹۶	-۱۷۷۶/۵۲۳	۴۴۵/۵۷	۲۶۵/۶۰۵	۶۷۰۷/۰۱۳
	صادرات	۰	۵۵/۹۱۹	۵۶/۵۹	۱۱۱۸	۷/۹۹	۵۷۷/۴۷	۲۷۱	۸۶۶۸/۱۵
	واردات	۱/۵۹	۵۶/۷۹	۱۵۰۸/۳۷	-	۲۰۸۹/۳۰۳	-	-	-
	تراز	-۱/۵۹	-۰/۸۷۱	-۱۴۵۱/۷۸	۱۱۱۸	-۲۰۸۱/۳۱۳	۵۷۷/۴۷	۲۷۱	۸۶۶۸/۱۵
	صادرات	۰/۲۵	۵۹/۳	۶/۶۱	۱۹۱۲/۰۱	۷/۹۴	۶۳۹/۵	۳۶۸/۶	۱۱۰۲۹/۱۱
	واردات	۲/۱۲	۵۹/۷	۱۵۸۲/۱۷	-	۲۲۵۳/۲۰	-	-	-
	تراز	-۱/۸۷	-۰/۴	-۱۵۷۵/۵۶	۱۹۱۲/۰۱	-۲۲۴۵/۲۶	۶۳۹/۵	۳۶۸/۶	۱۱۰۲۹/۱۱
	صادرات	۰	۶۵/۱۱	۸۲/۱۷	۲۳۹۴/۵	۳/۴۴	۷۹۵/۶	۴۱۳/۵۱	۷۸۳۱/۲۳
	واردات	۵/۸۲	۶۴/۷۳	۱۱۰۳/۲	-	۲۵۲۳/۲۳	-	-	-
	تراز	-۵/۸۲	۰/۳۸	-۱۰۲۱/۰۳	۲۳۹۴/۵	-۲۵۲۹/۷۹	۷۹۵/۶	۴۱۳/۵۱	۷۸۳۱/۲۳

مآخذ:

- وزارت نیرو، آمار تفصیلی صنعت برق ایران، تولید نیروی برق، سال‌های مختلف.
- محاسبات انجام شده.

۱. وزارت نیرو، اسناد توسعه بخش برق کشور.

علاوه بر کشورهای فوق‌الذکر و براساس مذاکرات انجام شده، قرار است ایران از طریق کابل‌های دریایی ۲۳۰ کیلووات به امارات و دبی برق انتقال دهد. ارتباطات الکتریکی ایران با کشورهای همسایه به لحاظ وضعیت صنعت برق و شبکه آنان چندان قوی نیست. ولی اگر وزارت نیرو بتواند شبکه برق ایران را در آینده از طریق کشورهای نظیر ارمنستان و یا آذربایجان به شبکه برق روسیه متصل کند، در این صورت ضمن اینکه شبکه ایران می‌تواند به شبکه برق اروپا اتصال یابد، به‌عنوان یک مرکز تبادل انرژی بین روسیه و سایر کشورهای همسایه عمل خواهد کرد. زیرا با توجه به مازاد برق روسیه در تابستان، می‌توان برق آن کشور را از طریق ایران به کشورهای نظیر عراق، پاکستان و کشورهای حاشیه خلیج فارس ترانزیت کرد. پیگیری این روش باعث می‌شود با توجه به نیاز ایران به برق در تابستان، بخشی از نیازهای مناطقی از کشور نظیر خوزستان هم قابل تأمین باشد.

۱۱-۱. حداکثر بار شبکه

مصرف برق در طول سال یکنواخت نیست و در فصول، ماه‌ها و ساعات مختلف روز متفاوت است و در برخی از زمان‌ها شبکه با پیک مصرف مواجهه می‌شود. لذا با توجه به اهمیت وجود تعادل آنی در عرضه و تقاضای برق در کشور و برای جلوگیری از وقوع خاموشی در کشور لازم است بین حداکثر بار شبکه و حداکثر نیاز مصرفی تعادل وجود داشته باشد. گرمای هوا در کشور عامل بسیار مهمی در افزایش پیک بار و اعمال خاموشی و یا محدودیت در تأمین بار کشور است. علاوه بر این، وضعیت بارندگی نیز عاملی تأثیرگذار برافزایش پیک‌بار است و در سال‌هایی که گرمای هوا زیاد باشد و خشکسالی شدیدی اتفاق بیافتد، شبکه به وضعیت بحرانی می‌رسد، زیرا نه تنها گرمای هوا در کاهش تولید نیروگاه‌های حرارتی و نیز کاهش ظرفیت کابل‌ها و شبکه‌های انتقال و توزیع تأثیر بسزایی دارد، بلکه کاهش تولید برقایی، افزایش مصارف پمپاژ آب و افزایش هرگونه مصرفی که با توجه به گرمای هوا اتفاق می‌افتد در بحرانی کردن شبکه مؤثرند. چگونگی مربوط به این وضعیت در سال‌های ۱۳۹۱-۱۳۸۱ در جدول ۱۹ ارائه شده است.

جدول ۱۹. حداکثر بار شبکه و حداکثر نیاز مصرف در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۳ (مگاوات)

شرح	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱
حداکثر بار تأمین شده همزمان با حداکثر نیاز مصرف شبکه	۲۳۳۵۵	۲۶۷۰۳	۲۸۰۷۶	۳۱۰۶۲	۳۳۷۲۹	۳۴۸۵۰	۳۴۳۳۳	۳۷۸۷۸	۳۹۴۴۱	۴۲۳۶۷	۴۳۴۵۹
حداکثر نیاز مصرف اصلاح شده همزمان	۲۴۷۵۰	۲۷۱۰۷	۲۹۲۶۷	۳۲۳۰۲	۳۴۲۶۹	۳۴۹۸۳	۳۷۶۵۱	۳۷۸۷۸	۴۰۲۳۹	۴۲۳۶۷	۴۳۴۵۹

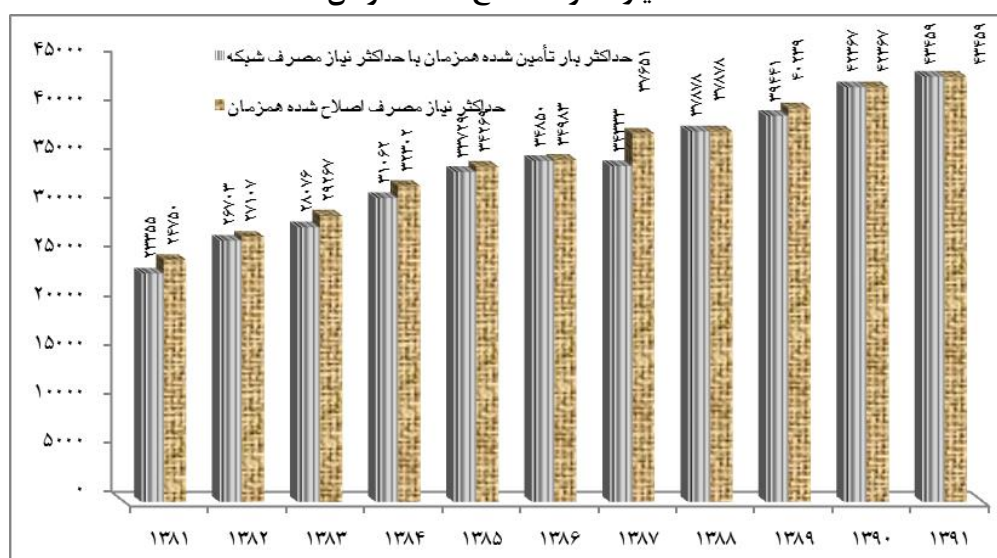
مأخذ: ترازنامه هیدروکربوری، ۱۳۹۱.



آنچه در این جدول آمده است نشان می‌دهد که اختلاف بین حداکثر بار شبکه و حداکثر نیاز مصرف در سال‌های ۱۳۸۶-۱۳۸۱ در حد ۱۰۰۰ مگاوات بوده و در سال ۱۳۸۷ این اختلاف بیش از ۳۰۰۰ مگاوات شده است و چنین وضعیتی به خشکسالی و ناتوانی در استفاده از نیروگاه‌های برقی برمی‌گردد. در سال‌های ۱۳۸۸ لغایت ۱۳۹۱ این اختلاف به حداقل رسیده است که دلیل آن در استفاده از انرژی برقی ریشه دارد. نکته دیگری که در این جدول وجود دارد این است که در برخی از سال‌ها بین این دو شاخص اختلاف چندانی وجود ندارد و این نشان‌دهنده وضعیت مطلوب برق‌رسانی در کشور است.

نمودار ۱۴. مقایسه حداکثر بار تأمین شده همزمان با حداکثر نیاز مصرف و حداکثر

نیاز مصرف اصلاح شده همزمان



۱۲-۱. ضریب بار تولیدی نیروگاه‌های برق کشور

ضریب بار تولیدی، نسبت کل انرژی تولیدی طی یک دوره مشخص (عموماً یکساله) به حاصلضرب پیک بار سیستم و طول دوره مربوطه برحسب ساعت محاسبه می‌شود. این ضریب یکی از معیارهای استفاده بهینه از نیروگاه‌ها و ضریب بار تولیدی آن است و هرچه درصد ضریب بار تمام نیروگاه‌ها بیشتر باشد اختلاف بار ساعات پیک و سایر اوقات شبانه‌روز کمتر است. تنوع آب و هوایی در کشور از یک طرف و تنظیم نحوه استفاده از برق و یا مدیریت مصرف در بهبود ضریب بار بسیار مؤثر است. داشتن ضریب بار مطلوب در شبکه برق از نظر اقتصادی به‌ویژه در کاهش سرمایه‌گذاری‌های صنعت برق مؤثر است. در جدول ۲۰ ضریب بار تولیدی نیروگاه‌ها در سال‌های ۱۳۸۳ لغایت ۱۳۹۲ ارائه شده است.

جدول ۲۰. ضریب بار تولیدی نیروگاه‌ها

(درصد)

سال	۱۳۸۳	برنامه چهارم توسعه							سه سال اول برنامه پنجم		
		۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۹۲	
هدف	۶۱	۶۵/۲	۶۴/۲	۶۳	۶۳/۲	۶۲/۹	*	*	*	*	
عملکرد	۶۷/۲	۶۶/۱	۶۵/۹	۶۷/۵	۷۱/۲	۶۷	۶۸/۴	۶۴/۹	۶۶/۹	۶۵/۶	
درصد تحقق	۱۱۰	۱۰۱	۱۰۲/۷	۱۰۷/۱	۱۱۲/۷	۱۰۶/۵					

مأخذ: وزارت نیرو، ترازنامه انرژی سال‌های مختلف.

* اطلاعات در دسترس نیست.

از آنجایی که ضریب بار تولیدی نیروگاه‌ها با میزان انرژی تولیدی نسبت مستقیم ولی با بار تأمین شده همزمان شبکه نسبت معکوس دارد، بنابراین در سال‌هایی که شبکه از نظر خاموشی‌ها و یا محدودیت‌های تأمین نیرو در وضعیت بهتری قرار دارد این ضریب معقول و متناسب است. به همین منظور در اهداف وزارت نیرو برای پیش‌بینی ضریب بار، همواره تأمین بار شبکه اولاً بدون محدودیت و پیک‌سای و ثانیاً بدون افت ولتاژ و فرکانس در شبکه‌ها در نظر گرفته شده است. بدین صورت که در وزارت نیرو کوشش می‌شود علاوه بر اجتناب از ایجاد محدودیت در تأمین بار، ولتاژ سطوح مختلف شبکه هرچه بیشتر به ولتاژ اسمی نزدیک‌تر شود که در این صورت بار تأمین شده شبکه به‌مراتب زیاده‌تر شده در نتیجه ضریب بار کاهش می‌یابد. ولی عملاً با توجه به محدودیت‌هایی که به‌وجود می‌آید، بار شبکه کاهش یافته و در نتیجه ضریب بار عملکردی افزایش می‌یابد.

ضریب بار در چهار سال از برنامه چهارم بین ۶۶ تا ۶۷ درصد بوده است ولی ضریب بار سال ۱۳۸۷ به رقم ۷۱/۲ بالغ گردید. این رقم در حقیقت نه تنها نمایانگر بهبود سیستم برق کشور نیست بلکه نشان‌دهنده وضعیت بحران در آن است. زیرا در سال ۱۳۸۷ به‌علت خاموشی‌ها و محدودیت‌های زیاد، میزان بار تأمین شده شبکه حتی از سال ۱۳۸۶ هم کمتر بوده است. لذا ضریب بار سال ۱۳۸۷ را می‌توان غیرواقعی یا مجازی تصور کرد. درحالی که اگر این ضریب برای سال ۱۳۸۷ با توجه به نیاز واقعی مصرف محاسبه شود حدود ۶۵ درصد به‌دست خواهد آمد. گفتنی است در یک سیستم برق مطمئن که تولید برق بدون محدودیت و خاموشی پاسخگوی نیاز مصرف باشد، بهبود ضریب بار از طریق مدیریت مصرف، به‌ویژه واقعی شدن نرخ برق با تعرفه‌های متنوع در ساعات مختلف شبانه‌روز امکان‌پذیر است.

۱۳-۱. مصارف داخلی نیروگاه‌ها

ماشین‌آلات و تجهیزات موجود در نیروگاه‌های کشور نظیر پمپ‌های تغذیه دیگ بخار و فن‌های برج خنک‌کننده بخشی از انرژی برق تولید شده نیروگاه را مصرف می‌نمایند. به همین دلیل بین میزان برق



تولید شده توسط نیروگاه و آنچه به شبکه‌های انتقال تحویل داده می‌شود تفاوت وجود دارد. مصارف داخلی نیروگاه‌ها به دو قسمت فنی و غیرفنی قابل تقسیم است که بیش از ۹۵ درصد کل مصارف داخلی به مصرف فنی و بقیه آن به مصارف غیرفنی (اداری و روشنایی محوطه‌ها) مربوط می‌شود. جزئیات مربوط به مصارف داخلی نیروگاه‌ها به تفکیک نوع نیروگاه در جدول زیر ارائه شده است.

جدول ۲۱. مصارف داخلی نیروگاه‌ها به تفکیک نوع نیروگاه در سال‌های ۱۳۹۲-۱۳۸۴

(گیگاوات ساعت)

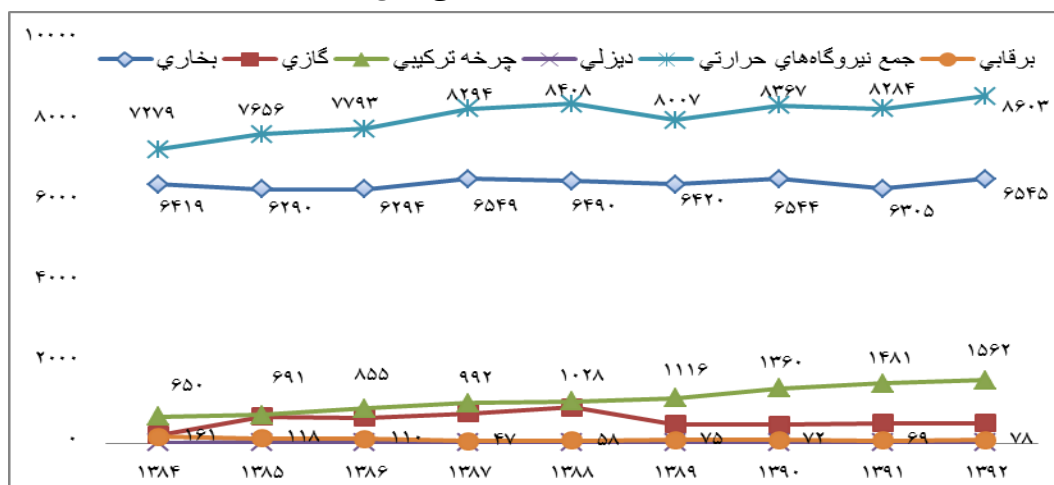
مصارف داخلی	بخاری	گازی	چرخه ترکیبی	دیزلی	جمع نیروگاه‌های حرارتی	برقایی	جمع کل نیروگاه‌ها	درصد از کل تولید	
۱۳۸۴	مصرف	۶۴۱۹	۱۹۶	۶۵۰	۱۴	۷۲۷۹	۷۴۴۰	۴/۱۸	برنامه چهارم توسعه
-	درصد	۶۸/۲۸	۲/۶۳	۸/۷۴	۰/۱۹	۹۷/۸۴	۱۰۰/۰۰		
۱۳۸۵	مصرف	۶۲۹۰	۶۵۹	۶۹۱	۱۶	۷۶۵۶	۷۷۷۴	۴/۰۴	
-	درصد	۸۰/۹۱	۸/۴۸	۸/۸۹	۰/۲۱	۹۸/۴۸	۱۰۰/۰۰		
۱۳۸۶	مصرف	۶۲۹۴	۶۲۹	۸۵۵	۱۵	۷۷۹۳	۷۹۰۳	۳/۸۷	
-	درصد	۷۹/۶۴	۷/۹۶	۱۰/۸۲	۰/۱۹	۹۸/۶۱	۱۰۰/۰۰		
۱۳۸۷	مصرف	۶۵۴۹	۷۳۹	۹۹۲	۱۴	۸۲۹۴	۸۳۴۱	۳/۸۹	
-	درصد	۷۸/۵۲	۸/۸۶	۱۱/۸۹	۰/۱۷	۹۹/۴۴	۱۰۰/۰۰		
۱۳۸۸	مصرف	۶۴۹۰	۸۸۲	۱۰۲۸	۸	۸۴۰۸	۸۴۶۶	۳/۸۲	
-	درصد	۷۶/۶۶	۱۰/۴۲	۱۲/۱۴	۰/۰۹	۹۹/۳۱	۱۰۰/۰۰		
۱۳۸۹	مصرف	۶۴۲۰	۴۶۱	۱۱۱۶	۹	۸۰۰۷	۸۰۸۳	۳/۴۷	
-	درصد	۷۹/۴۳	۵/۷۰	۱۳/۸۱	۰/۱۱	۹۹/۰۵	۹۹/۹۸		
۱۳۹۰	مصرف	۶۵۴۴	۴۵۹	۱۳۶۰	۴	۸۳۶۷	۸۴۴۳	۳/۵۲	سه سال اول برنامه پنجم
-	درصد	۷۷/۵۱	۵/۴۴	۱۶/۱۱	۰/۰۵	۹۹/۱۰	۹۹/۹۵		
۱۳۹۱	مصرف	۶۳۰۵	۴۹۴	۱۴۸۱	۴	۸۲۸۴	۸۳۵۲	۳/۲۸	
-	درصد	۷۵/۴۹	۵/۹۱	۱۷/۷۳	۰/۰۵	۹۹/۱۹	۱۰۰/۰۱		
۱۳۹۲	مصرف	۶۵۴۵	۴۹۱	۱۵۶۲	۵	۸۶۰۳	۸۷۲۷	۳/۳۳	
-	درصد	۷۵/۰۰	۵/۶۳	۱۷/۹۰	۰/۰۶	۹۸/۵۸	۹۹/۴۷		

مأخذ: وزارت نیرو، آمار تفصیلی صنعت برق ایران، تولید نیروی برق، سال‌های مختلف و محاسبات انجام شده.

* در سرجمع این قسمت مصرف داخلی نیروگاه‌های اتمی و تجدیدپذیر به میزان ۴۶ میلیون کیلووات ساعت.

* اختلاف در سرجمع درصدها ناشی از گرد کردن اعداد است.

نمودار ۱۵. مقایسه وضعیت مصرف داخلی انواع نیروگاه‌های کشور



نمودار ۱۵ نشان می‌دهد که مصرف داخلی نیروگاه‌های بخاری بیش از دیگر انواع نیروگاه‌های موجود کشور است و علت این مصرف بالا را در داشتن فن‌های قوی برج‌های خنک‌کننده به‌ویژه برج‌های خنک‌کننده نوع خشک و پمپ‌های تغذیه آب دیگ‌های بخار و سایر تجهیزات آن بیان می‌کنند. جزئیات بیشتر مربوط به انواع نیروگاه‌ها در جدول ۲۲ ارائه شده است.

جدول ۲۲. نسبت مصرف داخلی انواع نیروگاه‌ها به میزان تولید آنها در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۲ (درصد)

سال	بخاری	گازی	چرخه ترکیبی	دیزلی	متوسط نیروگاه‌های حرارتی	برقابی	متوسط نیروگاه‌ها
۱۳۸۴	۶/۸۷	۰/۶۱	۱/۸۰	۶/۶۰	۴/۵۰	۱/۰۰	۴/۱۸
۱۳۸۵	۶/۸۸	۱/۶۰*	۱/۷۱	۷/۲۷	۴/۳۹	۰/۶۵	۴/۰۴
۱۳۸۶	۶/۶۸	۱/۶۷*	۱/۵۹	۵/۸۸	۴/۱۹	۰/۶۱	۳/۸۷
۱۳۸۷	۶/۷۴	۱/۳۵*	۱/۷۴	۶/۸۶	۳/۹۶	۰/۹۴	۳/۸۹
۱۳۸۸	۶/۷۸	۱/۶۴*	۱/۶۰	۶/۴۵	۳/۹۳	۰/۸	۳/۸۲
۱۳۸۹	۶/۸۲	۰/۷۸	۱/۵۷	۷/۰۳	۳/۵۸	۰/۷۸	۳/۴۲
۱۳۹۰	۶/۸۲	۰/۷۸	۱/۸۶	۶/۴۵	۳/۴۸	۰/۵۹	۳/۱۶
۱۳۹۱	۶/۸۶	۰/۷۳	۱/۸۳	۶/۰۶	۳/۲۵	۰/۵۵	۳/۲۴
پنجم ۱۳۹۲**	۷/۳	۰/۷	۱/۸	۷	۳/۲۸	۰/۵	۳/۳۲

مأخذ: محاسبات انجام شده.

* ارقام صحیح به‌نظر نمی‌رسند. شاید بخشی از مصارف داخلی نیروگاه‌های گازی و چرخه ترکیبی در سال‌های ۱۳۸۵ لغایت ۱۳۸۸ در مصارف داخلی یکدیگر منظور شده باشد.

** شرکت مادر تخصصی توانیر، صنعت برق ایران، ۱۳۹۲.

محاسباتی که در جدول بالا آمده است نشان می‌دهد که نسبت مصرف داخلی نیروگاه‌های بخاری کشور در سال‌های مورد نظر بین ۶/۶۸ تا ۷/۳ درصد، نیروگاه‌های گازی بین ۱/۶۷ تا ۰/۶۱ درصد و نیروگاه‌های چرخه ترکیبی بین ۱/۵۷ تا ۱/۸۳ درصد در نوسان بودند. همان‌طوری که در جدول نیز



آمده است نیروگاه‌های برقی دارای کمترین مصرف داخلی هستند. اطلاعات جداول پیشین نشان می‌دهد که میزان تولید نیروی برق نیروگاه‌های بخاری در کشور رو به کاهش است و به تولید نیروی برق نیروگاه‌های گازی و چرخه ترکیبی اضافه شده است. این ازجمله دلایل مربوط به کاهش متوسط درصد مصرف داخلی نیروگاه‌های کشور است. لذا باید سیاست مربوط به افزایش سهم این نوع نیروگاه‌ها در تولید برق کشور پیگیری شود و چنانچه کشور در آینده به دنبال نصب چنین نیروگاه‌هایی باشد لازم است سیستم مربوط به طراحی پمپ‌های دیگ بخار و فن‌های برج‌های خنک‌کننده و زمان‌ها و ترکیب استفاده از آنها بهینه گردد و با طراحی بهینه تجهیزات خنک‌کننده و پمپ‌های دیگ بخار بخش بخار چرخه ترکیبی، مصارف داخلی این نوع نیروگاه‌ها نیز کاهش یابد.

۱۴-۱. سوخت مصرفی نیروگاه‌ها

نیروگاه‌های حرارتی که بیش از ۹۰ درصد برق مورد نیاز کشور را تولید می‌کنند، برای تولید برق باید سوخت‌هایی نظیر گاز طبیعی، نفت گاز و نفت کوره مصرف نمایند. تأمین این نوع سوخت‌ها یکی از مهمترین وظایف و فعالیت‌های وزارتخانه‌های نفت و نیرو می‌باشد و تأمین نوع سوخت می‌تواند روی عملکرد نیروگاه‌ها تأثیرگذار باشد. ترکیب سوخت مصرفی انواع نیروگاه‌های حرارتی کشور در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۲ در جدول زیر ارائه شده است.

جدول ۲۳. سوخت مصرفی نیروگاه‌ها به تفکیک نوع سوخت

(گاز طبیعی به میلیون مترمکعب سوخت مایع به میلیون لیتر)

سال	گاز طبیعی	نفت گاز	نفت کوره
۱۳۸۴	۳۵۰۵۳	۲۶۴۹	۶۳۲۹
۱۳۸۵	۳۵۲۳۹	۴۷۰۲	۷۵۸۷
۱۳۸۶	۳۶۹۷۵	۴۵۵۷	۸۴۳۵
۱۳۸۷	۴۳۴۱۱	۴۳۹۸	۸۹۱۱
۱۳۸۸	۴۳۴۰۴	۴۹۳۴	۹۵۴۱
۱۳۸۹	۴۴۸۹۰	۵۹۱۹	۸۸۵۹
متوسط رشد مصرف			
	۵/۰۷	۱۷/۴۴	۶/۹۶
سه سال اول برنامه پنجم	۱۳۹۰	۹۴۰۶	۱۲۰۱۹
۱۳۹۱	۴۰۶۹۲	۷۷۶۸	۱۴۴۵۰
۱۳۹۲	۳۶۶۴۸	۱۲۱۸۶	۱۵۲۶۳
متوسط رشد مصرف			
	-۱/۱۹	۵/۳۲	۴/۸۹

مأخذ:

- وزارت نیرو، آمار تفصیلی صنعت برق ایران، تولید نیروی برق، سال‌های مختلف.

- محاسبات انجام شده.

ترکیب سوخت مصرفی انواع نیروگاه‌های حرارتی کشور به صورت زیر است:

- نیروگاه‌های بخاری با مصرف گاز طبیعی و نفت کوره با اولویت گاز طبیعی.
- نیروگاه‌های گازی و چرخه ترکیبی با مصرف گاز طبیعی و گازوئیل با اولویت گاز طبیعی.
- نیروگاه‌های دیزلی با سوخت گازوئیل. این نوع از نیروگاه‌ها اغلب کهنه و قدیمی هستند و به تدریج از چرخه تولید خارج می‌شوند. ولی در حال حاضر از نوع گازسوز نیروگاه‌های دیزلی اضطراری در کارخانجات و صنایع نیز استفاده می‌شود.

در سالیان اخیر و به خصوص در فصول سرد سال، تأمین سوخت نیروگاه‌ها یکی از مهمترین دغدغه‌های دو وزارتخانه مذکور شده است. زیرا قطع شدن سوخت گاز و محدودیت‌هایی که درخصوص حمل و ذخیره‌سازی سوخت مایع در نیروگاه‌ها وجود دارد باعث می‌شود واحدهای نیروگاهی از مدار خارج شوند و خاموشی‌هایی به کشور تحمیل شود که این نیز عواقب خاص خود را به دنبال خواهد داشت. برای جلوگیری از وقوع چنین رخدادهایی، اقداماتی با هماهنگی وزارتخانه‌های نفت و نیرو انجام شده است تا در نیروگاه‌ها مخازن ذخیره‌سازی سوخت احداث شود، به گونه‌ای که ظرفیت ذخیره‌سازی نیروگاه‌ها به طور متوسط به ۴۵ روز برسد تا در مواقع قطع گاز، در تأمین سوخت نیروگاه‌ها خللی وارد نشود.^۱ البته برای جلوگیری از وقوع برخی از ناهماهنگی‌ها در تحقق این هدف لازم است در ساختار و امور انرژی کشور تمرکز لازم ایجاد شود.

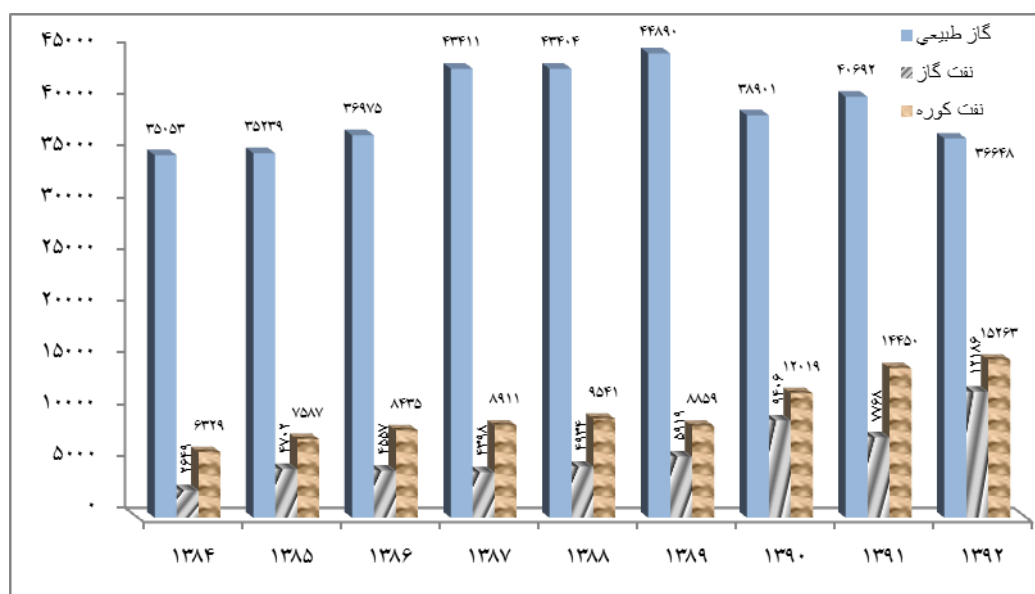
با توجه به آنچه در جدول بالا آمده است و سیاست‌هایی که در کشور درخصوص استفاده بیشتر از گاز طبیعی در تأمین سوخت نیروگاه‌ها پیگیری می‌شود، مصرف گاز طبیعی در نیروگاه‌ها از سال ۱۳۸۹ لغایت ۱۳۹۲ کاهش بود و از حدود ۴۵ میلیارد مترمکعب در سال ۱۳۸۹ به حدود ۳۷ میلیارد مترمکعب در سال ۱۳۹۲ کاهش یافته است و متوسط رشد مصرف گاز طبیعی در سال‌های برنامه چهارم حدود ۵/۱ درصد بود و در سه سال اول برنامه پنجم به بیش از منفی ۱ درصد کاهش یافته است. این در حالی است که مصرف نفت کوره و نفت گاز روندی فزاینده داشته است. متوسط مصرف نفت گاز در سال‌های برنامه چهارم و سه سال اول برنامه پنجم به ترتیب بیش از ۱۷ و ۵ درصد بود. متوسط مصرف نفت کوره نیز در سال‌های برنامه چهارم و سه سال اول برنامه پنجم نیز به ترتیب حدود ۷ و ۵ درصد محاسبه شده است. مصرف اینگونه حامل‌ها در فصول سرد سال که کشور با کمبود گاز طبیعی مواجه می‌شود مورد توجه قرار می‌گیرد. درواقع به دلیل کمبودی که در ماه‌های سرد سال در عرضه گاز طبیعی به دلیل افزایش مصرف آن در بخش‌های خانگی، تجاری، عمومی و غیره به وجود می‌آید به ناچار در نیروگاه‌های بخاری نفت کوره و در نیروگاه‌های گازی و چرخه ترکیبی نفت گاز جایگزین گاز طبیعی می‌شود.

۱. وزارت نیرو، ترازنامه انرژی، ۱۳۹۱.



با توجه به مازاد تولید نفت کوره در پالایشگاه‌های کشور، مصرف آن در نیروگاه‌ها با برطرف کردن مسائل زیست‌محیطی که آن هم با نصب تجهیزات و یا فیلترهای لازم و جمع‌آوری دوده‌هایی که حاوی کربن و سولفور و... است آلودگی‌های زیست‌محیطی آن را می‌توان کاهش داد. ولی نظر به وارداتی بودن برخی از این فرآورده‌ها و نحوه قیمتگذاری آنها در کشور باید کوشش شود حتی‌الامکان از مصرف آن اجتناب شود. جزئیات مصرف سوخت در نیروگاه‌ها در جدول ۲۳ و مقایسه آنها در نمودار زیر ارائه شده است.

نمودار ۱۶. مقایسه میزان انواع سوخت مصرفی در نیروگاه‌های کشور در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۲



ارزش حرارتی سوخت‌های کشور به‌ویژه گاز طبیعی به‌دلیل متفاوت بودن منبع تأمین آن و تاریخ نمونه‌برداری از آنها همواره متغیر است. به‌طور مثال برای سال ۱۳۸۸ در گزارشات شرکت توانیر متوسط ارزش حرارتی نفت گاز ۸۶۰۰ و نفت کوره هم ۹۲۰۰ کیلوکالری برای هر لیتر منظور شده است. ولی ارزش حرارتی گاز هم با توجه به منابع تغذیه هر نیروگاه و نمونه‌هایی که در محل تحویل در نیروگاه‌ها برداشته می‌شود، تعیین می‌گردد. ارزش حرارتی گاز مصرفی نیروگاه‌ها برای سال ۱۳۹۱ در جدول ۲۴ ارائه شده است.

جدول ۲۴. متوسط ارزش حرارتی گاز طبیعی مصرفی در نیروگاه‌ها در سال ۱۳۹۱

نیروگاه‌ها	ارزش حرارتی Kcal/m ³
نیروگاه‌های استان‌های هرمزگان و کرمان	۸۶۴۲
نیروگاه‌های رامین، زرگان و خرمشهر	۸۴۸۶
نیروگاه‌های استان خراسان	۸۵۴۱
نیروگاه‌های استان مازندران	۸۷۶۳
سایر نیروگاه‌ها	۸۷۶۳

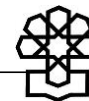
مأخذ: همان.

درخصوص تأمین سوخت مورد نیاز نیروگاه‌ها در فصول مختلف سال، بررسی اطلاعات و آمار در اختیار نشان می‌دهد که تأمین سوخت دچار تغییرات متعددی می‌شود و سهم سوخت‌های سه‌گانه دارای تغییرات چشمگیری است و در ماه‌های سرد مانند آذر، دی و بهمن گازرسانی به نیروگاه‌ها با مشکل مواجه است و لذا مصرف گازوئیل در نیروگاه‌های گازی و چرخه ترکیبی و بالاخره نفت‌کوره در نیروگاه‌های بخاری افزایش می‌یابد. شایان ذکر است که مصرف گاز در سه ماهه تابستان به حداکثر مقدار خود در سال می‌رسد. با توجه به اینکه به دلیل ناکافی بودن تولید داخلی گازوئیل و افزایش مصرف آن، احتمال واردات گازوئیل به کشور وجود دارد، باید کوشش شود که از این نوع سوخت حتی‌الامکان در نیروگاه‌ها کمتر استفاده شود. مدیریت واحد بر امور انرژی کشور این مشکل را تا حد زیادی حل خواهد کرد.

۱-۱۵. راندمان (بازده حرارتی) نیروگاه‌ها

نقش راندمان در همه فعالیت‌ها به لحاظ اثری که بر روی قیمت تمام شده کالاها و خدمات می‌تواند داشته باشد بسیار زیاد است. در تولید برق نیز این شاخص اگر عدد مناسبی باشد، در اثربخشی سرمایه‌گذاری‌های انجام شده در سال‌های گذشته و بی‌نیاز کردن کشور به سرمایه‌گذاری جدید در بخش احداث نیروگاه‌های جدید و یا کارآیی آنها مؤثر خواهد بود. راندمان نیروگاه‌ها تابع عوامل مختلفی است که مهمترین آنها عبارتند از:

۱. نوع واحد نیروگاهی (بخاری، گازی و چرخه ترکیبی)،
۲. ظرفیت هر واحد،
۳. عمر واحد،
۴. سیستم خنک‌کننده نیروگاه،
۵. نوع سوخت مصرفی،



۶. مشخصات محل نصب نیروگاه شامل ارتفاع از سطح دریا، درجه حرارت محیط و رطوبت منطقه.

با تبدیل نیروگاه‌های گازی به چرخه ترکیبی می‌توان راندمان را به میزان قابل ملاحظه‌ای افزایش داد، زیرا در آن از دود خروجی توربین‌های گازی برای گرم کردن آب دیگ‌های بخار استفاده می‌شود. مهمترین اقداماتی که در حال حاضر برای افزایش راندمان نیروگاه‌ها می‌توان انجام داد عبارتند از:^۱

– **آرایش بهینه تولید:** تغییرات شبانه‌روزی نیاز مصرف به برق ایجاب می‌کند در ساعات مختلف متناسب با نیاز مصرف، واحدهای مختلف شبکه در حالت‌های مختلف تولید به‌صورت بار کامل، غیرکامل و توقف قرار گیرند.

– **خارج کردن واحدهای قدیمی و با راندمان پایین:** در حال حاضر به‌منظور پاسخگویی به رشد مصرف برق در کشور و نامناسب بودن راندمان و بالا بودن تلفات در شبکه، از واحدهای قدیمی و با راندمان کم برای تولید برق استفاده شود.

تبدیل واحدهای گازی به سیکل ترکیبی: اجرای این مقوله باعث می‌شود که هم راندمان نیروگاه‌ها افزایش یابد و هم مصرف سوخت کاهش یابد. درواقع هر واحد بخار در نیروگاه‌های سیکل ترکیبی به‌طور متوسط موجب صرفه‌جویی در مصرف سوخت به میزان ۲۰۰ میلیون مترمکعب گاز طبیعی در سال می‌شود. به‌عنوان مثال در سال ۱۳۹۱، حدود ۱۰۸ واحد گازی بزرگ در شبکه به شکل سیکل باز بهره‌برداری می‌شدند که در صورت تبدیل این واحدها به سیکل ترکیبی (با نصب ۵۴ واحد بخار)، راندمان افزایش خواهد یافت. در جدول ۲۵ متوسط بازده و راندمان نیروگاه‌های حرارتی در سال‌های ۱۳۹۲-۱۳۸۴ ارائه شده است.

جدول ۲۵. مقایسه راندمان نیروگاه‌های بخاری، گازی، چرخه ترکیبی و دیزلی در سال‌های ۱۳۹۲-۱۳۸۳

(بازده حرارتی، کیلوکالری بر کیلووات ساعت و راندمان، درصد)

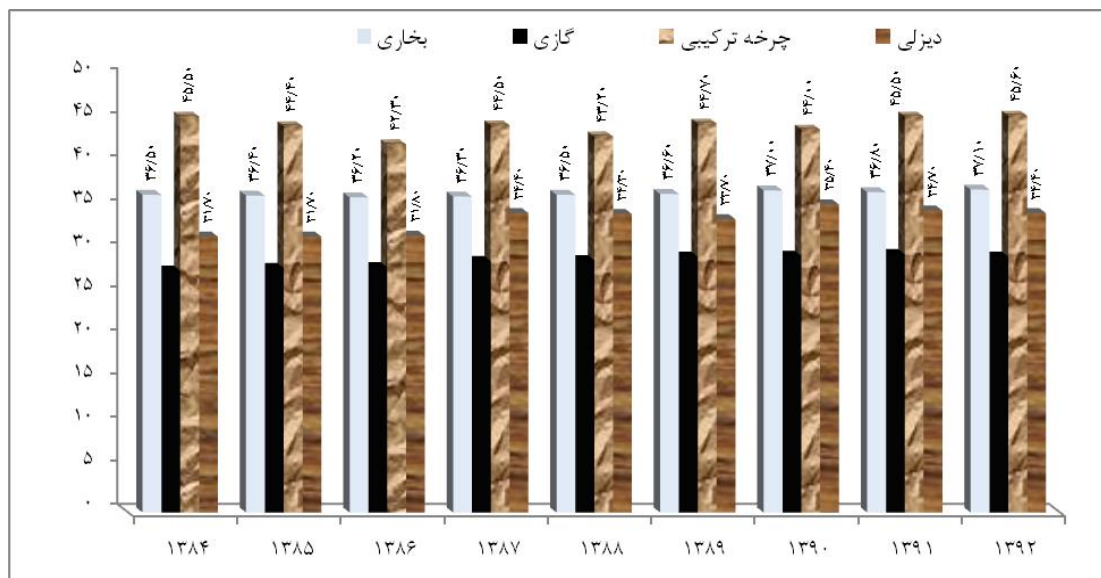
نوع نیروگاه		بخاری	گازی	چرخه ترکیبی	دیزلی	متوسط (وزارت نیرو)	بخش خصوصی	صنایع بزرگ	متوسط کل کشور
برنامه چهارم توسعه	۱۳۸۳	بازده حرارتی	۲۳۳۵	۳۱۱۹	۱۸۶۹	۲۸۶۴	۲۳۵۶	۲۷۲۹	۲۳۵۷
		راندمان	۳۶/۸۰	۲۷/۶۰	۴۶/۰۰	۳۰/۰۰	۳۶/۵۰	۳۲/۰۰	۳۶/۰۰
	۱۳۸۴	بازده حرارتی	۲۳۵۵	۳۰۹۵	۱۸۹۱	۲۷۱۴	۲۳۸۵	۳۰۲۹	۲۲۸۵
		راندمان	۳۶/۵۰	۲۷/۸۰	۴۵/۵۰	۳۱/۷۰	۳۶/۱۰	۲۸/۴۰	۳۷/۶۰
	۱۳۸۵	بازده حرارتی	۲۳۶۴	۳۱۶۰	۱۹۳۵	۲۷۱۲	۲۴۰۳	۲۶۴۷	۲۴۲۲
		راندمان	۳۶/۴۰	۲۸/۱۰	۴۴/۴۰	۳۱/۷۰	۳۵/۸۰	۳۲/۵۰	۳۵/۵۰
	۱۳۸۶	بازده حرارتی	۲۳۷۴	۳۰۶۲	۲۰۳۱	۲۷۰۲	۲۳۷۳	۲۵۷۸	۲۴۰۰
		راندمان	۳۶/۲۰	۲۸/۲۰	۴۲/۳۰	۳۱/۸۰	۳۶/۲۰	۲۹/۰۰	۳۵/۸۰
	۱۳۸۷	بازده حرارتی	۲۳۶۷	۲۹۸۱	۱۹۳۳	۲۵۰۳	۲۳۵۵	۲۵۹۵	۲۳۸۹
		راندمان	۳۶/۳۰	۲۸/۹۰	۴۴/۵۰	۳۴/۴۰	۳۶/۵۰	۳۳/۱۰	۳۶/۰۰
	۱۳۸۸	بازده حرارتی	۲۳۵۷	۲۹۶۵	۱۹۹۰	۲۵۰۶	۲۳۳۴	۲۶۵۲	۲۳۸۶
		راندمان	۳۶/۵۰	۲۹/۰۰	۴۳/۲۰	۳۴/۳۰	۳۶/۸۰	۳۲/۴۰	۳۶/۰۰
	۱۳۸۹	بازده حرارتی	۲۳۵۰	۲۹۲۱	۱۹۲۴	۲۵۵۳	۲۲۹۲	۲۶۹۰	۲۳۵۲
		راندمان	۳۶/۶۰	۲۹/۴۰	۴۴/۷۰	۳۳/۷۰	۳۷/۵۰	۳۲/۰۰	۳۶/۶۰
سه سال اول برنامه پنجم	۱۳۹۰	بازده حرارتی	۲۳۲۲	۲۹۱۳	۱۹۵۶	۲۴۲۷	۲۲۷۸	۲۶۸۳	۲۳۳۳
		راندمان	۳۷/۰۰	۲۹/۵۰	۴۴/۰۰	۳۵/۴۰	۳۷/۸۰	۳۲/۴۰	۳۶/۹۰
	۱۳۹۱	بازده حرارتی	۲۳۴۰	۲۸۹۵	۱۸۹۱	۲۴۷۸	۲۲۵۸	۲۶۶۷	۲۳۱۵
		راندمان	۳۶/۸۰	۲۹/۷۰	۴۵/۵۰	۳۴/۷۰	۳۸/۱۰	۳۲/۲۰	۳۷/۲۰
	۱۳۹۲	بازده حرارتی	۲۳۲۱	۲۹۲۱	۱۸۸۷	۲۵۰۱	۲۳۶۴	۲۲۴۷	۲۳۲۷
		راندمان	۳۷/۱۰	۲۹/۴۰	۴۵/۶۰	۳۴/۴۰	۳۶/۴۰	۳۵/۱۰	۳۷/۰۰

مأخذ: وزارت نیرو، آمار تفصیلی صنعت برق ایران، تولید نیروی برق، سال‌های مختلف..

در جدول ۲۵ متوسط بازده حرارتی نیروگاه‌ها به تفکیک نوع مالکیت وزارت نیرو، بخش خصوصی، شبه‌دولتی و صنایع بزرگ ارائه شده است. همان‌طوری که در این جدول آمده است حداکثر راندمان در نیروگاه‌های حرارتی، به نیروگاه‌های چرخه ترکیبی و حداقل آن به نیروگاه‌های گازی اختصاص دارد. با توجه به آنچه در ابتدای این قسمت آمده است، به هر میزانی که وزارت نیرو بتواند نیروگاه‌های گازی را به چرخه ترکیبی تبدیل نماید دو هدف مهم یعنی راندمان بالا و کاهش در مصرف سوخت قابل حصول است. در سال ۱۳۹۲ متوسط راندمان نیروگاه‌های تحت مالکیت وزارت نیرو، بخش خصوصی و صنایع بزرگ به ترتیب ۳۶/۴، ۳۷/۶ و ۳۵/۱ درصد بود. مقایسه راندمان چهار نوع نیروگاه بخاری، گازی، چرخه ترکیبی و دیزلی در نمودار ۱۷ ارائه شده است.



نمودار ۱۷. مقایسه راندمان نیروگاه‌های بخاری، گازی، چرخه ترکیبی و دیزلی در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۲



با توجه به اهمیت راندمان در تولید برق کشور و به دلیل نامناسب بودن این شاخص در نیروگاه‌های کشور، تلاش شد تا در قالب قوانین مصوب در کشور، بسترهای لازم برای افزایش آن ایجاد شود. بدین‌منظور در قانون برنامه پنج‌ساله پنجم توسعه، قوانین بودجه، قانون هدفمند کردن یارانه‌ها و قانون اصلاح الگوی مصرف انرژی بر افزایش راندمان تأکید شده است. در بند «ز» ماده واحده قانون بودجه سال ۱۳۸۹ کل کشور و تبصره ذیل بند «ج» ماده (۱) قانون هدفمند کردن یارانه‌ها مقرر گردید برای تأمین بخشی از کمبود نیروی برق و کاهش قیمت تمام شده برق، مجموع هزینه‌های تبدیل انرژی، انتقال و توزیع و هزینه سوخت با بازده حداقل سی‌وهشت درصد (۳۸٪) نیروگاه‌های کشور و رعایت استانداردها، هرساله حداقل یک درصد (۱٪) به بازده نیروگاه‌های کشور افزوده شود به‌طوری که تا پنج سال از زمان اجرای این قانون به بازده چهل‌وپنج درصد (۴۵٪) برسد و همچنین تلفات شبکه‌های انتقال و توزیع تا پایان برنامه پنج‌ساله پنجم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران به چهارده درصد (۱۴٪) کاهش یابد.

با این قوانین و مصوبات و با توجه به متوسط راندمان نیروگاه‌ها در سال ۱۳۸۸ به میزان ۳۶ درصد، اگر راندمان نیروگاه‌ها مطابق قانون ۱ درصد در سال اضافه می‌شد، در سال ۱۳۹۲ باید راندمان نیروگاه‌ها به ۴۰ درصد می‌رسید. این در حالی است که متوسط راندمان کشور در سال ۱۳۹۲ به میزان ۳۷ درصد رسیده است. لذا درخصوص راندمان و افزایش آن، حکم قانون اجرا نشده است و وزارت نیرو در این قسمت عملکرد مناسبی ندارد. یکی از علت‌های اصلی بی‌انگیزگی در تحقق این هدف در لحاظ نکردن قیمت سوخت در تولید انرژی برق و درواقع مجانی بودن آن است. مرتفع کردن این مشکل را

باید در نبود تمرکز در بخش انرژی و ایجاد هماهنگی بیشتر بین نهادهای متولی بخش انرژی کشور جستجو کرد.

۱۶-۱. مصرف برق به تفکیک بخش‌های مصرف‌کننده

برق یکی از حامل‌های انرژی به‌شمار می‌رود که مصرف آن در بسیاری از بخش‌ها قابل جایگزینی نیست. مصرف این نوع انرژی می‌تواند یکی از عوامل شاخص رشد اقتصادی باشد. در برخی از کشورها افزایش مصرف این نوع از انرژی رفاه خانوارها، توسعه واحدهای صنعتی، تجاری و خدماتی را به‌دنبال دارد. در ایران مصرف برق با متغیرهای کلان اقتصادی ارتباط لازم را ندارد و به‌رغم آنکه نرخ رشد اقتصادی در سالیان اخیر منفی بود، مصرف آن در کشور در حال رشد بود و در ۳۰ سال اخیر متوسط رشد همواره بین ۸-۶ درصد محاسبه شده است.

جزئیات مربوط به مصرف برق در بخش‌های مختلف در جدول زیر ارائه شده است. محاسبات انجام شده در جدول نشان می‌دهد که متوسط رشد مصرف برق در بخش‌های مختلف در سال‌های برنامه چهارم متفاوت بوده است و متوسط رشد مصرف بخش تجاری بیش از سایر بخش‌ها بوده است. این بخش با متوسط مصرف ۸/۳۱ درصد بیشترین افزایش مصرف را در میان بخش‌های مختلف به خود اختصاص داده است. در سال‌های برنامه چهارم توسعه متوسط افزایش مصرف برق در کشور ۶/۷۴ درصد محاسبه شده است. مصرف برق در بخش مربوط به سایر مصارف در سال ۱۳۸۹ کاهش یافت و این نتیجه از آن جهت حاصل شد که وزارت نیرو برای کاهش این نوع مصرف به خاموش کردن لامپ‌های اضافی معابر، استفاده از لامپ‌های کم‌مصرف و جمع‌آوری برخی از انشعابات اقدام کرده است. با توجه به آنچه در جدول ۲۶ آمده، سهم مصرف برق هر یک از بخش‌ها از مصرف کل برق در سال‌های مورد نظر متفاوت بوده است. جزئیات این سهم در سال‌های ۱۳۹۲-۱۳۸۴ در جدول ۲۶، سهم فروش برق به تفکیک تعرفه‌ها و مقایسه سهم مصارف خانگی و صنعتی از کل فروش برق در سال‌های ۱۳۹۲-۱۳۸۲ به ترتیب در نمودارهای ۱۸ و ۱۹ ارائه شده است.



(گیگاوات ساعت)

جدول ۲۶. روند مصرف برق در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۲

نوع مصرف	برنامه چهارم توسعه										سه سال اول برنامه پنجم		
	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	متوسط رشد	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۹۲	متوسط رشد		
خانگی	۴۴۱۰۸/۳	۴۸۰۸۵/۵	۵۰۷۷۶/۷	۵۲۸۹۶	۵۵۶۲۹/۶	۶۰۹۰۷/۷	۶/۶۷	۵۶۷۷۳/۷	۶۱۳۵۰/۹	۶۴۳۷۹	۶/۴۹		
عمومی	۱۶۳۵۰	۱۸۳۲۸/۶	۱۹۶۴۸	۲۰۴۲۸	۲۱۸۲۶/۶	۲۱۳۰۸/۱	۵/۴۴	۱۶۷۵۱/۵	۱۷۸۰۹/۸	۱۷۸۳۱	۳/۱۷		
تجاری	۸۵۴۱/۷	۹۳۱۹/۵	۹۹۵۲/۶	۱۰۷۴۱/۸	۱۱۰۱۵/۳	۱۲۷۲۶/۸	۸/۳۱	۱۲۶۶۳/۶	۱۲۵۹۸/۸	***			
صنعتی**	۴۳۰۱۴/۶	*۴۴۴۳۰/۲	۴۹۶۰۱/۹	۵۱۸۶۳/۹	۵۴۶۰۵/۴	۶۱۱۸۳/۴	۷/۳	۶۳۵۹۰/۷	۶۶۷۳۶/۴	۷۰۶۳۴	۵/۳۹		
حمل و نقل	۱۰۸/۴	۱۴۴/۲	۱۶۹/۸	۲۴۵/۸	۲۸۲/۱	۲۹۹/۴	۲۲/۵	۳۵۳/۶	۳۷۰/۹	***			
کشاورزی	۱۶۴۶۹/۴	۱۷۶۶۶/۲	۱۷۶۷۰	۲۱۱۷۸/۷	۲۱۴۰۵/۱	۲۴۱۸۸/۸	۷/۹۹	۳۰۰۲۰/۳	۳۱۶۴۶/۶	۳۳۱۰۳	۵		
سایر مصارف	۴۳۰۵/۴	۴۶۰۷/۵	۴۵۰۹/۹	۴۰۹۰/۹	۳۶۷۴/۳	۳۵۶۷/۶	-۳/۶۹	۳۷۵۲/۱	۳۶۳۵/۳	۱۷۱۴۲	۱۱۳/۷۴		
جمع	۱۳۲۸۹۷/۸	۱۴۴۵۸۱/۷	۱۵۲۳۲۹	۱۶۱۴۴۵/۱	۱۶۸۴۳۸/۳	۱۸۴۱۸۱/۸	۶/۷۴	۱۸۳۹۰۵/۴	۱۹۴۱۴۸/۵	۲۰۳۰۸۹	۵/۰۹		

مأخذ:

- وزارت نیرو، ترازنامه انرژی، ۱۳۹۱.

- محاسبات انجام شده.

* مغایرت با آمار توانیر به دلیل وجود ۱۶ میلیون کیلووات ساعت برگشتی برق منطقه‌ای یزد است که در کتاب آمار تفصیلی در سال ۱۳۸۵ لحاظ شده است.

** برق مصرفی پالایشگاه‌ها را نیز شامل می‌شود.

*** اعداد آنها در دسترس نیست و در بخش سایر مصارف لحاظ شده است.

همان‌طوری که در جدول نیز آمده است، کل مصرف برق کشور در سال‌های ۱۳۸۴ لغایت ۱۳۹۲ افزایش یافته است و از ۱۳۲ هزار گیگاوات ساعت در سال ۱۳۸۴ به ۲۰۳ هزار گیگاوات در سال ۱۳۹۲ افزایش یافته است. با این ارقام، متوسط رشد مصرف برق در سال‌های مورد نظر ۵/۴۴ درصد محاسبه شده است. لازم به ذکر است که متوسط رشد مصرف برق در بخش مربوط به سایر مصارف در سه سال اول برنامه پنج‌ساله پنجم توسعه حدود ۱۱۴ درصد بوده است. این میزان مصرف به دلیل تغییر ساختار تعرفه و لحاظ شدن مصارف تجاری و حمل و نقل در شمول سایر مصارف بوده است. سهم مصرف هریک از بخش‌ها در جدول ۲۷ ارائه شده است.

(درصد)

جدول ۲۷. ترکیب مصارف مختلف برق

نوع مصرف	برنامه چهارم								سه سال اول برنامه پنجم		
	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۹۲		
خانگی	۳۳/۱۹	۳۳/۲۶	۳۳/۳۳	۳۲/۷۶	۳۳/۰۳	۳۳/۰۷	۳۰/۸۷	۳۱/۶۰	۳۱/۷۰		
عمومی	۱۲/۳۰	۱۲/۶۸	۱۲/۹۰	۱۲/۶۵	۱۲/۹۶	۱۱/۵۷	۹/۱۱	۹/۱۷	۸/۷۸		
تجاری	۶/۴۳	۶/۴۵	۶/۵۳	۶/۶۵	۶/۵۴	۶/۹۱	۶/۸۹	۶/۴۹	۰/۰۰		
صنعتی	۳۲/۳۷	۳۲/۱۱	۳۲/۵۶	۳۲/۱۲	۳۲/۴۲	۳۳/۲۲	۳۴/۵۸	۳۴/۳۷	۳۴/۷۸		
حمل و نقل	۰/۰۸	۰/۱۰	۰/۱۱	۰/۱۵	۰/۱۷	۰/۱۶	۰/۱۹	۰/۱۹	۰/۰۰		
کشاورزی	۱۲/۳۹	۱۲/۲۲	۱۱/۶۰	۱۳/۱۲	۱۲/۷۱	۱۳/۱۳	۱۶/۳۲	۱۶/۳۰	۱۶/۳۰		
سایر مصارف	۳/۲۴	۳/۱۹	۲/۹۶	۲/۵۳	۲/۱۸	۱/۹۴	۲/۰۴	۱/۸۷	۸/۴۴		
جمع	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰		

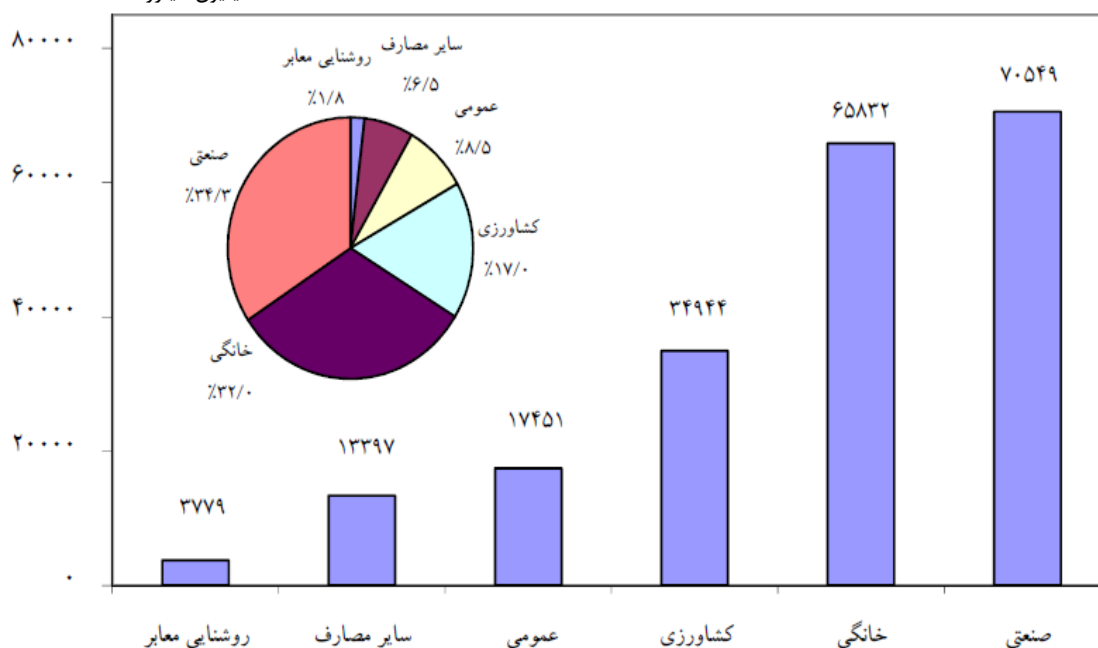
مأخذ: محاسبات انجام شده.

آنچه در جدول آمده است نشان می‌دهد که در سال‌های ۱۳۸۴ لغایت ۱۳۸۸ بخش خانگی بزرگ‌ترین مصرف‌کننده برق کشور بود. اما از سال ۱۳۸۹ تا ۱۳۹۲ بخش خانگی پس از بخش صنعت دومین مصرف‌کننده برق کشور تبدیل شد. برق در بخش صنعت در صنایعی نظیر آهن، فولاد، مس، پتروشیمی، سیمان، نساجی، شکر و قند مصرف می‌شود که دارای مصرف بالایی هستند.

مصرف برق در بخش کشاورزی افزایش یافته است و این افزایش مصرف به دلیل تلاش برای برقی کردن پمپ‌چاه‌های کشاورزی بوده است که در چارچوب قوانین بودجه کشور انجام شده است. بر این اساس تا پایان سال ۱۳۹۱ پمپ‌های بیش از ۲۰۲ هزار حلقه چاه کشاورزی برقی شدند. اهمیت نهاده برق در بخش کشاورزی از آن جهت است که برق‌دار کردن چاه‌ها در برداشت بهینه از منابع آب نقش بسزایی دارد. این موضوع از آن جهت اهمیت دارد که مطابق شاخص جهانی سازمان ملل متحد که میزان برداشت از منابع آب تجدیدپذیر هر کشور به عنوان شاخص اندازه‌گیری بحران آب معرفی می‌کند، در سال ۲۰۱۱ این شاخص برای ایران ۷۲/۳ درصد است و این حکایت از این واقعیت دارد که «ایران در وضعیت بحران شدید آب» قرار گرفته است. لذا برای جلوگیری از برداشت بیش از ظرفیت از سفره‌های زیرزمینی آب که منجر به افت منابع آب در دشت‌های کشور و بروز خطر بیابان‌زایی و خشک شدن باغات و مراتع می‌شود، برق‌دار کردن چاه‌های کشاورزی که از یک دهه اخیر انجام شد از اهمیت بسیاری برخوردار است؛ زیرا برقی کردن چاه‌های کشاورزی امکان کنترل میزان برداشت از چاه‌های مجاز و شناسایی چاه‌های غیرمجاز را در کشور فراهم می‌کند. مصرف انرژی برق علاوه بر این می‌تواند در کاهش آلودگی‌های زیست‌محیطی ناشی از مصرف سوخت‌های فسیلی نیز نقش بسزایی داشته باشد.

نمودار ۱۸. فروش انرژی برق به تفکیک تعرفه‌ها در سال ۱۳۹۲

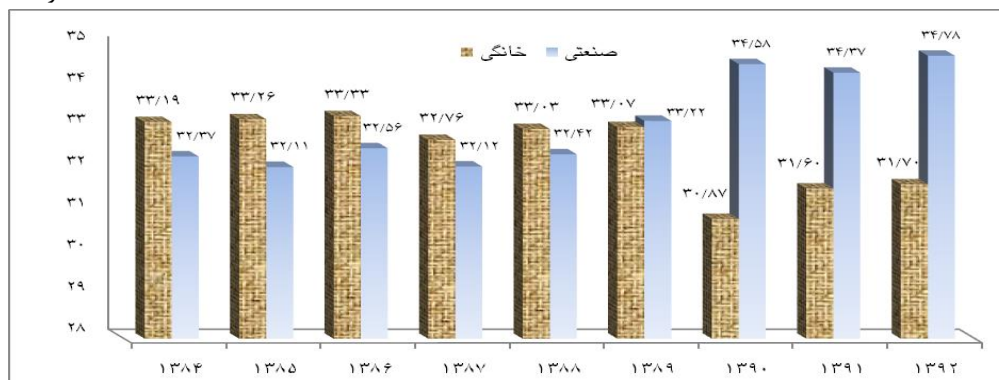
(میلیون کیلووات ساعت)





نمودار ۱۹. مقایسه سهم مصارف خانگی و صنعتی برق در سال‌های ۱۳۸۲-۱۳۹۲

(درصد)



۱۷-۱. مشترکین برق

تعداد مشترکین برق در بخش‌های مختلف، هر سال نسبت به سال قبل افزایش می‌یابد. این افزایش به متغیرهایی نظیر رشد جمعیت، تشکیل خانوارهای جدید، کاهش بُعد خانوار، ایجاد واحدهای مسکونی، عمومی، تجاری، کشاورزی، صنعتی و سرمایه‌گذاری و اشتغال بستگی دارد. در جدول ۲۸ تعداد مشترکین برق به تفکیک نوع مشترک در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۲ ارائه شده است. محاسبات انجام شده در جدول بیان‌کننده این واقعیت است که متوسط رشد مشترکین در سال‌های برنامه چهارم ۵/۵ درصد بود و در میان انواع مشترکین، رشد مشترک بخش کشاورزی بعد از روشنایی معابر بیشتر از انواع دیگر مشترکین بود که متوسط رشد آن در سال‌های برنامه چهارم بیش از ۱۵ درصد بود. به نظر می‌آید علت این میزان رشد در برقی کردن چاه‌های آب کشاورزی را باید جستجو کرد. به‌طور کلی جزئیات مربوط به تعداد مشترکین به تفکیک انواع آن در جدول ۲۸ ارائه شده است.

جدول ۲۸. تعداد مشترکین برق کشور در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۲ (هزار مشترک)

نوع مشترک	برنامه چهارم					سه سال اول برنامه پنجم				
	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	متوسط رشد	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۹۲
خانگی	۱۶۴۰۰	۱۶۹۸۹	۱۷۷۶۹	۱۸۷۱۵	۱۹۸۴۴	۲۱۰۴۵	۵/۱۱	۲۲۲۲۴	۲۳۴۶۷	۲۴۶۷۰
عمومی	۶۷۵	۷۴۹	۷۸۹	۸۵۶	۹۵۲	۱۰۱۳	۸/۴۶	۱۰۸۳	۱۱۸۱	۱۲۸۳
کشاورزی	۱۲۷	۱۳۸	۱۵۱	۱۷۴	۲۰۲	۲۵۸	۱۵/۲۳	۲۸۵	۳۰۷	۳۳۰
صنعتی	۱۳۱	۱۵۲	۱۶۶	۱۶۵	۱۶۱	۱۵۹	۳/۹۵	۱۷۴	۱۸۵	۱۹۴
سایر مصارف	۲۳۲۰	۲۵۳۱	۲۶۶۸	۲۸۲۸	۳۰۳۱	۳۲۲۳	۶/۸	۳۳۹۹	۳۶۱۱	۳۸۱۰
روشنایی معابر	۳۷	۴۷	۶۱	۷۰	۸۱	۸۱	۱۶/۹۷	۱۲۲	۱۱۸	۱۲۷
جمع	۱۹۶۹۰	۲۰۶۰۶	۲۱۶۰۴	۲۲۸۰۸	۲۴۲۷۱	۲۵۷۷۹	۵/۵۴	۲۷۲۸۷	۲۸۸۶۹	۳۰۴۱۴

مأخذ:

- وزارت نیرو، ترازنامه انرژی، ۱۳۹۱.

- وزارت نیرو، شرکت توانیر، ۴۷ صنعت برق ایران در آیینیه آمار، مهرماه ۱۳۹۳.

* قبل از سال ۱۳۷۳ تعرفه‌های عمومی و سایر مصارف در یکدیگر ادغام بوده‌اند. ولی از آن سال به بعد تعرفه سایر مصارف از تعرفه عمومی جدا شده و به صورت تعرفه مستقل درآمده است.

آنچه در جدول ۲۹ ارائه شده است حکایت از این دارد که نسبت جمعیت کشور به تعداد مشترکین خانگی در سال‌های ۱۳۹۲-۱۳۸۳ در حال کاهش است و از ۴/۲۹ در سال ۱۳۸۳ به ۳/۱۴ در سال ۱۳۹۲ کاهش یافته است. این ارقام گویای این واقعیت است که تعداد نفرات کمتری در واحدهای مسکونی مستقل مستقر هستند.

جدول ۲۹. نسبت جمعیت کشور به تعداد مشترکین خانگی

سه سال اول برنامه پنجم			برنامه چهارم توسعه						۱۳۸۳	شرح
۱۳۹۲	۱۳۹۱	۱۳۹۰	۱۳۸۹	۱۳۸۸	۱۳۸۷	۱۳۸۶	۱۳۸۵	۱۳۸۴		
۳/۱۴	۳/۲۶	۳/۳۹	۳/۵۰	۳/۶۶	۳/۸۳	۴/۰۲	۴/۱۲	۴/۱۴	۴/۲۹	نسبت

مأخذ: محاسبات انجام شده.

ترکیب مشترکین برق با توجه به نوع مصرف به بخش‌های خانگی، عمومی، کشاورزی، صنعتی و سایر مصارف تقسیم شده است. تعداد کل مشترکین برق کشور از ۱۹/۶ میلیون مشترک در سال ۱۳۸۴ به ۳۰/۴ میلیون مشترک در سال ۱۳۹۲ افزایش یافته است. آمارهایی که در جدول ۳۰ ارائه شده است نشان می‌دهد که بالغ بر ۸۰ درصد مشترکین به بخش خانگی اختصاص دارد و پس از آن، تعداد مشترکین بخش سایر مصارف قرار دارند. تعداد مشترکین بخش خانگی در سال ۱۳۹۲ حدود ۲۵ میلیون مشترک بود و با توجه به سیاست مربوط به توسعه برق‌رسانی به روستاهای کشور، بیشترین افزایش تعداد مشترکین خانگی در بخش خانوار روستایی کشور اتفاق افتاده است. جزئیات مربوط به مشترکین برق کشور در جداول ۲۸ و ۳۰ ارائه شده است.

جدول ۳۰. درصد ترکیب انواع مشترکین برق در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۹۲

سه سال اول برنامه پنجم			برنامه چهارم						نوع مشترک
۱۳۹۲	۱۳۹۱	۱۳۹۰	۱۳۸۹	۱۳۸۸	۱۳۸۷	۱۳۸۶	۱۳۸۵	۱۳۸۴	
۸۱/۱۱	۸۱/۲۹	۸۱/۴۵	۸۱/۶۴	۸۱/۷۶	۸۲/۰۵	۸۲/۲۵	۸۲/۴۵	۸۳/۲۹	خانگی
۴/۲۲	۴/۰۹	۳/۹۷	۳/۹۳	۳/۹۲	۳/۷۵	۳/۶۵	۳/۶۳	۳/۴۳	عمومی
۱/۰۹	۱/۰۶	۱/۰۴	۱/۰۰	۰/۸۳	۰/۷۶	۰/۷۰	۰/۶۷	۰/۶۴	کشاورزی
۰/۶۴	۰/۶۴	۰/۶۴	۰/۶۲	۰/۶۶	۰/۷۲	۰/۷۷	۰/۷۴	۰/۶۷	صنعتی
۱۲/۵۳	۱۲/۵۱	۱۲/۴۶	۱۲/۵۰	۱۲/۴۹	۱۲/۴۰	۱۲/۳۵	۱۲/۲۸	۱۱/۷۸	سایر مصارف
۰/۴۲	۰/۴۱	۰/۴۵	۰/۳۱	۰/۳۳	۰/۳۱	۰/۲۸	۰/۲۳	۰/۱۹	روشنایی معابر
۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	جمع

مأخذ: محاسبات انجام شده.



۱-۱۸. برق روستایی

براساس آمارهای منتشره مرکز آمار ایران،^۱ جمعیت کشور در سال ۱۳۹۰ بیش از ۷۵ میلیون نفر بوده است. از این میزان ۲۸/۵۴ درصد در روستاها و ۷۱/۳۹ درصد در شهرها سکونت داشته‌اند و بخش اندکی از جمعیت که به‌عنوان جمعیت غیرساکن تعریف می‌شوند هم جزو جمعیت روستایی محسوب شده است. جمعیت‌های غیرساکن به عشایر مناطق مختلف کشور اطلاق می‌شود که به همراه دام‌های خود بین قشلاق و ییلاق در حرکت می‌باشند. براساس گزارش‌های وزارت نیرو،^۲ در پایان سال ۱۳۹۲ صد درصد جمعیت شهری و صد درصد خانوارهای روستاهای بالای ۲۰ خانوار در کشور برق‌دار شده‌اند. جزئیات آن در جدول ۳۱ ارائه شده است.

جدول ۳۱. وضعیت روستاهای برق‌دار کشور در پایان سال ۱۳۹۲

شرح	کل روستاهای موجود کشور		روستاهای برق‌دار در پایان سال ۱۳۹۲		درصد روستاهای برق‌دار شده در	درصد روستاهای برق‌دار شده در
	روستا	خانوار	روستا	خانوار	کشور	پایان سال ۱۳۹۲
بیش از ۲۰ خانوار	۴۱۸۴۴	۴۱۳۰۲۶۹	۴۱۸۴۴	۴۱۳۰۲۶۹	۱۰۰	۱۰۰
کمتر از ۲۰ خانوار	۱۴۴۲۳	۱۶۴۷۹۳	۱۳۳۴۷	۱۴۷۶۲۴	۹۲/۵	۸۹/۶
جمع	۵۶۲۶۷	۴۲۹۵۰۶۲	۵۵۱۹۱	۴۲۷۷۸۹۳	۹۸/۱	۹۹/۶

مأخذ: وزارت نیرو، شرکت مادر تخصصی توانیر، صنعت برق ایران، ۱۳۹۲.

بدون شک این اقدامات وزارت نیرو می‌تواند روند دستیابی به توسعه را در روستاهای کشور تسریع نماید و رفاه را در کشور به‌دنبال داشته باشد. همان‌طوری که در جدول ۳۱ آمده است اقدامات وزارت نیرو سبب شد تا روستاهای کمتر از ۲۰ خانوار نیز از نعمت برق برخوردار شوند و از کل روستاهای ۲۰ خانوار کمتر کشور (۱۴۴۲۳ روستا)، تعداد ۱۳۳۴۷ روستا در پایان سال ۱۳۹۲ برق‌دار شدند. به‌عبارت دیگر، در پایان سال ۱۳۹۲، ۱۰۰ درصد روستاهای ۲۰ خانوار به بالا و ۹۲/۵ درصد کل روستاهای کمتر از ۲۰ خانوار برق‌دار شدند.

۱-۱۹. شبکه‌های انتقال و توزیع برق

مطالعات سیستم در شبکه‌های برق از حساسیت و پیچیدگی خاصی برخوردار است و این مطالعات بایستی به‌طور مستمر برای بهره‌برداری پایدار و مطمئن از شبکه انجام شود. انتخاب سطوح ولتاژی و ارتباط بین مراکز تولید و مصرف به پیش‌بینی بار مناطق ارتباط دارد. هرچه این مطالعات دقیق‌تر انجام شود و بر همان اساس هم خطوط جدید احداث گردد، در تأمین بار مطمئن مصرف‌کنندگان مؤثرتر

۱. وب سایت مرکز آمار ایران به آدرس: <http://www.amar.org.ir>

۲. وزارت نیرو، شرکت مادر تخصصی توانیر، صنعت برق ایران، ۱۳۹۲.

است. به‌طور کلی برق تولید شده در نیروگاه‌های فعال کشور مطابق اطلاعات منتشره در گزارش‌های وزارت نیرو^۱ از طریق سطوح ولتاژی زیر منتقل و توزیع می‌شوند:

۱. خطوط انتقال ۴۰۰ و ۲۳۰ کیلوولت به‌عنوان خطوط اصلی بدنه سیستم سراسری شبکه برق کشور.

۲. خطوط ۱۳۲، ۶۳ و ۶۶ کیلوولت به‌عنوان زنجیره میانی و ارتباطی بین خطوط انتقال و خطوط توزیع شبکه.

۳. خطوط ۱۱، ۳۳ و ۲۰ کیلوولت (فشار متوسط) و ۴۰۰ و ۲۳۰ ولت (فشار ضعیف) به‌عنوان توزیع‌کننده برق.

بر طبق ماده (۲) قانون اجرای سیاست‌های کلی اصل ۴۴ قانون اساسی، شبکه‌های اصلی انتقال برق در گروه سه قرار دارد و این گروه از فعالیت‌ها قابل واگذاری نیستند.^۲ لذا وزارت نیرو برای پاسخگویی به نیاز مصرفی برق کشور بر طبق صدر اصل ۴۴ قانون اساسی باید به توسعه این شبکه‌ها اقدام نماید. برای این منظور طول خطوط شبکه برق کشور گسترش پیدا کرده که جزئیات آن در جدول ۳۲ ارائه شده است.

(کیلومتر مدار)

جدول ۳۲. طول خطوط شبکه برق کشور

متوسط رشد	سه سال اول برنامه پنجم			برنامه چهارم توسعه							نوع خط
	۱۳۹۲	۱۳۹۱	۱۳۹۰	متوسط رشد	۱۳۸۹	۱۳۸۸	۱۳۸۷	۱۳۸۶	۱۳۸۵	۱۳۸۴	
۳/۴	۱۹۹۱۵	۱۹۷۴۴.۸	۱۸۶۲۵.۱	۹/۰۹	۱۸۷۶۱	۱۷۴۳۸	۱۴۸۲۳	۱۴۱۹۱	۱۲۴۴۰	۱۲۱۳۸	۴۰۰ کیلوولتی
۱/۹۴	۳۰۳۰۰	۲۹۷۲۲.۳	۲۹۱۵۷.۹	۳/۱۵	۲۹۱۱۷.۴	۲۸۴۸۷	۲۷۰۸۲	۲۶۴۵۵	۲۵۶۳۴	۲۴۹۳۱	۲۳۰ کیلوولتی
۲/۱۸	۲۳۰۶۵	۲۲۶۰۰.۲	۲۲۰۹۰.۹	۴/۳۷	۲۱۱۱۰.۷	۲۰۷۰۳	۱۹۹۸۶	۱۹۱۸۵	۱۸۵۲۸	۱۷۰۴۷	۱۳۲ کیلوولتی
۱/۴۲	۴۶۲۴۰	۴۵۷۵۳.۵	۴۴۹۵۵.۷	۳/۶۹	۴۴۰۰۷	۴۲۳۴۱	۳۹۷۳۲	۳۹۲۳۲	۳۷۹۷۴	۳۶۷۲۱	۶۳ و ۶۶ کیلوولتی
-	-	۳۸۱۱۹۵	۱۳۷۳۰۱۹	۳/۵۷	۳۶۲۳۴۷	۳۵۰۵۸۳	۳۴۰۱۴۳	۳۲۷۹۹۷	۳۱۷۶۳۳	۳۰۴۰۵۱	فشار متوسط ۲۰ و ۳۳ کیلوولت
-	-	۳۱۳۹۲۹	۳۰۵۶۹۱	۳/۵۷	۲۹۷۱۰۷	۲۸۷۷۰۸	۲۷۶۷۰۰	۲۶۵۸۲۶	۲۵۸۱۶۱	۲۴۹۳۲۶	فشار ضعیف ۴۰۰ ولت

مآخذ:

- وزارت نیرو، شرکت مادر تخصصی توانیر، صنعت برق ایران، ۱۳۹۲.

- وزارت نیرو، ترازنامه انرژی، ۱۳۹۱.

در سال ۱۳۹۲ طول خطوط ۴۰۰ کیلوولت در مقایسه با سال ۱۳۹۱ به میزان ۰/۹ درصد رشد داشته است و رشد طول خطوط ۲۳۰ کیلوولت بیش از سایر خطوط بود. در مجموع احداث خطوط ۴۰۰ کیلوولت در پایداری شبکه برق کشور نقش مؤثری دارد، اما این نقش برجسته نمی‌تواند از شبکه

۱. وزارت نیرو، ترازنامه انرژی، ۱۳۹۱.

۲. قانون اجرای سیاست‌های کلی اصل ۴۴ قانون اساسی جمهوری اسلامی ایران.



به سطوح ولتاژی دیگر بی‌نیاز باشد. آنچه در این جدول ارائه شده نشان می‌دهد که در سه سال اول برنامه پنجم متوسط رشد احداث خطوط ۴۰۰ کیلوولت مناسب نبوده است. به عبارت ساده‌تر، اقدامات وزارت نیرو از سال ۱۳۸۸ به بعد وارد رکود قابل توجهی شده است و بخشی از برنامه‌های مصوب را اجرا نکرده است.

۲۰-۱. پست‌های برق کشور

برق تولیدی در نیروگاه‌ها برای اینکه به شبکه‌های توزیع منتقل و تحویل شود به فعالیت و استقرار پست‌ها و خطوط انتقال نیاز دارد. این پست‌ها و خطوط انتقال و فوق توزیع در پاسخگویی به نیاز برق مصرفی مشترکین، پایداری شبکه و تبادل برق با کشورهای همسایه نقش بسیار زیادی دارد. پست‌های برق عموماً دو وظیفه را عهده‌دار هستند و در نیروگاه‌ها، وظیفه افزایش ولتاژ جهت انتقال و در مراکز مصرف، وظیفه کاهش آن را دارند. معمولاً ولتاژ پست‌های برق بایستی متناسب با میزان باری باشد که باید ولتاژ آن افزایش و یا کاهش یابد. در جدول ۳۳ وضعیت پست‌های برق به تفکیک ظرفیت ارائه شده است.

جدول ۳۳. ظرفیت پست‌های برق کشور در سال‌های ۱۳۹۲-۱۳۸۳ (مگاوات آمپر)

ظرفیت پست‌ها	برنامه چهارم توسعه										متوسط رشد
	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	متوسط رشد برنامه چهارم	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۹۲
۴۰۰ کیلوولتی	۲۷۰۷۰	۲۸۰۳۸	۲۹۶۳۳	۳۱۶۹۳	۳۴۵۳۸	۳۷۸۳۲	۴۴۸۹۳	۹/۸۷	۴۶۷۰۸	۵۰۹۶۸	۵۴۳۰۳
۲۳۰ کیلوولتی	۴۷۲۱۲	۵۱۶۰۱	۵۳۸۱۶	۵۶۱۱۶	۵۹۹۴۰	۶۲۳۳۷	۶۴۵۰۲	۴/۵۶	۶۷۴۱۲	۶۹۸۴۳	۷۱۶۰۵
۱۳۲ کیلوولتی	۱۵۶۵۵	۱۷۱۵۹	۱۸۴۸۹	۱۹۵۵۴	۲۱۵۶۷	۲۲۹۲۳	۲۴۴۰۳	۷/۳۰	۲۵۳۵۲	۲۶۸۴۴	۲۷۸۳۸
۶۳ و ۶۶ کیلوولتی	۳۷۹۶۸	۴۰۶۲۰	۴۳۹۸۷	۴۷۴۲۴	۵۱۴۵۸	۵۳۹۶۱	۵۷۹۲۹	۷/۳۶	۵۹۷۵۹	۶۱۳۳۴	۶۳۲۷۰
فشار متوسط ۲۰ و ۳۳ کیلوولتی	۵۸۳۶۹	۶۲۳۶۵	۶۸۲۱۱	۷۱۳۰۹	۷۷۰۱۷	۸۱۸۸۲	۸۶۸۱۷	۶/۸۴	۹۱۸۷۴	۹۵۸۴۸	*

مأخذ:

- وزارت نیرو، شرکت مادر تخصصی توانیر، صنعت برق ایران، ۱۳۹۲.

- وزارت نیرو، ترازنامه انرژی، ۱۳۹۱.

- وزارت نیرو، شرکت توانیر، ۴۷ صنعت برق ایران در آیینیه آمار، مهرماه ۱۳۹۳.

* ارقام در دسترس نمی‌باشد.

فصل دوم - بررسی عملکرد کیفی صنعت برق

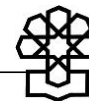
۱-۲. نقش پیشرفت تکنولوژی در صنعت برق

گرچه استفاده از انرژی برق بیش از ۱۵۰ سال عمر دارد علیرغم این عمر نسبتاً طولانی، در ترکیب و ساختار اصلی آن تغییر عمده‌ای که اثرگذار باشد به وجود نیامده است. این صنعت از سه بخش تولید، انتقال و توزیع تشکیل شده است. تولید برق کماکان به وسیله توربین‌های حرارتی یا آبی و به عبارت ساده‌تر تبدیل انرژی جنبشی به انرژی الکتریکی انجام می‌شود. در این مدت، نیروگاه‌های آبی و نیروگاه‌های اتمی که در سال‌های ۱۹۵۸ وارد مدار شدند و نیروگاه‌های خورشیدی، بادی، ژنوترمال، جذر و مد دریایی همه در قالب همان اصل تبدیل انرژی جنبشی به انرژی الکتریکی شکل گرفته‌اند. بجز مولدهای خورشیدی که از فتوولتائیک بهره‌گیری می‌کند و یا مولدهای کوچک پلیمری، نوآوری چندانی در نحوه تولید برق به وجود نیامده است. در مقطعی از سال‌های قبل از دهه ۱۹۸۰ سعی بر بزرگ‌تر کردن نیروگاه‌های حرارتی بود که بیشتر از ۲۰۰۰-۱۰۰۰ مگاوات تولید داشته باشند. البته این نیروگاه‌ها به صورت نیروگاه‌های محلی و با مقیاس کوچک‌تر (DG) و در قالب روش‌های CHP و CCHP و غیره شکل گرفت که وزارت نیرو ایران هم به تبع آن، از این نوآوری‌ها در حد امکان استفاده می‌کند، ولی تمام این تمهیدات ۱۰ درصد از تولید کل جهان را شامل نمی‌شود.

البته ناگفته نماند که راندمان تولید از نیروگاه‌های حرارتی که زمانی حتی به ۳۰ درصد هم نمی‌رسند. در حال حاضر به‌طور ساده به ۵۳ درصد بالغ می‌شود. در سیکل ترکیبی و نیروگاه‌های پیشرفته CHP و غیره تا ۸۰ درصد افزایش یافته است. وزارت نیرو طبق تبصره بند «ج» ماده (۱) قانون هدفمند کردن یارانه‌ها موظف شده که راندمان نیروگاه‌ها را سالیانه یک درصد افزایش دهد که این هدف محقق نشده است.

در بخش انتقال در یکصد سال گذشته تغییر چندانی حادث نشده است. ولتاژ خطوط انتقال افزایش و تا یک میلیون و یکصد هزار ولت DC بالا رفته و در ایران فعلاً و حداکثر ولتاژ ۴۰۰ کیلوولت است که مطالعات احداث خطوط ۷۵۰ هزار ولت در دست اقدام می‌باشد و هادی‌های انتقال کماکان از آلومینیم مغز فولاد می‌باشد و هنوز هادی بهتر از این در دنیا اختراع نشده است، در مورد پست‌های فشار قوی هم تغییرات زیادی به وقوع پیوسته است و فقط برای ولتاژهای تا ۲۳۰ پست GIS که فضای کمتری را اشغال می‌کند برای داخل شهرها استفاده می‌شود.

البته ناگفته نماند که بخش خصوصی ایران کابل‌های فشار قوی تا سطح ۲۳۰ کیلوولت را تولید کرده و شبکه‌های هوایی داخل شهر جمع‌آوری شده و به کابل زمینی تبدیل شده است که نقاط مثبت عملکرد وزارت نیرو می‌باشد. ولی به علت عدم سرمایه‌گذاری لازم در این صنعت به خصوص در زمینه پست‌ها، احتمال و امکان وقوع نارسایی زیادی در سال‌های آینده وجود دارد.



در بخش توزیع برعکس بخش تولید و انتقال که تحول زیادی نداشته‌اند در بخش توزیع تغییرات زیادی در سرویس‌دهی مشترکین به وقوع پیوسته است و تقریباً تمام نوآوری صنعت برق در بخش توزیع متجلی شده است. در این بخش دستگاه‌های اندازه‌گیری دیجیتال جایگزین کنتورهای مکانیکی شد. قرائت کنتور با مراجعه به محل نصب با قرائت از راه دور تغییر ماهیت داد. با ایجاد شبکه‌های هوشمند و قطع و وصل مناطق از راه دور ایجاد دپسناچینگ‌های محلی تعیین اتفاقات بدون مراجعه به شبکه امکانپذیر شد. میزان تلفات با به‌کارگیری پست‌های Compact به کیلووات با بهای بسیار کم برای توزیع فشار ضعیف توانسته‌اند که شیوه توزیع را تغییر دهند. ولی این تحولات به اندازه کافی در ایران انجام نگرفته و هنوز سیستم‌های قدیمی بخش توزیع کاربرد دارد در این زمینه گرچه وزارت نیرو تا اندازه‌ای مقصر است ولی دولت مسئولیت بیشتری در این زمینه دارد و چون هنوز نه مالکیت و نه مدیریت بخش توزیع مشخص و معلوم نیست و هیچ قانون مدون و مصوبی در این زمینه که لازم‌الاجرا باشد وجود ندارد. تمام تأسیسات بخش توزیع بدون آینده‌نگری واگذار شد. بنابراین اگر بخواهیم یک ارزیابی نسبتاً دقیقی از عملکرد وزارت نیرو در این زمینه انجام دهیم متوجه می‌شویم وزارت نیرو در بخش فنی «بجز کاهش تلفات» عملکرد موفق‌تری نداشته است.

۲-۲. تلفات در شبکه برق و چگونگی کاهش آن

برقی که در نیروگاه‌ها تولید می‌شود به همان میزانی نیست که در اختیار مشترکین و یا مصرف‌کنندگان قرار می‌گیرد. همان‌طوری که پیش‌تر توضیح داده شد بخشی از برق تولیدی توسط خود نیروگاه‌ها، بخشی در شبکه‌های انتقال و توزیع از دست می‌رود و مابقی در اختیار مشترکین قرار می‌گیرد. در چرخه عملیات صنعت انرژی کشور اعم از فرآیند تولید، فرآوری و تبدیل، انتقال و توزیع، اختلاف بین مقدار انرژی ورودی و خروجی بدون در نظر گرفتن انرژی مربوط به سوخت مصرفی خود فرایندها به‌عنوان شاخص تلفات انرژی در عملیات تعریف می‌شود.^۱ با توجه به نقش و سهمی که تلفات در صنعت برق دارد، کاهش آن نیز از اهمیت بسیاری برخوردار است و در این مورد احکامی نیز در برخی از قوانین مصوب شده است. علاوه بر این وزارت نیرو نیز در برنامه‌های بلندمدت خود برای کاهش تلفات راهبردهایی را نیز معین کرده و برای این منظور اصلاح مقررات، ضوابط و توسعه سامانه‌های مناسب برای جلوگیری از استفاده غیرمجاز از برق در شبکه‌های ضعیف، استقرار سازوکارهای اقتصادی - تجاری در فعالیتهای کاهش تلفات و شبکه هوشمند، اصلاح معماری شبکه‌های توزیع، هماهنگی در طراحی و توسعه شبکه‌های فوق توزیع و توزیع برق و... از جمله آنهاست.^۲

۱. مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، ترازنامه هیدروکربوری، ۱۳۹۰.

۲. وزارت نیرو اسناد توسعه برق کشور.

نیروگاه‌های برق در بخش تبدیل نیز با توجه به مصرف انواع سوخت فسیلی، به دلیل راندمان پایین و طول خطوط انتقال، دارای تلفات هستند. اختلاف انرژی فسیلی ورودی به نیروگاه‌ها و انرژی خروجی از آنها را تلفات تبدیل می‌گویند. تلفات تبدیل نیروگاه‌های حرارتی در دوره زمانی ۱۳۹۱-۱۳۸۰ در جدول ۳۴ ارائه شده است.

جدول ۳۴. میزان تلفات تبدیل نیروگاه‌های حرارتی در سال‌های ۱۳۸۰-۱۳۹۱

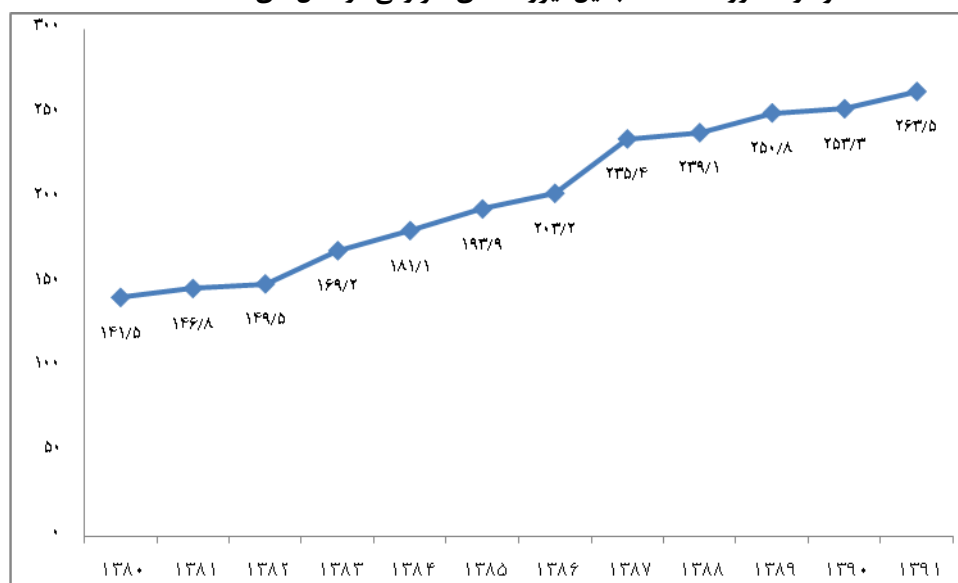
(میلیون بشکه معادل نفت خام در سال)

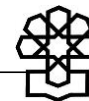
شرح	۱۳۸۰	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱
تلفات تبدیل	۱۴۱/۵	۱۴۶/۸	۱۴۹/۵	۱۶۹/۲	۱۸۱/۱	۱۹۳/۹	۲۰۳/۲	۲۳۵/۴	۲۳۹/۱	۲۵۰/۸	۲۵۳/۳	۲۶۳/۵

مأخذ: مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، ترازنامه هیدروکربوری، ۱۳۹۱.

وضعیت تلفات تبدیل در بخش نیروگاه‌های حرارتی کشور همان‌طوری که در جدول ۳۴ ارائه شده است در حال افزایش است و از حدود ۱۴۲ میلیون بشکه معادل نفت خام در سال ۱۳۸۰ به حدود ۲۶۴ میلیون بشکه معادل نفت خام در سال ۱۳۹۱ افزایش یافته است. از بین بردن کامل تلفات تبدیل در نیروگاه‌ها از نظر علمی امکان‌پذیر نیست، اما کاهش آن تا حد مجاز و متناسب با راندمان، منطقی و متداول است. اما آنچه در این جدول ارائه شده نشان می‌دهد که میزان تلفات تبدیل، با رشد متوسط حدود ۶ درصد از حدود ۱۴۷ میلیون بشکه معادل نفت خام در سال ۱۳۸۱ به ۲۶۳/۵ میلیون بشکه معادل نفت خام در سال ۱۳۹۱ رسید. روند تلفات تبدیل در نیروگاه‌های حرارتی در نمودار ۲۰ ارائه شده است.

نمودار ۲۰. روند تلفات تبدیل نیروگاه‌های حرارتی در سال‌های ۱۳۸۰-۱۳۹۱





علاوه بر تلفات این چنینی، بخشی از برق تولیدی نیروگاه‌ها در شبکه‌های انتقال و توزیع تلف می‌شوند که این در ایران، رقم قابل توجهی است. در مورد کاهش تلفات در شبکه‌های انتقال و توزیع تا قبل از سال ۱۳۸۶ به‌رغم آنکه در مورد نحوه کاهش آن از سوی مجلس شورای اسلامی و وزارت نیرو مباحثی مطرح و پیگیری‌هایی به‌عمل می‌آمد، لکن اهداف مشخص قانونی مصوب نشده بود. وزارت نیرو نیز عدم کاهش تلفات را در نبود و یا کمبود اعتبارات مربوط به نوسازی شبکه‌ها به‌ویژه شبکه‌های توزیع عنوان می‌کرد. اما در سال ۱۳۸۶ رویه جدیدی برای کاهش تلفات در پیش گرفته شد و برای این موضوع اهداف قانونی مصوب گردید. این اهداف عبارتند از:

۱. در قانون بودجه سال ۱۳۸۶ وزارت نیرو مکلف گردید که سالیانه یک درصد تلفات خطوط را کاهش دهد. به همین منظور اعتبارات لازم هم در بودجه مشخص شد.^۱
۲. در قانون بودجه سال ۱۳۸۹ وزارت نیرو مکلف شد تلفات را ۱/۵ درصد کاهش دهد.^۲
۳. در تبصره بند «ج» ماده (۱) قانون هدفمند کردن یارانه‌ها مقرر گردید تلفات تا پایان برنامه پنج‌ساله پنجم به ۱۴ درصد کاهش یابد.^۳

در مورد موضوع مربوط به کاهش تلفات در شبکه‌های برق نکته مهم این است که تلفات در حد متعارف آن بنا به شرایط محیطی و وضعیت شبکه و مباحث فنی آن اجتناب‌ناپذیر است. در ایران بیشترین میزان تلفات در شبکه‌های توزیع به‌ویژه شبکه فشار ضعیف است. زیرا عموماً برق مشترکین با قدرت درخواستی حتی تا ۲۵۰ کیلووات و گاهی بیشتر هم، با فشار ضعیف تأمین می‌شود. علاوه بر آن، طولانی بودن خطوط فشار متوسط و فشار ضعیف در افزایش تلفات مؤثر است. در کنار این مباحث، موضوع مربوط به برق‌رسانی به روستاها که انتقال برق با خطوط طولانی فشار متوسط در فواصل زیاد با

۱. در بند «ب» تبصره «۴» قانون بودجه سال ۱۳۸۶ آمده است: «به‌منظور تسریع در اجرای سیاست‌های اجرایی اصل (۴۴) قانون اساسی و ماده (۲۵) قانون برنامه چهارم توسعه به دولت اجازه داده می‌شود با معرفی وزارت نیرو به شرح زیر اقدام کند:

۱. معادل ارزی مبلغ دو هزار و شصت و هفتاد میلیارد (۲۶۷۰۰۰۰۰۰۰۰۰) ریال از حساب ذخیره ارزی، (در قالب سهم بخش خصوصی) برای متقاضیان بخش‌های خصوصی، تعاونی و عمومی غیردولتی احداث یا خرید نیروگاه که طبق قرارداد منعقد برق تولیدی را براساس مفاد آیین‌نامه اجرایی ماده (۲۵) قانون برنامه چهارم توسعه عرضه نمایند اختصاص دهد. در اعطای این تسهیلات اشخاصی که نیروگاه‌های نیمه‌تمام و در دست احداث وزارت نیرو را خریداری نمایند اولویت خواهند داشت.

۲. معادل ارزی مبلغ یک هزار و هفتصد و هشتاد میلیارد (۱۷۸۰۰۰۰۰۰۰۰۰) ریال در قالب سهم بخش خصوصی از تسهیلات حساب ذخیره ارزی به‌منظور کاهش تلفات در شبکه‌های انتقال و توزیع و افزایش راندمان مصرف سوخت در نیروگاه‌ها به بخش غیردولتی و به‌صورت بیع متقابل به ترتیبی اختصاص دهد که سالیانه یک درصد (۱٪) از تلفات شبکه‌های انتقال و توزیع کاهش و سالیانه یک درصد (۱٪) به راندمان حرارتی نیروگاه‌ها بیفزاید. بازپرداخت این تسهیلات از محل صرفه‌جویی در مصرف برق و سوخت نیروگاه‌ها، از طریق بخش غیردولتی دریافت‌کننده تسهیلات صورت خواهد گرفت.

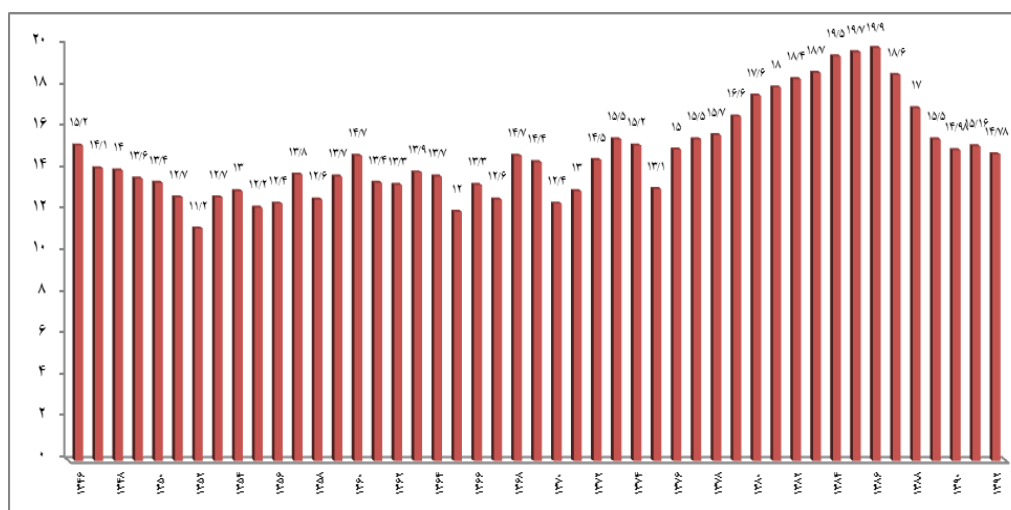
۳. در بند «ز» ماده واحده آمده است: وزارت نیرو مکلف است در سال ۱۳۸۹ جهت تأمین بخشی از کمبود نیروی برق معادل یک‌ونیم درصد (۱/۵٪) از تلفات شبکه را با بهینه‌سازی و نوسازی شبکه کاهش داده و گزارش آن را تا پایان سال به کمیسیون انرژی مجلس ارائه نماید.

۳. قیمت تمام شده برق، مجموع هزینه‌های تبدیل انرژی، انتقال و توزیع و هزینه سوخت با بازده حداقل سی و هشت درصد (۳۸٪) نیروگاه‌های کشور و رعایت استانداردها محاسبه می‌شود و هر ساله حداقل یک درصد (۱٪) به بازده نیروگاه‌های کشور افزوده شود به‌طوری که تا پنج سال از زمان اجرای این قانون به بازده چهل و پنج درصد (۴۵٪) برسد و همچنین تلفات شبکه‌های انتقال و توزیع تا پایان برنامه پنج‌ساله پنجم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران به چهارده درصد (۱۴٪) کاهش یابد.

فشار ضعیف به داخل و حاشیه روستاها را نیز باید اضافه کرد. به‌ویژه وجود خطوط سرویس تا ۲۰۰ متر در روستاها سبب افزایش تلفات می‌شود. در شبکه برق ایران بالغ بر ۵۲ درصد خطوط فشار متوسط و ۳۴ درصد خطوط فشار ضعیف کشور جهت برق‌رسانی به روستاها احداث شده است. گرچه مصارف برق روستایی در مقایسه با مصارف شهری کمتر است، ولی به‌رحال طولانی بودن شبکه‌های فشار متوسط و توزیع روستایی هم در افزایش تلفات نقش بسیاری دارد.

مراجعه به آمارهای وزارت نیرو نشان می‌دهد که وضعیت تلفات شبکه برق کشور در ۴۰ سال اخیر هیچگاه کمتر از ۱۲ درصد نبوده است و این شاخص در برخی از سال‌های تاریخ ۴۲ سال اخیر برق به حدود ۲۰ درصد نیز رسیده است. بنابراین روشن است که چه سرمایه‌عظیمی از کشور در این مسیر از بین رفته است. جزئیات مربوط به تلفات شبکه برق کشور در ۴۰ سال اخیر در نمودار ۲۱ ارائه شده است.

نمودار ۲۱. درصد تلفات شبکه برق کشور در سال‌های ۱۳۹۲-۱۳۴۶



در جدول ۳۵ تلفات شبکه برق کشور به تفکیک انتقال و فوق توزیع ارائه شده است. مطابق گزارش وزارت نیرو بخشی از تلفات شبکه برق کشور به انشعابات غیر مجاز برداشت برق از شبکه مربوط است. البته مقداری از انرژی برق تولیدی نیز در شبکه برق کشور به‌صورت حرارت تلف می‌شود که این میزان به جریان و مقاومت خط انتقال بستگی دارد. اطلاعات جدول ۳۵ نشان می‌دهد که تلفات انتقال و فوق توزیع که در سال ۱۳۸۳ به میزان ۴/۹ درصد بود در سال ۱۳۹۲ به ۳/۴ درصد کاهش یافته و روند کاهشی را طی نموده است. این کاهش در بخش توزیع نیز مشهود است و از ۱۶/۴ درصد در سال ۱۳۸۳ به ۱۴/۸ درصد در سال ۱۳۹۲ کاهش یافته است. وضعیت مربوط به روند تلفات در بخش انتقال، فوق توزیع و توزیع و متوسط آن در جدول ۳۵ ارائه شده است.



جدول ۳۵. تلفات شبکه‌های انتقال و توزیع (درصد)

شرح	۱۳۸۳	برنامه چهارم توسعه							سه سال اول برنامه پنجم		
		۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۹۲	
تلفات انتقال و فوق توزیع	۴/۹	۴/۲	۴/۳	۴/۹	۴/۲	۴/۱	۳/۶	۳/۴	۳/۵	۳/۴	
تلفات توزیع	۱۶/۴	۱۸/۱	۱۸/۰	۱۷/۹	۱۷/۵	۱۶/۱	۱۴/۸	۱۴/۷	۱۵/۰	۱۴/۸	
متوسط شبکه‌های برق	۱۸/۷	۱۹/۵	۱۹/۷	۱۹/۹	۱۸/۶	۱۷/۱	۱۵/۵	۱۵	۱۵/۲	۱۴/۸	

مأخذ: وزارت نیرو، شرکت توانیر، ۴۷ صنعت برق ایران در آیینیه آمار، مهرماه ۱۳۹۳.

همان‌طوری که در جدول ۳۵ آمده است، سهم تلفات بخش انتقال و فوق توزیع و توزیع در سال‌های ۱۳۹۲-۱۳۸۳ متفاوت است. اما چنانچه قرار باشد میزان واقعی تلفات بررسی شود، بد نیست بین مقدار تولید ناویژه نیروگاه‌ها، تولید ویژه آنها (پس از کسر مصرف داخلی نیروگاه‌ها)، فروش انرژی (مصرف توسط مشترکین) مقایسه‌ای انجام شود. این وضعیت در جدول ۳۶ ارائه شده است.

جدول ۳۶. تولید، فروش و تلفات انرژی در شبکه‌های برق کشور (میلیون کیلووات ساعت)

شرح	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	سه سال اول برنامه پنجم		
								۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۹۲
تولید ناویژه	۱۶۲۸۷۱	۱۷۸۰۷۲	۱۹۲۵۳۵	۲۰۴۰۱۱	۲۱۴۲۸۰	۲۲۱۳۱۴	۲۳۲۹۹۴	۲۴۰۰۶۳	۲۵۴۲۶۶	۲۶۲۱۹۲
تولید ویژه	۱۵۵۷۵۷	۱۷۰۶۳۱	۱۸۴۷۶۲	۱۹۶۰۷۸	۲۰۶۱۸۹	۲۱۲۸۵۲	۲۲۴۹۱۲	۲۳۱۶۲۱	۲۴۵۹۱۳	۲۵۳۴۵۶
فروش انرژی	۱۲۴۴۶۶	۱۳۲۸۹۷	۱۴۴۵۹۸	۱۵۲۳۳۰	۱۶۱۴۴۵	۱۶۸۴۳۸	۱۸۴۱۸۲	۱۸۳۹۰۵	۱۹۴۱۴۸	۲۰۳۰۸۸
تلفات انتقال و توزیع	۳۱۲۹۱	۳۷۷۳۴	۴۰۱۶۴	۴۳۷۴۸	۴۶۷۴۴	۴۴۴۱۴	۴۰۷۳۰	۴۷۷۱۶	۵۱۷۶۵	۵۰۳۶۸
درصد تلفات	۲۰/۰۹	۲۲/۱۱	۲۱/۷۴	۲۲/۳۱	۲۱/۷۰	۲۰/۸۷	۱۸/۱۱	۲۰/۶۰	۲۱/۰۵	۱۹/۸۷

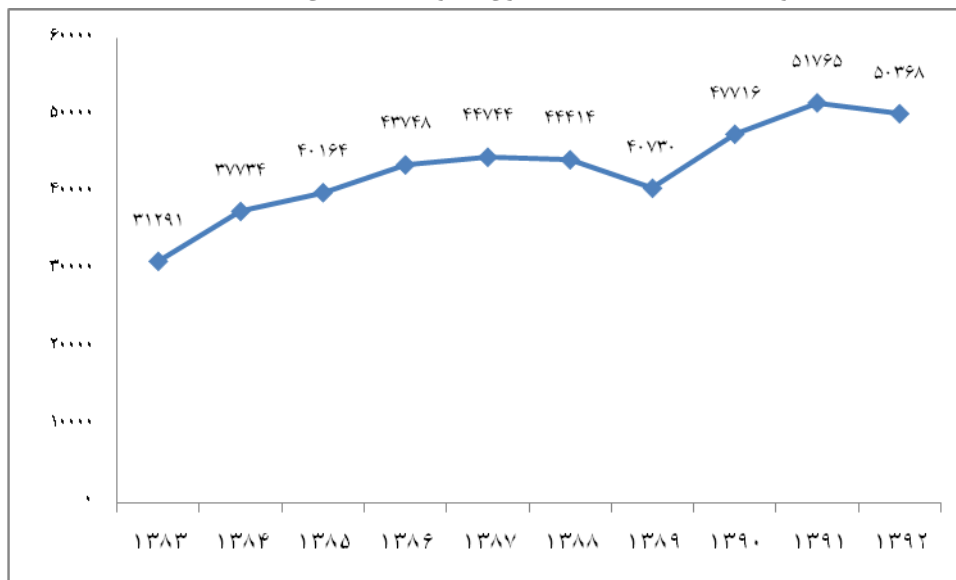
مأخذ: وزارت نیرو، شرکت توانیر، ۴۷ سال صنعت برق ایران در آیینیه آمار، مهرماه ۱۳۹۳.

- محاسبات انجام شده.

همان‌طوری که در جدول ۳۶ ملاحظه می‌شود در برنامه چهارم توسعه متوسط رشد تولید ناویژه ۵/۵۲ درصد و تولید ویژه ۵/۶۸ درصد رشد کرده است. این ارقام نشان می‌دهد که رشد مصرف داخلی نیروگاه‌ها کاهش یافته است این کاهش در استفاده بیشتر از توربین‌های گازی در نیروگاه‌ها ریشه دارد که مصرف داخلی آنها کمتر است. در سه سال اول برنامه پنجم نیز متوسط رشد تولید ویژه بیش از تولید ناویژه بود. در مورد تلفات بخش انتقال و توزیع، آنچه در این جدول آمده است نشان می‌دهد که متوسط رشد آن در دوره برنامه چهارم و سه سال اول برنامه پنجم در مقایسه با متوسط رشد فروش برق کمتر بوده است. با این محاسبات به نظر می‌رسد وزارت نیرو با جمع کردن برخی انشعابات غیرمجاز و برخی از اقدامات مربوط به کاهش تلفات، گام‌هایی را برای کاهش تلفات برداشته است. با در نظر گرفتن موارد فوق‌الذکر، محاسبات انجام شده گویای این واقعیت است که تلفات در صنعت برق کشور بیش از آن چیزی هست که در جدول ۳۵ ارائه شده است و تلفاتی که از مابه‌التفاوت

فروش انرژی و تولید ویژه به دست می‌آید بعضاً به ۲۲ درصد نیز رسیده است. روند این تلفات در نمودار ۲۲ ارائه شده است.

نمودار ۲۲. روند تلفات شبکه برق کشور در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۹۲



برای آگاهی بیشتر از وضعیت تلفات شرکت‌های توزیع و شناخت معضل آن و نیز سرقت انرژی از شبکه‌ها به وضعیت و مقایسه عملکرد شرکت‌های توزیع به شرح جدول ۳۷ پرداخته می‌شود.

جدول ۳۷. درصد تلفات شبکه توزیع به تفکیک شرکت‌های توزیع نیروی برق سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۹۲

(درصد)

ردیف	شرکت توزیع نیروی برق	۱۳۸۳	برنامه چهارم توسعه						سه سال اول برنامه پنجم		
			۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۹۲
۱	شهرستان تبریز	۱۱/۹	۹/۷۱	۱۰/۲	۹/۴۵	۱۱/۵	۷/۳۶	۱۱/۱	۱۰/۶	۱۰/۱	۹/۷
۲	آذربایجان شرقی	۹	۱۰/۴۶	۸/۷	۱۲/۳۱	۱۲/۸	۱۳/۱۸	۱۳/۰	۱۲/۳	۱۱/۷	۱۱/۲
۳	آذربایجان غربی	۱۴/۱	۱۵/۶۳	۱۵	۱۶/۴۲	۱۲/۹	۱۴/۳۵	۱۳/۲	۱۲/۵	۱۱/۷	۱۱/۱
۴	استان اردبیل	۲۰/۲	۱۹/۰۶	۱۵/۵	۱۲/۴۶	۱۵/۵	۱۶/۰۳	۱۵/۲	۱۴/۲	۱۳/۲	۱۲/۵
۵	شهرستان اصفهان	۱۱/۶	۶/۳۷	۷/۹	۸/۵۶	۸/۶	۸/۹۶	۹/۳	۸/۹	۸/۵	۸/۲
۶	استان اصفهان	۱۵/۳	۱۱/۶۸	۱۴	۱۱/۱۸	۹/۵	۱۰/۰۰	۹/۵	۹/۱	۸/۷	۸/۴
۷	استان چهارمحال و بختیاری	۱۶/۸	۱۲/۲۴	۱۲/۸	۱۳/۳۲	۱۲	۱۱/۲۰	۱۱/۹	۱۱/۳	۱۰/۸	۱۰/۳
۸	استان مرکزی	۱۲/۶	۱۳/۰۵	۱۲/۹	۱۵/۴۲	۱۴/۸	۱۳/۹۳	۱۳/۱	۲/۶	۱۲	۱۱/۴
۹	استان همدان	۲۱/۷	۲۲/۵۷	۲۱	۲۲/۵۳	۱۸/۶	۱۷/۸۶	۱۶/۶	۱۵/۶	۱۴/۷	۱۳/۸
۱۰	استان لرستان	۲۰/۴	۳۰/۷۱	۱۷/۹	۲۱/۹۵	۲۴/۵	۲۳/۲۴	۲۲/۵	۲۰/۲	۱۸/۴	۱۷/۱
۱۱	استان البرز (کرج)	*	۲۵/۵۱	۱۸/۷	*	۲۲/۹	۲۰/۹۰	*	*	*	*
۱۲	تهران بزرگ	*	*	*	*	۱۰/۸	۱۱/۳۳	۱۰/۳	۹/۸	۹/۴	۸/۹
۱۳	نواحی تهران	*	*	*	*	*	۲۴/۳	۲۵/۴۳	۲۰/۸	۱۸/۵	۱۶
۱۴	استان قم	*	۱۵/۹۲	۱۳/۱	*	۱۶	۱۵/۶۱	۱۵/۰	۱۴	۱۳	۱۲/۳



ردیف	شرکت توزیع نیروی برق	۱۳۸۳	برنامه چهارم توسعه						سه سال اول برنامه پنجم		
			۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۹۲
۱۵	شهرستان مشهد	۱۲/۸	۱۳/۳۷	۸/۱	۱۵/۱۶	۱۳/۷	۱۲/۴۳	۱۱/۷	۱۱	۱۰/۵	۱۰
۱۶	استان خراسان رضوی	۱۱/۴	۱۰/۲۰	۱۲/۹	۱۴/۰۱	۱۲/۳	۱۱/۳۵	۹/۴	۹	۸/۶	۸/۳
۱۷	استان خراسان شمالی	۱۵/۷	۱۸/۷۲	۱۲/۱	۱۵/۲۱	۱۱	۱۱/۲۴	۱۰/۶	۱۰/۱	۹/۶	۹/۱
۱۸	استان خراسان جنوبی	۱۳	۱۲/۲۳	۱۱/۵	۱۱/۸۷	۹/۲	۹/۸۸	۹/۷	۹/۲	۸/۸	۸/۴
۱۹	شهرستان اهواز	۳۴/۲	۴۲/۹۳	۴۲	۴۱/۷۸	۳۸/۹	۳۱/۴۹	۲۵/۶	۲۳	۲۰/۵	۱۸/۶
۲۰	استان خوزستان	۳۳/۵	۳۴/۹۳	۳۶/۱	۳۶/۴	۳۱/۲	۲۴/۲۶	۲۴/۱	۲۲	۲۰	۱۸/۵
۲۱	استان کهگیلویه و بویراحمد	۳۴/۹	۲۷/۹۶	۳۰/۸	۲۸/۴۳	۲۵/۵	۲۳/۷۶	۲۰/۰	۱۸/۵	۱۷	۱۶
۲۲	استان زنجان	۱۱/۳	۱۱/۷۶	۱۳/۱	۱۳/۰۸	۱۵/۱	۱۵/۰۸	۱۲/۲	۱۱/۵	۱۱	۱۰/۴
۲۳	استان قزوین	۷/۲	۱۸/۷۷	۱۳	۱۱/۵۹	۱۱/۱	۹/۰۸	۸/۶	۸/۳	۸	۷/۷
۲۴	سمنان	۶/۵	۱۰/۶۶	۱۰/۹	۹/۴۱	۷/۱	۷/۸۳	۸/۶	۸/۳	۸	۷/۷
۲۵	سیستان و بلوچستان	۲۸/۸	۳۰/۵۲	۳۰/۱	۳۱/۲۱	۱۹/۴	۲۴/۱۰	۲۷/۷	۲۴/۷	۲۲/۳	۲۰
۲۶	استان کرمانشاه	۱۹	۱۹/۱۳	۱۶/۳	۱۶/۳۹	۱۷/۷	۱۷/۴۷	۱۸/۲	۱۷	۱۶	۱۵
۲۷	استان کردستان	۱۵/۳	۱۳/۵۱	۱۳/۵	۱۳/۶۸	۱۱/۸	۱۱/۸۸	۱۰/۹	۱۰/۴	۹/۹	۹/۴
۲۸	استان ایلام	۱۵/۳	۱۶/۷۵	۱۶/۴	۱۹/۶۲	۱۷/۷	۱۷/۷۷	۱۸/۵	۱۷	۱۶	۱۵
۲۹	شهرستان شیراز	۲۳/۲	۲۲/۶۳	۱۹/۹	۲۱/۲۵	۱۷/۸	۱۸/۹۳	۱۵/۰	۱۴	۱۳	۱۲/۳
۳۰	استان فارس	۲۴/۹	۲۱/۸۱	۱۹/۸	۲۱/۳۳	۸/۲	۸/۰۳	۶/۲	۶/۲	۶/۲	۶/۱
۳۱	استان بوشهر	۲۴	۱۷/۲۳	۱۸/۳	۱۶/۳۱	۲۶/۹	۱۵/۶۹	۱۱/۲	۱۰/۶	۱۰/۴	۹/۹
۳۲	شمال استان کرمان	۸/۳	۹/۶۹	۱۳/۵	۱۴/۶۹	۱۳/۸	۱۲/۵۱	۱۳/۱	۱۲/۳	۱۱/۵	۱۱
۳۳	جنوب استان کرمان	۱۰/۷	۲۹/۶۷	۱۷/۸	۲۷/۵۴	۲۳/۳	۲۱/۸۹	۱۹/۳	۱۷	۱۶	۱۵
۳۴	گیلان	۹/۴	۱۳/۷۰	۱۴/۱	۱۳/۴	۱۳/۴	۱۲/۶۰	۱۳/۰	۱۲/۴	۱۱/۷	۱۱/۲
۳۵	استان مازندران	۱۱/۹	۱۴/۹۵	۱۵/۳	۱۷/۲۱	۱۶/۴	۱۶/۳۴	۱۵/۸	۱۴	۱۳/۲	۱۲/۶
۳۶	غرب مازندران	۱۸	۱۲/۷۲	۱۹/۷	۱۸/۴۶	۲۰/۲	۱۸/۱۶	۱۷/۷	۱۶/۵	۱۵/۵	۱۴/۵
۳۷	استان گلستان	۸/۵	۱۲/۹۵	۱۵	۱۵/۵۱	۱۴/۴	۱۴/۵۶	۱۴/۲	۱۳/۲	۱۲/۴	۱۱/۸
۳۸	هرمزگان	۱۶/۳	۱۷/۶۷	۱۸/۴	۱۸/۰۵	۱۷/۹	۱۵/۹۹	۱۱/۴	۱۰/۸	۱۰/۳	۹/۸
۳۹	یزد	۱۱/۲	۱۰/۰۲	۱۰/۱	۸/۳۸	۹/۶	۸/۸۰	۷/۸	۷/۵	۷/۲	۷
متوسط شبکه‌های توزیع		۱۶/۶	۱۸/۰۴	۱۸	۱۷/۸۷	۱۷/۵	۱۶/۰۵				

مأخذ: شرکت توانیر، آمار تفصیلی برق.

در مورد تلفات در شبکه برق کشور آنچه لازم است مدنظر قرار گیرد خساراتی است که از محل آن به کشور وارد می‌شود. همان‌طوری که می‌دانیم وزارت نیرو برای تولید برق در نیروگاه‌های حرارتی به مصرف سوخت نیاز دارد و میزان سوخت مصرفی در نیروگاه‌های کشور در جداول پیشین ارائه شده است. براساس آمار ارائه شده در این نوشتار، در سال ۱۳۹۲ متوسط گاز طبیعی، نفت‌گاز و نفت‌کوره مصرفی در نیروگاه‌های کشور ۳۶۶۴۸ میلیون مترمکعب، ۱۲۱۸۶ و ۱۵۲۶۳ میلیون لیتر بود. اگر قیمت منطقه‌ای این سوخت‌ها در میزان مصرف آنها ضرب شود، تلفات در شبکه توزیع برق به معنای از بین رفتن ارزش این سوخت مصرف شده در نیروگاه‌های تولید برق است. تلفات، خسارت دیگری نیز به‌دنبال دارد و آن این است که باعث می‌شود بخشی از ظرفیت نیروگاه‌ها نیز هدر برود و به تبع این هرزروی، سرمایه‌گذاری انجام شده در آن نیز به اتلاف اختصاص یابد. به‌طور کلی بررسی ارقام جدول ۳۷ نشان‌دهنده موارد ذیل است:

۱. هرچه منطقه صنعتی‌تر و مراکز مصرف فشرده‌تر و بارها هم متراکم‌تر باشد، درصد تلفات کمتر است. در این مورد باید به شرکت‌های توزیع تبریز، اصفهان، استان اصفهان، تهران بزرگ، استان خراسان رضوی، مشهد و استان‌های قزوین و یزد اشاره کرد.

۲. درصد تلفات در برخی دیگر از شرکت‌های توزیع مناسب و بین ۶ تا ۹ درصد است که شرکت‌های توزیع استان‌های فارس، یزد و اصفهان از جمله آنهاست. این موضوع نشان می‌دهد که یا شرکت‌های توزیع این استان‌ها توانسته‌اند برای کاهش تلفات بسیار کوشش کنند و یا این که عدد اعلام شده صحیح نیست.

۳. تلفات در بعضی از شرکت‌های توزیع مانند شهرستان اهواز و استان‌های خوزستان، نواحی لرستان، سیستان و بلوچستان و شهرستان‌های اهواز بین ۱۸ تا ۲۰ درصد اعلام شده که بسیار زیاد است. این موضوع در برخی از استان‌ها مانند خوزستان و شهرستان‌های اهواز به علت استفاده غیرمجاز از برق است. گرچه کوشش‌هایی در جهت کاهش برق‌دزدی به عمل آمده ولی این مسئله در بسیاری از شهرها نه تنها رواج دارد، بلکه در صورت گران شدن نرخ برق بیشتر تسری پیدا خواهد کرد.

۴. برای کاهش تلفات بایستی عواملی را که سبب افزایش آن می‌شوند را مورد شناسایی قرار داد و سپس برای برخورد با هریک از عوامل و کاهش اثر آنها، رفتاری منطقی تعریف کرد و عملیات مربوطه را اجرا کرد. عوامل مؤثر بر تلفات انرژی بسیار زیاد است که از آن جمله بایستی به تلفات خطوط انتقال و توزیع که با مقاومت سیم‌ها و کابل‌ها و مجذور جریان عبوری نسبت مستقیم دارد و یا تلفات در ترانسفورماتورها و تلفات در سایر تجهیزات پست‌ها و یا شبکه اشاره کرد. به این موارد باید مصارف داخلی اطاق‌های فرمان، روشنایی محوطه پست‌ها و ساختمان‌های اداری و... را نیز اضافه کرد.

طولانی شدن خطوط به‌ویژه خطوط فشار متوسط و فشار ضعیف و استفاده نامناسب از ترانسفورماتورها هم سبب می‌شود تلفات افزایش یابد. لذا بهتر است توزیع نیرو همواره با توجه به توزیع بار مشترکین با ولتاژ مناسب‌تر صورت گیرد و بجای استفاده از ترانس‌های توزیع پرفشاریت و توزیع برق با خطوط فشار ضعیف طولانی‌تر از، ترانس‌های کم‌فشاریت‌تر و کم‌تلفات‌تر و خطوط فشار ضعیف بسیار کوتاه‌تر استفاده شود. بنابراین چون حجم تلفات انرژی در شبکه برق ایران بسیار زیاد است و نیز روش‌های کاهش تلفات نیز شناخته شده است جا دارد که وزارت نیرو به‌جای برخورد سطحی با این عامل و یا اعلام اعدادی که کمتر صحیح به نظر می‌رسند، آن را جدی گرفته و با اقدامات و اصطلاحات اساسی در شبکه‌های توزیع و نحوه انشعاب‌دهی نسبت به کاهش تدریجی آن اقدام کند و تا جایی که امکان دارد از گسترش بیش از اندازه شبکه‌های فشار ضعیف به‌ویژه هنگام برقراری انشعابات کاسته شود. در شبکه‌های فشار ضعیف نه تنها تلفات فنی و تلفات بی‌باری ترانس بسیار زیاد است، بلکه برق‌دزدی آسان‌تر، سرقت تجهیزات سهل‌تر و خاموشی هم بیشتر است. در مقابل تلفات



فنی در شبکه‌های فشار متوسط تا یک‌سوم کاهش می‌یابد. کما اینکه برخی از اقدامات در شرکت‌های توزیع تا اندازه‌ای مؤثر بوده و جلوی افزایش بیش از پیش تلفات را گرفته است.

۳-۲. نیروی انسانی صنعت برق و بهره‌وری

بر نقش نیروی انسانی در تولید در مباحث اقتصادی تأکید شده است و بر این اساس است که در تئوری‌های اقتصادی از مدیریت و منابع انسانی به‌عنوان عامل تولید یاد می‌شود. نقش نیروی انسانی در جوامع امروز آنقدر زیاد است که از آن به‌عنوان عامل بالندگی و رشد و توسعه یاد می‌شود.

در صنعت برق از زمانی که موضوع خصوصی‌سازی مورد توجه قرار گرفته است، انجام فعالیت به شکل کارآ و با کمترین هزینه از مهمترین موضوعات است. لذا برخورداری از نیروی متخصص و کارآمد از مباحث بسیار مهم است. علاوه بر این، نقش نیروی انسانی متخصص در صنعت برق کشور از آن جهت دارای اهمیت است که صنعت برق، صنعتی سرمایه‌بر است و تکنولوژی در آن از مهمترین ابزار تولید محسوب می‌شود و لذا نیروی انسانی که در آن مشغول فعالیت می‌شود باید از تخصص مناسب برخوردار باشد.

در کنار نیروی انسانی متخصص در انجام فعالیت تولیدی، موضوع بهره‌وری نیز دارای اهمیت است و این شاخص فنی و اقتصادی باعث می‌شود تا فعالیت‌ها با کمترین هزینه انجام شود. درخصوص نقش و اهمیت این دو عامل بر انجام فعالیت در صنعت برق لازم است به این نکته اشاره شود که قرار است در قالب قانون اجرای سیاست‌های کلی اصل ۴۴ قانون اساسی و با توجه به فرصت کشور در عرصه مبادلات منطقه‌ای و صادرات انرژی و برق، ایران بتواند به صادرات و واردات برق اقدام نماید. با چنین رویکردی، لازم است بخش خصوصی در عرصه صنعت برق وارد شود. برای اینکه موضوع کارآیی و بهره‌وری در این صنعت به شکل واقعی اجرا گردد، در برخی از سال‌ها نیروی انسانی بخش‌هایی از صنعت برق کاهش یافته است و این نتیجه از آنجا حاصل شد که انجام برخی از امور مانند خدمات مهندسی، مشاوره، نظارت، بهره‌برداری، تعمیر و نگهداری، پیمانکاری و خدماتی و خصوصی برونسپاری شده است و یا با نیمه‌خصوصی شدن بخش‌ها و یا شرکت‌های دولتی که زیر نظر شرکت توانیر و برق منطقه‌ای فعالیت می‌کرده‌اند، نیروی انسانی این بخش‌ها نیز از بدنه قسمت دولتی صنعت برق جدا شده‌اند. در جداول زیر وضعیت نیروی انسانی صنعت برق کشور در سالیان اخیر ارائه شده است. در جدول ۳۸ وضعیت نیروی انسانی بدنه اصلی و دولتی صنعت برق کشور در سال‌های ۱۳۸۳ لغایت ۱۳۹۲ ارائه شده است.

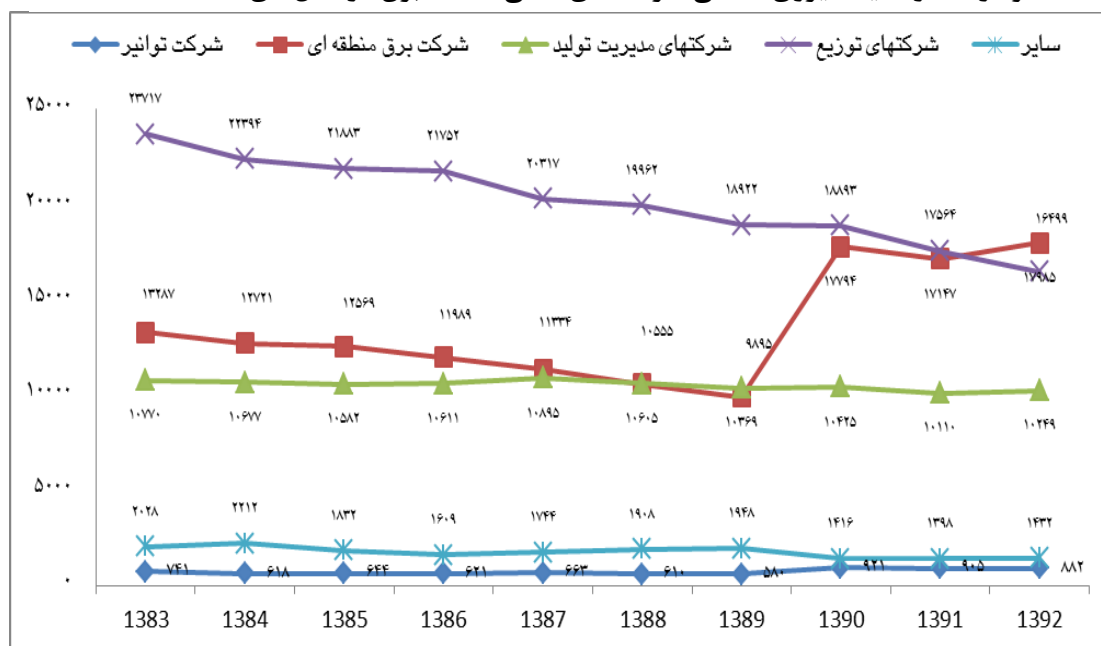
جدول ۳۸. وضعیت نیروی انسانی بخش‌های اصلی صنعت برق در سال‌های ۱۳۹۲-۱۳۸۳ (نفر)

شرح	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۹۲	متوسط رشد
شرکت توانیر	۷۴۱	۶۱۸	۶۴۴	۶۲۱	۶۶۳	۶۱۰	۵۸۰	۹۲۱	۹۰۵	۸۸۲	۱/۹۵
شرکت‌های برق منطقه‌ای	۱۳۲۸۷	۱۲۷۲۱	۱۲۵۶۹	۱۱۹۸۹	۱۱۳۳۴	۱۰۵۵۵	۹۸۹۵	۱۷۷۹۴	۱۷۱۴۷	۱۷۹۸۵	۳/۴۲
شرکت‌های مدیریت تولید	۱۰۷۷۰	۱۰۶۷۷	۱۰۵۸۲	۱۰۶۱۱	۱۰۸۹۵	۱۰۶۰۵	۱۰۳۶۹	۱۰۴۲۵	۱۰۱۱۰	۱۰۲۴۹	-۰/۵۵
شرکت‌های توزیع	۲۳۷۱۷	۲۲۳۹۴	۲۱۸۸۳	۲۱۷۵۲	۲۰۳۱۷	۱۹۹۶۲	۱۸۹۲۲	۱۸۸۹۳	۱۷۵۶۴	۱۶۴۹۹	-۳/۹۵
سایر	۲۰۲۸	۲۲۱۲	۱۸۳۲	۱۶۰۹	۱۷۴۴	۱۹۰۸	۱۹۴۸	۱۴۱۶	۱۳۹۸	۱۴۳۲	-۳/۷۹
جمع	۵۰۵۴۳	۴۸۶۲۲	۴۷۵۱۰	۴۶۵۸۲	۴۴۹۵۳	۴۳۶۴۰	۴۱۷۱۴	۴۹۴۴۹	۴۷۱۲۴	۴۷۰۴۷	-۰/۷۹

مأخذ: وزارت نیرو، شرکت مادر تخصصی توانیر، صنعت برق ایران، ۱۳۹۲.

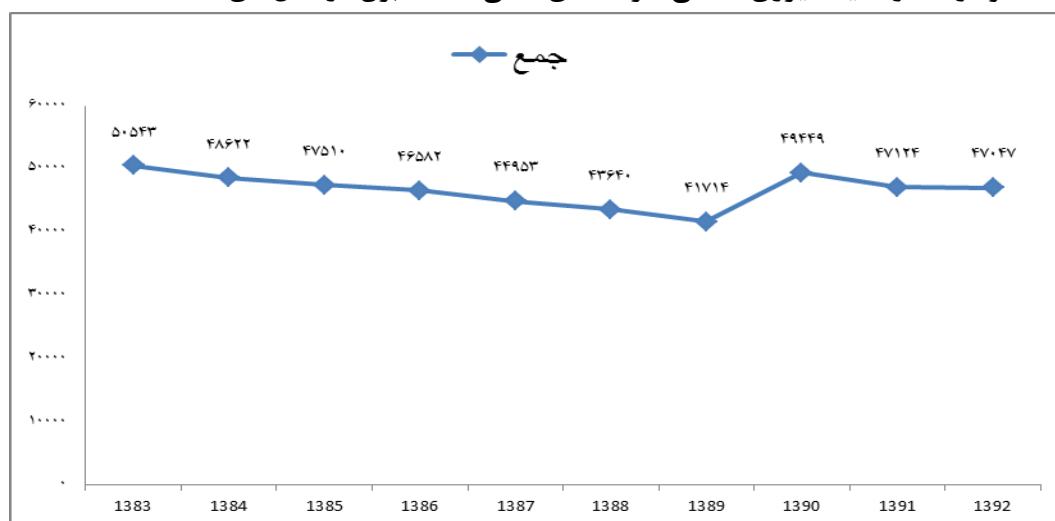
آنچه در جدول ۳۸ آمده نشان می‌دهد که در دو شرکت توانیر و برق منطقه‌ای سیاست به‌کارگیری نیروی انسانی در فاصله سال‌های ۱۳۸۳ لغایت ۱۳۹۲ یکنواخت نبوده است. به‌گونه‌ای که در سال ۱۳۸۳ لغایت ۱۳۸۹ سیاست کاهش نیروی انسانی در دستور کار بود، ولی در سال‌های ۱۳۹۰ و ۱۳۹۱ مجدد کاهش نیروی انسانی مدنظر قرار گرفت. در شرکت‌های دیگر نظیر مدیریت تولید و توزیع، متوسط رشد نیروی انسانی کاهشی بوده است.

نمودار ۲۳. وضعیت نیروی انسانی شرکت‌های اصلی صنعت برق در سال‌های ۱۳۹۲-۱۳۸۳





نمودار ۲۴. وضعیت نیروی انسانی شرکت‌های اصلی صنعت برق در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۹۲



وزارت نیرو برای ارتقا و بهبود عملکرد بخش برق کشور تلاش کرده است تا در وضعیت تحصیلی کارکنان بهبود ببخشد. برای این منظور، برنامه مربوط به روند اعتلای تحصیلی کارکنان را مورد توجه قرار داده است که وضعیت آن در جدول زیر ارائه شده است.

جدول ۳۹. وضعیت تحصیلی کارکنان صنعت برق در سال‌های ۱۳۸۲-۱۳۹۲ (نفر)

مقطع تحصیلی	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۹۲
زیر دیپلم	۲۰۷۸۶	۱۹۱۸۸	۱۶۸۵۰	۱۵۷۱۸	۱۴۴۴۵	۱۲۵۶۰	۱۱۰۴۸	۹۴۰۳	۸۸۶۵	۶۸۸۳	۵۵۸۴
دیپلم	۱۲۳۲۹	۱۱۵۶۱	۱۱۰۰۱	۱۰۵۱۳	۱۰۰۵۲	۸۴۴۸	۷۸۳۱	۷۳۷۰	۱۰۲۷۷	۹۴۵۳	۹۳۴۱
فوق دیپلم	۸۶۱۹	۸۹۱۱	۹۰۲۶	۹۴۳۳	۹۷۸۶	۱۰۷۳۲	۱۰۸۸۱	۱۰۰۸۱	۱۳۴۳۷	۱۲۲۸۵	۱۱۵۱۶
لیسانس و بالاتر	۱۰۴۵۵	۱۰۸۸۳	۱۱۷۴۵	۱۱۸۴۶	۱۲۲۵۲	۱۳۱۵۹	۱۴۱۳۱	۱۴۸۵۷	۱۶۸۷۰	۱۸۵۲۳	۲۰۶۰۶
جمع	۵۲۱۸۹	۵۰۵۴۳	۴۸۶۲۲	۴۷۵۱۰	۴۶۵۳۵	۴۴۸۹۹	۴۳۸۹۱	۴۱۷۱۱	۴۹۴۴۹	۴۷۱۴۴	۴۷۰۴۷

مأخذ: همان.

چنانچه ملاحظه می‌شود، تلاش شده است تا در روند تحصیلی کارکنان صنعت برق بهبود حاصل شود. البته این بدان معنا نیست که نیروی انسانی با تحصیلات بالاتری وارد صنعت برق شده است. بلکه این سیاست به‌گونه‌ای پیگیری شد تا همان کادر موجود صنعت برق از طریق اعزام به کلاس‌های اختصاصی در دانشگاه‌ها و یا مراکز مدیریت دولتی و بعضاً تحت مدیریت وزارت نیرو به اخذ مدارک بالاتر نایل شوند. این موضوع بیشتر در مقاطع از دیپلم به لیسانس و لیسانس به فوق‌لیسانس دیده می‌شود. گاهی هم مدارکی که برای کارکنان اخذ می‌شود فقط قابل قبول در وزارت‌نیرو بوده و در خارج از آن ارزشگذاری نمی‌شود. به‌هرحال تلاش شده است در اعتلای تحصیلی کارکنان صنعت برق

گام‌های عملی برداشته شود تا سهم نیروهای دارای مدرک تحصیلی پایین در این صنعت کاهش یابد. وضعیت سهم هر یک از مقاطع تحصیلی در جدول زیر ارائه شده است.

جدول ۴۰. سهم مقاطع تحصیلی نیروی انسانی بخش‌های اصلی صنعت برق کشور (درصد)

مقطع تحصیلی	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹	۱۳۹۰	۱۳۹۱	۱۳۹۲
زیر دیپلم	۳۹/۸۳	۳۷/۹۶	۳۴/۶۶	۳۳/۰۸	۳۱/۰۴	۲۷/۹۷	۲۵/۱۷	۲۲/۵۴	۱۷/۹۳	۱۴/۶۰	۱۱/۸۷
دیپلم	۲۳/۶۲	۲۲/۸۷	۲۲/۶۳	۲۲/۱۳	۲۱/۶۰	۱۸/۸۲	۱۷/۸۴	۱۷/۶۷	۲۰/۷۸	۲۰/۰۵	۱۹/۸۵
فوق دیپلم	۱۶/۵۱	۱۷/۶۳	۱۸/۵۶	۱۹/۸۵	۲۱/۰۳	۲۳/۹۰	۲۴/۷۹	۲۴/۱۷	۲۷/۱۷	۲۶/۰۶	۲۴/۴۸
لیسانس و بالاتر	۲۰/۰۳	۲۱/۵۳	۲۴/۱۶	۲۴/۹۳	۲۶/۳۳	۲۹/۳۱	۳۲/۲۰	۳۵/۶۲	۳۴/۱۲	۳۹/۲۹	۴۳/۸۰
جمع	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰	۱۰۰/۰۰

مأخذ: محاسبات انجام شده.

با این وصف و با وجود جدا شدن نیروهای خدماتی و پیمانکاری از بدنه اصلی صنعت برق، در سال ۱۳۹۲ هنوز حدود ۱۲ درصد کارکنان دولتی برق در مقطع تحصیلی کمتر از دیپلم قرار دارند و حدود ۳۲ درصد از کارکنان این صنعت در مقاطع تحصیلی دیپلم و زیر دیپلم قرار گرفته‌اند. البته از سال ۱۳۸۲ لغایت ۱۳۹۲ سهم نیروی انسانی دارای تحصیلات لیسانس و بالاتر بیش از ۲/۲ برابر افزایش یافته است.

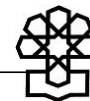
فصل سوم - خصوصی سازی و ساختار صنعت برق

۳-۱. خصوصی سازی و ساختار برق

نقش دولت در اقتصاد ایران و در انجام فعالیت‌های اقتصادی بسیار پررنگ بود^۱ و از ابتدای سال‌های ۱۳۳۰ تا ابتدای دهه ۷۰ هجری شمسی دولت به‌عنوان پیشران نخست محسوب می‌شد. در بخشی از این دوره، ایران در قالب دیدگاه اقتصاد توسعه آن دوران و تأکید بر نقش دولت در اقتصاد، نظام اقتصاد ایران را نیز تحت تأثیر قرار داد. بر این اساس دولت در بسیاری از زمینه‌ها با ایجاد انحصارات گوناگون، جایگزین و رقیب بخش خصوصی شد و به‌عنوان یک انحصارگر بزرگ در عرصه اقتصاد کشور فعالیت می‌کرد. در این دوره با اتفاقاتی که در سال‌های ۱۳۵۷ و جنگ در کشور به‌وجود آمد، نقش دولت در عرصه اقتصاد و قیمتگذاری کالاها و خدمات بیشتر شد.

رویکردی (ملی سازی) که در سال‌های بعد از انقلاب در مورد مدیریت اقتصادی به‌کار گرفته شد، بر اقتصاد کشور تأثیر مثبتی نداشت. به دلیل وقوع جنگ در کشور، اقتصاد ایران از نظر حدود و

۱. برای اطلاعات بیشتر به گزارش تعامل دولت و بازار و رویکرد تنظیم در اقتصاد ایران، تأملی در سیاست‌های کلی اصل ۴۴ قانون اساسی که در ۱۳۸۵/۶/۱۹ توسط معاونت برنامه‌ریزی و امور اقتصادی وزارت بازرگانی منتشر شده است مراجعه شود.



ابعاد وظایف بخش‌های دولتی و غیردولتی سازماندهی نشد و این باعث شد تا به دلیل افزایش مخارج دولت، حجم نقدینگی به تناسب رشد فعالیت‌های اقتصادی نباشد. به دنبال این وضعیت، شناخت مبانی رفتاری بخش‌های غیردولتی برای برطرف کردن مشکلات این‌چنینی مورد توجه قرار گرفت. پس از این، جهتگیری به سمت کاهش اندازه دولت تغییر کرد و از دولت خواسته شد تا تمامی موانع سرمایه‌گذاری بخش غیردولتی را شناسایی کند و به گونه‌ای برنامه‌ریزی کند که امکان سودآوری مناسب را فراهم نماید. جریان فکری اصلاحات اقتصادی در ایران از جریان عمومی اصلاحات اقتصادی که در کشورهای صنعتی با عنوان سیاست‌های طرف عرضه و در کشورهای در حال توسعه تحت عنوان سیاست‌های تعدیل معروف بود، تأثیر پذیرفت. با این تصمیم، با پایان جنگ و با ترویج رویکرد «دولت حداقل» همراه شد و از سال ۱۳۷۲ سیاست‌های مبتنی بر آزادسازی قیمت‌ها و تعدیل اقتصادی پیگیری شد، تا نقش دولت در اقتصاد ایران کمتر شود. اما ناکامی برنامه‌های تعدیل و رویکرد دولت حداقل در کشور مورد انتقاد قرار گرفت، ولی در برنامه سوم با تعدیلاتی پیگیری شد. پس از آن در برنامه چهارم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی مواردی نظیر تنظیم انحصارات و رقابتی کردن فعالیت‌های اقتصادی و هدفمند کردن یارانه‌ها مطرح و با اتخاذ این رویکرد در اقتصاد کشور، در مورد اصلاح قیمت کالاها و خدمات و اعمال محدودیت در مورد قیمتگذاری تصمیماتی اتخاذ شد.

به‌طور کلی، پیش از انقلاب و به‌خصوص در دهه ۱۳۵۰ در مورد کالاهای اساسی (نظیر گندم، آرد، قند و شکر) مقرراتی به تصویب رسید. در این مقررات تلاش شد تا از ایجاد هر نوع انحصار در تولید و توزیع این کالاها و اعمال هرگونه رویه ضدرقابتی در بازار این کالاها ممانعت به عمل آید که این موارد را در قانون شمول مجازات اخلاص‌کنندگان در عرضه و توزیع گندم، آرد، قند، شکر، برنج و روغن می‌توان یافت. این قانون به همراه برخی قوانین دیگر که برای مقابله با رویه‌های ضدرقابتی بخش خصوصی، انحصار فعالیت‌های اقتصادی مربوط را در اختیار دولت قرار می‌داد، به تنظیم اقتصاد می‌پرداخت. برخی از این قوانین عبارتند از:

- تشکیل کمیسیون‌هایی برای تعیین نرخ کالاها و خدمات و نظارت بر اعمال آنها که در سال ۱۳۵۰ برای اولین بار صورت گرفت.

- ایجاد مرکز بررسی قیمت‌ها برای مقابله با افزایش قیمت‌ها که در سال ۱۳۵۲ اتفاق افتاد.

- تأسیس سازمان حمایت مصرف‌کنندگان و تولیدکنندگان که به منظور بررسی قیمت‌ها در سال ۱۳۵۶ انجام گرفت.

براین اساس روشن است که دخالت دولت در بررسی، تعیین، تثبیت و کنترل قیمت کالاها و خدمات خاص و توزیع آنها در ایران سابقه‌ای طولانی دارد. البته هر چند برخی از قوانین با این رویکرد تدوین شده بود که با تنظیم برخی مقررات از ایجاد رویه‌های ضدرقابتی جلوگیری به عمل آورد، ولی در

بیشتر موارد، تقویت نقش دولت و جایگزینی دولت با بازار به جای تعامل میان بخش خصوصی و دولت و یا مالکیت عمومی مورد توجه قرار گرفته بود.

پس از انقلاب نیز ابتدا رویکرد اقتصاد کشور و نقش دولت در اقتصاد کشور در دو اصل ۴۳ و ۴۴ قانون اساسی ارائه شد. در اصول ۴۳ و ۴۴ قانون اساسی دولت مسئول ممانعت از بسیاری از رویه‌های ضد رقابتی و به عنوان بخش اصلی تولید در اقتصاد کشور معرفی شد. پس از این با تصویب برخی از قوانین نظیر قانون تعزیرات حکومتی در ۱۳۶۸/۱۲/۲۳ و در قالب مواد (۱۸-۲) مواردی نظیر گرانفروشی، احتکار، کم‌فروشی، تقلب، صادر نکردن فاکتور و برخی دیگر از رویه‌های ضد رقابتی چه از سوی دولت و چه از سوی بخش خصوصی جرم شناخته و برای ارتکاب هریک از آنها مجازات‌هایی تعیین شد. در واقع این قانون به دنبال مهار رویه‌های ضد رقابتی در کشور بود، ولی اصلاح ساختار بازارها و تنظیم انحصارات را مورد توجه قرار نداد و بیشتر بر رفتارها در بازار توجه داشت.

پس از این دوره، در قانون برنامه اول توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی (۱۳۷۲-۱۳۶۸)، جهت‌گیری به سمت کاهش اندازه دولت بود. برای این منظور در بندهای «۸-۲» و «۱۰» سیاست‌های کلان برنامه، ایجاد فضای رقابتی در صادرات، واردات، تولید و توزیع را مورد توجه قرار داد. در قالب این بندها، بر لزوم ایجاد فرصت‌های مساوی برای همه به منظور استفاده از امکانات اقتصادی و محدود بودن حمایت‌های دولت از گروه‌های اقتصادی تحت شعار حمایت، در تعاونی‌ها یا تولیدکنندگان داخلی به هر شکل و عنوان مانند بخشودگی‌های گمرکی و سود بازرگانی تأکید شد. در بند «۱۱» از قسمت «ه» فصل ۶ این قانون بر حذف تشکلهای انحصاری در تولید و توزیع کالا و با تأکید بر جلوگیری از انحصار توزیع سهمیه کالاهای تولیدی بخش دولتی توسط اتحادیه‌های صنفی و ممانعت از دسترسی به سودهای کلان ناشی از وجود قیمت‌های دوگانه در اقتصاد کشور تأکید شد.

بند «۶» از فصل اول قانون برنامه دوم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی (۱۳۷۸-۱۳۷۴) درصدد کاهش تصدیگری و انحصارات دولتی، سازمان‌ها، مؤسسات وابسته به دولت و نهادهای انقلابی بود. در راستای این هدف، در تبصره «۳۹» فصل ۲ به کاهش تصدیگری دولت تصریح شد.

در برنامه سوم اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی (۱۳۸۳-۱۳۷۹)، برای تقویت رقابت و تنظیم انحصارات، خط‌مشی مشخص‌تری ارائه شد. در فصل چهارم این برنامه، مقرر شد تا امتیازات انحصاری اعطا شده به دولت مورد بازبینی قرار گیرد و فعالیت‌هایی را که بخش خصوصی قادر است انجام دهد، به این بخش سپرده شود تا رقابت در بازارها افزایش یابد. در ماده (۳۵) نیز دولت مکلف شد تا اقدامات قانونی لازم را برای لغو انحصار و جلوگیری از فعالیت‌های انحصارگرانه را انجام دهد.

در قانون برنامه چهارم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی (۱۳۸۸-۱۳۸۴) بر تدوین و اجرای قانون رقابت در کشور تصریح شده است. براین اساس در مفاد مواد (۳۸)، (۴۰) و (۴۱) قانون فوق



دولت مکلف شد تا لایحه تسهیل رقابت و کنترل و جلوگیری از شکل‌گیری انحصارات را در سال اول برنامه به مجلس شورای اسلامی تقدیم کند. این اولین بار بود که تسهیل رقابت در یک متن قانونی مورد تأکید قرار گرفت.

در قالب قوانین فوق‌الذکر تصمیم گرفته شد تا نقش دولت در فعالیت‌های اقتصادی کاهش یابد. اما بافت و ساخت انحصاری صنایع و بازارها به‌گونه‌ای بود که همچنان نقش تنظیمی دولت اجتناب‌ناپذیر بود. وجود دغدغه‌های این‌چنینی باعث شد تا در سال‌های ۱۳۸۴ و ۱۳۸۵ سیاست‌های کلی اصل ۴۴ قانون اساسی تنظیم و ابلاغ شد. مطابق بند «ج» این سیاست‌ها، دولت به توسعه خصوصی‌سازی موظف و براساس این بند حرکت به سمت اقتصاد بازار تقویت شد. در بند «ه» سیاست‌های کلی نیز اعمال حاکمیت و انحصار ابلاغ شد.

به‌طور کلی با گام‌هایی که از گذشته در مورد فراهم کردن بستر مناسب برای ورود بخش خصوصی به عرصه فعالیت‌های اقتصادی برداشته شد موجب گردید تا با استفاده از مکانیسمی که به کشف قیمت منصفانه برای کالاها و خدمات، به شفاف شدن بازار و تخصیص بهینه منابع کمک کند. این فرآیند خود می‌تواند بستری لازم را برای حرکت به سوی اقتصاد رقابتی، ایجاد کارآیی و تخصیص بهینه منابع در اقتصاد فراهم کند. با سپردن مقوله قیمتگذاری به مکانیسم بازار در سطح بازارهای داخلی، تعامل فعال و دینامیکی اقتصاد با جهان در تمام عرصه‌ها و هم‌پیوندی و اثربخشی در سطح اقتصاد جهانی، ایجاد فضای مناسب و اطمینان‌بخش برای فعالان و کنشگران اقتصادی و سرمایه‌گذاران داخلی و خارجی فراهم می‌شود. درواقع با این رویکرد، تحقق رقابت‌پذیری اقتصاد کشور در سطح بازارهای داخلی و خارجی امکانپذیر و با اتخاذ چنین روشی دستیابی به اهداف در قالب تصویب قوانین مورد توجه قرار می‌گیرد. بدین‌منظور، در این قسمت اقداماتی که مطابق آن دولت باید به سمت مداخله کمتر در انجام فعالیت‌ها حرکت کند، مورد توجه قرار می‌گیرند.

۳-۲. خصوصی‌سازی صنعت برق ایران

همان‌طوری که در قسمت قبل آمده است، از سال‌های پس از جنگ تحمیلی درخصوص شیوه انجام فعالیت‌های اقتصادی در کشور تغییر رویکرد به‌وجود آمد و تلاش شد تا از ظرفیت‌های بخش‌های غیردولتی در انجام فعالیت‌های اقتصادی بیشتر استفاده شود. یکی از بخش‌هایی که امکان استفاده از ظرفیت بخش غیردولتی در آن وجود داشت، بخش برق بود. زیرا این بخش از سال ۱۳۴۳ با تشکیل وزارت آب و برق دولتی شد، کارهای مربوط به احداث، نصب و توسعه تأسیسات برق اعم از تولید و انتقال و بخشی از توزیع و قسمت اعظم خدمات مهندسی و نظارت توسط پیمانکاران انجام می‌گرفت. ولی اداره تأسیسات، بهره‌برداری، تعمیر و نگهداری و کلیه امور اداری و خدماتی به عهده شرکت‌های برق منطقه‌ای که صد درصد دولتی بودند قرار داشت. با توجه به مسیر خصوصی‌سازی صنعت برق در

جهان، در ایران و در مراحل اولیه در وزارت نیرو کوشش شد که بخشی از وظایف شرکت‌ها مانند اداره تأسیسات، بهره‌برداری، تعمیر و نگهداری و نیز امور اداری و خدماتی برون‌سپاری گردد. پس از آن مرحله وزارت نیرو به سمت خصوصی‌سازی در صنعت برق ایران روی آورد. بررسی‌ها و مطالعاتی در این زمینه انجام شد و در نهایت خصوصی‌سازی در صنعت برق انگلستان که به نظر می‌رسید در بین کشورهای دنیا بهتر اجرا شده بود مورد توجه قرار گرفت.^۱

خصوصی‌سازی در صنعت برق کشور اهدافی را مورد توجه قرار داده است که این اهداف عبارتند از:

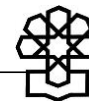
- کاهش تصدی دولت در امور فاقد انحصار طبیعی،
 - شفافیت و تفکیک هزینه‌های تولید، انتقال و توزیع برق،
 - کاهش تلفات و ضایعات در جهت کاهش هزینه‌های تولید،
 - افزایش بهره‌وری سیستم و تأمین برق مستمر و با کیفیت مناسب،
 - ایجاد فضای سالم رقابتی بین تولیدکنندگان و توزیع‌کنندگان انرژی برق،
 - بهبود کیفیت ارائه خدمات،
 - ارائه حق انتخاب به مشتری و یا مصرف‌کننده نهایی از بین عرضه‌کنندگان برق،
 - ایجاد امکانات لازم برای انجام معامله مستقیم بین فروشندگان و خریداران برق با استفاده از شبکه به عنوان ترانزیت برق،
 - ایجاد انگیزه لازم به منظور جلب همکاری بخش خصوصی و مشارکت آنها با سرمایه‌گذاران داخلی و خارجی در ساخت نیروگاه‌ها و تولید انرژی الکتریکی،
 - توسعه پتانسیل‌های مدیریتی به‌ویژه در بخش خصوصی،
 - توسعه ظرفیت‌های پیمانکاری و خدمات مهندسی و مشاوره‌ای داخلی،
 - توسعه ظرفیت ساخت داخل تجهیزات و تأسیسات نیروگاهی و شبکه‌های برق.
- با توجه به ترسیم چنین اهدافی در مقوله خصوصی‌سازی لازم است در اجرا و پیگیری هدف مربوط به آن به توصیه‌های سازمان توسعه صنعتی ملل متحد در گزارشی که در زمینه خصوصی‌سازی منتشر کرده است توجه شود. در این گزارش به کلیه دولت‌ها توصیه نموده که براساس تجارب کشورهای مختلف، از هفت رویکرد به خصوصی‌سازی واحدهای اقتصادی دولتی به‌طور جدی اجتناب نمایند. این رویکردها عبارتند از:^۲

۱. هرگز به دنبال حداکثر کردن درآمد دولت نباشید، بلکه محیط را رقابتی نمایید.

۲. هرگز انحصارات بخش عمومی را با انحصارات بخش خصوصی جابجا نکنید.

۱. مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی، گزارش ارزیابی وزارت نیرو در بخش برق در برنامه چهارم توسعه (۱۳۸۸-۱۳۸۴)، شماره مسلسل ۱۰۷۳۷، فروردین‌ماه ۱۳۹۰.

۲. سیدحسین کاظمی، الزامات نهادی در اجرای سیاست‌های کلی اصل ۴۴ و واگذاری پالایشگاه‌ها به بخش خصوصی، بهار ۱۳۸۷.



۳. هرگز به صورت فردی تصمیم‌گیری و اقدام به فروش و از روش غیرشفاف استفاده نکنید، در غیر این صورت به فساد متهم خواهید شد.

۴. هرگز فروش را به خاطر تأمین کسری بودجه و بدهی‌های عمومی انجام ندهید.

۵. هرگز بازارهای مالی را با انتشار قرضه عمومی در زمان کاهش سرمایه‌گذاری، تحت فشار قرار ندهید.

۶. هرگز به نیروی انسانی (نیروی کار) قول نادرست و خلاف ندهید و آنها را برای صنایع جدید آموزش دهید.

۷. هرگز به روش‌های صرف اجرایی عمل نکنید، سیاست‌ها را با اخذ نظر دیگران و با اتفاق نظر اتخاذ کنید.

هر چند در جریان اجرای قانون مربوط به خصوصی‌سازی این موارد مورد توجه قرار نگرفت، ولی با این توضیحات، اقدامات خصوصی‌سازی برق ایران به شرح زیر است:

الف) نهاد تنظیم مقررات یا رگولاتوری^۱ تحت عنوان هیئت تنظیم بازار برق کشور در وزارت نیرو تشکیل شده و ریاست آن هم با حکم وزیر نیرو تعیین گردیده است. این نهاد بایستی بدون دخالت در چرخه تولید، عرضه فروش و مصرف برق بتواند نرخ برق، تدوین آیین‌نامه‌ها و تنظیم مقررات مربوط به تعرفه‌ها و نظارت عالیه بر کلیه فعالیت‌های صنعت برق را به عهده بگیرد. ولی عملاً در ایران به غیر از انجام اندکی از وظایف گفته شده نمی‌تواند در سایر امور به‌ویژه تعیین نرخ برق دخالت کند.

ب) مدیریت شبکه ملی^۲ برعهده شرکت مدیریت شبکه برق ایران است.

ج) بازار برق. در حال حاضر بازار برق در شرکت مدیریت شبکه برق تشکیل شده و اعضای آن شرکت‌های برق منطقه‌ای، شرکت‌های توزیع نیرو و شرکت‌های مدیریت تولید برق دولتی و خصوصی هستند. در حالی که در وضعیت مطلوب، هر تولیدکننده در هر نقطه‌ای از کشور بایستی قادر باشد برق تولیدی خود را به هر مصرف‌کننده‌ای در هر نقطه دیگری از کشور و با استفاده از شبکه‌های برق بفروشد. در این صورت بازار برق فقط می‌تواند هزینه ترانزیت برق را از تولیدکننده یا فروشنده دریافت کند.^۳

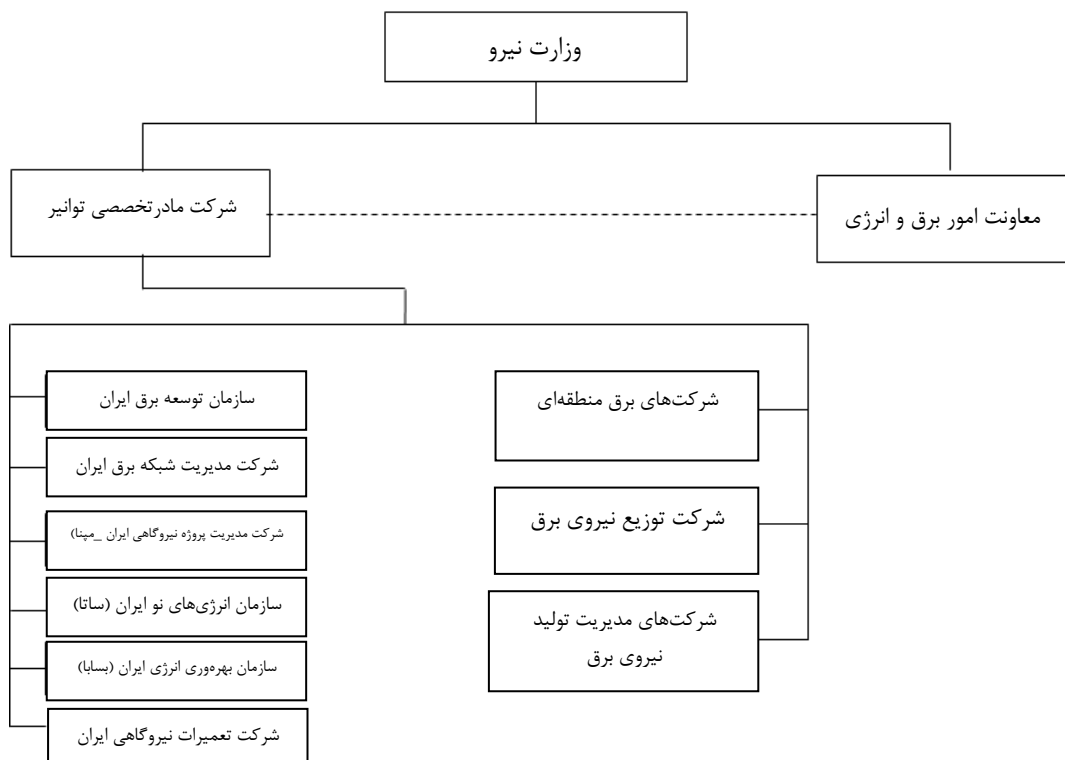
صنعت برق ایران براساس وظایف و اختیاراتی که دارد، دارای ساختاری است که نمودار آن به صورت زیر است. صنعت برق ایران در شکل ۱ ارائه شده است.

۱. Regulatory

۲. National Grid

۳. ناگفته نماند که این بازار زمانی به صورت کامل امکان فعالیت پیدا خواهد کرد که هیچگونه یارانه‌ای به برق اختصاص پیدا نکند.

شکل ۱. ساختار وزارت نیرو

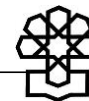


با توجه به ساختار ارائه شده در شکل، توضیحات هر کدام از آنها به شرح ذیل است:

الف) معاونت امور برق و انرژی وزارت نیرو

در سال ۱۳۸۵ با تفکیک معاونت امور برق وزارت نیرو و شرکت توانیر به‌نظر می‌رسید که بخشی از وظایف ستادی صنعت برق به‌طور موازی انجام می‌گیرد. ولی به‌تدریج وظایف ستادی صنعت برق به دو بخش حاکمیتی و تصدیگری تقسیم شد. به نحوی که وظایف حاکمیتی در معاونت امور برق و انرژی و بخش تصدیگری در توانیر متمرکز گردید. با دقت در اجرای سیاست‌های کلان بخش برق ملاحظه می‌شود که علاوه‌بر اجرای بسیاری از وظایف ستادی در فعالیت‌های تصدیگری نیز نقش معاونت امور برق در سطحی بالاتر از توانیر محسوس و مشهود است.

نکته بسیار مهم در این قسمت این است که وزارت نیرو مطابق قانون تأسیس این وزارتخانه، دچار نوعی تضاد بین برق و انرژی است و متأسفانه این تضاد برطرف نشده است و این باعث شده است که ناکارایی‌های زیادی به کشور تحمیل گردد.



ب) شرکت توانیر

در تجدید ساختار صنعت برق ایران، شرکت مادر تخصصی تولید و انتقال و توزیع نیروی برق (توانیر) به منظور ساماندهی فعالیت‌های حاکمیت دولت در زمینه بهره‌برداری و توسعه صنعت برق در چارچوب سیاست‌های وزارت نیرو تشکیل گردید.

در حال حاضر شرکت توانیر شامل ۱۶ شرکت برق منطقه‌ای، ۳۹ شرکت توزیع نیروی برق، ۳۲ شرکت تولید، شرکت مدیریت شبکه برق ایران، سازمان توسعه برق ایران، سازمان انرژی‌های نو ایران (سانا)، سازمان بهره‌وری انرژی ایران (سابا)، شرکت مپنا (مدیریت پروژه‌های نیروگاهی ایران) و توسعه صنایع نیروگاهی را به عهده دارد.

ج) شرکت‌های برق منطقه‌ای

شرکت‌های برق منطقه‌ای در محدوده جغرافیایی تحت مدیریت خود نقش کارفرمایی و وظیفه هماهنگی شرکت‌های زیرمجموعه و نیز تأمین تولید، انتقال و فروش برق را در سطح خطوط انتقال و فوق توزیع به عهده دارند. این شرکت‌ها که به صورت شرکت سهامی اداره می‌شوند، صد درصد سهام آنها دولتی و در اختیار شرکت توانیر است. شرکت‌های برق منطقه‌ای علاوه بر بهره‌برداری و نگهداری از شبکه‌های موجود انتقال وظیفه توسعه شبکه را نیز بر عهده دارند.

د) شرکت‌های توزیع نیروی برق

شرکت‌های توزیع نیروی برق که براساس بند «د» ماده (۱۲۲) قانون برنامه سوم تشکیل و استقلال یافته‌اند به صورت شرکت سهامی خاص در سطح کشور فعالیت دارند. براساس قانون مذکور وزارت نیرو توانسته است تا پایان سال مالی ۱۳۸۶ شرکت‌های توزیع را مستقل از شرکت‌های برق منطقه‌ای تشکیل دهد. ۴۰ درصد سهام این شرکت به نام سهام ممتاز به توانیر و ۶۰ درصد دیگر به عنوان سهام عادی به اشخاص حقیقی و یا حقوقی تعلق دارد. بیشتر این شرکت‌ها پوشش استانی دارند ولی تعدادی از آنها نیز به علت وسعت کاری برخی از شهرهای بزرگ کشور به صورت شرکت‌های توزیع شهرستان فعالیت می‌کنند. شرکت‌های توزیع فعلاً مستقل از شرکت‌های برق منطقه‌ای بوده و مستقیماً زیر نظر شرکت توانیر انجام وظیفه می‌کنند. این شرکت‌ها می‌توانند برای خرید برق مستقیماً با شرکت مدیریت شبکه برق ایران مذاکره کنند. در وضع حاضر دارایی‌های شرکت‌های برق منطقه‌ای در سطح ولتاژ توزیع به شرکت‌های توزیع واگذار گردیده است.

هـ) شرکت مدیریت شبکه برق ایران

در سال ۱۳۸۳ شرکت مدیریت شبکه برق ایران با توجه به اهداف زیر تشکیل گردید:

الف) کاهش و یا برون‌رفت از انحصار دولت در تولید و فروش برق،

ب) ایجاد بستر مناسب برای مشارکت بخش خصوصی و فراهم کردن فضای رقابتی بین تولیدکنندگان برق،

ج) راهبری و پایش بهره‌برداری از شبکه ملی تولید و انتقال برق کشور (National Grid) به‌منظور حفظ پایایی و امنیت شبکه و تأمین برق مطمئن،

د) ایجاد امکان دسترسی برای کلیه متقاضیان به شبکه برق برای خرید و فروش و یا ترانزیت برق، ه) فراهم کردن شرایط رقابتی خرید و فروش و ایجاد مرکز توسعه بازار و بورس برق.

از بین اهداف فوق در حال حاضر شرکت مدیریت شبکه برق ایران راهبری و پایش شبکه برق کشور، اداره مرکز دیسپاچینگ ملی و اداره بازار برق را با ۸۷ عضو شامل ۱۶ شرکت برق منطقه‌ای، ۳۹ شرکت توزیع و ۳۲ شرکت مدیریت تولید برق برعهده دارد. شرکت توانیر به نیابت از شرکت‌های تولید برق بخش خصوصی هم در مناقصات خرید برق شرکت مدیریت شبکه شرکت می‌کند.

البته این موضوع با اهداف شرکت شبکه مغایرت دارد. زیرا به‌منظور ایجاد فضای رقابتی حداقل در زمینه تولید و خرید برق از شرکت‌های مدیریت تولید برق وابسته به توانیر و شرکت‌های خصوصی، بایستی تولیدکنندگان خصوصی برق هم بتوانند مستقیماً و بدون واسطه در مناقصات شرکت کنند. گفتمانی است که بورس برق نیز با مجوز سازمان بورس و اوراق بهادار کشور تشکیل شده و هم اکنون مشغول فعالیت است.

و) شرکت‌های مدیریت تولید برق

در حال حاضر ۳۲ شرکت مدیریت تولید برق اداره کلیه نیروگاه‌های دولتی را به‌عهده دارند. علاوه بر آنها ۱۰ نیروگاه متعلق به بخش خصوصی نیز نیروی برق خود را از طریق توانیر به شرکت مدیریت شبکه تحویل می‌دهند. تعداد ۱۴ نیروگاه متعلق به صنایع بزرگ کشور نیز که به‌صورت تبادل نیرو با شبکه در ارتباط هستند، انرژی مازاد خود را به شبکه تحویل می‌دهند.

با توجه به در پیش گرفتن چنین سیاستی در بخش برق کشور، فعالیت‌های مربوط به واگذاری نیروگاه‌ها، شرکت‌های تولید نیروی برق و مدیریت تولید در این قسمت ارائه می‌شود.

مطابق قانون اجرای سیاست‌های کلی اصل ۴۴ قانون اساسی، ارزیابی و واگذاری نیروگاه‌ها و شرکت‌ها توسط سازمان خصوصی‌سازی انجام می‌شود و وظیفه آماده‌سازی به عهده شرکت توانیر است. بر این اساس به‌منظور اجرای سیاست‌های کلی اصل ۴۴ قانون اساسی، شرکت مذکور اقدامات زیر را انجام داده است:^۱

۱. شرکت توانیر، صنعت برق ایران در سال ۱۳۹۲.



- بسترسازی و انجام اقدامات مناسب برای واگذاری نیروگاه‌ها و شرکت‌های تولید نیروی برق و مدیریت تولید برق.
- ایجاد هماهنگی‌های لازم برای ارائه اطلاعات به ارزیابان به منظور قیمتگذاری صحیح نیروگاه‌ها و شرکت‌های توزیع.
- بررسی، نظارت و تطبیق گزارش‌های قیمتگذاری شرکت‌ها و دارایی‌های نیروگاه‌ها.
- پیگیری و تعیین تکلیف واگذاری سهام ترجیحی به کارکنان، مدیران، بازنشستگان شرکت‌های مدیریت تولید برق.
- با اقداماتی که بدان‌ها اشاره شد در سال ۱۳۹۲ تعداد ۶ نیروگاه، ۲ شرکت تولید نیروی برق و ۴ شرکت مدیریت تولید برق برای واگذاری ارزیابی شدند و ۱۰۰ درصد دارایی‌های نیروگاه چابهار، ۱۰۰ درصد سهام شرکت تولید نیروی برق آبادان و شرکت مدیریت تولید برق جنوب غرب واگذار شدند.
- درخصوص واگذاری شرکت‌های توزیع، پس از اینکه قانون استقلال شرکت‌های توزیع نیروی برق از اواسط سال ۱۳۸۶ اجرا شد، ۳۹ شرکت توزیع به صورت غیردولتی در سطح استان‌ها مشغول فعالیت شدند. لذا برای اجرای سیاست‌های کلی اصل ۴۴ قانون اساسی اقدامات زیر برای تسهیل در واگذاری شرکت‌های توزیع نیروی برق انجام شد:^۱
- اخذ مصوبه هیئت وزیران در تاریخ ۱۳۹۲/۱۲/۲۸ برای تحقق هدف مربوط به توسعه رقابت در بخش‌های تولید و توزیع،
- تشکیل شرکت مادر تخصصی توزیع نیروی برق از طریق اصلاح اساسنامه شرکت مادر تخصصی مدیریت ساخت و تهیه کالای آب و برق (ساتکاب)،
- طبقه‌بندی شرکت‌های توزیع نیروی برق در گروه ۲ به نحوی که ۲۰ درصد سهام شرکت‌های توزیع نیروی برق در اختیار شرکت‌های تابعه وزارت نیرو باقی بماند،
- همکاری در بررسی وضعیت نیروی انسانی شاغل در شرکت‌های توزیع،
- بررسی، راه‌اندازی و فعال کردن ساختار رگولاتوری در وزارت نیرو برای ایفای نقش حاکمیتی^۲،
- تهیه و تدوین شرایط لاینفک قراردادهای واگذاری و شرایط اهلیت و تکمیل تعهدات خریداران،
- توجیه مدیران عامل و معاونین شرکت‌های توزیع برای همکاری با ارزیابان و آماده‌سازی برای ورود به بخش خصوصی،
- بررسی روش‌های واگذاری سهام دولت در شرکت‌های توزیع برای ارائه به هیئت واگذاری،
- همکاری در اصلاح اساسنامه شرکت‌های توزیع برای دوره پس از واگذاری،

۱. همان.

۲. البته لازم است این نکته مدنظر قرار گیرد که برای ایفای نقش حاکمیتی باید این نهاد به گونه‌ای تشکیل شود که فراتر از وزارت نیرو باشد. در غیر این صورت امکان تعقیب وظایف حاکمیتی امکان‌پذیر نیست.

- آماده‌سازی امور تصدی و اجرایی شرکت‌های توزیع برای دوران پس از واگذاری.

با این اقدامات نتایج زیر در مورد خصوصی‌سازی حاصل شده است.

وزارت نیرو، بخش تولید برق، واگذاری نیروگاه‌ها و شرکت‌های تحت مالکیت خود را در چند مرحله پیاده‌سازی کرده است:

- در مرحله اول واگذاری‌ها، با استفاده از ظرفیت ماده (۲۷) قانون الحاق موادی به قانون تنظیم بخشی از مقررات مالی دولت تعداد ۱۰ نیروگاه (سهند، خلیج فارس، سنجند، آبادان، بیستون، شیروان، دماوند، کرمان، بینالود و منجیل به مجموع ظرفیت بیش از ۸۸۰۰ مگاوات) انتخاب و به ازای هریک از آنها، یک شرکت دولتی تشکیل شد. از این میان ۵ نیروگاه (خلیج فارس، بینالود، آبادان، بیستون و دماوند) به‌عنوان رد دیون دولت به ذینفعان در نظر گرفته شد، که از این بین تنها نیروگاه بینالود واگذار شد و قیمت پایه نیروگاه دماوند و خلیج فارس جهت واگذاری تعیین و به فروش رسیده است.

- در مرحله دوم، براساس جزء «۱» بند «۸» قانون بودجه سال ۱۳۸۹ تعداد ۱۰ نیروگاه دیگر (شامل نیروگاه‌های منتظر قائم، گیلان، منتظری، مشهد، تبریز، خوی، فارس، لوشان، طوس و قم با مجموع ظرفیت بیش از ۸۷۰۰ مگاوات) در قالب دارایی، انتخاب و به سازمان خصوصی‌سازی اعلام شد. از این نیروگاه‌ها، نیروگاه منتظر قائم و فارس بابت رد دیون مشخص شدند. پنج نیروگاه گیلان، قم، مشهد، خوی و شهید منتظری (البته در ۶ ماه اول سال ۱۳۹۰) به فروش رسیدند.

- در مرحله سوم نیز تعداد پنج نیروگاه ارومیه، چابهار، سیلان، قائنات و جهرم با ظرفیت بیش از ۳۹۰۰ مگاوات، با توجه به ظرفیت موجود در جزء «الف-۳» بند «۸» قانون بودجه سال ۱۳۸۹ به‌منظور اجرای طرح‌های کاهش تلفات به سازمان خصوصی‌سازی معرفی شدند.

- در مرحله چهارم با استفاده از مجوز قانون بودجه سال ۱۳۸۹ کل کشور، تعداد ۱۰ نیروگاه دیگر کشور شامل نیروگاه بخاری شهید رجایی، نیشابور، شهید مفتاح، سیکل ترکیبی شهید رجایی، اسلام‌آباد، شریعتی، کنارک، کنگان، شهید زنبق و زرنده با ظرفیت بیش از ۵۸۰۰ مگاوات برای واگذاری انتخاب شدند. تا در صورت فروش، منابع حاصل از فروش را برای هزینه‌های طرح‌های نیمه‌تمام در بخش برق استفاده کنند. چهار نیروگاه (زرنده، شریعتی، سیکل ترکیبی نیشابور و زنبق) یک بار آگهی شدند، اما متقاضی برای خرید آنها وجود نداشت.

- در مرحله پنجم، اسامی ۲۹ نیروگاه (که برخی از آنها قبلاً معرفی شده بودند، اما هنوز واگذار نشده بودند) برای استفاده از ظرفیت ماده (۳۱) و (۳۵) قانون بودجه سال ۱۳۹۰ معرفی شدند. به‌عبارت دیگر ۸ نیروگاه (پرند، زاگرس، سلطانیه، سمنان، یزد، صوفیان، کازرون و هسا به ظرفیت ۲۷۰۰۰ مگاوات) در سال ۱۳۹۰ به سازمان خصوصی‌سازی معرفی شدند. از این بین ۵ نیروگاه (ارومیه، سهند، اردبیل، سنجند و پرند) بابت مطالبات بخش خصوصی از وزارت نیرو، تعیین تکلیف شدند.



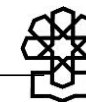
در مجموع از تعداد ۶۵ نیروگاه متعلق به وزارت نیرو، ۴۲ نیروگاه به ظرفیت ۳۱۰۰۰ مگاوات (با ارزش تقریبی ۲۲۰ هزار میلیارد ریال) به سازمان خصوصی سازی معرفی شدند که از این تعداد ۵ نیروگاه شامل خوی، قم، بینالود، گیلان و مشهد در سال ۱۳۸۹ و دو نیروگاه شهید منتظری اصفهان و ارومیه در سال ۱۳۹۰ با مجموع ظرفیت ۴۰۰۰ مگاوات (به ارزش تقریبی ۳۰ هزار میلیارد ریال) به طور قطعی واگذار گردید. لذا از ۳۵ نیروگاه باقی مانده (که به سازمان خصوصی سازی معرفی شده بودند - به ظرفیت ۲۷۰۰۰ مگاوات و ارزش تقریبی ۱۹۰ هزار میلیارد ریال) قیمت پایه ۲۰ تعداد نیروگاه استخراج شده که از این تعداد ۴ نیروگاه شامل نیروگاه های کرمان، هسا، سمنان و پرند جهت فروش آگهی شدند (در بهمن ماه ۱۳۹۰).

همچنین به منظور حصول اطمینان برای تداوم بهره برداری مطمئن از نیروگاه ها و به منظور پیشگیری از هرگونه وقفه ای در بهره برداری از نیروگاه ها، به موجب تصویب نامه شماره ۴۱۷۳۱/۱۱۶۵۸ هـ مورخ ۱۳۸۸/۱/۲۴ هیئت محترم وزیران و به استناد بند «ه» ماده (۱۹) قانون اصلاح موادی از برنامه چهارم و اجرای سیاست های کلی اصل چهل و چهارم قانون اساسی، مقرر شد انتقال ۴۰ درصد از سهام دولت در شرکت های مدیریت تولید نیروی برق (در نیروگاه های ده گانه) به شرکت های تولید نیروی برق با رعایت قوانین و مقررات مربوط مجاز اعلام شد. بنابراین از مجموع ۳۲ شرکت مدیریت تولید برق، ۶ شرکت به بخش خصوصی واگذار گردید و این در حالی است که قیمت پایه ۷ شرکت تعیین و جهت فروش، آگهی شدند.

جدول ۴۱ آخرین وضعیت واگذاری نیروگاه ها را نشان می دهد. شایان ذکر است که وزارت نیرو و سایر دستگاه های دولتی فقط مسئولیت آماده سازی و معرفی شرکت های خود به وزارت اقتصاد و دارایی را داشته و تعیین قیمت پایه و درج آگهی آنها جهت فروش، برعهده سازمان خصوصی سازی و وزارت امور اقتصاد و دارایی بوده است.

جدول ۴۱. آخرین وضعیت واگذاری نیروگاه‌های کشور تا سال ۱۳۹۰

دسته‌بندی	نام شرکت / نیروگاه	ظرفیت (مگاوات)	اقدامات صورت گرفته	وضعیت واگذاری	آخرین وضعیت واگذاری
دسته اول - نیروگاه‌های ماده (۲۷) قانون الحاق موادی به قانون تنظیم مقررات	شرکت تولید نیروی برق سهند	۶۵۰	- تدوین شرایط لاینفک برای خریداران نیروگاه‌ها و تصویب آن در هیئت واگذاری جهت قرارداد فروش نیروگاه‌ها - تعیین تکلیف نحوه رفع مشکل ثبت هزینه سوخت آزاد در نیروگاه‌های ماده (۲۷) (به دلیل زبان این شرکت‌ها) - پیگیری و رفع اختلافات فی‌مابین شرکت توانیر و سازمان انرژی اتمی در ارتباط با ثبت دارایی‌های منتقل شده مربوط به امکانات نیروگاه بادی منجیل در شرکت تولید نیروی برق سبز منجیل جهت شروع ارزیابی این شرکت	-	—
	شرکت تولید نیروی برق آبادان	۴۱۴		بابت رد دیون (به سازمان شهرداری‌ها و دهیاری)	در جلسه هیئت عالی واگذاری مطرح نشد
	شرکت تولید نیروی برق خلیج فارس	۸۸۵		رد دیون (به سازمان تأمین اجتماعی)	در جلسه هیئت عالی واگذاری مطرح نشد
	شرکت تولید نیروی برق شیروان	۸۴۲		-	—
	شرکت تولید نیروی برق بیستون	۶۴۰		بابت رد دیون (به سازمان شهرداری‌ها و دهیاری)	در جلسه هیئت عالی واگذاری مطرح نشد
	شرکت تولید نیروی برق سنندج	۵۶۰		-	—
	شرکت تولید نیروی برق کرمان	۱۶۴۰		مزایده	آگهی شده ولی فروش نرفت و مجدداً در بهمن‌ماه ۱۳۹۰ آگهی شد
	شرکت تولید نیروی برق دماوند	۱۶۲۰		رد دیون (به بنیاد شهید و امور ایثارگران)	در جلسه هیئت عالی واگذاری مطرح نشد
	شرکت تولید نیروی برق سبز منجیل	۳۴		واگذار نشده است	کارهای آماده‌سازی شرکت انجام و در حال ارزیابی بود
	شرکت تولید نیروی برق سبز بینالود	۲۸		رد دیون (به سازمان تأمین اجتماعی)	به تعاونی هسایار به فروش رسیده است
دسته دوم - نیروگاه‌هایی که به عنوان اموال و دارایی وزارت نیرو واگذار	نیروگاه سیکل ترکیبی گیلان	۱۲۳۰	- تدوین شرایط لاینفک برای خریداران نیروگاه‌ها و تصویب آن در هیئت واگذاری به منظور انعقاد قرارداد فروش نیروگاه‌ها	رد دیون (به صندوق بازنشستگی نیروهای مسلح)	به شرکت سرمایه‌گذاری غدیر به فروش رسیده است



دسته‌بندی	نام شرکت / نیروگاه	ظرفیت (مگاوات)	اقدامات صورت گرفته	وضعیت واگذاری	آخرین وضعیت واگذاری
می‌گردند و درآمد حاصله به خزانه واریز می‌گردد	نیروگاه مشهد	۳۲۸	- پیگیری به‌منظور تعیین تکلیف سهام ترجیحی قابل واگذاری به کارکنان شرکت‌های مدیریت تولید از نیروگاه‌های تعیین شده جهت واگذاری - اخذ مصوبه از هیئت واگذاری به‌منظور واگذاری همزمان نیروگاه‌ها و سهام دولت در شرکت‌های مدیریت تولید مربوطه - تعیین نحوه اعمال وظایف رگولاتوری در بخش حاکمیت صنعت برق در ارتباط با نیروگاه‌های واگذار شده - تغییر رویه واگذاری دو نیروگاه فارس و شهید منتظری به وزارت دفاع و اخذ مصوبه هیئت وزیران مبنی بر ابطال آن	مزایده	به شرکت سرمایه‌گذاری قدر به فروش رسیده است
	نیروگاه شهید منتظری اصفهان	۱۶۰۰		رد دیون (به سازمان‌های تابع وزارت دفاع)	به شرکت پرشین فولاد به فروش رسیده است
	نیروگاه تبریز	۷۳۶		رد دیون (به صندوق بازنشستگی تأمین اجتماعی)	فروش نرفته است
	نیروگاه سیکل ترکیبی فارس	۱۰۳۵		رد دیون (به بانک تجارت)	به فروش نرفته است
	نیروگاه منتظر قائم	۱۶۲۳		رد دیون (به بانک صادرات)	اختلاف قیمت موجب عدم قطعی شدن موضوع شده است
	نیروگاه سیکل ترکیبی قم	۷۱۴		مزایده	به بنیاد مستضعفان فروخته شد
	نیروگاه سیکل ترکیبی خوی	۳۴۹		مزایده	به کنسرسیوم انرژی گستر جم، آریان ماهتاب گستر و شرکت گسترش انرژی پاسارگاد فروخته شد
	نیروگاه طوس	۶۰۰		مذاکره	واگذار نشده است
	نیروگاه لوشان	۳۶۰		مذاکره	واگذار نشده است
دسته سوم- نیروگاه‌هایی که به‌صورت اموال- از محل بند «الف-۱» جزء «۸» بودجه ۱۳۸۹ جهت واگذاری معرفی شده‌اند	چرخه ترکیبی شهید رجایی	۱۰۴۳	- اخذ مجوز از وزارت امور اقتصادی و دارایی برای فروش ۱۰ نیروگاه به استناد بند «۲» ماده (۱۸) قانون اصل چهل‌وچهارم قانون اساسی و جزء «الف - ۱» بند «۸» قانون بودجه ۱۳۸۹ - تدوین شرایط لاینفک برای خریداران نیروگاه‌ها و تصویب آن در هیئت واگذاری به‌منظور انعقاد قرارداد فروش نیروگاه‌ها - امضای تفاهتنامه با بانک صادرات ایران مبنی بر واگذاری دو نیروگاه نیشابور و شریعتی به وی در قبال بدهی‌های دولت به آن	مزایده	فروش نرفته است
	چرخه ترکیبی نیشابور	۱۰۴۰		-	فروش نرفته است
	بخار شهیدفتح همدان	۱۰۰۰		مزایده	فروش نرفته است
	بخاری شهید رجایی	۱۰۰۰		مزایده	فروش نرفته است
	بخاری اسلام‌آباد (اصفهان)	۸۳۵		مزایده	فروش نرفته است
	چرخه ترکیبی و گازی شریعتی	۴۹۷		-	فروش نرفته است

دسته‌بندی	نام شرکت / نیروگاه	ظرفیت (مگاوات)	اقدامات صورت گرفته	وضعیت واگذاری	آخرین وضعیت واگذاری	
	کنارک	۱۶۲		مزایده	فروش نرفته است	
	کنگان	۱۶۴		مزایده	فروش نرفته است	
	شهید زنبق یزد	۹۶		-	فروش نرفته است	
	بخاری زرنند کرمان	۶۰		-	فروش نرفته است	
دسته چهارم - نیروگاه‌هایی که در راستای کاهش تلفات از محل جزء «الف-۳» بند «۸» بودجه ۱۳۸۹ جهت واگذاری معرفی شده‌اند	نیروگاه اردبیل	۹۵۴	- اخذ مجوز از دولت برای اجازه واگذاری ۵ نیروگاه جهت عملیاتی کردن موضوع کاهش تلفات برق مندرج در جدول شماره ۲۹ جزء «الف - ۳» بند «۸» قانون بودجه ۱۳۸۹ - مزایده و مناقصه جهت انتخاب پیمانکاران برگزار گردید - از بین ۵ کنسرسیوم؛ ۲ کنسرسیوم باید در مناقصه دو نیروگاه ارومیه و سبلان انتخاب می‌شدند - به دلیل عدم لحاظ در موافقتنامه سال ۱۳۸۹ بین وزارت نیرو و معاونت نظارت راهبردی ریاست‌جمهوری؛ مناقصه آنها برگزار نشده است	مزایده	فروش نرفته است	
	قائن	۶۳۰			فروش نرفته است	
	چهرم	۹۷۲			فروش نرفته است	
	چابهار	۴۱۵			فروش نرفته است	
	سیکل ترکیبی ارومیه	۹۵۴			به کنسرسیوم انرژی گستر جم، آریان ماهتاب گستر و شرکت گسترش انرژی پاسارگاد فروخته شد	

مأخذ: وزارت امور اقتصادی و دارایی، گزارش‌های عملکرد اجرای قانون اصل چهل و چهارم قانون اساسی.



با تمامی اقدامات ذکر شده درخصوص اجرای قانون سیاست‌های اصل ۴۴ قانون اساسی از سال ۱۳۸۹ تعداد ۲۷ نیروگاه در کشور واگذار شده است که نام این نیروگاه‌ها و خریدار آنها در جدول ۴۲ ارائه شده است.

جدول ۴۲. نیروگاه‌های واگذار شده تا پایان سال ۱۳۹۳

ردیف	نام نیروگاه	نام خریدار
۱	چرخه ترکیبی گیلان	سرمایه‌گذاری غدیر، سرمایه‌گذاری صندوق بازنشتی کارکنان صنعت نفت، نیک‌روز تأمین نیلوفری
۲	شهید محمد منتظری	پرشیان فولاد
۳	ارومیه	تدبیرسازان سرآمد
۴	چرخه ترکیبی قم	شرکت صنایع برق و انرژی صبا، نفت بهران، سیمان تهران، بانک سینا، بنیاد بارانداز
۵	شریعتی	اندیشه‌سازان بهین سرآمد
۶	چرخه ترکیبی خوی	گسترش انرژی پاسارگاد، انرژی گستر جم و آراین ماهتاب‌گستر
۷	چابهار	تولید زرگان صبا
۸	مشهد	افق توسعه انرژی خلیج فارس، توسعه سرمایه‌گذاری قدر
۹	شهید زنبق یزد	تک نیرو
۱۰	زرگان (شهید مدحج گازی)	بنیاد مستضعفان
۱۱	زرگان (شهید مدحج بخاری)	بنیاد مستضعفان
۱۲	بینالود	تعاونی چندمنظوره هسایار
۱۳	سلطانیه	شرکت بازرگانی همگامان گسترش تجارت پردیسان ایرانیان
۱۴	پرند	مپنا
۱۵	زاگرس	بنیاد شهید و امور ایثارگران
۱۶	چرخه ترکیبی سبلان (اردبیل)	قرارگاه سازندگی خاتم‌الانبیاء
۱۷	دماوند	بنیاد شهید و امور ایثارگران
۱۸	چرخه ترکیبی فارس	بانک تجارت
۱۹	چرخه ترکیبی سنندج	مپنا
۲۰	چرخه ترکیبی منتظر قائم	شرکت توسعه برق و انرژی سپهر
۲۱	چرخه ترکیبی چهارم	بانک سپه، بانک تجارت، بانک ملت و پست بانک
۲۲	بخاری توس	سازمان تأمین اجتماعی
۲۳	تبریز	صندوق بازنشتی کشوری و صندوق تأمین اجتماعی
۲۴	چرخه ترکیبی آبادان - شرکت تولید نیروی برق آبادان	مهندسی ری نیرو، گروه اقتصاد مفید، نفت و گاز پرشیا، توسعه انرژی تدبیر، حفاری تدبیر و نفت پارس
۲۵	چرخه ترکیبی قدس سمنان	گوهر انرژی سیرجان
۲۶	چرخه ترکیبی کازرون	وزارت دفاع
۲۷	چرخه ترکیبی نیشابور	وزارت دفاع

مأخذ: همان.

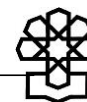
اقداماتی که در مورد خصوصی‌سازی در صنعت برق انجام شده است و به نتایجی که در دو جدول اخیر منتهی شده است، بسیار قابل تأمل است. زیرا صنعت برق یکی از صنایع بنیادی و استراتژیک و در حقیقت نیروی مولد و محرکه بسیاری از صنایع دیگر قلمداد می‌شود. با توجه به مشکلات و شرایط

توسعه در کشور، خصوصی‌سازی به دنبال اهداف وسیع‌تری است و باید به تنگناهای بیشتری پاسخ دهد. استفاده بهینه و مطلوب از منابع مالی شرکت‌ها، کاهش حجم دخالت دولت در اقتصاد و صنعت، جمع‌آوری نقدینگی سرگردان در اقتصاد، ایجاد فضای رقابتی، فراهم‌سازی شرایط سرمایه‌گذاری‌های بلندمدت، توزیع مناسب ثروت و درآمد و... از مهمترین اهداف خصوصی‌سازی به‌شمار می‌آید. لذا مهمترین اهداف خصوصی‌سازی را که بیشتر مورد توجه قرار می‌گیرند می‌توان به‌صورت زیر برشمرد:

- افزایش رقابت و ارتقای کارایی در مدیریت و عملکرد اقتصادی،
- کاهش تصدیگری دولت در فعالیتهای اقتصادی،
- کاهش هزینه‌های دولت در بخش بودجه و یارانه،
- توسعه و وسعت بخشیدن به سرمایه‌گذاری‌های داخلی و خارجی و استفاده از منابع مالی غیردولتی.

از این‌رو به‌نظر می‌رسد که مهمترین اهداف در واگذاری نیروگاه‌ها افزایش بهره‌وری، کاهش هزینه‌های دولت و در مجموع افزایش کارایی اقتصادی از طریق واگذاری امور به بخش خصوصی باشد. توجه به اهداف مشخص شده در سیاست‌های ابلاغی برای واگذاری و آنچه که در حوزه خصوصی‌سازی نیروگاه‌ها به‌خصوص از بابت رد دیون انجام شده است این نکته را به ذهن متبادر می‌سازد که هدف از واگذاری نیروگاه‌ها کاهش بدهی دولت به سازمان‌ها و نهادهای شبه‌دولتی بوده است، زیرا برخی از نیروگاه‌های فروش رفته، بابت رد دیون دولت واگذار شده‌اند. از این‌رو پرداختن به این موضوع که عملکرد واگذاری در حوزه نیروگاه‌ها تا چه اندازه با سیاست‌های ابلاغی همخوانی داشته و همراستا با اهداف واقعی آن حرکت می‌نماید، جای بسی تأمل دارد. از طرف دیگر قرار گرفتن و تخصیص برخی نیروگاه‌ها برای رد دیون بدهی‌های دولت به سازمان‌ها و نهادهایی که هیچ سابقه و تجربه‌ای در تولید برق ندارند، جای بسی تأمل و تعجب دارد. لذا به‌نظر می‌رسد اساس تفکر و نگاه به خصوصی‌سازی نیروگاه ابتدا بر تسویه بدهی دولت بوده است.

با توجه به نقش و اهمیتی که برق در کشور دارد و امروزه انجام تقریباً هیچ فعالیتی بدون آن امکان‌پذیر نیست، پاسخگویی به تقاضای برق مورد نیاز کشور در سال‌های آتی یکی از دغدغه‌های اصلی کشور محسوب می‌شود. برای این منظور برنامه‌ریزی‌هایی جهت احداث نیروگاه در کشور انجام شده است که پیش‌بینی برنامه راه‌اندازی آنها در جدول زیر ارائه شده است.



جدول ۴۳. پیش‌بینی مربوط به برنامه راه‌اندازی نیروگاه به تفکیک نوع نیروگاه و مالکیت آن

ردیف	نام نیروگاه	نوع نیروگاه	مالکیت	۱۳۹۳	۱۳۹۴	۱۳۹۵	۱۳۹۶
۱	چهرم	چرخه ترکیبی	وزارت نیرو	-	۴۸۰	-	۱۳۹۶
۲	آبادان			۱۶۰	-	-	
۳	شیروان			-	۳۲۰	۱۶۰	-
۴	ایران‌شهر			۱۶۲	-	-	-
۵	سربند- ماهشهر			-	۶۴۸	-	-
۶	غرب مازندران (۱)			-	۳۲۴	-	-
۷	هرمزگان- گنو			۶۴۸	-	-	-
۸	توسعه رامین	بخاری		-	-	-	۶۵۰
۹	توسعه شازند			-	-	-	۶۵۰
۱۰	زغال‌سوز طبس			-	-	-	۶۵۰
۱۱	سیاه‌بیشه	برقایی		۵۲۰	-	-	-
۱۲	سیمره			۱۶۰	۳۲۰	-	-
۱۳	داریان			-	۲۱۰	-	-
۱۴	رودبار لرستان			-	۴۵۰	-	-
۱۵	سردشت			-	۹۰	۳۰	-
۱۶	مارون			۷۵	-	-	-
۱۷	چمشیر			-	۱۷۵	-	-
۱۸	آزاد			-	-	-	۵۱۰
۱۹	نیروگاه آبی کوچک، متوسط و جریانی			-	۴۶	-	۱۷
۲۰	تجدیدپذیر			-	۶	-	۶
۲۱	نیروگاه‌های بادی	بادی		-	۱۴۰	-	-
۲۲	اسلام‌آباد غرب	گازی کوچک		۵۰	۵۰	-	-
جمع وزارت نیرو							
۲۳	جنوب اهواز	چرخه ترکیبی	BOO	-	-	۳۲۴	۱۶۰
۲۴	چادرملو			۳۲۴	۱۶۰	-	-
۲۵	پاسارگاد قشم			-	-	۳۲۴	۱۶۰
۲۶	غرب مازندران (۲)			-	۱۶۲	۱۶۲	۱۶۰
۲۷	خرم‌آباد			-	۶۴۸	-	-
۲۸	صدوق (یزد ۲)			-	۳۲۴	۱۶۰	-
۲۹	دالاهو کرمانشاه			-	۳۲۴	۱۶۰	-
۳۰	خرمشهر			۳۲۴	-	-	-
۳۱	سمنگان- سیرجان			-	۳۲۴	۱۶۰	-
۳۲	کهنوج			۳۲۴	۱۶۰	-	-
۳۳	گناوه			۱۶۰	-	-	-
۳۴	بهبهان			-	۴۸۴	-	-
۳۵	تولید پراکنده و تولید همزمان برق و حرارت	DG		۴۸۰	۴۸۰	۴۸۰	۴۸۰
-	جمع بخش خصوصی	-	-	۱۶۱۲	۳۰۶۶	۱۷۷۰	۹۶۰
-	جمع کل کشور	-	-	۳۳۹۳	۵۷۱۴	۲۵۷۱	۳۴۳۷

مأخذ: وزارت نیرو، شرکت مادر تخصصی توانیر، صنعت برق ایران، ۱۳۹۲.

براساس بند «د» ماده (۱۳۳) قانون برنامه پنج‌ساله پنجم توسعه و سیاست کلی وزارت نیرو، مجوز احداث نیروگاه برای بخش خصوصی به یکی از دو روش زیر انجام می‌شود:

- روش BOT (Build, Operate, Transfer)

- روش BOO (Build, Own, Operate)

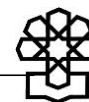
شرایط قراردادی هریک از دو روش فوق متفاوت بوده و با توافق توانیر و سرمایه‌گذار تعیین می‌گردد. در روش BOT نیروگاه پس از مدت معینی از بهره‌برداری مثلاً حدود ۲۰ سال به توانیر منتقل می‌شود ولی در روش BOO نیروگاه همواره متعلق به بخش خصوصی خواهد ماند.

در حال حاضر و در هر روش، تأمین سوخت به‌عهده توانیر است و بایستی پس از مذاکرات و یا عقد قراردادهای لازم با وزارت نفت (شرکت‌های نفت و گاز)، سوخت را در پشت دیوار نیروگاه تحویل دهد و تولیدکننده نیز با نرخ معینی انرژی را در پشت دیوار نیروگاه تحویل شبکه برق ایران دهد. با استفاده از این دو شیوه قراردادی و مطابق اطلاعاتی که در جدول بالا ارائه شده است تا سال ۱۳۹۶ قرار است بیش از ۷ هزار مگاوات برق توسط بخش خصوصی تولید شود.

فصل چهارم - انرژی‌های نو در برنامه پنج‌ساله پنجم توسعه

طبق ماده (۱۳۳) قانون برنامه پنج‌ساله پنجم توسعه، وزارت نیرو موظف است با استفاده از منابع حاصل از فروش نیروگاه‌های موجود یا در دست اجرا و سایر اموال و دارایی‌های شرکت‌های مزبور و با رعایت قانون نحوه اجرای سیاست‌های کلی اصل چهل‌وچهارم قانون اساسی نسبت به پرداخت یارانه خرید برق از تولیدکنندگان برق پراکنده با مقیاس کوچک و ظرفیت‌های تولید برق مشترکین از طریق عقد قراردادهای بلندمدت و همچنین تبدیل تا دوازده هزار (۱۲,۰۰۰) مگاوات نیروگاه گازی به سیکل ترکیبی اقدام نمایند. در حال حاضر ظرفیت نیروگاه‌های گازی کشور ۱۲۴۲۲ مگاوات است که با اجرای برنامه‌های سیکل ترکیبی نسبت به سال ۱۳۸۸ تنها ۱۹۴۳ مگاوات کاهش داشته است. در طول برنامه پنجم توسعه ظرفیت نیروگاه‌های سیکل ترکیبی از ۱۳۶۳۳ مگاوات به ۱۵۲۵۹ مگاوات (حدوداً ۱۵۹۶ مگاوات معادل ۱۲ درصد) افزایش داشته است. عملکرد فعلی با میزان پیش‌بینی شده در برنامه تفاوت زیادی دارد.

طبق تبصره «۲» بند «د» همین ماده نیز وزارت نیرو مجاز است ظرفیت تولید را تا سقف ۲۵۰۰۰ مگاوات از طریق سرمایه‌گذاری‌های بخش عمومی، تعاونی و خصوصی اعم از داخلی و خارجی و یا منابع داخلی شرکت‌های تابعه و یا به‌صورت روش‌های متداول سرمایه‌گذاری ازجمله ساخت، بهره‌برداری و تصرف (BOO) و ساخت، بهره‌برداری و انتقال (BOT) اقدام نماید. سهم بخش خصوصی ۱۰۰۰۰ مگاوات در نظر گرفته شده است. طی سال‌های ۱۳۸۸ تا ۱۳۹۱ ظرفیت نیروگاه‌های در اختیار بخش خصوصی از ۴۶۰۵ مگاوات به ۹۳۶۲ مگاوات رسیده است. بعد از آن در



سال ۱۳۹۲ این ظرفیت با جهشی، به ۲۸۸۰۲ مگاوات رسیده است. بنابراین می‌توان گفت مجموعاً ۴۷۵۷ مگاوات نیروگاه در سال‌های ۱۳۸۸ تا ۱۳۹۲ به ظرفیت بخش خصوصی اضافه شده است که بیشتر از نوع بخاری و گازی است. ضمناً ذکر این نکته ضروری است که بیشتر ظرفیت نیروگاه‌های بخش خصوصی از طریق واگذاری نیروگاه‌های دولتی به وجود آمده است. به این ترتیب می‌توان گفت که عملکرد وزارت نیرو در این بخش مطلوب ارزیابی نمی‌شود.

۱-۴. محیط زیست و صنعت برق

طبق ماده (۱۳۸) قانون برنامه پنج‌ساله پنجم توسعه کلیه سازمان‌ها و شرکت‌های مشمول قانون برنامه که به‌منظور کاهش انتشار گازهای آلاینده در چارچوب سازوکارهای بین‌المللی موجود، مانند سازوکار پاک^۱ (CDM) موفق به اخذ گواهی کاهش انتشار می‌شوند مجاز به واگذاری یا فروش آن طی سال‌های برنامه می‌باشند. هفتاد درصد وجوه حاصله جزء درآمدهای داخلی شرکت ذی‌ربط منظور شود و هزینه‌های مربوط به اخذ گواهی‌های مزبور از همین محل قابل تأمین و پرداخت خواهد بود. سی درصد (۳۰٪) باقی مانده به خزانه‌داری کل کشور واریز می‌شود.

یکی از مهمترین مشکلات پیش روی صنعت برق مخصوصاً در بلندمدت عدم توجه به مسائل محیط زیست است. صنعت برق مخصوصاً در بخش تولید دارای آلاینده‌گی زیادی است. سوخت‌های فسیلی مورد استفاده در نیروگاه‌ها عمده‌ترین منبع ایجاد گازهای گلخانه‌ای هستند. گازهایی مانند دی اکسید کربن (CO₂)، اکسیدهای گوگرد (SO_x)، اکسیدهای ازت (NO_x) و اکسید کربن (CO) ازجمله این گازها هستند. سهم نیروگاه‌های کشور که عمده‌ترین تولیدکننده این قبیل گازها در ساختار وزارت نیرو هستند در تولید گازهای گلخانه‌ای در سال ۱۳۸۹ در جدول ۴۴ نشان داده شده است.

جدول ۴۴. گازهای آلاینده منتشره در سال ۱۳۸۹ (درصد)

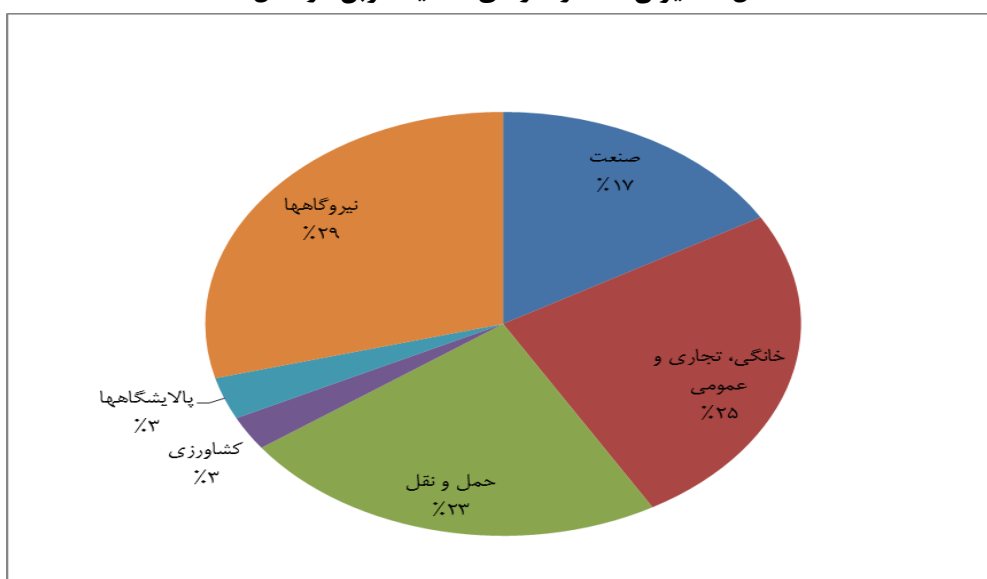
گازهای آلاینده								انواع مصارف
N ₂ O	CH ₄	CO ₂	SPM	CO	SO ₃	So ₂	NO _x	
۲/۶	۴/۱	۱۶/۶	۲/۸	۰/۴	۳۲/۱	۲۲/۲	۹/۳	صنعت
۴/۲	۷/۳	۲۵	۱/۸	۰/۹	۸/۶	۷	۶/۶	خانگی، تجاری و عمومی
۴۷/۹	۷۹/۷	۲۳/۴	۸۶/۸	۹۶/۸	۳۰/۶	۲۸/۷	۴۸/۳	حمل و نقل
۴۰/۴	۱/۴	۲/۶	۴/۷	۰/۲	۳/۲	۵/۴	۳/۹	کشاورزی
۰/۴	۰/۷	۳/۲	*	*	*	*	*	پالایشگاه‌ها
۴/۴	۶/۷	۲۹/۱	۳/۹	۱/۷	۲۵/۵	۳۶/۷	۳۱/۸	نیروگاه‌ها
۹۹/۹	۹۹/۹	۹۹/۹	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۹۹/۹	جمع

مأخذ: وزارت نیرو، مرکز اطلاعات اسناد علمی و کتابخانه.

* ارقام در دسترس نمی‌باشد.

همانطور که ملاحظه می‌شود سهم نیروگاه‌ها در تولید این گازها از ۱/۷ درصد تا نزدیک به ۳۷ درصد، بسته به نوع گاز، متغیر است. در مورد گاز دی‌اکسید کربن سهم نیروگاه‌ها به کمی بیشتر از ۲۹ درصد می‌رسد. سهم هر یک از بخش‌ها در تولید گاز دی‌اکسید کربن در شکل ۲ نمایش داده شده است.

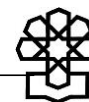
شکل ۲. میزان انتشار گاز دی‌اکسید کربن در سال ۱۳۸۹



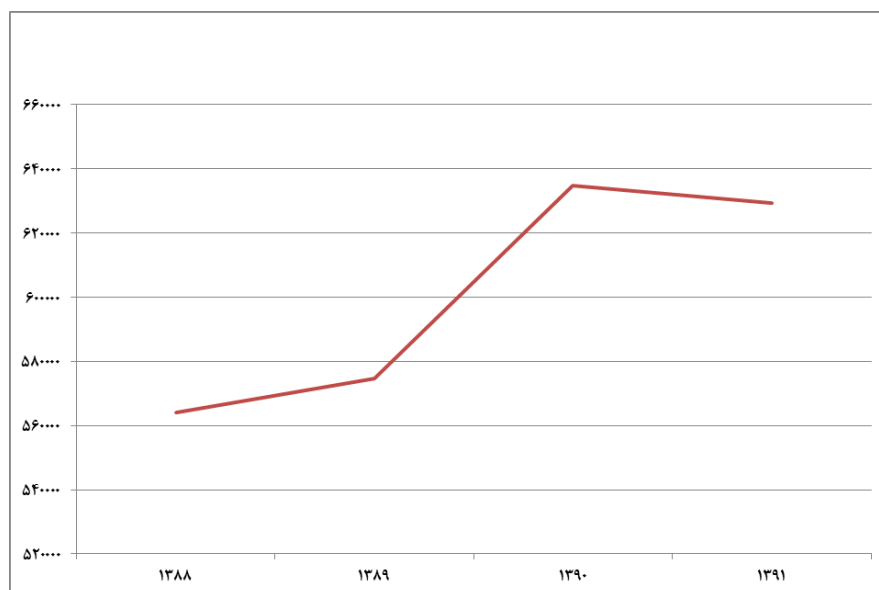
همانطور که شکل ۲ نشان می‌دهد نیروگاه‌های کشور مسئول تولید ۲۹ درصد از گاز دی‌اکسید کربن در کشور در سال ۱۳۸۹ بوده‌اند.

برای درک بهتر از روند تولید گازهای گلخانه‌ای در سال‌های برنامه پنجم بهتر است میزان تولید این گازها طی سال‌های ۱۳۸۸ تا ۱۳۹۱ (آخرین سالی که آمار موجود است) محاسبه شود. نمودار ۲۵ میزان تولید گازهای NOx را طی این سال‌های نشان می‌دهد.^۱

۱. منبع ترازنامه انرژی براساس دستورالعمل سال ۲۰۰۶ سازمان حفاظت محیط زیست.



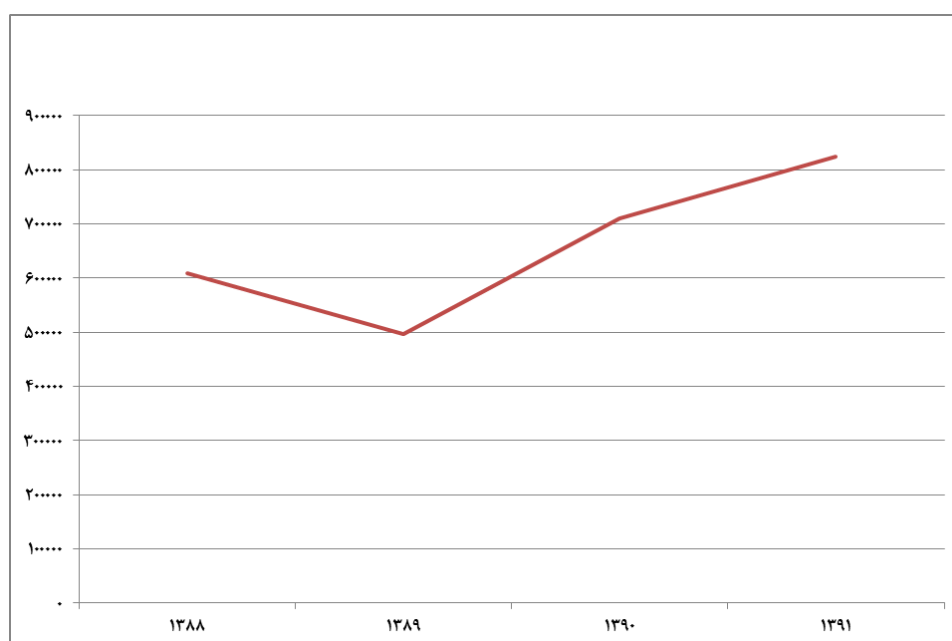
نمودار ۲۵. میزان تولید NOx در سال‌های ۱۳۸۸ تا ۱۳۹۱



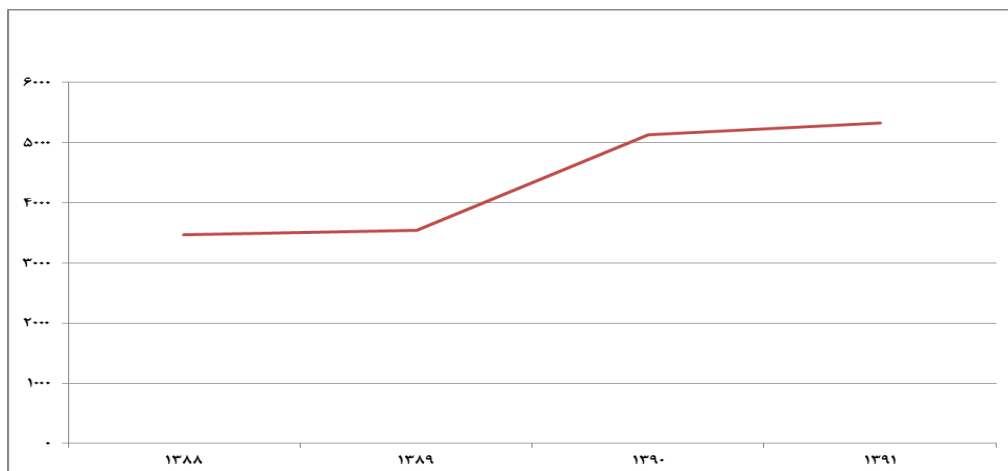
مأخذ: ترازنامه انرژی براساس دستورالعمل سال ۲۰۰۶ سازمان حفاظت محیط زیست.

همانطور که در نمودار ۲۵ مشاهده می‌شود میزان گازهای NOx طی این سال‌ها افزایش داشته است. نمودارهای ۲۶ تا ۳۰ میزان انتشار گازهای SPM, CO, SO₃, SO₂ و CO₂ را نشان می‌دهند. همانطور که در این نمودارها مشخص است تقریباً در زمینه تولید همه گازهای آلاینده و ذرات معلق (SPM) طی سال‌های برنامه پنجم رشد وجود داشته است. بنابراین می‌توان نتیجه‌گیری کرد که وزارت نیرو در زمینه کاهش گازهای آلاینده موفقیتی کسب نکرده است.

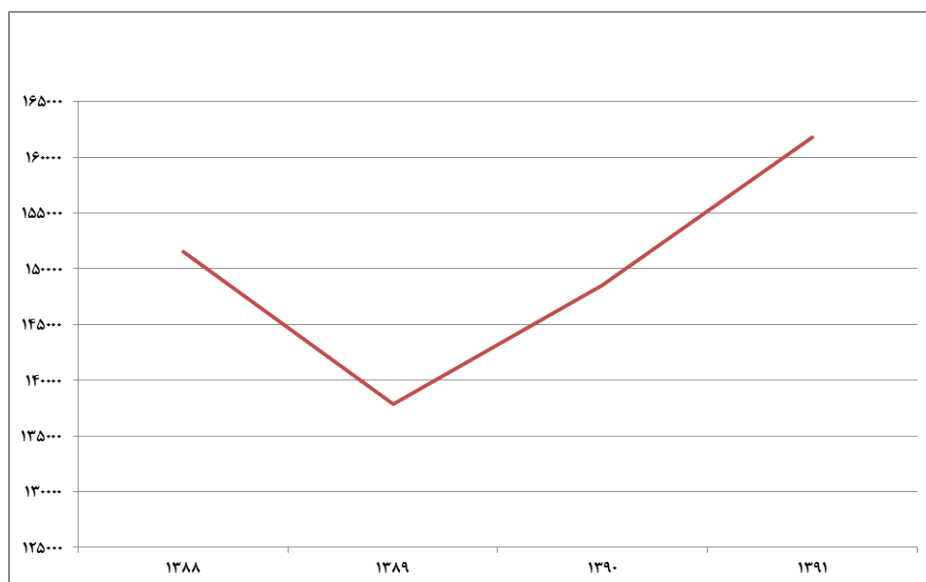
نمودار ۲۶. میزان تولید SO₂ در سال‌های ۱۳۸۸ تا ۱۳۹۱

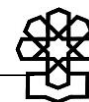


نمودار ۲۷. میزان تولید SO_3 در سال‌های ۱۳۸۸ تا ۱۳۹۱

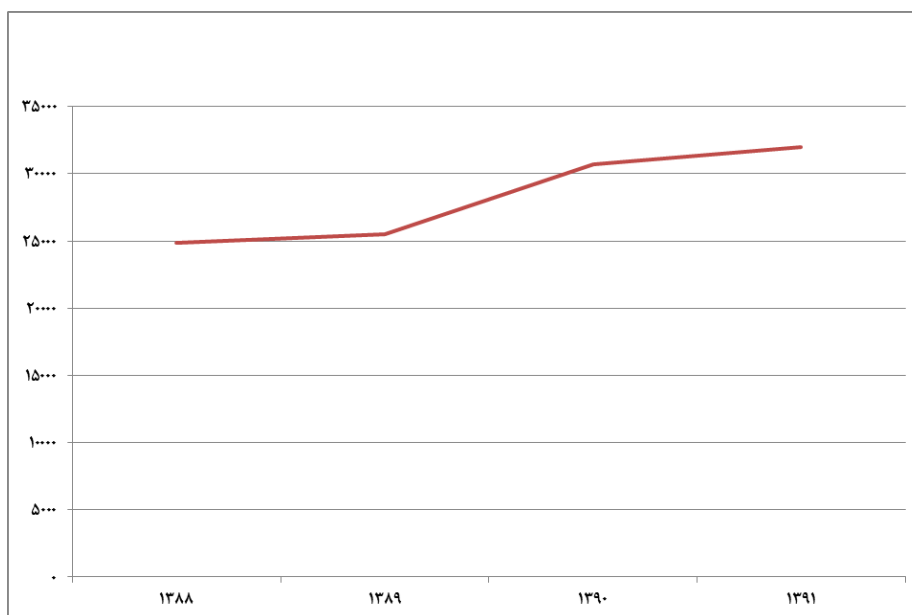


نمودار ۲۸. میزان تولید CO در سال‌های ۱۳۸۸ تا ۱۳۹۱

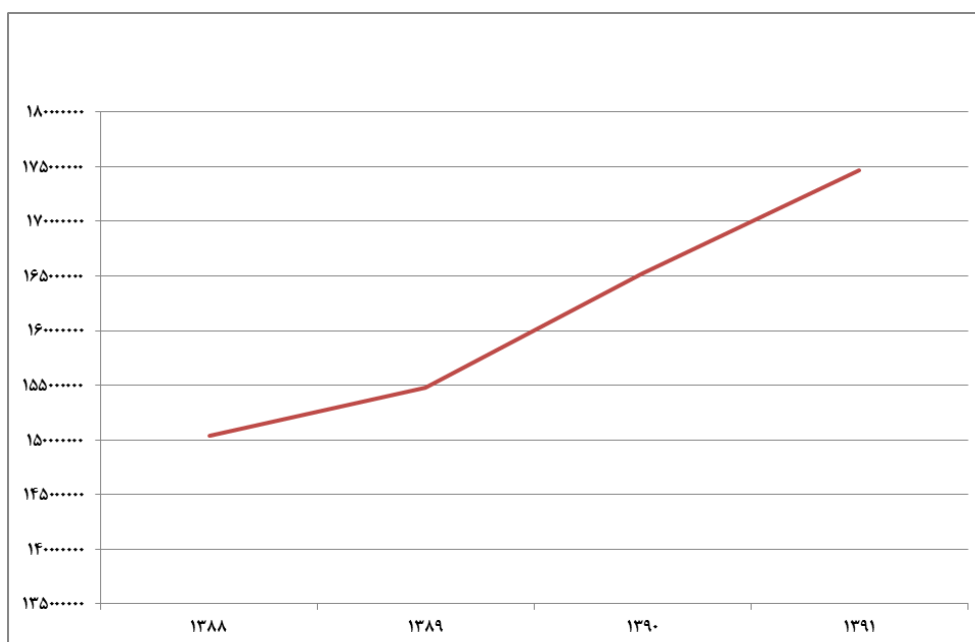




نمودار ۲۹. میزان تولید SPM در سال‌های ۱۳۸۸ تا ۱۳۹۱



نمودار ۳۰. میزان تولید CO2 در سال‌های ۱۳۸۸ تا ۱۳۹۱



یکی از مهمترین وظایف وزارت نیرو تمرکز بر کاهش انتشار این گازها در نیروگاه‌هاست. از بین انواع نیروگاه‌های حرارتی، سهم نیروگاه‌های بخاری به علت استفاده از نفت کوره در تولید انواع آلاینده‌ها بیشتر است. ولی با توجه به برخورداری از فناوری‌های جدید در سال‌های اخیر در وزارت نیرو به‌ویژه در سیستم‌های سوخت دیگ‌های بخار، اطاق‌های احتراق، مشعل‌ها، دودکش‌ها و فیلتر

نیروگاه‌های جدید و نیروگاه‌های موجود و قدیمی‌تر کوشش گردیده که تولید آلاینده‌های مضر به نسبت رشد تولید برق افزایش نیابد. با این وصف به وزارت نیرو تکلیف شده است که در برنامه‌های خود تلاش کند تا برای کم کردن این آلاینده‌ها نسبت به افزایش راندمان نیروگاه‌ها مخصوصاً با استفاده از تبدیل نیروگاه‌های گازی به چرخه ترکیبی از یک طرف و تولید برق از طریق انرژی‌های تجدیدپذیر از طرف دیگر اقدام نماید. زیرا تبدیل نیروگاه‌های گازی به چرخه ترکیبی در کاهش مصرف سوخت به‌ازای هر کیلووات ساعت برق تولیدی بسیار مؤثر است. علاوه بر این، ترکیب سوخت نیروگاه‌ها نیز در کاهش آلاینده‌گی آنها مؤثر است. نکته دیگر استفاده از ترکیب بهینه‌ای از سوخت برای نیروگاه‌هاست. درحال حاضر نفت کوره و نفت گاز بیشترین میزان آلاینده‌گی مخصوصاً ترکیبات دی‌اکسید کربن، دی‌اکسید نیتروژن و ذرات معلق دارد. سوخت‌های پاک‌تر مانند گاز مایع دارای درصد آلاینده‌گی بسیار پایینی هستند. مشکلاتی مانند هزینه و همچنین در دسترس نبودن سوخت‌های مناسب‌تر مخصوصاً در فصل زمستان باعث شده است که استفاده از این سوخت‌ها (نفت کوره و نفت گاز) در نیروگاه‌های کشور محدود باشد. با توجه به وجود هزینه‌های اجتماعی آلاینده‌ها، به‌نظر می‌رسد که وزارت نیرو در زمینه کاهش انتشار آلاینده‌ها باید اقدامات مؤثرتر و بیشتری را انجام دهد.

۴-۲. انرژی‌های نو

طبق ماده (۱۳۹) قانون برنامه پنج‌ساله پنجم توسعه به‌منظور ایجاد زیرساخت‌های تولید تجهیزات نیروگاه‌های بادی و خورشیدی و توسعه کاربرد انرژی‌های پاک و افزایش سهم تولید این نوع انرژی‌ها در سبد تولید انرژی کشور، دولت مجاز است با حمایت از بخش‌های خصوصی و تعاونی از طریق وجوه اداره شده و یارانه سود تسهیلات، زمینه تولید تا پنج هزار مگاوات انرژی بادی و خورشیدی در طول برنامه متناسب با تحقق تولید را فراهم سازد.

یکی از سیاست‌های کلی کشور استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر و یا انرژی‌های نو است. این سیاست تقریباً در همه نقاط دنیا به شکل جدی پیگیری می‌شود. هدف اصلی کاهش وابستگی به سوخت‌های فسیلی، کاهش آلودگی هوا و جلوگیری از زیان‌های زیست‌محیطی است. انرژی‌های تجدیدپذیر را می‌توان به‌صورت زیر دسته‌بندی کرد:

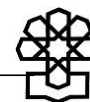
- انرژی خورشیدی،

- انرژی زمین‌گرمایی،

- انرژی باد،

- زیست توده (بیوماس و زباله)،

- انرژی جذر و مد.



با توجه به مطالعات صورت گرفته در این زمینه باید گفت که پتانسیل استفاده از این نوع انرژی‌ها با توجه به وضعیت جغرافیایی کشورمان بسیار زیاد است. طبق این مطالعات در کشور ما توان تولید $2/8 \times 10^{15}$ کیلووات ساعت انرژی برق از منبع خورشیدی وجود دارد. علاوه بر این طبق اطلس انرژی بادی، ایران ظرفیت ساخت نیروگاه‌های بادی در بسیاری از مناطق خود را دارد. فعالیت‌های وزارت نیرو در این بخش عمده‌تاً توسط سازمان انرژی‌های نو ایران (سانا) انجام می‌شود. در سال‌های برنامه پنجم فعالیت‌های خوبی توسط این سازمان صورت گرفته است، اما هنوز سهم انرژی‌ها تجدیدپذیر در ایران در مقایسه با سایر کشورها مناسب نیست. به عنوان مثال کشور چین در سال ۱۳۸۹ با حدود $17/6$ گیگاوات ظرفیت نصب شده ۴۴ درصد از بازار جهانی را در دست داشته است. کشور آمریکا بیش از $6/8$ گیگاوات در سال ۲۰۱۱ به ظرفیت انرژی بادی خود اضافه نموده است که برای ۲ میلیون خانوار آمریکایی کافی بوده است و در نهایت ظرفیت کل تولید برق را به ۴۷ گیگاوات رسانیده است. ایالت تگزاس با ظرفیت کل نصب شده $10/4$ گیگاوات، بیش از یک پنجم کل ظرفیت این کشور را به خود اختصاص داده است، ولی در سال ۲۰۱۱ ایالت کالیفرنیا با ۹۲۰ مگاوات، در این بخش پیشگام شد و پس از آن ایالت ایلینوی با ۶۹۳ مگاوات و آیووا با ۶۴۷ مگاوات قرار دارند. از سال ۲۰۰۷ انرژی بادی ۳۵ درصد از ظرفیت برق تولیدی این کشور را فراهم نموده است که بیش از دو برابر سهم زغال سنگ و انرژی هسته‌ای می‌باشد.

اتحادیه اروپا در سال ۲۰۱۱ در حدود $9/6$ گیگاوات ظرفیت نصب شده داشته که میزان کل ظرفیت نصب شده این منطقه را به ۹۴ گیگاوات رسانیده است (این میزان معادل کل ظرفیت جهانی نصب شده انرژی بادی در سال ۲۰۰۷ بوده است). اتحادیه اروپا در سال ۲۰۱۰ در ظرفیت نصب شده انرژی بادی مقام سوم را کسب کرده است.

در زمینه انرژی خورشیدی نیز حدود ۳۰ گیگاوات از ظرفیت فتوولتائیک جدید در سراسر جهان در سال ۲۰۱۱ عملیاتی شده است و با افزایش ۷۴ درصدی در کل دنیا به میزان ۷۰ گیگاوات رسیده است. نصب و راه اندازی واقعی در طول سال ۲۰۱۱ نزدیک به ۲۵ گیگاوات بوده است، چراکه بعضی از ظرفیت‌های متصل شده به شبکه در سال ۲۰۱۰ نصب شده بوده‌اند. ظرفیت عملیاتی دستگاه‌های فتوولتائیک در آخر سال ۲۰۱۱ در حدود ۱۰ برابر میزان کل نصب شده جهانی در ۵ سال قبل بوده است و بدین وسیله به طور متوسط نرخ رشد سالیانه ۵۸ درصدی را در بازه زمانی ۲۰۰۶ تا ۲۰۱۱ به ارمغان آورده است. کشورهای پیشرو در بیشترین ظرفیت نصب شده تا انتهای سال ۲۰۱۱ آلمان، ایتالیا، ژاپن، اسپانیا و آمریکا بوده‌اند.

اتحادیه اروپا به خاطر وجود کشورهای آلمان و ایتالیا بازار دستگاه‌های فتوولتائیک را در دست خود گرفت. این دو کشور در مجموع ۵۷ درصد از ظرفیت عملیاتی جدید را در سال ۲۰۱۱ به خود اختصاص دادند. اتحادیه اروپا تقریباً ۱۷ گیگاوات ظرفیت نصب شده داشته و نزدیک به ۲۲ گیگاوات

ظرفیت را به شبکه متصل نموده است. مجموع ظرفیت نصب شده دستگاه‌های فتوولتائیک تا انتهای سال ۲۰۱۱ در اتحادیه اروپا ۵۱ گیگاوات بوده که این میزان در حدود سه‌چهارم از کل ظرفیت نصب شده جهانی می‌باشد. این میزان، تقاضای برق بیش از ۱۵ میلیون خانوار اروپایی را پاسخگو خواهد بود. در کشور آلمان کل ظرفیت نصب شده به میزان ۲۴/۸ گیگاوات رسیده که میزان ۳/۱ درصد از برق تولیدی کشور آلمان را به خود اختصاص می‌دهد (در سال ۲۰۱۰ این میزان ۱/۹ درصد بوده است).

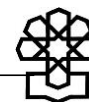
ایتالیا رکورد جدیدی را ثبت نموده است، ۹/۳ گیگاوات سیستم فتوولتائیک وارد شبکه نمود که تا آخر سال به میزان ۱۲/۸ گیگاوات رسید.

از دیگر بازارهای برتر در اروپا می‌توان به بلژیک (نزدیک ۱ گیگاوات)، انگلستان (۰/۹ گیگاوات)، یونان (بیشتر از ۰/۴ گیگاوات)، اسپانیا (نزدیک به ۰/۴ گیگاوات که از مقام دوم جهانی به مقام چهارمی نزول کرد)، اسلوواکی (۰/۳ گیگاوات) اشاره نمود.

منابع انرژی زمین‌گرمایی برای تولید برق و حرارت استفاده می‌شود. در سال ۲۰۱۱ از انرژی زمین‌گرمایی در حدود ۲۰۵ تراوات ساعت انرژی دریافت شده است. یک‌سوم برای تولید برق که در حدود ۱۱/۲ گیگاوات ظرفیت نصب شده داشته و دوسوم باقی مانده برای تولید گرمایش بوده است. بیشترین رشد در کاربرد مستقیم در استفاده از پمپ‌های حرارتی زمین‌گرمایی بوده است که می‌تواند گرمایش و سرمایش تولید نمایند و نرخ رشد متوسطی معادل ۲۰ درصد سالیانه داشته است. تولید برق زمین‌گرمایی رشد نسبتاً کمی در سال ۲۰۱۱ داشته است، اما انتظار افزایش چشمگیری با ایجاد پروژه‌های در حال ساخت در شرق آفریقا و جاهای دیگر می‌رود.

رشد جهانی استفاده مستقیم از انرژی حرارتی زمین‌گرمایی در سال ۲۰۱۱ همچنان ادامه پیدا کرده است به نحوی که میزان مصرف آن در سال ۲۰۱۱ به ۵۸ گیگاوات ساعت رسیده است. این رشد از سال ۲۰۰۵ آغاز شده است و طی سال‌های ۲۰۰۵ تا ۲۰۱۱ به رشدی برابر ۱۰ درصد رسیده است. در میان کاربردهای مستقیم، پمپ‌های حرارتی زمین‌گرمایی بیشترین میزان نرخ رشد را دارا می‌باشد و طی این ۵ سال دارای نرخ رشد متوسطی معادل ۲۰ درصد می‌باشد. در حدود ۲/۹ میلیون پمپ‌های حرارتی در سراسر جهان در سال ۲۰۱۰ فعال بوده‌اند که بیشتر آنها در ایالات متحده آمریکا، چین و اروپا می‌باشد. انگلستان، کره جنوبی، ایرلند، اسپانیا و هلند شاهد افزایش بیش از حد ظرفیت نصب شده پمپ‌های حرارتی زمین‌گرمایی در بین سال‌های ۲۰۰۵ تا ۲۰۱۰ بوده‌اند.

به‌طور کلی ۴۲ گیگاوات ساعت از تولید انرژی مستقیم زمین‌گرمایی در سال ۲۰۱۱ مربوط به پمپ‌های حرارتی زمین‌گرمایی بوده که این مقدار برابر ۷۲ درصد از کل استفاده‌های مستقیم



زمین‌گرمایی در سال ۲۰۱۱ و ۵۳ درصد از کل استفاده مستقیم حرارتی زمین‌گرمایی در این سال بوده است.

در حدود یک‌چهارم از کل انرژی حرارتی مستقیم زمین‌گرمایی در سال ۲۰۱۱ صرف حمام‌ها و استخرهای شنا شده است و در حدود ۱۳ درصد از کل انرژی حرارتی مستقیم زمین‌گرمایی در این سال نیز برای گرمایش فضا مورد استفاده قرار گرفته است. لکن مابقی آن مربوط به گلخانه‌های صنعتی، پرورش آبزیان، خشک‌کن‌های کشاورزی و ذوب برف در معابر بوده است. در سال ۲۰۱۱ حداقل ۷۸ کشور جهان از منبع انرژی زمین‌گرمایی بهره‌مند شده‌اند و این درحالی است که این تعداد در سال ۲۰۰۵ برابر ۷۲ کشور بوده است. ۶ کشور برتر در زمینه کاربردهای زمین‌گرمایی ایسلند، ایالات متحده آمریکا، چین، سوئد، آلمان و ژاپن می‌باشند که در حدود دوسوم از مجموع کل ظرفیت نصب شده دنیا را به خود اختصاص داده‌اند. در بین کشورهای یاد شده چین توانسته بیشترین مقدار مصرف کاربردهای مستقیم در سال ۲۰۱۰ را که برابر ۲۱ تراوات ساعت است به خود اختصاص دهد. در رتبه‌بندی مربوط به کاربردهای مستقیم ایالات متحده آمریکا با ۱۸/۴ تراوات ساعت در رتبه دوم و سوئد با ۱۳/۸ تراوات ساعت در رتبه سوم و ترکیه با ۱۰/۲۴ تراوات ساعت در رتبه چهارم و ژاپن با ۷/۱ تراوات ساعت در رتبه پنجم و ایسلند با ۷ تراوات ساعت در رتبه ششم قرار گرفته‌اند. در حدود ۹۰ درصد تقاضای گرمایش در ایسلند از منبع زمین‌گرمایی تأمین گردیده است و این در حالی است که کشورهای ایسلند، سوئد، نروژ، نیوزیلند و دانمارک بیشترین نرخ تولید انرژی زمین‌گرمایی به ازای هر نفر از جمعیت را در سال ۲۰۱۱ داشته‌اند.

در زمینه زیست توده نیز باید گفت که امروزه به دلیل نیاز به کاهش تولید گازهای گلخانه‌ای توجه بازار جهانی به مصرف سوخت‌های پاک و به‌ویژه بایومس (Biomass) معطوف گردیده است که این امر موجب افزایش تقاضای بین‌المللی این منبع انرژی برای مصارفی چون حمل‌ونقل، برق و حرارت گردیده است.

به‌طور کلی تجارت جهانی سوخت‌های جامد بایومس در سال ۲۰۱۱ بجز زغال چوب در حدود ۱۸ میلیون تن و معادل ۳۰۰ پی‌جی (PJ) می‌باشد که در حدود ۹۰ درصد آن را pellet و fuel wood و wood waste تشکیل می‌دهد و همچنین تجارت جهانی سوخت‌های مایع شامل بایودیزل و بایواتانول تقریباً معادل ۲۰ میلیون بشکه نفت خام بوده است.

کشورهای پیشرو در زمینه انرژی زیست توده بسته به نوع سوخت تولیدی، اقداماتی به شرح ذیل انجام دادند. به‌عنوان مثال مصرف ۸۵ درصد pellet در کشورهای اروپایی می‌باشد به‌طوری که ۲۰ درصد آن به تنهایی جذب بازار سوئد می‌شود. اگرچه بیشتر بازار pellet به کشورهای اروپایی،

۱. قطعات ریز قابل استفاده برای سوخت (شبیه به گندله) که عمدتاً از مواد فشرده گیاهی تهیه می‌شوند.

شمال آمریکا و روسیه محدود می‌شود ولی امروزه تعدادی از کشورهای آمریکای جنوبی و آسیا، از جمله آرژانتین، برزیل و شیلی در جنوب آمریکا، چین، هند، ژاپن و کره در آسیا و همچنین نیوزیلند به مصرف این سوخت روی آورده‌اند.

بیشترین مصرف بیوگاز نیز در اروپا و چین می‌باشد به‌عنوان نمونه آلمان ۶۵ درصد بازار این سوخت در اروپا را به خود اختصاص داده است. در بخش سوخت‌های زیستی آمریکای شمالی بیشترین مصرف‌کننده بایواتانول در صنعت حمل‌ونقل بوده و اروپا و آمریکای لاتین بیشترین مصرف‌کننده بایو دیزل در این صنعت به‌شمار می‌روند.

استفاده از بیوگاز به‌عنوان سوخت، امروزه رو به رشد می‌باشد به نحوی که قبلاً در اروپا تولید ناخالص از بیوگاز برابر ۳۰/۳ تراوات ساعت در سال ۲۰۱۰ بوده که شاهد یک رشد ۲۰ درصدی نسبت به سال ۲۰۰۹ می‌باشد. در حدود یک‌پنجم از کل ژنراتورهای نصب شده در نیروگاه‌های زیست توده و تولید همزمان برق و حرارت CHP هستند.

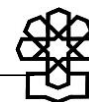
در سال ۲۰۱۱ در آمریکا در حدود ۱۴/۳ تراوات ساعت جذب متان از محل دفن مواد زائد وجود داشته است و از آن برای تولید انرژی مورد نیاز یک میلیون خانوار استفاده شده است. همچنین از بیوگاز حاصل از لندفیل‌های مذکور برای تولید ۵ تراوات ساعت انرژی در بخش کشاورزی نیز استفاده شده است. در کشورهای در حال توسعه از بیوگاز تولید شده در هاضم‌های بزرگ به‌طور کلی برای تولید برق استفاده می‌شود.

به‌عنوان مثال در چین تا پایان سال ۲۰۰۹ در حدود ۲۰۰۰ هاضم بزرگ و متوسط نصب گردیده و قرار است تعداد ۲۲۵۷۰ هاضم دیگر با منبع فضولات دامی و ۶۳۰ هاضم نیز با منبع زباله‌های شهری و فاضلاب شهری ساخته و نصب گردد. ظرفیت تولید بیوگاز در چین از هاضم‌های نصب شده تا پایان سال ۲۰۱۰ در حدود ۸۰۰ مگاوات بوده است. هند نیز تا پایان سال ۲۰۱۰ دارای ۷۰ نیروگاه با منبع زباله شهری با ظرفیت کل ۹۱ مگاوات بوده است.

۳-۴. سهم انرژی‌های نو در کل تولید انرژی کشور

یکی از برنامه‌های وزارت نیرو استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر به‌جای انرژی‌های فسیلی است. طبق برنامه‌های اعلام شده قرار بوده است که وزارت نیرو در برنامه پنجم توسعه ۵۰۰ مگاوات نیروگاه بادی نصب نماید.

وزارت نیرو در حال حاضر ۳۷ قرارداد خرید تضمینی برق از نیروگاه‌های خصوصی دارد. طبق آخرین اطلاعات (۱۳۹۳/۱۲/۱۷)، ۳۴/۹ مگاوات نیروگاه بادی، ۰/۵۱۴ مگاوات نیروگاه خورشیدی و ۷/۵ مگاوات نیروگاه زیست توده در حال بهره‌برداری است. قرارداد خرید برق مبادله شده طبق ماده



(۱۳۳) حدوداً ۶۳۰ مگاوات و طبق بند «۱۹» قانون بودجه سال ۱۳۹۲ حدوداً ۹۷۱ مگاوات است. اما بنابر اطلاعات ارائه شده توسط توانیر مجموع پرونده‌های تشکیل شده برای ساخت نیروگاه‌های تجدیدپذیر غیردولتی مجموعاً ۱۲۵۴۱ مگاوات است. ازسوی دیگر تاکنون ۴۳ نیروگاه تولید پراکنده به ظرفیت تقریبی ۳۲۶ مگاوات در حال بهره‌برداری می‌باشد.

وزارت نیرو تاکنون ۷ نیروگاه به‌صورت آب شیرین‌کن به ظرفیت ۲۷۷۲ مگاوات به شرکت‌های مختلف از جمله مپنا ابلاغ کرده است.

ترکیب نیروگاه‌های وزارت نیرو طی سال‌های ۱۳۸۸ تا ۱۳۹۱ تغییر زیادی نداشته است. حرکت به سمت تغییر نیروگاه‌های گازی و بخاری به نیروگاه‌های سیکل ترکیبی طی این سال‌ها مشهود بوده است، اما استفاده از نیروگاه‌های بادی و خورشیدی طی این سال‌ها تفاوت زیادی را نشان نمی‌دهد.

جدول ۴۵. ظرفیت اسمی نیروگاه‌های کشور برحسب نوع نیروگاه طی سال‌های ۱۳۸۸ تا ۱۳۹۱

(مگاوات)

سال	بخاری	گازی	سیکل ترکیبی	دیزلی	آبی	بادی	خورشیدی	بیوگاز
۱۳۸۸	۱۴۹۳۵	۱۰۴۷۸	۱۳۶۶۳	۴۲۴	۷۷۰۴	۹۰/۳	۰/۹۷	۱/۸۶
۱۳۸۹	۱۴۹۳۵	۱۲۴۱۰	۱۳۹۸۳	۴۰۸	۸۴۸۷	۹۲/۹	۰/۹۷	۱/۸۶
۱۳۹۰	۱۴۹۴۲	۱۲۲۶	۱۴۷۷۹	۴۰۸	۸۷۴۶	۹۸/۲	۰/۹۷	۱/۸۶
۱۳۹۱	۱۴۹۵۰	۱۲۴۲	۱۵۲۵۹	۴۳۹	۹۷۴۶	۱۰۶/۱	۰/۶۹	۶/۸۶

مأخذ: ترازنامه انرژی براساس دستورالعمل سال ۲۰۰۶ سازمان حفاظت محیط زیست.

همانطور که در این جدول مشخص است میزان افزایش نیروگاه‌های بادی، خورشیدی و بیوگاز طی این سال‌ها قابل توجه نبوده است. در مورد نیروگاه‌های خورشیدی و بیوگاز عملاً رشد خاصی اتفاق نیفتاده است و نیروگاه‌های بادی نیز در مجموع از سال ۱۳۸۸ تا ۱۳۹۱ حدوداً ۱۸ درصد رشد داشته است. ذکر این نکته ضروری است که سهم انرژی‌های تجدیدپذیر در کل ظرفیت اسمی نیروگاه‌های کشور کماکان بسیار پایین در حدود ۰/۲۳ درصد است. جدول ۴۶ سهم هر یک از انواع نیروگاه‌ها در کل ظرفیت اسمی نیروگاه‌های کشور را نشان می‌دهد.

جدول ۴۶. ظرفیت اسمی نیروگاه‌های وزارت نیرو (۱۳۸۸-۱۳۹۱)

(درصد)

سال	بخاری	گازی	سیکل ترکیبی	دیزلی	آبی	بادی	خورشیدی	بیوگاز	مجموع
۱۳۸۸	۳۱/۵۸	۲۲/۱۵	۲۸/۸۹	۰/۹۰	۱۶/۲۹	۰/۱۹	۰	۰	۴۷۲۹۸/۷
۱۳۸۹	۳۱/۵۸	۲۶/۲۴	۲۹/۵۶	۰/۸۶	۱۷/۹۵	۰/۲۰	۰	۰	۵۰۳۲۰/۳
۱۳۹۰	۳۱/۵۹	۲۵/۹۲	۳۱/۲۵	۰/۸۶	۱۸/۴۹	۰/۱۲	۰	۰	۵۱۲۳۷/۲
۱۳۹۱	۳۱/۶۱	۲۶/۲۶	۳۲/۲۶	۰/۹۳	۲۰/۶۱	۰/۲۲	۰	۰/۰۱	۵۲۹۳۰/۹

مأخذ: آمار تفصیلی وزارت نیرو.

الف) پروژه‌های انجام شده سانا در زمینه انرژی باد

۱. احداث نیروگاه بادی ۱۰۰ مگاوات منجیل.
۲. احداث نیروگاه ۲۸/۴ مگاوات بادی بینالود.
۳. تحقیقات طراحی ساخت، نصب و راه‌اندازی توربین ۱۰ کیلووات.
۴. طراحی و ساخت توربین بادی ۶۰۰ کیلووات و کسب تکنولوژی ساخت ژنراتور، گیربکس و قطعات (شفت اصلی، هوزینگ، هاب و شاسی و... توربین بادی ۶۶۰ کیلووات).
۵. مطالعات مقدماتی و طراحی مفهومی توربین مگاواتی ملی - فاز ۱ (سال ۱۳۸۸).
۶. عقد قرارداد به مجموع بیش از ۷۰۰ مگاوات در بخش غیردولتی.
۷. توجه به بخش غیردولتی و تشویق سرمایه‌گذاران خصوصی به سرمایه‌گذاری در زمینه انرژی‌های نو می‌تواند نقش کلیدی را در توسعه نیروگاه‌های تجدیدپذیر ایفا نماید. در بخش انرژی بادی که مهمترین بخش از لحاظ جذب بخش غیردولتی می‌باشد تا پایان سال ۱۳۹۱ قرارداد خرید تضمینی برق تجدیدپذیر از منابع بادی با بخش غیردولتی به میزان ۵۹۷/۴ مگاوات منعقد شده است. در جدول ۴۷، وضعیت درخواست‌های بخش غیردولتی در ساخت نیروگاه بادی تا پایان سال ۱۳۹۱ ارائه شده است.

جدول ۴۷. درخواست بخش غیردولتی در زمینه ساخت نیروگاه بادی

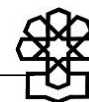
نوع نیروگاه	عنوان	ظرفیت (مگاوات)	توضیحات
بادی	ظرفیت وارد شده به شبکه سراسری	۲۸/۴	
	قرارداد مبادله شده	۵۹۷/۴	
	تأمین اعتبار شده	۷۲۰/۴	
	دارای پروانه احداث	۹۱۵/۴	
	مطالعه شده و دارای موافقتنامه احداث	۵۵۶۶/۶	
	مجوز مطالعه صادر شده	۷۶۷۴/۴	در دست مطالعه ۲۱۱۸ مگاوات
	مجوزهای ابطال شده	۳۹۷۳/۵	

مأخذ: آمار تفصیلی وزارت نیرو.

۸. نصب ۱۵ واحد توربین بادی ۶۶۰ کیلووات از محل توربین‌های بادی منجیل در مناطق بادخیز کشور به‌منظور آگاه‌سازی و توسعه و ترویج استفاده از انرژی بادی در سطح کشور.
۹. طراحی و ساخت جرثقیل خاص برای آسان‌سازی تعمیرات توربین ۶۶۰ کیلووات (سال ۱۳۸۹).

ب) توانمندی‌های حاصل شده در کشور در حوزه انرژی بادی

توانمندی داخلی در ساخت سه سیستم اصلی توربین بادی برج، ناسل و روتور در داخل کشور از سال ۱۳۸۳ (سال پایه) تاکنون از ۲۸/۲ درصد به ۶۸/۱ درصد ارتقا پیدا نموده است. برج به‌عنوان یکی از



مجموعه‌های توربین بادی، اولین بخشی است که توانمندی کامل در ساخت آن به‌دست آمده است و توانمندی اولیه آن از ۶۷ درصد به ۱۰۰ درصد در حال حاضر تبدیل گردیده است.

لازم به‌ذکر است که بخشی از توانمندی ساخت روتور (در حدود ۲۰ درصد) به مواد اولیه پره ارتباط دارد که تنها در اختیار چند کشور معدود دنیا قرار داشته و اکتساب این توانمندی توسط صنعت فوق مقرون به صرفه نمی‌باشد. لذا اقداماتی برای جایگزین نمودن مواد فوق با مواد مشابه بدون محدودیت‌های فوق‌الذکر در حال انجام است که در صورت اخذ نتیجه مورد انتظار، توانمندی کامل را در ساخت روتور و تأمین مواد اولیه آن به ارمغان خواهد آورد.

قطعات داخل ناسل پیچیده‌ترین مجموعه‌هایی هستند که در توربین بادی قرار دارند، به‌طوری که توانمندی اولیه ۱/۸ درصدی در داخل کشور برای ساخت آنها وجود داشته است. اما با تلاش‌های صورت گرفته توسط گروه صنعتی سدید و سازمان انرژی‌های نو ایران، این توانمندی هم‌اکنون به مرز ۳۵/۷ درصد رسیده است. همچنین اقدامات لازم در زمینه ساخت داخل نمودن گیربکس، ژنراتور، سیستم الکتریکی و کنترلی، سیستم هیدرولیک و مواد پره در حال انجام می‌باشد.

جدول ۴۸. توانمندی‌های کشور در زمینه نیروگاه‌های بادی

عنوان تجهیزات	توانمندی سال ۱۳۸۳		وضعیت فعلی	
	ساخت داخل	ساخت خارج	ساخت داخل	ساخت خارج
Embedded cylinder	•		•	
Tower- Bottom Section	•		•	
Tower- Top Section	•		•	
VMP Ground		•	•	
Bed frame		•	•	
Yaw Top	•		•	
Yaw Finger(Front)	•		•	
Yaw Finger(rear)	•		•	
Cabin		•	•	
Main Shaft		•	•	
Housing		•	•	
Yaw Motor				•
Yaw Gear box		•	•	
Shrink Disc		•	•	
Crane		•		•
Cabin & Nose Cone Material		•	•	
Main Bearing Parts		•	•	
Gear box		•	•	
Gear Stay		•	•	
Generator		•	•	
VRCC		•		•
Pitch System		•		•

عنوان تجهیزات	توانمندی سال ۱۳۸۳		وضعیت فعلی	
	ساخت داخل	ساخت خارج	ساخت داخل	ساخت خارج
Hydraulic System		•		•
Remain parts from veastas list		•	•	
Top Control (vmp Top)		•	•	
Nacelle parts	•		•	
Electrical Parts		•	•	
Blade	•		•	
Blade Material *		•		•
Nose Cone	•		•	
Hub	•		•	
Hub Parts	•		•	

مآخذ: آمار منتشره از سوی سازمان بهره‌وری انرژی ایران (سابا).

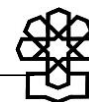
* مطابق همکاری‌های در حال انجام با دانشگاه مالک اشتر، تا ۶ ماه آینده Blade Material به میزان ۸۰ درصد ساخت داخل خواهد شد که در این صورت تا موعد مذکور، درصد ساخت داخل توربین‌های بادی به ۸۴/۱ درصد خواهد رسید.

ج) فعالیت‌ها در حوزه انرژی خورشیدی

۱. احداث نیروگاه حرارتی خورشیدی سهموی خطی شیراز به ظرفیت ۲۵۰ کیلووات تا مرحله تولید بخار و انجام تحقیقات در زمینه فناوری ساخت و تست قالب مربوط به آینه کلکتور نیروگاه شیراز، خمکاری شیشه و تولید آینه‌های سهمی، ایجاد پتانسیل علمی، فنی و تربیت کارشناسان ماهر برای طراحی و ساخت و راه‌اندازی نیروگاه‌های بزرگ خورشیدی در آینده و ساخت سیستم‌های کنترلی و نرم‌افزارهای کنترل کلکتورهای خورشیدی در نیروگاه‌های حرارتی خورشیدی درخصوص نیروگاه‌های حرارتی خورشیدی.

۲. برق‌رسانی فتوولتائیک به روستاها (برق‌رسانی به ۳۵۸ خانوار روستایی) جمعاً به ظرفیت ۳۸۶ کیلووات.

طرح برق‌رسانی روستایی در سال ۱۳۸۵ ابتدا از استان قزوین آغاز و سپس در استان‌های گیلان، زنجان، بوشهر، یزد و کردستان اجرا گردید. در این پروژه مجموعاً نصب ۵۸ سیستم فتوولتائیک جهت برق‌رسانی به روستاهای فاقد برق و به‌صورت پایلوت با موفقیت انجام شد. تنوع توان‌های ۷۰۰ وات و ۱/۵ کیلووات به جهت تست شرایط مختلف در سیستم‌های پایلوت، تجربه‌های مفیدی را برای سازمان در بر داشته است چنانچه فرهنگ مدیریت بر مصرف و نگهداری این سیستم‌ها وجود داشته باشد که ازجمله مهمترین آنها استفاده بهینه از این سیستم‌ها می‌باشد، به‌طوری که مشاهده می‌گردد این سیستم‌ها قابلیت استفاده در سراسر ایران را دارد، در همین راستا پروژه برق‌رسانی به ۶۳۴ خانوار روستایی نیز در سال ۱۳۸۷ تعریف گردیده و تاکنون در دست اجرا می‌باشد.



۳. طراحی، نصب و راهاندازی نیروگاه فتوولتائیک با ظرفیت اسمی ۹۷ کیلووات در منطقه سرکوبر سمنان.
۴. طراحی، نصب و راهاندازی نیروگاه فتوولتائیک با ظرفیت اسمی ۳۰ کیلووات متصل به شبکه در طالقان.
۵. طراحی، نصب و راهاندازی نیروگاه فتوولتائیک با ظرفیت اسمی ۵ کیلووات در منطقه دربید یزد.
۶. مطالعه و پژوهش برای تسلط بر فناوری طراحی و ساخت دیش استرلینگ خورشیدی (در حال انجام).
۷. انجام پتانسیل سنجی و تهیه اطلس خورشیدی کشور و زمینه سازی جهت تهیه نقشه های پتانسیل تابش خورشیدی ایران با سازمان فضایی آلمان (DLR).
- پروژه زیربنایی پتانسیل سنجی تابش خورشیدی ایران به منظور دستیابی به مقادیر انرژی دریافتی مناطق مختلف کشور (داده های تابش خورشید) و مکان یابی و تعیین ظرفیت نیروگاه های حرارتی خورشیدی و سایر دستگاه های خورشیدی تعریف گردیده است. در این پروژه ابتدا با استفاده از تصاویر ماهواره ای، تابش کل کشور به دست می آید، سپس با حذف مناطقی از کشور مانند: شهرها، جنگل ها و مراتع، مناطق حفاظت شده و نظامی، دریاها و دریاچه ها، مناطق کوهستانی و دارای شیب زیاد و همچنین لحاظ نمودن اطلاعات تکمیلی مانند منابع آب، خطوط فشار قوی، خطوط گاز و...، موقعیت و ظرفیت نیروگاه های خورشیدی کشور تعیین گردیده سپس طبقه بندی اقتصادی سایت ها براساس تابش، مساحت زمین، آب مورد نیاز، فاصله از خطوط انتقال نیرو و سایر عوامل انجام خواهد شد.
۸. طراحی، ساخت و نصب انواع دستگاه های برق خورشیدی نظیر چراغ های خیابانی فتوولتائیک، پمپ آب کش برای مصارف کشاورزی، تجهیز یک منطقه مرزی، روشنایی تونل به کمک دستگاه های فتوولتائیک.
۹. مطالعه و ساخت اتصالات^۱ همیک برای سلول های خورشیدی سیلیسیم لایه نازک.
۱۰. طراحی، تدوین دانش فنی و ساخت اینورتر متصل به شبکه با توان ۵ کیلووات و همچنین اینورتر متصل به شبکه بدون ترانس با توان ۱/۵ کیلووات.
۱۱. مطالعات شناخت، امکان سنجی فنی - اقتصادی کاربرد و طراحی دستگاه های هیبرید انرژی های تجدیدپذیر (باد - دیزل - فتوولتائیک - زیست توده و خورشیدی) در ایران.
۱۲. احداث پارک خورشیدی در سایت انرژی های نو طالقان (۱۳۸۸).
۱۳. طراحی مفهومی نیروگاه هیبریدی خورشیدی شیراز به منظور افزایش ظرفیت ۵۰۰ کیلووات با بهره گیری از کلکتورهای پیشرفته سهموی خطی (در حال انجام).

این پروژه به منظور طراحی مفهومی و تفصیلی یک کلکتور سهموی خطی پیشرفته مورد استفاده در نیروگاه‌های خورشیدی جهان، به کارگیری و الحاق این کلکتور به مزرعه کلکتورهای نیروگاه خورشیدی شیراز و طراحی مفهومی و تفصیلی توسعه نیروگاه هیبرید خورشیدی شیراز به ظرفیت ۵۰۰ کیلووات، بررسی و ارزیابی‌های فنی و اقتصادی مربوط به ساخت کلکتور و توسعه ظرفیت نیروگاه هیبرید خورشیدی شیراز، تهیه مدارک فنی ساخت و اجرای کلکتور پیشرفته و توسعه ظرفیت نیروگاه، تهیه مدارک فنی و آمادگی جهت برگزاری مناقصه و انتخاب پیمانکار ساخت، نصب و اجرای توسعه نیروگاه هیبرید خورشیدی شیراز تعریف شده است. لذا اجرای پروژه جهت توسعه و به‌روزرسانی تکنولوژی ساخت کلکتورها در کشور جهت بسترسازی و تبادل دانش فنی با سایر کشورهای فعال در این زمینه و توسعه ظرفیت نیروگاه خورشیدی شیراز جهت فراهم نمودن زمینه به‌منظور هیبریدسازی نیروگاه‌های خورشیدی با نیروگاه‌های متداول ضروری می‌باشد.

۱۴. مطالعه انواع فناوری‌های آب شیرین‌کن خورشیدی.

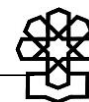
۱۵. ارزیابی رفتار مصرف‌کنندگان سیستم‌های انرژی خورشیدی (آبگرمکن و اجاق) در منطقه جنگلی آرمرده.

۱۶. طراحی و ساخت دستگاه تبرید ۵ تن خورشیدی به روش دسیکنت جامد خورشیدی.

د) توانمندی‌های حاصله در کشور در حوزه انرژی خورشیدی

با طراحی، ساخت و اجرای نیروگاه خورشیدی سهموی خطی شیراز توسط نیروهای داخلی، پتانسیل بسیار مناسبی برای ساخت این دسته از نیروگاه‌ها در کشور ایجاد گردیده است. ساخت و تست اجزای مختلف نیروگاه خورشیدی از قبیل سازه‌ها، آینه‌ها، سیستم کنترل و ابزار دقیق و بسیاری از بخش‌های دیگر در داخل کشور انجام شده است و تنها لوله گیرنده از خارج از کشور وارد شده است که هم‌اکنون برنامه‌ریزی لازم برای تولید داخل نمودن آن در حال انجام است. با احداث این نیروگاه و تکمیل و بازنگری و بهسازی مراحل اجرا و تست بخش‌های مختلف آن در طول دوره کارکرد پیش‌بینی می‌شود تولید انبوه قسمت‌های مختلف نیروگاه گسترش یافته و انتقال دانش، ساخت و تولید برخی اجزای خاص مانند لوله‌های گیرنده نیز ایجاد گردد. این در حالی است که تمامی مراحل طراحی، نظارت و اجرا در داخل کشور انجام شده و ایران با انجام پروژه پایلوت مذکور به جمع معدود کشورهای صاحب فناوری طراحی و احداث چنین نیروگاه‌هایی در جهان پیوسته است.

از جمله فعالیت‌ها و سرمایه‌گذاری‌های انجام شده دیگر در حوزه خورشیدی، ایجاد امکانات در بخش ساخت و احداث کارخانه تولید ماژول‌های خورشیدی (پنل فتوولتائیک) در چند نقطه و ایجاد چنین ظرفیتی در کشور است.



پروژه‌های اجرا شده در زمینه دستگاه‌های فتوولتائیک در ایران عمدتاً با استفاده از محصولات کارخانجات مذکور شامل برق‌رسانی به روستاهای دورافتاده، تأمین انرژی الکتریکی مورد نیاز ایستگاه‌های مخابراتی، نصب پایه‌های روشنایی خورشیدی در پارک‌ها و سایر مراکز عمومی و نصب و راه‌اندازی نیروگاه‌های متصل به شبکه به‌منظور ایجاد زیرساخت‌ها، بسترسازی در زمینه سیستم‌های فتوولتائیک در کشور و نیز اجرای چندین پروژه دیگر که به‌صورت پراکنده در سطح کشور اجرا گردیده و مورد استفاده قرار گرفته‌اند. در حال حاضر وزارت نیرو با سیاستگذاری انجام شده درصدد تشویق بخش خصوصی جهت ساخت داخل نمودن تجهیزات جانبی لازم برای پنل‌های فتوولتائیک از قبیل اینورتور، باتری و شارژ کنترل ویژه دستگاه‌های خورشیدی می‌باشد.

هـ) فعالیت‌ها در حوزه انرژی زمین‌گرمایی

۱. پروژه توسعه میدان و احداث نیروگاه زمین‌گرمایی (در دست انجام).
۲. انجام اقدامات لازم به‌منظور احداث نیروگاه پایلوت زمین‌گرمایی به ظرفیت ۵ مگاوات در منطقه مشکین‌شهر.
۳. انجام مطالعات زمین‌شناسی ساختمانی و تهیه نقشه مربوطه در منطقه سبلان.
۴. مطالعه هیدروژئولوژی منطقه سبلان.
۵. انجام مطالعات تکمیلی پتانسیل‌سنجی انرژی زمین‌گرمایی در مناطق سبلان، دماوند.
۶. مطالعات فنی و اقتصادی پمپ حرارتی زمین‌گرمایی و مقایسه با سایر دستگاه‌های گرمایشی - سرمایشی (۱۳۸۹).
۷. تهیه نقشه فاز صفر اطلس زمین‌گرمایی استان اردبیل (در دست انجام).
۸. امکان‌سنجی طرح جامع استفاده مستقیم از انرژی زمین‌گرمایی در منطقه مشکین‌شهر و تکمیل طرح جامع انواع کاربرد مستقیم انرژی زمین‌گرمایی (در دست انجام).
- این پروژه در سال ۱۳۸۹ آغاز شده و در حال انجام می‌باشد. از فعالیت‌های انجام شده در راستای این پروژه می‌توان به جمع‌آوری اطلاعات پایه مورد نیاز پروژه شامل اطلاعات راه و جاده، خطوط انتقال برق، گاز، آب، ویژگی‌های منطقه‌ای و... اشاره نمود.
- دستاوردهای حاصل از این پروژه عبارتند از:
 - جمع‌آوری اطلاعات پایه و اولیه درخصوص کاربرد مستقیم انرژی زمین‌گرمایی.
 - طراحی و تحلیل اقتصادی کاربردهای حرارتی زمین‌گرمایی.
 - تهیه طرح جامع استفاده از سیستم انرژی زمین‌گرمایی.
۹. بررسی و شناخت فناوری‌های نیروگاه‌های زمین‌گرمایی و امکان‌سنجی ساخت دستگاه‌ها، تجهیزات و قطعات آن در داخل کشور.

۱۰. طراحی، ساخت، نصب و آزمایش پمپ حرارتی زمین‌گرمایی به ظرفیت ۱/۵ تن تبرید و بررسی تأثیرات شرایط اقلیمی بر عملکرد پمپ حرارتی زمین‌گرمایی در ۴ شهر طالقان، اهواز، بندرعباس و رشت.

۱۱. پتانسیل‌سنجی انرژی زمین‌گرمایی در منطقه محلات.

۱۲. طراحی و ساخت مبدل دو لوله‌ای جهت تبدیل یک کولر گازی به پمپ حرارتی زمین‌گرمایی.

و) توانمندی‌های حاصله در کشور در حوزه انرژی زمین‌گرمایی

در پروژه توسعه انرژی زمین‌گرمایی و ساخت نیروگاه مشکین‌شهر مراحل حفاری چاه‌ها، بهره‌برداری از چاه‌ها در دوره تست، ساخت دستگاه‌های مربوط به تست در کشور کاملاً بومی شده و توسط متخصصان داخلی به انجام رسیده است.

همچنین در زمینه استفاده از پمپ‌های حرارتی زمین‌گرمایی تاکنون تکنولوژی نصب کویل‌های زمینی به‌صورت کامل و ۱۰۰ درصد در ایران بومی شده است.

متأسفانه در مورد تخمین ظرفیت انرژی گرمایی در کشور و تهیه اطلس آن هنوز اقدامی صورت نگرفته است. در حوزه انرژی زیست توده نیز در کشور فعالیت‌هایی انجام شده است و نیروگاه‌هایی برای این منظور نصب شده است که در جدول ۴۹ ارائه شده‌اند.

جدول ۴۹. نیروگاه‌های زیست توده (بیوماس) نصب شده در کشور

نیروگاه‌های بیوماس				
ردیف	ظرفیت نصب شده به مگاوات	نوع نیروگاه	مکان	نام شرکت مجری
۱	۵	بیوگاز از لجن فاضلاب	تهران	آب و فاضلاب تهران
۲	۱/۲	بیوگاز زباله‌سوز	شیراز	سازمان تنظیف و بازیافت مواد شهرداری شیراز/ نیرو سابین آریا
۳	۰/۶	بیوگاز زباله‌سوز	مشهد	سازمان بازیافت و تبدیل مواد- شهرداری مشهد
۴	۱۲	دایجستر - زباله‌سوز بیوگاز	تهران - اصفهان	شهرداری (در حال نصب و راه‌اندازی آزمایشی)
۱۸/۸		جمع کل ظرفیت به مگاوات		

مأخذ: آمار منتشره از سوی سازمان بهره‌وری انرژی ایران (سایپا).



در حوزه انرژی زیست توده فعالیت‌های زیر انجام شده است:

۱. انجام پتانسیل‌سنجی و تهیه اطللس زیست توده کشور.
۲. پتانسیل‌سنجی و امکان‌سنجی زائدات جامد شهری و احداث ۱۰ مگاوات نیروگاه با سوخت ضایعات شهری.
۳. بررسی عملکرد سامانه بهینه‌سازی زیست توده برای ایران (۱۳۸۹).
۴. احداث پایلوت ساوه (با ظرفیت ۶۰۰ کیلووات).
۵. انعقاد تفاهمنامه با وزارت کشور و شهرداری مشهد جهت کمک‌های فنی و کارشناسی. در راستای تفاهمنامه کمک‌های فنی و کارشناسی جهت کاربرد انرژی‌های خورشیدی و بادی در سطح شهرها و تولید انرژی از دفن‌گاه‌ها و زباله‌سوزها صورت گرفته، وزارت کشور ۱۰۰ میلیارد ریال تسهیلات بدون بهره و ۸۰۰۰ میلیارد ریال تسهیلات از صندوق توسعه ملی با بهره ۳/۵ درصد اختصاص داده است. این فعالیت در سال ۱۳۹۰ آغاز شده است.
۶. همکاری با استانداری‌های گیلان و مازندران در امر خرید زباله‌سوزها و کمک‌های فنی و کارشناسی. در سال ۱۳۹۰ کمک‌های فنی و کارشناسی به استانداری‌های سه استان شمالی انجام شده و توجیه فنی طرح‌ها مطابق ماده (۲۱۵) نیز توسط سانا تهیه و ارائه شده است.
۷. همکاری با شرکت آب و فاضلاب تهران که منجر به افتتاح نیروگاه ۴/۸ مگاواتی در آن گردید. هدف اصلی این فعالیت ارائه کمک‌های فنی و کارشناسی درخصوص تولید برق به شرکت آب و فاضلاب تهران بود که به‌صورت کامل صورت پذیرفت. همچنین این فعالیت برای واحد ۲ مگاواتی که قرار است در سال ۱۳۹۱ وارد مدار گردد نیز در حال انجام است.
۸. همکاری با امور دام وزارت جهاد کشاورزی برای اجرای پروژه‌های بیوگاز در دامداری‌ها و مرغداری‌ها در سه سطح کوچک، متوسط و بزرگ (به‌صورت سرمایه‌گذاری مشترک). در راستای این پروژه، کمک‌های فنی و کارشناسی لازم صورت گرفته است، ولی با توجه به مشکلاتی که وزارت جهاد کشاورزی در تأمین منابع با آن مواجه است، قرار بوده است که همکاری‌هایی با جهاد کشاورزی خراسان رضوی در سال ۱۳۹۱ صورت پذیرد.
۹. همکاری در کنسرسیوم بیواتانول. این طرح در قالب ستاد توسعه کاربردهای نو معاونت علمی و فناوری ریاست‌جمهوری تعریف شده و ۱۰ میلیارد ریال در سال ۱۳۸۹ و ۱۳۹۰ پرداخت شده که منجر به احداث پایلوت ۱۰۰۰ لیتر در روز تولید بیواتانول نسل دوم گردیده است. کنسرسیوم شامل وزارت نفت، ستاد (سانا) و وزارت صنعت، معدن و تجارت بوده و دانشگاه‌های مختلف، پژوهشگاه‌ها و جهاد کشاورزی فارس در اجرای آن نقش داشته‌اند.

۱۰. بررسی پتانسیل و امکان‌سنجی تولید برق از فاضلاب تصفیه‌خانه تبریز و اصفهان.
در سال ۱۳۹۰ مناقصه احداث نیروگاه ۱/۲ مگاواتی در اصفهان برگزار گردید که در سال ۱۳۹۲ وارد مدار شد.

۱۱. مطالعه، امکان‌سنجی و طراحی مفهومی نیروگاه بیوگاز زباله، فاضلاب و خونابه کشتارگاه.
مطالعه درخصوص نیروگاه ۶۰۰ کیلوواتی بیوگاز زباله، فاضلاب و خونابه کشتارگاه توسط دفتر انرژی زیست توده در برنامه چهارم صورت پذیرفته و در سال ۱۳۹۱ به اتمام رسیده است.
۱۲. مطالعه، امکان‌سنجی و طراحی مفهومی نیروگاه‌های لندفیل مشهد و شیراز.

ز) فعالیت‌های صورت گرفته در زمینه هیدروژن و پیل سوختی

در بخش انرژی پیل سوختی اقداماتی به شرح زیر انجام شده است:

جدول ۵۰. ظرفیت نصب شده پیل سوختی

ردیف	ظرفیت نصب شده	مکان	نام شرکت مجری یا مشاور
۱	خرید، نصب و راه‌اندازی پیل سوختی پلیمری ۲۵ کیلووات متصل به شبکه	طالقان	سازمان انرژی‌های نو ایران (سانا)
۲	راه‌اندازی پیل سوختی پلیمری ۵ کیلووات تولید همزمان برق و حرارت chp	طالقان	سازمان انرژی‌های نو ایران (سانا)
۳	راه‌اندازی پیل سوختی پلیمری ۱ کیلووات دما بالا	طالقان	سازمان انرژی‌های نو ایران (سانا)
۴	راه‌اندازی پیل سوختی پلیمری ۱/۲ کیلووات دما پایین	طالقان	سازمان انرژی‌های نو ایران (سانا)
۵	راه‌اندازی پیل سوختی پلیمری ۱۰ کیلووات	طالقان	سازمان انرژی‌های نو ایران (سانا)
۴۲/۲		جمع کل ظرفیت به کیلووات	

مأخذ: همان.

۱. خرید، نصب و راه‌اندازی پیل سوختی پلیمری ۲۵ کیلووات متصل به شبکه.
۲. انجام مطالعات پیک‌سای نیروگاه‌های متعارف کشور به وسیله پیل سوختی.
۳. پایلوت انرژی مستقل از شبکه برپایه هیدروژن خورشیدی و پیل سوختی.
۴. خرید، نصب، راه‌اندازی و بهینه‌سازی سیستم الکترولیز قلیایی آب به ظرفیت ۲۰۰ کیلووات.
۵. طراحی و ساخت تک‌سل پیل سوختی اکسید جامد.
۶. طراحی، ساخت و تولید مجموعه الکتروکود - غشا برای توده ۵ کیلووات پیل سوختی با هدف تدوین دانش فنی ساخت مجموعه الکتروکود غشا.
۷. ساخت باتری وانادیومی ۰/۰۱ و ۱ کیلووات.



۸. ساخت صفحات دوقطبی پلیمری ترموپلاستیک برای پیل سوختی پلیمری.
۹. تدوین و تصویب سند راهبرد ملی توسعه فناوری پیل سوختی و فعالیتهای دبیر خانه کمیته راهبردی پیل سوختی.
۱۰. خرید، نصب، راهاندازی و بهره‌برداری دستگاه الکترولیز قلیایی $30 \text{ Nm}^3/\text{hr}^1$ (۳۰ نرمال مترمکعب بر ساعت).
۱۱. خرید، نصب و راهاندازی یک واحد سیلندر پرکنی گاز هیدروژن به ظرفیت $30 \text{ Nm}^3/\text{hr}$ (سال ۱۳۹۰).
۱۲. ساخت و سنتز پودر (LSCF (Lanthanum Strontium Cobalt Iron Oxide و بررسی عملکرد آن در پیل سوختی اکسید جامد.
۱۳. ارزیابی مواد و تجهیزات لازم برای بومی‌سازی حداکثری پیل سوختی اکسید جامد در کشور (سال ۱۳۸۹ – ۱۳۹۰).
۱۴. خرید یک واحد هیدرید فلزی جهت شارژ سیستم پیل سوختی یک کیلووات دما بالا.
۱۵. طراحی و ساخت پیل سوختی پلیمری ده کیلو وات با امکان استفاده از الکتریسیته و حرارت به‌طور همزمان.
۱۶. طراحی کنترل خودکار سیستم پیل سوختی پلیمری ۵ کیلووات (۱۳۹۰).
۱۷. طراحی و ساخت دستگاه تست پیل سوختی.
۱۸. خرید، نصب و راهاندازی یک دستگاه رفورمر گاز طبیعی به ظرفیت تولید $5 \text{ Nm}^3/\text{hr}$ گاز هیدروژن.
۱۹. انجام مطالعات سیستمی و احداث پایلوت سیستم رفورمر ایستگاهی جهت تولید و تأمین با هدف شناخت فناوری و نمایش عملکردی.
۲۰. ساخت و ارزیابی پودر هیدرید منیزیم برای ذخیره‌سازی هیدروژن مورد استفاده در پیل‌های سوختی.
۲۱. بررسی و ساخت غشاهای مناسب جهت مرطوب‌سازی گازهای مورد استفاده در پیل سوختی پلیمری.
۲۲. طراحی یک واحد آزمایشگاهی مبدل سوخت گاز طبیعی با کاربری در پیل‌های سوختی دما بالا.
۲۳. تولید نرم‌افزار محاسباتی بررسی عملکرد لایه کاتالیست پیل سوختی PEM.
۲۴. مطالعات امکان‌سنجی طراحی، ساخت و تعیین روش بهینه تولید پودر کاتالیست، لایه نفوذ گازی (GDL)، الکتروکاتالیست برای انواع پیل‌های سوختی پلیمری.

۲۵. طراحی و ساخت نمونه مرطوب‌ساز غشایی پلیمری ۱ کیلووات (۱۳۸۹).
۲۶. طراحی و ساخت MEA پیل سوختی از طریق پراکندگی نانوذرات پلاتین بر روی کربن ولکان با استفاده از حلال‌های با ثابت دی الکتریک متفاوت (در دست انجام).

جمع‌بندی

همانطور که اشاره شد، وزارت نیرو در بخش انرژی‌های تجدیدپذیر از طریق سازمان انرژی‌های نو ایران فعالیت‌هایی را انجام داده است که بیشتر شامل انجام پروژه‌های پایلوت و فعالیت‌های تحقیقاتی است. نیروگاه‌های بادی نصب شده هنوز در ابعاد کوچک هستند و درصد تولید انرژی‌های تجدیدپذیر در مقایسه با کل انرژی تولیدی هنوز بسیار ناچیز است. بدون مشارکت بخش خصوصی، ایجاد ظرفیت مناسب برای تولید انرژی تجدیدپذیر در کشور بسیار سخت خواهد بود. مشارکت بخش خصوصی نیز نیاز به زیرساخت‌ها و مشوق‌های لازم دارد. مانع اصلی در راه عملی ساختن برنامه‌های وزارت نیرو در مورد انرژی‌های تجدیدپذیر عدم ایجاد زیرساخت‌های لازم مخصوصاً در بخش‌های مالی است. مهمترین جنبه در بحث‌های مربوط به انرژی‌های تجدیدپذیر، مسائل اقتصادی است. قیمت خرید برق و همچنین سازوکار مربوط به خرید تضمینی مهمترین چالش پیش روی سرمایه‌گذاران خصوصی است. خوشبختانه با استناد به مصوبه شماره ۱۰۰/۳۷۰۷۳۲ مورخ ۱۳۹۱/۵/۸ شورای اقتصاد و مواد (۴۴، ۶۱ و ۶۲) قانون اصلاح الگوی مصرف، وزارت نیرو اقدام به ابلاغ تعرفه خرید تضمینی برق از نیروگاه‌های تجدیدپذیر و پاک کرده است. این مصوبه تعرفه خرید تضمینی را از ۲۹۰۰ ریال برای تولید از طریق زیست توده تا ۹۷۷۰ ریال برای نیروگاه‌های خورشیدی (با ظرفیت ۲۰ کیلووات و کمتر) به ازای هر کیلووات ساعت در نظر گرفته است. به نظر می‌رسد با این مصوبه زمینه مشارکت و سرمایه‌گذاری بخش خصوصی در این حوزه بیشتر فراهم خواهد شد.

نکته حائز اهمیت دیگر علاوه بر مسائل مالی و اقتصادی، ایجاد دانش و فناوری بومی در این حوزه است. سازمان انرژی‌های نو ایران (سانا) فعالیت تحقیقاتی زیادی را در حوزه فناوری‌های تولید انرژی‌های پاک انجام داده است، اما به نظر می‌رسد هنوز در بخش تولید تجهیزات نیروگاه‌های تولید انرژی پاک اعم از خورشیدی، بادی و... وابستگی به فناوری‌های وارداتی زیاد است. هم‌اکنون دانش توربین‌های بادی هنوز به صورت صد درصد بومی نشده است و در بخش زیست توده و انرژی خورشیدی نیز فاصله کشور با فناوری‌های روز دنیا در حال زیاد شدن است. با گسترش استفاده از این نیروگاه‌ها خطر وابستگی به منابع خارجی وجود دارد و لازم است وزارت نیرو در این بخش نسبت به



توانمندسازی شرکت‌های وابسته و همچنین حمایت از شرکت‌های خصوصی برای دستیابی به دانش بومی اقدام لازم را صورت دهد.

درخصوص نیروگاه‌های برق آبی نیز تا سال ۱۳۹۲، ۱۰۲۶۵ مگاوات ظرفیت نصب شده است که با توجه به مطالعات صورت گرفته کل پتانسیل کشور در این بخش حدوداً ۱۵۰۰۰ مگاوات برآورد می‌شود. به نظر می‌رسد با توجه به تغییر سیاست‌های صورت گرفته درخصوص مسائل زیست‌محیطی و همچنین مقرون به صرفه نبودن تولید برق از سدها، احداث نیروگاه‌های برقابی جدید به میزان ۵۰۰۰ مگاوات انجام نخواهد شد. هرچند همانطور که در بخش‌های قبلی اشاره شد احداث نیروگاه‌های تلمبه - ذخیره‌ای جایگزین مناسبی برای نیروگاه‌های برقابی است که باید مورد توجه بیشتری قرار گیرد.

فصل پنجم - تعرفه‌ها و الگوی مصرف برق

۱-۵. تعرفه‌ها و الگوی مصرف

طبق ماده (۱۳۴) قانون برنامه پنجم توسعه وزارت نیرو موظف است در زمینه اصلاح الگوی مصرف و بهینه‌سازی مصرف انرژی و برای تولید محصولات کم‌مصرف اقدام نماید. تبصره «۳» از همین ماده وزارت نیرو را مجاز به تجهیز مشترکین به کنتور هوشمند می‌نماید.

تعرفه برق یکی از مهمترین موضوعات مطرح در حوزه وزارت نیرو و بحث‌های مربوط به انرژی است. تعیین تعرفه مناسب و دقیق علاوه بر ایجاد عدالت اجتماعی باعث بهبود وضعیت مصرف و استفاده بهینه از منابع خواهد شد. تعیین تعرفه دقیق و بهینه که بتواند همه اهداف مورد نظر را برآورده سازد نیاز به تخصص و تعهد ویژه‌ای دارد. تقریباً در همه کشورهای دنیا تعیین تعرفه‌ها جزء یکی از مهمترین وظایف وزارتخانه‌ها یا سازمان‌های ذیربط است. این سازمان‌ها اغلب مستقل از دولت هستند، (رگولاتوری‌ها) هرچند که نمایندگان دولت نیز در آنها حضور دارند.

در زمینه نحوه محاسبه تعرفه، تغییرات زیادی در سال‌های گذشته در وزارت نیرو صورت گرفته است. طبق دستورالعمل فعلی، تعرفه برق در کشور به دو صورت تقسیم‌بندی می‌شود. دسته اول براساس نوع مصرف است که به انواع تعرفه خانگی، عمومی، کشاورزی و صنعتی تقسیم می‌شود. نوع دیگر از دسته‌بندی براساس شرایط آب و هوایی است. استفاده از تعرفه‌های پلکانی نیز یکی دیگر از راهکارهای وزارت نیرو برای کنترل مصرف به‌شمار می‌آید.

علاوه بر قانون برنامه پنج‌ساله پنجم توسعه، قانون اصلاح الگوی مصرف در تاریخ ۱۳۸۹/۱۲/۴ به تأیید شورای نگهبان رسید و اجرایی شد. این قانون در ۷۵ بند تدوین شده است. جدیدترین آیین‌نامه مربوط به این قانون نیز در جلسه مورخ ۱۳۹۳/۹/۲۳ با استناد به ماده (۲۶) قانون مزبور در هیئت دولت تصویب گردید. یکی از مواردی که در این آیین‌نامه مورد توجه قرار گرفت الزام سازندگان و

واردکنندگان به رعایت استانداردها و مشخصات انرژی مصوب است و سازمان استاندارد نیز موظف شده است که این مشخصات فنی و استانداردها را تدوین نماید. ماده (۳) این آیین‌نامه به تعرفه‌ها و جریمه‌های مربوطه می‌پردازد که بر این اساس جریمه مازاد مصرف تا ۱۵ درصد بالاتر از معیار مصوب، ۱۰ درصد تعرفه متعارف، بین ۱۵ تا ۳۰ درصد بالاتر از معیار مصوب، ۳۰ درصد، بین ۳۰ تا ۴۵ درصد بالاتر از معیار مصوب، ۵۰ درصد و مازاد مصرف بیش از ۴۵ درصد بالاتر از تعرفه مصوب، ۱۰۰ درصد جریمه در نظر گرفته می‌شود. این آیین‌نامه باید هر ساله تهیه و به هیئت دولت ارائه شود. تاکنون مبنای علمی این مصوبه مشخص نشده است به‌عنوان مثال مبنای اعداد جریمه و مستندات لازم برای آن توسط کارشناسان این حوزه مورد انتقاد واقع شده است.

جدول ۵۱ تعداد مشترکین برق برحسب نوع تعرفه را در سال‌های ۱۳۸۸-۱۳۹۱ نشان می‌دهد.

جدول ۵۱. تعداد مشترکین برق به تفکیک نوع تعرفه طی سال‌های ۱۳۸۸-۱۳۹۱ (هزار مشترک)

سال	خانگی	عمومی	تجاری	صنعتی	کشاورزی	روشنایی معابر	جمع
۱۳۸۸	۱۹۸۴۴	۹۵۲	۳۰۳۱	۱۶۱	۲۰۲	۸۱	۲۴۲۷۱
۱۳۸۹	۲۱۰۴۸	۱۰۰۵	۳۲۲۳	۱۵۹	۲۵۸	۹۸	۲۵۷۹۱
۱۳۹۰	۲۲۲۲۴	۱۰۸۳	۳۳۹۹	۱۷۴	۲۸۵	۱۱۲	۲۷۲۷۷
۱۳۹۱	۲۳۴۶۷	۱۱۸۱	۳۶۱۱	۱۸۵	۳۰۷	۱۱۸	۲۸۸۶۹

مأخذ: آمار تفصیلی توانیر.

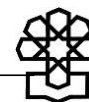
جدول ۵۲ مشترکین برق را برحسب درصد از کل مشترکین نشان می‌دهد.

جدول ۵۲. تعداد مشترکین برق به تفکیک نوع تعرفه طی سال‌های ۱۳۸۸-۱۳۹۱ (درصد)

سال	خانگی	عمومی	تجاری	صنعتی	کشاورزی	روشنایی معابر
۱۳۸۸	۸۱/۷۶	۳/۹۲	۱۲/۴۹	۰/۶۶	۰/۸۳	۰/۳۳
۱۳۸۹	۸۱/۶۱	۳/۹۰	۱۲/۵۰	۰/۶۲	۱	۰/۴۰
۱۳۹۰	۸۱/۴۸	۳/۹۷	۱۲/۴۶	۰/۶۴	۱/۰۴	۰/۴۶
۱۳۹۱	۸۱/۲۹	۴/۰۹	۱۲/۵۱	۰/۶۴	۱/۰۶	۰/۴۹

مأخذ: آمار تفصیلی توانیر.

همانطور که در جدول ۵۲ مشخص است روند مشترکین از مشترکین خانگی به سمت مشترکین تجاری و عمومی در حال تغییر است هر چند این روند خیلی قابل توجه نیست. این به آن معناست که وزارت نیرو تلاش‌هایی را برای تغییر تعرفه مشترکین از خانگی به تجاری و عمومی انجام داده است. این تلاش‌ها شامل بازرسی‌های منظم به‌منظور کشف تغییر کاربری‌ها می‌شود.



از سال ۱۳۸۸ در تعیین تعرفه بخش خانگی با توجه به تفاوت‌های اقلیمی، کشور از نظر آب و هوایی به ۵ منطقه جداگانه تقسیم شد که شامل یک منطقه عادی و ۴ منطقه گرم بود. مناطق ۱ تا ۳ دارای درجه حرارت بالا و آب و هوای مرطوب و منطقه ۴ دارای آب و هوای خشک با متوسط بیشینه دمای بیشتر از ۴۰ درجه می‌باشد. دسته‌بندی‌های استانی این مناطق تقریباً هرساله توسط وزارت نیرو تغییر می‌کند. به‌عنوان مثال استان‌های گیلان و مازندران در سال ۱۳۹۱ با وجود دارا نبودن شرایط آب و هوای خشک، جزء مناطق گرم ۴ در نظر گرفته شدند.

همچنین در سال ۱۳۹۰ مشترکین خانگی دیماندی^۱ از پرداخت بهای قدرت معاف شود. در تعرفه بخش سایر مصارف، مشترکین فشار ضعیف با قدرت کمتر از ۳۰ کیلووات (غیردیماندی) هم با توجه به شرایط اقلیمی، بهای برق خود را پرداخت می‌کنند و در تعیین تعرفه بخش سایر مصارف در مناطق گرمسیر شرایط ویژه در نظر گرفته می‌شود. در فصل تابستان از کلیه مشترکین به‌استثنای اشتراک‌های خانگی عادی و آزاد در کلیه مناطق، پیک فصل دریافت می‌شود. برای تعرفه‌های غیرخانگی، مؤلفه پیک فصل در فصل تابستان لحاظ می‌شود. به این ترتیب که برای سه‌ماهه تابستان بهای برق با ضریب افزایشی ۲۰ درصد محاسبه می‌شود (هرچند در برخی مواقع قابل اعمال نیست). اعمال این ضرایب برای ترغیب مشترکین به کاهش مصرف در این ماه‌ها است، به‌خصوص در بخش صنعت و معدن که امکان استفاده از تعطیلات سالیانه کارگری در مردادماه را دارند، اعمال می‌شود.

همچنین در سال ۱۳۹۰ به‌منظور حمایت بیشتر از صنایعی که دارای ضریب بار ۳۷ درصد^۲ و کمتر از آن می‌باشند، امکان انتخاب گزینه ۲ تعرفه تولید صنعت و معدن که فقط شامل بهای انرژی است، میسر گردید. قیمت‌های مربوط به تعرفه در سال ۱۳۹۳ و طبق تصویب‌نامه هیئت وزیران به‌شماره ۱۴۵۶۹۰/ت ۵۱۲۵۸ هـ مورخ ۱۳۹۳/۱۲/۲ در جداول ۵۳ تا ۵۵ ذکر شده است.

جدول ۵۳. تعرفه ماه‌های گرم در مناطق گرمسیر ۴

متوسط انرژی مصرفی ماهیانه (کیلووات ساعت در ماه)	کیلووات ساعت (ریال)
۰ تا ۱۰۰	۳۲۸
مازاد بر ۱۰۰ تا ۲۰۰	۳۸۳
مازاد بر ۲۰۰ تا ۳۰۰	۶۸۲
مازاد بر ۳۰۰ تا ۴۰۰	۱۰۹۱
مازاد بر ۴۰۰ تا ۵۰۰	۱۵۶۹

۱. مشترکین دیماندی مشترکینی هستند که توان مصرفی آنها ۳۰ کیلووات و بیشتر است.
۲. طبق تعریف ضریب بار عبارت است از نسبت انرژی مصرف شده در یک دوره زمانی معین به انرژی که می‌توانست مصرف شود. هرقدر این ضریب به واحد نزدیک شود یعنی فاصله بین متوسط بار و حداکثر بار کمتر شده و این به معنای استفاده بهتر از تأسیسات موجود است و منحنی تغییرات بار به سمت یکنواخت‌تر شدن میل نموده است و توزیع بار در طول زمان بهتر شده است. برای بهبود ضریب بار با توجه به رابطه اشاره شده در فوق باید مخرج کسر کوچک‌تر یا صورت کسر بزرگ گردد و در شبکه ایران بهترین راه کوچک شدن مخرج کسر یعنی کاهش اوج مصرف یا کاهش همزمانی مصرف و انتقال بار به ساعت‌های غیراوج مصرف است.

۲۰۴۶	مازاد بر ۵۰۰ تا ۶۰۰
۲۴۵۵	مازاد بر ۶۰۰

مأخذ: سایت آمار توانیر.

جدول ۵۴. تعرفه ماه‌های گرم در مناطق گرمسیر ۳

متوسط انرژی مصرفی ماهیانه (کیلووات ساعت در ماه)	کیلووات ساعت (ریال)
۰ تا ۱۰۰۰	۳۴۱
مازاد بر ۱۰۰۰ تا ۱۵۰۰	۸۸۷
مازاد بر ۱۵۰۰ تا ۲۰۰۰	۱۵۶۹
مازاد بر ۲۰۰۰ تا ۳۵۰۰	۱۷۰۵
مازاد بر ۳۵۰۰ تا ۴۵۰۰	۱۸۴۱
مازاد بر ۴۵۰۰ تا ۶۰۰۰	۱۹۷۸
مازاد بر ۶۰۰۰	۲۱۱۴

مأخذ: همان.

جدول ۵۵. تعرفه ماه‌های گرم در مناطق گرمسیر ۲

متوسط انرژی مصرفی ماهیانه (کیلووات ساعت در ماه)	کیلووات ساعت (ریال)
۰ تا ۱۰۰۰	۳۰۰
مازاد بر ۱۰۰۰ تا ۲۰۰۰	۶۸۲
مازاد بر ۲۰۰۰ تا ۳۰۰۰	۱۱۵۹
مازاد بر ۳۰۰۰ تا ۳۵۰۰	۱۴۳۲
مازاد بر ۳۵۰۰ تا ۴۵۰۰	۱۷۰۵
مازاد بر ۴۵۰۰ تا ۶۰۰۰	۱۸۴۱
مازاد بر ۶۰۰۰	۱۹۷۸

مأخذ: همان.

جدول ۵۶. تعرفه ماه‌های گرم در مناطق گرمسیر ۱

متوسط انرژی مصرفی ماهیانه (کیلووات ساعت در ماه)	کیلووات ساعت (ریال)
۰ تا ۱۰۰۰	۱۳۶
مازاد بر ۱۰۰۰ تا ۲۰۰۰	۱۵۱
مازاد بر ۲۰۰۰ تا ۳۰۰۰	۱۶۴
مازاد بر ۳۰۰۰ تا ۳۵۰۰	۶۸۲
مازاد بر ۳۵۰۰ تا ۴۵۰۰	۱۲۲۸
مازاد بر ۴۵۰۰ تا ۶۰۰۰	۱۵۶۹
مازاد بر ۶۰۰۰	۱۸۴۱

مأخذ: همان.

تقسیم‌بندی مناطق به‌صورت جدول ۵۷ است.



جدول ۵۷. دوره زمانی و محدوده تحت پوشش مناطق گرمسیر ۱، ۲، ۳ و ۴ در سال ۱۳۹۳

منطقه	محدوده تحت پوشش	مدت (ماه)	دوره زمانی
گرمسیر (۱)	کلیه شهرهای استان‌های خوزستان، بوشهر و هرمزگان و شهرستان‌های چابهار و کنارک و شهرستان دهلران	۹	اول فروردین تا پایان آذر
	شهرستان‌های دوگنبدان و لیکک	۷	شانزدهم فروردین تا پانزدهم آبان
	شهرستان‌های لامرد و مهر، جیرفت، کهنوج، قلعه گنج، عنبرآباد، رودبار جنوب، منوجان و بخش فاریاب	۷	اول فروردین تا پایان مهر
	شهرستان‌های مهران، دره‌شهر و آبدانان و شهرستان نیک‌شهر	۶	اول اردیبهشت تا پایان مهر
	شهرستان لارستان، خنج و گراش	۵	اول خرداد تا پایان مهر
	شهرستان‌های ایرانشهر و سرباز و قیر و کارزین و فراشبند	۳	اول خرداد تا پایان مرداد
	شهرستان‌های کازرون، خشت و کمارج و چهارم، داراب، زرین‌دشت	۲	مرداد و شهریور
گرمسیر (۲)	شهرستان‌های دهدشت، چرام و لنده و شهرستان‌های ارزوئیه (شاهماران)، شهداد، بم و فهرج	۶	اول اردیبهشت تا پایان مهر
	شهرستان زابل	۴	اول خرداد تا پایان شهریور
	شهرستان‌های ایرانشهر و سرباز و قیر و کارزین و فراشبند	۳	اردیبهشت، شهریور و مهر
	شهرستان کازرون، خشت و کمارج و چهارم، داراب، زرین‌دشت	۲	خرداد و تیر
	شهرستان‌های لارستان، خنج و گراش	۱	اردیبهشت
گرمسیر (۳)	شهرستان‌های گیلانغرب، سرپل ذهاب، قصر شیرین و نفت‌شهر و دهستان‌های سرقلعه و جگیران	۶	اول اردیبهشت تا پایان مهر
	استان قم	۴	اول خرداد تا پایان شهریور
	شهرستان‌های گنبد، کلاله، مینودشت و آق‌قلا	۳/۵	اول خرداد تا ۱۵ شهریور
	شهرستان طبس	۳	اول خرداد تا پایان مرداد
	شهرستان پلدختر	۳	اول تیر تا پایان شهریور
	شهرستان زابل	۲	اردیبهشت و مهر
گرمسیر (۴)	شهرستان‌های ممسنی (نورآباد)، رستم	۴	اول خرداد تا پایان شهریور
	کلیه شهرستان‌های استان گلستان به استثنای شهرستان‌های گنبد، کلاله، مینودشت و آق‌قلا	۳/۵	اول خرداد تا ۱۵ شهریور
	شهرستان‌های جعفرآباد، پارس‌آباد، اصلاندوز، بيله‌سوار و ازگله	۳	اول تیر تا پایان شهریور
	شهرستان بافق	۳	اول خرداد تا پایان مرداد
	کلیه شهرهای استان گیلان به استثنای ماسوله، دیلمان و جیرنده کلیه شهرهای استان مازندران به استثنای بلده، رینه، کجور، محمدآباد، کیاسر، مرزن‌آباد، کلاردشت و آلاشت	۳	۱۵ خرداد تا ۱۵ شهریور
	شهرستان‌های گرمسار، کاشان، آران و بیدگل، خور و بیابانک و ساوه و زرنديه و یزد و اشکذر و میبد و اردکان	۲	اول تیر تا پایان مرداد
	شهرستان طبس	۲	اردیبهشت و شهریور

مأخذ: همان.

مناطق دسته‌بندی شده توسط وزارت نیرو طبق عقیده بسیاری از کارشناسان اقلیم‌شناسی دقیق و معتبر نیست. لازم است وزارت نیرو با استفاده از روش‌های علمی و استفاده از نمودارهای آمبروترمیک^۱ دسته‌بندی معتبری را برای تقسیم‌بندی آب و هوایی ارائه دهد.

نکته دیگر در ارتباط با قیمت برق میزان متوسط قیمت برق برای مشترکین است. متوسط قیمت برق برای مشترکین مختلف در جدول ۵۸ نمایش داده شده است.

جدول ۵۸. متوسط قیمت برق طی سال‌های ۱۳۸۸-۱۳۹۱ (ریال/کیلووات ساعت)

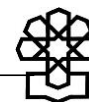
سال	خانگی	عمومی	کشاورزی	صنعتی	سایر مصارف	متوسط وزنی
۱۳۸۸	۱۲۹	۱۵۲	۲۱	۲۰۶	۵۰۱	۱۶۵
۱۳۸۹	۱۴۲/۳	۲۲۶/۵	۴۶/۸	۲۶۳/۶	۵۹۹/۱	۲۰۸/۷
۱۳۹۰	۳۳۴/۸	۵۰۱/۶	۱۲۵/۷	۴۴۱/۹	۱۲۷۵/۳	۴۰۹/۵
۱۳۹۱	۳۳۷/۵	۴۹۱	۱۳۱/۱	۴۲۷/۵	۱۳۳۹/۵	۴۰۷

مأخذ: گزارش آمار تفصیلی وزارت نیرو.

همانطور که در این جدول دیده می‌شود متوسط قیمت فروش برق به مشترکین خانگی در طول برنامه پنجم و در سال ۱۳۸۸ تا ۱۳۹۱ حدوداً ۲/۶ برابر شده است. در همین مدت متوسط قیمت برق برای مشترکین عمومی، کشاورزی، صنعتی و سایر مصارف به ترتیب ۳/۲، ۶/۲۳، ۲/۰۷ و ۲/۶۷ برابر شده است. نکته قابل ذکر این است که بیشترین افزایش (به لحاظ درصد) به بخش کشاورزی مربوط بوده است. متوسط وزنی تعرفه طی این سال‌ها ۲/۴۶ برابر شده است. بنابراین به صورت کلی قیمت فروش برق طی سال‌های ۱۳۸۸ تا ۱۳۹۱ حدوداً ۲/۵ برابر گردیده است. در این بین کمترین افزایش برحسب درصد مربوط به مشترکین صنعتی بوده است که با توجه به استفاده از برق توسط این دسته از مشترکین برای تولید محصول جای سؤال دارد. به عنوان مثال تولیدکنندگان فلزات اساسی مانند مس و آلومینیم که بخش نسبتاً زیادی از هزینه تولیدشان در حقیقت هزینه برق است، اما از سوی دیگر تولیدات خودشان را در بیشتر مواقع به قیمت جهانی می‌فروشند. این در حالی است که هزینه‌های تولید به نرخ یارانه‌ای پرداخت می‌شود، اما فروش محصولات به قیمت جهانی انجام می‌شود. از سوی دیگر اینگونه تولیدکنندگان از جمله بزرگ‌ترین بدهکاران وزارت نیرو نیز محسوب می‌شوند. مسئله وقتی تأمل برانگیزتر می‌شود که بدانیم بخش عمده‌ای از تولیدات این کارخانه‌ها در نهایت توسط

۱. Ambrothermic:

منحنی آمبروترمیک نموداری است که در آن تغییرات ماهیانه دمای هوا نسبت به تغییرات ماهیانه بارندگی در طول سال مورد مقایسه قرار می‌گیرد. در این روش تغییرات ماهیانه متوسط دما و بارندگی در یک دستگاه محور مختصات قائم طوری رسم می‌شوند که محور افقی به ماه‌های سال محور عمودی سمت چپ به متوسط دمای ماهیانه T برحسب درجه سانتیگراد و محور عمودی سمت راست به بارندگی ماهیانه P برحسب میلیمتر اختصاص می‌یابد. با این روش به سادگی می‌توان موقعیت آب و هوایی یک منطقه را مشخص نمود.



وزارت نیرو به شکل کابل و سایر تجهیزات برقی خریداری می‌شود. در سال‌های گذشته تلاش‌هایی از سوی وزارت نیرو برای تدوین تعرفه مناسب برای تولیدکنندگان انجام شده است که به دلایل مختلف به سرانجام نرسیده است.

به صورت ویژه نحوه تعامل وزارت نیرو با شرکت‌های بزرگ تولیدکننده فلزات هنوز به صورت شفاف و کارآمد مشخص نشده است. وابستگی متقابل وزارت نیرو (برای خرید فلزاتی مانند مس و آلومینیم) و تولیدکنندگان فلزات (برای برق مصرفی) باعث شده است که مسئله تا حدی پیچیده شود. در این بین شرکت‌های تولیدکننده فلزات نیز با سوءاستفاده از انفعال وزارت نیرو توانسته‌اند علاوه بر فروش فلز به قیمت جهانی (LME)، قبوض برق مصرفی خود را نیز نپردازند. در حال حاضر مجتمع‌های تولید آلومینیم از جمله بزرگترین بدهکاران به وزارت نیرو هستند. نکته تأمل برانگیز این است که بخش اعظم فعالیت‌های تولیدی این شرکت‌ها وابستگی مستقیم به برق دارد. در این مورد لازم است وزارت نیرو نحوه تعامل خود با این تولیدکنندگان را در قالب تعرفه فلزات (Metal Tariff) مشخص نماید.

۲-۵. تعرفه عادلانه

بر اساس قانون هدفمند کردن یارانه‌ها مقرر گردید که قیمت حامل‌های انرژی طی پنج سال و به تدریج تغییر یابد. بر این اساس، قیمت برق هم می‌بایست طی ۵ سال به قیمت تمام شده و با ملحوظ کردن قیمت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها، متناسب با قیمت آنها به صورت سوخت FOB خلیج فارس برسد. تعرفه موجود در زمینه تشویق مشترکین به مصرف کمتر و همچنین برقراری عدالت موفق عمل نکرده است. در حال حاضر تعرفه‌های عادلانه مبتنی بر رضایت مشتری و پارامترهای اقتصادی در دنیا مورد استفاده قرار می‌گیرند که جای آن در کشورمان خالی است.

یکی از اصول کلی که باید در طراحی تعرفه‌های برق مورد نظر قرار گیرد مسئله محاسبه هزینه تمام شده هر کیلووات ساعت انرژی برق برای انواع مشترکین بر اساس نحوه و چگونگی مصرف ایشان می‌باشد. هزینه تمام شده برق در ایران متأثر از عواملی همچون سهم کم تولید انرژی نیروگاه‌های برق آبی، وسعت شبکه، دور بودن مراکز بار شبکه از یکدیگر، ترکیب نامناسب الگوی مصرف و ضریب بار بالای شبکه و تلفات می‌باشد. با توجه به اینکه تولید و مصرف انرژی برق همزمان صورت می‌گیرد و نحوه مصرف در هزینه تمام شده هر کیلووات ساعت انرژی برق تأثیر مستقیم می‌گذارد، بایستی هزینه تمام شده هر دسته از مشترکین با توجه به اثری که در شبکه سراسری برق به لحاظ چگونگی مصرف انرژی می‌گذارند، محاسبه و بر آن اساس نرخ تعرفه‌های برق برای آنها تعیین و طراحی شوند. در تبصره بند «ج» ماده (۱) قانون هدفمند کردن یارانه‌ها در مورد هزینه تمام شده هر کیلووات ساعت برق به این ترتیب سیاستگذاری شده است که هزینه تمام شده بر اساس مجموع هزینه‌های تبدیل انرژی، انتقال و توزیع و هزینه سوخت با بازده حداقل ۳۸ درصد نیروگاه‌های کشور و رعایت استانداردها

محاسبه گردد و هرساله یک درصد به بازده نیروگاه‌های کشور افزوده شود به‌طوری که تا پایان پنج سال از زمان اجرای این قانون به بازده ۴۵ درصد برسد و همچنین تلفات شبکه‌های انتقال و توزیع تا پایان برنامه پنجم توسعه به ۱۴ درصد کاهش یابد که مورد اول متأسفانه عملی نشده است و در مورد محاسبه تلفات و ادعای وزارت نیرو برای کاهش آن نیز اتفاق نظر وجود ندارد. در حال حاضر علیرغم اجرای قانون هدفمند کردن یارانه‌ها بسیاری از مشترکین همچنان از یارانه برخوردارند و بخش کشاورزی بالاترین یارانه را به خود اختصاص داده است. طبق اعلام سایت توانیر^۱ در سال ۱۳۹۰ هزینه تمام شده برق به‌ازای هر کیلووات ساعت با هزینه سوخت یارانه‌ای ۵۹۱/۱ ریال و با احتساب هزینه سوخت غیریارانه‌ای ۱۲۴۰/۱ ریال است. هدف از محاسبه براساس قیمت سوخت غیریارانه‌ای تأمین اهداف قانون هدفمند کردن یارانه‌ها بوده است. بالاترین و پایین‌ترین هزینه تمام شده برق به تفکیک نوع تعرفه در بخش‌های مصرف‌کننده با هزینه سوخت یارانه‌ای به ترتیب مربوط به بخش سایر مصارف به مبلغ ۹۳۹/۹ ریال بر کیلووات ساعت و بخش صنعتی به مبلغ ۵۲۴/۸ ریال بر کیلووات ساعت می‌باشد. مقایسه هزینه تمام شده برق و متوسط نرخ فروش آن به تفکیک تعرفه، گویای اختصاص بیشترین میزان یارانه برق با ۴۴۷/۴ ریال بر کیلووات ساعت به بخش کشاورزی و کمترین یارانه پرداختی با ۷۰/۶ ریال بر کیلووات ساعت به بخش عمومی می‌باشد (که البته این رقم توجیه اقتصادی ندارد). لازم به ذکر است که طبق اعلام وزارت نیرو در سال ۱۳۹۴ با وجود افزایش تعرفه برق خانگی و کشاورزی و افزایش ۲۰ درصدی سایر مصارف، صنعت برق در بخش اعتبارات جاری با حدود ۳۰۰۰ میلیارد تومان کسری مواجه است. هزینه تمام شده برق به تفکیک نوع تعرفه در جدول ۵۹ نشان داده شده است.

جدول ۵۹. هزینه تمام شده قیمت برق طی سال‌های ۱۳۸۸-۱۳۹۱ (ریال/کیلووات ساعت) به تفکیک نوع تعرفه

سال	خانگی	عمومی	کشاورزی	صنعتی	سایر مصارف	متوسط وزنی
۱۳۸۸	۵۹۴/۲	۴۳۰/۰	۳۳۱/۵	۲۹۰/۵	۸۹۸/۰	۴۳۰/۰
۱۳۸۹	۶۶۵/۲	۵۲۰/۲	۵۲۰/۹	۴۷۷/۱	۸۵۴/۵	۵۳۷/۴
۱۳۹۰ (با سوخت یارانه‌ای)	۷۳۱/۷	۵۷۲/۲	۵۷۳/۰	۵۲۴/۸	۹۳۹/۹	۵۹۱/۱
۱۳۹۰ (با سوخت آزاد)	۱۵۳۵/۱	۱۲۰۰/۵	۱۲۰۲/۲	۱۱۰۱/۰	۱۹۷۱/۹	۱۲۴۰/۱

مأخذ: آمار تفصیلی توانیر.



طی سال‌های گذشته مسئله چالش‌برانگیز در محاسبه قیمت تمام شده برق استفاده از روش‌های حسابداری برای محاسبه قیمت برق بوده است که به عقیده کارشناسان این حوزه، روش مناسبی برای تعیین هزینه نیست. در محاسبه هزینه تمام شده قیمت برق در حقیقت هزینه‌های تلفات شبکه که درصد قابل توجهی است و همچنین سوءمدیریت نیز وجود دارد و بنابراین نمی‌توان همه مابه‌التفاوت هزینه و قیمت فروش را به‌عنوان یارانه در نظر گرفت. در دنیا از روش‌های مبتنی بر هزینه نهایی^۱ در سطح ولتاژهای مختلف و برای مشترکین همگن. برای محاسبه قیمت نهایی استفاده می‌شود که هنوز در کشورمان مورد استفاده قرار نگرفته است.

۳-۵. بررسی تبصره «۲» ماده (۱۰۱) قانون برنامه پنجم

وزارت نیرو با استناد به ماده (۱۰۱) قانون برنامه پنجم و تبصره «۲» این قانون خواهان پرداخت مابه‌التفاوت قیمت تمام شده و نرخ تکلیفی برق می‌شود. متن این تبصره به شرح زیر است:

تبصره «۲» - در اجرای این بند، چنانچه قیمت فروش کالا یا خدمات کمتر از قیمت عادلانه روز تکلیف شود، مابه‌التفاوت قیمت عادلانه روز و تکلیفی باید همزمان تعیین و از محل اعتبارات و منابع دولت در سال اجرا پرداخت شود و یا از محل بدهی دستگاه ذیربط با دولت تهاتر گردد.

نکته قابل توجه در این ماده و تبصره آن تأکید بر قیمت «عادلانه» است که قیمت تمام شده برق که مورد ادعای وزارت نیرو است به عقیده کارشناسان فاقد این ویژگی است. هزینه‌های تلفات انرژی، کم بودن بازدهی نیروگاه‌ها ساختار تشکیلاتی گسترده وزارت و شرکت‌های تابعه که قبلاً به آنها اشاره شد و هزینه‌های سوءمدیریت ازجمله هزینه‌هایی است که در قیمت تمام شده کنونی لحاظ می‌شود که عادلانه نیست. درحال حاضر پیشرفته‌ترین نوع تعرفه در دنیا نه براساس قیمت‌های تمام شده، بلکه براساس رضایت مشتری به پرداخت هزینه‌ها تأکید دارد. درحال حاضر مباحث جدید در دنیا در حوزه اقتصاد رفتاری مطرح می‌شود و دو هدف اصلی افزایش درآمد بنگاه و عادلانه شدن قیمت را مدنظر دارد. برخلاف تصور برخی، قیمت عادلانه که براساس شاخص‌هایی مانند سطح درآمد، ارزش برق در سبد مصرفی و سایر پارامترهای رفتاری و فرهنگی تعیین می‌شود، می‌تواند حتی به افزایش درآمد بنگاه نیز بیانجامد. علاوه‌براین کاهش انگیزه مشترکین برای برق‌دزدی و یا عدم پرداخت به‌موقع قبوض در بلندمدت نیز در افزایش درآمدها و همچنین رضایت مشتری مؤثر می‌باشد. در حال حاضر این نوع تعرفه در کشورهای پیشرفته دنیا بسیار مورد تأکید و توجه قرار گرفته است.

جدول ۶۰ درصد مصرف و مشترکین و متوسط نرخ پرداختی در مناطق معمولی و ماه‌های سرد مناطق گرمسیر را نشان می‌دهد.

۱. Marginal Cost

جدول ۶۰. درصد مصرف و مشترکین و متوسط نرخ پرداختی در مناطق معمولی

(ریال بر کیلووات ساعت)

و ماه‌های سرد مناطق گرمسیر

ردیف	مصرف ماهیانه (کیلووات ساعت)	مناطق عادی			مناطق گرمسیر	
		مشترکین (درصد)	مصرف (درصد)	نرخ	مشترکین (درصد)	مصرف (درصد)
۱	تا ۱۵۰	۴۲	۱۹	۷۵	۴۰/۸	۱۶/۳
۲	۱۵۰ تا ۲۰۰	۱۶/۷	۱۵/۲	۸۵	۱۶/۵	۱۴/۷
۳	۲۰۰ تا ۳۰۰	۲۳/۹	۲۹/۹	۹۰	۲۳/۵	۲۹/۴
۴	۳۰۰ تا ۴۰۰	۱۰/۷	۱۸/۳	۱۲۵	۱۱/۲	۱۹/۳
۵	۴۰۰ تا ۵۰۰	۴	۸/۹	۱۷۵	۴/۴	۹/۸
۶	۵۰۰ تا ۶۰۰	۱/۵	۴/۱	۲۰۷	۱/۸	۴/۷
۷	۶۰۰ تا ۷۰۰	۰/۶	۱/۸	۲۶۰	۰/۸	۲/۳
۸	۷۰۰ تا ۸۰۰	۰/۲۵	۰/۹	۳۴۶	۰/۴	۱/۲
۹	۸۰۰ تا ۱۰۰۰	۰/۲	۰/۹	۴۳۰	۰/۲	۰/۷
۱۰	بیش از ۱۰۰۰	۰/۱۵	۱	۴۶۶	۰/۴	۱/۶
جمع		۱۰۰	۱۰۰	۱۱۷	۱۰۰	۱۰۰
						۱۲۳

مأخذ: دفتر مطالعات اقتصادی و تعرفه - توانیر.

ملاحظه می‌شود که در ماه‌های سرد سال مصرف مشترکین و نیز متوسط نرخ پرداختی در مناطق گرمسیر چهار گانه همانند مصرف مشترکین مناطق عادی است.

مناطق آب و هوایی گرمسیری: مشترکین خانگی در چهار منطقه گرمسیری جمعاً با ۱۵ درصد مشترکین کل کشور، حدود ۳۰ درصد برق را مصرف می‌کنند. پله‌های مصرف مشترکین خانگی در این مناطق به شرح جدول ۶۱ می‌باشد.

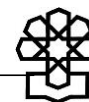
جدول ۶۱. درصد مصرف و مشترکین و متوسط نرخ پرداختی در مناطق گرمسیری

(ریال بر کیلووات ساعت)

ردیف	مصرف کیلووات ساعت (ماهیانه)	گرمسیری یک			گرمسیری دو			گرمسیری سه			گرمسیری چهار	
		مشترکین (درصد)	مصرف (درصد)	نرخ	مشترکین (درصد)	مصرف (درصد)	نرخ	مشترکین (درصد)	مصرف (درصد)	نرخ	مشترکین (درصد)	مصرف (درصد)
۱	تا ۳۰۰	۲۵/۸	۳/۲	۷۷	۴۷/۶۱	۱۹/۳۶	۷۹	۵۸/۲۵	۳۲/۵۹	۷۹	۷۱/۱۲	۴۷/۱۱
۲	۳۰۰ تا ۴۰۰	۶/۳	۲/۲	۷۲	۱۱/۹	۱۲	۷۳	۱۴/۲۷	۱۴/۶۲	۷۶	۱۴/۹۳	۲۱/۱۰
۳	۴۰۰ تا ۱۰۰۰	۲۸	۱۹/۳	۴۴	۳۳/۲۸	۴۸/۸۴	۵۰	۲۴/۱۲	۴۱/۲۹	۵۲	۱۳/۶۲	۳۰/۰۰
۴	۱۰۰۰ تا ۲۰۰۰	۲۸/۷	۴۳/۴	۳۰	۶/۷۱	۱۶/۸۵	۹۶	۳/۲۹	۵/۴۳	۱۱۷	۰/۳۱	۱/۵
۵	۲۰۰۰ تا ۳۰۰۰	۹/۱	۲۳/۷	۲۵	۰/۴۲	۲	۱۸۶	۰/۰۶	۰/۳۸	۲۸۷	۰/۰۱	۰/۱۱
۶	۳۰۰۰ تا ۴۰۰۰	۱/۸۲	۶/۸	۵۰	۰/۰۶	۰/۴۸	۲۲۵	۰/۰۱*	۰/۱۶*	۴۳۰	۰/۰۱*	۰/۱۹*
۷	۴۰۰۰ تا ۵۰۰۰	۰/۲۳	۱	۱۶۶	۰/۰۲	۰/۱۵	۳۰۰					
۸	بیش از ۵۰۰۰	۰/۰۵	۰/۴	۳۶۰	۰/۰۱	۰/۳۲	۴۰۹					
جمع		۱۰۰	۱۰۰	۳۶	۱۰۰	۱۰۰	۷۱	۱۰۰	۱۰۰	۷۰	۱۰۰	۱۰۰
												۱۴۰

مأخذ: همان.

* برای بیش از ۳۰۰۰ کیلووات ساعت.



اگر بخواهیم قیمت برق در ایران را با کشورهای منطقه مقایسه کنیم باید گفت که قیمت برق در ایران هر چند به صورت مطلق ممکن است از سایر کشورهای جهان کمتر باشد اما با در نظر گرفتن میزان درآمد در کشورهای مختلف جهان می توان گفت که قیمت کنونی برق در کشورمان چندان ارزان نیست. جدول ۶۲ مقایسه قیمت برق در ایران را با چند کشور نشان می دهد.

جدول ۶۲. مقایسه قیمت برق ایران و ۹ کشور جهان (براساس میزان درآمد)

نام کشور	مصرف برق (میلیارد کیلووات ساعت در سال)	تولید برق (میلیارد کیلووات ساعت در سال)	جمعیت (میلیون نفر)	نرخ برق (سنت آمریکا به ازای هر کیلووات ساعت)	نسبت درصد هزینه برق، آب و گاز به درآمد
چین	۵۴۶۳	۵۵۲۳	۱/۳۶۰	۷/۵ تا ۱۰/۷	۳/۵
آمریکا	۴۲۶۰	۴۶۸۶	۳۱۷	۱۲/۵۸	۶/۷
هند	۱۱۱۱	۱۱۰۲	۱/۲۴۲	۰/۱ تا ۱۸	۴/۹
روسیه	۱۰۱۶	۱۰۸۸	۱۴۶	۲/۴ تا ۱۴	۵/۸
ژاپن	۸۵۹	۱۰۸۸	۱۲۷	۲۰ تا ۲۴	۸/۹
آلمان	۵۸۲	۱۰۶۹	۸۰	۳۶/۲۵	۸/۹
ترکیه	۲۴۶	۲۳۹	۷۶	۱۲/۵۷ تا ۱۸/۳۶	۸/۶
آفریقای جنوبی	۲۳۴	۲۵۶	۵۲	۸ تا ۱۴	۸/۸
ایران	۱۹۹	۲۶۳	۷۷	۲ تا ۱۹	۵/۳

مأخذ:

- گزارش های بانک جهانی.
- آژانس بین المللی انرژی.
- CIA Factbook.
- www.eia.gov

فصل ششم - مدیریت بحران در طول برنامه پنجم

خاموشی های برق هر ساله ضررهای جبران ناپذیری را به بدنه صنعت برق کشور و وزارت نیرو وارد می کند. خاموشی ها یا به دلیل برنامه سرویس ها و تعمیرات (با برنامه) و یا در اثر بروز حوادث و اتفاقات (بی برنامه) در شبکه اتفاق می افتد. خاموشی های بی برنامه حجم زیادی را از مجموع خاموشی ها در بر می گیرد. بخش کوچکی از این نوع خاموشی ها در اثر حوادث غیرمترقبه ای مانند سیل و طوفان به وجود می آید، اما بخش عمده ای از این گونه خاموشی ها قابل پیشگیری است. جدول ۶۳ متوسط زمان خاموشی طی سال های برنامه پنجم توسعه را نشان می دهد. در برنامه چهارم توسعه در بخش خاموشی، هدف رسیدن به زمان خاموشی زیر ۳ دقیقه برای هر مشترک در سال بوده است. این رقم تقریباً معادل استاندارد جهانی است.

این اعداد هنوز با مقدار جهانی متوسط زمان خاموشی که برای کشورهای پیشرفته حدوداً ۵۰ دقیقه در سال است، هنوز تفاوت زیادی دارد.

جدول ۶۳. متوسط زمان خاموشی به ازای هر مشترک (دقیقه در روز)

سال	زمان (دقیقه در روز)	تغییر نسبت به سال گذشته (درصد)
۱۳۸۸	۲/۶۸	-
۱۳۸۹	۲/۷۶	۲/۹۹
۱۳۹۰	۲/۸۵	۳/۲۶
۱۳۹۱	۲/۶۰	-۸/۷۷
۱۳۹۲	۲/۴۷	-۵/۰۰

مأخذ: گزارش‌های توانیر (دفتر نظارت بر توزیع).

اگر بخواهیم ضرر و زیان حاصل از خاموشی‌ها را محاسبه نماییم بهترین راه محاسبه این خاموشی‌ها به‌صورت انرژی توزیع نشده است. انرژی توزیع نشده میزان انرژی‌ای است که توسط نیروگاه‌ها تولید شده است، اما به‌دلیل وجود مشکل در شبکه انتقال و توزیع به دست مصرف‌کننده نرسیده است. جدول ۶۴ میزان انرژی توزیع نشده سالیانه را در سال‌های ۱۳۸۸ تا ۱۳۹۲ نشان می‌دهد.

جدول ۶۴. انرژی توزیع نشده طی سال‌های برنامه پنجم

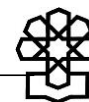
(میلیون کیلووات ساعت)

سال	انرژی توزیع نشده	تغییر نسبت به سال گذشته (درصد)
۱۳۸۸	۳۳۷	-
۱۳۸۹	۳۴۸	۳/۲۶
۱۳۹۰	۳۵۴	۱/۷۲
۱۳۹۱	۲۹۳	-۱۷/۲۳
۱۳۹۲	۲۹۳	۰/۰۰

مأخذ: همان.

اگر هزینه تمام شده هر کیلووات ساعت برق تولیدی را با سوخت یارانه‌ای حدوداً ۱۲۵ تومان به‌ازای هر کیلووات در نظر بگیریم می‌توان گفت که ضرر و زیان ناشی از عدم توزیع انرژی در سال ۱۳۹۲ حدوداً ۳۶ میلیارد تومان بوده است. هر چند باید گفت که هزینه‌های ریالی خاموشی‌ها در مقایسه با تأثیرات اجتماعی و کاهش رضایت مشترکین چندان به حساب نمی‌آید.^۱

۱. هنوز مطالعه جامعی درخصوص میزان ضرر و زیان اقتصادی قطع برق در ایران انجام نشده است. اما به‌عنوان مثال در سوئد طبق محاسبات انجام شده میزان ضرر و زیان اقتصادی حدوداً یک دلار به‌ازای هر یک کیلووات ساعت انرژی توزیع نشده، برآورد شده است. انجام این مطالعه برای ایران نیز ضروری به نظر می‌رسد.



لZoom ایجاد برنامه مدیریت بحران

بحران در شبکه برق به معنای ایجاد حالتی است که در اثر عوامل خارجی مانند سیل و طوفان، زلزله، آتش‌سوزی و یا عوامل داخلی مانند مشکلات فنی شبکه با قطعی کلی مواجه می‌شود. در بحث‌های مربوط به پدافند غیرعامل، حفاظت از شبکه برق یکی از مهمترین وظایف وزارت نیرو قلمداد می‌شود. ساختار شبکه برق به شکلی است که در صورت بروز یک مشکل، امکان سرایت آن به سایر بخش‌های شبکه وجود دارد و ممکن است شبکه به صورت آبشاری^۱ دچار قطعی شود. از این پدیده با عنوان قطعی کلی^۲ یاد می‌شود که نمونه‌های زیادی در کشورهای مختلف از این پدیده وجود داشته است. به عنوان مثال در جولای ۲۰۱۲ بروز مشکل در شبکه برق کشور هندوستان منجر به خاموشی حدوداً ۷۰۰ میلیون مشترک در هندوستان شد. در ۳۱ مارس ۲۰۱۵ نیز حادثه مشابهی منجر به قطع برق در ۹۰ درصد از خاک ترکیه (حدوداً ۷۰ میلیون نفر) شد. تنها آن بخش از ترکیه که برق آن قطع نشد، بخشی از استان وان بود که برق آن از ایران تأمین می‌شد. در این زمینه لازم است وزارت نیرو برنامه‌های مشخصی را برای مقابله با بحران‌های اینچنینی تهیه نماید.

فصل هفتم – مدیریت مصرف

مدیریت مصرف^۳ در کنار مدیریت تولید از مهمترین وظایف وزارت نیرو و شرکت‌های تابعه می‌باشد. هدف از مدیریت مصرف برق کنترل و پایش میزان مصرف برق و رساندن و نگه داشتن آن در حد معقول و استاندارد است. برای سنجش میزان مصرف معمولاً از دو شاخص «شدت انرژی» و «ضریب انرژی» استفاده می‌شود.

۷-۱. شدت انرژی^۴

شدت انرژی شاخصی برای تعیین کارایی انرژی در سطح اقتصاد ملی هر کشور می‌باشد که از تقسیم مصرف نهایی انرژی (و یا عرضه انرژی اولیه) بر تولید ناخالص داخلی محاسبه می‌گردد و نشان می‌دهد که برای تولید مقدار معینی از کالاها و خدمات (برحسب واحد پول) چه مقدار انرژی به کار رفته است. عوامل بسیاری در تعیین شدت انرژی یک کشور مؤثر می‌باشد. شدت انرژی می‌تواند متأثر از سطح استانداردهای زندگی، عوامل آب و هوایی یا ساختار اقتصادی (صنعتی، کشاورزی یا خدماتی بودن) یک کشور باشد. کشورهایی که دارای سطح بالاتری از استاندارد زندگی هستند مصرف بیشتری داشته

۱. Cascade

۲. Major Blackout

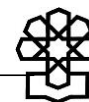
۳. Demand Side Management (DSM)

۴. در مورد محاسبات شدت انرژی می‌توان به ترازنامه انرژی و ترازنامه هیدروکربوری مراجعه کرد.

و در نتیجه این امر بر شدت انرژی آنها تأثیر می‌گذارد. بهینه‌سازی ساختمان‌ها و تجهیزات، ترکیب سوخت‌های مورد استفاده در بخش حمل‌ونقل و حتی مسافت بین مکان‌های جغرافیایی، شیوه‌های حمل‌ونقل و تکنولوژی به‌کار رفته در خودروها و وسایل نقلیه، ظرفیت حمل‌ونقل عمومی، اقدامات صورت گرفته در امر بهینه‌سازی مصرف انرژی، حوادث طبیعی و قیمت‌ها یا یارانه‌های انرژی برخی از عوامل تأثیرگذار در شدت انرژی می‌باشند. با مقایسه این شاخص در سال‌های مختلف و میان کشورهای مختلف می‌توان روند استفاده از منابع انرژی در فرآیند تولید ملی کشورها را ارزیابی نمود.

در محاسبه شدت مصرف نهایی انرژی بر مبنای برابری قدرت خرید، برخی از اشکالات ناشی از محاسبه نرخ ارز وجود ندارد. ایران از لحاظ مصرف انرژی به‌منظور تولید کالاها و خدمات وضعیت مطلوبی نداشته و جزء کشورهای با شدت انرژی بسیار بالا محسوب می‌شود. بر این اساس شدت مصرف نهایی انرژی در کشور نه تنها در مقایسه با کشورهای نفت‌خیز بسیار بالاتر می‌باشد، بلکه از برخی مناطق نظیر خاورمیانه نیز بیشتر است. در سال ۲۰۱۱، در سطح جهان به‌طور متوسط برای تولید یک میلیون دلار ارزش‌افزوده حدود ۱۱۵ تن معادل نفت خام انرژی مصرف شده است، در حالی که این رقم در ایران بیش از ۱/۵ برابر مقدار متوسط جهانی است. شدت انرژی ایران بر مبنای عرضه انرژی اولیه و مصرف نهایی انرژی، براساس اطلاعات داخلی مندرج در ترازنامه انرژی نشان می‌دهد که این شاخص‌ها در طول یک دهه گذشته با نوساناتی همراه بوده است. این شاخص‌ها در سال ۱۳۸۲ به حداقل میزان خود طی ده سال اخیر رسیده‌اند. سپس روند افزایش این شاخص‌ها تا سال ۱۳۸۸ ادامه داشته است. اما از سال ۱۳۸۹ این شاخص روند نزولی یافته است. در سال ۱۳۹۱ شدت انرژی بر مبنای عرضه انرژی اولیه و مصرف نهایی انرژی به ترتیب ۳/۰۷ و ۲/۰۲ بشکه معادل نفت خام به میلیون ریال بوده که نسبت به سال گذشته به ترتیب ۶/۲ و ۵/۸ درصد افزایش داشته است.

هرچند میزان شدت انرژی در ایران بیشتر از متوسط جهانی است، اما باید این نکته را نیز مدنظر قرار داد که اصولاً مقایسه شدت انرژی در ایران با سایر کشورها فاقد توجیه علمی است. اولاً این مقایسه باید براساس برابری قدرت خرید صورت گیرد و مهم‌تر از آن توجه به ساختار اجتماعی و اقتصادی و جغرافیای خاص ایران است. در صورت در نظر گرفتن برابری قدرت خرید شدت انرژی در ایران تفاوت فاحشی با متوسط‌های جهانی ندارد. به‌عنوان مثال در سال ۲۰۱۱ شدت عرضه انرژی اولیه در ایران ۲/۱۵ برابر ژاپن، ۲/۲۵ برابر ترکیه و حدوداً ۲۳ درصد کمتر از عربستان سعودی است. ضمن اینکه با در نظر گرفتن ساختار متفاوت اقتصاد کشورها (تجاری، تولیدی، کشاورزی و...) باز هم مشاهده می‌شود که ایران با سایر کشورهای مشابه تفاوت زیادی ندارد. در نهایت شرایط اقلیمی نیز تأثیر بسیاری در میزان شدت انرژی دارد و به‌عنوان مثال شدت انرژی در کویت که مشابهت آب و هوایی زیادی با خوزستان دارد حدوداً ۶ برابر ایران است. به‌عنوان جمع‌بندی به نظر نمی‌رسد با در نظر گرفتن



همه جوانب شدت انرژی در ایران تفاوت فاحشی با کشورهای مشابه (از نظر اقتصادی، اجتماعی و اقلیمی) داشته باشد و شاید در برخی موارد نیز وضعیت بهتری نسبت به این کشورها دارد. برای مطالعه بیشتر به گزارش «ابهام در آمارهای شدت انرژی و مقایسه ایران با کشورهای جهان» تهیه شده توسط معاونت پژوهش‌های زیربنایی و امور تولیدی مرکز پژوهش‌های مجلس مراجعه شود.

۲-۷. ضریب انرژی

شاخص دیگر در این زمینه، ضریب انرژی است. ضریب انرژی از تقسیم نرخ رشد مصرف نهایی انرژی به نرخ رشد تولید ناخالص داخلی به دست می‌آید. به دلیل استفاده از نرخ رشد در ضریب انرژی، مشکلات تبدیل به واحد یکسان جهت مقایسه (مانند نرخ ارز در مقایسه شدت انرژی) در این شاخص وجود ندارد. خصوصیت دیگر ضریب انرژی این است که برای یک دوره زمانی محاسبه می‌شود، در حالی که شاخص شدت انرژی معمولاً جهت ارزیابی در یک سال معین به کار می‌رود. معمولاً در ارزیابی ضریب انرژی آن را با عدد یک مقایسه می‌نمایند. رشد مصرف انرژی در روند توسعه اقتصادی اغلب از نرخ کاهنده‌ای برخوردار است. همچنین انتظار می‌رود که کشورهای توسعه‌یافته، مصرف انرژی را با توجه به میزان تولیدات خود به حداقل ممکن رسانده باشند. در دوره ۲۰۱۱-۲۰۱۰ شاخص ضریب انرژی نسبت به دو دوره قبل کاهش یافته و به عدد ۰/۹۷ رسیده است.

با استفاده از آمار داخلی در ترازنامه، ملاحظه می‌شود که ضریب انرژی ایران در سال‌های ۱۳۵۸ تا ۱۳۶۹ به دلیل شرایط حاکم بر کشور به خصوص جنگ تحمیلی، روند رشد تولید ناخالص داخلی و همگام با آن رشد مصرف نهایی انرژی، دستخوش تحولات زیادی بوده است. لکن در دوره ۱۳۶۹-۱۳۸۰ ضریب انرژی با کاهش مناسبی به عدد ۱/۵۴ رسیده است. در دوره ۱۳۸۰ تا ۱۳۹۱ مجدداً ضریب انرژی کاهش یافته است و به عدد ۱/۱۳ بالغ شده است. به عبارت دیگر در دوره مزبور تقریباً رشد مصرف نهایی انرژی متناسب با رشد تولید ناخالص داخلی بوده است.

برای مدیریت مصرف برق وزارت نیرو در هر دو سمت عرضه و تقاضا^۱ برنامه‌هایی را تدوین نموده است. جدول ۶۵ خلاصه‌ای از برنامه‌های قابل اجرا را نشان می‌دهد.

جدول ۶۵. منابع تأمین انرژی برق مورد نیاز جامعه

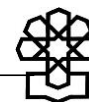
سمت مصرف		سمت تولید	
بهره‌وری مصارف نهایی	مدیریت بار	احداث نیروگاه با سوخت‌های تجدیدپذیر	احداث نیروگاه با سوخت‌های تجدیدناپذیر
		نامتمرکز و کوچک مقیاس	متمرکز و بزرگ مقیاس
بهبود فناوری	کنترل مستقیم بار	واحدهای خورشیدی	واحدهای با سوخت اتمی
اصلاح الگوی مصرف	تعرفه‌های زمانی	واحدهای برقیابی کوچک	واحدهای با سوخت زغال سنگ
بهبود قیمت فناوری بهره‌وری	ذخیره‌سازی حرارت	واحدهای بادی	واحدهای با سوخت گاز طبیعی
		واحدهای با سوخت فصولات	واحدهای با سوخت مازوت

مأخذ: گزارشات سازمان بهره‌وری انرژی ایران (سایا).

بنابراین به‌صورت خلاصه می‌توان گفت که برنامه‌های مدیریت مصرف شامل موارد زیر است:

- بهره‌وری مصرف انرژی،
- مدیریت بار،
- بهبود فناوری،
- کنترل مستقیم بار،
- اصلاح الگوی مصرف،
- تعرفه‌های زمانی،
- بهبود قیمت فناوری بهره‌وری،
- ذخیره‌سازی حرارت.

در بخش اصلاح الگوی بار برنامه‌های مختلفی را می‌توان اجرا نمود. جدول ۶۶ خلاصه‌ای از این روش‌ها را نشان می‌دهد.



جدول ۶۶. راهکارهای مدیریت مصرف برق

اهداف برنامه‌ریزی برای منحنی بار	نمونه منحنی بار	مثال اجرایی از راهکارهای سمت مصرفی
پیک‌سایی		• قطع بار (اعمال خاموشی) • کنترل مستقیم بار • تعرفه‌های زمانی
دره‌زدایی		• ذخیره انرژی گرمایی • ذخیره سرما • تعرفه‌های فصلی • تعرفه‌های غیرپیک • تعرفه‌های زمانی
جابجایی بار		• ذخیره انرژی گرمایی • ذخیره سرما • تعرفه‌های زمان • کنترل وسایل مصرف‌کننده (چرخش زمانی)
انعطاف‌پذیر کردن منحنی بار		• سرویس اشتراک دیماند • قیمتگذاری برای قابلیت اعتماد متغیر • تعرفه‌های قطع بار
صرفه‌جویی راهبردی		• ممیزی • وام کم‌بهره • سیستم‌های خورشیدی • مصرف انرژی کارآ (با راندمان خوب) • تعرفه‌های صرفه‌جویی • تولید مشترک برق و گرما
رشد بار راهبردی		• پمپ گرمایی • سیستم‌های دوسوخته • تعرفه‌های تشویقی • بارهای صنعتی الکتریکی • افزایش سهم بازار

مأخذ: همان.

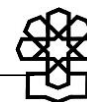
جدول ۶۶ نشان می‌دهد که راهکارهای مدیریت مصرف برق شامل طیف گسترده‌ای از راهکارهاست که فقط موارد معدودی از آن در کشورمان انجام می‌شود. در بخش پیک‌سایی، اعمال خاموشی مصرف‌کنندگان صنعتی، تعرفه‌های زمانی، تعرفه‌های تشویقی، سرویس اشتراک دیماند و تعرفه‌های فصلی کمابیش توسط وزارت نیرو به‌کار گرفته می‌شود، اما تقریباً بیشتر راهکارهای دیگر مانند جابجایی بار مورد غفلت قرار گرفته است. در کشورهای دیگر مانند آمریکا، ژاپن و حتی چین نیروگاه‌های تلمبه - ذخیره‌ای^۱ به‌عنوان یک ابزار مفید برای پیک‌سایی^۲ مورد استفاده قرار می‌گیرد. این نیروگاه‌ها در ساعات کم‌باری توان شبکه را با پمپ کردن آب به ارتفاعی بالاتر، به صورت انرژی پتانسیل در مخازن آب (معمولاً در ارتفاع ۳۰۰ تا ۴۰۰ متری) ذخیره می‌کنند و در زمان پیک بار با سرازیر شدن آب به سمت توربین‌ها موجب ایجاد الکتریسیته می‌شوند. این فرآیند در نهایت منجر به کاهش پیک بار می‌شود. در حال حاضر فقط یک نیروگاه تلمبه - ذخیره‌ای با ظرفیت ۱۰۰۰ مگاوات در کشورمان واقع در سیاه‌بیشه وجود دارد که لازم است نیروگاه‌های مشابه دیگری نیز احداث گردد. بنابراین می‌توان گفت که مدیریت مصرف بار عملاً یک فرآیند چند وجهی است که نیاز به همکاری بخش‌های مختلف و حتی وزارتخانه‌های دیگر دارد. مهمترین اقدامات صورت گرفته در این زمینه در وزارت نیرو به شرح زیر هستند:

۱. لامپ‌های کم‌مصرف: در زمینه لامپ‌های کم‌مصرف طرحی در سال‌های گذشته اجرا شد که هدف از آن توزیع لامپ‌های کم‌مصرف به قیمت دولتی بین مشترکین بود. هدف از این طرح تغییر الگوی مصرف و ترغیب مشترکین به استفاده از لامپ‌های کم‌مصرف به‌جای لامپ‌های رشته‌ای سنتی بود. این طرح مخالفینی نیز داشت که دلایل مخالفت خود را ایجاد هارمونیک‌های مشکل‌ساز در شبکه، افزایش ناپایداری و همچنین مسائل زیست‌محیطی اعلام می‌کنند. این طرح با وجود مخالفت و موافقت‌های فراوان در حال حاضر متوقف است. لامپ‌های کم‌مصرف یا CFL^۳ در حال حاضر به‌صورت آزاد فروخته می‌شود. با توجه به قیمت لامپ‌های موجود در بازار و تعرفه برق فعلی، هر مشترک باید حداقل ۵ سال از لامپ استفاده کند که هزینه اولیه انجام شده برای آن جبران شود که عملاً کمتر لامپی در بازار دارای این طول عمر است. لامپ‌های چینی بی‌کیفیت بازار را اشباع کرده‌اند و تولیدکننده‌های داخلی نیز اکثراً مواد اولیه خود را از چین وارد می‌کنند. با شرایط فعلی به نظر می‌رسد اقبال عمومی نسبت به این لامپ‌ها رو به کاهش است و وزارت نیرو باید با نظارت دقیق‌تر بر تولید این محصول و همچنین توجه به تولید لامپ‌های LED کند تا باعث تشویق مشتریان به استفاده از این لامپ‌ها شود.

۱. Pumped-Storage

۲. Peak Shaving

۳. Compact Fluorescent Lamp



۲. نصب کنتورهای دیجیتال چندتعرفه‌ای: استفاده از کنتورهای چندتعرفه‌ای دیجیتال و جایگزینی آنها با کنتورهای معمولی یکی دیگر از راهکارهای وزارت نیرو برای مدیریت مصرف برق است. این کنتورها طبق تعرفه پلکانی میزان مصرف را اندازه‌گیری می‌کنند. علاوه بر این استفاده از این کنتورها باعث کاهش خطای اندازه‌گیری و همچنین کاهش دستکاری کنتور می‌شود. فعالیتهای وزارت نیرو در این بخش به دلیل نبود نقدینگی برای جایگزینی کنتورها و کم بودن توان تولید سازندگان داخلی با مشکل مواجه بوده است. در حال حاضر مشترکین برای تعویض یا نصب کنتور باید ماه‌ها در انتظار باشند. تعداد کنتورهای نصب شده طی سال‌های برنامه پنجم در جدول ۶۷ نشان داده شده است.

جدول ۶۷. کنتورهای چندتعرفه نصب شده به تفکیک نوع طی سال‌های ۱۳۸۸-۱۳۹۲

سال	خانگی	عمومی	کشاورزی	صنعتی	سایر مصارف	جمع
۱۳۸۸	۵۰۴,۸۹۵	۴۴,۲۲۲	۱۹,۹۵۳	۲۳,۱۰۶	۲۵۵,۱۳۹	۸۴۷,۳۱۵
۱۳۸۹	۴۰۳,۱۶۳	۴۰,۴۰۰	۳۴,۳۷۴	۱۲,۹۲۷	۱۲۶,۳۶۹	۶۱۷,۲۳۳
۱۳۹۰	۳۰۲,۹۵۳	۳۴,۴۸۲	۲۹,۱۶۲	۱۲,۴۸۸	۸۲,۵۲۸	۴۶۱,۶۱۳
۱۳۹۱	۱,۲۵۴,۶۶۴	۶۵,۸۶۸	۲۱,۱۹۲	۱۵,۹۵۴	۲۷۹,۵۹۴	۱,۶۳۷,۲۷۲
۱۳۹۲	۱,۲۴۰,۲۰۳	۷۷,۴۰۳	۲۱,۷۹۱	۶,۲۷۹	۱۹۴,۲۹۸	۱,۵۳۹,۹۷۴
جمع کل	۳,۷۰۵,۸۷۸	۲۶۲,۳۷۵	۱۲۶,۴۷۲	۷۰,۷۵۴	۹۳۷,۹۲۸	۵,۱۰۳,۴۰۷

مأخذ: گزارش تفصیلی توانیر.

طبق جدول ۶۷ طی برنامه پنجم توسعه مجموعاً در حدود ۵ میلیون کنتور چندتعرفه نصب شده است. با توجه به تعداد کل مشترکین (۳۰۲۸۷۱۷۹ عدد در سال ۱۳۹۲) باید گفت که حدوداً ۱۷ درصد از مشترکین کل کشور در طول سال‌های برنامه پنج‌ساله پنجم به کنتور چندتعرفه‌ای مجهز شده‌اند.

۳. مشترکین صنعتی: هماهنگی با صنایع مختلف برای مدیریت منحنی بار و انتقال بار از زمان‌های پیک به سایر زمان‌ها از دیگر اقداماتی است که باعث می‌شود انرژی برق به صورت بهینه مصرف شود. همانطور که در بخش‌های قبلی اشاره شد مصرف‌کنندگان صنعتی برق سهم عمده‌ای از کل مصرف برق کشور را شامل می‌شوند. استفاده از شیفت‌های صبح (در زمان‌های غیرپیک) می‌تواند باعث کاهش بار پیک و استفاده بهینه از انرژی شود. راهکار مناسب‌تر تشویق این مشترکین به ایجاد واحدهای تولید برق و یا واحدهای تولید برق، سرما و حرارت همزمان (CCHP)^۱ و یا واحد تولید برق و حرارت همزمان (CHP) است. طبق آخرین آمار (اسفند ۱۳۹۳)، در حال حاضر ۱۲۶ واحد CHP با

۱. Combined Cooling Heating and Power

ظرفیت نامی ۱۳۵۲ مگاوات در کشور در حال ساخت یا بهره‌برداری است. در صورت همکاری بیشتر نهادهای سرمایه‌گذار مانند بانک صنعت و معدن امکان افزایش ظرفیت این واحدها وجود دارد. راهکار دیگر، استفاده از نیروگاه‌های تلمبه - ذخیره‌ای^۱ است که می‌تواند در پیک‌سایبی تأثیر عمده‌ای داشته باشد. در حال حاضر تنها نیروگاه از این نوع، نیروگاه سیاه‌بیشه با ظرفیت حدوداً ۱۰۰۰ مگاوات است که در سال ۱۳۸۲ به بهره‌برداری رسیده است.

۴. تغییر الگوی مصرف: تغییر الگوی مصرف یکی دیگر از مهمترین وظایف وزارت نیرو در زمینه مدیریت مصرف است. تغییر الگوی مصرف مسئله‌ای چندوجهی است که شامل مواردی مانند مسائل فرهنگی، اقتصادی، اجتماعی و فنی است. از بعد فرهنگی وزارت نیرو فعالیت‌هایی را در قالب برنامه‌های تبلیغاتی و آموزشی انجام می‌دهد. اما وجه مهم‌تر الگوی مصرف، استفاده از مشوق‌های اقتصادی است که به شکل عمده‌ای در تعرفه برق متجلی می‌شود. همانطور که در بخش‌های قبلی هم اشاره شد تدوین یک تعرفه هوشمند و عادلانه بهترین راه برای تغییر الگوی مصرف مخصوصاً در بلندمدت خواهد بود.

نتیجه‌گیری

در این گزارش وضعیت صنعت برق و همچنین فعالیت‌های صورت گرفته توسط وزارت نیرو بررسی شد. اهم نکات مورد اشاره در این گزارش به شرح ذیل است:

۱. مهمترین مسئله در تهیه این گزارش عدم تکلیف وزارت نیرو به ارائه و انجام برنامه‌های مدون بوده است. در برنامه پنجم توسعه برخلاف برنامه چهارم به‌جای کلمه «مکلف» از کلمه «مجاز» استفاده شده است. بنابراین عملاً مسئولیت‌های وزارت نیرو به‌صورت واضح مشخص نشده است و بنابراین امکان نظارت توسط مجلس را به‌شدت کاهش داده است. لازم است در برنامه ششم توسعه این مسئله مدنظر قرار گیرد.

۲. عدم ایجاد ظرفیت‌های جدید برای تولید برق در سال‌های ۱۳۸۹ تا ۱۳۹۲ منجر به کمبود ظرفیت به میزان تقریبی ۲۵۰۰ تا ۳۰۰۰ مگاوات در تابستان ۱۳۹۳ شده است. در صورت ادامه این روند طی ۱۰ سال آینده میزان کمبود ظرفیت تولید برق به حدود ۱۰۰۰۰ مگاوات خواهد رسید. بخشی از این کمبود ظرفیت می‌تواند به‌وسیله کاهش تلفات و استفاده بهینه از انرژی جبران شود. بخش دیگر افزایش نیاز به سرمایه‌گذاری دارد.

۳. در مورد تلفات شبکه به‌نظر می‌رسد اولاً آمارهای ارائه شده توسط وزارت نیرو، در بیشتر مواقع متناقض است. محاسبات ارائه شده گاهی تلفات را تا ۲۲ درصد نیز نشان داده است. با این وجود در



مورد تلفات بخش انتقال و توزیع، متوسط رشد آن در دوره برنامه چهارم و سه سال اول برنامه پنجم در مقایسه با متوسط رشد فروش برق کمتر بوده است. با این محاسبات به نظر می‌رسد وزارت نیرو با جمع کردن برخی انشعابات غیرمجاز و برخی از اقدامات مربوط به کاهش تلفات، گام‌هایی را برای کاهش تلفات برداشته است. با توجه به اهمیت موضوع تلفات در شبکه در ابتدای امر باید آمار قابل اتکا و مستند توسط وزارت نیرو ارائه گردد. در گام بعدی برنامه مشخص برای کاهش، کنترل و مدیریت تلفات با در نظر گرفتن شرایط کشور و به صورت واقع‌بینانه تهیه شود.

فعالیت‌های صورت گرفته در بخش کاهش تلفات شبکه عموماً غیرمنسجم و همراه با هدف‌گذاری‌های غیرواقع‌بینانه و غیرکارشناسی بوده است. هنوز وزارت نیرو نقشه راهی در این ارتباط که یکی از مهمترین مسائل پیش روی کشور است، ارائه ننموده است. فرآیند کاهش تلفات علاوه بر مسائل فنی نیازمند توجه به ابعاد فرهنگی، اجتماعی و اقتصادی نیز می‌باشد. استفاده از توان بخش خصوصی و سرمایه‌گذاران منوط به ارائه سازوکارهای مالی و سیاست‌های شفاف است. در این بخش عملکرد با هدف قانون فاصله دارد و اهداف محقق نشده است.

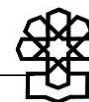
۴. همانطور که در متن گزارش اشاره شد قانونگذار برای تعرفه برق از کلمه «عادل» استفاده کرده است. علاوه بر این، تقسیم‌بندی‌های صورت گرفته در مورد مناطق گرمسیر و معتدل نیز با توجه به تغییر آب و هوا در کشور و عدم دقت تقسیم‌بندی موجود مورد انتقادات فراوان قرار گرفته است. اما در مورد قیمت‌گذاری برق (تعرفه) مصارف خانگی، صنعتی و کشاورزی هنوز مشکلات فراوانی وجود دارد. از طرفی وزارت نیرو هنوز به راهکاری برای تعامل سازنده با تولیدکنندگان فلزات و برقراری یک تعرفه مناسب دست نیافته است و ازسوی دیگر هنوز در زمینه وصول مطالبات خود از این قبیل مصرف‌کننده‌ها ناکام بوده است. هرچند بحث‌های زیادی در مورد نحوه قیمت‌گذاری برق شامل بازار برق، هزینه نهایی و قیمت سایه‌ای (Shadow Price) صورت گرفته است، اما باز تا حصول نتیجه و اجماع راه زیادی باقی مانده است. اما نکته اصلی این است که همه روش‌های فوق الذکر برمبنای دیدگاه‌های تولیدکننده محاسبه می‌شود که خواه‌ناخواه منافع خود را در نظر خواهد گرفت. به عنوان مثال هزینه‌های تلفات، راندمان پایین و همچنین هزینه‌های نیروی انسانی که ممکن است به دلیل سوءمدیریت ایجاد شده باشد نیز در قیمت تمام شده محاسبه می‌شود و به مصرف‌کنندگان تحمیل می‌شود. با توجه به تجربیات به دست آمده در این زمینه و همچنین توجه به ماهیت انرژی برق به نظر می‌رسد استفاده از این نوع قیمت‌گذاری عملاً کارآیی لازم را ندارد. امروزه در دنیا به جای استفاده از روش‌های مبتنی بر سمت عرضه راهکارهای مبتنی بر سمت تقاضا (Demand Side) مورد توجه قرار گرفته‌اند. این نوع قیمت‌گذاری برخلاف مدل‌های سنتی اقتصادی از مدل‌های پیشرفته «اقتصاد رفتاری» استفاده می‌کنند. در این نوع قیمت‌گذاری به جای توجه به قیمت تمام شده برق (که لزوماً عادلانه نیست) به ارزش برق از دیدگاه مصرف‌کننده توجه می‌شود. این نوع تعرفه در کشورهایی مثل آمریکا و

کانادا در حال استفاده است و تأثیر خود را در رضایت مصرف‌کننده، افزایش درآمد وزارتخانه یا شرکت متولی تولید و توزیع، کاهش تلفات و برق‌دزدی نشان داده است. هر چند محاسبه این نوع تعرفه پیچیده است، اما در صورت انجام، یکبار برای همیشه مشکل تعرفه برق و عادلانه بودن آن حل خواهد شد. برای تهیه یک تعرفه مناسب که بتواند منافع تولیدکننده و مصرف‌کننده را تأمین کند لازم است نهادی مستقل از این دو نظیر نهاد تنظیم مقررات و یا رگولاتوری به وجود آید که در شرایط کنونی نبود چنین نهادی ملموس است.

۵. هرچند وزارت نیرو فعالیت‌های مختلفی را در بخش گسترش استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر انجام داده است، اما تا رسیدن سهم انرژی‌های تجدیدپذیر به میزان قابل قبول راه زیادی باقی مانده است. چالش‌های فنی برای راه‌اندازی نیروگاه‌های بادی، خورشیدی و... کماکان وجود دارد و وابستگی این فناوری‌ها به منابع خارجی جای نگرانی زیادی دارد. در بخش ایجاد زیرساخت‌های مالی و اقتصادی فعالیت‌های مناسبی به صورت دستورالعمل و مصوبه انجام شده است. در صورت تضمین خرید برق با قیمت مناسب و همچنین ایجاد سازوکار مناسب برای خرید برق امکان استقبال بخش خصوصی و گسترش این صنعت وجود دارد.

۶. در مورد ایجاد ظرفیت‌های جدید تولید برق باید بیان نمود که در سال ۱۳۹۰، ۱۳۹۱ و ۱۳۹۲ به ترتیب ۴۰۰۹، ۳۷۲۸ و ۱۳۴۰ مگاوات به ظرفیت نامی و توان تولید برق کشور اضافه شده است. این ارقام گویای این واقعیت است که صنعت برق کشور به لحاظ تولید در سه و چهار سال آینده دارای مشکلات جدی خواهد بود. زیرا مدت زمانی که یک نیروگاه، از آغاز به ساخت تا زمانی که به بهره‌برداری برسد، ۴ الی ۵ سال زمان نیاز دارد. بنابراین با وضعیت ظرفیت نامی ایجاد شده در سه سال اول برنامه، حکم قانونی بند «د» ماده (۱۳۳) اجرا نشده است. علاوه بر این، بخش خصوصی نیز در سال‌های برنامه پنج‌ساله پنجم باید به طور متوسط سالیانه ۲۰۰۰ مگاوات به توان تولید کشور اضافه می‌کرد، اما قدرت نامی نیروگاه‌های بخش خصوصی در سال ۱۳۸۹ به میزان ۶۱۱۱ مگاوات اعلام شده است و این شاخص در سال ۱۳۹۰ به ۷۸۲۶ مگاوات رسید. در سال‌های ۱۳۹۱ و ۱۳۹۲ هرچند ظرفیت نامی نیروگاه‌های این بخش افزایش یافت اما باید بدانیم که این افزایش در اثر واگذاری نیروگاه‌ها حاصل شد و نه از طریق احداث نیروگاه‌های جدید و یا سرمایه‌گذاری‌های جدید به دست آمده باشد. ضمناً مراجعه به برنامه‌های مربوط به ظرفیت برنامه‌ریزی شده نیروگاه‌های قابل احداث توسط بخش خصوصی نشان می‌دهد که این ظرفیت در چهار سال اول برنامه پنج‌ساله پنجم باید در مجموع به ۱۲۳۴۰ مگاوات می‌رسید که با بررسی عملکرد وزارت نیرو، اهداف مربوط به تبصره ذیل ماده (۱۳۳) قانون برنامه پنج‌ساله پنجم نیز بعضاً محقق نشده است.

۷. مطابق ماده (۱۳۳) قانون برنامه پنج‌ساله پنجم توسعه، باید سالیانه به طور متوسط ۵۰۰۰



مگاوات بر توان تولید برق کشور اضافه شود. با اقدامات انجام شده، در سه سال اول برنامه پنج‌ساله پنجم توسعه فقط در مجموع ۹۰۷۷ مگاوات به این ظرفیت اضافه شده است. این به معنای این است که به‌طور متوسط حدود ۳۰۲۶ مگاوات به ظرفیت نامی نیروگاه‌ها اضافه شد. به عبارت بهتر، در ایجاد شاخص ظرفیت نامی نیروگاه‌های کشور سالیانه به‌طور متوسط ۲۰۰۰ مگاوات از اهداف برنامه عقب‌تر است. با توجه به اینکه ۱۰۲۰ مگاوات از ظرفیت اسمی نیروگاه اتمی بوشهر که در سال ۱۳۹۰ به بهره‌برداری رسید، اگر از ۳۰۲۶ مگاوات کسر گردد، عملاً در سال ۱۳۹۰، ۲۰۰۰ مگاوات به ظرفیت نامی اضافه شده است. در مجموع با ظرفیت نامی نصب شده در سال ۱۳۹۲، در این شاخص ایران در بین ۱۴ کشور برتر دنیا قرار گرفته است.

۸. در قانون برنامه پنج‌ساله پنجم توسعه، قوانین بودجه، قانون هدفمند کردن یارانه‌ها و قانون اصلاح الگوی مصرف انرژی بر افزایش راندمان تأکید شده است. در بند «ز» ماده واحده قانون بودجه سال ۱۳۸۹ کل کشور و تبصره ذیل بند «ج» ماده (۱) قانون هدفمند کردن یارانه‌ها مقرر گردید برای تأمین بخشی از کمبود نیروی برق و کاهش قیمت تمام شده برق، مجموع هزینه‌های تبدیل انرژی، انتقال و توزیع و هزینه سوخت با بازده حداقل سی‌وهشت درصد (۳۸٪) نیروگاه‌های کشور و رعایت استانداردها، هر ساله حداقل یک درصد (۱٪) به بازده نیروگاه‌های کشور افزوده شود به‌طوری که تا پنج سال از زمان اجرای این قانون به بازده چهل‌وپنج درصد (۴۵٪) برسد و همچنین تلفات شبکه‌های انتقال و توزیع تا پایان برنامه پنج‌ساله پنجم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران به چهارده درصد (۱۴٪) کاهش یابد. با این قوانین و مصوبات و با توجه به متوسط راندمان نیروگاه‌ها در سال ۱۳۸۸ به میزان ۳۶ درصد، اگر راندمان نیروگاه‌ها مطابق قانون ۱ درصد در سال اضافه می‌شد، در سال ۱۳۹۲ باید راندمان نیروگاه‌ها به ۴۰ درصد می‌رسید. این در حالی است که متوسط راندمان کشور در سال ۱۳۹۲ به میزان ۳۷ درصد رسیده است. لذا درخصوص راندمان افزایش آن، حکم قانون اجرا نشده و وزارت نیرو در این قسمت عملکرد مناسبی نداشته است. علت اصلی بی‌انگیزگی در تحقق این هدف در لحاظ نکردن قیمت سوخت در تولید انرژی برق و درواقع مجانی بودن آن ریشه دارد. مرتفع کردن این مشکل را باید در نبود تمرکز در بخش انرژی و ایجاد هماهنگی بیشتر بین نهادهای متولی بخش انرژی کشور جستجو کرد.

۹. آنچه در این گزارش آمده است نشان می‌دهد که سیاست‌های وزارت نیرو در بخش برق بیشتر بر توسعه و استفاده از انرژی‌های نو متمرکز شده است و پیگیری این سیاست سبب شده است نرخ رشد و متوسط رشد برق تولیدی از انرژی‌های نو از سال ۱۳۸۹ لغایت ۱۳۹۲، بیشتر از انرژی‌های حرارتی باشد. این در حالی است که دولت برای پیگیری و تحقق این سیاست باید یارانه نیز پرداخت کند که با توجه به شرایط نامناسب اقتصاد کشور و بدهی وزارت نیرو به بخش خصوصی سیاست مناسبی نمی‌تواند باشد.

منابع و مآخذ

۱. سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور، قانون برنامه پنج‌ساله پنجم توسعه (۱۳۹۴-۱۳۹۰).
۲. سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور، قانون برنامه چهارم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی (۱۳۸۹-۱۳۸۴).
۳. سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور، قانون بودجه سال‌های مختلف.
۴. قانون اجرای سیاست‌های کلی اصل چهل و چهارم قانون اساسی.
۵. وزارت نفت، مؤسسه مطالعات بین‌المللی انرژی، ترازنامه هیدروکربوری سال‌های مختلف.
۶. وزارت نیرو، ترازنامه انرژی سال‌های مختلف.
۷. وزارت نیرو اسناد توسعه برق کشور.
۸. وزارت نیرو، گزارش ۴۷ سال صنعت برق ایران در آیین آمار.
۹. وزارت نیرو، آمار تفصیلی صنعت برق در سال‌های مختلف.
۱۰. مجمع تشخیص مصلحت نظام، سیاست‌های کلی نظام در بخش انرژی.



شماره مسلسل: ۱۴۴۲۷

مرکز پژوهش‌ها
مجلس شورای اسلامی

شناسنامه گزارش

عنوان گزارش: ارزیابی عملکرد وزارت نیرو (بخش برق) در سال‌های ۱۳۹۲-۱۳۸۹

نام دفتر: مطالعات انرژی، صنعت و معدن (گروه انرژی)

تهیه و تدوین: امیرحسین جهانی‌کیا

همکاران: مجتبی درویش توانگر، مهدخت متین

مدیر مطالعه: فریدون اسعدی

ناظران علمی: محمدرضا محمدخانی، هوشنگ محمدی

منتقاضی: شمس‌اله بهمنی (عضو کمیسیون انرژی مجلس شورای اسلامی)

ویراستار تخصصی: _____

ویراستار ادبی: _____

واژه‌های کلیدی: _____



تاریخ انتشار: ۱۳۹۴/۶/۱۱