ارزیابی وزارت نیرو در بخش برق
در برنامه چهارم توسعه

کد موضوعی: ۳۱۰

شماره مسلسل: ۱۰۷۳۷

فروردین‌ماه ۱۳۹۰

دفتر: مطالعات انرژی، صنعت و معدن

به‌نام خدا

فهرست مطالب

چکیده ۱
هدف گزارش ۳
تعاریف ۳
مقدمه ٦
فصل اول ـ عملکرد کمّی صنعت برق ۷
۱-۱. تولید نیروی برق ۷
۱-۱-۱. ظرفیت نامی برق کشور ۷
۱-۱-۲. نیروگاه‌های بخش خصوصی ۹
۱-۱-۳. نیروگاه‌های اختصاصی صنایع بزرگ ۱۰
۱-۱-٤. ترکیب قدرت نامی نیروگاه‌ها به تفکیک مالکیت ۱۱
۱-۱-٥. قدرت عملی نیروگاه‌ها ۱۱
۱-۱-٦. تولید انرژی برق ۱٤
۱-۱-۷. تولید انرژی نیروگاه‌های بخش خصوصی ۱٦
۱-۱-۸. تولید انرژی نیروگاه‌های صنایع بزرگ ۱٦
۱-۱-۹. ترکیب تولید انرژی برق به تفکیک مالکیت نیروگاه‌ها ۱۷
۱-۱-۱۰. قدرت، تولید و مصرف سرانه برق کشور ۱۸
۱-۱-۱۱. تبادل انرژی با کشورهای دیگر ۱۹
۱-۱-۱۲. حداکثر بار شبکه ۲۱
۱-۱-۱۳. ضریب بار تولیدی نیروگاه‌های برق کشور ۲٥
۱-۱-۱٤. مصارف داخلی نیروگاه‌ها ۲٦
۱-۱-۱٥. سوخت مصرفی نیروگاه‌ها ۲۸
۱-۱-۱٦. راندمان (بازده حرارتی) نیروگاه‌ها ۳٤
۱-۲. مصرف برق ۳۷
۱-۲-۱. مصرف برق برحسب نوع مصرف ۳۷
۱-۲-۲. متوسط مصرف مشترک خانگی ٤۰
۱-۳. مشترکین برق ٤۰
۱-٤. برق روستایی ٤۳
۱-٥. شبکه‌های انتقال و توزیع برق ٤٥
۱-٦. پست‌های برق کشور ٤٦
فصل دوم ـ عملکرد کیفی صنعت برق ٤۷

۲-۱. تلفات در شبکه‌های برق و چگونگی کاهش آن ٤٧
۲-۲. کیفیت توان و هارمونیک‌های جریان ٥٥
۲-۳. زمان انتظار مشترکین برای دریافت سرویس برق ٥٦
۲-٤. نیروی انسانی صنعت برق و بهره‌وری ٥٨
۲-٤-۱. نیروی انسانی ٥٨
۲-٤-۲. شاخص‌های بهره‌وری ٦١
فصل سوم ـ خصوصی‌سازی و ساختار صنعت برق ٦٣
۳-۱. خصوصی‌سازی صنعت برق ٦٣
۳-۲. اهداف خصوصی‌سازی صنعت برق ٦٣
۳-۳. خصوصی‌سازی صنعت برق انگلستان ٦٤
۳-٤. خصوصی‌سازی صنعت برق ایران ٦٥
۳-٥. ساختار صنعت برق ایران ٦٥
۳-٥-۱. معاونت امور برق و انرژی وزارت نیرو ٦٥
۳-٥-۲. شرکت توانیر ٦٨
۳-٥-۳. شرکت‌های برق منطقه‌ای ٦٨
۳-٥-٤. شرکت‌های توزیع نیروی برق ٦٨
۳-٥-٥. شرکت مدیریت شبکه برق ایران ٦٨
۳-٥-٦. شرکت‌های مدیریت تولید برق ٦٩
۳-٦. نیروگاه‌های بخش خصوصی ٦٩
۳-۷. مالکیت نیروگاه‌های خصوصی ۷۰
۳-۸. شرکت مدیریت پروژه‌های نیروگاهی ایران (مپنا) ۷۰
۳-۹. روش‌های احداث نیروگاه‌های خصوصی ۷۱
۳-۱۰. نقاط قوت و ضعف تولید برق بخش خصوصی ۷۱
۳-۱۰-۱. نقاط قوت ۷۱
۳-۱۰-۲. نقاط ضعف ۷۲
۳-۱۱. قراردادهای اولیه خرید برق از بخش خصوصی ۷۲
۳-۱۲. نیروگاه‌های خصوصی در دست احداث ۷۲
۳-۱۳. خصوصی‌سازی و اجرای سیاست‌های اصل چهل‌وچهارم قانون اساسی ۷۳
۳-۱٤. سازمان توسعه برق ایران ۷٤
۳-۱٥. نیروگاه‌های برق‌آبی در دست احداث ۷٦
۳-۱٦. نیروگاه‌های تجدیدپذیر ۷٦
۳-۱۷. نیروگاه اتمی بوشهر ۷٦
۳-۱۸. تولید همزمان برق، حرارت و برودت و تولید پراکنده (DG, CCHP, CHP) ۷۷

۱۹-۳. ظرفیت نیروگاه‌های جدید ۷۷
فصل چهارم ـ انرژی‌های نو در برنامه چهارم ۷۸
۱-٤. محیط زیست و صنعت برق ۷۸
۲-٤. منابع اولیه انرژی ۸۰
۳-٤. پتانسیل انرژی‌های نو در کشور ۸۰
۱-۳-٤. پتانسیل انرژی خورشیدی ۸۰
۲-۳-٤. پتانسیل انرژی ژئوترمال ۸۱
۳-۳-٤. پتانسیل انرژی بادی ۸۱
٤-۳-٤. بیوماس و زباله (زیست توده) ۸٤
٥-۳-٤. انرژی جزر و مد ۸٥
٦-۳-٤. سایر انرژی‌های نو ۸٥
٤-٤. برنامه‌های وزارت نیرو در استفاده از انرژی‌های نو ۸٥
٥-٤. سهم فعلی و آینده انرژی‌های نو در ایران ۸٦
٦-٤. برنامه‌های سازمان انرژی‌های نو (سانا) ۸۷
۷-٤. مسائل مالی و اجرایی و راهکارهای تشویقی در بهره‌برداری از انرژی‌های نو ۸۷
۱-۷-٤. مشکلات اجرایی ۸۷
۲-۷-٤. راهکاری تشویقی ۸۸
فصل پنجم ـ تعرفه‌ها و الگوی مصرف برق ۸۹
۱-٥. تعرفه‌بندی برق ۸۹
۲-٥. قیمت تمام شده برق ۹۸
۳-٥. متوسط فروش برق ۹۹
٤-٥. منابع سرمایه‌گذاری صنعت برق ۱۰۰
٥-٥. منطقه‌بندی کشور از نظر تعرفه‌های برق ۱۰۱
٦-٥. الگوی مصرف برق در طول برنامه و مقررات آن ۱۰۲
۷-٥. صرفه‌جویی با سازوکارهای مالی و غیرمالی ۱۰۳
۸-٥. پله‌های مصرف برق و جریمه‌ها ۱۰۳
۹-٥. نقاط قوت و ضعف و نارسایی‌های تعرفه جاری ۱۰٦
۱۰-٥. استانداردهای صرفه‌جویی و امکان موفقیت در کشور ۱۰۷
۱۱-٥. قانون هدفمند کردن یارانه‌ها (تعرفه‌گذاری در برنامه پنجم) ۱۰۷
فصل ششم ـ مدیریت بحران برق در طول برنامه چهارم ۱۰۹
۱-٦. خاموشی‌های برق ۱۰۹
۲-٦. بررسی پیک بار و میزان خاموشی‌ها در برنامه چهارم ۱۱۱
۳-٦. مدیریت بحران برق ۱۱٤

۱-۳-٦. گرمای بی‌سابقه و افزایش تقاضای برق ۱۱٤
۲-۳-٦. سرمای بی‌سابقه و قطع سوخت (گاز) ۱۱٥
۳-۳-٦. قطع کامل شبکه سراسری (Collapse) ۱۱٥
٤-۳-٦. حوادث غیرمترقبه ۱۱٥
فصل هفتم ـ مدیریت مصرف ۱۱٥
۱-۷. مدیریت مصرف و روش‌های آن ۱۱٥
۲-۷. لامپ کم‌مصرف ۱۱۷
۳-۷. تغییر ساعت و تأثیر آن در کاهش مصرف برق ۱۱۸
٤-۷. نیروگاه‌های تولید توأم برق و حرارت و برودت (CCHP) ۱۱۹
٥-۷. نیروگاه‌های تولید پراکنده –Dispersed Generation (DG) ۱۲۰
٦-۷. کنتورهای چند تعرفه الکترونیکی ۱۲۰
۷-۷. کنتورهای هوشمند ۱۲۲
فصل هشتم ـ عملکرد وزارت نیرو در ارتباط با سند چشم‌انداز ۱۲۲
۱-۸. اهداف سند چشم‌انداز ۱۲۲
۱-۱-۸. سند چشم‌انداز و سیاست‌های کلی نظام ۱۲۲
۲-۱-۸. سند توسعه بخش برق و ابزارهای نو ۱۲۳
۲-۸. نقش برق در رسیدن به اهداف سند چشم‌انداز ۱۲۳
۳-۸. هماهنگی اهداف سند چشم‌انداز با برنامه چهارم ۱۲٥
٤-۸. مقایسه عملکرد با اهداف سند چشم‌انداز ۱۲٥
فصل نهم ـ عملکرد صنعت برق در ارتباط با تکالیف برنامه چهارم، قوانین بودجه و مقررات ۱۳۰
۱-۹. مقایسه قوانین و مصوبات مجلس با تکالیف و عملکرد دولت در بخش برق ۱۳۰
۲-۹. بودجه و اعتبارات صنعت برق و مغایرت‌های آن ۱۳٥
۳-۹. اعتبارات مورد نیاز ۱۳٥
٤-۹. نارسایی‌های حقوقی و قانونی در صنعت برق ۱۳٦
نتیجه‌گیری و پیشنهادها ۱۳٦
منابع و مآخذ ۱۳۹

ارزیابی وزارت نیرو در بخش برق
در برنامه چهارم توسعه

چکیده

در این گزارش عملکرد وزارت نیرو در بخش برق در زمینه‌های مختلف فنی، اقتصادی، ساختاری، مالی و تعرفه‌ها، اجرای مواد قانون برنامه چهارم و تبصره‌های قوانین بودجه سال‌های ۱۳۸٤ لغایت ۱۳۸۹ بررسی شده است.

نظر به اینکه صنعت برق کلیه فعالیت‌های اجتماعی، اقتصادی و رفاهی جامعه را به‌طور گسترده دربر می‌گیرد در آخرین سال برنامه چهارم توسعه تقریباً صد درصد جمعیت ۷۳/٦ میلیون نفری کشور از نعمت برق برخوردار بوده‌اند.

در دنیای امروز با توجه به طبیعت برق که هرگونه فعالیت تحت تأثیر آن است، کمبود و خاموشی برق حتی در کوتاه‌ترین زمان‌های قابل تصور نیز نه‌تنها چرخش فعالیت‌های صنعتی و اقتصادی را مختل می‌کند، بلکه زندگی عادی مردم را نیز با مشکل مواجه می‌سازد.

عرضه برق همواره تابعی از تقاضاست. بدین معنی که هر مقدار که جامعه به برق نیاز داشته باشد سیستم برق باید آن را عرضه کند. لذا هر وقت که شرکت‌های برق نتوانند تقاضای مردم را برآورده کنند، کمبودها و خاموشی‌ها نمایان می‌شود. بدین ترتیب عملکرد کمّی وزارت نیرو به‌دلیل رشد روزافزون مصرف که صنعت برق را موظف به تأمین آن می‌کند قابل توجه است، ولی آنچه که به کیفیت عرضه برق ارتباط پیدا می‌کند در بسیاری از موارد و به‌علت تنگناهای متعدد با اهداف سند چشم‌انداز و برنامه چهارم توسعه فاصله دارد.

بدیهی است رفع همه این تنگناها در ید قدرت وزارت نیرو نیست و متأسفانه بسیاری از مشکلاتی که در کشور وجود دارد سبب شده که صنعت برق در بهبود کیفیت ساختاری به کندی حرکت کند. دخالت مجلس و دولت در تعیین تعرفه‌ها قبل از اجرای قانون هدفمند کردن یارانه‌ها و حتی دخالت مستقیم دولت در حین اجرای قانون به حدی بوده که صنعت برق در وضع فعلی یکی از بدهکارترین بخش صنعتی کشور بوده تا حدی که بدهی این صنعت بین ۵۰،۰۰۰ تا ۷۰،۰۰۰ میلیارد ریال عنوان شده است (نزدیک به ۵۰ درصد از بدهی صنعت برق هم مربوط به بدهی شرکت مپنا به پیمانکاران است).

نظر به اینکه در دنیا صنعت برق یکی از سرمایه برترین صنایع است، لذا درحال حاضر جذب

بخش خصوصی واقعی و سرمایه‌های خارجی در صنعت برق ایران تقریباً غیرممکن به‌نظر می‌رسد. شایان ذکر است که تا به حال هیچ یک از بخش‌های عمومی کشور مانند بنیادهای مختلف و شرکت‌های سرمایه‌گذاری وابسته به نهادها و بانک‌های دولتی کشور نیز که چند سالی است برای سرمایه‌گذاری در ساخت نیروگاه‌ها اعلام آمادگی کرده‌اند موفقیتی کسب نکرده‌اند. در این میان فقط شرکت مپنا که تحت حمایت وزارت نیرو و دولت است توانسته چند نیروگاه گازی را احداث و به بهره‌برداری برساند و چند نیروگاه دیگر را نیز در دست اقدام داشته باشد.

مقوله تلفات شبکه‌ها در صنعت برق نیز نگران‌کننده است، به‌طوری که مجلس وزارت نیرو را براساس قانون بودجه سال ۱۳۸٦ مکلف کرده است تا هر سال ۱ درصد از تلفات شبکه ها را کاهش دهد. مجلس در قانون برنامه چهارم مجدداً تکلیف کرده است که در سال ۱۳۸۹ تلفات را ۱/۵ درصد دیگر هم کاهش دهد و گزارش آن را در پایان سال به کمیسیون انرژی ارائه کند.

علاوه‌بر آن وزارت نیرو مکلف شد که راندمان نیروگاه‌های حرارتی متعلق به خود را که در پایان سال ۱۳۸۸ حدود ۳٦/۸ درصد بوده، سالیانه ۱ درصد افزایش دهد. این امر بیشتر با تبدیل نیروگاه‌های گازی به چرخه ترکیبی از یک طرف، بازسازی و در صورت امکان خروج واحدهای کهنه از طرف دیگر میسر است.

گرچه عملکرد وزارت نیرو در توسعه نیروگاه‌ها و تولید برق به‌ترتیب با متوسط رشد ۸/۵ درصد و ٦/۳ درصد در برنامه چهارم توسعه قابل ملاحظه است ولی با توجه به اینکه سیستم تولید برق از یک طرف به توربین های گازی (۵۷ درصد مجموع نیروگاهی گازی و چرخه ترکیبی) تکیه دارد و از طرف دیگر حدود ۱٤ درصد از قدرت نامی برق کشور پتانسیل برق آبی است، لذا در مواقع بحرانی مانند خشکسالی و گرمای شدید هوا (سال ۱۳۸۷) حتی با ظرفیت نصب شده بالغ بر ٥٦,۰۰۰ مگاوات تأمین برق تا ٤۰،۰۰۰ مگاوات هم با مشکل مواجه خواهد شد.

با توجه به قوانین و مقررات اجرای سیاست‌های کلی اصل چهل‌وچهارم قانون اساسی رویکرد دولت و وزارت نیرو در جذب بخش خصوصی است. به ویژه این رویکرد در ساماندهی و واگذاری بنگاه ها و شرکت های دولتی و توسعه فعالیت بخش خصوصی است. لذا وزارت نیرو در نظر دارد که به‌تدریج دو بخش عمده فعالیت صنعت برق یعنی تولید (نیروگاه‌ها) و توزیع نیرو (شرکت‌های توزیع استانی) را با واگذاری از طریق بورس یا فرابورس یا سازمان خصوصی (مزایده) خصوصی کند. بنابراین از سیستم برق کشور فقط شبکه‌های انتقال و احتمالاً فوق توزیع دولتی باقیمانده و به‌عنوان شبکه ملی به‌همراه مراکز کنترل ملی و منطقه‌ای برق کشور را اداره خواهند کرد.

بنابراین با توجه به حساسیت برق در همه کشورهای جهان در این گزارش پیشنهاد شده که دولت صنعت برق را به حال خود رها نکند و با تهیه طرح و یا بسته جامع مالی (حتی ارائه نحوه و

روش جذب بخش خصوصی) و با فکر توسعه این صنعت با سازوکار عرضه، تقاضا و تعادل در هزینه و فایده آن را از خطر فروریختگی (Collapse) در سال‌های آینده برهاند.

فعالیت وزارت نیرو در زمینه مدیریت مصرف در چند محور به‌ویژه توزیع لامپ‌های کم‌مصرف یارانه‌ای در سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ مثبت بوده است.

وزارت نیرو در بین انرژی‌های نو در نصب و بهره‌برداری از نیروگاه‌های بادی به‌علت سهولت کار و بومی شدن فناوری آن بیشتر فعالیت کرده به‌طوری که قدرت نامی این نیروگاه‌ها در سال ۱۳۸۸ حدود ۹۰ مگاوات (حدود ۰/۲ درصد از کل) بوده و حدود ۲۱۱ گیگاوات ساعت (۰/۱ درصد از تولید کل) برق تولید کرده است. ضمناً وزارت نیرو در نظر دارد تا پایان برنامه پنجم حدود ۵۰۰ مگاوات نیروگاه‌های بادی را در نقاط مختلف کشور نصب کند.

در سال ۱۳۸۸ حدود ۲ مگاوات (با کمتر از ۱ گیگاوات ساعت تولید برق) نیروگاه‌های زباله‌سوز و خورشیدی نیز به بهره‌برداری رسیده است. به‌علاوه ظرف یک یا دو سال آینده یک نیروگاه ژئوترمال (بهره‌برداری از آب های گرم زیرزمین) با قدرت ۳ تا ۵ مگاوات در حوالی مشکین‌شهر به بهره‌برداری خواهد رسید.

مطالعات استفاده از سایر انرژی‌های نو در سطح تحقیقاتی در وزارت نیرو در جریان است.

هدف گزارش

این گزارش، در راستای اجرای بندهای «۵» و «٦» ماده (۳۳) آیین‌نامه داخلی مجلس شورای اسلامی تهیه شده است و عملکرد وزارت نیرو در بخش برق در رابطه با چگونگی اجرای قوانین مصوب، تبصره‌ها و ردیف‌های برنامه‌های سوم و چهارم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی و همچنین قوانین بودجه سنواتی سال‌های ۱۳۸٤-۱۳۸۸ و تبصره‌های قوانین بودجه کل کشور، با نگاهی به سند چشم‌انداز جمهوری اسلامی ایران در افق سال ۱٤۰٤ مورد ارزیابی قرار گرفته است.

تعاریف

نیروگاه بخاری: نیروگاهی است که در آن از انرژی حرارتی سوخت‌های مایع، جامد و گاز جهت تولید بخار و مصرف آن در توربوژنراتور بخاری برای تولید برق استفاده می‌شود.

نیروگاه گازی: نیروگاهی است که در آن از انرژی حرارتی گاز و یا نفت گاز جهت تولید گاز داغ (دود) و مصرف آن در توربوژنراتور گازی برای تولید برق استفاده می‌شود.

نیروگاه چرخه ترکیبی: نیروگاهی است که در آن علاوه‌بر انرژی الکتریکی تولید شده در

توربین‌های گازی، از حرارت موجود در گازهای خروجی از توربین‌های گازی جهت تولید بخار در یک دیگ بخار بازیاب استفاده شده و بخار تولیدی در یک دستگاه توربوژنراتور بخاری تولید انرژی برق می‌کند.

نیروگاه دیزلی: نیروگاهی است که در آن از نفت گاز (یا گاز در دیزل‌های جدید) جهت راه‌اندازی موتور دیزلی استفاده کرده و انرژی مکانیکی حاصله توسط ژنراتور کوپله شده با آن، به انرژی الکتریکی تبدیل می‌شود.

نیروگاه برق‌آبی: نیروگاهی است که در آن از انرژی پتانسیل آب انباشته شده در پشت سدها یا انرژی جریانی آب رودخانه‌ها جهت مصرف در توربین آبی برای تولید برق استفاده می‌شود.

نیروگاه برق بادی: عبارت است از یک توربین یا مجموعه و یا مزرعه توربین‌های بادی که برق تولیدی از انرژی باد را به شبکه تغذیه می‌کند.

نیروگاه خورشیدی: نیروگاهی است که گرما و حرارت آفتاب را با تجهیزات مخصوص به انرژی برق تبدیل می‌کند.

نیروگاه ژئوترمال: نیروگاهی است که با تجهیزات نیروگاهی خاص انرژی آب‌های گرم درون اعماق زمین را پس از استخراج با استفاده از توربوژنراتورهای بخاری به برق تبدیل می‌کند.

نیروگاه زیست‌توده: نیروگاهی که انرژی گازهای حاصل از سوزانیدن و یا استحصال زباله و پسماندها را به برق تبدیل می‌کند.

قدرت نامی: قدرت نامی یک دستگاه توربین یا دستگاه تولیدی نیروی محرکه‌ای است که از طرف سازنده بر روی پلاک مشخصات آن برای شرایط معینی برحسب اسب بخار یا مگاوات درج می‌شود. در ماشین‌های کوچک قدرت نامی برحسب کیلووات مشخص می‌شود.

قدرت عملی: عبارت است از بیشترین توان قابل تولید مولدها در محل نصب با در نظر گرفتن شرایط محیطی آن.

قدرت عملی زمستان: قدرت عملی در فصل زمستان (یا قدرت عملی در سردترین روز سال).

قدرت عملی تابستان: قدرت عملی در فصل تابستان (یا قدرت عملی در گرم‌ترین روز سال).

میانگین قدرت عملی: میانگین قدرت عملی فصلی مولدهای برق.

حداکثر قدرت تولیدی همزمان با پیک بار شبکه: عبارت است از حداکثر قدرت تولیدی همزمان واحدها در پیک بار شبکه طی یک دوره مشخص که ممکن است از جمع قابلیت تولید واحدها کمتر و یا مساوی با آن باشد.

شبکه یا سیستم سراسری: مجموعه‌ای از خطوط و پست‌های برق که به‌منظور انتقال انرژی به‌صورت ملی احداث شده شبکه سراسری نامیده می‌شود.

پست برق: مجموعه‌ای است از ترانسفورماتورها، کلیدها و سایر تجهیزات و یا لوازم که در آن ولتاژ برق افزایش و یا کاهش می‌یابد.

تولید ناویژه نیروگاه: جمع انرژی تولیدی مولدهای برق یک نیروگاه که در طی یک دوره زمانی معین (مثلاً یک سال) روی پایانه خروجی مولدها برحسب کیلووات ساعت یا مگاوات‌ساعت اندازه‌گیری می‌شود.

مصرف داخلی واحد: مقدار انرژی الکتریکی که توسط تجهیزات کمکی و جنبی یک واحد که جهت راهبری آن (چه در حالت کار و چه در حالت توقف) مصرف می‌شود در طول یک دوره مشخص را مصرف داخلی واحد گویند.

مصرف داخلی فنی نیروگاه: جمع مصارف داخلی که مستقیماً در تولید نقش دارند مصرف داخلی فنی نیروگاه است.

مصرف داخلی غیرفنی نیروگاه: انرژی مورد استفاده داخل نیروگاه شامل انرژی مصرفی برای روشنایی ساختمان‌ها، محوطه و تجهیزات جانبی واحدها بدون توجه به این نکته که این انرژی در خود واحد تولید شده یا از منبع دیگری تأمین شود.

ضریب بار تولیدی (شبکه): نسبت کل انرژی تولیدی طی یک دوره مشخص (عموماً یک دوره یک‌ساله) به حاصلضرب پیک بار سیستم و طول زمان دوره مربوطه برحسب ساعت.

بازده حرارتی: مقدار انرژی حرارتی حاصل از سوختن مقدار معینی از سوخت است که برای تولید یک کیلووات‌ساعت مصرف می‌شود. بازده حرارتی برحسب کیلوکالری یا Btu بر کیلووات‌ساعت سنجیده می‌شود.

راندمان حرارتی: نسبت ارزش حرارتی یک کیلووات‌ساعت (۸۶۰ کیلوکالری یا حدود ۳۴۱۲ بی‌تی‌یو) به بازده حرارتی راندمان دستگاه نامیده می‌شود.

ذخیره: تفاضل توان قابل تولید و توان تولید شده در پیک است.

ذخیره گردان: تفاضل توان قابل تولید و توان تولید شده واحدهای در مدار در زمان پیک است.

معادل افت فرکانس: بخشی از انرژی یا توان مورد نیاز مصرف که در اثر کاهش فرکانس از حد نامی، از سیستم کاسته می‌شود.

نیاز مصرف: مجموع بار مورد نیاز شبکه، از جمع بار تولید شده توسط مجموع تولید نیروگاه‌ها، دریافتی از کشورهای همجوار، معادل افت فرکانس و معادل خاموشی اعمال شده به‌دست می‌آید. نیاز مصرف به‌صورت توان در پیک و انرژی در یک دوره زمانی تعیین می‌شود.

شبکه توزیع: مجموعه‌ای است از خطوط هوایی و زمینی فشار متوسط و فشار ضعیف و پست‌های زمینی و هوایی فشار متوسط که برای توزیع انرژی برق در یک محدوده معین به‌کار گرفته می‌شود.

فروش

- **فروش داخلی**: فروش برق در داخل کشور به مشترکین و براساس تعرفه‌های اعلام شده توسط وزارت نیرو انجام می‌گیرد.

- **فروش برون‌مرزی**: فروش برق براساس میزان تبادل انرژی با کشورهای مختلف و برمبنای نرخ تبادل مندرج در قرارداد منعقده انجام می‌گیرد.

مشترکین: اشخاص حقیقی یا حقوقی که انشعاب یا انشعاب های مورد تقاضای آنها برطبق مقررات برقرار شده باشد.

کنتورهای چندزمانه: کنتورهای دیجیتالی قابل برنامه‌ریزی که توانایی ثبت جداگانه انرژی مصرفی مشترک در ساعات کم‌باری، عادی و پرباری شبانه‌روز را دارا می‌باشند.

تلفات شبکه انتقال و فوق توزیع: مقدار انرژی است که در تجهیزات و خطوط انتقال در شبکه انتقال و فوق توزیع تلف می‌شود.

تلفات شبکه توزیع: تلفات انرژی است که در تجهیزات و خطوط توزیع تلف می‌شود.

مدیریت مصرف: بهینه‌سازی الگوی نیاز مصرف مشترکین با انگیزه افزایش ضریب بار شبکه و یا اجتناب از اعمال خاموشی، بدون اخلال در فرآیندهای مصرف مشترکین.

مقدمه

اهمیت برق به‌عنوان یک صنعت زیربنایی در فرآیند توسعه پایدار اقتصادی کشور بر کسی پوشیده نیست. امروزه بدون تأمین برق مطمئن نمی‌توان بسترهای لازم را برای رشد کشور در زمینه‌های گوناگون صنعتی، اقتصادی، اجتماعی، فرهنگی و رفاهی فراهم ساخت.

تقاضای روزافزون بر نیروی برق در ایران از ویژگی هایی است که بی‌توجهی به آن، توسعه‌نیافتگی تأسیسات الکتریکی، عدم مداومت تولید برق و خاموشی‌هایی را به دنبال خواهد داشت که احتمال بروز بحران در بخش برق و به‌تبع آن ایجاد بحران در سایر بخش‌های صنعتی و اقتصادی و زندگی روزمره جامعه را به‌دنبال خواهد داشت.

گرچه خصوصی‌سازی صنعت برق در جهان از مقوله‌هایی است که برای نحوه اجرای آن دیدگاه‌های متفاوتی وجود دارد ولی خصوصی‌سازی صنعت برق و به‌کار گرفتن سرمایه‌های خصوصی را می‌توان یکی از راهکارهای مناسب جهت تأمین منابع لازم، دانست. از آنجایی که ورود بخش خصوصی به هر زمینه‌ای از زمینه‌های اقتصادی و به هزینه و فایده بستگی دارد لذا ایجاد راهکارهای مناسب در تعیین تعرفه‌های برق به‌ویژه همگام با هدفمند کردن یارانه‌ها بسیار ضروری

است. تعیین بهای سوخت تحویلی به نیروگاه‌ها مقوله‌ای است که نمی‌توان به سادگی از آن گذشت بنابراین در این گزارش سعی شده که با شناخت عملکردهای کمّی‌وکیفی در طول برنامه چهارم، نگاهی موشکافانه‌تر برای مسئولان درباره این صنعت فراهم کرد.

فصل اول ـ عملکرد کمّی صنعت برق

۱-۱. تولید نیروی برق

تولید انرژی در صنعت برق، حساس‌ترین، مهمترین و هزینه‌برترین بخش این صنعت است. بنابراین وزارت نیرو همواره در این بخش کوشش بسیاری به‌عمل می‌آورد. به‌لحاظ وضعیت خاص آب وهوایی کشور در سال‌های پرآبی حدود ۹۰ درصد و در خشکسالی حدود ۹۷ درصد انرژی مورد نیاز از طریق واحدهای حرارتی تأمین می‌شود. بنابراین بالغبر ۸۵ درصد ظرفیت نیروگاهی برق کشور واحدهای حرارتی است.

جهت بررسی بیشتر به جزئیات قدرت‌های نصب شده، تولید برق حرارتی و برق آبی که متأثر از وضعیت آب‌وهوایی کشور است پرداخته می‌شود.

۱-۱-۱. ظرفیت نامی برق کشور

براساس آمار منتشره شرکت توانیر، انرژی برق مورد نیاز کشور در سال ۱۳۸۸ (آخرین سال برنامه چهارم) توسط ۱۹ نیروگاه بخاری، ۳۱ نیروگاه گازی، ۱۳ نیروگاه چرخه ترکیبی، ۲۱ نیروگاه آبی بزرگ و متوسط، تعداد زیادی نیروگاه‌های آبی کوچک، نیروگاه‌های بادی، خورشیدی، زباله‌سوز، ۱۰ نیروگاه بخاری و گازی متعلق به بخش خصوصی و ۱٤ نیروگاه بخاری و گازی اختصاصی صنایع بزرگ، کلاً با ۸٦٥ واحد نیروگاهی ریز و درشت تأمین شده است. بدیهی است بیشترین سهم تولید برق مربوط به واحدهای بزرگ حرارتی و آبی (حدود ۹۸/٥ درصد) است. جدول ۱ ظرفیت نامی نیروگاه‌های برق کشور را در سال‌های ۱۳۸۳ لغایت ۱۳۸۸ نشان می‌دهد.

جدول ۱. ظرفیت نامی نیروگاه‌های برق کشور ۱۳۸۳-۱۳۸۸ (مگاوات)

شرح	۱۳۸۳	برنامه چهارم توسعه				متوسط رشد سالیانه برنامه چهارم (درصد)
		۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	
نیروگاه‌های بخاری	۱۵۲۲۹	۱۵۵۷۷	۱۵۵۷۷	۱۵۵۹۰	۱۵۵۹۸	۱۵۷۰۴	۰/۶
نیروگاه‌های گازی	۹۷۰۹	۱۲۰۵۰	۱۴۸۶۱	۱۵۵۵۷	۱۸۰۷۷	۱۸۵۹۳	۱۳/۹
نیروگاه‌های چرخه ترکیبی	۶۸۳۲	۶۸۳۲	۷۶۷۶	۱۰۴۸۲	۱۱۱۱۷	۱۳۶۶۴	۱۴/۹
نیروگاه‌های دیزلی	۴۹۳	۴۹۳	۴۱۸	۴۱۸	۴۱۸	۴۲۵	-۲/۹
جمع نیروگاه‌های حرارتی	۳۲۲۶۳	۳۴۹۵۲	۳۸۵۳۲	۴۲۰۴۷	۴۵۲۱۰	۴۸۳۸۶	۸/۴
نیروگاه‌های برق‌آبی	۵۰۱۲	۶۰۴۳	۶۵۷۲	۷۴۲۳	۷۶۷۲	۷۷۰۳	۹/۰
نیروگاه‌های بادی، خورشیدی و زباله‌سوز	۲۵	۳۷	۴۷	۴۷	۶۳	*۹۲	۲۹/۸
جمع نیروگاه‌های تجدیدپذیر	۵۰۳۷	۶۰۸۰	۶۶۱۹	۷۴۷۰	۷۷۳۵	۷۷۹۵	۹/۱
جمع کل	**۳۷۳۰۰**	**۴۱۰۳۲**	**۴۵۱۵۱**	**۴۹۵۱۷**	**۵۲۹۴۴**	**۵۶۱۸۱**	**۸/۵**

مأخذ: گزارشات آماری صنعت برق ایران (توانیر) ۱۳۸۳ تا ۱۳۸۸.

توضیح: در ارقام فوق قدرت نیروگاه‌های بخش خصوصی و صنایع بزرگ هم منظور شده است.

* نیروگاه‌های خورشیدی طالقان و سمنان جمعاً به ظرفیت ۴۵ کیلووات (۰/۰۴۵ 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.

در سال‌های ۱۳۸۳ لغایت ۱۳۸۸ ترکیب قدرت نصب شده یا نامی برق کشور به تفکیک انواع نیروگاه‌ها به‌شرح جدول ۲ بوده است.

جدول ۲. ترکیب قدرت‌های نصب شده انواع نیروگاه‌ها (درصد)

نیروگاه	۱۳۸۳	برنامه چهارم توسعه				
		۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
بخاری	۴۰/۸	۳۷/۹	۳۴/۵	۳۱/۵	۲۹/۵	۲۷/۹
گازی	۲۶/۱	۲۹/۴	۳۲/۹	۳۱/۴	۳۴/۱	۳۳/۱
چرخه ترکیبی	۱۸/۳	۱۶/۷	۱۷	۲۱/۲	۲۱	۲۴/۳
دیزلی	۱/۳	۱/۲	۰/۹	۰/۸	۰/۸	۰/۸
جمع حرارتی	۸۶/۵	۸۵/۲	۸۵/۳	۸۴/۹	۸۵/۴	۸۶/۱
برق‌آبی	۱۳/۴	۱۴/۷	۱۴/۶	۱۵	۱۴/۵	۱۳/۷
بادی، خورشیدی و زباله‌سوز	۰/۱	۰/۱	۰/۱	۰/۱	۰/۱	۰/۲
جمع تجدیدپذیر	۱۳/۵	۱۴/۸	۱۴/۷	۱۵/۱	۱۴/۶	۱۳/۹
جمع کل	**۱۰۰**	**۱۰۰**	**۱۰۰**	**۱۰۰**	**۱۰۰**	**۱۰۰**

مأخذ: همان.

در چندساله گذشته با توجه به اینکه بیشتر سعی وزارت نیرو بر نصب نیروگاه‌های گازی و چرخه ترکیبی بوده لذا با توجه به ثابت ماندن ظرفیت نیروگاه‌های بخاری سهم آن در سیستم تولید

برق کشور به‌تدریج کاهش یافته و درحال حاضر به حدود ۲۷/۹ درصد رسیده است و به‌جای آن سهم نیروگاه‌های گازی و چرخه ترکیبی جمعاً به ٥٧/٤ درصد افزایش یافته است. از آنجایی که در وزارت نیرو کوشش شده که بخش خصوصی را برای تولید برق ترغیب کنند لذا جا دارد که به ظرفیت‌ها و انرژی تولیدی نیروگاه‌های متعلق به بخش خصوصی از یک طرف و همچنین نیروگاه‌های اختصاصی صنایع بزرگ از طرف دیگر پرداخته شود.

۲-۱-۱. نیروگاه‌های بخش خصوصی

در سال‌های اخیر با توجه به قوانین و مقررات اجرای سیاست‌های کلی اصل چهل وچهارم قانون اساسی رویکرد وزارت نیرو به سمت جذب بخش خصوصی بوده است. به‌ویژه این رویکرد در ساماندهی شرکت‌های دولتی، واگذاری بنگاه‌های دولتی و بالاخره تشویق بخش خصوصی در احداث نیروگاه‌ها بوده است. بنابراین کلیه نیروگاه‌های متعلق به بخش خصوصی در طول برنامه چهارم (١٣٨٤ لغایت ١٣٨٨) نصب و تحت بهره‌برداری قرار گرفته‌اند. البته نیروگاه‌های بخاری و گازی زرگان که در سال‌های گذشته نصب شده و متعلق به وزارت نیرو بوده در سال ١٣٨٤ به بخش خصوصی واگذار شد. به‌طوری که قدرت نامی این نیروگاه‌ها در آخر سال ١٣٨٨ نسبت به سال ١٣٨٤ بالغبر ٤ برابر شده است. جدول ٣ قدرت نامی نیروگاه های بخش خصوصی را طی این مدت نشان می‌دهد.

جدول ۳. قدرت نامی نیروگاه‌های بخش خصوصی در سال‌های ۱۳۸۳- ۱۳۸۸ (مگاوات)

	نام و نوع نیروگاه	سال بهره‌برداری	۱۳۸۳	برنامه چهارم توسعه				
				۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
۱	زرگان (بخاری)	١٣٥٤ و ١٣٧١	–	۲۹۰	۲۹۰	۲۹۰	۲۹۰	۲۹۰
۲	زرگان (گازی)	١٣٥٧ و ١٣٧٧	–	۱۲۸	۱۲۸	۱۲۸	۱۲۸	۱۲۸
۳	جنوب اصفهان (گازی) (چهلستون)	١٣٨٤ و ١٣٨٥	–	۷۹۵	۹۵٤	۹۵٤	۹۵٤	۹۵٤
٤	رودشور (گازی)	١٣٨٥ و ١٣٨٦	–	–	٥٢٨	۷۸۹	۷۸۹	۷۸۹
٥	کهنوج (گازی)	١٣٨٦	–	–	–	٥٠	٥٠	٥٠
٦	عسلویه (گازی)	١٣٨٦ و ١٣٨٧	–	–	–	۳۱۸	۹۵٤	۹۵٤
۷	فردوسی (گازی)	١٣٨٦ و ١٣٨٧	–	–	–	٦٣٦	۹۵٤	۹۵٤
۸	خرمشهر (گازی)	١٣٨٧ و ١٣٨٨	–	–	–	–	١٦٢	٤٨٦
۹	نوشهر (انتقالی از ری) (گازی)	١٣٨٨	–	–	–	–	–	٤٨
۱۰	کاشان (گازی)	١٣٨٨	–	–	–	–	–	۳۲٤
	جمع		–	**۱۲۱۳**	**۱۹۰۰**	**۳۱۶۵**	**۴۲۸۱**	**۴۹۷۷**

مأخذ: گزارشات آماری صنعت برق ایران (توانیر).

۳-۱-۱. نیروگاه‌های اختصاصی صنایع بزرگ

صنایع بزرگ کشور دارای ظرفیت‌های نیروگاهی قابل ملاحظه‌ای هستند. از این جهت این نیروگاه‌ها به شبکه سراسری برق کشور متصل بوده و می‌توانند انرژی برق را با شبکه تبادل کنند و اغلب آنها انرژی اضافی خود را در اختیار وزارت نیرو قرار می دهند. بدیهی است در مواقع نیاز نیز می‌توانند از شبکه سراسری انرژی دریافت کنند.

جدول ٤ ظرفیت نامی نیروگاه‌های صنایع بزرگ را در سال‌های ۱۳۸۳ لغایت ۱۳۸۸ نشان می‌دهد. آنچه مسلم است ظرفیت نیروگاهی صنایع بزرگ به اندازه‌ای است که پس از تأمین برق خود کارخانه‌ها و سایر تأسیسات چه از نظر قدرت و چه از نظر انرژی، مازاد آن را در اختیار وزارت نیرو و شبکه سراسری قرار می‌دهند، به‌عبارت دیگر این کارخانه‌ها می‌توانند حدود ۲۰ تا ۳۰ درصد تولید خود را در مواقع اضطراری به شبکه تحویل دهند.

شایان ذکر است قدرت نامی نیروگاه‌های اختصاصی صنایع بزرگ ۷۸/۵ درصد قدرت نامی کل نیروگاه‌های متعلق به بخش خصوصی کشور است.

جدول ۴. قدرت نامی نیروگاه‌های صنایع بزرگ در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸ (مگاوات)

	نام و نوع نیروگاه	۱۳۸۳	برنامه چهارم توسعه			
			۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
۱	تراکتورسازی (گاز)	۲۰	۲۰	۲۰	۲۰	۲۰	۲۰
۲	پتروشیمی تبریز	۷۰	۷۰	۷۰	۷۰	۷۰	۱۲۹
۳	ذوب‌آهن (بخار)	۱۳۹	۱۳۹	۱۳۹	۱۳۹	۱۳۹	۱۳۹
	ذوب‌آهن (گاز)	۲٦	۲٦	۲٦	۲٦	۲٦	۲٦
٤	فولاد مبارکه (بخار)	۲۱۰	۲۱۰	۲۱۰	۲۱۰	۲۱۰	۲۱۰
	فولاد مبارکه (گاز)	۱۰۸	۱۰۸	۱۰۸	۱۰۸	۱۰۸	۱۰۸
٥	پتروشیمی رازی (گاز)	۲٥۲	۲٥۲	۲٥۲	۲٥۲	۲٥۲	۷۰
٦	پتروشیمی فجر (گاز)	–	٥۸٥	٥۸٥	٥۸٥	٥۸٥	۸۳٥
۷	پتروشیمی مبین (گاز)	–	–	۷۳۸	۷۳۸	۷۳۸	۷۳۸
۸	مس سرچشمه (بخار)	۲٤	۲٤	۲٤	۲٤	۲٤	۲٤
	مس سرچشمه (گاز)	۱۱۹	۱۱۹	۱۱۹	۱۳۰	۱۳۰	۱۳۰
۹	چادرملو (گاز)	٤۰	٤۰	٤۰	٤۰	٤۰	٤۰
۱۰	پارس جنوبی (گاز)	–	–	–	–	۳۱۸	۹٥٤
۱۱	پتروشیمی شیراز (بخار)	–	–	–	–	–	۸۲
۱۲	پتروشیمی بندر امام (گاز)	–	–	–	–	–	۳۲۸
۱۳	پتروشیمی خراسان (بخار)	–	–	–	–	–	۲٤
۱٤	پالایش گاز ایلام (گاز)	–	–	–	–	–	٥۰
	جمع	**۱۰۰۸**	**۱٥۹۳**	**۲۳۳۱**	**۲۳٤۲**	**۲۶٦۰**	**۳۹۰۷**

مأخذ: همان.

۴-۱-۱. ترکیب قدرت نامی نیروگاه‌ها به تفکیک مالکیت

جهت روشن شدن سهم مالکیت نیروگاه‌ها به تفکیک وزارت نیرو، بخش خصوصی و صنایع بزرگ جدول ۵ تنظیم شده است.

جدول ۵. ترکیب قدرت نامی نیروگاه‌های برق کشور به تفکیک مالکیت آنها در سال‌های ۱۳۸۳- ۱۳۸۸

سال	وزارت نیرو		بخش خصوصی		صنایع بزرگ		جمع
	مگاوات	درصد از کل	مگاوات	درصد از کل	مگاوات	درصد از کل	
۱۳۸۳	۳۶۲۹۲	۹۷/۳	–	–	۱۰۰۸	۲/۷	۳۷۳۰۰
۱۳۸٤	۳۸۱۹٦	۹۳/۲	۱۲۱۳	۳	۱۵۹۳	۳/۹	۴۱۰۰۲
۱۳۸۵	٤۱۰۵۷	۹۰/٦	۱۹۰۰	٤/۲	۲۳۳۱	۵/۲	۴۵۲۸۸
۱۳۸٦	٤۳۹۰٦	۸۸/۹	۳۱٦۵	٦/٤	۲۳٤۲	٤/۷	۴۹۴۱۳
۱۳۸۷	٤٦۰۰۳	۸٦/۹	٤۲۸۱	۸/۱	۲٦٦۰	۵	۵۲۹۴۴
۱۳۸۸	٤۷۲۹۷	۸٤/۲	٤۹۷۷	۸/۹	۳۹۰۷	٦/۹	۵۶۱۸۱

مأخذ: همان.

۵-۱-۱. قدرت عملی نیروگاه‌ها

قدرت نامی نیروگاه‌ها همان ظرفیت نصب شده (Name Plate) آن است. درحالی که قدرتی که عملاً از هر واحد نیروگاهی می‌توان انتظار داشت به شرایط محیطی محل نصب ازجمله ارتفاع از سطح دریا، دما و رطوبت محیط ارتباط دارد. در بین انواع نیروگاه‌ها شرایط محیطی بیشترین اثر کاهشی را در قدرت نیروگاه های گازی دارد. زیرا نیروگاه های 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 علاوه‌بر نیروگاه‌های گازی، بخش توربین‌های گازی نیروگاه های چرخه ترکیبی نیز متأثر از 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 صورت می‌پذیرد.

جدول ٦ میانگین سالیانه قدرت عملی نیروگاه های برق کشور را در سال های ۱۳۸۳ لغایت ۱۳۸۸ نشان می‌دهد.

جدول ۶. میانگین قدرت عملی نیروگاه‌های برق کشور در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸ (مگاوات)

شرح	۱۳۸۳	برنامه چهارم توسعه					متوسط رشد سالیانه برنامه چهارم (درصد)
		۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	
نیروگاه‌های بخاری	۱۴۸۶۲	۱۵۱۵۵	۱۵۱۴۲	۱۵۱۸۵	۱۵۱۸۴	۱۵۲۳۷	۰/۵
نیروگاه‌های گازی	۷۹۶۲	۹۹۵۰	۱۲۲۶۵	۱۲۶۷۵	۱۴۸۲۴	۱۵۰۴۷	۱۳/۶
نیروگاه‌های چرخه ترکیبی	۵۹۹۶	۵۹۹۶	۶۹۷۶	۹۳۰۰	۹۹۰۹	۱۱۴۹۵	۱۳/۹
نیروگاه‌های دیزلی	۳۴۷	۳۴۷	۲۸۶	۲۸۶	۲۸۶	۲۸۹	-۳/۶
جمع نیروگاه‌های حرارتی	۲۹۱۶۷	۳۱۴۴۸	۳۴۶۶۹	۳۷۴۴۶	۴۰۲۰۳	۴۲۰۶۸	۷/۶
نیروگاه‌های برق‌آبی	۴۶۰۹	۵۷۷۲	۶۲۶۹	۷۰۷۴	۷۳۲۴	۷۳۵۵	۹/۸
نیروگاه‌های بادی، خورشیدی و زباله‌سوز	۲۵	۳۷	۴۷	۶۲	۶۲	*۹۲	۲۹/۸
جمع نیروگاه‌های تجدیدپذیر	۴۶۳۴	۵۸۰۹	۶۳۱۶	۷۱۳۶	۷۳۸۶	۷۴۴۷	۱۰/۰
جمع کل	**۳۳۸۰۱**	**۳۷۲۵۷**	**۴۰۹۸۵**	**۴۴۵۸۲**	**۴۷۵۸۹**	**۴۹۵۱۵**	**۷/۹**

مأخذ: همان.

* نیروگاه‌های خورشیدی و زباله‌سوز جمعاً با ظرفیت ۱/۹ مگاوات در سال ۱۳۸۸ به بهره‌برداری رسیده‌اند.

علاوه‌بر ارقام مندرج در جدول ۶ که میانگین سالیانه قدرت عملی نیروگاه‌ها را نشان می‌دهد، میانگین قدرت عملی آنها در فصول گرم و سرد نیز متفاوت خواهند بود. در جداول ۷ و ۸ میانگین قدرت عملی نیروگاه‌ها در تابستان (۶ ماهه اول سال) و زمستان (۶ ماهه دوم سال) منعکس شده است.

جدول ۷. قدرت عملی نیروگاه‌های برق کشور (تابستان) (مگاوات)

شرح	برنامه چهارم توسعه				
	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
نیروگاه‌های بخاری	۱۴۹۵۹	۱۴۹۹۱	۱۵۰۷۱	۱۵۲۸۰	۱۵۲۸۰
نیروگاه‌های گازی	۹۰۰۵	۱۰۲۸۳	۱۳۵۴۸	۱۴۰۱۲	۱۴۹۰۹
نیروگاه‌های چرخه ترکیبی	۵۶۶۸	۶۴۰۰	۸۷۰۷	۹۴۸۹	۱۱۵۱۷
نیروگاه‌های دیزلی	۳۳۴	۳۲۶	۲۷۶	۲۷۶	۲۷۶
جمع نیروگاه‌های حرارتی	۲۹۹۶۶	۳۲۰۰۰	۳۷۶۰۲	۳۹۰۵۷	۴۱۹۸۲
نیروگاه‌های برق‌آبی	۵۴۸۷	۵۹۳۷	۶۸۵۱	۷۰۸۱	۷۱۴۶
نیروگاه‌های بادی، خورشیدی و زباله‌سوز	۳۷	۴۷	۶۱	۶۳	۹۲
جمع نیروگاه‌های تجدیدپذیر	۵۵۲۴	۶۰۴۱	۶۹۱۲	۷۱۴۴	۷۲۳۶
جمع کل	**۳۵۴۹۰**	**۳۸۰۴۱**	**۴۴۵۱۴**	**۴۶۲۰۱**	**۴۹۲۲۰**

مأخذ: همان.

جدول ۸. قدرت عملی نیروگاه‌های برق کشور (زمستان) (مگاوات)

شرح	برنامه چهارم توسعه				
	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
نیروگاه‌های بخاری	۱۵۲۵٦	۱۵۲۹۳	۱۵۲٦٦	۱۵۲۸٤	۱۵۲۸٤
نیروگاه‌های گازی	۱۰۱۷۰	۱۱٤۵۳	۱۳۵٤۸	۱۵٦۰٦	۱٦۵٤۸
نیروگاه‌های چرخه ترکیبی	٦۳۵۹	۷۱٤٤	۹٦۹۵	۱۰٤٤٦	۱۲۵۷۰
نیروگاه‌های دیزلی	۳۸٤	۳٦٤	۲۹۳	۲۹۳	۲۹۳
جمع نیروگاه‌های حرارتی	۳۲۱٦۹	۳٤۲۵٤	۳۸۸۰۲	٤۱٦۲۹	٤٤٦۹۵
نیروگاه‌های برق‌آبی	۵٦٦۸	٦۱۸۵	۷٤۰۷	۷٦۵۷	۷۷۲۲
نیروگاه‌های بادی، خورشیدی و زباله‌سوز	۳۷	٤۷	٦۱	٦۳	۹۲
جمع نیروگاه‌های تجدیدپذیر	۵۷۰۵	٦۲۳۲	۷٤٦۸	۷۷۲۰	۷۸۱٤
جمع کل	**۳۷۸۷۴**	**۴۰۴۸۶**	**۴۶۲۷۰**	**۴۹۳۴۹**	**۵۲۵۰۹**

مأخذ: همان.

از آنجایی که نیروگاه‌های بخاری را برای شرایط محیطی محل نصب، طراحی می‌کنند، بنابراین قدرت عملی و نامی آنها تفاوت چندانی ندارد.

قدرت عملی واحدهای برق آبی نیز به میزان ارتفاع آب پشت سد و دبی آب خروجی آن بستگی دارد. بنابراین در سال‌های پرآبی 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.

معمولاً واحدهای گازی را با شرایط استاندارد بین المللی (ISO) یعنی ارتفاع صفر از سطح دریای آزاد و دمای ۱۵ درجه سانتیگراد طراحی می شوند. 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 می توان گفت که واحدهای گازی حدوداً به‌ازای هریکصد متر ارتفاع یک درصد و به‌ازای هر ۱/۷ درجه سانتیگراد دمای بیش از ۱۵ درجه هم یک درصد افت قدرت خواهند داشت.

نظر به اینکه محل نصب نیروگاه‌های ایران به‌استثنای سواحل دریای مازندران و خلیج فارس معمولاً در ارتفاع بیش از ۱,۰۰۰ متر است، لذا قدرت واحدهای گازی از این نظر بیش از ۱۰ درصد افت توان دارند. به علاوه اغلب نقاط کشور در ماه های 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 است.

کاهش قدرت واحدهای گازی نیروگاه های چرخه ترکیبی هم تابع شرایط محل نصب آنهاست ولی قدرت واحدهای بخاری مربوطه هم تابع شرایط طراحی است. ولی به هر حال با افت زیاد قدرت واحدهای گازی، قدرت واحدهای بخاری هم کاهش خواهد یافت.

بنابراین آنچه که در مورد قدرت عملی واحدهای نیروگاهی برق کشور می توان بیان داشت قدرت آنها در روزهای گرم ماه‌های خرداد لغایت شهریور هر سال است. لذا هیچ‌کدام از ارقام مندرج در جداول ٦ و ٧ و ٨ را نمی‌توان ملاک توان نیروگاه‌ها در ماه‌های گرم دانست. پس روشن است که چرا شبکه برق کشور با قدرت نامی بیش از ٥٦,٠٠٠ مگاوات در روزها و ماه های گرم توان تولید کمتر از ٤٠,٠٠٠ مگاوات را دارد.

لذا باید گفت که چنین سیستم تولید برق دارای هیچ‌گونه ذخیره‌ای اعم از ذخیره‌گردان (ظرفیت واحدهای در مدار نیروگاه‌های سیستمی که توان تولید آن بیش از مصرف باشد و در زمان پیک سریعاً به تولید برسند) و یا ذخیره غیرگردان (ظرفیت واحدهای نیروگاه‌های سیستمی که خارج از مدار بوده و در صورت نیاز راه‌اندازی و آماده تولید گردند) نیست.

چنانچه در جدول ٢ ملاحظه می‌شود حدود ٥٧/٤ درصد از ظرفیت نیروگاهی کشور نیروگاه‌های گازی و چرخه ترکیبی و ١٣/٧ درصد آن هم نیروگاه های برق آبی است. جمع ظرفیت این نیروگاه‌ها که بالغبر ٧١ درصد ظرفیت تولیدی را تشکیل می‌دهند، عملاً در ماه‌های گرم و با توجه به سال‌های پرآبی و یا خشکسالی دچار افت توان زیادی خواهند شد.

٦-١-١. تولید انرژی برق

معمولاً تولید انرژی الکتریکی در سیستم‌های برق تابعی از مصرف انرژی توسط مشترکین مختلف است. بنابراین به هر مقداری که مصرف‌کنندگان نیاز داشته باشند به همان مقدار و با توجه به میزان تلفات شبکه‌های انتقال و توزیع و مصارف داخلی نیروگاه‌ها باید تولید شود. مگر در مواقع کمبود که میزان انرژی تولیدی کمتر از نیاز مصرف‌کنندگان است و این همان وقتی است که خاموشی‌ها اعمال می‌شود تا تولید انرژی با مصرف آن هم‌تراز شود.

جدول ٩ تولید نیروگاه‌های برق کشور را به تفکیک انواع نیروگاه نشان می‌دهد.

جدول ۹. تولید نیروگاه‌های برق کشور (گیگاوات‌ساعت)

شرح	۱۳۸۳	برنامه چهارم توسعه				متوسط رشد سالیانه درصد
		۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	
نیروگاه‌های بخاری	۹۰،۷۱۶	۹۳،۳۸۳	۹۲،٤۸۱	۹٤،۲۲۹	۹۷،۲۰۱	۹۵،۷۷۱	۱/۱
نیروگاه‌های گازی	۲٤،۹۷۹	۳۲،۱۲۸	٤۱،۲۳٦	۳۷،٦۰۵	۵٤،۹۱۱	۵۳،۸٤٦	۱٦/٦
نیروگاه‌های چرخه ترکیبی	۳٦،۲۵۰	۳٦،۱۹٤	٤۰،۳٤۳	۵۳،۷۹٦	۵۷،۰۱۵	٦٤،۱٤۲	۱۲/۱
نیروگاه‌های دیزلی	۲۵۲	۲۱۲	۲۲۰	۲۵۵	۲۰٤	۱۲٤	-۱٤/۳
جمع نیروگاه‌های حرارتی	۱۵۲،۱۹۷	۱٦۱،۹۱۷	۱۷٤،۲۸۰	۱۸۵،۸۵۵	۲۰۹،۳۳۱	۲۱۳،۸۸۳	۷/۰
نیروگاه‌های برق‌آبی	۱۰،٦۲۷	۱٦،۰۸۵	۱۸،۱٦۹	۱۷،۹۸۷	۵،۰۰۳	۷،۲۰۷	-۷/۵
نیروگاه‌های بادی، خورشیدی و زباله‌سوز	٤۷	٦۹	۸٦	۱٤۱	۱۹٦	۲۲۸	۳٦/۷
جمع نیروگاه‌های تجدیدپذیر	۱۰،٦۷٤	۱٦،۱۵٤	۱۸،۲۵۵	۱۸،۱۲۸	۵،۱۹۹	۷،٤۳۵	-۷/۰
جمع کل	**۱۶۲،۸۷۰**	**۱۷۸،۰۷۱**	**۱۹۲،۵۳۵**	**۲۰۳،۹۸۳**	**۲۱٤،۵۳۰**	**۲۲۱،۳۱۸**	**۶/۳**

مأخذ: شرکت توانیر، گزارشات آماری صنعت برق ایران.

انرژی تولیدی نیروگاه‌های صنایع بزرگ و نیروگاه‌های بخش خصوصی هم منظور شده است.

چنانچه ملاحظه می شود متوسط رشد سالیانه تولید در طول برنامه چهارم حدود ٦/۳ درصد بوده است. بیشترین رشد انرژی تولیدی را سال ۱۳۸٤ نسبت به سال ۱۳۸۳ با رقم ۹/۲ درصد و کمترین آن را سال ۱۳۸۸ نسبت به سال ۱۳۸۷ و با رقم ۳/۲ درصد داشته است. کم و زیاد شدن رشد تولید برق به عوامل مختلفی ارتباط دارد که از آن جمله باید به رکود کاری صنایع کشور از یک طرف و کاهش متوسط حداکثر دمای هوا (مانند سال ۱۳۸۸) از طرف دیگر اشاره کرد.

در جدول ۱۰ درصد تولید انرژی برق به تفکیک انواع نیروگاه‌ها منعکس شده است.

جدول ۱۰. ترکیب تولید برق به تفکیک انواع نیروگاه‌ها (درصد)

شرح	۱۳۸۳	برنامه چهارم توسعه				
		۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
نیروگاه‌های بخاری	۵۵/۷	۵۲/۵	٤۸	٤٦/۲	٤۵/۳	٤۳/۳
نیروگاه‌های گازی	۱۵/۳	۱۷/۲	۲۱/٤	۱۸/٤	۲۵/٦	۲٤/۳
نیروگاه‌های چرخه ترکیبی	۲۲/۳	۲۰/۹	۲۱	۲٦/٤	۲٦/٦	۳۰
نیروگاه‌های دیزلی	۰/۲	۰/۱	۰/۱	۰/۱	۰/۱	کمتر از ۰/۱
جمع نیروگاه‌های حرارتی	۹۳/۵	۹۰/۷	۹۰/۵	۹۱/۱	۹۷/٦	۹٦/٦
نیروگاه‌های برق‌آبی	٦/۵	۹/۳	۹/۵	۸/۸	۲/۳	۳/۳
نیروگاه‌های بادی، خورشیدی و زباله‌سوز	کمتر از ۰/۱	کمتر از ۰/۱	کمتر از ۰/۱	کمتر از ۰/۱	کمتر از ۰/۱	۰/۱
جمع نیروگاه‌های تجدیدپذیر	٦/۵	۹/۳	۹/۵	۸/۹	۲/٤	۳/٤
جمع کل	**۱۰۰**	**۱۰۰**	**۱۰۰**	**۱۰۰**	**۱۰۰**	**۱۰۰**

مأخذ: همان.

همان‌طوری که در جدول ۱۰ نشان داده شده در طول سال‌های برنامه چهارم از ۹۰/۵ تا ۹۷/٦ درصد از تولید انرژی برق کشور از طریق نیروگاه‌های حرارتی و بقیه توسط نیروگاه‌های برق‌آبی و مقدار بسیار کمی (حدود ۰/۱ درصد) هم توسط سایر نیروگاه‌های تجدیدپذیر تولید شده است.

بیشترین درصد انرژی تولیدی نیروگاه‌های برق‌آبی مربوط به سال‌های پرآبی ۱۳۸٤، ۱۳۸۵ و ۱۳۸٦ و کمترین سهم آن هم مربوط به سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ بوده است. از آنجایی که ایران سرزمینی خشک و کم‌بارانی است لذا سیستم برق کشور باید همواره بر نیروگاه‌های حرارتی تکیه کند.

۷-۱-۱. تولید انرژی نیروگاه‌های بخش خصوصی

نیروگاه‌های بخش خصوصی با ظرفیت‌های مندرج در جدول ٤ از سال ۱۳۸٤ تا ۱۳۸۸ به‌شرح جدول ۱۱ برق تولید کرده‌اند.

جدول ۱۱. تولید انرژی نیروگاه‌های بخش خصوصی در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸ (گیگاوات ساعت)

	نام و نوع نیروگاه	سال بهره‌برداری	۱۳۸۳	برنامه چهارم توسعه				
				۱۳۸٤	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
۱	زرگان (بخاری)	۱۳۵۴ و ۱۳۷۱	-	۱۵۹۸	۱۶۹۶	۱۲۵۹	۱۰۲٦	۱٤۰۸
۲	زرگان (گازی)	۱۳۵۷ و ۱۳۷۷	-	۳۸۰	۳۲۵	۳۳۹	۵۵۲	۳۹۰
۳	جنوب اصفهان (گازی) (چهلستون)	۱۳۸۴ و ۱۳۸۵	-	۴۱۳	۳۵۸۹	۳۲۷۳	٥٤٦۳	۵۰۳۹
٤	رودشور (گازی)	۱۳۸۵ و ۱۳۸۶	-	-	-	۳۱۹۹	۵۰۰٤	٤٤۱٦
٥	کهنوج (گازی)	۱۳۸٦	-	-	-	۵۰	۸٤	٦٤
٦	عسلویه (گازی)	۱۳۸٦ و ۱۳۸۷	-	-	-	۸۰	۲۳۲۳	٤۳۲٤
۷	فردوسی (گازی)	۱۳۸٦ و ۱۳۸۷	-	-	-	۱۰۱	۱۰۳٦	۹۹۳
۸	خرمشهر	۱۳۸۸	-	-	-	-	-	۱۳۲۵
۹	نوشهر (انتقالی از ری)	۱۳۸۸	-	-	-	-	-	۰/٤۷
۱۰	کاشان	۱۳۸۸	-	-	-	-	-	۲۲٦
	جمع		-	۲۳۹۱	۵۶۱۰	۸۳۰۱	۱۵۴۸۸	۱۸۱۸۵

مأخذ: گزارشات شرکت توانیر.

همان‌طوری که ملاحظه می‌شود تولید انرژی نیروگاه‌های بخش خصوصی هرساله در طول برنامه چهارم افزایش یافته است.

۸-۱-۱. تولید انرژی نیروگاه‌های صنایع بزرگ

صنایع بزرگ که به شبکه سراسری برق کشور متصل بوده و درحال تبادل نیرو هستند به‌شرح جدول ۱۲ از سال ۱۳۸۳ لغایت ۱۳۸۸ انرژی تولیدی خود را به شبکه تزریق کرده‌اند. قابل ذکر است که ارقام جدول مذکور مقدار انرژی است که صنایع بزرگ پس از تأمین انرژی خود به وزارت نیرو تحویل داده‌اند.

جدول ۱۲. تولید انرژی نیروگاه‌های صنایع بزرگ در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸ (گیگاوات ساعت)

	نام و نوع نیروگاه	۱۳۸۳	برنامه چهارم توسعه				
			۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
۱	تراکتورسازی (گاز)		–	–	–	–	–
۲	پتروشیمی تبریز		–	–	–	–	٤٥
۳	ذوب‌آهن (بخار) ذوب‌آهن (گاز)		۸۴۲ ۷	۷۶۵ ۳۹	۸۱۱ ۵	۷٦۲ ۲٤	۷٤٤ ٦
٤	فولاد مبارکه (بخار) فولاد مبارکه (گاز)		۱۲۷۰ ٤٦٥	۱۲۲٥ ٥۹۱	۱۱۵۸ ۷۰۵	۱۳۰۱ ٦٥۳	۱۲۷۸ ٦۰۳
٥	پتروشیمی رازی (گاز)		–	–	–	–	–
٦	پتروشیمی فجر (گاز)		۱۳٦۱	۱۳۹۷	۱۹٦۱	۲۱۱۳	۳۱۲۷
۷	پتروشیمی مبین (گاز)		–	۱٤٥٦	۳۸۷	٥۳۱	
۸	مس سرچشمه (بخار) مس سرچشمه (گاز)		۹۸ ٤۸۰	۱۰۲ ٤٤۲	۱۰۰ ۵۲۵	۱۰۰ ٥۹۸	۸۸ ٥۳٥
۹	چادرملو (گاز)		۰/۰۸۹	۰/٥۳۹	–	٦	٥
۱۰	پارس جنوبی		–	–	–	۳	۱۰۷۰
۱۱	پتروشیمی شیراز (بخار)		–	–	–	–	–
۱۲	پتروشیمی بندر امام (گاز)		–	–	–	–	–
۱۳	پتروشیمی خراسان (بخار)		–	–	–	–	–
۱٤	پالایش گاز ایلام (گاز)		–	–	–	–	٥۰
	جمع	**۲۸۴۲**	**۴۵۲۴**	**۶۰۱۸**	**۵۶۵۳**	**۶۰۹۱**	**۷۵۵۰**

مأخذ: همان.

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

همان‌طوری که قبلاً اشاره شده است علاوه‌بر نیروگاه‌های وزارت نیرو، بخشی از انرژی برق از طریق نیروگاه‌های متعلق به بخش خصوصی و نیروگاه‌های اختصاصی صنایع بزرگ تولید می‌شود. جدول ۱۳ ترکیب انرژی تولیدی را به تفکیک مالکیت نیروگاه‌ها از سال ۱۳۸۳ لغایت ۱۳۸۸ نشان می‌دهد.

جدول ۱۳. ترکیب انرژی تولیدی به تفکیک مالکیت نیروگاه‌های برق کشور در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸

سال		وزارت نیرو		بخش خصوصی		صنایع بزرگ		جمع
		گیگاوات ساعت	درصد از کل	گیگاوات ساعت	درصد از کل	گیگاوات ساعت	درصد از کل	
۱۳۸۳		۱٦۰۰۲۸	۹۸/۳	–	–	۲۸٤۲	۱/۷	**۱۶۲۸۷۰**
برنامه چهارم توسعه	۱۳۸٤	۱۷۱۱٥٦	۹٦/۱	۲۳۹۱	۱/۳	٤٥۲٤	۲/٥	**۱۷۸۰۷۱**
	۱۳۸٥	۱۸۱٥۳۸	۹٤/۲	٥٤۸٦	۲/۹	٥٥۱۰	۲/۹	**۱۹۲٥۳۴**
	۱۳۸٦	۱۹۰۰۲۸	۹۳/۲	۸۳۰۱	٤/۱	٥٦٥۳	۲/۸	**۲۰۳۹۸۳**
	۱۳۸۷	۱۹۲۷۰۱	۸۹/۹	۱٥٤۸۸	۷/۲	٦۰۹۱	۲/۸	**۲۱۴۲۸۰**
	۱۳۸۸	۱۹٥٥۸۳	۸۸/٤	۱۸۱۸٥	۸/۲	۷٥٥۰	۳/٤	**۲۲۱۳۱۸**

مأخذ: شرکت توانیر، گزارشات آماری صنعت برق ایران.

ارتباط الکتریکی شبکه سراسری برق کشور با نیروگاه های صنایع بزرگ همواره برقرار بوده است. انرژی این نیروگاه ها بیشتر از مقداری است که در جدول ۱۰ ملاحظه می شود زیرا ارقام مندرج در جدول مذکور مقدار انرژی است که صنایع بزرگ پس از تأمین نیازهای خود به شبکه سراسری برق کشور تزریق نموده‌اند. مقدار انرژی تأمین شده توسط صنایع بزرگ درحال حاضر حدود ۳ درصد نیاز برق کشور است.

نیروگاه‌های بخش خصوصی نیز از ابتدای برنامه چهارم به شبکه سراسری اتصال یافته‌اند. مقدار انرژی تولیدی بخش خصوصی از حدود ۱/۳ درصد در سال ۱۳۸٤ شروع و به ۸/۲ درصد در سال ۱۳۸۸ رسیده است. بنابراین درحال حاضر درحالی که نیروگاه های متعلق به وزارت نیرو حدود ۸۸/٤ درصد برق را تولید می‌کنند. سهم نیروگاه‌های بخش خصوصی و صنایع بزرگ هم جمعاً حدود ۱۱/٦ درصد است.

۱۰-۱-۱. قدرت، تولید و مصرف سرانه برق کشور

جدول ۱٤ قدرت، تولید و مصرف سرانه برق کشور را از سال ۱۳۸۳ لغایت ۱۳۸۸ نشان می‌دهد.

جدول ۱۴. قدرت، تولید و مصرف سرانه برق کشور

سال		شرح	قدرت سرانه وات	تولید سرانه کیلووات‌ساعت	مصرف سرانه کیلووات‌ساعت
۱۳۸۳		هدف برنامه	٥٧٢	٢٢٠٠	١٨١٠
		عملکرد	٥٥٣	٢٤١٤	١٨٥٥
		درصد تحقق	٩٦/٧	١٠٩/٧	١٠٤/١
برنامه چهارم توسعه	۱۳۸۴	هدف برنامه	٦١٠	٢٥٤٧	٢٠٠٠
		عملکرد	٦٠٤	٢٦٢١	١٩٥٦
		درصد تحقق	٩٩	١٠٢/٩	٩٧/٨
	۱۳۸۵	هدف برنامه	٦٦٠	٢٦٨٦	٢١٤٦
		عملکرد	٦٤٠	٢٧٣٢	٢٠٥٢
		درصد تحقق	٩٧	١٠١/٧	٩٥/٦
	۱۳۸۶	هدف برنامه	٧٤٧	٢٩٠٠	٢٣٣٠
		عملکرد	٦٩٧	٢٨٧٧	٢١٩٥
		درصد تحقق	٩٣/٥	٩٩/٥	٩٤/٢
	۱۳۸۷	هدف برنامه	٨١١	٣٠٥٨	٢٤٢٤
		عملکرد	٧٣٨	٢٩٨٧	٢٢٤٥
		درصد تحقق	٩١	٩٧/٧	٩٢/٦
	۱۳۸۸	هدف برنامه	٨٣٥	٣٣٢٥	٢٦٢١
		عملکرد	٧٧٤	٣٠٤٨	٢٣٠٧
		درصد تحقق	٩٢/٧	٩١/٧	٨٨
متوسط رشد عملکرد سال ۱۳۸۳ به ۱۳۸۸			٧	٤/٨	٤/٥

مأخذ: همان.

گفتنی است که در محاسبه ارقام جدول ١٤ از طرف توانیر، جمعیت کشور در سال های ۱۳۸۳ و ۱۳۸۸ به‌ترتیب ٦٧٤٧٧٥٠٠ و ٧٢٦٠١٤١٨ نفر (با رشد ١/٤٧ درصد) منظور شده است. درحالی که جمعیت ایران براساس گزارش مرکز آمار ایران در سال ۱۳۸۸ بالغ بر ٧٣,٦٥٠,٥٦٦ نفر برآورد شده است. این گزارش متوسط رشد جمعیت ایران را در ده‌ساله ۱۳۷۵-۱۳۸۵ حدود ١/٦٢ درصد اعلام داشته ولی برای برآورد سال‌های بعد رشد جمعیت کشور را ١/٤٧ درصد منظور کرده است. به‌طور کلی جمعیت کشور که در گزارشات صنعت برق از آن استفاده شده با ارقام مرکز آمار ایران مطابقت ندارد. بنابراین ارقام مربوط به عملکرد سرانه قدرت، تولید و مصرف در سال ۱۳۸۸ را باید به‌ترتیب ٧٦٣ وات و ۳۰۰۵ و ٢٢٧٤ کیلووات‌ساعت منظور کرد.

چنانچه در جدول ١٤ ملاحظه می‌شود قدرت سرانه با متوسط رشد حدود ۷ درصد نمایانگر آن است که نصب نیروگاه‌ها از رشد قابل ملاحظه‌ای برخوردار بوده است. این درحالی است که باز هم در مواقع پیک مصرف، کمبود نیرو و تولید انرژی برق وجود داشته است علت این موضوع آن است که بالغ‌بر ۷۰ درصد از ظرفیت نیروگاهی کشور را نیروگاه‌های گازی و چرخه ترکیبی و واحدهای برق‌آبی تشکیل می‌دهند که به تفصیل در بند ۵-۱-۱ (قدرت عملی نیروگاه‌ها) این گزارش بحث شده است.

۱۱-۱-۱. تبادل انرژی با کشورهای دیگر

شبکه برق کشور با کلیه کشورهای همسایه ارتباط دارد. از بین همه همسایگان، ایران به کشورهای عراق، ترکیه، پاکستان و افغانستان انرژی صادر می‌کند ولی از ترکمنستان وارد می‌نماید و با آذربایجان و ارمنستان نیز تبادل انرژی دارد.

جدول ۱۵ وضعیت تبادل انرژی برق را با همسایگان نشان می‌دهد.

جدول ۱۵. تبادل انرژی با کشورهای همسایه (گیگاوات ساعت)

نام کشور			آذربایجان (ایمشلی)	آذربایجان (نخجوان)	ارمنستان	ترکیه	ترکمنستان	افغانستان	پاکستان	عراق	جمع
برنامه چهارم توسعه	۱۳۸۴	ارسال شده	–	٦٤٨	٣٦٨	٥٣٥	٣	٦٦	١٣٧	١٠٠٣	٢٧٦٠
		دریافت شده	٥٦٠	–	٣٧٥	–	١١٤٨	–	–	–	٢٠٨٤
		تراز	-٥٦٠	٦٤٨	-٧	٥٣٥	-١١٤٥	٦٦	١٣٧	١٠٠٣	٦٧٧
	۱۳۸۵	ارسال شده	١١	٥٦١	٣١٦	٥٧٦	٢	١٣٤	١٧٢	١٠٠٢	٢٧٧٤
		دریافت شده	٥٣٦	–	٤٢٨	–	١٥٧٦	–	–	–	٢٥٤١
		تراز	-٥٢٥	٥٦١	-١١٢	٥٧٦	-١٥٧٤	١٣٤	١٧٢	١٠٠٢	٢٣٤
	۱۳۸۶	ارسال شده	–	٧٥	٣٦١	٦٠٨	٤	٢٠٦	١٨١	١٠٨٥	٢٥٢٠
		دریافت شده	٢٩٨	٥٦	٣١٠	–	١١٧٨	–	–	–	١٨٤٢
		تراز	-٢٩٨	١٩	٥١	٦٠٨	-١١٧٤	٢٠٦	١٨١	١٠٨٥	٦٧٨
	۱۳۸۷	ارسال شده	–	٦٩	٤٢٢	٤٥٣	٢	٢٨٦	٢٢٨	٢٤١٦	٣٨٧٥
		دریافت شده	٢٩٩	٤٩	٣٥٦	–	٩٨١	–	–	–	١٦٨٤
		تراز	-٢٩٩	٢٠	٦٦	٤٥٣	-٩٧٩	٢٨٦	٢٢٨	٢٤١٦	٢١٩١
	۱۳۸۸	ارسال شده	–	٦٤	١٦٥	٥٠٨	٣	٣٥٧	٢٤٩	٤٨٠٨	٦١٥٢
		دریافت شده	٢٤	٤٩	٣٨٣	–	١٦١٢	–	–	–	٢٠٦٨
		تراز	-٢٤	١٥	-٢١٨	٥٠٨	-١٦٠٩	٣٥٧	٢٤٩	٤٨٠٨	٤٠٨٤

مأخذ: همان.

همان‌طوری که در جدول ۱۵ ملاحظه می‌شود بیشترین مقدار برق صادر شده به کشور عراق (حدود ۷۸ درصد کل صادرات برق) و بیشترین واردات هم از ارمنستان آن هم حدود ۷۸ درصد از کل واردات بوده است. در طول برنامه چهارم تراز انرژی برق ارسال و دریافت شده نیز تقریباً ٦ برابر شده است. تراز تبادل برق در سال ۱۳۸۸ حدود ٤٠٨٤ میلیون کیلووات ساعت و یا حدود ۱/۸۵ درصد انرژی تولیدی نیروگاه‌های برق کشور بوده است.

ارتباطات الکتریکی ایران با کشورهای همسایه به‌شرح زیر است:

۱. با ترکمنستان از طریق خطوط ۲۳۰ کیلوولت (خط ٤٠٠ کیلوولت مشهد - سرخس - مرو درحال احداث است).

۲. با ترکیه از طریق خط ٤٠٠ کیلوولت که فعلاً با ولتاژ ١٥٤ کیلوولت برق‌دار است.

۳. با ارمنستان از طریق خطوط ۲۳۰ کیلوولت.

٤. با عراق از طریق خطوط ۲۳۰ کیلوولت.

٥. با پاکستان از طریق یک خط ۱۳۲ و یک خط ۲۳۰ کیلوولت درحال احداث است.

٦. با افغانستان از طریق خط ۱۳۲ تربت جام ـ هرات (خط ۲۳۰ کیلوولت زابل ـ فراه درحال احداث است).

ضمناً به کشورهای عراق، افغانستان و پاکستان از طریق خطوط ۲۰ کیلوولت نیز برق صادر می‌شود.

علاوه‌بر آن قرار است که کشورهای فوق‌الذکر در آینده با ولتاژ بالاتری به شبکه ایران در ارتباط باشند. بالاخره براساس مذاکرات انجام شده ایران از طریق کابل‌های دریایی ۲۳۰ کیلووات به امارات و دبی ارتباط خواهد یافت.

ارتباطات الکتریکی ایران با کشورهای همسایه به‌لحاظ وضعیت صنعت برق و شبکه آنان چندان قوی نیست، ولی اگر وزارت نیرو بتواند شبکه برق ایران را در آینده از طریق کشورهایی 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، به عنوان 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 کشورهایی نظیر عراق، پاکستان و حاشیه خلیج فارس ترانزیت کرد. بدیهی است با توجه به نیاز انرژی شبکه ایران در تابستان بخشی از نیازهای مناطقی چون خوزستان هم قابل تأمین خواهد بود.

۱۲-۱-۱. حداکثر بار شبکه

جدول ۱۶ حداکثر بار و نیاز مصرف شبکه را در سال های ۱۳۸۳ لغایت ۱۳۸۸ و درصد تحقق آن را با اهداف برنامه نشان می‌دهد.

جدول ۱۶. حداکثر بار شبکه، نیاز مصرف (۱۳۸۳-۱۳۸۸) (مگاوات)

سال		شرح	حداکثر بار شبکه	حداکثر نیاز مصرف	درصد تأمین شده	محدودیت شبکه			
						اعمال مدیریت*	فرکانس	خاموشی	جمع
۱۳۸۳		عملکرد	۲۸۰۷۶	۲۹۲۶۷	۹۵/۹	٤۱۸	۵۷۱	۲۰۲	۱۱۹۱
		درصد تحقق	۹۹/۵	۱۰۲	–				
برنامه چهارم توسعه	۱۳۸٤	عملکرد	۳۱۰٦۲	۳۲۳۰۲	۹٦/۲	۵۳٤	٤۷۳	۲۳۳	۱۲۴۰
		درصد تحقق	۹٦	۹۹/۸	–				
	۱۳۸۵	عملکرد	۳۳۷۲۹	۳٤۲٦۹	۹۸/٤	۵۰۰	–	٤۰	۵۴۰
		درصد تحقق	۹٦/۷	۹۸/۲	–				
	۱۳۸٦	عملکرد	۳٤۸۵۰	۳٤۹۸۳	۹۹/٦	۱۳۳	–	–	۱۳۳
		درصد تحقق	۹۲/۲	۹۲/۳	–				
	۱۳۸۷	عملکرد	۳٤۳۳۳	۳۷٦۵۱	۹۱/۲	۳۹۸	۱۷۵	۲۷٤۵	۳۳۱۸
		درصد تحقق	۸۵/۲	۹۳/٤	–				
	۱۳۸۸	عملکرد	۳۷۸۷۸	۳۷۸۷۸	۱۰۰	–	–	–	–
		درصد تحقق	۸٦/۵	۸٦/۵	–				
متوسط رشد (درصد) سال ۱۳۸۳ به ۱۳۸۸			۶/۲	۵/۳					

مأخذ: همان.

* منظور کم کردن بار صنایع در زمان پیک بار با همکاری صنایع بزرگ است.

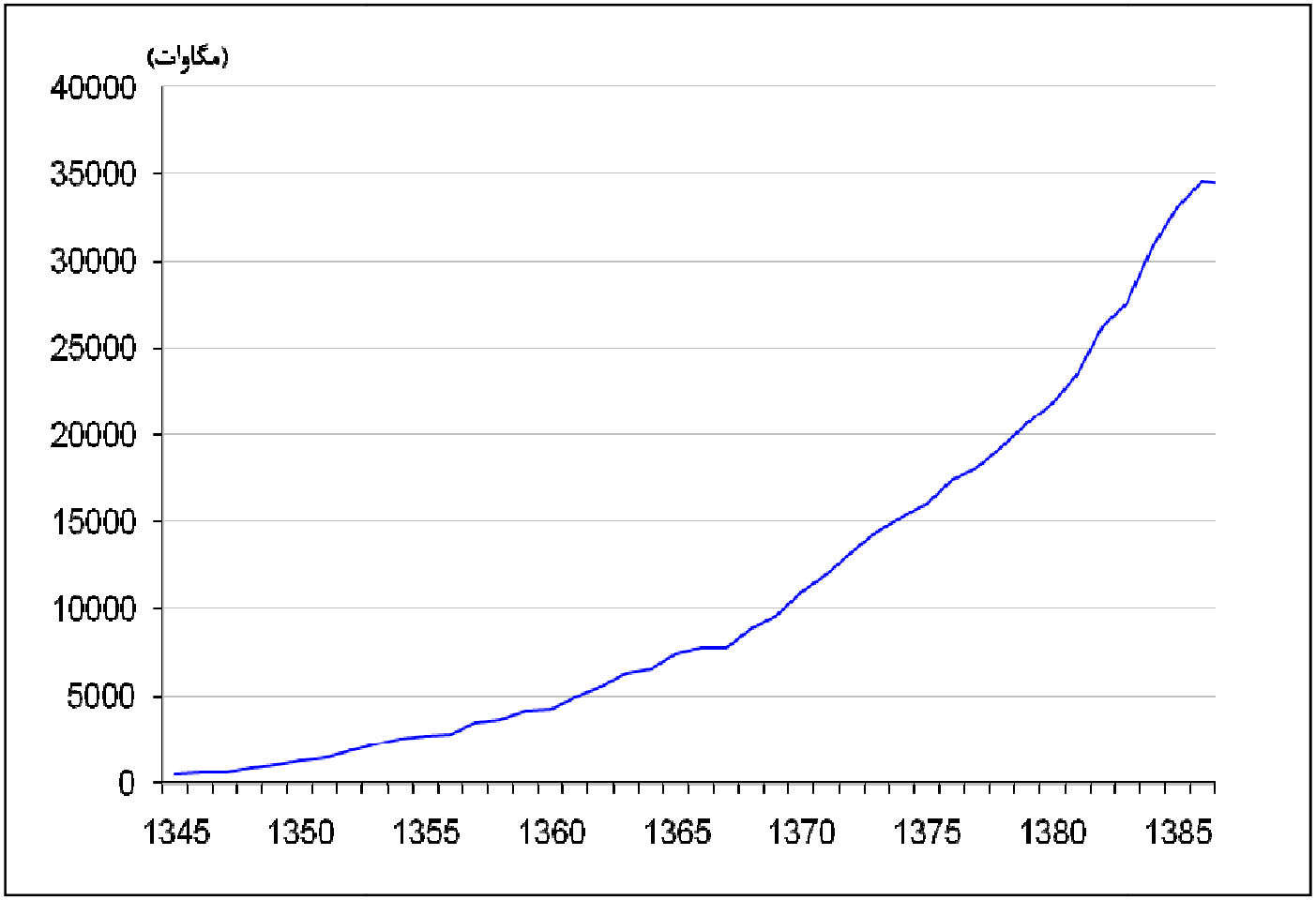
همان‌طوری که در جدول ۱۶ ملاحظه می‌شود در بین سال‌های برنامه چهارم فقط در سال ۱۳۸۸ پیک بار با نیاز مصرف برابر بوده است و این بدان معنی است که وزارت نیرو در این سال توانسته شبکه را بدون مشکل اداره کند. برای این کار دلایل مختلفی است که مهمترین آن گرمای کمتر هوا نسبت به سال‌های قبل و مدیریت مطلوب بهره‌برداری از نیروگاه‌های برق‌آبی و بالاخره بهره‌برداری از حدود ۲۰۰۰ مگاوات نیروگاه‌های جدید تا زمان پیک شبکه در سال ۱۳۸۸ بوده است.

گرمای هوا در کشور عامل بسیار مهمی در افزایش پیک بار و اعمال خاموشی و یا محدودیت در تأمین بار کشور است. به این عامل باید وضعیت بارندگی را نیز اضافه کرد، گرچه ایران سرزمینی خشک و کم‌آب محسوب می‌شود ولی در سال‌هایی مانند سال ۱۳۸۷ که گرمای زیاد و خشکسالی شدیدی اتفاق می‌افتد، وضعیت شبکه را به بحران می‌رساند زیرا نه‌تنها گرمای هوا در کاهش تولید نیروگاه های حرارتی و نیز کاهش ظرفیت کابل‌ها و شبکه‌های انتقال و توزیع تأثیر بسزایی دارد، بلکه کاهش تولید برق‌آبی، افزایش مصارف پمپاژ آب و افزایش هرگونه مصرفی که با توجه به گرمای هوا اتفاق می‌افتد در بحرانی کردن شبکه مؤثرند.

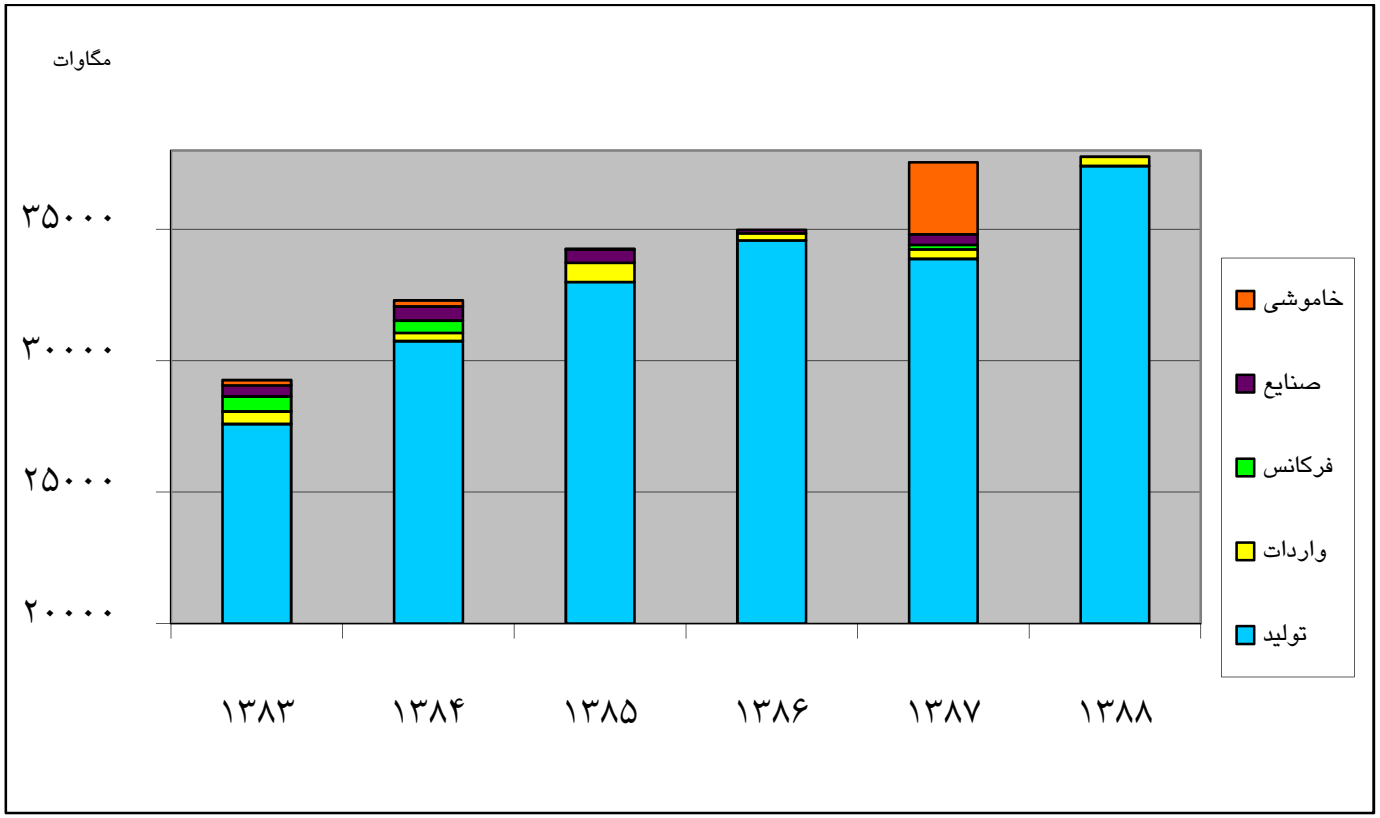
از ارقام جدول ۱۶ به‌نظر می‌رسد که بجز سال‌های ۱۳۸۶ و ۱۳۸۸، در سایر سال‌های برنامه وزارت نیرو در حالت مطمئن از نظر تأمین بار شبکه قرار نداشته است.

نمودار ۱ روند رشد حداکثر مصرف شبکه را در چهار دهه گذشته نشان می دهد. نمودار ۲ نیز وضعیت محدودیت شبکه را از نظر تأمین بار، کاهش بار صنایع و یا کاهش فرکانس نشان می‌دهد. چنانچه ملاحظه می‌شود در ده سال گذشته شبکه برق کشور بهنگام پیک بار، فقط سال‌های ۱۳۸۶ و ۱۳۸۸ را بدون خاموشی گذرانده است. درحالی که در بقیه سال‌ها نه‌تنها خاموشی وجود داشته بلکه جهت کم کردن اثر آن، علاوه بر محدودیت در بار صنایع، با کاهش دادن فرکانس شبکه در حقیقت کم‌فروشی شده است.

نمودار ۱. روند رشد حداکثر مصرف شبکه برق (۱۳۴۶-۱۳۸۸)



نمودار ۲. وضعیت شبکه سراسری در لحظه اوج مصرف



در طول برنامه چهارم حداکثر محدودیت شبکه مربوط به سال ۱۳۸۷ و به مقدار ۳۳۱۸ مگاوات در زمان پیک (حدود ۸/۸ درصد از نیاز مصرف) بوده است. تا به حال ساعات وقوع پیک بار در شبکه معمولاً در سر شب یکی از روزهای تابستان بوده است ولی به‌نظر می‌رسد که با توجه به استفاده وسیع از وسایل خنک‌کننده در همه نقاط کشور، در آینده ساعات پیک به بعدازظهر روزهای گرم تغییر مکان دهد.

۱۳-۱-۱. ضریب بار تولیدی نیروگاه‌های برق کشور

یکی از معیارهای استفاده بهینه از نیروگاه‌ها، ضریب بار تولیدی آن است، زیرا هرچه درصد ضریب بار نیروگاه‌ها بیشتر باشد اختلاف بار ساعات پیک و سایر اوقات شبانه‌روز کمتر است. تنوع آب وهوایی 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 به ویژه در کاهش سرمایه‌گذاری‌های صنعت برق مؤثر است.

جدول ۱۷ ضریب بار تولیدی نیروگاه‌ها را در سال‌های ۱۳۸۳ لغایت ۱۳۸۸ نشان می‌دهد.

جدول ۱۷. ضریب بار تولیدی نیروگاه‌ها (درصد)

سال	۱۳۸۳	برنامه چهارم توسعه				
		۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
هدف	٦٧/٢*	٦٥/٢	٦٤/٢	٦٣	٦٣/٤	٦٣/٤
عملکرد	٦٧/٢	٦٦/١	٦٥/٩	٦٧/٥	٧١/٢	٦٧
درصد تحقق	١٠٠	١٠١	١٠٢/٧	١٠٧/١	١١٢/٧	١٠٦/٥

مأخذ: همان.

توضیح: اهداف برنامه چهارم در مورد ضریب بار از گزارش آماری صنعت برق ایران (سال ۱۳۸۳) استخراج شده است.

* عملکرد.

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 پیک‌سایی (Peack Shaving) و ثانیاً بدون افت ولتاژ در شبکه‌ها در نظر گرفته شده است. یعنی در وزارت نیرو کوشش می‌شود علاوه‌بر 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 به مراتب زیادتر 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 که محدودیت‌ها کمتر بوده بین ٦٦ تا ٦٧ درصد بوده، ولی ضریب بار سال ۱۳۸۷ به‌خاطر اعمال محدودیت‌های زیاد به رقم ۷۱/۲ درصد بالغ شده است. این رقم در حقیقت نه‌تنها نمایانگر بهبود سیستم برق کشور نیست، بلکه نشان‌دهنده وضعیت بحران در آن است زیرا در سال ۱۳۸۷ به‌علت خاموشی ها و محدودیت های زیاد، میزان بار تأمین شده شبکه حتی از سال ۱۳۸٦ هم کمتر بوده است. لذا ضریب بار سال‌های مختلف به‌ویژه 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 ٦٥ درصد به دست 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.

۱۴-۱-۱. مصارف داخلی نیروگاه‌ها

مصارف داخلی نیروگاه‌ها عبارت است از مقدار انرژی الکتریکی که جهت به‌کارگیری از تجهیزات نیروگاهی مانند پمپ‌های تغذیه دیگ بخار، فن‌های برج خنک‌کن و سایر تجهیزاتی که برای کار کردن واحدهای نیروگاهی لازم است. مصرف برق این تجهیزات که به مصارف داخلی فنی موسوم است بالغبر ۹۵ درصد کل مصارف داخلی است. ٥ درصد بقیه مربوط به مصارف اداری و روشنایی محوطه است که مصارف غیرفنی نامیده می‌شود.

جدول ۱۸ مصارف داخلی نیروگاه‌ها را در سال‌های ۱۳۸۳ لغایت ۱۳۸۸ نشان می‌دهد.

جدول ۱۸. مصارف داخلی نیروگاه‌ها به تفکیک انواع آن (گیگاوات‌ساعت)

مصارف داخلی			بخاری	گازی	چرخه ترکیبی	دیزلی	جمع نیروگاه‌های حرارتی	برق‌آبی	جمع کل نیروگاه‌ها	درصد از کل تولید
۱۳۸۳		مصرف	٦١٩٤	١٤٥	٦٨٦	١٨	٧٠٤٣	٧١	٧١١٤	٤/٣٧
		درصد	٨٧/١	٢	٩/٦	٠/٣	٩٩	١	١٠٠	
برنامه چهارم توسعه	۱۳۸٤	مصرف	٦٤١٩	١٩٦	٦٥٠	١٤	٧٢٧٩	١٦١	٧٤٤٠	٤/١٨
		درصد	٨٦/٣	٢/٦	٨/٧	٠/٢	٩٧/٨	٢/٢	١٠٠	
	۱۳۸۵	مصرف	٦٢٩٠	٦٥٩	٦٩١	١٦	٧٦٥٦	١١٨	٧٧٧٤	٤/٠٤
		درصد	٨٠/٩	٨/٥	٨/٩	٠/٢	٩٨/٥	١/٥	١٠٠	
	۱۳۸٦	مصرف	٦٢٩٤	٦٢٩	٨٥٥	١٥	٧٧٩٣	١١٠	٧٩٠٣	٣/٨٧
		درصد	٧٩/٦	٨	١٠/٨	٠/٢	٩٨/٦	١/٤	١٠٠	
	۱۳۸۷	مصرف	٦٥٤٩	٧٣٩	٩٩٢	١٤	٨٢٩٤	٤٧	٨٣٤١	٣/٨٩
		درصد	٧٨/٥	٨/٩	١١/٩	٠/٢	٩٩/٤	٠/٦	١٠٠	
	۱۳۸۸	مصرف	٦٤٩٠	٨٨٢	١٠٢٨	٨	٨٤٠٨	٥٨	٨٤٦٦	٣/٨٢
		درصد	٧٦/٧	١٠/٤	١٢/١	٠/١	٩٩/٣	٠/٧	١٠٠	

مأخذ: همان.

نیروگاه‌های بخاری به‌علت داشتن فن‌های قوی برج‌های خنک‌کن (به‌ویژه برج‌های خنک‌کن نوع خشک) و پمپ‌های تغذیه آب دیگ‌های بخار و سایر تجهیزات آن دارای بیشترین مصارف داخلی در بین سایر نیروگاه‌ها هستند. برای بررسی بیشتر به جدول ۱۹ که درصد مصرف داخلی انواع نیروگاه‌ها را نسبت به تولید آن نشان می‌دهد، اشاره می‌شود.

جدول ۱۹. نسبت مصرف داخلی انواع نیروگاه‌ها به میزان تولید آنها (درصد)

سال		بخاری	گازی	چرخه ترکیبی	دیزلی	متوسط نیروگاه‌های حرارتی	برق‌آبی	متوسط نیروگاه‌ها
۱۳۸۳		٦/٨٢	٠/٥٨	١/٨٩	٧/١٤	٤/٦٣	٠/٦٧	٤/٣٧
برنامه چهارم توسعه	۱۳۸٤	٦/٨٧	٠/٦١	١/٨٠	٦/٦٠	٤/٥٠	١/٠٠	٤/١٨
	۱۳۸٥	٦/٨٨	*١/٦٠	١/٧١	٧/٢٧	٤/٣٩	٠/٦٥	٤/٠٤
	۱۳۸٦	٦/٦٨	*١/٦٧	١/٥٩	٥/٨٨	٤/١٩	٠/٦١	٣/٨٧
	۱۳۸۷	٦/٧٤	*١/٣٥	١/٧٤	٦/٨٦	٣/٩٦	٠/٩٤	٣/٨٩
	۱۳۸۸	٦/٧٨	*١/٦٤	١/٦٠	٦/٤٥	٣/٩٣	٠/٨	٣/٨٢

مأخذ: همان.

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

جدول ۱۹ نشان می‌دهد که درصد مصرف داخلی نیروگاه‌های بخاری کشور در این چندساله بین ٦/٦٨ تا ٦/٨٨ درصد و نیروگاه‌های گازی و چرخه ترکیبی نیز بین ۰/۵۸ تا ۱/۸۹ درصد در نوسان بوده است. در بین این نیروگاه‌ها نیروگاه‌های برق‌آبی دارای کمترین مصرف داخلی هستند. مصارف داخلی نیروگاه‌های دیزلی نیز به‌علت قابل ملاحظه نبودن تولید انرژی آنها قابل بررسی نیستند.

از آنجایی که میزان تولید نیروی بخاری برق کشور چند سالی است که تقریباً ثابت مانده لذا با افزایش تولید نیروگاه های گازی و چرخه ترکیبی، متوسط درصد مصرف داخلی نیروگاه های کشور رو به کاهش نهاده است.

به هر حال جهت کاهش مصرف داخلی نیروگاه‌های بخاری و چنانچه در آینده بخواهند از این نوع نیروگاه‌ها نصب کنند باید طراحی پمپ‌های دیگ بخار و فن‌های برج‌های خنک‌کننده و زمان‌ها و ترکیب استفاده از آنها بهینه شود. به همین ترتیب با طراحی بهینه تجهیزات خنک‌کننده و پمپ‌های دیگ بخار (مربوط به بخش بخار چرخه ترکیبی)، می‌توان مصارف داخلی آنها را نیز کاهش داد.

۱۵-۱-۱. سوخت مصرفی نیروگاه‌ها

تأمین سوخت نیروگاه‌های کشور یکی از مهمترین فعالیت‌های وزارتخانه‌های نیرو و نفت است. تولید انرژی نیروگاه‌های حرارتی بالغبر ٩٦/٦ درصد از تولید برق کشور را تشکیل می‌دهد لذا بررسی مصرف سوخت نیروگاه ها و جایگاه آن در مصرف انرژی اولیه در کشور بسیار با اهمیت است. ترکیب سوخت مصرفی انواع نیروگاه‌های حرارتی کشور به‌شرح 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.

نیروگاه های دیزلی اغلب کهنه و قدیمی هستند و به‌تدریج از چرخه تولید وزارت نیرو خارج می‌شوند. ولی درحال حاضر از نوع گازسوز نیروگاه‌های دیزلی اضطراری در کارخانجات و صنایع نیز استفاده می‌شود.

جدول ۲۰ مقدار مصرف سوخت نیروگاه ها را به تفکیک نوع سوخت و جدول ۲۱ نیز این مصارف را برحسب میزان ارزش حرارتی سوخت‌ها نشان می‌دهد. علاوه‌بر آن در جدول ۲۱ درصد مصرف هریک از انواع سوخت‌ها مشخص شده است.

جدول ۲۰ سوخت مصرفی نیروگاه‌ها به تفکیک نوع سوخت

سال		گاز طبیعی میلیون مترمکعب	نفت گاز میلیون لیتر	نفت کوره میلیون لیتر
۱۳۸۳		۳۲٦۸۱	۲۱۸۸	٥۷۳٦
برنامه چهارم توسعه	۱۳۸٤	۳٥۰٥۳	۲٦٤۹	٦۳۲۹
	۱۳۸٥	۳٥۲۳۹	٤۷۰۲	۷٥۸۷
	۱۳۸٦	۳٦۹۷٥	٤٥٥۷	۸٤۳٥
	۱۳۸۷	٤۳٤۱۱	٤۳۹۸	۸۹۱۱
	۱۳۸۸	٤۳٤۰٤	٤۹۳٤	۹٥٤۱
متوسط رشد سالیانه ۱۳۸۳ به ۱۳۸۸		٥/۸٤	۱۷/٦٦	۱۰/۷۱

مأخذ: گزارشات آماری صنعت برق ایران، توانیر.

جدول ۲۱. ارزش حرارتی سوخت مصرفی نیروگاه‌ها به تفکیک نوع سوخت (میلیارد کیلوکالری)

سال		مصرف	گاز طبیعی	نفت کوره	نفت گاز	جمع
۱۳۸۳		مقدار	۲۸۲،۳۷٤	٥٦،۰۹٥	۲۰،۲٥٥	۳٥۸،۷۲٤
		درصد از کل	۷۸/۷	۱٥/٦	٥/۷	۱۰۰
برنامه چهارم توسعه	۱۳۸٤	مقدار	۳۰۲،۷٤٥	٦۱،۸۷۲	۲٤،٥۱٥	۳۹۰،۱۱۱
		درصد از کل	۷۸/۷	۱٥/۹	٦/۳	۱۰۰
	۱۳۸٥	مقدار	۳۰٥،۳۲۷	۷٤،۱۷۱	٤۳،٤۹٤	٤۲۲،۹۹۲
		درصد از کل	۷۲/۲	۱۷/٥	۱۰/۳	۱۰۰
	۱۳۸٦	مقدار	۳۲٥،۳۸٦	۸۳،۲٦۱	٤۲،٦٥۲	٤٤٦،۰٥۹
		درصد از کل	۷۲/۱	۱۸/٤	۹/٥	۱۰۰
	۱۳۸۷	مقدار	۳۸۰،۰۹۸	۸۱،۹۸۱	۳۷،۸۲۳	٤۹۹،۹۰۲
		درصد از کل	۷٦	۱٦/٤	۷/٦	۱۰۰
	۱۳۸۸	مقدار	۳۸۰،۰۳۳	۸۷،۷۷۷	٤۲،٤۳۲	٥۱۰،۲٤۲
		درصد از کل	۷٤/٥	۱۷/۲	۸/۳	۱۰۰
متوسط رشد سالیانه ۱۳۸۳ به ۱۳۸۸			٦/۱	۹/٤	۱٥/۹	۷/۳

مأخذ: همان.

ارزش حرارتی سوخت‌های کشور به‌ویژه گاز طبیعی همواره متغیر است زیرا به منبع تأمین آن از یک طرف و تاریخ نمونه‌برداری از آنها از طرف دیگر بستگی دارد.

به طور مثال برای سال ۱۳۸۸ در گزارشات شرکت توانیر متوسط ارزش حرارتی نفت گاز ۸٦۰۰ 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 می‌شود. برای سال ۱۳۸۸ ارزش حرارتی گاز مصرفی نیروگاه‌ها به‌شرح جدول ۲۲ در محاسبات منظور شده است.

جدول ۲۲. متوسط ارزش حرارتی گاز طبیعی مصرفی در نیروگاه‌ها در سال ۱۳۸۸

نیروگاه‌ها	ارزش حرارتی Kcal/m3
نیروگاه‌های استان‌های هرمزگان و کرمان	۸۴۴۲
نیروگاه‌های رامین، زرگان و خرمشهر	۸۴۸۶
نیروگاه‌های استان خراسان	۸۵۴۱
نیروگاه‌های استان مازندران	۸۷۶۳
سایر نیروگاه‌ها	۸۷۶۳

مأخذ: همان.

جدول ۲۰ نشان می‌دهد که گرچه مصرف گاز طبیعی در طول برنامه هرساله ٥/٨٤ درصد رشد داشته ولی مصرف نفت گاز و نفت کوره هم به‌ترتیب و به‌طور متوسط هرساله ۸/۳ و ۱۷/۲ درصد افزایش یافته‌اند. دلیل این امر کمبودی است که در ماه‌های سرد سال در عرضه گاز طبیعی به نیروگاه‌ها ایجاد می‌شود. گفتنی است که کمبود گاز نیروگاه‌ها در ماه‌های سرد به خاطر افزایش مصرف آن در بخش‌های خانگی، تجاری، عمومی و... است. بدین ترتیب و به ناچار در نیروگاه‌های بخاری نفت کوره و در نیروگاه‌های گازی و چرخه ترکیبی نفت گاز جایگزین گاز طبیعی می‌شود.

با توجه به مازاد تولید نفت کوره در پالایشگاه‌های کشور مصرف آن در نیروگاه ها بجز مسائل زیست محیطی مشکل دیگری ندارد که آن هم با نصب تجهیزات و یا فیلترهای لازم و جمع آوری دوده‌هایی که حاوی کربن و سولفور و... است مسئله محیط زیست حل می‌شود. ولی نظر به وارداتی بودن قسمت اعظم گازوئیل مصرفی کشور باید کوشش شود که حتی‌الامکان از مصرف آن اجتناب شود.

جهت بررسی بیشتر اثر خشکسالی سال ۱۳۸۷ از یک طرف و کمبودها و یا نارسایی‌ها در گازرسانی به نیروگاه‌ها از طرف دیگر در ترکیب مصرف انواع سوخت‌ها در ماه‌های مختلف کافی است به جداول ۲۳ و ٢٤ اشاره شود.

اثر خشکسالی سال ۱۳۸۷ در افزایش مصرف سوخت را در جداول ۲۱ و ۲۳ می‌توان ملاحظه کرد به‌طوری که با توجه به رشد ۳/۲ درصدی تولید نیروگاه‌ها در سال ۱۳۸۸ (۲۲۱۳۱۸ گیگاوات ساعت)، نسبت به تولید سال ۱۳۸۷ (٢١٤,٥٣٠ گیگاوات ساعت)، مصرف سوخت (براساس ارزش حرارتی مندرج در جدول ۲۱ فقط ۲/۰۷ درصد رشد داشته، به‌ویژه مصرف گاز طبیعی در این دو سال تقریباً برابر اعلام شده است که دلیل آن افزایش تولید برق آبی سال ۱۳۸۸ نسبت به سال ۱۳۸۷ بوده است (۷۲۰۷ گیگاوات ساعت در مقابل ۵۰۰۳ گیگاوات ساعت).

علاوه بر آن در جدول ۲۳ مقایسه مصرف گاز سال های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ در ۱۲ ماه سال منعکس شده است. همان‌طوری که ملاحظه می‌شود مصرف گاز در بسیاری از ماه‌های سال ۱۳۸۷ بیش از

مصرف ماه‌های سال ۱۳۸۸ است. این مورد هم نشان می‌دهد در صورتی که خاموشی‌های سال ۱۳۸۷ به‌وجود نمی‌آمد به‌علت گرمای شدید هوا مصرف برق سال ۱۳۸۷ به مراتب بیشتر می‌شده که نتیجه آن مصرف زیادتر گاز را به‌دنبال می‌آورده است. زیرا خشکسالی باعث شده که تولید برق‌آبی در سال ۱۳۸۷ کمتر شود که این کمبود با تولید برق حرارتی جایگزین شده است.

جدول ۲۳. مصرف ماهیانه سوخت نیروگاه‌ها در سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸

ماه	گاز (میلیون‌مترمکعب)		گازوئیل (میلیون‌لیتر)		نفت کوره (میلیون‌لیتر)	
	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۷	۱۳۸۸
فروردین	۳۶۰۶	۲۹۹۷	۵۲	۱۰۱	۱۵۳	۶۰۴
اردیبهشت	۴۰۰۱	۳۹۷۳	۲۲۶	۱۱۹	۴۷۰	۵۷۵
خرداد	۴۳۹۳	۴۴۶۴	۲۸۲	۲۳۷	۴۴۷	۶۱۴
فصل بهار	۱۲۰۰۰	۱۱۴۳۴	۵۶۰	۴۵۷	۱۰۷۰	۱۷۹۳
تیر	۴۴۵۹	۴۷۵۵	۲۹۷	۳۵۷	۷۸۵	۷۹۵
مرداد	۴۹۳۴	۵۲۶۹	۳۳۳	۴۵۹	۴۳۵	۳۶۴
شهریور	۴۹۵۱	۴۶۰۳	۲۲۵	۴۰۸	۳۷۵	۶۵۴
فصل تابستان	۱۴۳۴۴	۱۴۶۲۷	۸۵۵	۱۲۲۴	۱۵۹۵	۱۸۱۳
مهر	۴۱۴۳	۳۸۰۸	۱۴۷	۲۷۷	۲۷۰	۵۲۴
آبان	۲۸۷۸	۳۰۵۸	۲۹۰	۴۳۴	۸۸۲	۶۶۸
آذر	۲۱۲۴	۱۳۶۷	۵۹۷	۱۱۰۵	۱۲۴۸	۱۴۷۶
فصل پاییز	۹۱۴۵	۸۲۳۳	۱۰۳۴	۱۸۱۶	۲۴۰۰	۲۶۶۸
دی	۱۵۷۹	۲۱۶۲	۹۶۷	۳۸۸	۱۴۹۲	۱۳۰۸
بهمن	۱۹۴۵	۱۷۵۰	۵۵۴	۷۶۵	۱۳۸۴	۱۳۰۸
اسفند	۲۵۷۸	۲۶۵۴	۴۱۱	۳۵۲	۹۶۹	۷۰۶
فصل زمستان	۶۱۰۲	۶۵۶۶	۱۹۳۲	۱۵۰۵	۳۸۴۵	۳۳۲۲
جمع سال	۴۱۵۹۱	۴۰۸۶۰	۴۳۸۰	۵۰۰۲	۸۹۱۰	۹۵۹۶
متوسط روزانه	۱۱۳/۶۴	۱۱۱/۹۵	۱۱/۹۷	۱۳/۷۰	۲۴/۳۴	۲۶/۲۹

مأخذ: همان.

توضیح: مصرف ماهیانه سوخت، مربوط به نیروگاه‌های تحت مالکیت وزارت نیرو و بخش خصوصی است لذا در ارقام جدول ۲۳ مصارف سوخت ماهیانه نیروگاه‌های صنایع بزرگ به‌علت در دسترس نبودن ارقام آن منظور نشده است.

جدول ۲۴ نشان می‌دهد که در ماه‌های سرد مانند آذر، دی و بهمن گازرسانی به نیروگاه‌ها با مشکل مواجه است و لذا مصرف گازوئیل در نیروگاه های گازی و چرخه ترکیبی و بالاخره نفت کوره در نیروگاه‌های بخاری افزایش می‌یابد.

جدول ۲۴ درصد مصرف انواع سوخت‌ها را در سه ماه سرد (آذر، دی و بهمن) سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ و نیز ۹ ماهه بقیه سال نشان می‌دهد.

جدول ۲۴. مصرف انواع سوخت در ماه‌های سرد و بقیه ماه‌های سال ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ (درصد)

سال	۱۳۸۷		۱۳۸۸	
انواع سوخت	سه‌ماهه سرد	بقیه سال	سه‌ماهه سرد	بقیه سال
گاز طبیعی	۱۳/۵۸	۸٦/٤۲	۱۲/۹۲	۸۷/۰۸
گازوئیل	۵۸/۳	٤۱/۷	٤۵/۱	۵٤/۹
نفت کوره	٤٦/۳	۵۳/۷	٤۲/٦	۵۷/٤

مأخذ: همان.

شایان ذکر است که مصرف گاز در سه‌ماهه تابستان به حداکثر مقدار خود یعنی حدود ۳۵ درصد مصرف سال می‌رسد.

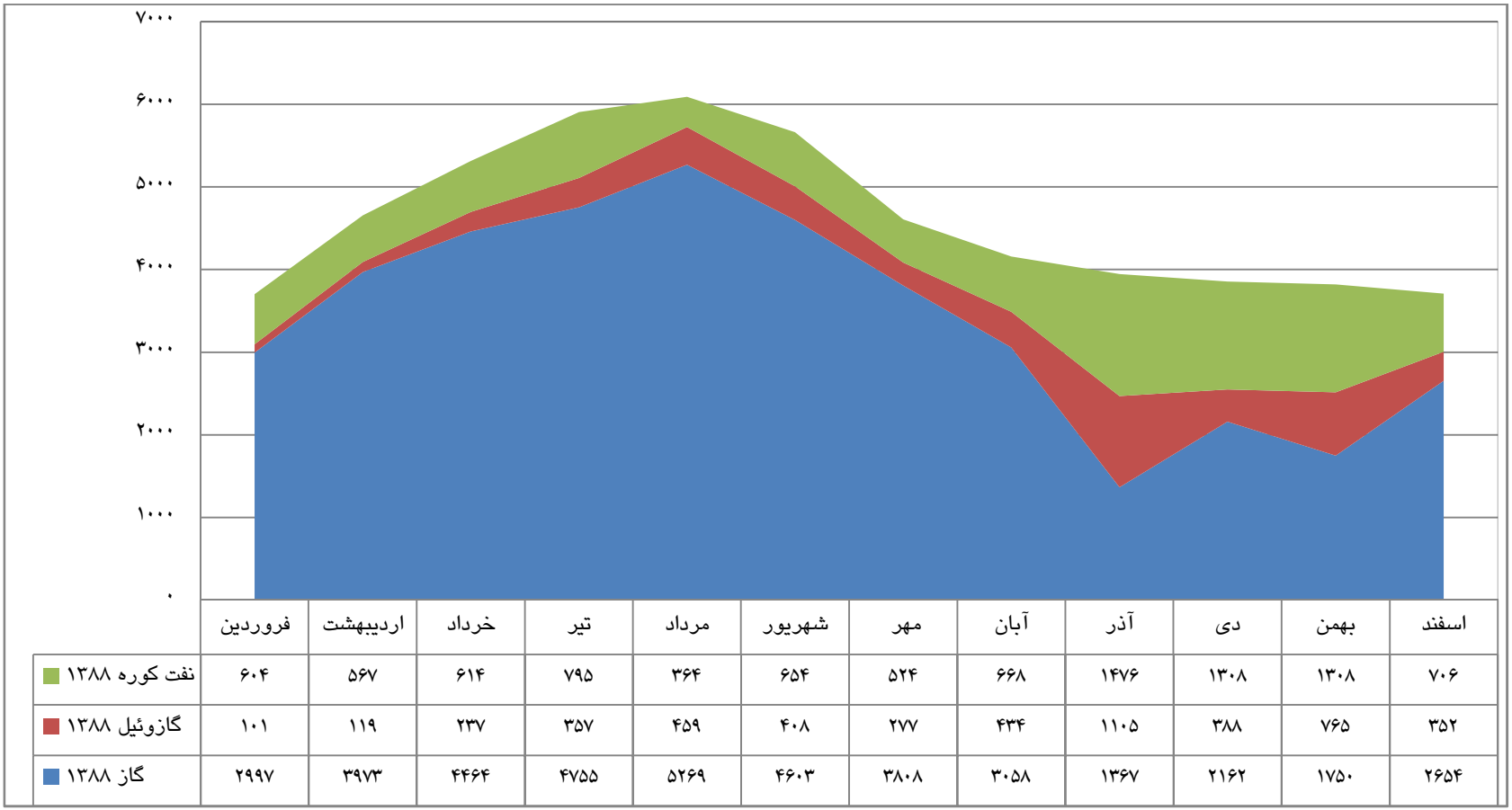
باتوجه به وارداتی بودن گازوئیل گرچه کوشش می‌شود که از آن کمتر در نیروگاه‌ها استفاده شود ولی همان‌طوری که توضیح داده شد به‌علت قطع گاز در ماه‌های سرد، مصرف آن در نیروگاه‌های گازی اجتناب‌ناپذیر است، البته کمتر از ۱ درصد از گازوئیل در نیروگاه‌های دیزلی و ۱۸ درصد آن هم در چند نیروگاه گازی شهرهای بوشهر، زاهدان، چابهار و کنارک که هنوز گازرسانی نشده‌اند، مصرف شده است. علاوه‌بر آن نیروگاه‌های کاشان و نوشهر که هردو به بخش خصوصی تعلق دارند، در سال ۱۳۸۸ فقط گازوئیل مصرف کرده‌اند که علت آن هم شاید به خاطر راه‌اندازی تا قبل از گازرسانی باشد.

نمودار ۳ مصرف روزانه انواع سوخت نیروگاه‌ها را در سال ۱۳۸۸ نشان می‌دهد.

در مورد مصرف سوخت در نیروگاه‌ها باید گفت که این مقدار سوخت معادل ۹۵٦ هزار بشکه در روز و یا معادل تقریبی ۳۵۰ میلیون بشکه در سال است.

نمودار ۳. سوخت مصرفی نیروگاه‌های وزارت نیرو و بخش خصوصی به تفکیک ماه در سال ۱۳۸۸

(گاز برحسب میلیون مترمکعب و نفت کوره و گازوئیل برحسب میلیون لیتر)



	فروردین	اردیبهشت	خرداد	تیر	مرداد	شهریور	مهر	آبان	آذر	دی	بهمن	اسفند
نفت کوره ۱۳۸۸	۶۰۴	۵۶۷	۶۱۴	۷۹۵	۳۶۴	۶۵۴	۵۲۴	۶۶۸	۱۴۷۶	۱۳۰۸	۱۳۰۸	۷۰۶
گازوئیل ۱۳۸۸	۱۰۱	۱۱۹	۲۳۷	۳۵۷	۴۵۹	۴۰۸	۲۷۷	۴۳۴	۱۱۰۵	۳۸۸	۷۶۵	۳۵۲
گاز ۱۳۸۸	۲۹۹۷	۳۹۷۳	۴۴۶۴	۴۷۵۵	۵۲۶۹	۴۶۰۳	۳۸۰۸	۳۰۵۸	۱۳۶۷	۲۱۶۲	۱۷۵۰	۲۶۵۴

۱۶-۱-۱. راندمان (بازده حرارتی) نیروگاه‌ها

راندمان و یا بازده حرارتی نیروگاه‌ها به عوامل مختلفی بستگی دارد که مهمترین آنها عبارتند از:

۱. نوع واحد نیروگاهی (بخاری، گازی و چرخه ترکیبی)،

۲. ظرفیت هر واحد،

۳. عمر واحد،

٤. سیستم خنک‌کننده نیروگاه،

٥. نوع سوخت مصرفی،

٦. 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 گاز برای گرم کردن آب دیگ‌های بخار استفاده می‌شود.

جدول ۲٥ متوسط بازده حرارتی نیروگاه‌ها را به تفکیک تحت مالکیت وزارت نیرو، بخش خصوصی و صنایع بزرگ نشان می دهد. چنانچه ملاحظه می شود حداکثر راندمان مربوط به نیروگاه‌های چرخه ترکیبی و حداقل آن هم مربوط به نیروگاه‌های گازی است. به هر میزانی که وزارت نیرو بتواند نیروگاه‌های گازی را به چرخه ترکیبی تبدیل نماید راندمان آنها افزایش یافته و در مصرف سوخت صرفه جویی می‌شود. درحال حاضر متوسط راندمان نیروگاه های تحت مالکیت وزارت نیرو ۳٦/۸ درصد است. جدول ۲٦ هم راندمان کلیه نیروگاه های وزارت نیرو و بخش خصوصی را در سال ۱۳۸۸ نشان می‌دهد.

همان‌طوری که در جدول ۲٦ ملاحظه شد راندمان نیروگاه بخاری طرشت و ۱٥ نیروگاه گازی دیگر کمتر از ۲٥ درصد است. جمع تولید این ۱٦ نیروگاه حدود ٦۷۳۲ گیگاوات ساعت و یا معادل ۳ درصد از کل تولید است. مهمترین این نیروگاه ها، نیروگاه ری با تولید ۲۳٥۸ گیگاوات ساعت است. گفتنی است که از بین آنها ٤ نیروگاه با راندمان کمتر از ۲۰ درصد فقط ۱۱٤۸ گیگاوات ساعت تولید کرده‌اند. لذا در صورتی که لازم باشد هریک از آنها از چرخه تولید حذف شود، گرچه جایگزینی تولید انرژی آنها از طریق افزایش تولید سایر نیروگاه‌ها به‌راحتی امکانپذیر است ولی تأمین پیک بار شبکه با مشکل مواجه می‌شود، زیرا همه این نیروگاه ها (به‌استثنای نیروگاه بخاری طرشت) که در مواقع پیک راه‌اندازی می‌شوند به‌طور غیرهمزمان حدود ۱٥۰۰ مگاوات از بار پیک را تأمین می‌کنند. نیروگاه های گازی کهنوج و نوشهر که از بین واحدهای کهنه وزارت نیرو به بخش خصوصی فروخته شده‌اند راندمان کمی دارند. البته راندمان ۷/۲ درصد نیروگاه نوشهر شاید به‌علت راه‌اندازی ابتدایی آن در سال ۱۳۸۸ بوده است.

جدول ۲۵. بازده و راندمان نیروگاه‌های حرارتی در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸

(بازده حرارتی به کیلوکالری بر کیلووات‌ساعت)

(راندمان به درصد)

نیروگاه‌های			بخاری	گازی	چرخه ترکیبی	دیزلی	متوسط (وزارت نیرو)	بخش خصوصی	صنایع بزرگ	متوسط کل کشور
۱۳۸۳		بازده حرارتی	۲،۳۳۵	۳،۱۱۹	۱،۸۶۹	۲،۸۶٤	۲،۳۵٦	–	۲۷۲۹	۲۳۵۷
		راندمان	۳٦/۸	۲۷/٦	٤٦	۳۰	۳٦/٥	–	۳۲	۳٦
برنامه چهارم توسعه	۱۳۸٤	بازده حرارتی	۲،۳٥٥	۳،۰۹٥	۱،۸۹۱	۲،۷۱٤	۲،۳۸٥	۲٤٦۱	۳۰۲۹	۲۲۸٥
		راندمان	۳٦/٥	۲۷/۸	٤٥/٥	۳۱/۷	۳٦/۱	۳٥	۲۸/٤	۳۷/٦
	۱۳۸٥	بازده حرارتی	۲،۳٦٤	۳،۱٦۰	۱،۹۳٥	۲،۷۱۲	۲،٤۰۳	۲۷٦۳	۲٦٤۷	۲٤۲۲
		راندمان	۳٦/٤	۲۸/۱	٤٤/٤	۳۱/۷	۳٥/۸	۳۱/۱	۳۲/٥	۳٥/٥
	۱۳۸٦	بازده حرارتی	۲،۳۷٤	۳،۰٦٤	۲،۰۳۱	۲،۷۰۲	۲،۳۷۳	۲٥۷۸	۲۹۷۰	۲٤۰۰
		راندمان	۳٦/۲	۲۸/۲	٤۲/۳	۳۱/۸	۳٦/۲	۳۳/٤	۲۹	۳٥/۸
	۱۳۸۷	بازده حرارتی	۲،۳٦۷	۲،۹۸۱	۱،۹۳۳	۲،٥۰۳	۲،۳٥٥	۲٥۹٥	۲۹۱۸	۲۳۸۹
		راندمان	۳٦/۳	۲۸/۹	٤٤/٥	۳٤/٤	۳٦/٥	۳۳/۱	۲۹/٥	۳٦
	۱۳۸۸	بازده حرارتی	۲،۳٥۷	۲،۹٦٥	۱،۹۹۰	۲،٥۰٦	۲،۳۳٤	۲٦٥۲	۳۰۲۲	۲۳۸٦
		راندمان	۳٦/٥	۲۹/۰	٤۳/۲	۳٤/۳	۳٦/۸	۳۲/٤	۲۸/٥	۳٦

جدول ۲۶. راندمان نیروگاه‌های حرارتی به تفکیک نوع آن در سال ۱۳۸۸

(درصد)

ردیف	بخاری	راندمان	ردیف	چرخه ترکیبی	راندمان	ردیف	گازی	راندمان	ردیف	گازی	راندمان
۱	شهید فیروزی (طرشت)	۱۹/۴	۱	چرخه ترکیبی گیلان	۴۳/۹	۶	شهید زنبق یزد	۲۴/۹	۲۶	جهرم	۳۰/۵
۲	بعثت	۳۰/۳	۲	چرخه ترکیبی منتظرقائم	۴۳/۴	۷	ری	۲۳/۰	۲۷	سبلان	۲۹/۸
۳	اصفهان (اسلام‌آباد)	۳۶/۱	۳	چرخه ترکیبی قم	۴۵/۳	۸	تبریز جدید	۲۰/۷	۲۸	چابهار گازی	۳۰/۳
۴	منتظر قائم	۳۴/۱	۴	چرخه ترکیبی شهید رجایی	۴۴/۲	۹	کنارک (چابهار)	۲۲/۱	۲۹	شهید کاوه	۳۴/۷
۵	شهید بهشتی (لوشان)	۳۲/۷	۵	چرخه ترکیبی نیشابور	۴۵/۴	۱۰	ارومیه	۲۱/۵	۳۰	کیش (گازی)	۲۸/۱
۶	زرند	۲۵/۴	۶	چرخه ترکیبی شریعتی	۴۴/۴	۱۱	شریعتی	۲۲/۱		متوسط گازی	۲۹
۷	مشهد	۳۰/۱	۷	چرخه ترکیبی فارس	۴۸/۱	۱۲	صوفیان	۲۰/۸	**نیروگاه‌های خصوصی**		
۸	شهید سلیمی (نکا)	۳۴/۴	۸	چرخه ترکیبی خوی	۴۴/۵	۱۳	زاهدان	۲۴	۱	زرگان (بخاری)	۳۹/۶
۹	رامین (اهواز)*	۴۰/۷	۹	چرخه ترکیبی شهید سلیمی	۴۲/۴	۱۴	قائن	۲۵/۳	۲	زرگان (گازی)	۲۶/۶
۱۰	بندرعباس	۳۵/۲	۱۰	چرخه ترکیبی یزد	۴۳/۵	۱۵	هسا	۲۵/۴	۳	جنوب اصفهان (گازی)	۳۱/۸
۱۱	شهید محمد منتظری	۳۶/۴	۱۱	چرخه ترکیبی کازرون	۴۵/۷	۱۶	کنگان	۱۹/۸	۴	رودشور (گازی)	۳۵/۹
۱۲	توس	۳۵/۴	۱۲	چرخه ترکیبی کرمان	۴۳/۹	۱۷	یزد (گازی)	۲۳/۸	۵	عسلویه (گازی)	۳۰/۳
۱۳	تبریز	۳۴/۴	۱۳	چرخه ترکیبی دماوند	۳۱/۳	۱۸	سمنان	۱۵/۲	۶	فردوسی (گازی)	۳۰/۶
۱۴	شهید رجایی*	۳۸/۸		متوسط چرخه ترکیبی	۴۳/۲	۱۹	بندرعباس (گازی)	۲۰/۶	۷	کهنوج (گازی)	۲۱
۱۵	بیستون	۳۹	**گازی**			۲۰	آبادان	۳۴	۸	خرمشهر	۳۰/۵
۱۶	شهید مفتح همدان	۳۷/۶	۱	شیراز	۲۱/۹	۲۱	هرمزگان	۳۲/۸	۹	چرخه ترکیبی کاشان	۳۱/۵
۱۷	ایرانشهر	۳۰/۶	۲	مشهد (گازی)	۲۷/۵	۲۲	سنندج	۳۲/۴	۱۰	نوشهر	۷/۲
۱۸	شازند*	۴۰/۲	۳	بوشهر	۲۱/۷	۲۳	شیروان	۳۳/۲		متوسط بخش خصوصی	۳۲/۴
۱۹	سهند	۳۸/۲	۴	شهید بهشتی (لوشان)	۲۷/۴	۲۴	پرند	۳۰/۲			
	متوسط بخاری	۳۶/۵	۵	درود	۱۸/۷	۲۵	ارومیه	۳۰/۲			

* به‌علت کالیبره نبودن کنتورهای گاز ارقام صحیح نمی‌باشند.

۲-۱. مصرف برق

۱-۲-۱. مصرف برق برحسب نوع مصرف

مصرف برق کشور همچنان درحال رشد است به نحوی‌که متوسط رشد مصرف در چهار ساله اول برنامه چهارم حدود ٦/٦ درصد بوده است ولی به‌علت کاهش رشد مصرف در سال ۱۳۸۸ نسبت به رشد متوسط سال‌های قبل از آن متوسط رشد مصرف در برنامه چهارم به حدود ٦/۱۲ رسیده است. گفتنی است که متوسط رشد در سال ۱۳۸۸ نسبت به سال ۱۳۸۷ حدود ۳/۲ درصد بوده درحالی که مصرف برق در ده‌ساله ۱۳۸۷ به ۱۳۷۷ حدود ۷/۷ درصد گزارش شده است.

جدول ۲۷ مصرف برق کشور را برحسب انواع آن از سال ۱۳۸۳ لغایت ۱۳۸۸ نشان می‌دهد.

جدول ۲۷. روند مصرف برق در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸ (گیگاوات‌ساعت)

مصارف	۱۳۸۳	برنامه چهارم توسعه				متوسط رشد سالیانه ۱۳۸۳ به ۱۳۸۸
		۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	
خانگی	٤٠٥٦٤	٤٤١٠٨	٤٨٠٨٥	٥١٠٥٩	٥٢٨٩٦	٥٥٦٣٠	٦/٥٢
عمومی	١٥٠٢١	١٦٣٥٠	١٨٣٢٩	١٩٧١٠	٢٠٤٢٨	٢١٨٢٧	٧/٧٦
کشاورزی	١٥٤٨٩	١٦٤٦٩	١٧٦٦٦	١٧٧٤٥	٢١١٧٩	٢١٤١١	٦/٦٩
صنعتی	٤٠٣٤٣	٤٣١٢٣	٤٦٥٩٠	٤٩٨٣٧	٥٢١١٠	٥٣٩٧٠	٥/٩٩
سایر مصارف	٧٨٦٣	٨٥٤٢	٩٣٢٠	٩٩٩٤	١٠٧٤٢	١١٠١٥	٦/٩٧
روشنایی معابر	٥١٨٨	٤٣٠٥	٤٦٠٨	٤٥٠٨	٤٠٩١	٣٦٧٤	-٦/٦٩
جمع	**١٢٤٤٦٨**	**١٣٢٨٩٧**	**١٤٤٥٩٨**	**١٥٢٨٥٣**	**١٦١٤٤٥**	**١٦٧٥٢٧**	**٦/١٢**

مأخذ: گزارشات آماری صنعت برق ایران، توانیر.

همان‌طوری که ملاحظه می‌شود انواع مصرف برق به‌طور کلی در پنج بخش خانگی، عمومی، کشاورزی، صنعتی و سایر مصارف تعرفه‌بندی شده است. روشنایی معابر که هزینه آن بر روی برخی از تعرفه‌ها اضافه می‌شود نیز دارای آمار جداگانه‌ای است. هریک از تعرفه‌های اصلی از نظر نرخ برق دارای زیرشاخه‌هایی است که در فصل پنجم به آن پرداخته خواهد شد.

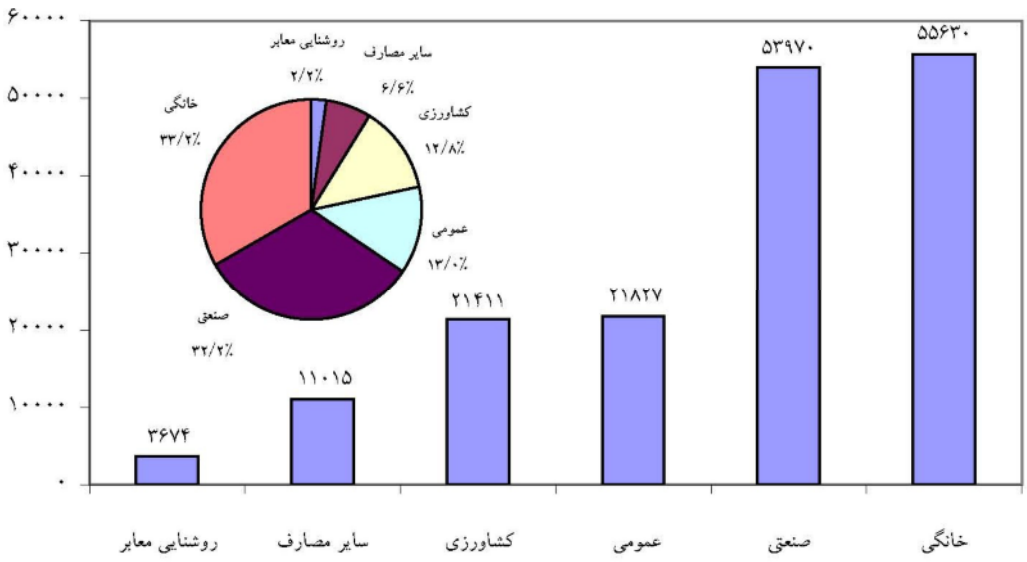
گرچه به‌طور کلی رشد مصرف برق در سال ۱۳۸۸ نسبت به رشد سال‌های قبل از آن کاهش داشته ولی کاهش رشد مصرف بیشتر در بخش کشاورزی و بعد از آن هم در صنعت محسوس است. به‌نظر می‌رسد علت آن در بخش کشاورزی برقی کردن اکثر چاه‌های کشاورزی تا سال‌های قبل از سال ۱۳۸۸ بوده و کاهش رشد در مصارف صنعتی هم شاید به رکود فعالیت آنها برمی‌گردد و بالاخره کاهش رشد مصرف در بخش‌های خانگی و سایر مصارف (فعالیت‌های تجاری و اداری و... جزء سایر مصارف است) هم به‌علت کاهش متوسط درجه حرارت در تابستان سال ۱۳۸۸ نسبت به سال های قبل از آن بوده است. بالاخره کاهش مصرف در بخش روشنایی معابر بیشتر به

مدیریت مصرف در آن بخش و جایگزینی لامپ‌های با مصرف کمتر بجای لامپ‌های پرمصرف است. به‌علاوه اغلب در مواقع پیک، روشنایی خیابان‌ها قطع و یا چراغ‌ها را یک در میان روشن می‌کنند. تغییرات رشد مصرف برق در شاخه‌های کشاورزی، صنعتی و سایر مصارف اندکی هم تحت تأثیر تغییراتی است که در تعرفه‌بندی و یا جابجایی مصارف از نرخ‌های گران‌تر به نرخ‌های ارزانتر صورت می‌گیرد. بیشتر این تغییر را می توان در افزایش مصرف کشاورزی سال ۱۳۸۷ نسبت به سال‌های قبل از آن مشاهده کرد. دلیل این امر هم این است که برخی از مصارفی که جزء تعرفه مصارف صنعتی مرتبط با تولیدات کشاورزی بوده‌اند با درخواست تولیدکنندگان و موافقت دولت جزء تعرفه مصارف کشاورزی محسوب شده‌اند.

جدول ۲۸ ترکیب مصارف مختلف برق (فروش برق) را نسبت به کل مصرف در طول برنامه چهارم توسعه و نمودار ٤ و ٥ نیز وضعیت سال ۱۳۸۸ و همچنین سهم مصارف خانگی و صنعتی را در یک دوره ده‌ساله نشان می‌دهد.

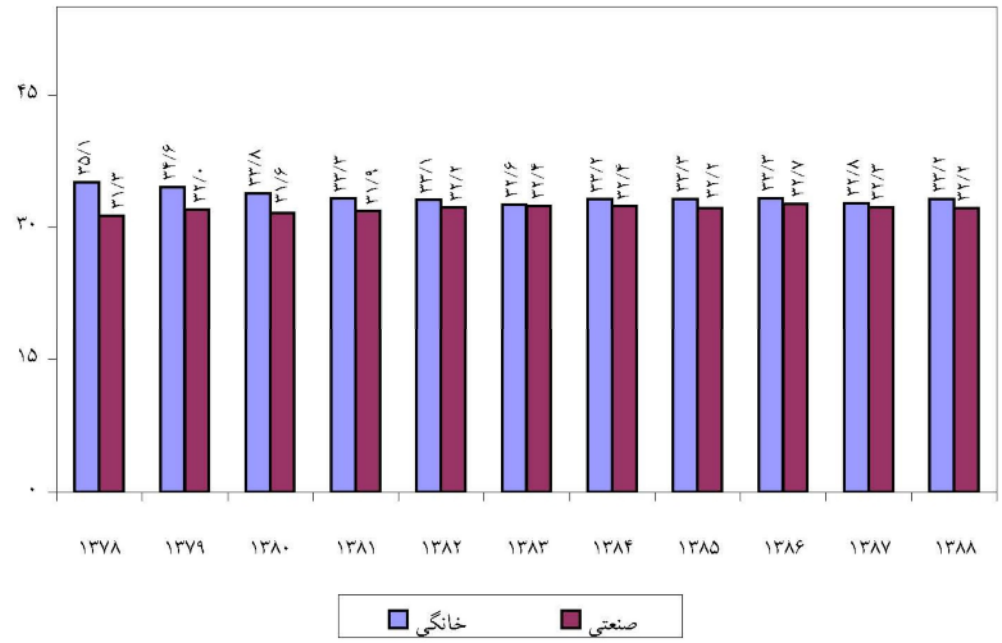
نمودار ۴. فروش انرژی برق به تفکیک تعرفه‌ها در سال ۱۳۸۸

(میلیون کیلووات‌ساعت)



نمودار ۵. مقایسه سهم مصارف خانگی و صنعتی از کل فروش انرژی برق در طی سال‌های ۱۳۷۸-۱۳۸۸

(درصد)



جدول ۲۹ میزان برق مصرف شده را نسبت به پیش‌بینی آن در برنامه چهارم منعکس کرده است. کاهش درصد تحقق در سال ۱۳۸۷ به خاموشی‌های آن سال ارتباط مستقیم دارد. ولی نظر به اینکه شبکه سال ۱۳۸۸ را بدون خاموشی گذرانده کاهش درصد تحقق را می‌توان از یک طرف به عدم پیش‌بینی صحیح در ابتدای برنامه و همچنین کاهش فعالیت‌های صنایع و بالاخره هوای مناسب‌تر سال ۱۳۸۸ از طرف دیگر ارتباط داد.

جدول ۲۸. ترکیب مصارف مختلف برق

(درصد)

مصارف	۱۳۸۳	برنامه چهارم توسعه				
		۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
خانگی	۳۲/۵۹	۳۳/۱۹	۳۳/۲۵	۳۳/٤۰	۳۲/۷٦	۳۳/۲۱
عمومی	۱۲/۰۷	۱۲/۳۰	۱۲/٦۸	۱۲/۸۹	۱۲/٦٥	۱۳/۰۳
کشاورزی	۱۲/٤٤	۱۲/۳۹	۱۲/۲۲	۱۱/٦۱	۱۳/۱۲	۱۲/۷۸
صنعتی	۳۲/٤۱	۳۲/٤٥	۳۲/۲۲	۳۲/٦۰	۳۲/۲۸	۳۲/۲۱
سایر مصارف	٦/۳۲	٦/٤۳	٦/٤٥	٦/٥٤	٦/٦٥	٦/٥۸
روشنایی معابر	٤/۱۷	۳/۲٤	۳/۱۹	۲/۹٥	۲/٥٤	۲/۱۹
جمع	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰

مأخذ: همان.

جدول ۲۹. مقایسه مصرف برق با پیش‌بینی اهداف آن در برنامه (گیگاوات‌ساعت)

مصرف برق / سال	هدف	عملکرد	درصدتحقق
۱۳۸٤	۱۳٦٦۰۰	۱۳۲۸۹۷	۹۷/۳
۱۳۸٥	۱٤٨٨۰۰	۱٤٤٥۹۸	۹۷/۲
۱۳۸٦	۱٦۲۱۰۰	۱٥۲۸٥۳	۹٤/۳
۱۳۸۷	۱۷٤۰۰۰	۱٦۱٤٤٥	۹۲/۷
۱۳۸۸	۱۹۰۰۰۰	۱٦۷٥۲۷	۸۸/۲

مأخذ: همان.

۲-۲-۱. متوسط مصرف مشترک خانگی

نمودار ٥ متوسط مصرف ماهیانه مشترکین خانگی را به تفکیک شرکت‌های توزیع و نیز روند تغییرات متوسط مصرف مشترکین خانگی کل کشور را از سال ۱۳۷۳ لغایت ۱۳۸۸ نشان می‌دهد.

ملاحظه می‌شود که در طی برنامه‌های دوم، سوم و چهارم توسعه یعنی از ۱۳۷۳ لغایت ۱۳۸۸ متوسط مصرف ماهیانه مشترکین خانگی از ۱۸۹ کیلووات‌ساعت به ۲۳٤ کیلووات‌ساعت (با رشد حدود ۱/٤۳ درصد) رسیده است.

به‌علاوه نمودار مذکور نشان می دهد که کمترین متوسط مصرف ماهیانه به استان خراسان جنوبی و بیشترین آن هم به استان‌های بوشهر، هرمزگان و خوزستان که گرم‌ترین استان‌های کشور هستند تعلق دارد.

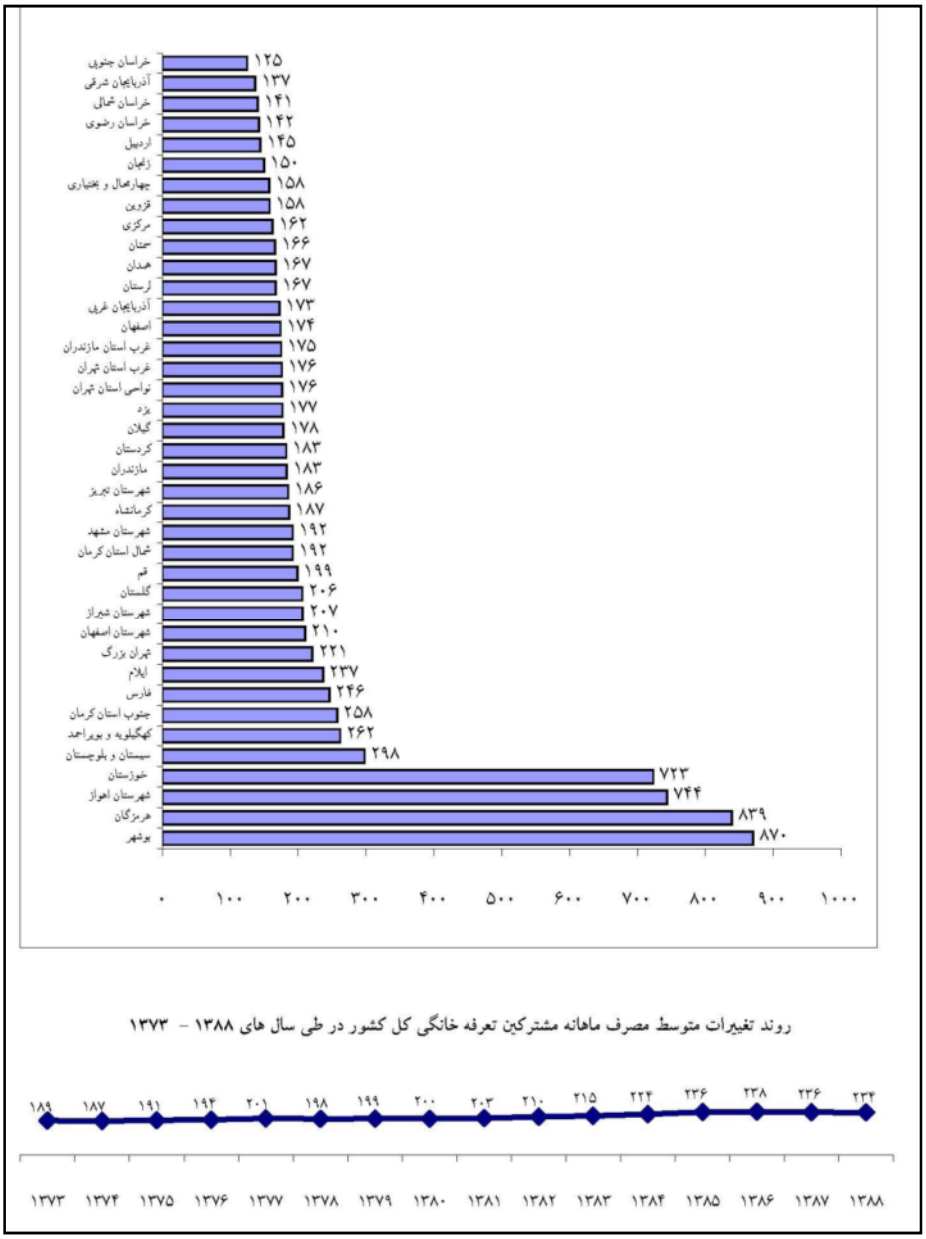
بدیهی است پس از استان‌های گرم، مصرف برق خانگی در سایر استان‌ها به دو عامل گرمای هوا از یک طرف و وضع اقتصادی و یا پیشرفت عمومی مردم از طرف دیگر ارتباط دارد.

۳-۱. مشترکین برق

تعداد مشترکین برق در بخش‌های مختلف مصرف هرساله نسبت به سال قبل افزایش می‌یابد. این افزایش مربوط به رشد جمعیت کشور و تشکیل خانوارهای جدید و کاهش بُعد خانوار و ایجاد واحدهای مسکونی، عمومی، تجاری، کشاورزی و صنعتی است. جدول ۳۰ تعداد مشترکین برق را به تفکیک انواع آن از سال ۱۳۸۳ لغایت ۱۳۸۸ و رشد هریک را نشان می‌دهد.

نمودار ۶. متوسط مصرف ماهیانه مشترکین خانگی شرکت‌های توزیع در سال ۱۳۸۸

(کیلوات ساعت)



جدول ۳۰. مشترکین برق (هزار مشترک)

نوع مشترکین	۱۳۸۳	برنامه چهارم توسعه					متوسط رشد سالیانه برنامه چهارم
		۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	
خانگی	۱۵۷۱۹	۱۶۳۹۸	۱۶۹۸۹	۱۷۷۷۰	۱۸۷۱۵	۱۹۸٤٤	٤/۷۸
عمومی	٦۳٤	٦۷۷	۷٤۹	۷۹۳	۸۵٦	۹۵۲	۸/٤۷
کشاورزی	۱۱٦	۱۲۷	۱۳۸	۱۵۱	۱۷٤	۲۰۲	۱۱/۷۳
صنعتی	۱۲۱	۱۳۳	۱۵۲	۱٦٦	۱٦۵	۱٦۱	۵/۸۸
سایر مصارف	۲۲۱٦	۲۳۱٤	۲۵۳۱	۲٦٦۸	۲۸۲۸	۳۰۳۱	٦/٤٦
جمع	**۱۸۸۰۶**	**۱۹۶۴۹**	**۲۰۵۵۹**	**۲۱۵۴۸**	**۲۲۷۳۸**	**۲۴۱۹۱**	**۵/۱۷**

مأخذ: همان.

همان‌طوری که ملاحظه می‌شود متوسط رشد سالیانه مشترکین در طول برنامه چهارم حدود ۵/۱۷ درصد بوده است. در بین آنها رشد مشترکین بخش کشاورزی بیش از همه و حدود ۱۱/۷۳ درصد در سال بوده است. دلیل آن هم برقی کردن چاه‌های آب کشاورزی در طول این سال‌ها از یک طرف و تبدیل انواع دیگر تعرفه‌ها به تعرفه کشاورزی از طرف دیگر بوده است.

کاهش تعداد مشترکین صنعتی در سال ۱۳۸۸ نسبت به سال ۱۳۸۷ نیز به‌علت جابجایی برخی از مشترکین صنعتی به سایر تعرفه‌هاست.

رشد مصرف مشترکین خانگی علاوه بر رشد جمعیت به بهبود زندگی و رفاه عمومی مردم و استفاده از تجهیزات برقی و کاهش بُعد خانوار ارتباط دارد. جدول ۳۱ نسبت جمعیت کشور را به تعداد مشترکین خانگی نشان می‌دهد.

جدول ۳۱. نسبت جمعیت کشور به تعداد مشترکین خانگی

شرح	۱۳۸۳	برنامه چهارم توسعه				
		۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
نسبت	٤/۲۹	٤/۱٤	٤/۱۲	٤/۰۲	۳/۸۸	۳/۷۱

مأخذ: همان.

براساس این جدول ملاحظه می‌شود که این نسبت از ٤/۳۳ در سال ۱۳۸۳ به ۳/۷۱ در سال ۱۳۸۸ کاهش یافته است که نشان از بهبود از زندگی مردم و وجود نفرات کمتر در واحدهای مسکونی مستقل است.

جدول ۳۲ درصد تحقق تعداد مشترکین صنعت برق را نسبت به پیش‌بینی تعداد آن در برنامه چهارم نشان می‌دهد.

جدول ۳۲. درصد تحقق تعداد مشترکین صنعت برق را نسبت به پیش‌بینی تعداد آن در برنامه چهارم

شرح	برنامه چهارم توسعه				
	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
هدف	۱۹/۸	۲۰/۷۵	۲۱/۷۵	۲۲/۸	۲۳/۹۵
عملکرد	۱۹/٦۵	۲۰/۵٦	۲۱/۵۵	۲۲/۷٤	۲٤/۱۹
درصد تحقق	۹۹/۲٤	۹۹/۰۸	۹۹/۰۸	۹۹/۷٤	۱۰۱

مأخذ: همان.

جدول ۳۳ ترکیب انواع مشترکین را منعکس می‌سازد.

جدول ۳۳. درصد ترکیب انواع مشترکین برق

نوع مشترکین	۱۳۸۳	برنامه چهارم توسعه				
		۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
خانگی	۸۳/۵۹	۸۳/٤۵	۸۲/٦٤	۸۲/٤۷	۸۲/۳۱	۸۲/۰۳
عمومی	۳/۳۷	۳/٤٤	۳/٦٤	۳/٦۸	۳/۷٦	۳/۹٤
کشاورزی	۰/٦۲	۰/٦۵	۰/٦۷	۰/۷	۰/۷۷	۰/۸۳
صنعتی	۰/٦٤	۰/٦۸	۰/۷٤	۰/۷۷	۰/۷۲	۰/٦۷
سایر مصارف	۱۱/۷۸	۱۱/۷۸	۱۲/۳۱	۱۲/۳۸	۱۲/٤٤	۱۲/۵۳
جمع	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰

مأخذ: همان.

در جدول ۳۳ ملاحظه می‌شود که بالغ بر ۸۲ درصد مشترکین به بخش خانگی و ۱٦/۵ درصد هم به مشترکین عمومی و سایر مصارف (تجاری جزء سایر مصارف است) تعلق دارد و بالاخره مشترکین کشاورزی و صنعتی نیز جمعاً ۱/۵ درصد جمع مشترکین را دربر می‌گیرند.

۴-۱. برق روستایی

براساس آمارهای منتشره از طرف مرکز آمار ایران درحال حاضر حدود ۷۲ درصد جمعیت کشور در شهرها و ۲۸ درصد بقیه هم در روستاها سکونت دارند. بخش اندکی از جمعیت که به‌عنوان غیرساکن تعریف می‌شوند هم جزء جمعیت روستایی محسوب شده است. جمعیت‌های غیرساکن به عشایر مناطق مختلف کشور اطلاق می‌شود که به همراه دام‌های خود بین قشلاق و ییلاق در حرکتند.

براساس گزارشات آماری صنعت برق ایران در پایان سال ۱۳۸۸ صد درصد جمعیت شهری و صد درصد خانوارهای روستاهای بالای ۲۰ خانوار برق‌دار بوده‌اند. به‌علاوه به بسیاری از

روستاهای کمتر از ۲۰ خانوار نیز در سال‌های قبل و سال ۱۳۸۸ برق‌رسانی شده است. بدین ترتیب در سال‌های برنامه چهارم توسعه برق‌رسانی به روستاهای کشور به‌شرح جدول ٣٤ صورت پذیرفته است.

جدول ۳۴. تعداد روستاهای برق‌دار شده در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸

شرح	۱۳۸۳	برنامه چهارم توسعه				
		۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
روستاهای برق‌دار شده	۱۲۰۱	۷۹۵	۷۰۹	٥٦١	٤٥٥	۱۰۲۷

مأخذ: همان.

همان‌طوری که در جدول ٣٤ ملاحظه می‌شود تعداد روستاهایی که در هر سال برق‌دار می شوند متفاوت است. این امر به بودجه اختصاص یافته برای این کار از یک طرف و پراکندگی روستاهایی که تا به حال بدون برق مانده‌اند از طرف دیگر بستگی دارد. به هر حال در طول برنامه چهارم توسعه کشور جمعاً ٤١٠٨ روستا برق‌دار شده‌اند.

براساس گزارش وزارت نیرو فقط تعدادی از روستاهای کمتر از ۲۰ خانوار در کشور بدون برق هستند. این روستاها بسیار پراکنده و دور از شبکه‌های برق هستند. آمار برق سال ۱۳۸۸ نشان می‌دهد که در این سال در استان‌های همدان، البرز تهران، قم، زنجان و نیز محدوده‌های شهرستان‌های تبریز و اصفهان هیچ روستایی برق‌دار نشده است و شاید آن بدین معنی است که در این استان‌ها و محدوده شهرستان‌های اصفهان و تبریز روستای بدون برقی باقی نمانده است. ضمناً در بسیاری از محدوده استان‌های دیگر هم تعداد اندکی از روستاها بی‌برق هستند. در بین سایر استان‌ها به‌نظر می‌رسد که هنوز بسیاری از روستاهای کمتر از ۲۰ خانوار در سیستان و بلوچستان، فارس، کرمان و هرمزگان بدون برق باقی مانده‌اند.

شایان ذکر است که براساس آمار وزارت نیرو در سال ۱۳۸۸ تعداد ٥٢٨١٥ روستا با ٤/٢٨ میلیون خانوار برق‌دار بوده‌اند. از طرف دیگر طبق آمار منتشره مرکز آمار ایران در همین سال از ٧٣/٦ میلیون نفر جمعیت کشور ۷۱ درصد آن یعنی ٥٢/٣ میلیون نفر شهرنشین و ۲۹ درصد بقیه یعنی ۲۱/۳ میلیون نفر با ٥/٣ میلیون خانوار روستایی بوده‌اند.

چنانچه تعداد خانوارهای مرکز آمار ایران را مبنا قرار دهیم نشان می دهد که هنوز ۲۰ درصد خانوارهای روستایی و غیرساکن بی‌برق‌اند. درحالی که از نظر جمعیتی این رقم صحیح به‌نظر نمی‌رسد. این مغایرت در ارقام را می‌توان به عدم تطابق آمار جمعیتی مرکز آمار ایران و ارقام منتشره وزارت نیرو دانست.

به هر حال مسئله برق‌دار کردن روستاها و مزارع پراکنده باقی مانده ظرف چند سال آینده انجام خواهد شد. گرچه با ایجاد روستاها و یا مزارع جدید این کار به صورت فعالیت جاری شرکت‌های برق ادامه خواهد یافت.

۵-۱. شبکه‌های انتقال و توزیع برق

شبکه برق کشور شامل سطوح ولتاژی زیر است:

۱. خطوط انتقال ٤٠٠ و ۲۳۰ کیلوولت به‌عنوان استخوان‌بندی اصلی بدنه سیستم سراسری برق کشور،

۲. در فوق توزیع ۱۳۲، ٦٣ و ٦٦ کیلوولت به عنوان زنجیره میانی و ارتباطی بین خطوط انتقال و خطوط توزیع،

۳. خطوط ۳۳ و ۲۰ کیلوولت (فشار متوسط) و ٤٠٠ و ۲۳۰ ولت (فشار ضعیف) به عنوان توزیع‌کننده برق.

جدول ۳۵ طول خطوط فوق‌الذکر را در سال‌های ۱۳۸۳ لغایت ۱۳۸۸ نشان می‌دهد.

جدول ۳۵. طول خطوط شبکه برق کشور (کیلومترمدار)

خطوط	۱۳۸۳	برنامه چهارم توسعه				متوسط رشد سالیانه ۱۳۸۳ به ۱۳۸۸
		۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	
٤٠٠ کیلوولتی	١١٨٤٨	١٢١٣٨	١٢٤٤٠	١٤١٩١	١٤٨٢٣	١٧٤٣٨	٨/٠٤
۲۳۰ کیلوولتی	٢٤١٥١	٢٤٩٣١	٢٥٦٣٤	٢٦٤٥٥	٢٧٠٨٢	٢٨٤٨٧	٣/٣٦
۱۳۲ کیلوولتی	١٦٥١٣	١٧٠٤٧	١٨٥٢٨	١٩١٨٥	١٩٩٨٦	٢٠٧٠٣	٤/٦٣
٦٣ و ٦٦ کیلوولتی	٣٥٢٧٤	٣٦٧٢١	٣٧٩٧٤	٣٩٢٣٢	٣٩٧٣٢	٤٢٣٤١	٣/٧٢
فشار متوسط ۲۰ و ۳۳ کیلوولت	٢٩٠٦٢٣	٣٠٤٠٥١	٣١٧٦٣٣	٣٢٧٩٩٧	٣٤٠١٤٣	٣٥٠٥٨٣	٣/٨٢
فشار ضعیف ٤٠٠ ولت	٢٣٩٧٩٧	٢٤٩٣٢٦	٢٥٨١٦١	٢٦٥٨٢٦	٢٧٦٧٠٠	٢٨٧٧٠٨	٣/٧١

مأخذ: همان.

همان‌طوری که ملاحظه می‌شود در سال‌های برنامه چهارم توسعه طول خطوط ٤٠٠ کیلوولت از رشد قابل ملاحظه‌ای برخوردار بوده است. به‌طوری که فقط در سال ۱۳۸۸ حدود ٢٦١٥ کیلومترمدار به شبکه برق کشور در این سطح ولتاژی اضافه شده است که نسبت به سال قبل از آن ١٧/٦٤ درصد رشد داشته است. گفتنی است که مطالعات سیستم در شبکه‌های برق از حساسیت و پیچیدگی خاصی برخوردار است و این مطالعات باید به‌طور مستمر برای بهره‌برداری پایدار و مطمئن از شبکه صورت پذیرد. انتخاب سطوح ولتاژی و ارتباط بین مراکز تولید و مصرف به

پیش‌بینی بار مناطق ارتباط دارد. هرچه این مطالعات دقیق‌تر انجام گیرد و بر همان اساس هم خطوط جدید احداث شود، در تأمین بار مطمئن مصرف‌کنندگان مؤثرتر است.

گرچه احداث خطوط ٤٠٠ کیلوولت در پایداری شبکه برق کشور تأثیر بسزایی دارد ولی توجه به سطوح ولتاژی دیگر هم از اهمیت خاصی برخوردار است. به‌ویژه اینکه در برنامه چهارم توسعه رشد احداث آنها نسبت به ولتاژ ٤٠٠ کیلوولت بسیار کمتر بوده است. از آنجایی که حداکثر بار شبکه برق کشور در طول برنامه چهارم به طور متوسط سالیانه ٦/٢ درصد افزایش یافته و بالاخره با توجه به گرمای هوای تابستان که ظرفیت خطوط و کابل‌ها هم به خاطر گرما کاهش می‌یابد، لذا حتی با وجود تولید کافی، همواره احتمال خاموشی های گسترده در سطوح فوق توزیع و توزیع بسیار زیاد است.

٤. براساس طرح‌های مصوب وزارت نیرو و به‌منظور انتقال برق تولیدی نیروگاه‌های مناطق پارس جنوبی و سرخس قرار است خطوط پرظرفیت با ولتاژ ٧٦٥ کیلوولت احداث شود. فعلاً این خطوط در مرحله طراحی است.

۶-۱. پست‌های برق کشور

انرژی برق پس از تولید در نیروگاه ها باید از طریق خطوط با ولتاژ مختلف به مراکز مصرف انتقال یابد. جهت انجام این کار پست‌های برق در نیروگاه‌ها وظیفه افزایش ولتاژ جهت انتقال و در مراکز مصرف نیز وظیفه کاهش آن را دارند. معمولاً ولتاژ پست‌های برق باید متناسب با میزان باری باشد که باید ولتاژ آن افزایش و یا کاهش یابد.

جدول ٣٦ ظرفیت پست‌های برق کشور را در سال‌های ١٣٨٣ لغایت ١٣٨٨ نشان می‌دهد.

جدول ۳۶. ظرفیت پست‌های برق (مگاولت آمپر)

پست‌ها	برنامه چهارم توسعه						متوسط رشد سالیانه ۱۳۸۶ به ۱۳۸۸
	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	
٤٠٠ کیلوولتی	٢٧٠٧٠	٢٨٣٧٠	٢٩٦٣٣	٣١٦٩٣	٣٤٥٣٨	٣٧٨٣٢	٦/٩٢
٢٣٠ کیلوولتی	٤٧٢١٢	٥١٦٠١	٥٣٨١٦	٥٦١١٦	٥٩٩٤٠	٦٢٣٣٧	٥/٧٢
١٣٢ کیلوولتی	١٥٦٥٥	١٧٢٤٩	١٨٤٨٩	١٩٥٥٤	٢١٥٦٧	٢٢٩٢٣	٧/٩٣
٦٣ و ٦٦ کیلوولتی	٣٧٩٦٨	٤٠٦٢٠	٤٣٩٨٧	٤٧٤٢٤	٥١٤٥٨	٥٣٩٦١	٧/٢٨
فشار متوسط ٢٠ و ٣٣ کیلوولتی	٥٨٣٦٩	٦٢٣٦٥	٦٨٢١١	٧١٣٠٩	٧٧٠١٧	٨١٨٨٢	٧/٠٠

مأخذ: همان.

افزایش ظرفیت پست‌ها در طول برنامه چهارم قابل ملاحظه و رشد آن هم متناسب با افزایش بار در برنامه مزبور بوده است. ولی معمولاً ظرفیت پست های برق باید با توجه به ولتاژ آن با ضریبی متناسب با پیک بار شبکه باشد. با وسعتی که کشور ما دارد و با توجه به پراکندگی مراکز مصرف و به‌ویژه وضعیت گرمای هوا در تابستان، شبکه برق ایران وقتی از نظر ظرفیت کفایت خواهد داشت که ظرفیت پست‌ها به‌شرح زیر مضربی از پیک بار شبکه باشد.

- پست‌های انتقال حدود ۲/۵ برابر پیک بار،
- پست‌های فوق توزیع حدود ۲/۵ برابر پیک بار،
- پست‌های توزیع حدود ۳ برابر پیک بار.

حال اگر این مضارب در پیک بار جدول ۱۰ منظور شود، ملاحظه می‌شود که ظرفیت پست ها در سطوح انتقال (سطوح ولتاژ ٤۰۰ و ۲۳۰) متناسب و کافی است. به همین لحاظ کمترین خاموشی‌ها در ولتاژ انتقال اتفاق می‌افتد. درحالی که به‌سبب عدم تناسب ظرفیت پست‌های فوق توزیع و توزیع با پیک بار بیشترین خاموشی‌ها در توزیع و سپس در فوق توزیع رخ می‌دهد.

فصل دوم ـ عملکرد کیفی صنعت برق

۱-۲. تلفات در شبکه‌های برق و چگونگی کاهش آن

گرچه تلفات در شبکه‌های برق در حد متعارف آن اجتناب‌ناپذیر است ولی در شبکه‌های برق ایران میزان انرژی تلف شده بسیار زیاد است. بیشترین مقدار تلفات در شبکه‌های توزیع به ویژه شبکه فشار ضعیف است. زیرا عموماً برق مشترکین با قدرت درخواستی حتی تا ۲۵۰ کیلووات و گاهی بیشتر هم با فشار ضعیف تأمین می‌شود. علاوه‌بر آن طولانی بودن خطوط فشار متوسط و فشار ضعیف در افزایش تلفات مؤثر است. به این مسئله باید به برق‌رسانی به روستاها که انتقال برق با خطوط طولانی فشار متوسط و داخل و حواشی روستاها و در فواصل زیاد با فشار ضعیف را اضافه کرد. به ویژه وجود خطوط سرویس تا ۲۰۰ متر در روستاها سبب افزایش تلفات می‌شود. در شبکه برق ایران بالغبر ۵۲ درصد خطوط فشار متوسط و ۳٤ درصد خطوط فشار ضعیف کشور جهت برق رسانی به روستاها احداث شده است. گرچه مصارف برق روستایی در مقایسه با مصارف شهری کمتر است (جمعیت روستایی ۲۹ و جمعیت شهری۷۱ درصد جمعیت کشور است)، ولی به هر حال طولانی بودن شبکه‌های فشار متوسط و توزیع روستایی هم در افزایش تلفات نقش بسیاری دارد.

جدول ۳۷ درصد تلفات برق در شبکه‌های انتقال فوق توزیع و متوسط شبکه برق کشور را نشان می‌دهد.

جدول ۳۷. تلفات شبکه‌های انتقال و توزیع (درصد)

شرح	۱۳۸۳	برنامه چهارم توسعه				
		۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
تلفات انتقال و فوق توزیع	٤/٨	٤/٢	٤/٤	٤/٨٥	٤/٢٣	٤/٠٦
تلفات توزیع	١/٦	١٨/٠	١٨/٠٢	١٧/٨٧	١٧/٥١	١٦/٠٥
متوسط شبکه‌های برق	١٨/٨	١٩/٥	١٩/٧	١٩/٩	١٨/٦١	١٧/٠٤

مأخذ: همان.

در سال‌های قبل از ١٣٨٦ برای کاهش تلفات در شبکه‌های انتقال و توزیع اهداف مشخصی تعریف و تعیین نشده بود ولی همواره از طرف مجلس و وزارت نیرو در مورد نحوه کاهش آن بحث می‌شد و وزارت نیرو هم عدم وجود اعتبارات برای نوسازی شبکه‌ها به‌ویژه شبکه‌های توزیع را عنوان می‌کرد. تا اینکه براساس قانون بودجه سال ١٣٨٦ وزارت نیرو مکلف شد که سالیانه ١ درصد تلفات خطوط را کاهش دهد. به همین منظور اعتبارات لازم هم در بودجه مشخص شد.

شایان ذکر است که در قانون بودجه سال ١٣٨٩ وزارت نیرو مکلف شد تا تلفات را ١/٥ درصد کاهش دهد و نتیجه را تا پایان همین سال به کمیسیون انرژی مجلس گزارش کند.

بنابراین همان‌طوری که در جدول فوق ملاحظه می‌شود متوسط تلفات شبکه‌ها که در سال ١٣٨٥ از طرف وزارت نیرو ١٩/٧ درصد اعلام شده، در سال‌های ١٣٨٦ و ١٣٨٧ و ١٣٨٨ به ترتیب به ١٩/٩، ١٨/٦ و ١٧/٠٤ درصد رسید که به این ترتیب نسبت به سال ١٣٨٥ حدود ٢/٦٦ درصد کاهش نشان می‌دهد. کاهش تلفات شبکه براساس نمودار خاصی که در گزارشات آماری توانیر منعکس است محاسبه می‌شود. چنانچه براساس این نمودار و با ارقام واقعی که در آن منظور می‌شود میزان تلفات محاسبه شود درصد تلفات باید به مراتب بیش از مقداری باشد که وزارت نیرو در گزارشات خود منتشر می‌کند. بنابراین اعلام درصد تلفات بیشتر مجازی به‌نظر می‌رسد. جهت اثبات این مدعا کافی است به قدرمطلق یا میزان واقعی تلفات برق در شبکه‌ها اشاره شود. همان‌طوری که قبلاً اشاره شده بخشی از تلفات در شبکه‌ها مربوط به تلفاتی است که اجتناب‌ناپذیر است. مانند تلفات بی‌باری ترانسفورماتورها و یا حتی تلفات بار (یا تلفات مس) آنها و تلفات مجاز در کابل و سیم‌های شبکه، ولی بخش عظیم دیگری مربوط به وضعیت شبکه‌ها و بارگذاری‌های نامناسب آن است. در نموداری که توانیر براساس آن تلفات را محاسبه می‌کند، تلفات ترانسفورماتورها کلاً از این مقوله خارج شده و به روایتی توانیر جزء مصارف داخلی ترانسفورماتور محسوب می‌شود. بنابراین آنچه که اعلام می‌شود فقط درصد تلفات خطوط است.

لذا چنانچه قرار باشد فقط میزان واقعی تلفات بررسی شود ملاحظه جدول ٣٨ مفید خواهد بود. این جدول مقدار تولید ناویژه نیروگاه‌ها، تولید ویژه آنها (پس از کسر مصرف داخلی نیروگاه‌ها)،

فروش انرژی (مصرف توسط مشترکین) و بالاخره مقدار تلفات نشان داده شده است.

جدول ۳۸. تولید، فروش و تلفات انرژی در شبکه‌های برق کشور (گیگاوات‌ساعت)

شرح	۱۳۸۳	برنامه چهارم توسعه					متوسط رشد سالیانه برنامه چهارم
		۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	
تولید ناویژه	۱۶۲۸۷۰	۱۷۸۰۷۱	۱۹۲۵۳۵	۲۰۳۹۸۳	۲۱٤۲۸۰	۲۲۱۳۱۸	٦/۳۲
تولید ویژه	۱۵۵۷۵۷	۱۷۰٦۳۱	۱۸٤۷٦۱	۱۹٦۰۷۸	۲۰۵۹۲۳	۲۱۲۸۵۳	٦/٤۵
فروش انرژی	۱۲٤٤٦۸	۱۳۲۸۹۷	۱٤٤۵۹۸	۱۵۲۸۵۳	۱٦۱٤٤۵	۱٦۷۵۲۷	٦/۱۲
تلفات انتقال و توزیع	۳۱۲۸۹	۳۷۷۳٤	٤۰۱٦۳	٤۳۲۲۵	٤٤٤۷۸	٤۵۳۲٦	۷/٦۹

مأخذ: همان.

همان‌طوری که در جدول ۳۷ ملاحظه می‌شود در برنامه چهارم توسعه تولید ناویژه ٦/۳۲ درصد و تولید ویژه ٦/٤۵ درصد رشد کرده است. این موضوع بدان معنی است که رشد مصرف داخلی نیروگاه‌ها کاهش یافته است. زیرا گرایش بیشتر وزارت نیرو به سمت توربین‌های گازی است که نسبت به نیروگاه‌های بخاری مصرف داخلی کمتری دارد، ولی فروش انرژی به‌طور متوسط ٦/۱۲ درصد و میزان تلفات هم ۷/٦۹ درصد رشد داشته است. این بررسی نشان می دهد که درصد تلفات اعلام شده توسط وزارت نیرو نمی‌تواند به‌صورت صحیح محاسبه شده باشد و درصد آن باید بیش از عددی باشد که اعلام شده است.

از آنجایی که در سال ۱۳۸۸ حدود ٤۵/۳ میلیارد کیلووات ساعت برق یعنی حدود ۲۱/۳ درصد تولید ویژه نیروگاه های برق (پس از کسر مصرف داخلی) در شبکه‌ها تلف شده، شکی نیست و نمی‌توان از این واقعیت گذشت. بنابراین بهتر است وزارت برای کاهش تلفات که راهکارهای خاص خود را دارد اقدام کند.

در اینجا نباید از نظر دور داشت که بخشی از تلفات مربوط به استفاده غیرمجاز (برق‌دزدی) از شبکه‌هاست که در این مورد وزارت نیرو جهت کاهش آن کوشش بسیاری مبذول داشته است. جهت شناخت بیشتر درصد تلفات شرکت‌های توزیع و شناخت معضل آن و نیز سرقت انرژی از شبکه‌ها به وضعیت و مقایسه عملکرد شرکت‌های توزیع به‌شرح جدول ۳۹ پرداخته می‌شود.

جدول ۳۹. درصد تلفات شبکه توزیع به‌تفکیک شرکت‌های توزیع نیروی برق سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸

(درصد)

ردیف	شرکت توزیع نیروی برق	۱۳۸۳	برنامه چهارم توسعه				
			۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
۱	شهرستان تبریز	۱۱/۹	۹/۷۱	۱۰/۲	۹/٤٥	۱۱/٥	۷/۳٦
۲	آذربایجان شرقی	۹	۱۰/٤٦	۸/۷	۱۲/۳۱	۱۲/۸	۱۳/۱۸
۳	آذربایجان غربی	۱٤/۱	۱٥/٦۳	۱٥	۱٦/٤۲	۱۲/۹	۱٤/۳٥
٤	استان اردبیل	۲۰/۲	۱۹/۰٦	۱٥/٥	۱۲/٤٦	۱٥/٥	۱٦/۰۳
٥	شهرستان اصفهان	۱۱/٦	٦/۳۷	۷/۹	۸/٥٦	۸/٦	۸/۹٦
٦	استان اصفهان	۱٥/۳	۱۱/٦۸	۱٤	۱۱/۱۸	۹/٥	۱۰/۰۰
۷	استان چهارمحال و بختیاری	۱٦/۸	۱۲/۲٤	۱۲/۸	۱۳/۳۲	۱۲	۱۱/۲۰
۸	استان مرکزی	۱۲/٦	۱۳/۰٥	۱۲/۹	۱٥/٤۲	۱٤/۸	۱۳/۹۳
۹	استان همدان	۲۱/۷	۲۲/٥۷	۲۱	۲۲/٥۳	۱۸/٦	۱۷/۸٦
۱۰	استان لرستان	۲۰/٤	۲۰/۷۱	۱۷/۹	۲۱/۹٥	۲٤/٥	۲۳/۲٤
۱۱	استان البرز (کرج)	*	۲٥/٥۱	۱۸/۷	*	۲۲/۹	۲۰/۹۰
۱۲	تهران بزرگ	*	*	*	*	۱۰/۸	۱۱/۳۳
۱۳	نواحی تهران	*	*	*	*	۲٤/۳	۲٥/٤۳
۱٤	استان قم	*	۱٥/۹۲	۱۳/۱	*	۱٦	۱٥/٦۱
۱٥	شهرستان مشهد	۱۲/۸	۱۳/۳۷	۸/۱	۱٥/۱٦	۱۳/۷	۱۲/٤۳
۱٦	استان خراسان رضوی	۱۱/٤	۱۰/۲۰	۱۲/۹	۱٤/۰۱	۱۲/۳	۱۱/۳٥
۱۷	استان خراسان شمالی	۱٥/۷	۱۸/۷۲	۱۲/۱	۱٥/۲۱	۱۱	۱۱/۲٤
۱۸	استان خراسان جنوبی	۱۳	۱۲/۲۳	۱۱/٥	۱۱/۸۷	۹/۲	۹/۸۸
۱۹	شهرستان اهواز	۳٤/۲	٤۲/۹۳	٤۲	٤۱/۷۸	۳۸/۹	۳۱/٤۹
۲۰	استان خوزستان	۳۳/٥	۳٤/۹۳	۳٦/۱	۳٦/٤	۳۱/۲	۲٤/۲٦
۲۱	استان کهگیلویه و بویراحمد	۳٤/۹	۲۷/۹٦	۳۰/۸	۲۸/٤۳	۲٥/٥	۲۳/۷٦
۲۲	استان زنجان	۱۱/۳	۱۱/۷٦	۱۳/۱	۱۳/۰۸	۱٥/۱	۱٥/۰۸
۲۳	استان قزوین	۷/۲	۱۸/۷۷	۱۳	۱۱/٥۹	۱۱/۱	۹/۰۸
۲٤	سمنان	٦/٥	۱۰/٦٦	۱۰/۹	۹/٤۱	۷/۱	۷/۸۳
۲٥	سیستان و بلوچستان	۲۸/۸	۳۰/٥۲	۳۰/۱	۳۱/۲۱	۱۹/٤	۲٤/۱۰
۲٦	استان کرمانشاه	۱۹	۱۹/۱۳	۱٦/۳	۱٦/۳۹	۱۷/۷	۱۷/٤۷
۲۷	استان کردستان	۱٥/۳	۱۳/٥۱	۱۳/٥	۱۳/٦۸	۱۱/۸	۱۱/۸۸
۲۸	استان ایلام	۱٥/۳	۱٦/۷٥	۱٦/٤	۱۹/٦۲	۱۷/۷	۱۷/۷۷
۲۹	شهرستان شیراز	۲۳/۲	۲۲/٦۳	۱۹/۹	۲۱/۲٥	۱۷/۸	۱۸/۹۳
۳۰	استان فارس	۲٤/۹	۲۱/۸۱	۱۹/۸	۲۱/۳۳	۸/۲	۸/۰۳
۳۱	استان بوشهر	۲٤	۱۷/۲۳	۱۸/۳	۱٦/۳۱	۲٦/۹	۱٥/٦۹
۳۲	شمال استان کرمان	۸/۳	۹/٦۹	۱۳/٥	۱٤/٦۹	۱۳/۸	۱۲/٥۱
۳۳	جنوب استان کرمان	۱۰/۷	۲۹/٦۷	۱۷/۸	۲۷/٥٤	۲۳/۳	۲۱/۸۹
۳٤	گیلان	۹/٤	۱۳/۷۰	۱٤/۱	۱۳/٤	۱۳/٤	۱۲/٦۰
۳٥	استان مازندران	۱۱/۹	۱٤/۹٥	۱٥/۳	۱۷/۲۱	۱٦/٤	۱٦/۳٤

ردیف	شرکت توزیع نیروی برق	۱۳۸۳	برنامه چهارم توسعه			
			۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
۳۶	غرب مازندران	۱۸	۱۲/۷۲	۱۹/۷	۱۸/٤٦	۲۰/۲	۱۸/۱٦
۳۷	استان گلستان	۸/۵	۱۲/۹۵	۱۵	۱۵/۵۱	۱٤/٤	۱٤/۵٦
۳۸	هرمزگان	۱٦/۳	۱۷/٦۷	۱۸/٤	۱۸/۰۵	۱۷/۹	۱۵/۹۹
۳۹	یزد	۱۱/۲	۱۰/۰۲	۱۰/۱	۸/۳۸	۹/٦	۸/۸۰
متوسط شبکه‌های توزیع		**۱۶/۶**	**۱۸/۰۴**	**۱۸**	**۱۷/۸۷**	**۱۷/۵**	**۱۶/۰۵**

مأخذ: گزارشات آماری صنعت برق ایران، توانیر.

* تلفات اعلام نشده است.

بررسی ارقام جدول ۳۹ نشان می‌دهد:

۱. هرچه منطقه صنعتی‌تر و مراکز مصرف فشرده‌تر و بارها هم متراکم‌تر باشد درصد تلفات کمتر است. در این مورد باید به شرکت های توزیع تبریز، اصفهان، استان اصفهان، تهران بزرگ، استان خراسان رضوی، مشهد و استان‌های قزوین و یزد اشاره کرد. درصد تلفات توزیع برق در این شرکت‌ها بین ۷/۳٦ تا ۱۲/٤۳ اعلام شده است.

۲. درصد تلفات در برخی دیگر از شرکت های توزیع هم مناسب و بین ۸/۰۳ تا ۱۲/٦۰ اعلام شده است مانند شرکت های توزیع استان‌های فارس، چهارمحال و بختیاری، خراسان شمالی و خراسان جنوبی، کردستان، شمال کرمان و گیلان. این موضوع نشان می‌دهد که یا شرکت‌های توزیع توانسته‌اند برای کاهش تلفات بسیار کوشش کنند و یا اینکه عدد اعلام شده صحیح نیست. زیرا درحالی که درصد تلفات شرکت توزیع شهر شیراز ۱۸/۹۳ درصد اعلام شده، تلفات شرکت توزیع استان فارس با ۸/۰۳ درصد عدد درستی نخواهد بود و به همین ترتیب است برای استان های خراسان شمالی و جنوبی و کردستان که ارقام قرین به واقعیت نیست.

۳. تلفات در بعضی از شرکت های توزیع مانند شهرستان اهواز و استان های خوزستان، نواحی تهران، لرستان، کهگیلویه و بویراحمد، جنوب استان کرمان، سیستان و بلوچستان، مازندران و شهرستان‌های اهواز و شیراز بین ۱۸/۹۳ تا ۳۱/٤۹ درصد اعلام شده که بسیار زیاد است. این موضوع در برخی از استان‌ها مانند خوزستان و شهرستان‌های اهواز و شیراز به‌علت استفاده غیرمجاز از برق است. گرچه کوشش‌هایی در جهت کاهش برق دزدی به‌عمل آمده ولی این مسئله در بسیاری از شهرها نه‌تنها رواج دارد، بلکه در صورت گران شدن نرخ برق بیشتر تسری پیدا خواهد کرد.

٤. برای کاهش تلفات باید عواملی را که سبب افزایش آن می‌شوند شناخت 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 باید 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... نیز اضافه کرد.

همان‌طوری که اشاره شده استفاده غیرمجاز نیز در این سال‌ها رقم قابل ملاحظه‌ای از تلفات را تشکیل می‌دهد.

طولانی شدن خطوط به‌ویژه خطوط فشار متوسط و فشار ضعیف و استفاده نامناسب از ترانسفورماتورها هم سبب افزایش تلفات می‌شود. لذا بهتر است توزیع نیرو همواره با توجه به توزیع بار مشترکین با ولتاژ مناسب‌تر صورت گیرد و به جای استفاده از ترانس‌های توزیع پرظرفیت و توزیع برق با خطوط فشار ضعیف طولانی‌تر، از ترانس‌های کم‌ظرفیت‌تر و کم‌تلفات‌تر ولی خطوط فشار ضعیف بسیار کوتاه‌تر استفاده شود.

همان‌طوری که گفته شده شبکه‌های فشار متوسط و ضعیف روستایی بسیار طولانی است جهت اثبات این مدعا به جدول ٤٠ اشاره می‌شود.

جدول ٤٠ طول خطوط فشار متوسط و ضعیف موجود در کشور را در پایان سال ۱۳۸۸ نشان می‌دهد.

جدول ۴۰. طول خطوط و ظرفیت پست‌های فشار متوسط و طول خطوط فشار ضعیف موجود در کشور در پایان سال ۱۳۸۸

ردیف	شرح	واحد	۱۳۸۸		
			شهری	روستایی	جمع
۱	خطوط فشار متوسط	هزار کیلومتر	١٦٧	١٨٤	۳۵۱
۲	خطوط فشار متوسط به‌ازای یک مشترک	متر	٨/٤	٤٢/٢	*۱۴/۵
۳	خطوط فشار ضعیف	هزار کیلومتر	١٩٠/٤	٧٦/٦	۲۸۸
٤	خطوط فشار ضعیف به‌ازای یک مشترک	متر	٩/٦	٢٢/٩	*۱۱/۹

مأخذ: گزارشات آماری صنعت برق ایران، توانیر.

* این ارقام میانگین خطوط به‌ازای یک مشترک شهری و روستایی است.

ملاحظه می‌شود که گرچه مشترکین برق روستایی (٤/٢٨ میلیون خانوار) حدود ۱۸ درصد و مشترکین شهری حدود ۸۲ درصد کل مشترکین است ولی طول شبکه های فشار متوسط روستایی بیشتر از شبکه شهری است به همین ترتیب، با وجود آنکه مشترکین روستایی حدود یک‌چهارم مشترکین شهری است شبکه فشار ضعیف روستایی حدود نصف شبکه شهری است. بدین معنی که در پایان سال ۱۳۸۸ به‌ازای هر مشترک روستایی ٤٣/٢ متر شبکه فشار متوسط و ٢٢/٩ متر شبکه

فشار ضعیف وجود داشته درحالی که ارقام نظیر آن برای مشترکین شهری به ترتیب ۸/٤ و ۹/٦ متر بوده است.

از آنجایی که روستاهایی که در سال‌های اخیر برق‌دار شده‌اند بسیار پراکنده‌اند لذا طول خطوطی که برای برق‌دار کردن یک مشترک روستایی احداث شده بسیار بیشتر از ارقام فوق‌الذکر است.

جدول ٤١ خطوط فشار متوسط و ضعیف احداث شده را در طول برنامه چهارم توسعه نشان می‌دهد.

جدول ۴۱. خطوط و پست‌های فشار متوسط و خطوط فشار ضعیف احداث شده در سال‌های ۱۳۸۴-۱۳۸۸

ردیف	شرح	واحد	۱۳۸۴			۱۳۸۵			۱۳۸۶			۱۳۸۷			۱۳۸۸		
			شهری	روستایی	جمع	شهری	روستایی	جمع	شهری	روستایی	جمع	شهری	روستایی	جمع	شهری	روستایی	جمع
۱	خطوط فشار متوسط	هزار کیلومتر	۱۱/۱	۲	۱۳/۱	۱۰/۵	۲	۱۲/۵	۹/۱	۱/۳	۱۰/۴	۹/۷	۱/۲	۱۰/۹	۷	۳/۶	۱۰/۶
۲	خطوط فشار متوسط به‌ازای یک مشترک	متر	۱۳/۴	۱۲۱/۲	*۱۵/۵	۱۱/۸	۱۳۸	*۱۳/۸	۹/۳	۱۰۲	*۱۰/۵	۹/۲	۱۲۰	*۱۰/۲	۴/۹	۱۵۵	*۷/۳
۳	خطوط فشار ضعیف	هزار کیلومتر	۷/۷	۰/۸	۹/۵	۷/۹	۰/۸	۸/۷	۷/۲	۰/۴	۷/۶	۱۰/۸	۰/۴	۱۱/۲	۱۰	۱	۱۱
۴	خطوط فشار ضعیف به‌ازای یک مشترک	متر	۹/۳	۴۸/۵	*۱۱/۲	۸/۹	۵۵/۲	*۹/۶	۷/۴	۳۱/۵	*۷/۷	۱۰/۲	۴۰	*۱۰/۴	۷	۴۳/۵	*۷/۵۸

مأخذ: همان.

* این ارقام میانگین خطوط به‌ازای یک مشترک شهری و روستایی است.

همان‌طوری که ملاحظه می‌شود در سال ۱۳۸۸ به‌ازای یک مشترک جدید روستایی ۱۵۵ متر شبکه فشار متوسط و ٤٣/٥ متر شبکه فشار ضعیف احداث شده درحالی که ارقام نظیر آن برای مشترکین شهری ٤/٩ و ٧ متر گزارش شده است لذا بدون آنکه از ارزش و اهمیت برق‌رسانی به روستاها کاسته شود باید در این مورد چاره‌جویی شده و از احداث شبکه های طولانی با ولتاژ کمتر اجتناب شود.

به‌طور کلی می‌توان گفت که درحال حاضر از حدود ٤٥ میلیارد کیلووات‌ساعت انرژی برق که در شبکه‌های برق تلف می‌شود حدود ۲۰ درصد آن یعنی ۹ میلیارد کیلووات‌ساعت در شبکه‌های انتقال و فوق توزیع و ۸۰ درصد آن یعنی ٣٦ میلیارد کیلووات ساعت دیگر در شبکه‌های توزیع (فشار متوسط و فشار ضعیف) تلف می‌شوند. نظر به اینکه در وضعیت فعلی نوسازی و ایجاد شبکه‌های جدید به‌ویژه در شبکه‌های انتقال و اندکی کمتر در شبکه‌های فوق توزیع وضعیت مناسب‌تری دارد پس جا دارد که کوشش وزارت نیرو در شبکه‌های توزیع بیشتر شود و تا جایی که امکان دارد از گسترش بیش از اندازه شبکه‌های فشار ضعیف به‌ویژه بهنگام برقراری انشعابات کاسته شود. در شبکه‌های فشار ضعیف نه‌تنها تلفات فنی (تلفات اهمی یا ژول) و تلفات بی‌باری ترانس بسیار زیاد است، بلکه برق دزدی آسان‌تر، سرقت تجهیزات سهل‌تر و خاموشی هم بیشتر است. در مقابل تلفات فنی در شبکه‌های فشار متوسط تا یک‌سوم تلفات فنی و سرقت تجهیزات تا ۹۰ درصد و خاموشی هم تا نصف فشار ضعیف کاهش می‌یابد.

بنابراین چون حجم تلفات انرژی در شبکه برق ایران بسیار زیاد است و نیز روش‌های کاهش تلفات نیز شناخته شده است. بنابراین جا دارد که وزارت نیرو به جای برخورد سطحی با این عامل و یا اعلام اعدادی که کمتر صحیح به‌نظر می‌رسند، آن را جدی گرفته و با اقدامات و اصطلاحات اساسی در شبکه های توزیع و نحوه انشعاب‌دهی نسبت به کاهش تدریجی آن اقدام کند. کمااینکه برخی از اقدامات در شرکت‌های توزیع تا اندازه‌ای مؤثر بوده و جلوی افزایش بیش از پیش تلفات را گرفته‌اند.

۲-۲. کیفیت توان و هارمونیک‌های جریان

نیاز مصرف‌کنندگان به برق با کیفیت استاندارد در سال‌های اخیر سبب شده است که بحث کیفیت توان در کشورهای پیشرفته مطرح شود. نیاز به برق با کیفیت نه‌تنها مورد توجه مصرف‌کنندگان است، بلکه تولیدکنندگان و مؤسسات برق نیز تحت تأثیر مصرف‌کنندگان در جهت حصول به آن کوشش می‌کنند و توجه به آن موجب به‌کارگیری و گسترش تجهیزات جدید در شبکه‌های برق شده است.

استفاده از لوازم جدید مانند رایانه‌ها، ریزپردازنده‌ها، وسایل الکترونیکی سیستم تغذیه و کنترل

الکتروموتورها، کوره‌های القایی، لامپ‌های کم‌مصرف و... از یک طرف تجهیزات حساسی هستند و به توان الکتریکی با کیفیت مطلوب نیاز دارند و از طرف دیگر خود منشأ هارمونیک های جریان و برخی دیگر از پدیده‌های مخل کیفیت توان هستند. لذا بررسی پدیده‌های هارمونیک‌ها و اغتشاش جدید در کنار عوامل سنتی مخرب کیفیت توان مانند صاعقه، کلید زنی، قطع و وصل بانک‌های خازنی بررسی موضوع را ضروری کرده و باید جزء مطالعات جاری سیستم برق قرار گیرد. در سیستم های قدیمی، شاخص کیفیت توان به قابلیت اطمینان در برقراری جریان برق ارتباط داشته است. بدان معنی که هرچه خاموشی شبکه کمتر بود کیفیت توان را بهتر تعریف می‌کرد. بنابراین شرکت‌هایی که کمترین خاموشی‌ها را داشته‌اند ضریب اطمینان بالایی داشته‌اند. این ضریب (نسبت ساعات خاموشی به کل ساعات سال) برای اکثر مؤسسات برق مطمئن بیش از ۹۹/۹۹ درصد و نزدیک به ۱۰۰ درصد بوده است. ولی امروزه کیفیت توان علاوه‌بر ضریب اطمینان، با توجه به ویژگی های تجهیزات جدید و انتظارات مشترکین در محیط رقابت اقتصادی به میزان اغتشاشات آن هم بستگی دارد. ازجمله این اغتشاشات عبارتند از پدیده‌های گذرای ضربه‌ای یا نوسانی، کاهش و یا افزایش کوتاه‌مدت ولتاژ، انحراف شکل موج و اعوجاج آن، تغییر فرکانس و... . همه این عوامل باید مورد بررسی قرار گیرند. زیرا آثار سوء آنها بر روی تجهیزات، موجب عملکرد نادرست و یا صدمه دیدن دستگاه‌ها و قطع روند تولید در صنایع می‌گردند.

مطالعات سیستم علاوه‌بر شرکت مدیریت شبکه برق ایران در شرکت توانیر و شرکت‌های برق منطقه‌ای به‌طور دائم انجام می‌گیرد ولی مقوله کیفیت توان را باید به آن اضافه کرد و به‌طور مستمر مورد پیگیری قرار داد.

۳-۲. زمان انتظار مشترکین برای دریافت سرویس برق

یکی از شاخص‌های مهم اقتصاد هر کشور رتبه فضای کسب‌وکار است که بانک جهانی همه‌ساله آن را محاسبه و اعلام می‌کند.

بانک جهانی تا پایان سال ۲۰۰۹ شاخص‌هایی را برای ارزیابی محیط کسب‌وکار هر کشور مشخص کرده بود که این شاخص‌ها عبارتند از:

۱. تعداد مراحل مورد نیاز مراجعه متقاضی به سازمان‌های مختلف برای تأسیس، اخذ مجوز و راه‌اندازی یک شرکت،

۲. زمان مورد نیاز و هزینه آن «به‌عنوان درصدی از درآمد سرانه»،

۳. استخدام و اخراج و میزان انعطاف‌پذیری برای استخدام و اخراج (قانون کار)،

٤. پرداخت مالیات و سایر پرداخت‌ها «تعداد در سال» و زمان آن،

۵. نرخ کل مالیات «درصدی از سود»،

٦. تجارت برون‌مرزی «تعداد اسناد صادرات»،

۷. زمان صادرات کالا «به‌روز»،

۸. تعداد اسناد واردات و زمان واردات کالا «به‌روز»،

۹. انحلال شرکت و زمان مورد نیاز «به روز» و هزینه «به‌عنوان درصدی از ارزش شرکت»،

همه‌ساله تک‌تک این شاخص‌ها از طرف بانک جهانی اعلام می‌شود.

از ژانویه سال ۲۰۱۰ به بعد شاخص دیگری تحت عنوان دسترسی به سرویس برق از طرف بانک جهانی برای ارزیابی رتبه فضای کسب وکار کشورها اضافه شده است. یکی از عوامل تعیین‌کننده این شاخص میزان انتظار مشترکین برای دریافت سرویس برق و دسترسی به آن (Getting Electricity) است.

با توجه به نقش پراهمیتی که سرویس برق در تولید و سرمایه‌گذاری دارد بانک جهانی به حق یکی از شاخص های معتبر اندازه‌گیری رتبه فضای کسب وکار را به برقراری سرویس برق اختصاص داده است.

بانک جهانی سه عامل برای دسترسی به سرویس برق را مهم می‌داند که عبارتند از:

۱. تعداد مراحلی که متقاضی باید برای دریافت انشعاب برق طی کند،

۲. زمان انتظار از تاریخ مراجعه تا برقراری سرویس برق،

۳. هزینه پرداختی «که درصدی است از درآمد سرانه کشور» (منظور هزینه پرداختی برای یک سرویس ۱٤۰ کیلوولت آمپری است).

برای مثال: کمترین تعداد مراحل مراجعه برای برقراری سرویس برق مربوط است به کشور دانمارک با سه مرحله، بیشترین مراحل اداری مربوط است به کشور بوسنی و هرزگوین با ده مرحله.

جمهوری اسلامی ایران با ٦ مرحله در میانه این کشورهاست.

کمترین زمانی که متقاضی برای برقراری سرویس برق در انتظار می‌ماند، مربوط است به کشور آلمان با ۱۷ روز و بیشترین زمان انتظار برای برقراری سرویس برق به کشورهای سیرالئون و افغانستان با دوره انتظار بیش از ٤۰۰ روز تعلق دارد این رقم برای ایران ۱٤۳ روز است که باز هم در میانه کشورها قرار گرفته است.

در مورد هزینه برقراری سرویس برق ژاپن بدون دریافت هزینه در مرتبه اول، هنگ‌کنگ و آلمان که به ترتیب با دریافت ۱/۸ و ۵/۱ درآمد سرانه، دوم و سوم هستند. بالاترین هزینه مربوط است به کشورهای آفریقایی ازجمله کنگو ـ مالی ـ بنین که هزینه برقراری سرویس برق آنها بیش از ۱۰,۰۰۰ برابر درآمد سرانه است. این رقم در ایران ۱۰/۵ برابر است که معقول به‌نظر می‌رسد.

در سال ۲۰۰۹ رتبه ایران در فضای کسب‌وکار ۱۲۹ بوده است ولی با توجه به شاخص‌های نسبتاً خوب صنعت برق این رتبه احتمالاً در سال‌های بعد بهبود پیدا خواهد کرد.

گفتنی است که زمان انتظار متقاضیان برق در ایران برای دریافت سرویس برق خارج از مقوله‌های اقتصادی فوق، برای مشترکین خانگی، تجاری و در ولتاژ ضعیف در حدود ۱۰ روز و برای سایر مصارف بستگی به نوع مصرف متغیر است، ولی درمجموع واگذاری سرویس برق در ایران نسبت به سایر کشورهای بزرگ همسایه مناسب‌تر است.

۴-۲. نیروی انسانی صنعت برق و بهره‌وری

۱-۴-۲. نیروی انسانی

با رویکرد وزارت نیرو به بخش خصوصی، در سال‌های اخیر نیروی انسانی بخش دولتی صنعت برق کاهش یافته است. زیرا با برون‌سپاری بسیاری از امور مانند خدمات مهندسی، مشاوره، نظارت، بهره‌برداری، تعمیر و نگهداری، پیمانکاری و خدماتی و خصوصی و یا 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 شده و در جداول آماری شرکت توانیر به‌حساب نیامده‌اند.

جدول ٤٢ نیروی انسانی بخش دولتی صنعت برق را نشان می‌دهد.

جدول ۴۲. نیروی انسانی صنعت برق (۱۳۸۳-۱۳۸۸) (نفر)

نیروی انسانی	۱۳۸۳	برنامه چهارم توسعه				درصد افزایش ـ کاهش سالیانه
		۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	
شرکت توانیر	٧٤١	٦١٨	٦٤٤	٦٢١	٦٦٣	٦١٠	-۳/۸
شرکت‌های زیرمجموعه توانیر و شرکت‌های برق منطقه‌ای	١٤٥٧٤	١٤٩٣٣	١٤٧٩٣	١٣٥٩٨	١٣٠٧٨	١٢٦٥٠	-۲/۸
شرکت‌های مدیریت تولید (دولتی)*	٩٥٧٠	٩٨٤٣	٩٥٧٥	٩٥٧٥	٩٨٧٨	٩٧٤٥	-۰/٤
شرکت‌های توزیع	٢٣٧١٧	٢٢٠٣٧	٢١٨٨٣	٢١٧٠٥	٢٠٣١٧	١٩٩٦٩	-۳/٤
جمع	٤٩٣٤٣	٤٧٤٣١	٤٦٨٩٥	٤٥٤٩٩	٤٣٩٣٦	٤٢٩٧٤	-۳/۷

مأخذ: گزارشات آماری صنعت برق ایران.

* کارکنان نیروگاه‌های برق‌آبی منظور نشده است.

شرکت‌های زیرمجموعه توانیر عبارتند از:

سازمان توسعه برق ایران، شرکت مدیریت پروژه‌های نیروگاهی (مپنا)، سازمان انرژی‌های نو

ایران (سانا)، سازمان بهره‌وری انرژی ایران (سابا)، شرکت مدیریت شبکه برق ایران و شرکت تعمیرات نیروگاهی ایران.

جدول ٤٣ تحصیلات کارکنان صنعت برق در سال ١٣٨٦ را نشان می‌دهد.

جدول ۴۳. تحصیلات کارکنان صنعت برق ۱۳۸۳-۱۳۸۸ (درصد)

درجه تحصیلی	۱۳۸۳	برنامه چهارم توسعه				
		۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
دکتری	۰/۱	۰/۱	۰/۱	۰/۱	۰/۱	۰/۲
فوق لیسانس	۲/۸	۳/۲	۳/۳	۳/۷	٤/۳	٤/۸
لیسانس	۱۸/۹	۲۱/۱	۲۱/۵	۲۲/۷	۲٤/۹	۲۷/۲
فوق دیپلم	۱۷/٦	۱۸/۵	۱۹/۹	۲۱	۲۳/۹	۲٤/۸
دیپلم	۲۲/۸	۲۲/۵	۲۲/۱	۲۱/۵	۱۸/۸	۱۷/۸
کمتر از دیپلم	۳۷/۸	۳٤/٦	۳۳/۱	۳۱/۱	۲۸	۲۵/۲
جمع	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰

مأخذ: همان.

چنانچه ملاحظه می‌شود گرچه تحصیلات کارکنان صنعت برق بهبود یافته است ولی به آن معنی نیست که کادر تحصیلکرده‌تری وارد صنعت برق شده‌اند، بلکه همان کادر موجود صنعت برق از طریق اعزام به کلاس های اختصاصی در دانشگاه ها و یا مراکز مدیریت دولتی و بعضاً تحت مدیریت وزارت نیرو به اخذ مدارک بالاتر نائل شده‌اند. 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 وزارت نیرو بوده و در خارج از آن ارزشگذاری نمی شود. با این وصف و با وجود جدا شدن نیروهای خدماتی و پیمانکاری از بدنه اصلی صنعت برق، هنوز حدود ۲۵ درصد کارکنان دولتی برق کمتر از دیپلم است. بدیهی است با بازنشسته شدن کارکنان با تحصیلات کمتر، کادر جدید تحصیلکرده جایگزین می‌شوند.

جدول ٤٤ نیز درصد کارکنان زن و مرد را در سال‌های ١٣٨٣ لغایت ١٣٨٨ نشان می‌دهد.

جدول ۴۴. نسبت کارکنان زن و مرد صنعت برق در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸ (درصد)

شرح	۱۳۸۳	برنامه چهارم توسعه				
		۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
زن	٤/٣	٤/٦	٤/٦	٤/٨	٤/٨	٦
مرد	٩٥/٧	٩٥/٤	٩٥/٤	٩٥/٢	٩٥/٢	٩٤
جمع	١٠٠	١٠٠	١٠٠	١٠٠	١٠٠	١٠٠

مأخذ: گزارشات آماری صنعت برق ایران.

همان‌طوری که ملاحظه می‌شود درصد کارکنان زن به‌تدریج افزایش پیدا کرده است. مهمترین دلیل این امر هم جدا شدن کادر خدماتی مانند نقلیه، باغبانی، نظافت و... از بدنه وزارت نیرو است. وگرنه با توجه به طبیعت کار صنعت برق به‌ویژه در نیروگاه‌ها و خطوط انتقال و پست‌ها تعداد کارکنان زن افزایش چندانی نداشته است.

جدول ٤٥ پراکندگی تحصیلی کارکنان لیسانس و بالاتر صنعت برق را در سال‌های ۱۳۸۳ لغایت ۱۳۸۸ نشان می‌دهد.

جدول ۴۵. پراکندگی رشته‌های تحصیلی کارکنان لیسانس و بالاتر (درصد)

رشته تحصیلی	۱۳۸۳	برنامه چهارم توسعه				
		۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
برق و الکترونیک	٣٦	٣٦/٣	٣٧/٦	٣٧	٤٠/٣	٤٠/٢
مکانیک و تأسیسات	٧/٩	٧/٩	٧/٣	٧/١	٧/٥	٧/٥
فیزیک	٣/٨	٣/٧	٣/٥	٢/٥	٢/٨	٢/٦
عمران	٠/٥	٠/٤	٠/٤	٠/٣	٠/٣	٠/٦
صنایع	٣/٣	٣	٢/٨	٢/٤	٢/٧	٢/٧
آمار و ریاضی	٢/٣	٢/٣	٢/٢	٢	٢	١/٨
کامپیوتر	٢/٢	٢/٤	٢/٤	٢/٢	٢/٣	٢/٤
شیمی	٢/٦	٢/٥	٢/٤	٢/٥	٢/٥	٢/٢
سایر (غیرفنی)	٤١/٤	٤١/٥	٤١/٣	٤٤	٣٩/٦	٤٠
جمع	١٠٠	١٠٠	١٠٠	١٠٠	١٠٠	١٠٠

مأخذ: همان.

همان‌طوری که انتظار می‌رود حدود ٤٠ درصد از کارکنان با درجه تحصیلی لیسانس و بالاتر در رشته برق و الکترونیک و حدود ٧/٥ درصد هم در رشته مکانیک و تأسیسات هستند. حدود ١٢/٥ درصد دیگر هم در سایر رشته های فنی مانند عمران، صنایع، فیزیک، شیمی، کامپیوتر، آمار و ریاضی مشغول به‌کارند. حدود ٤٠ درصد از کارکنان دولتی صنعت برق غیرفنی است. رشته‌های غیرفنی

عبارتند از حسابداری، علوم اداری و مدیریت، اقتصاد و بازرگانی، حقوق، زبان خارجی و... .

جدول ٤٦ درصد کارکنان صنعت برق را برحسب سن آنها در سال‌های ۱۳۸۳ لغایت ۱۳۸۸ نشان می‌دهد.

جدول ۴۶. ترکیب کارکنان صنعت برق برحسب سن (درصد)

سال	۱۳۸۳	برنامه چهارم توسعه				
		۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
کمتر از ۳۰	۱۰/٦	۱۰/٤	۱۰/۷	۹/۸	۱۰/۳	۱۰/۵
۳۱ تا ٤۰	۲۹/۳	۲۹/۱	۲۷/۷	۲۸/۱	۲۹	۲۸/۱
٤۱ تا ۵۰	٤۳/۸	٤٤/۳	٤٤/۳	٤۳/۵	٤۲	٤۲/۱
۵۱ تا ٦۰	۱۵/۲	۱۵/٤	۱٦/۲	۱۷/٦	۱۷/۸	۱۸/۵
بیش از ٦۰	۱/۱	۰/۸	۱/۱	۱	۰/۹	۰/۸
جمع	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰
میانگین سنی (سال)	۳۹/۷	٤۱/۵	۳۷/۹	۳٦/۲	۳۸	٤۱

مأخذ: همان.

همان طور که در جدول فوق ملاحظه می‌شود در سال ۱۳۸۸ نزدیک به ۷۰ درصد از کارکنان صنعت برق ۳۰ تا ۵۰ ساله هستند و کمتر از ۱ درصد هم بیش از ٦۰ سال سن دارند. میانگین سنی کارکنان صنعت برق در بخش دولتی نیز حدود ٤۱ سال بوده است.

۲-۴-۲. شاخص‌های بهره‌وری

شاخص های عمده‌ای که نشان‌دهنده بهبود بهره‌وری در صنعت برق است و چگونگی رشد آنها در برنامه چهارم توسعه در جدول ٤۷ آورده شده است.

جدول ۴۷. شاخص‌های بهره‌وری در سال ۱۳۸۳-۱۳۸۸

ردیف	شاخص‌ها	واحد	۱۳۸۳	برنامه چهارم توسعه				متوسط رشد برنامه چهارم درصد
				۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	
۱	قدرت سرانه	وات	۵۵۳	۶۰۴	۶۴۰	۶۹۷	۷۳۸	۷۷۴	۷
۲	تولید سرانه	کیلووات‌ساعت	۲۴۱۴	۲۶۲۱	۲۷۳۲	۲۸۷۷	۲۹۸۷	۳۰۴۸	۴/۸
۳	مصرف سرانه	کیلووات‌ساعت	۱۸۵۵	۱۹۵۶	۲۰۵۲	۲۱۵۶	۲۲۴۵	۲۳۰۷	۴/۵
۴	ظرفیت نصب شده شاغل*	مگاوات بر نفر	۳/۴	۳/۶	۳/۹	۴/۱	۴/۳	۴/۴	۵/۳
۵	انرژی تولیدی شاغل*	گیگاوات ساعت بر نفر	۱۴/۹	۱۶	۱۷/۲	۱۷/۹	۱۷/۹	۱۸/۳	۴/۲
۶	طول خطوط انتقال شاغل*	کیلومتر مدار بر نفر	۴/۵	۵/۲	۵/۴	۶/۱	۶/۵	۷/۶	۱۱/۱
۷	طول خطوط فوق توزیع شاغل*	کیلومتر مدار بر نفر	۶/۳	۷/۵	۷/۹	۸/۷	۹/۲	۱۰/۴	۱۰/۵
۸	ظرفیت پست‌های انتقال شاغل*	کیلوولت آمپر بر نفر	۹/۰	۱۱/۱	۱۱/۷	۱۳/۱	۱۴/۶	۱۶/۶	۱۳/۰
۹	ظرفیت پست های فوق توزیع شاغل*	کیلوولت آمپر بر نفر	۶/۵	۸/۱	۸/۸	۱۰	۱۱/۳	۱۲/۷	۹/۶
۱۰	طول خطوط فشار متوسط شاغل*	کیلومتر بر نفر	۱۲/۲	۱۳/۶	۱۴/۵	۱۵/۱	۱۶/۷	۱۷/۶	۷/۶
۱۱	طول خطوط فشار ضعیف شاغل*	کیلومتر بر نفر	۱۰/۱	۱۱/۱	۱۱/۸	۱۲/۲	۱۳/۷	۱۴/۴	۷/۴
۱۲	ظرفیت پست‌های توزیع شاغل*	کیلوولت آمپر بر نفر	۲/۵	۲/۸	۳	۳/۳	۳/۷	۴/۱	۱۰/۴
۱۳	فروش انرژی شاغل*	گیگاوات ساعت بر نفر	۵/۳	۵/۹	۶/۶	۷	۷/۹	۸/۴	۹/۶
۱۴	تعداد مشترک شاغل*	هزار مشترک بر نفر	۰/۸	۰/۹	۰/۹	۱	۱/۱	۱/۲	۸/۵
۱۵	نسبت کارکنان بالاتر از لیسانس به کل کارکنان صنعت برق	درصد	۲۱/۵	۲۴/۲	۲۴/۹	۲۵/۹	۲۹/۳	۳۲/۲	۸/۴
۱۶	زمان خاموشی به‌ازای هر مشترک	دقیقه در روز	۳/۳۸	۳/۰	۱/۹۸	۲/۴۵	۱۴	۲/۸۶	–

مأخذ: همان.

توضیح: منظور از نفر، یک نفر شاغل است.

* در محاسبه شاخص‌ها نیروی انسانی هریک از بخش‌ها برحسب مورد منظور شده است. یعنی در قدرت نصب شده و انرژی تولید، نیروی شاغل شرکت‌های مدیریت تولید، در طول خطوط و پست‌های انتقال، فوق توزیع نیروی انسانی معاونت‌های بهره‌برداری شرکت‌های برق منطقه‌ای و بالاخره در طول خطوط و ظرفیت پست‌ها و فروش انرژی و مشترک نیز نیروی انسانی شرکت‌های توزیع در نظر گرفته شده است.

آنچه که در جدول ٤٧ ملاحظه می‌شود نشان‌دهنده بهبود بهره‌وری در صنعت برق است، ولی در ردیف ١٦ جدول، زمان خاموشی به‌ازای هر مشترک نشان می‌دهد که صنعت برق ایران تا وضعیت ثبات و اجتناب از خاموشی‌ها فاصله دارد. در مورد خاموشی‌ها به‌ویژه خاموشی‌های گسترده سال ١٣٨٧ در فصل هشتم این گزارش توضیحات بیشتری ارائه شده است. زمان خاموشی در سال ١٣٨٧ حدود ٥ برابر زمان آن در سایر سال‌های برنامه چهارم بوده است.

فصل سوم ـ خصوصی‌سازی و ساختار صنعت برق

٣-١. خصوصی‌سازی صنعت برق

از سال ١٣٤٣ که با تشکیل وزارت آب و برق صنعت برق کشور دولتی شد، کارهای مربوط به احداث و 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 به‌عهده شرکت‌های برق منطقه‌ای که صد درصد دولتی بودند قرار داشت. با توجه به مسیر خصوصی سازی صنعت برق در جهان، 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 شود. 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 به‌نظر می‌رسید در بین کشورهای دنیا بهتر اجرا شده بود مورد توجه قرار گرفت. جهت بررسی روند پیشرفت خصوصی‌سازی برق ایران لازم است که اولاً به‌طور کلی به اهداف خصوصی صنعت برق و سپس به ساختار خصوصی‌سازی صنعت برق انگلستان به اختصار اشاره شود.

٣-٢. اهداف خصوصی‌سازی صنعت برق

ـ کاهش تصدی دولت در اموری که فاقد انحصار طبیعی است،

ـ شفافیت و تفکیک هزینه‌های تولید، انتقال و توزیع برق،

ـ کاهش تلفات و ضایعات در جهت کاهش هزینه‌های تولید،

ـ افزایش بهره‌وری سیستم و تأمین برق مستمر و با کیفیت مناسب،

ـ ایجاد فضای سالم رقابتی بین تولیدکنندگان و توزیع‌کنندگان انرژی برق،

ـ بهبود کیفیت ارائه خدمات،

ـ ارائه حق انتخاب به مشتری و یا مصرف‌کننده نهایی از بین عرضه‌کنندگان برق،

ـ ایجاد امکانات لازم برای انجام معامله مستقیم بین فروشندگان و خریداران برق با استفاده از شبکه به‌عنوان ترانزیت برق،

ـ ایجاد انگیزه لازم به‌منظور جلب همکاری بخش خصوصی و مشارکت آنها با سرمایه‌گذاران داخلی و خارجی در ساخت نیروگاه‌ها و تولید انرژی الکتریکی،

ـ توسعه پتانسیل‌های مدیریتی به‌ویژه در بخش خصوصی،

ـ توسعه ظرفیت‌های پیمانکاری و خدمات مهندسی و مشاوره‌ای داخلی،

ـ توسعه ظرفیت ساخت داخل تجهیزات و تأسیسات نیروگاهی و شبکه‌های برق.

۳-۳. خصوصی‌سازی صنعت برق انگلستان

خصوصی‌سازی صنعت برق در انگلستان براساس قانونی است که در سال ۱۹۸۹ تصویب شد. به‌موجب این قانون کلیه نیروگاه‌ها و شرکت‌های توزیع به بخش خصوصی واگذار شده، ولی شبکه ملی برق و مرکز کنترل تحت عنوان National Grid (شبکه ملی) کماکان در دست دولت باقی مانده است. بنابراین ساختار برق انگلستان به‌طور خلاصه تشکیل شده از:

الف) نهاد نظارتی یا پایشگری (Regulatory) که وظیفه تعیین نرخ برق، تدوین آیین‌نامه‌ها و تنظیم مقررات مربوط به تعرفه‌ها و نظارت عالیه بر کلیه فعالیت‌های صنعت برق و حمایت از مصرف‌کنندگان بدون دخالت در چرخه تولید، عرضه، فروش و مصرف را برعهده دارد.

ریاست این نهاد توسط وزیر انرژی به هیئت دولت پیشنهاد و با حکم نخست‌وزیر بریتانیا منصوب می‌شود. اعضای این نهاد از خبرگان صنعت برق و گاز و نمایندگان تشکل‌های صنعتی، تجاری و کشاورزی تشکیل شده است.

ب) مدیریت شبکه ملی که مسئول نگهداری، بهره برداری و تعمیرات سیستم الکتریکی ۲۷۵ و ٤۰۰ کیلوولت است، کاملاً جدا از چرخه بازار برق (خرید و فروش) عمل می‌کند.

ج) بازار و بورس برق که در انگلستان از سال ۱۹۹۰ شروع به‌کار کرده، همراه است با سیستم تبادل اطلاعات به‌منظور پیش‌خرید ۹۰ درصد برق از یک سال قبل و ٥ درصد از ٤۸ ساعت قبل و ٥ درصد یک ساعت قبل از آغاز خرید یا ساعت صفر (در تعیین ساعت شروع به خرید و فروش برق در هر روز، ساعتی معین را ساعت صفر می‌نامند).

د) شرکت‌های خصوصی تولید و توزیع نیروی برق،

این شرکت‌ها نیز به وظایف خود در زمینه‌های تولید و توزیع انرژی الکتریکی می‌پردازند.

برای توضیح بیشتر باید گفت که در انگلستان، برق به‌عنوان یک کالا از طریق تولیدکنندگان در اختیار بازار برق قرار گرفته و با توجه به امکانات شبکه ملی در سراسر شبکه توزیع شده و

مشترکین حق انتخاب خرید برق را از هر تولید و یا عرضه‌کننده برق دارند.

۳-۴. خصوصی‌سازی صنعت برق ایران

با توجه به آنچه که در مورد خصوصی‌سازی صنعت برق انگلستان ذکر شد می‌توان اقدامات خصوصی‌سازی صنعت برق ایران را که برگرفته از الگوی خصوصی‌سازی برق انگلیس است به‌شرح زیر بیان کرد:

الف) نهاد نظارتی یا پایشگری (Regulatory) تحت عنوان هیئت تنظیم بازار برق کشور در وزارت نیرو تشکیل شده و ریاست آن هم با حکم وزیر نیرو تعیین شده است.

این نهاد باید 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 به‌عهده 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 (National Grid) برعهده شرکت مدیریت شبکه برق ایران است.

ج) بازار برق.

درحال حاضر بازار برق در شرکت مدیریت شبکه برق تشکیل شده و اعضای آن شرکت های برق منطقه‌ای، شرکت‌های توزیع نیرو و شرکت‌های مدیریت تولید برق دولتی و خصوصی است. درحالی که در وضعیت مطلوب هر تولیدکننده در هر نقطه‌ای از کشور باید قادر باشد برق تولیدی خود را به هر مصرف کننده 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 کنند.

با توجه به آنچه که گفته شد، ساختار فعلی صنعت برق ایران را می‌توان به‌شرح زیر بیان کرد:

۳-۵. ساختار صنعت برق ایران

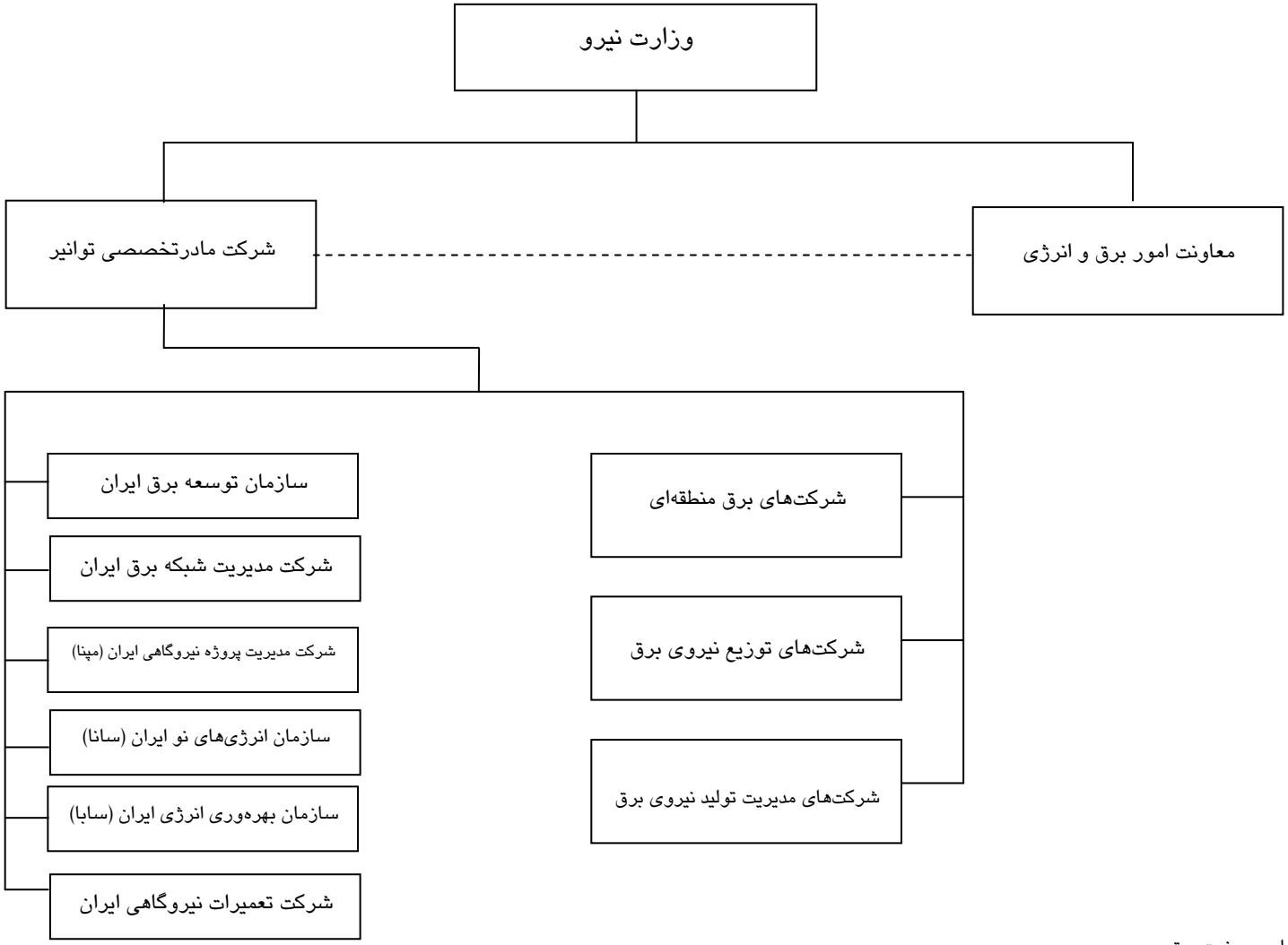
آخرین ساختار صنعت برق ایران در نمودار ۸ نشان داده شده است با توجه به نمودار مذکور و با توجه به هدف خصوصی‌سازی به‌شرح مختصری از هریک از سازمان‌های دست‌اندرکار صنعت برق پرداخته می‌شود:

۳-۵-۱. 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 نحوی‌که وظایف حاکمیتی در معاونت امور برق و انرژی و بخش تصدیگری در توانیر متمرکز شد. 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.

نمودار ۷. ساختار صنعت برق در سال ۱۳۸۸



مأخذ: گزارشات آماری صنعت برق.

۲-۵-۳. شرکت توانیر

در تجدید ساختار صنعت برق ایران، شرکت مادرتخصصی تولید و انتقال و توزیع نیروی برق (توانیر) به‌منظور ساماندهی فعالیت‌های حاکمیت دولت در زمینه بهره‌برداری و توسعه صنعت برق در چارچوب سیاست‌های وزارت نیرو تشکیل شد.

درحال حاضر شرکت توانیر مدیریت ١٦ شرکت برق منطقه‌ای، ۳۹ شرکت توزیع نیروی برق، ۳۲ شرکت تولید، شرکت مدیریت شبکه برق ایران، سازمان توسعه برق ایران، سازمان انرژی های نو ایران (سانا)، سازمان بهره‌وری انرژی ایران (سابا)، شرکت مپنا (مدیریت پروژه‌های نیروگاهی ایران) و توسعه صنایع نیروگاهی را به‌عهده دارد.

۳-۵-۳. 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 به‌عهده دارند. این شرکت‌ها که به‌صورت شرکت سهامی اداره می‌شوند، صد درصد سهام آنها دولتی و در اختیار شرکت توانیر است. شرکت‌های برق منطقه‌ای علاوه‌بر بهره‌برداری و نگهداری از شبکه‌های موجود انتقال وظیفه توسعه شبکه را نیز برعهده دارند.

۴-۵-۳. شرکت‌های توزیع نیروی برق

شرکت های توزیع نیروی برق که براساس بند «د» ماده (۱۲۲) قانون برنامه سوم تشکیل و استقلال یافته‌اند به‌صورت شرکت سهامی خاص در سطح کشور فعالیت دارند. براساس قانون مذکور وزارت نیرو توانسته است تا پایان سال مالی ١٣٨٦ شرکت‌های توزیع را مستقل از شرکت‌های برق منطقه‌ای تشکیل دهد. ٤٠ درصد سهام این شرکت به نام سهام ممتاز به توانیر و ٦٠ درصد دیگر به‌عنوان سهام عادی به اشخاص حقیقی و یا حقوقی تعلق دارد. بیشتر این شرکت‌ها پوشش استانی دارند ولی تعدادی از آنها نیز به‌علت وسعت کاری برخی از شهرهای بزرگ کشور به‌صورت 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 شده است.

۵-۵-۳. شرکت مدیریت شبکه برق ایران

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

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،

هـ) فراهم کردن شرایط رقابتی خرید و فروش و ایجاد مرکز توسعه بازار و بورس برق.

از بین اهداف فوق درحال 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 ١٦ شرکت برق منطقه‌ای، ۳۹ شرکت توزیع و ۳۲ شرکت مدیریت تولید برق برعهده دارد. شرکت توانیر به نیابت از شرکت های 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 شرکت های مدیریت تولید برق وابسته به توانیر و شرکت های خصوصی باید تولیدکنندگان خصوصی برق هم بتوانند مستقیماً و بدون واسطه در مناقصات شرکت کنند.

گفتنی است که بورس برق نیز با مجوز سازمان بورس و اوراق بهادار کشور تشکیل شده ولی به علل مختلف ازجمله عدم امکان عرضه برق در سازمان بورس و خطر ایجاد اخلال در تأمین برق کشور فعال نشده است.

۶-۵-۳. شرکت‌های مدیریت تولید برق

درحال حاضر ۳۲ شرکت مدیریت تولید برق اداره کلیه نیروگاه‌های دولتی را به‌عهده دارند. علاوه‌بر آنها ۱۰ نیروگاه متعلق به بخش خصوصی نیز نیروی برق خود را از طریق توانیر به شرکت مدیریت شبکه تحویل می دهند. تعداد ١٤ نیروگاه متعلق به صنایع بزرگ کشور نیز که به‌صورت تبادل نیرو با شبکه در ارتباط هستند، انرژی مازاد خود را به شبکه تحویل می‌دهند.

۶-۳. نیروگاه‌های بخش خصوصی

نام نیروگاه های بخش خصوصی به‌همراه ظرفیت آنها در جدول ۳ و مقدار انرژی تولیدی هریک در سال های برنامه چهارم توسعه در جدول ۱۱ آمده است. ولی به طور خلاصه آخرین وضعیت آنها در پایان سال ۱۳۸۸ به شرح جدول ٤٨ بوده است.

جدول ۴۸. ترکیب قدرت نصب شده و تولید انرژی بخش خصوصی در سال ۱۳۸۸

شرح	بخش خصوصی	صنایع بزرگ	وزارت نیرو	جمع
ظرفیت نصب شده (مگاوات)	٤٩٧٧	٣٩٠٧	٤٧٢٩٧	٥٦١٨١
(درصد از کل)	٨/٩	٦/٩	٨٤/٢	١٠٠
انرژی تولیدی (گیگاوات ساعت)	١٨١٨٥	٧٥٥٠	١٩٥٥٨٣	٢٢١٣١٨
(درصد از کل)	٨/٢	٣/٤	٨٨/٤	١٠٠

همان‌طوری که در جداول ۳ و ۱۱ ملاحظه شده سهم بخش خصوصی از نظر قدرت نصب شده از ۳ درصد در اولین سال برنامه چهارم به ۸/۹ درصد در سال ۱۳۸۸ و به همین ترتیب سهم تولید انرژی آنها هم از ۱/۳ درصد به ۸/۲ درصد رسیده است.

۷-۳. مالکیت نیروگاه‌های خصوصی

نیروگاه‌های گازی و بخاری زرگان که در سال‌های ۱۳۵٤، ۱۳۵۷، ۱۳۷۱ و ۱۳۷۷ توسط وزارت نیرو در خوزستان نصب شده و بهره‌برداری می‌شده‌اند در سال ۱۳۸٤ به بنیاد مستضعفان فروخته شد.

نیروگاه‌های رودشور، کهنوج و نوشهر صد درصد خصوصی‌اند.

سایر نیروگاه‌های بخش خصوصی به نام نیروگاه‌های جنوب اصفهان عسلویه، فردوسی، خرمشهر و کاشان همگی به شرکت مپنا تعلق دارند.

نظر به اینکه بنیاد مستضعفان و شرکت مپنا را باید جزء سازمان‌ها و یا شرکت‌هایی با مدیریت عمومی کشور محسوب و منظور کرد لذا چنانچه مالکیت این دو در جدول ٤٦ با در نظر گرفتن جدول ۳ با بخش خصوصی تفکیک شود مشخص می شود که در سال ۱۳۸۸ فقط ۱/٦ درصد از ظرفیت نامی نیروگاه ها متعلق به بخش خصوصی بوده که ۲ درصد برق کشور را تولید کرده‌اند. لذا بخش عمومی حدود ۷/۳ درصد از ظرفیت نیروگاه ها را با ٦/۲ درصد از تولید برق را به‌خود اختصاص داده است.

۸-۳. شرکت مدیریت پروژه‌های نیروگاهی ایران (مپنا)

بیشترین فعالیت‌های احداث نیروگاه‌های خصوصی در اختیار شرکت مپناست که از شرکت‌های زیرمجموعه توانیر است.

شرکت مپنا که در سال ۱۳۷۲ فعالیت خود را در اجرای پروژه‌ها شروع کرده بزرگ‌ترین مجری پروژه‌های نیروگاهی ایران است. شرکت مپنا خود مالک چندین شرکت ساخت تجهیزات نیروگاهی اعم از توربین‌های گازی، ژنراتور، پره‌های توربین، دیگ بخار و شرکت‌های خدمات

مهندسی، توسعه و ساخت نیروگاه، نصب و اجراست.

علاوه‌بر آنها هریک از نیروگاه‌هایی که توسط شرکت مپنا ساخته می‌شوند، خود نیز به یکی از شرکت‌های مدیریت تولید تبدیل و تحت مجموعه مپنا اداره می‌شوند. شرکت مپنا در زمینه ساخت و نصب نیروگاه در خارج از کشور نیز فعالیت می‌کند.

سهام شرکت مپنا در بورس سهام عرضه می‌شود و سرمایه آن نیز ۷۹۵۰ میلیارد ریال است.

۹-۳. روش‌های احداث نیروگاه‌های خصوصی

براساس بند «ب» ماده (۱۲۲) قانون برنامه سوم توسعه که در برنامه چهارم نیز ذیل ماده (۲۰) تنفیذ شده است و سیاست کلی وزارت نیرو، مجوز احداث نیروگاه به یکی از دو روش زیر به بخش خصوصی واگذار می‌شود:

- روش BOT (Build, Operate, Transfer)
- روش BOO (Build, Own, Operate)

شرایط قراردادی هریک از دو روش فوق و مورد به مورد متفاوت بوده و با توافق توانیر و سرمایه‌گذار تعیین می‌شود.

در روش BOT نیروگاه پس از مدت معینی از بهره برداری مثلاً حدود ۲۰ سال به توانیر منتقل می‌شود ولی در روش BOO نیروگاه همواره متعلق به بخش خصوصی خواهد ماند.

درحال حاضر و در هر روش، تأمین سوخت به عهده توانیر است و باید 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 و بعد از کلیدخانه، تحویل شبکه برق ایران می‌دهد.

۱۰-۳. نقاط قوت و ضعف تولید برق بخش خصوصی

۱-۱۰-۳. نقاط قوت

- اتکا به سرمایه‌های خصوصی و خارج از دولت برای احداث نیروگاه‌ها،
- ایجاد امکان معاملات مستقیم انرژی الکتریکی بین تولیدکننده و مصرف‌کننده با نرخ‌های رقابتی با استفاده از شبکه ملی،
- کاهش تلفات و ضایعات،
- افزایش بهره‌وری با توجه به خصوصی بودن سیستم و استفاده از حداکثر توان نیروی انسانی و مدیریتی.

۲-۱۰-۳. نقاط ضعف

درحال حاضر نقاط ضعف تولید خصوصی برق در ایران را می‌توان به‌شرح زیر بیان داشت:

ـ عدم امکان عقد قرارداد مستقیم با شرکت‌های نفت و گاز و تأمین سوخت نیروگاه‌ها. در این مورد دخالت وزارت نیرو و توانیر بمنظور تأمین سوخت نیروگاه‌ها کاملاً ضروری است. علاوه‌بر آن هیچ سرمایه‌گذاری آمادگی تأمین سوخت و پرداخت بهای آن را به وزارت نفت ندارد.

ـ تضمین خرید انرژی از طرف توانیر، زیرا در غیر این‌صورت هیچ سرمایه‌گذاری نمی‌تواند برق تولیدی خود را به مصرف‌کننده‌ای که (احتمالاً وجود دارد) به فروش برساند.

ـ وجود نرخ تضمینی در قراردادهای خرید برق، در صورت عدم وجود نرخ تضمینی از یک طرف و تضمین پرداخت بهای آن از طرف وزارت نیرو و یا حتی وزارت دارایی، سرمایه‌گذاران حاضر به عقد قرارداد نیستند.

۱۱-۳. قراردادهای اولیه خرید برق از بخش خصوصی

تا به حال قراردادهایی که برای خرید برق از بخش خصوصی منعقد شده براساس تحویل سوخت از طرف وزارت نیرو است. لذا در قراردادهای آینده و در صورتی که قانون هدفمند کردن یارانه ها اجرا شود شاید بخش خصوصی بتواند جهت تأمین سوخت نیروگاه‌ها مستقیماً با شرکت‌های نفت و گاز قرارداد منعقد کند.

۱۲-۳. نیروگاه‌های خصوصی در دست احداث

جدول ٤٩ لیست نیروگاه‌های خصوصی در دست احداث را به همراه سال بهره‌برداری آنها نشان می‌دهد. بدیهی است تحقق بهره‌برداری از نیروگاه‌های مذکور در این جدول منوط به اجرای تعهدات سرمایه‌گذارانی است که موافقتنامه مالی و قرارداد تبدیل انرژی آنها مبادله شده است. علاوه‌بر این موافقتنامه‌های اولیه احداث ۵۰ نیروگاه جمعاً به ظرفیت ۳۳۰۰۰ مگاوات در نقاط مختلف کشور و با ظرفیت‌های مختلف با برخی از سرمایه‌گذاران به امضا رسیده است. ولی این سرمایه‌گذاران تا تأمین منابع سرمایه‌گذاری و امضای موافقتنامه‌های مالی و قراردادهای تبدیل انرژی عملاً پیشرفتی نخواهند داشت.

شایان ذکر است که مرحله تعیین سرمایه گذاران و محل تأمین منابع سرمایه گذاری مهمترین مرحله انجام ساخت نیروگاه‌های بخش خصوصی است. پس از آن، موافقتنامه مالی امضا و مجوزها و تضمین های حفظ سرمایه و پرداخت باید از طرف وزارت نیرو و احیاناً وزارت دارایی صادر شود تا دوران تهیه و تأمین تجهیزات و ساخت نیروگاه آغاز شود.

جدول ۴۹. لیست نیروگاه‌های حرارتی در دست اقدام (بخش خصوصی)

ردیف	نام نیروگاه	روش اجرا	برق منطقه‌ای	تعداد ظرفیت واحدها*	جمع قدرت مگاوات	سال بهره‌برداری
۱	فارس	BOT	فارس	۶×۱۶۲	۹۷۲	۱۳۹۰، ۱۳۹۱
۲	پره‌سر	BOT	گیلان	۴×۱۶۲+۲×۱۶۰	۹۶۸	۱۳۹۰، ۱۳۹۱
۳	غرب مازندران	BOO	مازندران	۲×۱۶۲+۱×۱۶۰	۴۸۴	۱۳۹۲، ۱۳۹۳
۴	هرند	BOO	اصفهان	۲×۱۶۲+۱×۱۶۰	۴۸۴	۱۳۹۱، ۱۳۹۲
۵	اسلام‌آباد	BOO	غرب	۲×۱۶۰+۴×۱۶۲	۹۶۸	۱۳۹۱، ۱۳۹۲
۶	اصفهان ۲ (زواره)	BOO	اصفهان	۲×۱۶۲+۱×۱۶۰	۴۸۴	۱۳۹۱، ۱۳۹۰
۷	پاسارگاد قشم	BOO	هرمزگان	۲×۱۶۲+۱×۱۶۰	۴۸۴	۱۳۹۲، ۱۳۹۳
۸	خرم آباد	BOO	باختر	۸×۱۶۲	۱۲۹۶	۱۳۹۱، ۱۳۹۰
۹	خرمشهر	BOO	خوزستان	۳×۱۶۲+۲×۱۶۰	۶۴۶	۱۳۹۱، ۱۳۹۳
۱۰	زنجان ۴	BOO	زنجان	۲×۱۶۲+۱×۱۶۰	۴۸۴	۱۳۹۲، ۱۳۹۳
۱۱	سیرجان	BOO	کرمان	۲×۱۶۲+۱×۱۶۰	۴۸۴	۱۳۹۲، ۱۳۹۳
۱۲	علی‌آباد	BOO	مازندران	۶×۱۶۲	۹۷۲	۱۳۸۹
۱۳	کهنوج	BOO	کرمان	۴×۱۶۲+۲×۱۶۰	۹۶۸	۱۳۹۱، ۱۳۹۰، ۱۳۹۲
۱۴	گناوه	BOO	فارس	۲×۱۶۲+۱×۱۶۰	۴۸۴	۱۳۹۱، ۱۳۹۲
۱۵	رودشور ۲	BOO	تهران	۲×۱۶۲	۳۲۴	۱۳۹۳
۱۶	ملایر	BOO	باختر	۴×۱۶۲	۶۴۸	۱۳۹۱، ۱۳۹۳
۱۷	یزد ۱	BOO	یزد	۲×۱۶۲+۱×۱۶۰	۴۸۴	۱۳۹۱، ۱۳۹۲
۱۸*	DG , CHP		نقاط مختلف		۲۰۰۰	۱۳۸۹ الی ۱۳۹۳
جمع					**۱۳۶۳۴**	

مأخذ: همان.

* CHP: تولید همزمان برق و حرارت، DG، تولید پراکنده.

۱۳-۳. خصوصی‌سازی و اجرای سیاست‌های اصل چهل‌وچهارم قانون اساسی

براساس سیاست‌های کلی ذیل اصل چهل‌وچهارم قانون اساسی جهت جلوگیری از بزرگ شدن بخش دولتی و توسعه بخش‌های غیردولتی، وزارت نیرو نیز می‌تواند بنگاه‌های تأمین و تولید نیرو (به‌استثنای شبکه‌های اصلی انتقال برق) را به بخش خصوصی واگذار کند. این سیاست که در سال ۱۳۸۴ ابلاغ شد وزارت نیرو را بر آن داشته است که شرکت‌های تولید و توزیع نیرو را خصوصی‌سازی کند. اقداماتی که وزارت نیرو در جهت اجرای ابلاغیه سیاست‌های کلی اصل چهل‌وچهارم قانون اساسی و قانون مربوطه شروع کرده است عبارتند از استقلال شرکت‌های توزیع که به‌صورت سهام خاص در کشور فعالیت دارند و واگذاری نیروگاه‌ها.

الف) استقلال شرکت‌های توزیع و نحوه خصوصی‌سازی آن

همان‌طوری که در بند «۴-۵-۳» ذکر شده تا پایان سال ۱۳۸۶ شرکت‌های توزیع از شرکت‌های برق

منطقه‌ای منفک و به‌صورت مستقل، تحت نظر شرکت توانیر به فعالیت خود ادامه دادند. جهت خصوصی‌سازی شرکت‌های توزیع و نحوه اجرای آن از طرف وزارت نیرو درخواست اصلاح ساختار به هیئت محترم واگذاری ارسال شد. بالاخره هیئت مذکور براساس نظر کمیته اصلاح ساختار (مرکب از نمایندگان سازمان خصوصی‌سازی، وزارت نیرو و توانیر) واگذاری شبکه و تأسیسات بخش توزیع را به‌صورت اجاره به شرکت تملیک را به‌عنوان گزینه مطلوب انتخاب کرد. بدین ترتیب ارزیابی ده شرکت توزیع استان‌های سمنان، چهارمحال و بختیاری، مرکزی، شمال کرمان، یزد، گلستان، خراسان شمالی، زنجان، همدان و شهرستان اصفهان توسط شرکت توانیر شروع شده است که به‌تدریج و پس از انجام ارزیابی‌ها به هیئت واگذاری ارسال می‌شود تا پس از تأیید قیمت پایه از طریق فرار بورس عرضه شوند.

ب) واگذاری نیروگاه‌ها

شرکت توانیر در مرحله اول هشت شرکت مدیریت تولید و نیروگاه حرارتی متعلق به آنها و دو شرکت مدیریت نیروگاه‌های بادی را برای واگذاری به بخش غیردولتی انتخاب کرده است. این نیروگاه‌ها عبارتند از:

- نیروگاه‌های حرارتی آبادان، بیستون، سنندج، شیروان، کرمان، دماوند، سهند و خلیج فارس،
- نیروگاه‌های بادی منجیل و بینالود.

شرکت توانیر اقدامات قانونی لازم را در این مورد انجام داده و مراتب از طریق سازمان خصوصی‌سازی با درج مزایده‌های مربوطه در روزنامه‌های کثیرالانتشار به اطلاع عموم رسیده است.

شرکت توانیر در نهایت در نظر دارد که پس از این ۱۰ نیروگاه، سایر نیروگاه ها را نیز از طریق سازمان خصوصی‌سازی با برگزاری مزایده به فروش برساند.

شایان ذکر است که در سال ۱۳۸۹ دو نیروگاه مشهد و خوی واگذار شده و مزایده نیروگاه‌های لوشان، گیلان و منتظر قائم درحال انتشار است. ضمناً قرار است ۱۵ نیروگاه دیگر هم جمعاً به ظرفیت حدود ۹۰۰۰ مگاوات تا آخر سال ۱۳۸۹ ارزیابی و به مزایده گذاشته شود.

۱۴-۳. سازمان توسعه برق ایران

سازمان توسعه برق ایران که یک سازمان مدیریت پروژه و عمدتاً مدیریت پروژه‌های نیروگاهی است، صد درصد دولتی و زیرمجموعه توانیر است. فعالیت این سازمان به‌طور عمده در زمینه احداث و توسعه طرح‌های ملی نیروگاهی است. سازمان برق ایران مستقیماً و با بودجه‌ای که از توانیر در اختیارش قرار می‌گیرد نسبت به احداث نیروگاه اقدام می‌کند. علاوه‌بر آن این سازمان به نیابت از توانیر عهده‌دار مدیریت و پیگیری پروژه های نیروگاهی بخش خصوصی است که به

روش‌های BOO و BOT احداث می‌شوند. لیست نیروگاه‌هایی که مستقیماً توسط سازمان برق ایران در دست احداث است در جدول ۵۰ ملاحظه می‌شود.

جدول ۵۰. لیست نیروگاه‌های حرارتی در دست احداث (بخش دولتی)

ردیف	نام نیروگاه	نوع نیروگاه	برق منطقه‌ای	تعداد ظرفیت واحدها	جمع قدرت مگاوات	سال بهره‌برداری
۱	اردبیل	چرخه ترکیبی	آذربایجان	٤×١٦٢	٦٤٨	۱۳۸۹، ۱۳۹۳
۲	جهرم	چرخه ترکیبی	فارس	۳×۱٦۰	٤٨۰	۱۳۸۹
۳	زنجان ۳	چرخه ترکیبی	زنجان	٤×١٦٢	٦٤٨	۱۳۸۹
٤	سنندج	چرخه ترکیبی	غرب	۲×۱٦۰	۳۲۰	۱۳۸۹، ۱۳۹۰
٥	آبادان	چرخه ترکیبی	خوزستان	۲×۱٦۰	۳۲۰	۱۳۹۰
٦	دماوند	چرخه ترکیبی	تهران	۳×۱٦۰	٤٨۰	۱۳۸۹
۷	شیروان	چرخه ترکیبی	خراسان	۲×۱٦۰	۳۲۰	۱۳۹۱
۸	خورشیدی یزد	چرخه ترکیبی	یزد	۱×۱٦۰	۱٦۰	۱۳۸۹
۹	ارومیه	چرخه ترکیبی	آذربایجان	۲×۱٦۲	۳۲٤	۱۳۸۹
۱۰	ایرانشهر	چرخه ترکیبی	سیستان و بلوچستان	۲×۱٦۲	۳۲٤	۱۳۹۰
۱۱	سه بندر (ماهشهر)	چرخه ترکیبی	خوزستان	٤×١٦٢	٦٤٨	۱۳۹۰
۱۲	سمنان	چرخه ترکیبی	سمنان	۲×۱٦۲	۳۲٤	۱۳۸۹
۱۳	شاهرود	چرخه ترکیبی	سمنان	۲×۱٦۲	۳۲٤	۱۳۸۹، ۱۳۹۰
١٤	کرمانشاه	چرخه ترکیبی	غرب	٤×١٦٢	٦٤٨	۱۳۸۹
۱٥	هرمزگان	چرخه ترکیبی	هرمزگان	٤×١٦٢	٦٤٨	۱۳۹۰
۱٦	پرند	چرخه ترکیبی	تهران	۳×۱٦۰	٤٨۰	۱۳۹۱، ۱۳۹۲
۱۷	خلیج فارس	چرخه ترکیبی	هرمزگان	۳×۱٦۰	٤٨۰	۱۳۹۲، ۱۳۹۳
۱۸	توسعه ورامین	بخاری	خوزستان	۲×۳۲٥	٦٥۰	۱۳۹۲
۱۹	توسعه بندر عباس	بخاری	هرمزگان	۲×۳۲٥	٦٥۰	۱۳۹۲، ۱۳۹۳
۲۰	توسعه شازند	بخاری	باختر	۲×۳۲٥	٦٥۰	۱۳۹۳
۲۱	توسعه بیستون	بخاری	غرب	۲×۳۱٥	٦۳۰	۱۳۹۱، ۱۳۹۲
۲۲	نیروگاه زغال‌سوز طبس	بخاری	یزد	۲×۳۲٥	٦٥۰	۱۳۹۳
۲۳	اسلام آباد غرب	گازی کوچک	غرب	۱۰۰	۱۰۰	۱۳۸۹
۲٤	کیش	گازی کوچک	کیش	٥۰	٥۰	۱۳۸۹
۲٥	خارک	گازی کوچک	فارس	۲٥	۲٥	۱۳۸۹
۲٦	۳۰ بلوک (۱)*	چرخه ترکیبی	مناطق مختلف	١٤×٧٣	۱۰۲۲	۱۳۹۱، ۱۳۹۲
۲۷	۳۰ بلوک (۲)*	چرخه ترکیبی	مناطق مختلف	۱۳×٤۳	٥٥۹	۱۳۹۲، ۱۳۹۳
	جمع				**۱۲٥٦۲**	

مأخذ: همان.

* نصب این بلوک‌ها احتمالاً بعد از سال ۱۳۹۳ هم ادامه می‌یابد.

۱۵-۳. نیروگاه‌های برق‌آبی در دست احداث

پروژه‌های سدسازی و احداث نیروگاه‌های برق‌آبی در کشور تحت مدیریت شرکت آب و نیروی ایران اجرا می‌شود. البته برخی از واحدهای آبی کوچک رأساً توسط شرکت های برق منطقه‌ای، آب منطقه‌ای و یا حتی شرکت‌های توزیع احداث و اجرا می‌شود. جدول ۵۱ لیست نیروگاه‌های آبی در دست اجرا را نشان می‌دهد.

جدول ۵۱. نیروگاه‌های برق‌آبی در دست احداث (بخش دولتی)

ردیف	نام نیروگاه	برق منطقه‌ای	تعداد ظرفیت نیروگاه‌ها	جمع	سال بهره‌برداری
۱	کارون ٤	اصفهان	٤×۲۵۰	۱۰۰۰	۱۳۸۹
۲	گتوند	خوزستان	٤×۲۵۰	۱۰۰۰	۱۳۹۰
۳	سیاه بیشه	مازندران	٤×۲۵۰	۱۰۰۰	۱۳۹۰، ۱۳۹۱
٤	سیمره	غرب	۳×۱٦۰	٤۸۰	۱۳۹۱، ۱۳۹۲
۵	داریان	غرب	٤×٤۸	۱۹۲	۱۳۹۲
٦	رودبار لرستان	باختر	۲×۲۲۵	٤۵۰	۱۳۹۲، ۱۳۹۳
۷	سردشت	غرب	٤×۳۰	۱۲۰	۱۳۹۲، ۱۳۹۳
۸	تنگ معشوره	باختر	۱×۱٦۷	۱٦۷	۱۳۹۳
۹	لوارک	تهران	۱×۲۲	۲۲	۱۳۸۹
۱۰	نیروگاه‌های آبی کوچک	نقاط مختلف	ظرفیت‌های مختلف	۲۳	۱۳۹۰، ۱۳۹۱
جمع				**۴۴۵۴**	

مأخذ: همان.

۱۶-۳. نیروگاه‌های تجدیدپذیر

بیشترین ظرفیت نیروگاه‌های تجدیدپذیر به نیروگاه‌های بادی تعلق دارد و بخش اندکی هم مربوط به نیروگاه‌های خورشیدی و زباله‌سوز است.

در برنامه پنجم توسعه در نظر است که جمعاً ۵۰۰ مگاوات نیروگاه بادی در مناطق مختلف کشور نصب شود. علاوه‌بر آن پیش‌بینی شده است که جمعاً ۲۱۲ مگاوات از سایر انواع نیروگاه‌های تجدیدپذیر در طول برنامه پنجم و در نقاط مختلف کشور به بهره‌برداری برسد.

۱۷-۳. نیروگاه اتمی بوشهر

براساس اطلاع قرار بوده است که نیروگاه اتمی بوشهر در تابستان سال ۱۳۸۹ با ۵۰۰ مگاوات به شبکه سراسری متصل شود به نحوی‌که در پاییز همین سال به ظرفیت نهایی ۱۰۰۰ مگاوات برسد. ولی با توجه به برنامه‌های سازمان انرژی اتمی ایران احتمالاً شروع بهره‌برداری از آن به اواخر

سال ۱۳۸۹ و رسیدن به ظرفیت نهایی به سال ۱۳۹۰ موکول خواهد شد.

۱۸-۳. تولید همزمان برق، حرارت و برودت و تولید پراکنده (DG, CCHP, CHP)

براساس پیش‌بینی‌های وزارت نیرو و مجوزهای صادره، قرار است حدود ۲۰۰۰ مگاوات نیروگاه‌های تولید همزمان برق و حرارت و یا برق و حرارت و برودت و تولید پراکنده توسط بخش خصوصی در نقاط مختلف کشور نصب شود.

۱۹-۳. ظرفیت نیروگاه‌های جدید

با توجه به جداول ٤٩، ٥٠ و ٥١ و همچنین ظرفیت نیروگاه‌های اتمی بوشهر، نیروگاه‌های تجدیدپذیر، نیروگاه های تولید همزمان برق و حرارت و نیروگاه های تولید پراکنده، کل ظرفیت نیروگاه های جدیدی که پیش‌بینی می‌شود در سال های بین ۱۳۸۹-۱۳۹۳ نصب شوند (برنامه پنجم توسعه) به‌شرح جدول ٥٢ خواهد بود.

جدول ٥٢. ظرفیت نیروگاه‌های جدید در طول برنامه پنجم توسعه (۱۳۹۳-۱۳۸۹)

ردیف	شرح	مگاوات	درصد از کل
۱	نیروگاه‌های حرارتی (دولتی)	۱۲٥٦۲	۳۹/٦
۲	نیروگاه‌های حرارتی (بخش خصوصی)	۱۳٦۳٤	٤۲/۷
۳	نیروگاه‌های آبی (دولتی)	٤٤٥٤	۱۳/۹
٤	نیروگاه‌های تجدیدپذیر (دولتی و خصوصی)	۲۱۲	۰/۷
٥	نیروگاه اتمی بوشهر	۱۰۰۰	۳/۱
جمع		**۳۱۹٥۲**	**۱۰۰**

مأخذ: همان.

بنابراین و با توجه به جمع قدرت نصب شده در پایان سال ۱۳۸۸ که در جدول ۱ ذکر شده پیش‌بینی می‌شود کل ظرفیت نامی نیروگاه‌های برق کشور در پایان برنامه پنجم به حدود ۸۷,۱۳۳ مگاوات برسد که از این مقدار حدود ۱۸,٦۱۱ مگاوات و یا ۲۱/٤ درصد آن متعلق به بخش خصوصی خواهد بود.

فصل چهارم ـ انرژی‌های نو در برنامه چهارم

به‌منظور بررسی اهمیت استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر و نو بدواً بـه آثـار تولیـد بـرق از مصـرف سوخت‌های فسیلی بر محیط زیست اشاره می‌شود.

۱-۴. محیط زیست و صنعت برق

در دنیای امروز، آثار زیانبار دخالت انسان در محـیط زیسـت بـر کسـی پوشـیده نیسـت. مهمتـرین عاملی که سبب افزایش گازهای مضر و تخریب‌کننده محیط زیست می‌شود، استفاده از سوخت‌هـای فسیلی است. سوخت‌های فسیلی که شامل فرآورده‌های نفتی، گاز طبیعی و زغال‌سنگ مـی‌باشـند در همه شاخه های مختلف مصرف مانند خانگی، تجـاری، عمـومی، صـنعتی، کشـاورزی، حمـل ونقـل و نیروگاه ها مورد استفاده قرار می‌گیرند. بنابراین تولید، تبـدیل و مصـرف انـواع انـرژی بـزرگ‌تـرین عامل آلودگی و حتی انهدام محیط زیست است. مصرف انرژی در جهان نه‌تنها در سطح ثابتی بـاقی نخواهد ماند، بلکه پیش بینی های حاکی از افزایش روزافزون مصرف آن در سال های آینده ناشـی از افزایش جمعیت، میل به رفاه و افزایش تولید ناخالص سرانه کشورهاست.

پیامد افزایش مصرف انرژی، افزایش انتشار گازهای آلاینده و گلخانـه‌ای ماننـد دی‌اکسـیدکربن (CO_2)، اکسیدهای گوگرد (SOx)، اکسیدهای ازت (NOx)، اکسیدکربن (CO) و... خواهـد بـود. نظـر به اینکه نیاز بشر به استفاده از انرژی اجتناب‌ناپذیر است، پس باید تا حد امکان از انواع انرژی‌هـایی استفاده شود که انتشار این‌گونه گازها کاهش یابد.

گرچه بررسی آثـار زیسـت‌محیطـی ناشـی از مصـارف انـرژی فسـیلی در بخـش‌هـای غیـر از نیروگاهی خارج از این بحث است، ولی جهت ملاحظه تـأثیر سـهم نیروگـاه هـای کشـور در تولیـد و انتشار گازهای آلاینده نسبت به سایر مصرف‌کنندگان به جدول ۵۳ اشاره می‌شود.

جدول ۵۳. گازهای آلاینده و گلخانه‌ای منتشره به تفکیک نوع مصرف در کشور (۱۳۸۷)

(درصد)

انواع مصارف	گازهای آلاینده				
	NOx	SOx	CO2	Co	سایر
حمل‌ونقل	٤٩	٢٦/١	٢٣/٤	٩٦/٨	٧٧/٤
خانگی، تجاری و عمومی	٦/٩	٨/٣	٢٥/٨	٠/٨	٣/٩
صنایع	٩/٤	٢٤/٧	١٦/٤	٠/٢	٤/٩
کشاورزی	٤/٢	٤/٩	٢/٥	٠/٣	٧/٤
پالایشگاه‌ها	*	*	٣/٨	*	٠/٢
نیروگاه‌ها	٣٠/٥	٣٦	٢٨/١	١/٩	٦/٢
جمع	١٠٠	١٠٠	١٠٠	١٠٠	١٠٠

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

توضیح: منظور از سایر آلاینده‌ها هیدروکربورها و گازهای دیگر است.

* ارقام در دسترس نمی‌باشد.

گفتنی است که مقدار آلاینده‌های ناشی از مصرف سوخت‌های فسیلی در سال ۱۳۸۷ به‌شرح زیر بوده است:

۱. NOx ۱۸۲۱ هزار تن

۲. SOx ١٦١٤ هزار تن

۳. CO2 ٥٢٣٢٩٤ هزار تن

٤. Co ٨٩٧٤ هزار تن

٥. سایر ٤٣٣ هزار تن

همان‌طوری که ملاحظه می‌شود انتشار Co_2 که اثر پدیده گلخانه‌ای را در محیط زیست افزایش می‌دهد، نسبت مستقیم با مقدار مصرف سوخت های فسیلی در هر بخش دارد، سهم بسیار زیادی از گازهای منتشره را به‌خود اختصاص داده است ولی در بین گازهای بسیار مضر و خطرناک دیگر سهم بخش حمل‌ونقل در آلودگی محیط زیست در کشور به حد فاجعه‌آمیزی رسیده است. بدیهی است سهم آلاینده‌های سایر شاخه‌های مختلف مصرف نیز بسیار قابل توجه است و مسئولان باید در کاهش آلاینده‌ها چاره‌جویی کرده و نسبت به ارائه راه‌حل‌ها و اجرای آنها اقدام نمایند. از بین انواع نیروگاه‌های حرارتی، سهم نیروگاه‌های بخاری به‌علت 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 فیلترهای آن چه در نیروگاه‌های جدید و چه در بازسازی و تعمیرات نیروگاه‌های موجود و قدیمی‌تر

کوشش شده که تولید آلاینده‌های مضر به نسبت رشد تولید برق افزایش نیابد. با این وصف به وزارت نیرو تکلیف شده است که در برنامه های خود کوشش کند تا جهت کم کردن این آلاینده ها نسبت به افزایش راندمان نیروگاه ها مخصوصاً با استفاده از تبدیل نیروگاه های گازی به چرخه ترکیبی از یک طرف و تولید برق از طریق انرژی‌های تجدیدپذیر از طرف دیگر اقدام نماید. زیرا تبدیل نیروگاه های گازی به چرخه ترکیبی در کاهش مصرف سوخت به‌ازای هر کیلووات‌ساعت برق تولیدی بسیار مؤثر است.

۴-۲. منابع اولیه انرژی

منابع اصلی اولیه انرژی که برای تولید برق در دنیا مورد استفاده قرار می‌گیرند عبارتند از:

- سوخت‌های فسیلی مانند گاز، نفت گاز، نفت کوره و زغال‌سنگ،
- انرژی هسته‌ای،
- پتانسیل برق‌آبی که خود جزء انرژی‌های تجدیدپذیر محسوب می‌شود،
- سایر انرژی‌های تجدیدپذیر و نو.

براساس گزارش‌های آژانس بین‌المللی انرژی، انرژی‌های اولیه‌ای که در جهان در تولید برق مصرف می‌شوند شامل ٤٠ درصد از زغال‌سنگ، حدود ٢٦ درصد از گاز و نفت، ١٦ درصد از انرژی‌های هسته‌ای، ١٦ درصد از پتانسیل‌های برق‌آبی و حدود ٢ درصد بقیه هم از انرژی‌های نو است.

انرژی‌های نو عبارتند از:

انرژی‌های خورشیدی، باد، ژئوترمال، جزر و مد، بیوماس و زیست توده (سوزاندن زباله و استحصال گاز از فاضلاب‌های شهری و پساب کشتارگاه‌ها) و سایر مواد سوختنی.

از مجموع برق تولیدی انرژی های نو در جهان، سهم بیوماس، زیست توده و سوزاندن مواد اضافی و سایر مواد سوختنی حدود ٦٣ درصد، سهم انرژی باد ٢٥ درصد، سهم انرژی ژئوترمال ١١/٣ درصد، سهم انرژی خورشیدی ٠/٥ درصد و ٠/٢ درصد هم سهم انرژی‌های جزر و مد است.

۴-۳. پتانسیل انرژی‌های نو در کشور

۴-۳-۱. پتانسیل انرژی خورشیدی

ایران سرزمینی است که تابش آفتاب آن در بسیاری از نقاط کشور بالغ بر ٣٠٠ روز در سال است بنابراین با توجه به اینکه متوسط انرژی دریافتی حاصل از تابش آفتاب بر صفحه‌ای با سطح یک مترمربع حدود ١٨ مگاژول برآورد شده است. بنابراین نظر به وسعت کشور ایران (١،٦٤٨،٠٠٠ کیلومترمربع) پتانسیل انرژی خورشیدی کشور ما، بالغ بر $١٠^{١٦}$ مگاژول در سال است، این مقدار

انرژی معادل $۲٤۰×۱۰^{۱٦}$ کیلوکالری و یا $۲/۸×۱۰^{۱۵}$ کیلووات ساعت انرژی برق و یا معادل ۲/٤ میلیارد تن نفت خام است. نحوه استفاده از این همه انرژی و یا بخشی از آن به تکنولوژی و هزینه زیاد نیاز دارد که باید در طرح جامع انرژی مطالعه و بررسی شود.

۲-۳-۴. پتانسیل انرژی ژئوترمال

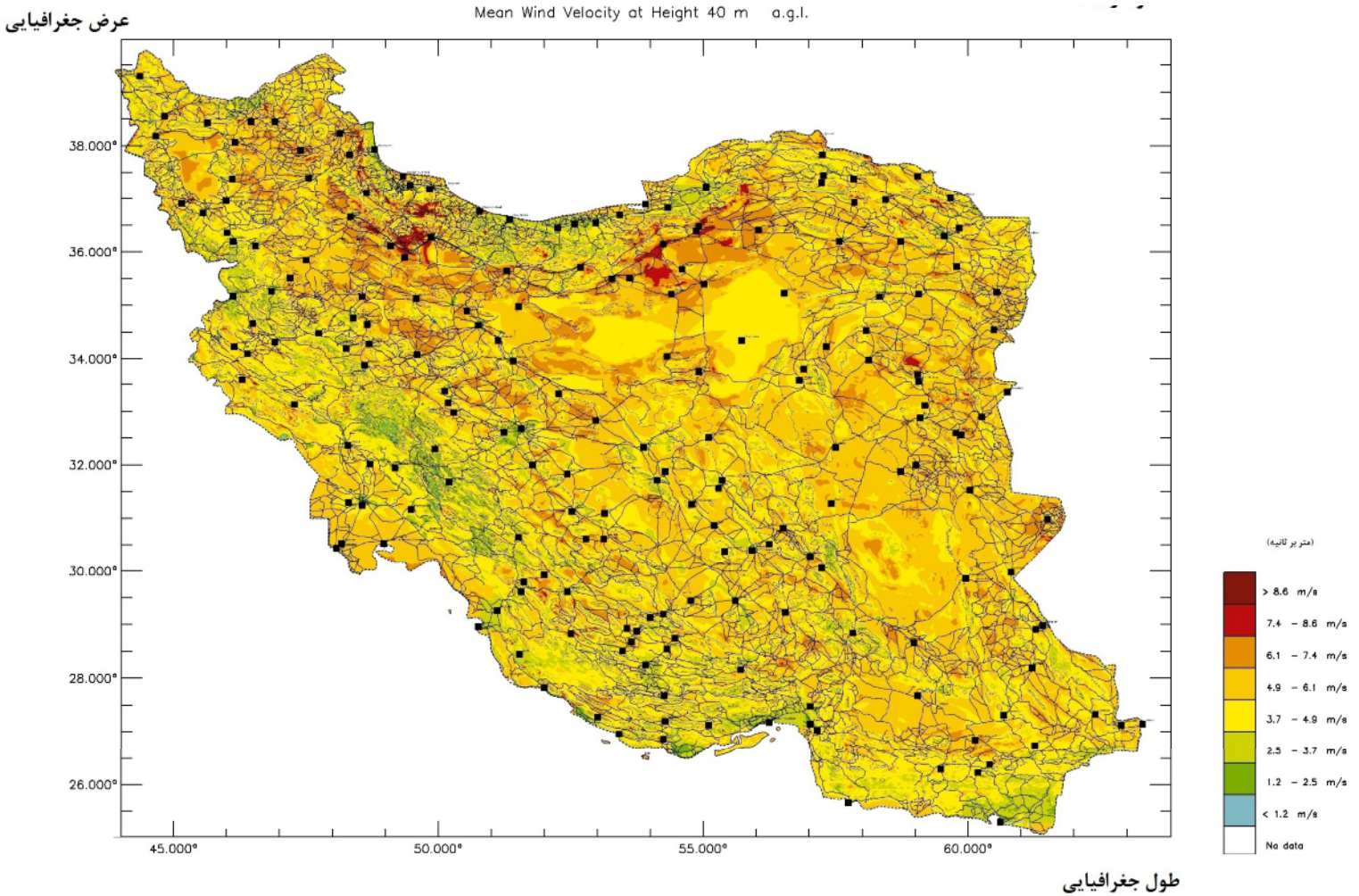
در سال ۱۳۵۳ برای شناسایی پتانسیل ژئوترمال در شمال و شمال غرب کشور توسط شرکت انل (ENEL) ایتالیا مطالعاتی صورت پذیرفته است. براساس آن چهار منطقه در دامنه‌های سبلان، سهند، دماوند و خوی و ماکو شناسایی شده است. علاوه‌بر این مناطق، دیگر نواحی ایران مانند محلات، قزوین، جنوب خراسان، بندرعباس و... هم دارای پتانسیل‌هایی می‌باشند که مطالعات شناسایی جدی در آنها انجام نگرفته است. در بین چهار منطقه فوق الذکر از طرف سازمان انرژی‌های نو ایران (سانا) در ناحیه مشکین‌شهر از منطقه سبلان مطالعات و عملیات اکتشافی و اجرایی انجام گرفته که خلاصه آن در بند ٤-٤ به آن اشاره شده است.

۳-۳-۴. پتانسیل انرژی بادی

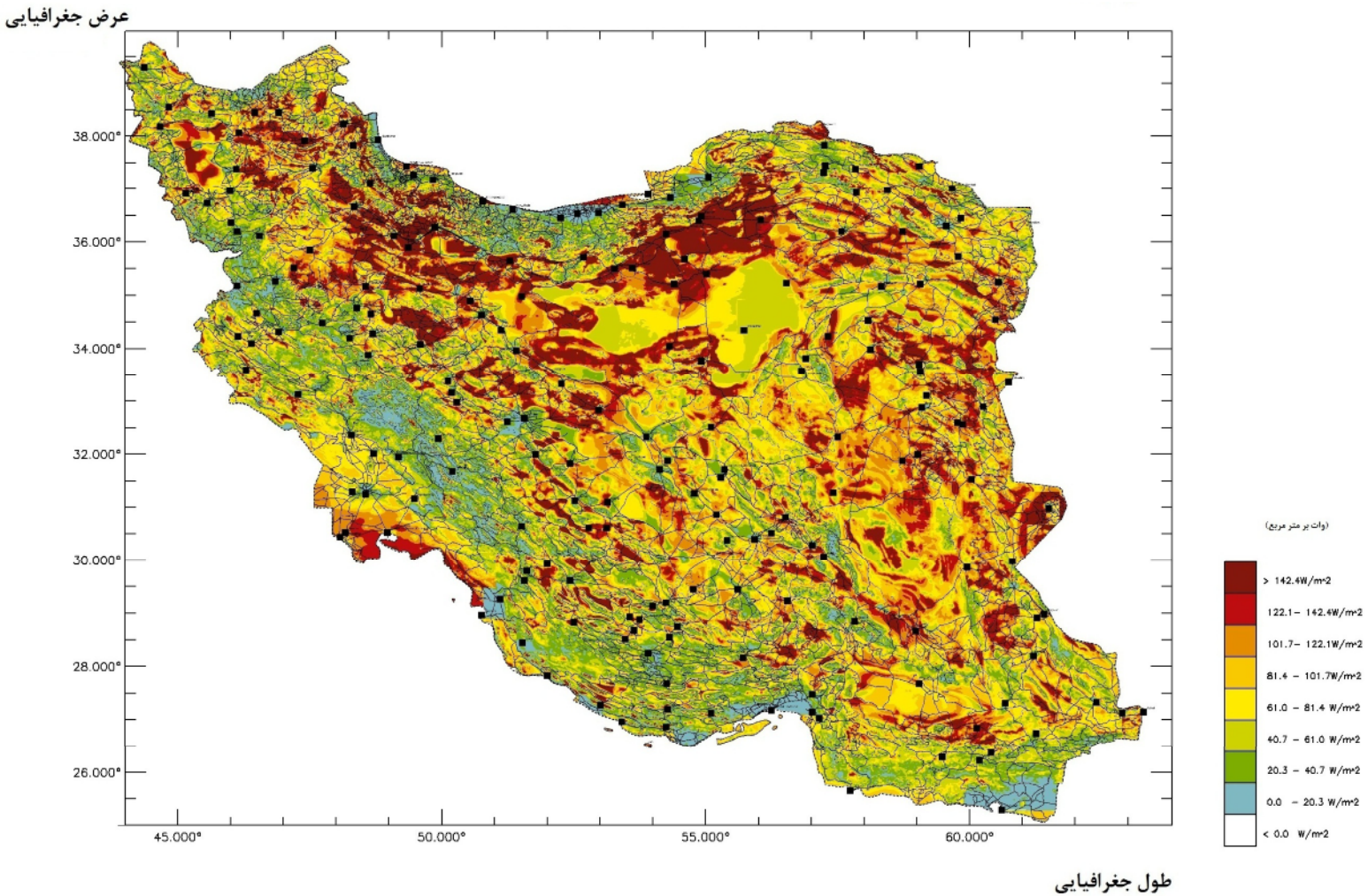
در ایران مناطق بادخیز شناخته شده بسیاری وجود دارد که از آن جمله منجیل در گیلان و بینالود در خراسان دو ناحیه شناخته شده‌ای هستند که در آنها واحدهای بادی زیادی نصب شده است. منطقه زابل هم که دارای باد معروف ۱۲۰ روزه است دارای پتانسیل بادی قابل ملاحظه‌ای است. با توجه به نقشه و اطلس بادهای ایران که توسط سازمان انرژی‌های نو ایران (سانا) تهیه شده به‌طور کلی در نقاط مختلف ایران می‌توان مکان‌هایی را یافت که دارای قابلیت نصب توربین‌های بادی باشند. زیرا به‌طور کلی سرعت باد مورد استفاده در توربین‌های بادی بین ۵ تا ۲۵ متر بر ثانیه است.

نمودار ۹ اطلس باد کشور را در ارتفاع ٤۰ متر از سطح زمین برای سرعت باد برحسب متر بر ثانیه و نمودار ۱۰ اطلس انرژی بادی را در همین ارتفاع از سطح زمین و براساس وات بر مترمربع نشان می‌دهد.

نمودار ۸. اطلس سرعت باد ایران در ارتفاع ۴۰ متری از سطح زمین



نمودار ۹. اطلس انرژی باد ایران در ارتفاع ۴۰ متری از سطح زمین



۴-۳-۴. بیوماس و زباله (زیست توده)

حجم زباله‌های کشور و یا دورریز سبزیجات و میوه‌هایی که بتوان از گاز آن استفاده کرد بسیار زیاد است.

گفتنی است که درحال حاضر حدود ۹۵۰ واحد نیروگاهی زباله‌سوز در سطح جهان درحال کار است و پیش‌بینی می‌شود که تا پایان سال ۲۰۱۰ ظرفیت تولیدی برق این نیروگاه‌ها در دنیا به حدود ۹۰۰۰ مگاوات بالغ شود. گرچه مطالعات جامعی برای استفاده از زباله‌ها در کل کشور صورت نپذیرفته ولی مطالعات و اقداماتی که در شهرهای شیراز و مشهد و در محل دفن زباله شهرهای مزبور انجام گرفته منجر به نصب و بهره‌برداری از دو نیروگاه زباله‌سوز در این شهرها شده است.

سایر اقدامات انجام شده در این بخش عبارتست از:

- مطالعات ابتدایی وضعیت محل دفن زباله در ۳۰ شهر کشور،
- مطالعات اولیه امکان‌سنجی در ۱۹ شهر کشور.

برنامه‌های دیگر سانا نیز شامل انجام مطالعات استفاده از زباله‌ها در کلیه شهرهای بالای ۲۵۰ هزار نفر کشور و بالاخره انتخاب دو شهر بزرگ برای نصب واحدهای ۱۰ مگاواتی زباله‌سوز است.

جهت اطلاع بیشتر از پتانسیل‌های زباله‌ها در تولید برق به جدول ٥٤ که ترکیب فیزیکی زباله‌های شهرهای شیراز و مشهد و جدول ٥٥ هم که کیفیت گاز در مکان دفن زباله‌های همین دو شهر را نشان می‌دهد اشاره می‌شود:

جدول ۵۴. ترکیب فیزیکی زباله‌های شهرهای شیراز و مشهد (درصد)

اجزای تشکیل دهنده	شیراز	مشهد
مواد فسادپذیر	۷۱	٦٤
کاغذ و مقوا	۹	١٤
پلاستیک	١٤	٤
شیشه	۱	۳
سایر مواد	٥	١٥
جمع	۱۰۰	۱۰۰

جدول ۵۵. کیفیت گاز دفن‌گاه‌های شیراز و مشهد

ترکیبات گاز	شیراز	مشهد
متان	٪۶۱	٪۵۳~٤۰
دی اکسید کربن	٪۲٤	٪۲۸~۲۰
اکسیژن	٪۲	٪۶/۵~۱
نیتروژن	ناچیز	٪۱۸~۷
سولفید هیدروژن	ناچیز	۳۲۰~۳۰۰ ppm
رطوبت	٪۶۱	٪۹۳<
دما	۳۷° c	۴۳° c~۳۵

علاوه‌بر سوزاندن زباله‌ها در تولید برق با استفاده از پسماندهایی مانند فاضلاب شهری، پساب کشتارگاه‌ها نیز می‌توان برق تولید کرد. زباله‌ها و این پسماندها خطر بسیار بزرگی برای محیط زیست و سلامت انسان‌ها و سایر موجودات است. در صورت استفاده از زباله‌ها و پسماندها نه‌تنها از آلودگی هوا، خاک، آب‌های سطحی و زیرزمینی جلوگیری می‌شود، بلکه خطر تکثیر و زاد و ولد موجودات و حشرات موذی را برطرف کرده و در نهایت علاوه بر تولید انرژی، مقداری آب و نیز کود برای کشاورزی هم تولید خواهد شد.

۴-۳-۵. انرژی جزر و مد

در مورد انرژی جزر و مد و امواج دریا و نحوه استفاده عملی از آن در ایران فقط مطالعات و تحقیقاتی توسط سانا انجام شده است. این تحقیقات فقط در حد ساخت مدل آزمایشگاهی نوسانگر آب در آکواریوم مخصوص برای ساخت مبدل انرژی امواج دریا بوده است.

۴-۳-۶. سایر انرژی‌های نو

استفاده از برخی دیگر از انرژی‌ها مانند فناوری پیل‌های سوختی، الکترولیز آب و تهیه هیدروژن به‌صورت مطالعاتی تحقیقاتی در سازمان انرژی‌های نو ایران در دست انجام است.

۴-۴. برنامه‌های وزارت نیرو در استفاده از انرژی‌های نو

کلیه برنامه‌های وزارت نیرو در استفاده از انرژی‌های نو در سازمان انرژی‌های نو ایران (سانا) متمرکز است. بیشترین فعالیت اجرایی این سازمان در استفاده از انرژی‌های باد در اغلب نقاط کشور و ژئوترمال در مشکین‌شهر و تعدادی از نیروگاه‌های زیست توده (زباله‌سوز) کوچک و خورشیدی متمرکز شده است.

استفاده از انرژی باد از مهمترین برنامه وزارت نیرو در استفاده از انرژی‌های نو است.

علاوه بر آن در نظر دارند واحدهای بزرگتر از واحدهای معمول ٦٦٠ کیلـوواتی در منـاطق بـاد خیـز کشور نصب کنند. براساس گزارشات منتشره قرار است در برنامه پنجم توسـعه جمعـاً حـدود ٥٠٠ مگاوات نیروگاه بادی نصب شود.

۵-۴. سهم فعلی و آینده انرژی‌های نو در ایران

در پایان سال ۱۳۸۸ تعداد ۱٦۳ واحد نیروگاه بادی و سایر نیروگاه هـای تجدیدپـذیر بـا ۹۲ مگـاوات ظرفیت و تولید ۲۲۸ میلیون کیلووات‌ساعت انرژی درحال کار بوده‌اند. ایـن نیروگـاه‌هـا حـدود ۰/۱٦ درصد از کل ظرفیت‌های نیروگاهی کشور را داشته و تولید آنها نیز حدود ۰/۱ درصـد از تولیـد کـل نیروگاه‌های فعال در شبکه برق کشور بوده است.

نیروگاه‌های بادی و تجدیدپذیر کشور در پایان سال ۱۳۸۸ به‌شرح جدول ٥٦ بوده است.

جدول ۵۶. ظرفیت و تولید نیروگاه‌های تجدیدپذیر در سال ۱۳۸۸

نوع نیروگاه	ظرفیت		تولید	
	مگاوات	درصد از کل*	گیگاوات ساعت	درصد از کل*
بادی	۹۰	۰/۱٦۱	227/۱	۰/1026
خورشیدی	۰/۰٤٥	ناچیز	۰/۰٤۳	ناچیز
زیست توده (زباله‌سوز)	۱/۸٦	۰/۰۰۳	۰/۸۷۲	۰/۰۰۰٤
جمع	**۹۱/۹۰٥**	**۰/۱٦۴**	**۲۲۸/۰۱٥**	**۰/۱۰۳**

مأخذ: گزارشات آماری صنعت برق ایران.

* درصد از کل ظرفیت و تولید برق در نیروگاه‌های کشور.

همان‌طوری که ملاحظه می‌شود بیشترین سهم انرژی‌های نو به نیروگاه‌های بـادی تعلـق دارد. استفاده از نیروگاه‌های بادی نخستین بار در کشور توسط سانا در سال ۱۳۷۳ و با نصب دو واحـد ٥۰۰ کیلوواتی در منجیل، شروع شده است.

درحال حاضر جمع ظرفیت ۱۱۱ واحد نیروگاه‌های بـادی منصـوبه در منطقـه منجیـل (منجیـل، رودبار و هرزویل) حدود ٦۱/۲ مگاوات است کـه از ایـن مقـدار حـدود ۱۱/۸ مگـاوات (بـه تعـداد ۱۸ واحد) توسط سازمان انرژی اتمی ایران در پسکولان منجیل احداث شده است.

٤٥ واحد دیگر نیروگاه های بادی در منطقه بینالود خراسان و با ظرفیـت ۲۸/٦ مگـاوات توسـط سانا به بهره‌برداری رسیده است.

دو واحد کوچک نیروگاه خورشیدی با ظرفیت های ۱٥ و ۳۰ کیلووات به‌ترتیـب در سـمنان و طالقـان مشغول به کارند. واحدهای زباله سوز در سال ۱۳۸۸ و با دو واحـد هریـک بـا ظرفیـت ۳۳۰ کیلـووات در

مشهد و همچنین در شیراز با دو واحد و هریک با ظرفیت ۶۰۰ کیلووات توسط سانا احداث شده‌اند.

۴-۶. برنامه‌های سازمان انرژی‌های نو (سانا)

تعداد زیادی از پروژه‌های انرژی‌های نو شامل انرژی‌های باد، زمین گرمایی، خورشیدی، پیل‌های سوختی، زیست توده و ... به‌صورت تحقیقاتی توسط سانا در دست مطالعه و برخی از آنها نیز در دست اجراست.

ـ نیروگاه زمین گرمایی ۵۵ مگاواتی در ۲۵ کیلومتری مشکین‌شهر (در روستای ده بیل، دامنه غربی قله سبلان).

برای احداث این نیروگاه در ابتدا یک یا دو پایلوت ۳ تا ۵ مگاواتی نصب خواهد شد.

درحال حاضر سه چاه اکتشافی در سایت‌های A و B و C به‌ترتیب به عمق‌های ۳۱۹۶ و ۲۲۶۵ و ۳۱۷۶ متر و دو چاه تزریقی در سایت‌های A و B به عمق‌های ۶۵۰ و ۵۵۰ متر احداث شده است. ظرفیت نیروگاه (پایلوت) قابل نصب در سایت A بین ۱/۵ تا ۲ و در سایت B نیز بین ۳/۵ تا ٤ مگاوات برآورد شده است.

ـ مکان‌یابی چاه‌های جدید در سایت‌های D و E نیز انجام شده است. شایان ذکر است که دمای عمق چاه‌ها، حدود ۲٤۵ تا ۲۵۰ درجه سانتیگراد است.

پروژه‌های زیر نیز از برنامه‌های سانا است که قرار است اجرا شوند:

ـ پارک خورشیدی طالقان،

ـ ساخت پیل سوختی ۵ کیلوواتی،

ـ احداث ۱۶۰ مگاوات نیروگاه بادی،

ـ پایلوت نیروگاه تولید برق از الکترولیز هیدروژن با ظرفیت ۲۰۰ کیلووات،

ـ مطالعات ایجاد حدود ۱۰ نیروگاه زیست توده (زباله‌سوز).

۴-۷. مسائل مالی و اجرایی و راهکارهای تشویقی در بهره‌برداری از انرژی‌های نو

۴-۷-۱. مشکلات اجرایی

بهره‌برداری از انرژی‌های نو و استفاده از پتانسیل‌های آن از دیرباز توسط انسان‌ها به‌صورت‌های مختلف صورت می‌پذیرفته است که از آن جمله باید به موارد زیر اشاره کرد:

ـ استفاده از انرژی خورشید جهت گرم کردن آب به صورت‌های ابتدایی،

ـ سوزاندن فضولات حیوانی به‌منظور استفاده از آنها و پخت‌وپز،

ـ استفاده از انرژی باد در آسیاب‌های بادی،

ـ استفاده از حرارت آب‌های گرم (ژئوترمال) برای استحمام و پخت‌وپز.

ولی استفاده از فناوری‌های جدید برای بهره‌برداری جدی‌تر از این انرژی‌ها در جهان از وقتی آغاز شده است که از یک طرف بهای سوخت‌های فسیلی در جهان افزایش چشمگیری داشته و از طرف دیگر آلودگی های زیست‌محیطی ناشی از استفاده سوخت های فسیلی دنیا را با مشکل افزایش متوسط دمای کره زمین و ایجاد پدیده گلخانه‌ای و تخریب لایه اُزون مواجه ساخته است.

بهره برداری از هریک از انواع انرژی های نو از نظر اجرایی و تأمین منابع مالی مسائل و مشکلات خاص خود را دارد.

به‌طور مثال بهره‌برداری از انرژی‌های ژئوترمال بسیار علمی و دقیق بوده و مشکلات اکتشاف و استخراج و بهره‌برداری آن از اکتشاف نفت هم بیشتر است. در پروسه‌ها و بررسی‌های انرژی حرارتی زمین همه علوم و فنون شامل زمین‌شناسی، فیزیک، شیمی، ژئوفیزیک، ژئوشیمی، مکانیک، برق، ساختمان، اکتشاف و استخراج، متالوژی و خوردگی دخالت دارند. بنابراین تولید برق از منابع ژئوترمال علاوه‌بر زمان‌بر بودن آن بسیار پرهزینه بوده و مدیریت بسیار قوی را طلب می‌کند.

به همین ترتیب می‌توان به بهره‌برداری از سایر انرژی‌های نو و تجدیدپذیر اشاره کرد. ولی در بین آنها استفاده از انرژی خورشیدی در پایین‌ترین سطح آن که ساخت آبگرمکن‌های خورشیدی است تا به‌کارگیری تکنولوژی‌های مدرن مانند سلول‌های فتوولتائیک، صفحات تابش سهموی خورشیدی، ساخت کلکتورها و سایر تجهیزات نیروگاهی خورشیدی امکانپذیر است. بدیهی است دولت به هر طریق می‌تواند استفاده از آبگرمکن‌های خورشیدی را با اختصاص یارانه به صنایع و کاهش هزینه ساخت آبگرمکن‌ها ترویج کند.

ساخت توربین‌های بادی و تبدیل آن به انرژی برق نسبت به سایر انرژی‌های نو آسان‌تر و کم‌هزینه برتر است. به همین لحاظ احداث نیروگاه‌های بادی در کشور نسبت به سایر آنها قابل ملاحظه بوده است.

۲-۷-۴. راهکاری تشویقی

دولت با اعلام خرید برق از انرژی های تجدیدپذیر و نو (شامل نیروگاه های برق آبی) سعی کرده است که سرمایه‌گذاران بخش خصوصی را به این سمت هدایت نماید. آخرین نرخ خرید برق از این نیروگاه‌ها در ۲۰ ساعت از شبانه‌روز ۱۳۰۰ ریال و در ٤ ساعت کم‌باری (نیمه‌شب) ۹۰۰ ریال اعلام شده است. درحالی که متوسط فروش برق در کشور حدود ۱۷۰ ریال تا قبل از اجرای قانون هدفمند کردن یارانه‌ها بوده و حدود ٤٥٠ ریال هم پس از آن تعیین شده است. درحال حاضر فقط نیروگاه‌های بادی و برق‌آبی از این مصوبه استفاده می‌کنند. لذا جهت اشاعه فرهنگ بهره‌برداری از سایر انرژی‌های نو و تجدیدپذیر به‌ویژه زیست توده (زباله‌ها) به‌نظر می‌رسد که به تعیین نرخ‌ها و سیاست‌های تشویقی بیشتری ضرورت دارد.

فصل پنجم ـ تعرفه‌ها و الگوی مصرف برق

۱-۵. تعرفه‌بندی برق

تعرفه‌های برق کشور براساس انواع مصارف تقسیم‌بندی شده‌اند. مصارف برق نیز با ترکیب مشترکین خانگی، عمومی، کشاورزی، صنعتی و سایر مصارف تعریف شده‌اند. مصارف عمومی و صنعتی با توجه به نوع کاربرد آنها در مؤسسات عمومی و نوع تولید در شاخه‌های صنعتی دارای زیرشاخه‌های دیگری است. بنابراین درمجموع تعرفه‌های جاری برق که تا سال ۱۳۸۸ مورد استفاده قرار گرفته بسیار متنوع است، البته تعرفه در شاخه خانگی با توجه به میزان مصرف طراحی شده تا بلکه بتوان با اخذ بهای بیشتر از مشترکین با مصارف بالاتر اندکی خود را به بهای تمام شده برق نزدیک کند. ولی تا به حال در این جهت موفقیتی حاصل نشده است. زیرا گرچه وزارت نیرو کوشش می‌کند که برق را به‌عنوان کالا تلقی و نرخ آن را هم با نرخ تمام شده عرضه کند ولی مجلس و دولت هم در این موضوع دخالت کرده و کار به جایی رسیده که در پنج‌ساله اخیر با وجود افزایش هزینه‌ها، قیمت آن تغییر نیابد. ولی فقط در سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ با توجه به قانون، جرائمی برای مصارف بیش از الگوی مصرف منظور شد که افزایش چشمگیری در دریافتی وزارت نیرو حاصل نشده است.

به منظور روشن‌تر شدن موضوع و برای نمونه به جداول ۵۷ لغایت ٦٥ مربوطه به تعرفه‌های جاری در سال ۱۳۸۸ برای استان تهران اشاره می‌شود.

چنانچه ملاحظه می‌شود، تعرفه برق خانگی برای استان تهران به دو فصل تابستان (ماه های تیر، مرداد و شهریور) و غیرتابستان (۹ ماهه دیگر سال) تقسیم‌بندی شده است. با توجه به الگوی مصرف برق که در تابستان ۳۰۰ کیلووات‌ساعت و غیرتابستان هم ۲۰۰ کیلووات‌ساعت تعیین شده برای مصارف مازاد بر آنها علاوه‌بر افزایش نرخ، جریمه‌ای نیز در نظر گرفته شده که در فرمول‌های مربوطه آورده شده است.

به‌طور مثال نرخ برق یک مشترک با مصرف ۵۰ کیلووات ساعت بیش از الگوی مصرف در تابستان و در غیرتابستان حدود ٤ ریال (حدود ٤ درصد) افزایش (به‌عنوان جریمه) می‌یابد، البته میزان جریمه به تدریج برای مصارف بیشتر افزایش یافته و تا حدود صد درصد برای مصارف بیش از ۱۲۰۰ کیلووات ساعت رسیده است، ولی با توجه به پله‌های مصرف برق در مناطق عادی و چهار ناحیه گرمسیری کشور، عملاً متوسط دریافتی وزارت نیرو از محل جریمه مشترکین خانگی در سال ۱۳۸۸ حدود ۵ ریال بر کیلووات‌ساعت بوده است.

تعرفه‌های برق و شرایط عمومی آنها لازم‌الاجرا در کلیه نواحی تحت مدیریت شرکت برق منطقه‌ای تهران ـ استان تهران

جدول ۵۷. تعرفه ماه‌های غیرتابستان، مصارف خانگی عادی و آزاد

سطوح مصرف				بهای انرژی (ریال بر کیلووات‌ساعت)						بهای قدرت (دیماند) مشترکین با قدرت ۳۰ کیلووات و بالاتر (ریال بر کیلووات)
				ساعات میان باری		ساعات اوج بار		ساعات کم باری		
عادی	۰	تا ۸۰	کیلوواتساعت	بخشوده						۹۱۲.۰۰
	۸۱	تا ۱۵۰	کیلوواتساعت	۸۰.۳۴		۲۰۰.۸۵		۲۰.۰۹		۹۱۲.۰۰
	۱۵۱	تا ۲۰۰	کیلوواتساعت	۹۳.۰۲	/C -۱۲۶۱.۸۰	۲۳۲.۵۵	/C -۳۱۵۴.۵۰	۲۳.۲۶	/C -۳۱۵.۴۵	۹۱۲.۰۰
	۲۰۱	تا ۲۵۰	کیلوواتساعت	۱۱۱.۸۸	/C -۳۲۹۹.۷۸	۲۷۹.۷۰	/C -۸۲۴۹.۴۵	۲۵.۴۳	/C -۷۴۹.۹۵	۱۰۰۳.۲۰
	۲۵۱	تا ۳۰۰	کیلوواتساعت	۱۲۴.۳۰	/C -۶۴۰۴.۵۳	۳۱۰.۷۵	/C -۱۶۰۱۱.۳۳	۲۸.۲۵	/C -۱۴۵۵.۵۸	۱۰۰۳.۲۰
	۳۰۱	تا ۴۰۰	کیلوواتساعت	۳۷۵.۱۰	/C -۸۱۶۴۴.۵۳	۹۳۷.۷۵	/C -۲۰۴۱۱۱.۳۳	۸۵.۲۵	/C -۱۸۵۵۵.۵۸	۱۰۰۳.۲۰
	۴۰۱	تا ۵۰۰	کیلوواتساعت	۳۷۵.۱۰	/C -۸۱۶۴۴.۵۳	۹۳۷.۷۵	/C -۲۰۴۱۱۱.۳۳	۸۵.۲۵	/C -۱۸۵۵۵.۵۸	۱۰۰۳.۲۰
	۵۰۱	تا ۶۰۰	کیلوواتساعت	۳۷۵.۱۰	/C -۸۱۶۴۴.۵۳	۹۳۷.۷۵	/C -۲۰۴۱۱۱.۳۳	۸۵.۲۵	/C -۱۸۵۵۵.۵۸	۱۰۰۳.۲۰
	۶۰۱	تا ۸۰۰	کیلوواتساعت	۹۶۵.۸۰	/C -۴۳۶۰۶۴.۵۳	۲۴۱۴.۵۰	/C -۱۰۹۰۱۶۱.۳۳	۲۱۹.۵۰	/C -۹۹۱۰۵.۵۸	۱۰۰۳.۲۰
	۸۰۱	تا ۹۶۷	کیلوواتساعت	۹۶۵.۸۰	/C -۴۳۶۰۶۴.۵۳	۲۴۱۴.۵۰	/C -۱۰۹۰۱۶۱.۳۳	۲۱۹.۵۰	/C -۹۹۱۰۵.۵۸	۱۰۰۳.۲۰
	بالاتر از	۹۶۷	کیلوواتساعت	۵۱۴.۸۰		۱۴۸۷.۰۰		۱۱۷.۰۰		۱۰۰۳.۲۰
آزاد	۰	تا ۸۰	کیلوواتساعت	بخشوده						۴۱۶۷.۰۰
	۸۱	تا ۱۵۰	کیلوواتساعت	۱۵۴.۵۰		۳۸۶.۲۵		۳۸.۶۳		۴۱۶۷.۰۰
	۱۵۱	تا ۲۰۰	کیلوواتساعت	۱۶۶.۲۴	/C -۱۷۶۱.۰۰	۴۱۵.۶۰	/C -۴۴۰۲.۵۰	۴۱.۵۶	/C -۴۴۰.۲۵	۴۱۶۷.۰۰
	۲۰۱	تا ۲۵۰	کیلوواتساعت	۱۸۹.۳۸	/C -۳۲۳۹.۵۰	۴۷۳.۴۴	/C -۸۰۹۸.۷۵	۴۳.۰۴	/C -۷۳۴.۲۵	۴۵۸۳.۷۰
	۲۵۱	تا ۳۰۰	کیلوواتساعت	۶۱۰.۵۰	/C -۱۰۸۵۲۰.۵۰	۱۵۲۶.۲۵	/C -۲۷۱۳۰۱.۲۵	۱۳۸.۷۵	/C -۲۴۶۶۳.۷۵	۴۵۸۳.۷۰
	۳۰۱	تا ۴۰۰	کیلوواتساعت	۶۱۰.۵۰	/C -۱۰۸۵۲۰.۵۰	۱۵۲۶.۲۵	/C -۲۷۱۳۰۱.۲۵	۱۳۸.۷۵	/C -۲۴۶۶۳.۷۵	۴۵۸۳.۷۰
	۴۰۱	تا ۵۰۰	کیلوواتساعت	۶۱۰.۵۰	/C -۱۰۸۵۲۰.۵۰	۱۵۲۶.۲۵	/C -۲۷۱۳۰۱.۲۵	۱۳۸.۷۵	/C -۲۴۶۶۳.۷۵	۴۵۸۳.۷۰
	۵۰۱	تا ۶۰۰	کیلوواتساعت	۶۱۰.۵۰	/C -۱۰۸۵۲۰.۵۰	۱۵۲۶.۲۵	/C -۲۷۱۳۰۱.۲۵	۱۳۸.۷۵	/C -۲۴۶۶۳.۷۵	۴۵۸۳.۷۰
	۶۰۱	تا ۸۰۰	کیلوواتساعت	۶۱۰.۵۰	/C -۱۰۸۵۲۰.۵۰	۱۵۲۶.۲۵	/C -۲۷۱۳۰۱.۲۵	۱۳۸.۷۵	/C -۲۴۶۶۳.۷۵	۴۵۸۳.۷۰
	۸۰۱	تا ۱۰۰۰	کیلوواتساعت	۶۱۰.۵۰	/C -۱۰۸۵۲۰.۵۰	۱۵۲۶.۲۵	/C -۲۷۱۳۰۱.۲۵	۱۳۸.۷۵	/C -۲۴۶۶۳.۷۵	۴۵۸۳.۷۰
	بالاتر از	۱۰۰۰	کیلوواتساعت	۶۶۵.۵۰		۱۶۶۳.۷۵		۱۵۱.۲۵		۴۵۸۳.۷۰

توجه: C یانگر متوسط مصرف ماهیانه میباشد.

* آن دسته از مشترکینی که با توجه به مفاد بند "ز" ماده (۱-۱۶-۴)آیین نامه های تکمیلی تعرفه های برق، هزینه های عمومی برقراری انشعاب را پرداخت ننموده اند، مشمول تعرفه آزاد می گردند.

جدول ۵۸. جریمه ماه‌های غیرتابستان

	سطوح مصرف	بهای انرژی(ریال بر کیلوواتساعت)								بهای قدرت (دیماند) مشترکین باقدرت ۳۰ کیلووات وبالاتر(ریال بر کیلووات)
		ساعات مین باری			سعات اوج بار			ساعات کم باری		
عادی ۱	۰ تا ۸۰ کیلوواتساعت									
	۸۱ تا ۱۵۰ کیلوواتساعت									
	۱۵۱ تا ۲۰۰ کیلوواتساعت									
	۲۰۱ تا ۲۵۰ کیلوواتساعت	۱۳۱۹۹۱.۲	/C +	۲۲.۳۸	۳۲۹۹۷۸.۰	/C +	۵۵.۹۴	۰.۰	/C	۲۰۰.۶۴ -۴۰۱۲۸.۰۰
	۲۵۱ تا ۳۰۰ کیلوواتساعت	۵۷۶۴۰۷.۲	/C +	۴۹.۷۲	۱۴۴۱۰۱۹.۳	/C +	۱۲۴.۳۰	۰.۰	/C	۴۰۱.۲۸ -۹۰۲۸۸.۰۰
	۳۰۱ تا ۴۰۰ کیلوواتساعت	۱۲۲۴۶۶۷۹.۵	/C +	۲۲۵.۰۶	۳۰۶۱۶۶۹۸.۸	/C +	۵۶۲.۶۵	۰.۰	/C	۶۰۱.۹۲ -۱۵۰۴۸۰.۰۰
	۴۰۱ تا ۵۰۰ کیلوواتساعت	۲۵۳۰۹۸۰۴.۳	/C +	۳۷۵.۱۰	۶۳۲۷۴۵۱۰.۸	/C +	۹۳۷.۷۵	۰.۰	/C	۱۰۰۳.۲۰ -۳۱۰۹۹۲.۰۰
	۵۰۱ تا ۶۰۰ کیلوواتساعت	۴۵۷۲۰۹۳۶.۸	/C +	۵۶۲.۶۵	۱۱۴۳۰۲۳۴۲.۰	/C +	۱۴۰۶.۶۳	۰.۰	/C	۱۵۰۴.۸۰ -۵۶۱۷۹۲.۰۰
	۶۰۱ تا ۸۰۰ کیلوواتساعت	۲۴۴۱۹۶۱۳۶.۸	/C +	۱۴۴۸.۷۰	۶۱۰۶۹۰۳۴۲.۰	/C +	۳۶۲۱.۷۵	۰.۰	/C	۱۵۰۴.۸۰ -۵۶۱۷۹۲.۰۰
	۸۰۱ تا ۹۶۷ کیلوواتساعت	۴۱۸۶۲۱۹۴۸.۸	/C +	۱۹۳۱.۶۰	۱۰۴۶۵۵۴۸۷۲.۰	/C +	۴۸۲۹.۰۰	۰.۰	/C	۲۰۰۶.۴۰ -۹۶۳۰۷۲.۰۰
	بالاتر از ۹۶۷ کیلوواتساعت		/C	۱۰۲۹.۶۰		/C	۲۵۷۴.۰۰	۰.۰	/C	۲۰۰۶.۴۰ -۹۶۳۰۷۲.۰۰
آزاد	۰ تا ۸۰ کیلوواتساعت									
	۸۱ تا ۱۵۰ کیلوواتساعت									
	۱۵۱ تا ۲۰۰ کیلوواتساعت									
	۲۰۱ تا ۲۵۰ کیلوواتساعت	۱۲۹۵۸۰.۰	/C +	۳۷.۸۸	۳۲۳۹۵۰.۰	/C +	۹۴.۶۹	۰.۰	/C	۹۱۶.۷۴ -۱۸۲۳۴۸.۰۰
	۲۵۱ تا ۳۰۰ کیلوواتساعت	۹۷۶۶۸۴۵.۰	/C +	۲۴۴.۲۰	۲۴۶۱۷۱۱۲.۵	/C +	۶۱۰.۵۰	۰.۰	/C	۱۸۳۳.۴۸ -۴۱۲۵۳۳.۰۰
	۳۰۱ تا ۴۰۰ کیلوواتساعت	۱۶۲۷۸۰۷۵.۰	/C +	۳۶۶.۳۰	۴۰۶۹۵۱۸۷.۵	/C +	۹۱۵.۷۵	۰.۰	/C	۲۷۵۰.۲۲ -۶۸۷۵۵۵.۰۰
	۴۰۱ تا ۵۰۰ کیلوواتساعت	۳۳۶۴۱۳۵۵.۰	/C +	۶۱۰.۵۰	۸۴۱۰۳۳۸۷.۵	/C +	۱۵۲۶.۲۵	۰.۰	/C	۴۵۸۳.۷۰ -۱۴۲۰۹۴۷.۰۰
	۵۰۱ تا ۶۰۰ کیلوواتساعت	۶۰۷۷۱۴۸۰.۰	/C +	۹۱۵.۷۵	۱۵۱۹۲۸۷۰۰.۰	/C +	۲۲۸۹.۳۸	۰.۰	/C	۶۸۷۵.۵۵ -۲۵۶۶۸۲۲.۰۰
	۶۰۱ تا ۸۰۰ کیلوواتساعت	۶۰۷۷۱۴۸۰.۰	/C +	۹۱۵.۷۵	۱۵۱۹۲۸۷۰۰.۰	/C +	۲۲۸۹.۳۸	۰.۰	/C	۶۸۷۵.۵۵ -۲۵۶۶۸۲۲.۰۰
	۸۰۱ تا ۱۰۰۰ کیلوواتساعت	۱۰۴۱۷۹۶۸۰.۰	/C +	۱۲۲۱.۰۰	۲۶۰۴۶۹۲۰۰.۰	/C +	۳۰۵۲.۵۰	۰.۰	/C	۹۱۶۷.۴۰ -۴۴۰۰۲۵۲.۰۰
	بالاتر از ۱۰۰۰ کیلوواتساعت		/C	۱۳۳۱.۰۰		/C	۳۳۲۷.۵۰	۰.۰	/C	۹۱۶۷.۴۰ -۴۴۰۰۲۵۲.۰۰

جدول ۵۹. تعرفه ماه‌های تابستان (ماه‌های تیر، مرداد و شهریور)

سطوح مصرف			بهای انرژی(ریال بر کیلووات‌ساعت)						بهای‌قدرت (دیماند) مشترکین‌باقدرت ۳۰ کیلووات‌وبالاتر(ریال بر کیلووات)
			ساعات میان باری		ساعات اوج بار		ساعات کم باری		
عادی	۰	تا ۸۰ کیلوواتساعت	بخشوده						۹۱۲.۰۰
	۸۱	تا ۱۵۰ کیلوواتساعت	۸۰.۳۴		۲۰۰.۸۵		۲۰.۰۹		۹۱۲.۰۰
	۱۵۱	تا ۲۰۰ کیلوواتساعت	۹۳.۰۲	-۱۲۶۱.۸۰ /C	۲۲۲.۵۵	-۳۱۵۴.۵۰ /C	۲۳.۲۶	-۳۱۵.۴۵ /C	۹۱۲.۰۰
	۲۰۱	تا ۲۵۰ کیلوواتساعت	۱۰۱.۷۱	-۲۹۹۹.۸۰ /C	۲۵۴.۲۸	-۷۴۹۹.۵۰ /C	۲۵.۴۳	-۷۴۹.۹۵ /C	۹۱۲.۰۰
	۲۵۱	تا ۳۰۰ کیلوواتساعت	۱۱۳.۰۰	-۵۸۲۲.۳۰ /C	۲۸۲.۵۰	-۱۴۵۵۵.۷۵ /C	۲۸.۲۵	-۱۴۵۵.۵۸ /C	۹۱۲.۰۰
	۳۰۱	تا ۳۷۵ کیلوواتساعت	۳۷۵.۱۰	-۸۱۶۴۴.۵۳ /C	۹۳۷.۷۵	-۲۰۴۱۱۱.۳۳ /C	۸۵.۲۵	-۱۸۵۵۵.۵۸ /C	۱۰۰۳.۲۰
	۳۷۶	تا ۴۵۰ کیلوواتساعت	۳۷۵.۱۰	-۸۱۶۴۴.۵۳ /C	۹۳۷.۷۵	-۲۰۴۱۱۱.۳۳ /C	۸۵.۲۵	-۱۸۵۵۵.۵۸ /C	۱۰۰۳.۲۰
	۴۵۱	تا ۶۰۰ کیلوواتساعت	۳۷۵.۱۰	-۸۱۶۴۴.۵۳ /C	۹۳۷.۷۵	-۲۰۴۱۱۱.۳۳ /C	۸۵.۲۵	-۱۸۵۵۵.۵۸ /C	۱۰۰۳.۲۰
	۶۰۱	تا ۷۵۰ کیلوواتساعت	۹۶۵.۸۰	-۴۳۶۰۶۴.۵۳ /C	۲۴۱۴.۵۰	-۱۰۹۰۱۶۱.۳۳ /C	۲۱۹.۵۰	-۹۹۱۰۵.۵۸ /C	۱۰۰۳.۲۰
	۷۵۱	تا ۹۶۷ کیلوواتساعت	۹۶۵.۸۰	-۴۳۶۰۶۴.۵۳ /C	۲۴۱۴.۵۰	-۱۰۹۰۱۶۱.۳۳ /C	۲۱۹.۵۰	-۹۹۱۰۵.۵۸ /C	۱۰۰۳.۲۰
	۹۶۸	تا ۱۲۰۰ کیلوواتساعت	۵۱۴.۸۰		۱۲۸۷.۰۰		۱۱۷.۰۰		۱۰۰۳.۲۰
	بالاتر از	۱۲۰۰ کیلوواتساعت	۵۱۴.۸۰		۱۲۸۷.۰۰		۱۱۷.۰۰		۱۰۰۳.۲۰
آزاد	۰	تا ۸۰ کیلوواتساعت	بخشوده						۵۰۰۰.۴۰
	۸۱	تا ۱۵۰ کیلوواتساعت	۱۸۵.۴۰		۴۶۳.۵۰		۴۶.۳۵		۵۰۰۰.۴۰
	۱۵۱	تا ۲۰۰ کیلوواتساعت	۱۹۹.۴۹	-۲۱۱۳.۲۰ /C	۴۹۸.۷۲	-۵۲۸۳.۰۰ /C	۴۹.۸۷	-۵۲۸.۳۰ /C	۵۰۰۰.۴۰
	۲۰۱	تا ۲۵۰ کیلوواتساعت	۲۰۶.۵۹	-۳۵۳۴.۰۰ /C	۵۱۶.۴۸	-۸۸۳۵.۰۰ /C	۵۱.۶۵	-۸۸۳.۵۰ /C	۵۰۰۰.۴۰
	۲۵۱	تا ۳۰۰ کیلوواتساعت	۶۶۶.۰۰	-۱۱۸۳۸۶.۰۰ /C	۱۶۶۵.۰۰	-۲۹۵۹۶۵.۰۰ /C	۱۶۶.۵۰	-۲۹۵۹۶.۵۰ /C	۵۰۰۰.۴۰
	۳۰۱	تا ۳۷۵ کیلوواتساعت	۷۳۲.۶۰	-۱۳۰۲۲۴.۶۰ /C	۱۸۳۱.۵۰	-۳۲۵۵۶۱.۵۰ /C	۱۶۶.۵۰	-۲۹۵۹۶.۵۰ /C	۵۵۰۰.۴۴
	۳۷۶	تا ۴۵۰ کیلوواتساعت	۷۳۲.۶۰	-۱۳۰۲۲۴.۶۰ /C	۱۸۳۱.۵۰	-۳۲۵۵۶۱.۵۰ /C	۱۶۶.۵۰	-۲۹۵۹۶.۵۰ /C	۵۵۰۰.۴۴
	۴۵۱	تا ۶۰۰ کیلوواتساعت	۷۳۲.۶۰	-۱۳۰۲۲۴.۶۰ /C	۱۸۳۱.۵۰	-۳۲۵۵۶۱.۵۰ /C	۱۶۶.۵۰	-۲۹۵۹۶.۵۰ /C	۵۵۰۰.۴۴
	۶۰۱	تا ۷۵۰ کیلوواتساعت	۷۳۲.۶۰	-۱۳۰۲۲۴.۶۰ /C	۱۸۳۱.۵۰	-۳۲۵۵۶۱.۵۰ /C	۱۶۶.۵۰	-۲۹۵۹۶.۵۰ /C	۵۵۰۰.۴۴
	۷۵۱	تا ۱۰۰۰ کیلوواتساعت	۷۳۲.۶۰	-۱۳۰۲۲۴.۶۰ /C	۱۸۳۱.۵۰	-۳۲۵۵۶۱.۵۰ /C	۱۶۶.۵۰	-۲۹۵۹۶.۵۰ /C	۵۵۰۰.۴۴
	۱۰۰۱	تا ۱۲۰۰ کیلوواتساعت	۷۹۸.۶۰		۱۹۹۶.۵۰		۱۸۱.۵۰		۵۵۰۰.۴۴
	بالاتر از	۱۲۰۰ کیلوواتساعت	۷۹۸.۶۰		۱۹۹۶.۵۰		۱۸۱.۵۰		۵۵۰۰.۴۴

جدول ۶۰. جریمه ماه‌های تابستان (ماه‌های تیر، مرداد و شهریور)

	سطوح مصرف	بهای انرژی(ریال بر کیلوواتساعت)			بهای‌قدرت (دیماند) مشترکین‌باقدرت ۳۰ کیلووات‌وبالاتر(ریال بر کیلووات)
		ساعات میان باری	ساعات اوج بار	ساعات کم باری	
عادی	۰ تا ۸۰ کیلوواتساعت				
	۸۱ تا ۱۵۰ کیلوواتساعت				
	۱۵۱ تا ۲۰۰ کیلوواتساعت				
	۲۰۱ تا ۲۵۰ کیلوواتساعت				
	۲۵۱ تا ۳۰۰ کیلوواتساعت				
	۳۰۱ تا ۳۷۵ کیلوواتساعت	۷۵.۰۲ -۳۸۸۳۴.۹۱ /C + ۴۸۹۸۶۷۱.۸ /C^2	۱۸۷.۵۵ -۹۷۰۸۷.۲۷ /C + ۱۲۲۴۶۶۷۹.۵ /C^2	۰.۰۰	۲۰۰.۶۴ -۶۰۱۹۲.۰۰ /C
	۳۷۶ تا ۴۵۰ کیلوواتساعت	۱۵۰.۰۴ -۸۳۲۹۶.۳۱ /C + ۱۱۰۲۲۰۱۱.۶ /C^2	۳۷۵.۱۰ -۲۰۸۲۴۰.۷۸ /C + ۲۷۵۵۵۰۲۸.۹ /C^2	۰.۰۰	۴۰۱.۲۸ -۱۳۵۴۳۲.۰۰ /C
	۴۵۱ تا ۶۰۰ کیلوواتساعت	۲۲۵.۰۶ -۱۳۳۳۸۴.۲۲ /C + ۱۸۳۷۰۰۱۹.۳ /C^2	۵۶۲.۶۵ -۳۳۳۴۶۰.۵۵ /C + ۴۵۹۲۵۰۴۸.۱ /C^2	۰.۰۰	۶۰۱.۹۲ -۲۲۵۷۲۰.۰۰ /C
	۶۰۱ تا ۷۵۰ کیلوواتساعت	۹۶۵.۸۰ -۸۸۵۱۶۱.۵۳ /C + ۲۰۲۷۷۰۰۰۶.۵ /C^2	۲۴۱۴.۵۰ -۲۲۱۲۹۰۳.۸۳ /C + ۵۰۶۹۲۵۰۱۶.۱ /C^2	۰.۰۰	۱۰۰۳.۲۰ -۴۶۶۴۸۸.۰۰ /C
	۷۵۱ تا ۹۶۷ کیلوواتساعت	۱۴۴۸.۷۰ -۱۴۶۵۳۶۸.۸۰ /C + ۳۶۶۲۹۴۲۰۵.۲ /C^2	۳۶۲۱.۷۵ -۳۶۶۳۴۲۱.۹۹ /C + ۹۱۵۷۳۵۵۱۳.۰ /C^2	۰.۰۰	۱۵۰۴.۸۰ -۸۴۲۶۸۸.۰۰ /C
	۹۶۸ تا ۱۲۰۰ کیلوواتساعت	۷۷۲.۲۰ -۴۳۲۴۳۲.۰۰ /C	۱۹۳۰.۵۰ -۱۰۸۱۰۸۰.۰۰ /C	۰.۰۰	۱۵۰۴.۸۰ -۸۴۲۶۸۸.۰۰ /C
	بالاتر از ۱۲۰۰ کیلوواتساعت	۱۰۲۹.۶۰ -۷۶۱۳۱۲.۰۰ /C	۲۵۷۴.۰۰ -۱۸۵۳۲۸۰.۰۰ /C	۰.۰۰	۲۰۰۶.۴۰ -۱۴۴۴۶۰۸.۰۰ /C
آزاد	۰ تا ۸۰ کیلوواتساعت				
	۸۱ تا ۱۵۰ کیلوواتساعت				
	۱۵۱ تا ۲۰۰ کیلوواتساعت				
	۲۰۱ تا ۲۵۰ کیلوواتساعت				
	۲۵۱ تا ۳۰۰ کیلوواتساعت				
	۳۰۱ تا ۳۷۵ کیلوواتساعت	۱۴۶.۵۲ -۷۰۰۰۰.۹۲ /C + ۷۸۱۳۴۷۶.۰ /C^2	۳۶۶.۳۰ -۱۷۵۰۰۲.۳۰ /C + ۱۹۵۳۳۶۹۰.۰ /C^2	۰.۰۰	۱۱۰۰.۰۹ -۳۳۰۰۲۶.۲۰ /C
	۳۷۶ تا ۴۵۰ کیلوواتساعت	۲۹۳.۰۴ -۱۵۰۹۹۰.۸۴ /C + ۱۷۵۸۰۳۲۱.۰ /C^2	۷۳۲.۶۰ -۳۷۷۴۷۷.۱۰ /C + ۴۳۹۵۰۸۰۲.۵ /C^2	۰.۰۰	۲۲۰۰.۱۸ -۷۴۲۵۵۹.۴۰ /C
	۴۵۱ تا ۶۰۰ کیلوواتساعت	۴۳۹.۵۶ -۲۴۲۹۶۹.۷۶ /C + ۲۹۳۰۰۵۳۵.۰ /C^2	۱۰۹۸.۹۰ -۶۰۷۴۲۴.۴۰ /C + ۷۳۲۵۱۳۳۷.۵ /C^2	۰.۰۰	۳۳۰۰.۲۶ -۱۲۲۷۵۹۹.۰۰ /C
	۶۰۱ تا ۷۵۰ کیلوواتساعت	۷۳۲.۶۰ -۴۷۰۸۸۳.۶۰ /C + ۶۰۵۵۴۴۳۹.۰ /C^2	۱۸۳۱.۵۰ -۱۱۷۷۲۰۹.۰۰ /C + ۱۵۱۳۸۶۰۹۷.۵ /C^2	۰.۰۰	۵۵۰۰.۴۴ -۲۵۵۷۷۰۴.۶۰ /C
	۷۵۱ تا ۱۰۰۰ کیلوواتساعت	۱۰۹۸.۹۰ -۸۱۰۷۲۰.۹۰ /C + ۱۰۹۳۸۸۶۶۴.۰ /C^2	۲۷۴۷.۲۵ -۲۰۲۶۸۰۲.۲۵ /C + ۲۷۳۴۷۱۶۶۰.۰ /C^2	۰.۰۰	۸۲۵۰.۶۶ -۴۶۲۰۳۶۹.۶۰ /C
	۱۰۰۱ تا ۱۲۰۰ کیلوواتساعت	۱۱۹۷.۹۰ -۶۷۰۸۲۴.۰۰ /C	۲۹۹۴.۷۵ -۱۶۷۷۰۶۰.۰۰ /C	۰.۰۰	۸۲۵۰.۶۶ -۴۶۲۰۳۶۹.۶۰ /C
	بالاتر از ۱۲۰۰ کیلوواتساعت	۱۵۹۷.۲۰ -۱۱۴۹۹۸۴.۰۰ /C	۳۹۹۳.۰۰ -۲۸۷۴۹۶۰.۰۰ /C	۰.۰۰	۱۱۰۰۰.۸۸ -۷۹۲۰۶۳۳.۶۰ /C

جدول ۶۱. مصارف عمومی عادی و آزاد

	کدتعرفه	فشار متوسط و بالاتر				فشار ضعیف بافدرت ۳۰ کیلووات و بیشتر				فشار ضعیف با قدرت کمتر از ۳۰ کیلووات			
		بهای قدرت (kw/ریال)	بهای انرژی (kwh/ریال)			بهای قدرت (kw/ریال)	بهای انرژی (kwh/ریال)			بهای قدرت (kw/ریال)	بهای انرژی (kwh/ریال)		
			ساعات میان باری	ساعات اوج بار	ساعات کم باری		ساعات میان باری	ساعات اوج بار	ساعات کم باری		ساعات میان باری	ساعات اوج بار	ساعات کم باری
عادی	۲-۱	۱۶۲۱۵	۲۹۳.۲۵	۵۸۶.۵	۱۴۶.۶۳	۱۶۲۱۵	۳۲۳.۵	۶۴۶.۸۸	۱۶۱.۶۹	-	۲۱۵.۶۳+۰.۲۳۳۶*C	۴۳۱.۲۵+۰.۴۶۷۳*C	۱۰۷.۸۷+۰.۱۱۶۸*C
	۲-۲	۱۶۳۰۸.۰۶	۱۰۹.۳	۲۱۸.۶	۵۴.۶۵	۱۶۳۰۸.۰۶	۱۲۷.۵۷	۲۵۵.۱۵	۶۳.۷۹	-	۱۶۰.۳	۳۲۰.۶۱	۸۰.۱۵
	۲-۳	۴۸۴۰	۲۴.۲	۴۸.۴	۱۲.۱	۴۸۴۰	۲۴.۲	۴۸.۴	۱۲.۱	-	۴۰.۲	۸۰.۳	۲۰.۱
	۲-۴	۶۰۵۰	۳۰.۲۵	۶۰.۵	۱۵.۱۸	۶۰۵۰	۳۰.۲۵	۶۰.۵	۱۵.۱۸	-	۴۹.۶۱	۹۹.۲۲	۲۴.۸۶
	۲-۵	۷۲۸۶.۵۸	۳۶.۴۳	۷۲.۸۷	۱۸.۲۲	۷۲۸۶.۵۸	۳۶.۴۳	۷۲.۸۷	۱۸.۲۲	-	۵۹.۸	۱۱۹.۵۹	۲۹.۹
	۲-۶	۱۶۳۹۴.۸۱	۱۹۶.۷۴	۳۹۳.۴۸	۹۸.۳۷	۱۶۳۹۴.۸۱	۲۱۸.۶	۴۳۷.۱۹	۱۰۹.۳	-	۲۹۱.۴۶	۵۸۲.۹۳	۱۴۵.۷۳
	۲-۷	۵۰۰۰	۲۵	۵۰	۱۲.۵	۵۰۰۰	۲۵	۵۰	۱۲.۵	-	۴۱	۸۲	۲۰.۵
آزاد	-	۳۲۹۴۴.۳۵	۲۹۳.۲۵	۵۸۶.۵	۱۴۶.۶۳	۲۸۹۵۱.۳۵	۳۲۳.۵	۶۴۶.۹۹	۱۶۱.۷۵	-	۲۳۱.۳۶+۰.۲۳۳۶*C	۴۶۲.۷۱+۰.۴۶۷۳*C	۱۱۵.۶۸+۰.۱۱۶۸*C

توجه: C بیانگر متوسط مصرف ماهیانه میباشد.

جدول ۶۲. مصارف تولید (کشاورزی) عادی و آزاد

	کدتعرفه		فشار متوسط و بالاتر				فشار ضعیف باقدرت ۳۰ کیلووات و بیشتر				فشار ضعیف با قدرت کمتر از ۳۰ کیلووات			
			بهای قدرت (ریال/kw)	بهای انرژی (ریال/kwh)			بهای قدرت (ریال/kw)	بهای انرژی (ریال/kwh)			بهای قدرت (ریال/kw)	بهای انرژی (ریال/kwh)		
				ساعات میان‌باری	ساعات اوج بار	ساعات کم باری		ساعات میان‌باری	ساعات اوج بار	ساعات کم باری		ساعات میان‌باری	ساعات اوج بار	ساعات کم باری
عادی	۳-۱		-	۱۴.۳	۳۳.۳	۳.۳	-	۱۳.۳	۳۳.۳	۳.۳	-	۱۳.۳	۳۳.۳	۳.۳
	۳-۲		-	۱۹.٤	٤۸.٤	٤.۸	-	۱۹.٤	٤۸.٤	٤.۸	-	۱۹.٤	٤۸.٤	٤.۸
	۳-۳		۵۲۷۵.٦	۲٦.۳۸	۸۷.۰۹	٦.٦۵	۵۲۷۵.٦	۲٦.۳۸	۸۷.۰۹	٦.٦۵	-	٤۳.٤۹	۱٤۳.٦٦	۱۰.۹
	۳-٤	گزینه ۱	۱۱۸۷۰.۱	۷۹.۱۳	۲٦۱.۱٦	۱۹.۸٤	۱۱۸۷۰.۱	۹۲.۳۲	۳۰٤.٦٦	۲۳.۱۱	-	۱۳۱.۸۹	٤۳۵.۲٤	۳۳.۰۳
		گزینه ۲	۵۹۳۵.۰۵	۱۰۰.۲۸	۳۳۰.۸۲	۲۵.۰۷	-	۱۳۱.۸۹	٤۳۵.۲٤	۳۳.۰۳				
آزاد	۳-۱		۱٦۷۷۰.٦	۱۴.۳	۳۳.۳	۳.۳	۱۳۷۷۷.٦	۱۳.۳	۳۳.۳	۳.۳	-	۹۱.۸٤	۲۲۹.٦	۲۲.۹٦
	۳-۲		۱٦۷۷۰.٦	۱۹.٤	٤۸.٤	٤.۸	۱۳۷۷۷.٦	۱۹.٤	٤۸.٤	٤.۸	-	۹۷.۲۸	۲٤۳.۲	۲٤.۳۲

بهای برق برای مشترکین تعرفه (۴-۲) باقدرت ۳۰ کیلووات (۵۰ آمپرسه فاز) وبیشتر باتوجه به گزینه‌های جدول فوق محاسبه و دریافت می‌شود. شرکت پس از دریافت تعرفه‌های برق و شرایط عمومی آنها مشترکین را کتباً از نرخ گزینه‌های مربوطه مطلع می‌نماید. مشترکین می‌توانند گزینه مناسب و مورد نظر را انتخاب و به شرکت اعلام نمایند. در صورت عدم اعلام گزینه از طرف مشترکین، بهای برق مصرفی براساس آخرین گزینه مورد عمل درسال قبل محاسبه خواهد شد. هر مشترک تعرفه (۴-۳) درصورت ادامه استفاده از گزینه سال قبل می‌تواند در طی سال دو بار گزینه مورد عمل را تغییر دهد. لیکن درصورت تغییر گزینه در ابتدای سال، تنها امکان تغییرگزینه در طی سال برای یک بار وجود دارد.

جدول ۶۳. مصارف تولید (صنعت و معدن) عادی و آزاد

	کدتعرفه	فشار متوسط و بالاتر				فشار ضعیف باقدرت ۳۰ کیلووات و بیشتر				فشار ضعیف با قدرت کمتر از ۳۰ کیلووات			
		بهای قدرت (kw/ ریال)	بهای انرژی (kwh/ ریال)			بهای قدرت (kw/ریال)	بهای انرژی (kwh/ ریال)			بهای قدرت (kw/ ریال)	بهای انرژی (kwh/ ریال)		
			ساعات میان باری	ساعات اوج بار	ساعات کم باری		ساعات میان باری	ساعات اوج بار	ساعات کم باری		ساعات میان باری	ساعات اوج بار	ساعات کم باری
عادی	٤-١	١١٨٧٠.١	١٣٤.٥١	٤٤٣.٩٦	٣٣.٦٨	-	-	-	-	-	-	-	-
	٤-٢	١١٨٧٠.١	١٣٤.٥١	٤٤٣.٩٦	٣٣.٦٨	-	-	-	-	-	-	-	-
	٤-٣	١١٨٧٠.١	١٤٢.٤٦	٤٧٠.٠١	٣٥.٦٤	-	-	-	-	-	-	-	-
	٤-٤	-	-	-	-	١١٨٧٠.١	١٦١.٥٣	٥٣٣.١٢	٤٠.٤٤	-	٢١٤.٢٩	٧٠٧.٣	٥٣.٦٣
	٤-٥	٥٢٧٥.٦	٢٦.٣٨	٨٧.٠٩	٦.٦٥	٥٢٧٥.٦	٢٦.٣٨	٨٧.٠٩	٦.٦٥	-	٤٣.٤٩	١٤٣.٦٦	١٠.٩
	٤-٦	٥٢٧٥.٦	٢٦.٣٨	٨٧.٠٩	٦.٦٥	٥٢٧٥.٦	٢٦.٣٨	٨٧.٠٩	٦.٦٥	-	٤٣.٤٩	١٤٣.٦٦	١٠.٩
	٤-٧	١١٨٧٠.١	٧٩.١٣	٢٦١.١٦	١٩.٨٤	١١٨٧٠.١	٩٢.٣٢	٣٠٤.٦٦	٢٣.١١	-	١٣١.٨٩	٤٣٥.٢٤	٣٣.٠٣
آزاد	٤-١	٢٨٦٤٠.٧	١٣٤.٥١	٤٤٣.٩٦	٣٣.٦٨	-	-	-	-	-	-	-	-
	٤-٢	٢٨٦٤٠.٧	١٣٤.٥١	٤٤٣.٩٦	٣٣.٦٨	-	-	-	-	-	-	-	-
	٤-٣	٢٨٦٤٠.٧	١٤٢.٤٦	٤٧٠.٠١	٣٥.٦٤	-	-	-	-	-	-	-	-
	٤-٤	-	-	-	-	٢٤٦٤٧.٧	١٥٨.٢٧	٥٢٢.٣٣	٣٩.٥٧	-	٢٥٦.٤٥	٨٤٦.٣	٦٤.١١
	کلیه مشترکین آزاد متناسب با ولتاژ و قدرت درخواستی مشمول تعرفه های آزاد این جدول می شوند.												

بهای برق برای مشترکین باقدرت ۳۰ کیلووات (۵۰ آمپرسه‌فاز) وبیشتر باتوجه به گزینه‌های جدول ذیل محاسبه و دریافت می‌شود. شرکت پس از دریافت تعرفه‌های برق و شرایط عمومی آنها مشترکین را کتباً از نرخ گزینه‌های مربوطه مطلع می‌نماید. مشترکین می‌توانند گزینه مناسب و مورد نظر را انتخاب و به شرکت اعلام نمایند. در صورت عدم اعلام گزینه از طرف مشترکین، بهای برق مصرفی براساس آخرین گزینه مورد عمل درسال قبل محاسبه خواهدشد. هر مشترک تولید(صنعت و معدن) درصورت ادامه استفاده از گزینه سال قبل می‌تواند در طی سال دو بار گزینه مورد عمل را تغییر دهد . لیکن درصورت تغییر گزینه در ابتدای سال، تنها امکان تغییرگزینه در طی سال برای یک بار وجود دارد.

جدول ۶۴. مصارف تولید (صنعت و معدن) عادی و آزاد

کد تعرفه		٤-١		٤-٢		٤-٣		٤-٤		٤-٧			
								انشعابهای روی فشار ضعیف ۳۰ کیلووات و بیشتر		فشار متوسط و بالاتر		انشعابهای روی فشار ضعیف ۳۰ کیلووات و بیشتر	
گزینه		١	٢	١	٢	١	٢	١	٢	١	٢	١	٢
بهای قدرت (kw/ریال)		١١٨٧٠.١	٥٩٣٥.٠٥	١١٨٧٠.١	٥٩٣٥.٠٥	١١٨٧٠.١	٥٩٣٥.٠٥	١١٨٧٠.١	٥٩٣٥.٠٥	١١٨٧٠.١	٥٩٣٥.٠٥	١١٨٧٠.١	٠
بهای انرژی (kwh/ ریال)	میان باری	١٣٤.٥١	١٥٠.٣١	١٣٤.٥١	١٥٠.٣١	١٤٢.٤٦	١٦٢.١٩	١٦١.٥٣	١٨٢.٦٨	٧٩.١٣	١٠٠.٢٨	٩٢.٣٢	١٣١.٨٩
	اوج بار	٤٤٣.٩٦	٤٩٦.١٧	٤٤٣.٩٦	٤٩٦.١٧	٤٧٠.٠١	٥٣٥.٣	٥٣٣.١٢	٦٠٢.٧٧	٢٦١.١٦	٣٣٠.٨٣	٣٠٤.٦٦	٤٣٥.٢٤
	کم باری	٣٣.٦٨	٣٧.٦١	٣٣.٦٨	٣٧.٦١	٣٥.٦٤	٤٠.٥٥	٤٠.٤٤	٤٥.٦٧	١٩.٨٤	٢٥.٠٧	٢٣.١١	٣٣.٠٣

جدول ۶۵. سایر مصارف عادی و آزاد

	فشار متوسط و بالاتر				فشار ضعیف باقدرت ۳۰ کیلووات و بیشتر				فشار ضعیف با قدرت کمتر از ۳۰ کیلووات			
	بهای قدرت (kw/ریال)	بهای انرژی (kwh/ریال)			بهای قدرت (kw/ریال)	بهای انرژی (kwh/ریال)			بهای قدرت (kw/ریال)	بهای انرژی (kwh/ریال)		
		ساعات میان باری	ساعات اوج بار	ساعات کم باری		ساعات میان باری	ساعات اوج بار	ساعات کم باری		ساعات میان باری	ساعات اوج بار	ساعات کم باری
عادی	١٨٥٩٧.٦٦	٣٤٢.٣٦	٦٨٤.٤٠	١٧١.١٣	١٨٥٩٧.٦٦	٣٧٦.٩١	٧٥٣.٨٣	١٨٨.٤٦	-	٢٥٣ +٠.٢٦٨٦ *C	٥٠٦ +٠.٥٣٧٣ *C	١٣٦.٥٠+٠.١٣٤٣ *C
آزاد	٣٧٨٨٣.٨٥	٣٣٧.٣٤	٦٧٤.٤٨	١٦٨.٦٣	٣٣٢٩١.٩٠	٣٧٢.٠٣	٧٤٣.٩١	١٨٥.٩٤	-	٢٦٦.٠٦+٠.٢٦٨٦ *C	٥٣٢.١٣+٠.٥٣٧٣ *C	١٣٣.٠٣+٠.١٣٤٣ *C

توجه: C بیانگر متوسط مصرف ماهیانه میباشد.

۲-۵. قیمت تمام شده برق

قیمت تمام شده برق براساس هزینه‌های بخش های عمده فعالیت صنعت بـرق ماننـد تولیـد، انتقـال و توزیع و نیز هزینه‌های مختلف جاری، استهلاک و بهره سرمایه محاسبه می شود. قیمـت تمـام شـده برق انواع مصارف در سال‌های ۱۳۸۳ لغایت ۱۳۸۸ به‌شرح جدول ٦٦ است.

جدول ۶۶. متوسط قیمت تمام شده برق در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸

(ریال‌برکیلووات‌ساعت)

مصارف	۱۳۸۳	برنامه چهارم توسعه			
		۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
خانگی	۳۹٤/۲	۳۹۲/۹	۳٦۰/۰٥	۳٦۲/٤	٤٥۷/۷	۹۸٥/۲
عمومی	۲۸٤/۰	۳۱۰/۷	۳۰۹/۷۳	۳۰٦/۷	۳٥۷/۷	۸۲۱
کشاورزی	۲٦۳/۲	۲۸۲	۲۸۹/۹۷	۲۸۹	۳٥۸/۲	۷۲۲/٥
صنعتی	۲۲۱/۲	۲۳۹/۲	۲۷٥/۸۸	۲۷۱/۳	۳۲۸	٦۸۱/٥
سایر مصارف	۳۳۷	۳٤۰/۳	٥۰٥/۲٤	٤۱۹	٥۸۸	۱۲۸۹
متوسط	۳۰۱	۳۱۳	۳۲٦/۰٦	۳۱۰	۳۹۷/۷	۸۳۲

مأخذ: گزارشات آماری صنعت برق، توانیر.

در جدول ٦٦ و در محاسبه قیمت تمام شده برق تا سال ۱۳۸۷، بهای انواع سوخت تحـویلی بـه نیروگاه‌ها یارانه‌ای ولی در سال ۱۳۸۸ قیمـت سـوخت‌هـای مصـرفی براسـاس FOB خلـیج فـارس منظور شده است.

وزارت نیرو در سال‌های ۱۳۸٦ تا ۱۳۸۸ براساس قـوانین بودجـه همـان سـال‌هـا نـرخ بـرق را براساس نرخ‌های سوخت FOB خلیج فارس محاسبه و اعلام کرده است.

بدین ترتیب قیمت تمام شده برق را با قیمت سوخت در بازار خلیج فـارس در سـال ۱۳۸٦ بـدواً ۸٤۸ ریال ولی با توجه به افزایش بسیار بالای بهای نفت (تا حد بشکه‌ای ۱٥۰ دلار) قیمت تمام شـده برق براساس مفاد مصوبه شماره ٥۱۱۹٤/ت/۳۹۲۳۰/هـ مـورخ ۱۳۸۷/۰٥/۲۲ هیئـت وزیـران ۱٤۳٤ ریال تعیین شد. ولی در تبصـره «۱۱» قـانون بودجـه سـال ۱۳۸٦ مابـه‌التفـاوت قیمـت آزاد بـرق بـا متوسط بهای فروش ٦٤۲ ریال تعیین شد. پس از افت قیمت جهانی نفت قیمت تمام شده آزاد برق در سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ به‌ترتیب ۷۷۳ ریال (بند «ج» قانون بودجـه سـال ۱۳۸۷) و ۸۳۲ ریـال تعیـین شد. بنابراین براساس قوانین بودجه و مصوبات شـماره ۳۹٤٤۲/۱۰۳۷۳۹هـ مـورخ ۱۳۸۷/۰٦/۲٤ و شماره ۱۳٤۰۱٤/ت۳٤۳هـ مورخ ۱۳۸۷/۰۸/۰٥ هیئت وزیران مقرر شد تا مابه‌التفاوت قیمت آزاد بـرق و متوسط فروش به‌شرح زیر به وزارت نیرو پرداخت شود:

ـ سال ۱۳۸٦ به‌ازای هر کیلووات‌ساعت ۳۰٦ ریال،

ـ سال ۱۳۸۷ به‌ازای هر کیلووات‌ساعت ٤۰٤ ریال که بعداً به ٦۰۰ ریال افزایش پیدا کرد.

نظر به اینکه دولت در نظر داشت که قانون هدفمند کردن یارانه‌ها را در سال ۱۳۸۸ اجرا کند لذا در قانون بودجه سال ۱۳۸۸ پرداخت مابه‌التفاوت مسکوت مانده است. این مسئله سبب شده است که حجم عظیمی از مطالبات فروشندگان و سازندگان تجهیزات و پیمانکاران به عنوان بدهی وزارت نیرو باقی بماند. این رقم براساس گفته‌های مسئولین ذیربط بین ۵۰،۰۰۰ تا ۷۰،۰۰۰ میلیارد ریال است.

همان‌طوری که ملاحظه شده است در تعیین قیمت آزاد برق هزینه سوخت به نرخ FOB خلیج فارس نقش تعیین‌کننده‌ای دارد. علاوه‌بر قیمت انواع سوخت‌ها، ترکیب مصرف آنها در نیروگاه‌ها هم مؤثر است. جدول ۲۱ این گزارش درصد مصرف انواع سوخت ها را با توجه به ارزش حرارتی آنها در سال‌های ۱۳۸۳ لغایت ۱۳۸۸ نشان داده است. بنابراین جهت تعیین بهای آزاد برق قیمت‌های سوخت در خلیج فارس در هر سال به‌همراه درصد ترکیب مصرف انواع سوخت ها در همان سال منظور می‌شود.

۳-۵. متوسط فروش برق

جدول ٦۷ متوسط بهای فروش برق را در سال‌های ۱۳۸۳ لغایت ۱۳۸۸ به تفکیک شاخه‌های مختلف مصرف‌کننده نشان می‌دهد.

جدول ۶۷. متوسط بهای فروش برق در سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸ (ریال بر کیلووات‌ساعت)

مصارف	۱۳۸۳	برنامه چهارم توسعه				متوسط رشد سالیانه برنامه چهارم درصد
		۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	
خانگی	۱۰۷/۱	۱۰۲/۷	۱۰۲/۹	۱۲٤/۷	۱۱۹/۳	۱۲۹	۳/۸
عمومی	۱۷۵/۹	۱۷٦/۸	۱۸۱/۷	۱۵۹/٦	۲۲۸/۹	۱۵۲	-۲/۹
کشاورزی	۱٦	۲۱/٦	۲۱/۳	۲۱	۲۲	۲۱	۵/٦
صنعتی	۱۸۵	۲۰۱/٤	۲۰۰/٤	۲۰۵/۹	۲۰٤/۷	۲۰٦	۲/۲
سایر مصارف*	۵۱۵/۳	٤٤۹/٦	٤٤۹/۷۹	۵۰۸	۵۵۲/٤	۵۰۱	-۰/٦
متوسط فروش	۱۵۱/۱	۱۵۲	۱۵۲/۸	۱٦۵	۱۷٤/۵	۱٦۵	۱/۸

مأخذ: همان.

* مصارف تجاری و نیز کلیه مصارفی که جزء تعرفه های خانگی، عمومی، کشاورزی و صنعتی نباشند در تعرفه سایر مصارف منظور شده‌اند.

چنانچه در جدول ٦۷ ملاحظه می‌شود متوسط فروش و یا دریافتی وزارت نیرو از فروش برق از ۱۵۱ ریال به بازار هر کیلووات‌ساعت در سال ۱۳۸۳ به ۱٦۵ ریال در سال ۱۳۸۸ رسیده است.

متوسط فروش در سال‌های ۱۳۸۳، ۱۳۸٤ و ۱۳۸۵ تقریباً ثابت بوده است و تغییرات اندک آن به‌علت جابجایی در تعرفه‌ها و یا تغییر در درصد فروش انواع مصارف است.

ولی افزایش آن در سال‌های ۱۳۸٦، ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ به‌علت جریمه‌ای است که برای مشترکین پرمصرف خانگی و تجاری براساس بند «ط» تبصره «۱۱» قانون بودجه سال ۱۳۸۵ و بند «ب» تبصره «٦» قانون بودجه سال ۱۳۸٦ درنظر گرفته شده است. جریمه مزبور توانسته حدود ٤ درصد در سال متوسط فروش خانگی را افزایش داده ولی تأثیر کلی آن بر کل فروش ۱/۸ درصد بوده است. بدین ترتیب و با توجه به افزایش هزینه‌ها که هر سال بهای تمام شده برق را نیز تحت تأثیر شدید قرار داده روشن است که بدهی وزارت نیرو به پیمانکاران انباشته‌تر شود.

جدول ٦۸ نیز متوسط فروش برق را در مقایسه با متوسط هزینه تمام شده و میزان یارانه پرداختی را نشان می‌دهد.

جدول ۶۸. متوسط قیمت تمام شده با متوسط فروش (۱۳۸۳-۱۳۸۸) (ریال بر کیلووات‌ساعت)

شرح	۱۳۸۳	برنامه چهارم توسعه				
		۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
متوسط قیمت تمام شده	۳۰۱	۳۱۳	۳۲٦	۳۱۰	۷۷۳	۸۳۲
متوسط نرخ فروش	۱۵۱/۱	۱۵۲	۱۵۲/۸	۱٦۵	۱۷٤/۵	۱٦۵
یارانه پرداختی	۱٤۹/۹	۱٦۱	۱۷۳/۲	۱٤۵	۵۹۸/۵	٦٦۷

مأخذ: همان.

همان‌طوری که ملاحظه می‌شود میزان تقریبی یارانه پرداختی تا سال ۱۳۸٦ براساس قیمت یارانه‌ای سوخت و در سال‌های ۱۳۸۷و ۱۳۸۸ با قیمت سوخت خلیج فارس محاسبه شده است.

۴-۵. منابع سرمایه‌گذاری صنعت برق

به منظور ملاحظه اثر درآمدهای حاصل از فروش برق و یا دریافت هزینه های انشعاب در تأمین کل منابع سرمایه‌گذاری صنعت برق به جدول ٦۹ که این منابع را در سال‌های ۱۳۸۳ لغایت ۱۳۸۸ نشان می‌دهد اشاره می‌شود.

جدول ۶۹. منابع صنعت برق (عملکرد) (ارقام به میلیارد ریال)

ردیف	منابع	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸**
۱	فروش برق	۱۲۶۲۲	۲۰۹۰۰	۲۲۷۳۶	۲۶۰۳۱	۲۷۸۹۰	۲۸۱۰۱
۲	حق انشعاب		۳۲۶۳	۳۵۲۶	۳۵۴۸	٦٤٦١	۵۲۸۰
۳	درآمد عمومی	۱۳۵۵	۱۲۱۵٤	٤٦٦٦	۳٦۵۸	۵۵۳۳	۳۵٤۵
٤	وام بانک‌های داخلی	٤۱	۲۲۸	۱۰٦	۷٤۵	٦۸۹	۲۹۷۹
۵	وام بانک‌های خارجی	–	–	۱۲۲	۸٤	۸۹	۹۰
٦	اوراق مشارکت	۱۵۰۰	۱۵۰۰	۱۷۰۰	۵۰۰۰	٤۸۰۰	۵۵۰۰
۷	سایر*	٤۹۰	٤۳۵۸	۲۹۸۳	۷۳۰۵	۳۸۰۲۷	۳۵۰۳۲
۸	مابه‌التفاوت نرخ	–	–	–	۹۳۷۸۳	۹۷٤۹۵	–
جمع		**۱۶۰۰۸**	**۴۲۴۰۳**	**۳۵۸۳۹**	**۱۴۰۱۵۴**	**۱۸۰۹۸۴**	**۸۰۵۲۷**

مأخذ: ارقام سال‌های ۱۳۸۳ لغایت ۱۳۸۷ از دفتر بودجه و نظارت مالی و ارقام سال ۱۳۸۸ از گزارش توانیر به کمیسیون نیرو.

* سایر: شامل دریافت‌های از وزارت نفت تا سال ۱۳۸٦، درآمد حاصل از صادرات برق، دریافتی‌ها از خزانه بابت فروش سهام، منابع استانی (۲ درصد درآمد نفت در مناطق محروم بابت توزیع نیرو) و کاهش سرمایه در گردش و... .

** علاوه‌بر ارقام مندرج در جدول ٦۷، مبلغ ٦٦۳۹۹ بابت مابه‌التفاوت قیمت سوخت یارانه‌ای و بهای آن در بازار خلیج فارس در بودجه منظور شده که در دفاتر وزارتین نیرو و نفت ثبت می‌شود.

در جدول ٦۹ ملاحظه می‌شود که هر سال که کمک دولت از طریق درآمد عمومی و یا پرداخت مابه‌التفاوت قیمت تمام شده به قیمت فروش (مابه‌التفاوت نرخ) کم باشد مشکلات صنعت برق بسیار زیادتر خواهد بود که به‌علت تعرفه‌های ارزان و عدم ایجاد درآمد از محل فروش برق، هرساله کمک‌های دولت افزایش می‌یابد (کمک‌های دولت در ردیف ۸ از محل مابه‌التفاوت نرخ است). در سال‌هایی که کمک دولت کاهش و یا قطع می‌شود سبب انباشته شدن بدهی وزارت نیرو می‌شود.

۵-۵. منطقه‌بندی کشور از نظر تعرفه‌های برق

با توجه به تنوع آب‌وهوایی کشور و وجود مناطق گرم و مرطوب، تعرفه‌های برق برای مصارف خانگی، عمومی و تجاری در مناطق مختلف تفاوت دارد. بنابراین کشور در تعرفه‌بندی برق، از نظر آب وهوایی به پنج منطقه تقسیم شده است. لذا علاوه‌بر تعریف انواع تعرفه‌های خانگی، عمومی، کشاورزی، صنعتی و سایر مصارف، مناطق آب‌وهوایی کشور نیز در تعیین نرخ برق اثر مستقیم دارند.

مناطق گرمسیری یک

شامل کلیه شهرهای استان‌های خوزستان، بوشهر، هرمزگان و چابهار و کنارک از سیستان و بلوچستان با ۹ ماه گرم و شهرهای ایرانشهر و نیک‌شهر از استان سیستان و بلوچستان با ٦ ماه گرم، دوگنبدان از استان کهگیلویه و بویراحمد و شهرهای جیرفت، کهنوج، عنبرآباد، منوجان، قلعه‌گنج، رودبار جنوب و فاریاب از استان کرمان با ۷ ماه گرم.

مناطق گرمسیری دو

شامل شهرهای ایرانشهر، دهدشت، شهداد، شاهماران، بم، فهرج با ٦ ماه گرم، لار و لامرد با ۳ ماه گرم در سال.

مناطق گرمسیری سه

شامل شهرهای قیر، کارزین، فراشبند، قصرشیرین، نفت شهر، گیلان غرب، سرپل ذهاب، سرقلعه و باجگیران با ٦ ماه، گنبد و کلاله، مینودشت با ۳ ماه گرم در سال.

مناطق گرمسیری چهار

شامل شهرهای طبس، دره شهر و آبدانان، خشت، کمارج، کازرون، داراب، جهرم، نورآباد با ٤ ماه، بافق، جعفرآباد، پارس‌آباد، اصلاندوز، پیله‌سوار، پل دختر و کلیه شهرهای استان گلستان به استثنای گنبد و کلاله و مینودشت با ۳ ماه و بالاخره کاشان، آران بیدگل، خور و بیابانک و گرمسار با ۲ ماه گرم در سال قابل ذکر است که با توجه به گرمای بی‌سابقه هوا در سال ۱۳۸۹ استان‌های گیلان و مازندران نیز جزء مناطق گرمسیری چهار محسوب شده‌اند.

مناطق عادی

با توجه به تقسیم‌بندی‌های فوق بقیه مناطق کشور به‌علاوه ماه‌های غیرگرم مناطق گرمسیر از نظر تعرفه، مناطق عادی تعریف شده‌اند.

۶-۵. الگوی مصرف برق در طول برنامه و مقررات آن

در سال ۱۳۸۵ براساس بند «ط» تبصره «۱۱» قانون بودجه جرائمی برای مشترکین خانگی و برای مصارف مازاد بر الگوی مصرف در نظر گرفته شد. در جهت اجرای این بند از قانون بودجه، هیئت دولت مصوبه ۱۵۷٤۸۸ / ت ۳٦۸۹۹ هـ مورخ ۱۳۸۵/۱۲/۱٦ را تصویب کرد که طی آن الگوی مصرف برای شرایط اقلیمی متفاوت مشترکین خانگی تعیین شده و جرائم مصارف مازاد بر الگو نیز ابلاغ شده است.

منظور از جریمه همان نرخ‌های جاری برق است که به‌تدریج و با افزایش پله‌ای مصرف، اضافه می‌شود.

بدین ترتیب الگوی مصرف برق برای مشترکین خانگی به تفکیک مناطق آب‌وهوایی و ماه‌های گرم و سرد سال به‌شرح جدول ۷۰ تعیین شده است:

جدول ۷۰. الگوی مصرف مشترکین خانگی (کیلووات‌ساعت در ماه)

ماه‌های	مناطق				
	عادی	گرمسیری ۱	گرمسیری ۲	گرمسیری ۳	گرمسیری ۴
گرم	۳۰۰	۳۰۰۰	۲۰۰۰	۱۰۰۰	۵۰۰
معتدل و سرد	۲۰۰	۲۰۰	۲۰۰	۲۰۰	۲۰۰

مأخذ: دفتر مطالعات نرخ و تعرفه، توانیر.

چنانچه ملاحظه می‌شود الگوی مصرف در ماه‌های معتدل و خنک در همه مناطق کشور، مصرف ۲۰۰ کیلووات‌ساعت در ماه تعیین شده است.

میزان مصرف ۲۰۰ کیلووات ساعت مقدار متوسطی است که وزارت نیرو برای خانوارها و یا مشترکین متوسط جامعه تعریف کرده است. دلیل این امر آن است که میزان مصرف متوسط یک مشترک خانگی در کشور حدود ۲۰۰ کیلووات‌ساعت است.

۷-۵. صرفه‌جویی با سازوکارهای مالی و غیرمالی

وزارت نیرو همواره کوشش داشته و دارد تا با سازوکارهای مالی و غیرمالی مصرف‌کنندگان را به صرفه جویی راهنمایی کند. سازوکارهای غیرمالی که عمدتاً در بخش مدیریت مصرف ذکر خواهد شد آنچنان مؤثر نبوده است ولی سازوکارهای مالی وزارت نیرو هم همواره تحت‌الشعاع تعرفه ها بوده که آن هم نتوانسته است مؤثر افتد. جهت روشن شدن مطلب به پله های مصرف برق در نقاط پنج‌گانه کشور و جریمه‌هایی که برای مازاد بر الگوی مصرف تعریف شده پرداخته می‌شود.

۸-۵. پله‌های مصرف برق و جریمه‌ها

به‌طور کلی حدود ۸۵ درصد از مشترکین برق کشور در مناطق عادی تعرفه‌ای قرار دارند که بالغ بر ۷۰ درصد از برق را مصرف می‌کنند بنابراین حدود ۱۵ درصد از مشترکین در مناطق چهارگانه گرمسیری واقع هستند که ۳۰ درصد از مصارف برق را شامل می شوند ولی این نسبت‌ها از سال ۱۳۸۹ به بعد و با توجه به افزایش مناطق گرمسیری تغییر خواهد یافت.

پله‌های مصرف مشترکین خانگی برق کشور براساس منطقه‌بندی تعرفه‌ها به‌شرح زیر است:

۱. مناطق آب‌وهوایی معمولی

جدول ۷۱ خلاصه وضعیت مصرف و مشترکین را در مناطق آب‌وهوایی عادی و ماه‌های سرد مناطق گرمسیر نشان می‌دهد.

جدول ۷۱. درصد مصرف و مشترکین و متوسط نرخ پرداختی در مناطق معمولی و ماه‌های سرد مناطق گرمسیر

(نرخ به ریال بر کیلووات‌ساعت)

ردیف	مصرف ماهیانه (کیلووات‌ساعت)	مناطق عادی			مناطق گرمسیر		
		مشترکین (درصد)	مصرف (درصد)	نرخ	مشترکین (درصد)	مصرف (درصد)	نرخ
۱	تا ۱۵۰	٤۲	۱۹	۷۵	٤۰/۸	۱٦/۳	۷۵
۲	۱۵۰ تا ۲۰۰	۱٦/۷	۱۵/۲	۸۵	۱٦/۵	۱٤/۷	۸۷
۳	۲۰۰ تا ۳۰۰	۲۳/۹	۲۹/۹	۹۰	۲۳/۵	۲۹/٤	۹۱
٤	۳۰۰ تا ٤۰۰	۱۰/۷	۱۸/۳	۱۲۵	۱۱/۲	۱۹/۳	۱۲۵
۵	٤۰۰ تا ۵۰۰	٤	۸/۹	۱۷۵	٤/٤	۹/۸	۱۷۳
٦	۵۰۰ تا ٦۰۰	۱/۵	٤/۱	۲۰۷	۱/۸	٤/۷	۲۰۵
۷	٦۰۰ تا ۷۰۰	۰/٦	۱/۸	۲٦۰	۰/۸	۲/۳	۲٦۱
۸	۷۰۰ تا ۸۰۰	۰/۲۵	۰/۹	۳٤٦	۰/٤	۱/۲	۳٤٦
۹	۸۰۰ تا ۱۰۰۰	۰/۲	۰/۹	٤۳۰	۰/۲	۰/۷	٤۳۰
۱۰	بیش از ۱۰۰۰	۰/۱۵	۱	٤٦٦	۰/٤	۱/٦	٤٦۸
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 چهارگانه همانند مصرف مشترکین مناطق عادی است.

۲. مناطق آب‌وهوایی 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 شرح جدول ۷۲ است.

جدول ۷۲. درصد مصرف و مشترکین و متوسط نرخ پرداختی در مناطق گرمسیری

(نرخ به ریال بر کیلووات‌ساعت)

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)	نرخ
۱	تا ۳۰۰	۲۵/۸	۳/۲	۷۷	٤۷/٦۱	۱۹/۳٦	۷۹	۵۸/۲۵	۳۲/۵۹	۷۹	۷۱/۱۲	٤۷/۱۱	۸۳
۲	۳۰۰ تا ٤۰۰	٦/۳	۲/۲	۷۲	۱۱/۹	۱۲	۷۳	۱٤/۲۷	۱٤/٦۲	۷٦	۱٤/۹۳	۲۱/۱۰	۱۲۵
۳	٤۰۰ تا ۱۰۰۰	۲۸	۱۹/۳	٤٤	۳۳/۲۸	٤۸/۸٤	۵۰	۲٤/۱۲	٤۱/۲۹	۵۲	۱۳/٦۲	۳۰/۰۰	۲۲۰
٤	۱۰۰۰ تا ۲۰۰۰	۲۸/۷	٤۳/٤	۳۰	٦/۷۱	۱٦/۸۵	۹٦	۳/۲۹	۵/٤۳	۱۱۷	۰/۳۱	۱/۵	٤۳۰
۵	۲۰۰۰ تا ۳۰۰۰	۹/۱	۲۳/۷	۲۵	۰/٤۲	۲	۱۸٦	۰/۰٦	۰/۳۸	۲۸۷	۰/۰۱	۰/۱۱	٤۳۰
٦	۳۰۰۰ تا ٤۰۰۰	۱/۸۲	٦/۸	۵۰	۰/۰٦	۰/٤۸	۲۲۵	۰/۰۱*	۰/۱٦*	٤۳۰	۰/۰۱*	۰/۱۹*	٤۳۰
۷	٤۰۰۰ تا ۵۰۰۰	۰/۲۳	۱	۱٦٦	۰/۰۲	۰/۱۵	۳۰۰						
۸	بیش از ۵۰۰۰	۰/۰۵	۰/٤	۳٦۰	۰/۰۱	۰/۳۲	٤۰۹						
جمع		۱۰۰	۱۰۰	۳۶	۱۰۰	۱۰۰	۷۱	۱۰۰	۱۰۰	۷۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۴۰

مأخذ: همان.

* برای بیش از ۳۰۰۰ کیلووات‌ساعت.

چنانچه در مصارف برق گرمسیری دقت شود ملاحظه می‌شود که:

در مناطق گرمسیری یک تا مصرف ۳۰۰۰ کیلووات‌ساعت در ماه (الگوی مصرف) برای خنک کردن یک فضای مناسب زندگی و سایر مصارف خانگی درنظر گرفته شده است، این رقم حدود ۹۸ درصد مشترکین با ۸۲ درصد از کل مصرف این مناطق را شامل می‌شود.

در مناطق گرمسیری دو تا مصرف ۲۰۰۰ کیلووات‌ساعت در ماه حدود ۹۹/۵ از مشترکین را با ۹۸ درصد کل مصرف این مناطق را شامل می‌شود در این مناطق فقط ۰/۵ درصد مشترکین مشمول مازاد بر الگوی مصرف هستند.

در مناطق گرمسیری سه بالغ‌بر ۹٦/٦ درصد از مشترکین مشمول الگوی مصرف این مناطق (با ۱۰۰۰ کیلووات‌ساعت در ماه) می‌شوند.

و بالاخره در مناطق گرمسیری چهار هم مصرف ۵۰۰ کیلووات‌ساعت در ماه بالغ‌بر ۹۲ درصد از مشترکین را پوشش می‌دهد.

تا به حال متوسط نرخ پرداختی در منطقه گرمسیری یک ۳٦، گرمسیری دو ۷۱، گرمسیری سه ۷۰ ریال به‌ازای هر کیلووات‌ساعت است. لذا طراحی نرخ به‌گونه‌ای بوده است که هرچه منطقه گرم‌تر است و مصرف بیشتر، متوسط نرخ هم کمتر است. هزینه برق پرداختی برای یک مشترک با مصرف ۳۰۰۰ کیلووات‌ساعت در ماه در منطقه یک حدود ۷۵۰۰۰ریال است.

در این‌صورت چنانچه ضروری باشد اضافه درآمدی برای مصرف‌کنندگان عمده در نظر گرفته شود باید در مناطق یک گرمسیری برای حدود ۲ درصد و مناطق دو حدود ۰/۵ درصد و

مناطق سه حدود ۳ درصد و مناطق چهار هم باید برای ۸ درصد مشترکین منظور کرد.

نظر به اینکه هم اکنون هم هزینه برق از مصرف‌کنندگان با مصارف بیش از الگوی مصرف تأمین می‌شود نرخ برق برای این گونه مصرف‌کننده‌ها باید چندین برابر شود تا متوسط درآمد یک کیلووات ساعت برق را مثلاً به دو برابر متوسط بهای فروش برساند. جریمه‌هایی که در سال ۱۳۸٦ برای مصرف‌کنندگان بیش از الگوی مصرف برقرار شده عملاً در این مناطق، درآمد قابل ملاحظه ای را حاصل نکرده است.

بنابراین به‌نظر می‌رسد که طراحی نرخ برق باید به نحوی باشد که افزایش نرخ، مصرف‌کنندگان بیشتری را شامل شود. وگرنه باید برق را همچنان مانند نان به‌عنوان کالای عام‌المنفعه و با بهای نازل فعلی در اختیار مردم گذاشت. مخصوصاً این موضوع در نواحی گرم، به‌ویژه نواحی گرمسیری مناطق یک فعلی که توسط وزارت نیرو تعریف شده است باید به نحوی باشد که این نواحی در ماه‌های گرم قابل زیست باشد.

علاوه‌بر آن به‌علت یارانه‌ای بودن ساختار فعلی تعرفه‌های برق، وزارت نیرو کوشش می‌کند که علاوه‌بر طراحی پله بی‌شمار مصرف، تعداد گوناگونی تعرفه در زیرمجموعه تعرفه‌های اصلی و با نرخ و ارقام متفاوت تعریف کند. قابل ذکر است که پراکندگی تعرفه یعنی نسبت متوسط بیشترین نرخ به متوسط کمترین آن بیش از ۳۰ برابر است.

ساختار فعلی تعرفه برق برمبنای اولین تعرفه‌ای تدوین شده که در سال ۱۳٤۹ تا ۱۳۵۰ توسط مهندسین مشاور هارزا طراحی شده است و در اغلب سال‌ها هم به‌صورت دستوری موازین و چارچوب آن تغییر پیدا کرده و مشکلات فعلی را به‌وجود آورده است.

۹-۵. نقاط قوت و ضعف و نارسایی‌های تعرفه جاری

تعرفه‌های برق در بسیاری از کشورها به نحوی تعیین می‌شود که برق را به‌عنوان یک کالای تولیدی و قابل عرضه تعریف می‌کند. چنانچه براساس سیاست‌های اجتماعی، سیاسی و اقتصادی کشور قرار باشد یارانه‌ای به بخش‌هایی از آن تعلق گیرد، منبع تأمین آن نیز باید از طرف دولت مشخص شود. درحالی که در کشور ما اختیار تعیین نرخ برق نه‌تنها در دست وزارت نیرو نیست بلکه دولت هم نمی‌تواند نرخی را اعمال کند، در نهایت سیاست قیمتگذاری در بهای برق مصرفی همانند سایر حامل‌های انرژی توسط مجلس شورای اسلامی تعیین و در قالب ماده (۳) قانون برنامه چهارم توسعه و اصلاح شده آن در تاریخ ۱۳۸۳/۱۰/۲۳ ابلاغ شد.

براساس آن قیمت برق در سال ۱۳۸٤ همانند قیمت‌های سال ۱۳۸۳ و بدون تغییر ماند ولی دولت (وزارت نیرو) می‌توانسته برای سال‌های بعدی برنامه چهارم، تغییر در قیمت برق را طی

لایحه‌ای همراه با توجیه اقتصادی، اجتماعی حداکثر تا اول شهریورماه هرسال به مجلس شورای اسلامی پیشنهاد و به تصویب برساند. ولی متأسفانه دولت هیچ‌گونه لایحه‌ای را در طول برنامه چهارم به مجلس پیشنهاد نکرده است.

تغییراتی که در سال اول مجلس هفتم در ماده (۳) برنامه چهارم داده شده و به غلط تحت عنوان طرح تثبیت قیمت حامل های انرژی اعلام شد متأسفانه دست آویزی شد برای دولت که از اصلاح قیمت حامل‌های انرژی در سال‌های برنامه چهارم خودداری کند. درحالی که در این تغییرات صراحتاً اعلام شده که قیمت حامل‌های انرژی منحصراً باید در سال ۱۳۸٤ ثابت بماند و برای سال‌های دیگر ۱۳۸۵-۱۳۸٦- ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ دولت قیمت‌های پیشنهادی را با ارائه توجیه‌های اقتصادی ـ اجتماعی برای تصویب، حداکثر تا شهریورماه به صحن علنی مجلس ارائه دهد. متأسفانه بالا رفتن قیمت نفت و برنامه‌گریزی دولت باعث شد که اجرای این ماده به بوته فراموشی سپرده شود.

ولی فقط وفق تبصره «٤» همین ماده و تبصره «۱۱» قوانین بودجه سال‌های ۱۳۸٤ و ۱۳۸۵ و ۱۳۸٦ الگوی مصرف و جرائم مربوطه برای مازاد بر الگوی مصرف تعیین شده که شرح آن در قسمت‌های قبلی آمده است. نظر به اینکه تقریباً اغلب قریب به اتفاق مصرف‌کنندگان زیر خط الگوی مصرف قرار می‌گیرند، درآمد قابل محسوسی برای وزارت نیرو حاصل نشده و منابعی هم جهت اجرای پروژه‌ها حاصل نشده است. در این مورد در بند «۳-۵» توضیح لازم داده شده است.

به همین دلیل برای تأمین هزینه‌های بخش برق وزارت نیرو، مقرر شد که براساس قوانین بودجه و مصوبات هیئت وزیران در سال‌های ۱۳۸٦ و ۱۳۸۷ مابه‌التفاوت نرخ تمام شده و متوسط فروش برق در اختیار وزارت نیرو قرار گیرد. ولی این مورد در قانون بودجه سال ۱۳۸۸ به دلیل تصمیم برای اجرای قانون هدفمند کردن یارانه‌ها مسکوت مانده و لذا وزارت نیرو با معضلات مالی فراوان رها شد.

۱۰-۵. استانداردهای صرفه‌جویی و امکان موفقیت در کشور

همان‌طوری که گفته شد مهمترین عامل برای صرفه‌جویی در مصرف برق نرخ آن است وگرنه برای صرفه‌جویی در برق، بیشتر باید به عوامل ایجاد مصرف که همان لوازم، تجهیزات و ماشین‌آلاتی است که در منازل، مؤسسات و کارخانجات کشور مورد استفاده قرار می‌گیرد. در این مورد در فصل هفتم مربوط به مدیریت مصرف به آن اشاره خواهد شد.

۱۱-۵. قانون هدفمند کردن یارانه‌ها (تعرفه‌گذاری در برنامه پنجم)

براساس قانون هدفمند کردن یارانه ها مقرر شد که قیمت حامل‌های انرژی طی پنج سال و به‌تدریج

تغییر یابد. براین اساس، قیمت برق هم می‌باید طی پنج سال به قیمت تمام شده و با ملحوظ کردن قیمت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها، متناسب با قیمت سوخت FOB خلیج فارس برسد.

از آنجایی که متوسط بهای فروش برق درحال حاضر حدود ۱٦٥ ریال و قیمت تمام شده آن هم ۸۳۲ ریال به شرح جدول ۷۳ قیمت تکلیفی سوخت تعیین لذا مابه‌التفاوت آن یعنی رقمی در حدود ٦٦۷ باید ظرف پنج سال در نرخ‌های فروش اعمال شود.

جدول ۷۳. قیمت تمام شده برق در سال ۱۳۸۸ (ریال بر کیلووات‌ساعت)

شرح هزینه									جمع
سوخت	تولید	انتقال و فوق توزیع	توزیع	مشترکین و فروش	استهلاک	عمومی و اداری	مالی	سایر	
۱۷/٤	٦۷/٦	۱۸/۳	۲٤/۷	۳۸	۷٦/٤	۳۱	۱۳/۸	۱٥/٦	۴۱۹/۹

مأخذ: شرکت توانیر، دفتر بودجه و بررسی‌های اقتصادی.

نظر به اینکه در جدول ۷۳ هزینه سوخت یارانه‌ای منظور شده لذا با احتساب هزینه سوخت به‌شرح زیر:

گاز ۹٥۰ ریال به‌ازای هر مترمکعب

گازوئیل و نفت کوره به قیمت FOB خلیج فارس

مبلغ ٤۱۲/۱ ریال دیگر باید به هزینه سوخت اضافه شود. در این‌صورت قیمت تمام شده برق در سال ۱۳۸۸ عبارت بوده است از:

ریال ۸۳۲ ≅ ۸۳۱/۹ =٤۱۲/۱ + ٤۱۹/۸

(قیمت آزاد برق در قانون بودجه سال ۱۳۸۹ (بند «٤-ج») نیز ۸۳۲ ریال تعیین شده است.)

آنچه که وزارت نیرو به رعایت آن ملزم است، عرضه نرخ ارزان‌تر برای مصارف کمتر از الگوی مصرف و همچنین توجه به مناطق گرمسیری چهارگانه در ماه های گرم است. لذا طراحی تعرفه‌هایی که بتواند درآمدهایی را برای وزارت نیرو حاصل کند، آسان نخواهد بود. به‌ویژه اینکه مقداری از درآمدهایی را که با افزایش نرخ حاصل می‌شود باید بابت تغییر نرخ سوخت مصرفی منظور و در اختیار دولت قرار دهد.

بنابراین وزارت نیرو در تعرفه‌بندی جدید ناچار است که نرخ برق مصرف‌کنندگان زیر الگوی مصرف را چه در مناطق معمولی و چه در مناطق گرمسیر در حدی بالا ببرد که آثار اندکی بر مبالغ قبوض مصرفی مشترکین داشته باشد. پس تا می‌تواند باید نرخ برق مصرف‌کنندگان بیش از الگوی مصرف را آنچنان افزایش دهد تا بتواند از متوسط فروش قابل قبولی برخوردار شود. بدین معنی

که ممکن است نرخ برق را برای مصارف بیش از ۵۰۰ تا ۶۰۰ کیلووات ساعت در مناطق معمولی در حد نرخ تمام شده فعلی رسانده و برای بیش از آن نیز گران‌تر شود. بدیهی است چنین تعرفه‌بندی مطلوب نبوده و شاید مشکلات زیادی را هم به‌وجود آورد.

برای اعمال مدیریت صحیح و در قالب یک اقتصاد برنامه ریزی شده در یک شرکت برق به دو مسئله که در حقیقت به‌هم مرتبط هستند باید توجه داشت اول حسابداری هزینه و بعد ساختار تعرفه.

تعرفه بندی خوب و صحیح ابزار نیرومندی است در دست مدیریت که نه تنها رشد تولید را باعث خواهد شد و آن را به سوددهی می‌رساند، بلکه این رشد را به نحوی هدایت خواهد کرد که ایدئال اقتصاد جامعه هم باشد.

تعرفه بندی با بنیان و ساختار دقیق و حساب شده از حیف‌ومیل انرژی برق جلوگیری به عمل آورده و استفاده صحیح و بهتر از منابع ملی سرمایه، انرژی و نیروی انسانی را باعث خواهد شد.

کاربرد ماهرانه تعرفه‌ای اینچنین نه‌تنها به‌نفع خود مؤسسه خواهد بود، بلکه به‌نفع مشترکین و به‌طور کلی جامعه و اقتصاد آن نیز است.

موضوع محاسبات هزینه تمام شده انرژی برق مسئله پیچیده‌ای است که برای حل دقیق و حساب شده آن همکاری حسابرسان، اقتصاددانان و مهندسین ضروری است که هریک از نقطه نظر خاص خود مسئله را بررسی و در کل نتیجه‌گیری کنند. همین‌طور مسئله تعرفه‌بندی انرژی برق نیز امر آسانی نبوده و نیاز به اعمال دیدگاه‌های فنی و اقتصادی و اجتماعی دقیق و روش‌ها و تصمیم‌گیری‌های منطقی دارد.

بدیهی‌است که برآورد صحیح هزینه‌ها، هم به‌صورت ظاهری و هم در اصل، پایه‌گذار یک تعرفه‌بندی صحیح خواهد بود.

به‌علاوه مسائل زیادی را باید در این زمینه در نظر داشت که بعد از اعمال تعرفه، جامعه را با مشکل روبرو نسازد. به‌طور مثال بعد از تعیین هزینه‌های واقعی معمولاً لازم است که نرخ‌ها را طوری تثبیت کنند که بازار (مصرف‌کنندگان) بتواند آن را تحمل کند نه آن طور که بازار وادار به تحمل آن شود.

فصل ششم ـ مدیریت بحران برق در طول برنامه چهارم

۱-۶. خاموشی‌های برق

آثار زیان‌بار ناشی از خاموشی‌های برق در ارتباط با صنایع، خدمات و رفاه عمومی بر کسی پوشیده نیست. براساس اهداف وزارت نیرو پیش‌بینی میزان خاموشی‌ها در سال‌های برنامه چهارم

توسعه کشور (این پیش‌بینی روند کاهشی داشته است) و متوسط خاموشی‌هایی که در همین سال اتفاق افتاده به‌شرح جدول ٧٤ بوده است:

جدول ۷۴. زمان خاموشی به‌ازای هر مشترک (دقیقه در روز)

شرح	برنامه چهارم توسعه				
	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸
هدف برنامه (پیش‌بینی)	۳	۳	۳	۳	۳
عملکرد	۳	۱/۹۸	۲/٤٥	١٤/٠	۲/۸٦

مأخذ: گزارشات آماری صنعت برق ایران.

همان‌طوری که ملاحظه می‌شود هدف برنامه متوسط خاموشی‌های ۳ دقیقه در روز و یا ۱/۵ ساعت در ماه و بالاخره حدود ۱۸ ساعت در سال به‌ازای هر مشترک است. گرچه این مقدار بسیار کم به‌نظر می‌رسد ولی باید توجه داشت که بیشترین زمان خاموشی‌ها در روزهای پیک سال اتفاق می‌افتد. در این صورت خاموشی‌ها در زمان خود به حدود چند ساعت در روز برای مشترکین هم گزارش شده است. نمونه آن خاموشی‌های گسترده در سال ۱۳۸۷ است. خاموشی‌های این سال از اواخر اردیبهشت‌ماه شروع و تا اواخر شهریورماه و حتی اوایل مهر همان سال هم ادامه داشته است. اعلام خاموشی ١٤ دقیقه در روز به‌ازای هر مشترک در همین سال نشان‌دهنده بحرانی است که در آن سال به‌وجود آمده است. این زمان حدود پنج برابر زمان متوسطی است که هدف وزارت نیرو بوده است. ناگفته نماند که در همان سال خاموشی‌ها در چهارماهه خرداد تا شهریورماه در اغلب نقاط کشور حتی در دو نوبت دوساعته در روز برنامه‌ریزی شده بود.

گرمای بی‌سابقه در ایران در سال ۱۳۸۷ از یک طرف، خشکسالی و عدم امکان تولید برق آبی از طرف دیگر وزارت نیرو را با بحرانی کم‌سابقه (به غیر از سال‌های جنگ) روبرو کرده بود.

آنچه که وزارت نیرو توانسته برای عبور از بحران مدیریت کند عبارت بوده از:

١. اعمال خاموشی با تنظیم برنامه‌های خاموشی و با اعلام قبلی،

٢. استفاده از حداکثر توان نیروگاه‌های حرارتی کشور با انجام تعمیرات سالیانه نیروگاه‌ها،

٣. کاهش بار صنایع بزرگ (با هماهنگی صنایع در جهت کاهش بار و خاموش کردن برخی تجهیزات در سر پیک)،

٤. استفاده از حداکثر توان نیروگاه‌های حرارتی بخش خصوصی و صنایع بزرگ،

٥. استفاده از هرگونه واحدهای کوچک و دیزلی قابل بهره‌برداری،

٦. کاهش بار با کاهش فرکانس،

۷. اجرای برنامه‌های مرخصی سالیانه در تابستان توسط صاحبان صنایع،

۸. تنظیم ساعات کار تابستانی در مناطق گرمسیر (ساعات کار ٦-۱۳).

قابل ذکر است که تعمیرات سالیانه برخی از نیروگاه‌ها تا اواسط خردادماه به طول انجامید و لذا به‌علت عدم تولید نیروگاه‌های برق‌آبی خاموشی‌ها در سال ۱۳۸۷ زودرس و از اواخر اردیبهشت‌ماه شروع شده بود.

۲-۶. بررسی پیک بار و میزان خاموشی‌ها در برنامه چهارم

جدول ۷۵ وضعیت بار مصرفی، محدودیت‌ها و خاموشی‌ها را در سال‌های ۱۳۸۳ لغایت ۱۳۸۸ نشان می‌دهد.

جدول ۷۵. وضعیت بار مصرفی و محدودیت‌ها در روز حداکثر بار سال‌های ۱۳۸۳-۱۳۸۸

(مگاوات)

سال		(۱) بار مصرفی پیک‌بار	(۲) بار خروج از کشور	(۳) = ۱+۲ حداکثر بار تأمین شده همزمان	(۴) کاهش بار ناشی از کاهش فرکانس	(۵) اعمال مدیریت*	(۶) خاموشی	(۷) = ۳+۴+۵+۶ حداکثر نیاز مصرف (اصلاحی)	(۸) تاریخ پیک مصرف	(۹) روز و ساعت وقوع پیک
۱۳۸۳		۲۷۹۰۳	۱۷۳	۲۸۰۷۶	۵۷۱	۴۱۸	۲۰۲	۲۹۲۶۷	۱۳۸۳/۰۶/۰۴	چهارشنبه ۱۵/۲۱
برنامه چهارم توسعه	۱۳۸۴	۳۰۷۳۱	۲۸۲	۳۱۰۱۳	۴۷۳	۵۳۴	۲۳۳	۳۲۲۵۳	۱۳۸۴/۰۵/۱۷	شنبه ۲۰/۲۱
	۱۳۸۵	۳۳۴۵۳	۲۷۶	۳۳۷۲۹	–	۵۰۰	۴۰	۳۴۲۶۹	۱۳۸۵/۰۶/۰۴	شنبه ۰۵/۲۰**
	۱۳۸۶	۳۴۵۸۲	۲۶۸	۳۴۸۵۰	–	۱۳۳	–	۳۴۹۸۳	۱۳۸۶/۰۵/۱۶	سه‌شنبه ۳۹/۲۰**
	۱۳۸۷	۳۴۰۴۹	۲۸۴	۳۴۳۳۳	۱۷۵	۳۹۸	۲۷۴۵	۳۷۶۵۱	۱۳۸۷/۰۵/۰۶	یکشنبه ۱۵/۲۱
	۱۳۸۸	۳۷۰۵۰	۸۲۸	۳۷۸۷۸	–	–	–	۳۷۸۷۸	۱۳۸۸/۰۵/۳۱	یکشنبه ۱۰/۲۱
	متوسط رشد برنامه چهارم	۵/۸۳		۶/۱۷				۵/۲۹		

مأخذ: همان.

* منظور از اعمال مدیریت، محدودیت و یا کم کردن بار صنایع بزرگ در موقع پیک و با هماهنگی آنان است.

** بدون تغییر ساعت.

همان‌طوری که ملاحظه می‌شود درحالی که حداکثر نیاز مصرف در طول برنامه چهارم به‌طور متوسط هر سال ۵/۲۹ درصد رشد داشته پیک مصرفی شبکه ۵/۸۳ درصد و بار تأمین شده آن که مجموع پیک مصرفی و صادرات برق (خروج از کشور) است تا حدود ٦/۱۷ درصد افزایش یافته است. دلیل این امر هم عدم خاموشی، عدم کاهش بار ناشی از کاهش فرکانس و بالاخره عدم اعمال مدیریت بار صنایع در سال ۱۳۸۸ بوده است. کشور در سال ۱۳۸۸ از نظر متوسط حداکثر دما در وضعیت مناسب‌تری بوده است زیرا حداکثر نیاز مصرف سال ۱۳۸۸ نسبت به سال ۱۳۸۷ رشدی حدود ۰/٦ درصد را نشان می‌دهد.

خاموشی‌های برق علل مختلفی دارد که عمده‌ترین آن عبارت است از:

کمبود تولید نیرو،

کمبود ظرفیت خطوط و پست‌های انتقال و فوق توزیع،

کمبود ظرفیت خطوط و پست‌های توزیع،

کمبود تولید برق‌آبی ناشی از خشکسالی.

کمبود تولید نیرو در واحدهای حرارتی به دو حالت ممکن است اتفاق بیافتد:

- کمبود ظرفیت،
- کمبود سوخت.

از آنجایی که پیک بار در ایران در فصل تابستان اتفاق می‌افتد لذا آنچه که ممکن است از بابت کمبود تولید ایجاد شود، کمبود ظرفیت است. کمبود ظرفیت واحدهای حرارتی را می توان از عدم آمادگی واحدها ناشی از عدم تعمیرات اساسی آنان نام برد و یا اینکه برنامه‌های راه اندازی واحدهای جدید به تعویق افتاده باشد وگرنه معمولاً در تابستان کمبود تولید ناشی از کمبود سوخت اتفاق نمی‌افتد.

نظر به اینکه سوخت بیشتر نیروگاه‌های کشور گاز طبیعی است در زمستان‌ها که کمبود گاز به‌علت مصارف زیاد خانگی، عمومی و تجاری به‌وجود می‌آید، در صورتی که نتوان گازوئیل را در نیروگاه‌های گازی و چرخه ترکیبی و مازوت را در نیروگاه‌های بخاری جایگزین کرد احتمال وقوع خاموشی وجود دارد.

کمبود ظرفیت خطوط و پست‌های انتقال و فوق توزیع سبب می‌شود که جابجایی نیروی برق در نقاط دارای تولید بیشتر به نقاط دارای کمبود نیرو امکانپذیر نباشد. در سال ۱۳۸۷ به‌علت کمبود ظرفیت تأسیسات مزبور، انتقال انرژی از خراسان به مرکز سیستم سراسری به‌طور کامل صورت نمی‌گرفت.

کمبود ظرفیت خطوط و پست‌های توزیع هم باعث خاموشی‌های ناحیه‌ای و محلی می‌گردند. معمولاً با گرمای هوا ظرفیت خطوط به‌طور کلی کاهش می‌یابد. بنابراین حتی در صورت وجود

تولید کافی و نیز امکان انتقال نیرو، کمبود ظرفیت خطوط توزیع سبب ایجاد خاموشی می‌شود.

کمبود تولید نیروگاه‌های برق‌آبی هم ارتباط کامل با خشکسالی دارد. این موضوع در سال ۱۳۸۷ به خوبی نمایان شد.

۳-۶. مدیریت بحران برق

معمولاً خاموشی‌های گسترده‌ای که به علل مختلف و به‌شرح زیر رخ می‌دهد ممکن است ایجاد بحران کند:

۱. گرمای بی‌سابقه هوا و افزایش تقاضای برق،

۲. سرمای بی‌سابقه و قطع سوخت و بالاخص گاز در نیروگاه‌ها،

۳. قطع کامل شبکه (فروریختگی Collapse) سراسری به علت عدم پایداری در موقع قطع خطوط اصلی ناشی از حوادث،

٤. قطع خطوط اصلی به‌علت حوادث غیرمترقبه مانند سرما و یخزدگی شدید، سیل و طوفان،

۵. از کار افتادن نیروگاه‌ها به‌علت حوادث غیرمترقبه ناشی از زلزله و سیل.

۱-۳-۶. گرمای بی‌سابقه و افزایش تقاضای برق

مدیریت بر هریک از بحران‌های اشاره شده روش خاص خود را دارد. گرمای بی‌سابقه و افزایش تقاضای برق و بالاخره خشکسالی در سال ۱۳۸۷ بحرانی را ایجاد کرده که گاهی خاموشی‌های گسترده تا حد ٤ الی ٦ ساعت در روز (نزدیک به ۱۵ تا ۲۵ درصد از شبانه روز) را برای بسیاری از مشترکین به‌وجود آورد. کشور ایران از نظر آب‌وهوایی سرزمینی خشک محسوب می‌شود. متوسط بارش در ایران در سال‌های ترسالی و آب‌وهوای مناسب کمتر از ٤۰ درصد و در خشکسالی نیز حدود ۳۰ درصد متوسط جهانی است لذا وزارت نیرو باید برای مقابله با چنین بحرانی همواره آمادگی داشته باشد. نمونه نامناسب آن عدم آمادگی برای مقابله با بحران سال ۱۳۸۷ است و مثال خوب آن ایجاد آمادگی و انجام تمهیداتی در جهت مدیریت بر بهره‌برداری از سدها در ٦ ماهه دوم سال ۱۳۸۷ و اوایل سال ۱۳۸۸ است. همان‌طوری که در جدول ۹ ملاحظه می‌شود تولید برق‌آبی در سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ به‌ترتیب حدود ۵ و ۷ میلیارد کیلووات‌ساعت بوده که این دو سال در مقابل تولید برق‌آبی سال‌های ۱۳۸۵ و ۱۳۸٦ که بالغ‌بر ۱۸ میلیارد کیلووات‌ساعت بوده سال‌های خشک محسوب می‌گردند ولی مدیریت بر بهره‌برداری از منابع آب در تولید برق در ٦ ماهه دوم سال ۱۳۸۷ و ابتدای ۱۳۸۸ سبب استفاده بهینه از نیروی برق‌آبی در بهار و تابستان ۱۳۸۸ شده است.

۲-۳-۶. سرمای بی‌سابقه و قطع سوخت (گاز)

جهت عبور از بحران‌های ناشی از سرمای بی‌سابقه که معمولاً قطع گاز نیروگاه‌ها را به‌دنبال دارد باید مخازن کافی مازوت در نیروگاه‌های بخاری و گازوئیل در نیروگاه‌های گازی و چرخه ترکیبی وجود داشته باشد و این مخازن باید در تابستان و تا قبل از شروع فصل سرما پر و آماده باشند. معمولاً در چندساله اخیر وزارت نیرو توانسته چنین مسئله‌ای را به خوبی مدیریت کند.

۳-۳-۶. قطع کامل شبکه سراسری (Collapse)

در برخی از سال های گذشته قطع کامل شبکه که ناشی از عدم پایداری شبکه بوده اتفاق افتاده است ولی با احداث و بهره‌برداری از حجم زیادی از خطوط انتقال ٤٠٠ و ۲۳۰ کیلوولت و پست‌های مربوطه در سال‌های اخیر به‌ویژه در طول برنامه چهارم (جداول ۳۵ و ۳٦) شبکه فعلاً در وضعیت مناسبی است لذا مدیریت بر بحران‌هایی که ممکن است از قطع برخی از خطوط و یا از کار افتادن برخی از نیروگاه‌ها و یا پست‌ها اتفاق افتد امکانپذیرتر شده است.

۴-۳-۶. حوادث غیرمترقبه

بحران‌هایی که به علل حوادث غیرمترقبه مانند سیل، طوفان و یا زلزله ایجاد می‌شود هم مدیریت خاص خود را می‌طلبد. نظر به اینکه این حوادث ناحیه‌ای و یا منطقه‌ای است با مدیریت از پیش تمرین شده می‌توان بر آن غلبه کرد. درحال حاضر هریک از شرکت‌های برق منطقه‌ای و یا شرکت‌های توزیع استانی و شهرستان‌ها برای این کار برنامه‌هایی را تهیه کرده و گاهی هم با تعیین شرکت‌های معین و یا پشتیبان آمادگی لازم را در خود ایجاد کرده‌اند.

فصل هفتم ـ مدیریت مصرف

۱-۷. مدیریت مصرف و روش‌های آن

مدیریت مصرف در برق را می‌توان به این‌گونه تعریف کرد که مشترکین خانگی، تجاری، مؤسسات عمومی، صنایع و کشاورزی بدون اینکه در نحوه زندگی و یا فعالیت آنها نقصانی ایجاد شود برق را در طول ساعات شبانه‌روز به نحوی مصرف کنند که از یک طرف فشار به شبکه کمتر و از طرف دیگر از نظر اقتصادی و در استفاده از تعرفه‌بندی‌های مناسب بیشتر به‌نفع آنها باشد. پس موضوع مدیریت مصرف در برق باید نهادینه شود که همه اقشار یک جامعه آن را پذیرفته و اجرا کنند.

وزارت نیرو در مقوله مدیریت مصرف اقداماتی را انجام داده است ولی همواره در اطلاعیه‌ها و مصاحبه‌ها اعلام می‌کنند که مصرف سرانه برق به‌طور متوسط بالاتر از سطح جهانی است درحالی که براساس گزارش آژانس بین‌المللی انرژی مصرف سرانه جهان در سال ۲۰۰۷ حدود ۲۵۸۷

کیلـووات‌سـاعت و مصـرف سـرانه ایـران نیـز براسـاس گـزارش آمـاری سـال ۱۳۸٦، ۲۲٤٥ کیلووات ساعت و یا ۱۵ درصد کمتر از متوسط جهـانی اعـلام شـده اسـت. گرچـه ایـن موضـوع بـه بررسی بیشتری نیاز دارد ولی باید گفت که متوسط مصرف سرانه دنیا، تحـت تـأثیر مصـرف بـرق کشورهایی نظیر هند، اندونزی، پاکستان و کشورهای توسعه‌نیافتـه آفریقـایی و دیگـر قـاره‌هاسـت. متوسط مصرف سـرانه اغلـب ایـن کشـورها بـا جمعیتـی حـدود نصـف جمعیـت دنیـا، حـدود ٥۰۰ کیلووات ساعت (۲۰ درصد مصرف سرانه دنیا) یا کمتر است. ضمناً مصـرف سـرانه چـین در سـال ۲۰۰۷ با جمعیتی بالغ بر ۱/۳ میلیارد نفر (۲۰ درصد جمعیت دنیا) ۱۹۲٥ کیلووات سـاعت (۷٥ درصـد مصرف سرانه جهان) و یا ۸٥ درصد مصرف سرانه ایران بوده است. ضمناً همان‌طوری که قبلاً هـم ذکر شده در سال ۱۳۸۸ متوسط مصرف یک مشترک خانگی در ماه حدود ۲۳٤ کیلووات ساعت بوده است. متوسط مصرف ماهیانه مشترکین خانگی ۲٦ شرکت توزیع کمتر از ۲۰۰ کیلووات ساعت (بـین ۱۲٥ تا ۲۰۰) و مشـترکین خـانگی ۹ شـرکت توزیـع نیـز دارای مصـرف متوسـط بـین ۲۰۰ تـا ۳۰۰ کیلووات ساعت و بالاخره مصرف متوسط ماهیانه مشترکین خانگی چهار شرکت توزیع خوزسـتان، اهواز، هرمزگان و بوشهر بین ۷۲۳ تا ۸۷۰ کیلووات ساعت بوده است. پس آنچه که مـی‌تـوان نتیجـه گرفت آن است که مصارف خانگی در ماه‌های گرم به‌ویژه در شـهرهای گـرم و یـا گـرم و مرطـوب اغلب استان‌ها قابل توجه و مایه نگرانی وزارت نیرو است.

مدیریت مصرف باید از دو محور مورد توجه قرار گیرد. اول در جهت کاهش قله بـار مصـرفی (پیک‌بار) سپس کاهش مصرف انـرژی بـه‌ویـژه از طریـق بهینـه‌سـازی وسـایل و لـوازم الکتریکـی، تجهیزات صنعتی و... .

فعالیت‌های وزارت نیرو در هر دو محور به‌شرح زیر خلاصه شده است:

ـ آموزش و آگاهی دادن به عموم آحاد جامعه از طریق فعالیت‌های فرهنگی و رسانه‌های گروهی،

ـ تغییر ساعت رسمی کشور در اول فروردین برای نیمه اول هر سال،

ـ تشویق و ترغیب صنایع بزرگ به رعایت معیارها و موازین مدیریت مصرف بـه‌ویـژه صـنایع بزرگ و پرمصرف مانند آلومینیوم، فولاد، سیمان و...،

ـ تنظیم ساعات کار صنایع بزرگ و اجرای برنامه تعطیلات و تعمیرات سالیانه آنها هماهنـگ بـا زمان پرباری شبکه سراسری برق کشور،

ـ تولید و توزیع لامپ کم‌مصرف یارانه‌ای در سطح وسیع در سال ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ و جمـع‌آوری لامپ‌های پرمصرف تجاری،

ـ تدوین طرح‌های آموزشی مدیریت مصرف برای معلمان و دانش‌آموزان،

ـ بهره‌گیری از کنتورهای چندتعرفه،

ـ متعادل‌سازی روشنایی معابر از طریق تغییر در نوع لامپ‌های مورد استفاده،

ـ تغییر ساعات کار ادارات دولتی در استان‌های گرم کشور،

ـ کوشش در جهت نوسازی و اصلاح شبکه های توزیع و کاهش تلفات و جلوگیری از استفاده غیرمجاز برق،

ـ نظارت بر اجرای بند «الف» تبصره «۱۱» قوانین بودجه سال‌های ۱۳۸٤ و ۱۳۸۵ برای بهینه‌سازی مصرف انرژی،

ـ افزایش نرخ برق در ساعات اوج مصرف و کاهش آن در ساعات کم‌باری با توجه به بند «ج» ماده (۱۲۱) قانون برنامه سوم.

علاوه‌بر آن وزارت نیرو همواره کوشش می‌کند که با همکاری اصناف و وزارت بازرگانی ساعات کار اصناف را تنظیم کند تا بلکه واحدهای تجاری در ساعات پیک مغازه‌ها را تعطیل کنند.

از بین اقداماتی که در بالا گفته شد موارد زیر بیشترین تأثیر را در مدیریت مصرف و کاهش قله مصرف داشته و خواهد داشت:

ـ تنظیم و ترتیب نحوه بهره‌برداری از صنایع پرمصرف مانند آلومینیوم، فولاد و سیمان به نحوی که بار تجهیزات پرمصرف آنها به ساعات غیرپیک و یا کم‌باری منتقل شده است.

ـ توزیع لامپ کم‌مصرف یارانه‌ای در سطح وسیع،

ـ اجرای تعطیلات تابستانی صنایع،

ـ تغییر ساعت رسمی کشور در ٦ ماهه اول سال،

ـ نصب کنتورهای الکترونیکی چند تعرفه برای بسیاری از مشترکین جدید و جایگزینی تدریجی کنتورهای الکترومکانیکی با کنتورهای الکترونیکی چند تعرفه برای مشترکین قدیمی.

۲-۷. لامپ کم‌مصرف

وزارت نیرو تهیه و تأمین لامپ‌های کم‌مصرف را از چند سال قبل آغاز و در سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ بیشترین کوشش را جهت توزیع یارانه‌ای آن به‌عمل آورد. وزارت نیرو توسط سازمان بهره‌وری انرژی ایران (سابا) تولید لامپ کم‌مصرف کلیه سازندگان داخلی کشور را به‌هر مقدار و با توجه به استانداردهای ملی و بین‌المللی که قادر به تولید بوده‌اند خریداری و از طریق شرکت‌های توزیع نیروی برق و یا شبکه‌های توزیع و فروش فروشگاه‌های زنجیره‌ای، تعاونی‌ها و حتی عوامل توزیع خصوصی با قیمت یارانه‌ای به‌دست مصرف‌کننده می‌رسانده است. علاوه‌بر آن از اواسط سال ۱۳۸۸ مطالعات دیگری در زمینه انواع دیگر لامپ‌های کم‌مصرف مانند LED آغاز شده است. درحال حاضر طرح خرید و توزیع لامپ کم‌مصرف متوقف است.

۳-۷. تغییر ساعت و تأثیر آن در کاهش مصرف برق

یکی از راهکارهای صرفه‌جویی در انرژی برق و کاهش مصرف آن در ساعات پیک مصرف، تغییر ساعت رسمی کشور در زمانی از سال و برگشت آن به حالت اول در زمان دیگری از همان سال است. تغییر ساعت در ۷۷ کشور جهان که جمعیتی بیش از ۱/۵ میلیارد نفر را شامل می شود، اعمال می‌شود، اغلب کشورها از نظر جغرافیایی بالای مدار ۳۰ درجه شمال یا جنوب خط استوا واقع شده‌اند. در کشور ما هم موضوع تغییر ساعت از دهه ۱۳۵۰ مورد توجه قرارگرفته و اجرا شد. در دوران هشت‌ساله جنگ تحمیلی تغییر ساعت اعمال نشد، ولی از سال ۱۳٦۹ مجدداً تغییر ساعت در کشور جاری و تا سال ۱۳۸٤ ادامه یافت. این موضوع در سال های ۱۳۸۵ و ۱۳۸٦ توسط دولت لغو شد تا اینکه مجدداً با مصوبه مجلس شورای اسلامی از فروردین‌ماه سال ۱۳۸۷ برقرار شد.

وزارت نیرو به‌عنوان متولی برق کشور در مورد اثر تغییر ساعت در مصرف انرژی برق مطالعات متنوع و مختلفی انجام داده است. یکی از آنها مطالعاتی است که توسط دانشگاه تربیت مدرس انجام شده است. در این مطالعه میزان صرفه‌جویی در انرژی بین ۰/۳ تا ۳ درصد برای ٦ ماه اول سال برآورد شده است.

ضمناً میزان صرفه جویی را برای سال ۱۳۸٦ چنانچه تغییر ساعت اعمال می‌شد معادل ۳ درصد برآورد کرده است، شایان ذکر است گرچه این مطالعه علمی و منطقی انجام گرفته و مورد تأیید کارشناسان مرکز پژوهش های مجلس شورای اسلامی هم واقع شد ولی مطالعات انجام شده از نظر آثار مالی و صرفه‌جویی ریالی از جامعیت لازم برای بیان موضوع برخوردار نبوده و گروه تحقیق دانشگاه مذکور فقط درصدد بیان درصد صرفه‌جویی انرژی برق ناشی از اعمال تغییر ساعت بوده‌اند. درحالی که علاوه‌بر صرفه‌جویی ۰/۳ تا ۳ درصدی در مصرف انرژی، کاهش عرض پیک ناشی از این تغییر ساعت هم از اهمیت ویژه ای برخوردار است. زیرا چنانچه ساعت رسمی تغییر نکند عرض پیک معادل ٤ ساعت است که ساعات پرالتهاب مرکز دیسپاچینگ است که علاوه‌بر احتمال خاموشی، از دست رفتن شبکه نیز در این ساعات بسیار محتمل است، به‌خصوص که مطالعات گروه مزبور نشان می‌دهد که صرفه‌جویی در نقطه خیز پیک انجام می‌گیرد.

باید توجه داشت که این چهار ساعت با ساعات دیگر شبانه‌روز تفاوت زیادی دارد، اولاً هرچه بار مصرفی بیشتر می‌شود واحدهای نیروگاهی با راندمان کمتری وارد مدار می‌شوند ثانیاً به‌علت کمبود ذخیره گرم و ذخیره سرد و به‌طور کلی کمبود نیروگاه‌ها، تمام آنها الزاماً در این ساعات زیر بار هستند، بنابراین ضریب پایداری سیستم در این حالت به‌شدت کاهش پیدا می‌کند به نحوی که حتی یک مگاوات کاهش دیماند هم برای مسئولین دیسپاچینگ نعمتی وصف‌ناپذیر است. درحالی که با تغییر ساعت رسمی کشور و یک ساعت به جلو کشیدن آن، عرض پیک از چهار ساعت به سه

ساعت تقلیل پیدا می‌کند و در این ساعت درصدی از قدرت نیروگاه‌های کشور آزاد می‌شود. بدین‌ترتیب می‌توان چیدمان نیروگاه‌ها را تغییر داد و آن دسته از واحدهایی را که کار آنها ضرورت ندارد از مدار خارج کرد. به‌عبارت دیگر از مجموع قدرت قابل تولید، حجم قابل ملاحظه‌ای یک‌ساعت بیشتر استراحت می‌کنند. محاسبات عدم استهلاک واحدها در این یک ساعت باید حتماً در محاسبه نهایی صرفه‌جویی ناشی از تغییر ساعت ملحوظ شود. ضمن آنکه چهار ساعت التهاب مرکز کنترل و دیسپاچینگ شبکه برق را به ۳ ساعت کاهش می‌دهد و اضطراب بهره‌برداران شبکه سراسری هم تقلیل پیدا می‌کند که با توجه به اهمیت بسیار، ارزش مابه‌ازاء آن با تعیین مبلغی متصور نیست.

برای محاسبات اقتصادی و مالی و صرفه‌جویی ناشی از این تغییر ساعت می‌باید محاسبات سرمایه‌گذاری مورد نیاز برای تأمین پیک را هم مد نظر داشت، محاسبات انجام‌شده و سوابق ۱۶ سال (از ۱۳۶۹ لغایت ۱۳۸٤) اعمال تغییر ساعت نشان می‌دهد که پیک‌بار در سال ۱۳۸٦ می‌توانست حدود ٤٥٠–٥٠٠ مگاوات کاهش پیدا کند که این موضوع مورد تأیید مرکز دیسپاچینگ ملی کشور هم است و سرمایه‌گذاری لازم برای تأمین این قدرت حدود ۳۰۰ میلیون دلار است.

به مطالعات دانشگاه تربیت مدرس باید موضوعاتی مانند کاهش گازهای اضافی حاصل از سوخت نیروگاه‌ها و آلودگی محیط زیست، کاهش تلفات و بالاخره هزینه‌های ناشی از استهلاک، بهره‌برداری، سودسرمایه و... را نیز اضافه کرد.

در همین زمینه مطالعات دیگری هم توسط شرکت توانیر انجام گرفته که نشان می‌دهد میزان صرفه جویی اعمال تغییر ساعت رسمی کشور معادل ۱/٥ درصد و کاهش قله مصرف حدود ٤٥٠–٥٠٠ مگاوات است.

بنابراین درمجموع تمام گروه‌های مطالعه‌کننده اذعان دارند که تغییر ساعت رسمی صرفه‌جویی انرژی برق را در نیمه اول سال به‌دنبال دارد.

بنابراین علاوه‌بر کاهش قله مصرف که اثر اقتصادی آن صرفه‌جویی در سرمایه‌گذاری حدود ۳۰۰ میلیون دلار در سال (درصورت عدم تغییر ساعت) برای نصب نیروگاه‌های جدید است، کاهش ۱/٥ درصدی در مصرف برق و یا تولید آن یعنی ۳ میلیارد کیلووات‌ساعت در سال و با قیمت برق تمام‌شده ۸۳۲ ریال برای هر کیلووات‌ساعت حدود ۲٥۰۰ میلیارد ریال صرفه‌جویی را نیز حاصل می‌کند.

۴-۷. نیروگاه‌های تولید توأم برق و حرارت و برودت (CCHP)

یکی از عوامل تأثیرگذار در مدیریت مصرف برق و انرژی، استفاده از نیروگاه های تولید توأم برق و حرارت و برودت (**CCHP**) است. در این نیروگاه‌ها از دود خروجی نیروگاه‌ها تا جایی‌که ممکن است برای به‌کار انداختن وسایل گرمایشی و یا سرمایشی استفاده می‌شود. این نیروگاه‌ها را

می‌توان به‌صورت محلی در شهرک‌های صنعتی و یا مسکونی نصب کرد. نیروگاه‌های مذکور به طور آزمایشی و در مقیاس کوچک در چند ساختمان دولتی نصب شده و در آن گاهی راندمان کلی دستگاه به حدود ۹۰ درصد رسیده‌است.

از آنجایی که ساختار مدیریت خدماتی کشور بخشی نگری است یعنی هر دستگاه و یا نهادی می‌کوشد تا فقط مشکل خود را حل کند لذا استفاده از بعضی از فرصت ها مانند این نیروگاه ها و یا استفاده از آبگرمکن های خورشیدی به راحتی میسر نیست. علاوه بر آن استفاده از لوازم الکتریکی پرمصرف در کشور از یک طرف و وجود کوره های القایی ذوب فلزات از طرف دیگر عواملی هستند که ناشی از بخشی‌نگری مدیریت خدماتی کشور است.

۷-۵. نیروگاه‌های تولید پراکنده –Dispersed Generation (DG)

یکی از راه های مدیریت بر تولید برق، احداث نیروگاه های تولید برق پراکنده است که در چند سال اخیر در جهان مورد توجه قرار گرفته است. این نیروگاه ها که واحدهای کوچکی از یک تا ۱۰ مگاوات هستند می‌توانند در مجتمع‌های مسکونی، تجاری، صنعتی و شهرک‌های صنعتی که سوخت آن به‌ویژه گاز در دسترس باشد نصب شوند. بنابراین علاوه‌بر صرفه‌جویی در هزینه‌ها، تلفات خطوط انتقال و توزیع نیز وجود نخواهد داشت.

وزارت نیرو در نظر دارد که در طول برنامه پنجم و با استفاده از بخش خصوصی حدود ۲۰۰۰ مگاوات نیروگاه‌های CHP و DG را به بهره‌برداری برساند.

۷-۶. کنتورهای چند تعرفه الکترونیکی

با پیشرفت تکنولوژی کنتورهای چند تعرفه الکترونیکی (دیجیتال)، ساخت این کنتورها در چندساله اخیر در ایران، بومی شده است. به‌طوری که تعدادی از سازندگان داخل کشور مبادرت به ساخت این کنتور کرده‌اند. وزارت نیرو نیز از حدود پنج سال قبل برنامه‌هایی را تنظیم کرده است که به موجب آن در مرحله اول کوشش شده تا کنتورهای مشترکین پرمصرف را تعویض کنند. با این کار این‌گونه مصرف‌کنندگان که موظف به پرداخت تعرفه گران‌تر در ساعات پیک شده‌اند طبیعتاً به صرفه‌جویی روی آورده‌اند. در مرحله بعدی و در دو سال اخیر، با افزایش اعتبارات خرید این‌گونه کنتورها، شرکت های توزیع برق علاوه بر تعویض کنتورهای الکترومکانیکی، سهم قابل توجهی از کنتورهای دیجیتالی را در برقراری انشعاب مشترکین جدید اختصاص داده‌اند. نصب و یا تعویض کنتورهای چند تعرفه در سال‌های قبل از سال ۱۳۸٦ بسیار کم بود به‌طوری که آماری از آنها نیز در دسترس نیست ولی از سال ۱۳۸٦ به بعد نصب این کنتورها برای مشترکین جدید و همچنین

تعویض کنتور مشترکین قدیمی به‌صورت گسترده شروع شده است. جدول ٧٦ وضعیت نصب و تعویض این کنتورها را در سال ١٣٨٦ لغایت ١٣٨٨ نشان می‌دهد.

جدول ۷۶. تعداد کنتورهای چندتعرفه الکترونیکی نصب و تعویض شده در سال‌های ۱۳۸۶-۱۳۸۸

مصارف	سال	تعداد مشترکین جدید	کنتورهای مشترکین جدید	کنتورهای تعویض شده
خانگی	١٣٨٦	٧٨٠٥٠١	٣٨١١٥٩	١٩٠٣١٦
	١٣٨٧	٩٤٥٣٦٦	٩٠٤٠٥٣	١٩٥٣٠١
	١٣٨٨	١١٢٩٢٧٦	١٠٣٢١٣٤	٥٠٤٨٩٥
عمومی	١٣٨٦	٤٣٧٢٢	٢٣٢٧١	١٢٥٨٩
	١٣٨٧	٦٢٨١٨	٤٢٤٦٧	٢٩٣٤٧
	١٣٨٨	٩٦٥٣٩	٥١٨٢٤	٤٤٢٢٢
کشاورزی	١٣٨٦	١٢٤٦٦	٧٢١٦	٥١٨٠
	١٣٨٧	٢٣٠٤١	٩٧٧٤	٩٩٢٣
	١٣٨٨	٢٨٢٦٨	٩٣٢٥	١٩٩٥٣
صنعتی	١٣٨٦	١٣٧٥٤	٥٨٥١	٦٨١٧
	١٣٨٧*	-٤٨٢	٨٢٦١	١٧٦٧٣
	١٣٨٨*	-٤٠٩٥	٦٣٩١	٢٣١٠٦
سایرمصارف	١٣٨٦	١٣٦٦٦٨	٦٢٩٧٠	٤٧٥٩٤
	١٣٨٧	١٥٩٨٠٢	١٣٨٩١٩	٨٥٣٢٠
	١٣٨٨	٢٠٢٦٦٨	١٩٢٩٨٨	٢٥٥١٣٩
جمع	**١٣٨٦**	**٩٨٧١١١**	**٤٨٠٤٦٧**	**٢٦٢٤٩٦**
	١٣٨٧	**١١٩٠٥٤٨**	**١١٠٣٤٧٤**	**٣٣٧٥٦٤**
	١٣٨٨	**١٤٥٢٦٥٦**	**١٢٩٢٦٧٢**	**٨٤٧٣١٥**

مأخذ: همان.

* به‌علت جابجایی انواع تعرفه‌ها به‌ویژه از صنعتی به کشاورزی و یا سایر مصارف در سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ مشترک جدید صنعتی اعلام شده است و تعداد کل مشترکین صنعتی کشور از ١٦٥٩٥٧ مشترک در سال ١٣٨٦ به ١٦١٣٨٠ مشترک در سال ۱۳۸۸ کاهش یافت.

چنانچه ملاحظه می‌شود نصب کنتورهای چند تعرفه برای مشترکین جدید از یک طرف و تعویض کنتورهای مشترکین قبلی از طرف دیگر افزایش چشمگیری داشته است. به‌طوری که در سه‌ساله ١٣٨٦ تا ۱۳۸۸ حدود ۲/۹ میلیون از این کنتورها برای مشترکین جدید و حدود ١/٤٥ میلیون دیگر نیز برای مشترکین قدیمی نصب شده است.

بدیهی‌است که شرکت‌های توزیع برق کنتورهای قدیمی مشترکین خانگی با مصارف کم را عوض نکرده و یا در نصب انشعاب جدید مشترکین کم مصرف خانگی، کنتورهای تک تعرفه نصب می‌کنند. به هر حال این موضوع نیز باید مورد توجه قرار گیرد تا در صورت تأمین منابع مالی و با

نصب کنتورهای چندزمانه که نتیجه آن صرفه‌جویی خواهد بود به هر مقدار که مقدور باشد پیک شبکه کاهش یابد.

۷-۷. کنتورهای هوشمند

وزارت نیرو در نظر دارد که با استفاده از کنتورهای هوشمند بار مصرفی مشترکین پرمصرف خود را کنترل کند. برای این موضوع و جهت تأمین بودجه آن نیز لایحه‌ای را در دست تهیه دارد تا با استفاده از آن بتواند هزینه تأمین و یا خرید کنتورهای هوشمند را از مشترکین دریافت کند. ناگفته نماند که کنتورهای هوشمند وقتی قابل استفاده خواهد بود که شبکه برق به‌ویژه شبکه‌های توزیع (فشار متوسط و فشار ضعیف) دارای امکانات مخابراتی لازم باشند. لذا همزمان با تأمین کنتورهای هوشمند شبکه نیز باید قابلیت مزبور را پیدا کند.

فصل هشتم ـ عملکرد وزارت نیرو در ارتباط با سند چشم‌انداز

۱-۸. اهداف سند چشم‌انداز

۱-۱-۸. سند چشم‌انداز و سیاست‌های کلی نظام

ـ نیل به جایگاه اول اقتصادی، علمی و فناوری در سطح منطقه آسیای جنوب غربی از طریق ارتقای توان داخلی در زمینه مدیریت کلان پروژه های توسعه بالادستی و پایین دستی و افزایش سهم توان فنی و مهندسی داخلی در انجام طرح‌ها.

ـ تعامل سازنده و مؤثر با جهان و تقویت ارتباط با کشورهای منطقه در حوزه انرژی از طریق مبادله انرژی از نقاط مرزی و ترانزیت برق کشورهای همسایه.

ـ ایجاد سازوکار مناسب برای رشد بهره‌وری عوامل تولید (انرژی، سرمایه، نیروی کار، آب و خاک و...) از طریق اعمال سیاست‌های چندگانه بهره‌وری انرژی (سیاست‌های آگاه‌سازی، تشویقی و تنبیهی) و بهره‌گیری کارآ از حامل‌های انرژی.

ـ برخوردار از دانش پیشرفته، توانا در تولید علم و فناوری متکی بر سهم برتر منابع انسانی و سرمایه اجتماعی در تولید ملی.

ـ تحقق رشد اقتصادی پیوسته، با ثبات و پرشتاب متناسب با اهداف چشم‌انداز.

ـ تلاش برای دستیابی به اقتصاد متنوع و متکی بر منابع دانش و آگاهی، سرمایه انسانی و فناوری نوین.

۲-۱-۸. سند توسعه بخش برق و ابزارهای نو

- افزایش بازده انرژی و کاهش تلفات شبکه‌های انتقال و توزیع.
- توسعه و ترویج سیستم‌های تولید همزمان برق، حرارت و برودت.
- فراهم نمودن شرایط رقابتی در بازار برق و دسترسی بدون تبعیض به شبکه سراسری برق.
- افزایش ظرفیت تولید برق.
- توسعه استفاده اقتصادی از انرژی‌های تجدیدپذیر.
- اصلاح الگوی مصرف و انجام مدیریت مصرف.
- استفاده کارآ از وسایل کم‌مصرف.
- توسعه مبادلات برق با کشورهای همسایه.
- کاهش هزینه‌های تمام شده.
- ارتقا و انتقال دانش فنی در بخش طراحی و مهندسی.
- استفاده از کنتورهای هوشمند و وضع تعرفه‌های متناسب با ساعات مصرف.
- شفاف‌سازی هزینه‌ها از طریق اعمال نرخ‌های منطقه‌ای حامل‌های انرژی.

۲-۸. نقش برق در رسیدن به اهداف سند چشم‌انداز

به‌منظور توسعه و تعالی کشور، صنعت برق به‌عنوان زیربنایی‌ترین عامل توسعه، نقش عمده دارد، کلیه حامل های انرژی مانند گاز، نفت گاز، نفت کوره و دیگر مشتقات حاصل از نفت و گاز، پتانسیل‌های آبی، انرژی‌های تجدیدپذیر و نو وقتی در خدمت صنعت، کشاورزی، اقتصاد، رفاه عمومی و اجتماعی قرار خواهند گرفت که به برق تبدیل شوند. لذا توجه به بخش برق جهت نیل به اهداف سند چشم‌انداز بسیار با اهمیت است. هرگاه عوامل اقتصادی، اجتماعی و صنعتی بتوانند از انرژی برق استفاده کنند بدان معنی خواهد بود که برق در دسترس است. کمبود برق سبب کاهش رشد اقتصاد ملی شده و در نتیجه راه رسیدن به اهداف چشم‌انداز را سخت‌تر می‌کند.

بنابراین جهت بررسی عملکرد نقش برق در رسیدن به اهداف چشم‌انداز به‌ویژه در طول برنامه چهارم توسعه ضروری است با مقایسه شاخص های اقتصادی در دوره (۱۳۹٤-۱۳۸٤) در دو گزینه ادامه روند موجود و گزینه مطلوب چشم‌انداز در جدول ۷۷ توجه شود.

جدول ۷۷. مقایسه شاخص‌های اقتصادی در دوره (۱۳۸۴-۱۳۹۴) در دو گزینه ادامه روند موجود و گزینه مطلوب چشم‌انداز

موضوع	ادامه روند موجود	گزینه مطلوب
رشد متوسط سالیانه تولید ناخالص داخلی (درصد)	۳/۹	۸/٦
رشد متوسط سالیانه درآمد سرانه (درصد)	۲/٥	۷/۲ (دو برابر سال پایه)
رشد متوسط سالیانه سرمایه‌گذاری (درصد)	۳/۹	۱۰/۹
رشد متوسط سالیانه بهره‌وری نیروی کار (درصد)	۱/٥	٤/٤
نرخ بیکاری (درصد) در پایان دوره	۱۷/٥	۷/۰
جمعیت بیکار (هزار نفر) در پایان دوره	٥۲٥۷	۲۱۸٤
صادرات کالاهای غیرنفتی (میلیون دلار) در سال پایان دوره	۱۰۹۲۰	۳۱٥۲۷
صادرات صنعتی (میلیون دلار) در سال پایان دوره	٥۳۲۰	۲۳٦٤٥
تراز تجاری (میلیون دلار) در سال پایان دوره	-۱۹۸٤۰	۰
سرمایه‌گذاری مستقیم خارجی (میلیون دلار) در سال پایان دوره	۱۱۲٦/٥	٦۳۰٦
رشد متوسط سالیانه نقدینگی (درصد)	۲۷/۳	۱٦/۰
نرخ متوسط سالیانه تورم (درصد)	۲۲/۰	٥/۰
نسبت هزینه دهک ثروتمندترین به دهک فقیرترین افراد جامعه در پایان دوره	۲۲/۷	۱٤/۰

مأخذ: چشم‌انداز و سیاست‌های کلی نظام جمهوری اسلامی ایران.

در جدول ۷۷ ملاحظه می شود که همه عوامل در ده‌ساله اول باید از رشد روند موجود تا دو و سه برابر فراتر روند. گرچه به‌طور اخص برای برق موضوعی تعریف نشده ولی بی‌شک همه موضوعات مذکور در جدول ۷۷ می تواند چه در رشد و یا در رکود تحت تأثیر توسعه برق قرار گیرند. رشد تولید و مصرف برق در کشور در برنامه چهارم توسعه و یا در پنج‌ساله اول دوره بیست‌ساله چشم‌انداز به‌ترتیب ٦/۳ و ٦/۱۲ درصد در سال بوده است. بنابراین در پنج‌ساله برنامه چهارم بجز در سال ۱۳۸۷ نقصان عمده‌ای در تأمین برق صنایع و دیگر عوامل اقتصادی پدید نیامده است. لذا می‌توان گفت که برق در رسیدن موضوعات مندرج در جدول ۷۷ ترمزی نبوده است. گفتنی است که به‌طور کلی انرژی برق وقتی می‌تواند مصرف شود که مصرف‌کننده‌ای وجود داشته باشد.

ولی آنچه که می‌توان در این مورد بیان داشت سرمایه‌گذاری‌های خصوصی داخلی و سرمایه‌گذاری مستقیم خارجی است که وضعیت مطلوب آن در جدول، ٦ برابر رویکرد فعلی منظور شده است. بدیهی است نقصان در سرمایه‌گذاری‌های بخش خصوصی داخلی و خارجی اثر معکوس در رسیدن به سند چشم‌انداز خواهد داشت.

۸-۳. هماهنگی اهداف سند چشم‌انداز با برنامه چهارم

از آنجایی که زمان بررسی و تصویب قانون برنامه چهارم توسعه در سال ۱۳۸۳ بوده و سند چشم‌انداز بعد از آن ابلاغ شده است ولی به‌طور کلی از نظر اهداف و محتوا به‌ویژه در ارتباط با صنعت برق مغایرتی ندارند. آنچه که در سند چشم‌انداز و به‌ویژه در سیاست‌های کلی نظام و بالاخره سیاست های کلی اصل چهل وچهارم قانون اساسی آمده توجه به رشد سریع اقتصادی با تکیه بر خصوصی سازی و دخالت هرچه بیشتر مردم در این امور و کاهش تصدیگری دولتی است. این مورد در بخش برق هم کاملاً صادق است. عملکرد بخش برق وزارت نیرو در خصوصی‌سازی در فصل پنجم بیان شده است و آنچه که بیشتر به کمبود در امر خصوصی سازی وجود دارد مسئله کلی سرمایه‌گذاری‌های خصوصی و به‌ویژه سرمایه‌گذاری خارجی است.

۸-۴. مقایسه عملکرد با اهداف سند چشم‌انداز

جدول ۷۸ به‌طور خلاصه عملکرد صنعت برق را در ارتباط با سند چشم‌انداز نشان می‌دهد.

جدول ۷۸. عملکرد وزارت نیرو در بخش برق در سال‌های ۱۳۸۴ تا ۱۳۸۸ در رابطه با مضامین برنامه چهارم توسعه و سند چشم‌انداز

ردیف	هدف	عملکرد	میزان ثمربخشی
۱	**بسترسازی برای رشد سریع اقتصادی**		
۱-۱	استفاده از فناوری‌های جدید در انتقال تکنولوژی	از فناوری‌های جدید در توسعه و اداره صنعت برق استفاده می‌شود	خوب
۱-۲	افزایش سرعت توسعه ظرفیت برق تولیدی با کاهش زمان ساخت نیروگاه‌ها	با احداث نیروگاه‌های گازی توسعه ظرفیت‌ها با سرعت مطلوبی انجام می‌گیرد	متوسط
۱-۳	ایجاد زمینه جذب سرمایه‌گذاری خارجی و بخش خصوصی	با توجه به وضعیت خاص صنعت برق، جذب سرمایه‌گذاری خارجی در ایران انجام نگرفته و بخش خصوصی واقعی داخلی نیز از آن تبعیت نمی‌نماید.	ضعیف
۲	**تعامل فعال با اقتصاد جهانی**		
۲-۱	ایجاد امکان مبادلات بین‌المللی برق با اتصال به شبکه‌های انتقال برق	درحال حاضر با کلیه شبکه‌های برق کشورهای همسایه اتصال داشته و درصدد مبادلات بین‌المللی است (در مرحله اول با روسیه)	متوسط
۲-۲	حضور شرکت‌های بخش انرژی کشور در مناقصه‌های بین‌المللی و استفاده از ظرفیت ساخت داخل نیروگاه‌ها و تجهیزات برقی	حضور شرکت‌های بخش برق در مناقصات بین‌المللی به‌تدریج درحال گسترش است	متوسط
۳	**رقابت‌پذیری اقتصاد**		
۳-۱	احداث نیروگاه توسط بخش غیردولتی	درحال حاضر ده نیروگاه بخش غیردولتی فعال است	متوسط
۳-۲	تعیین و اعلام شرایط و قیمت‌های تضمینی خرید برق به‌منظور ترغیب سایر مؤسسات داخلی به تولید هرچه بیشتر نیروی برق از نیروگاه‌های خارج از مدیریت وزارت نیرو	آیین‌نامه خرید تضمینی برق توسط وزارت نیرو تهیه و به تصویب هیئت دولت رسیده ولی هنوز از آن استقبال نشده است	ضعیف
۳-۳	حذف قیمتگذاری بر روی برخی از محصولات تولیدی شرکت‌های اقماری توسط وزارت نیرو	قیمتگذاری‌ها حذف شده است.	خوب
۳-۴	کاهش رقابت با اجرای قانون حداکثر استفاده از توان فنی و مهندسی	شرکت‌های خارجی تقریباً از نظر قیمت تجهیزات برقی که در ایران ساخته می‌شود نمی‌توانند با سازندگان داخلی رقابت کنند. حتی در مناقصات نیروگاهی نیز با وجود مپنا شرکت نمی‌کنند	خوب
۴	**حفظ محیط زیست**		

ردیف	هدف	عملکرد	میزان ثمربخشی
۴-۱	ارائه معیارها و مشخصات فنی برای مصرف انرژی درخصوص اعمال صرفه‌جویی و منطقی کردن مصرف انرژی و حفاظت محیط زیست	تا جایی که ممکن بوده است نیروگاه‌ها از سوخت گاز استفاده می‌کنند و با تبدیل نیروگاه‌های گازی به چرخه ترکیبی راندمان‌ها افزایش و مصرف سوخت کاهش می‌یابد	خوب
۴-۲	برقی کردن چاه‌های کشاورزی	تا پایان سال ۱۳۸۸ حدود ۱۶۷ هزار حلقه چاه برقی شده است	خوب
۴-۳	احداث نیروگاه با راندمان بالاتر مانند نیروگاه‌های سیکل ترکیبی	با توجه به حجم سرمایه‌گذاری زیاد برای نیروگاه‌های سیکل ترکیبی از یک طرف و عدم تعیین نرخ خرید انرژی توسط وزارت نیرو از طریق تولید سیکل ترکیبی از طرف دیگر، احداث نیروگاه‌های سیکل ترکیبی توسط بخش خصوصی استقبال نشده است	متوسط
۴-۴	استفاده اقتصادی از انرژی پاک	با توجه به قیمت ارزان برق در ایران استفاده اقتصادی از آن نخواهد شد	متوسط
۵	**ارتقای امنیت انسانی و عدالت اجتماعی**		
۵-۱	برق‌رسانی به روستاها و افزایش خانوارهای تحت پوشش	تا پایان سال ۱۳۸۸ حدود ۵۲۸۱۵ روستا برق‌دار شده است. برق تقریباً بجز در موارد استثنایی اغلب جمعیت روستایی کشور را دربر می‌گیرد	خوب
۵-۲	اعمال تعرفه‌های مخفف یارانه‌ای (کمتر از قیمت تمام شده) برای مصرف برق خانوارهای کم‌درآمد و مناطق گرمسیر	درحال حاضر مشترکین کم‌مصرف و همچنین تمامی مناطق گرمسیر تا ۹ ماه از سال از نرخ مخفف یارانه‌ای استفاده می‌کنند	خوب
۶	**نوسازی و مرمت و ارتقای اثربخشی حاکمیت**		
۶-۱	تشکیل شرکت‌های تخصصی و ساماندهی شرکت‌های دولتی در وزارت نیرو	شرکت‌های مادرتخصصی توانیر و ساتکاب تشکیل شده است	خوب
۶-۲	پیشرفت مورد انتظار در تمرکز سیاستگذاری و برنامه‌ریزی کلان بخش برق در وزارت نیرو	با تشکیل شرکت‌های توزیع و مدیریت تولید و اختیارات برق‌های منطقه‌ای از نظر اجرایی و اداری تمرکززدایی شده است	خوب
۶-۳	ایجاد بازار برق و تجدید ساختار در صنعت برق	بازار برق ایجاد شده و تجدید ساختار در جهت خصوصی‌سازی نیز با توجه به همه مشکلات درحال انجام است	متوسط
۷	**امکانات، قابلیت‌ها، محدودیت‌ها و تنگناهای توسعه**		
۷-۱	وجود پتانسیل‌های قابل توجه برق‌آبی با هدف جایگزینی با نفت مصرفی	توسعه پتانسیل برق‌آبی در چند سال اخیر قابل توجه بوده است. ولی با توجه به وضعیت آب‌وهوایی کشور چندان نمی‌تواند جایگزین نفت شود	خوب

ردیف	هدف	عملکرد	میزان ثمربخشی
۲-۷	امکان تأمین سوخت برای تولید برق در کشور	تأمین سوخت کشور به‌ویژه در زمستان با مشکلاتی مواجه است	خوب
۳-۷	وجود منابع عمده قابل توجه انرژی‌های نو و تجدیدپذیر و زغال‌سنگ	استفاده از این انرژی‌ها هنوز در مقایسه با تولید برق با سوخت‌های فسیلی و پتانسیل‌های آبی در کوتاه‌مدت اقتصادی نیست	ضعیف
۸	**نیروی انسانی، اشتغال و مدیریت**		
۱-۸	وجود زمینه‌های لازم برای استفاده از نیروهای متخصص داخلی در امور اجرایی	کلیه نیروی‌های انسانی بخش برق داخلی هستند	خوب
۲-۸	ایجاد زمینه اشتغال برای نیروهای کارآمد بخش غیردولتی و خصوصی از طریق واگذاری و انجام برخی فعالیت‌ها	به‌تدریج درحال انجام است	متوسط
۹	**جذب منابع مالی (داخلی و خارجی)**		
۱-۹	توانایی جذب سرمایه‌گذاری خصوصی داخلی و خارجی	این توان در وزارت نیرو وجود دارد ولی با توجه به قوانین موجود و چگونگی پرداخت بهای برق تولیدی مشکلاتی دربر خواهد داشت	ضعیف
۲-۹	توانایی جذب بخشی از منابع حساب ذخیره ارزی و بانک‌ها	توانایی جذب حساب ذخیره ارزی برای تولید برق و یا راه‌اندازی صنایع وجود دارد ولی امکان استفاده از بانک‌ها با توجه به نرخ بالای بهره مشکل است. فروش اوراق مشارکت هم انجام می‌گیرد	خوب
۱۰	**وجود شبکه سراسری برای انجام مبادلات بین‌المللی برق**	این امکان برای کشورهای همسایه وجود دارد ولی برای ارتباطات بین‌المللی باید تقویت شود	متوسط
۱۱	**فناوری و توسعه علمی**		
۱-۱۱	وجود ظرفیت ساخت تجهیزات در صنعت برق کشور و امکان جهت‌گیری گروه‌های صنعتی به این سمت	درحال حاضر این امکانات وجود دارد ولی باتوجه به مشکلات ناشی از افزایش قیمت مواد اولیه از یک طرف و عدم توانایی وزارت نیرو در پرداخت بدهی‌های خود به صنایع از طرف دیگر مشکلاتی به‌وجود آمده است	متوسط
۲-۱۱	بالا بودن تلفات در تولید، تبدیل و مصرف انرژی به‌علت عدم به‌کارگیری فناوری‌های پیشرفته	تلفات در توزیع نیرو بسیار زیاد است و برنامه‌هایی با توجه به یارانه تسهیلات و کمک بلاعوض اجرا شده است	ضعیف
۳-۱۱	وجود دانش فنی احداث شبکه‌ها، نیروگاه‌های حرارتی و آبی	این دانش موجود است	خوب
۱۲	**نقش و جایگاه برق در تحقق اهداف چشم‌انداز**		
۱-۱۲	توسعه مبادلات برق با کشورهای همسایه	امکانات موجود بوده ولی باید توسعه یابد	متوسط

ردیف	هدف	عملکرد	میزان ثمربخشی
۱۲-۲	خرید برق از نیروگاه‌ها به‌وسیله مدیریت شبکه به‌صورت رقابتی	درحال انجام است	متوسط
۱۲-۳	حرکت به سمت بازار رقابتی در تولید برق از طریق فراهم کردن سرمایه‌گذاری غیردولتی	با روندی کند درحال انجام است	ضعیف
۱۲-۴	اجرای برنامه‌های جامع در تولید علم و فناوری	برنامه جامع و مدونی وجود ندارند	ضعیف
۱۳	**اهداف کلی و راهبردی کلان توسعه برق در تحقق چشم‌انداز بلندمدت توسعه**		
۱۳-۱	ایجاد بازار برق در سطح ملی و منطقه‌ای و تجدید ساختار در صنعت برق کشور	انجام شده و درحال تکمیل است	متوسط
۱۳-۲	تأمین برق برای پاسخگویی به رشد اقتصادی کشور	در صورت وجود منابع مالی تأمین برق امکانپذیر است	ضعیف
۱۴	**راهبردهای کلان بخش برق**		
۱۴-۱	ارتقا و انتقال دانش فنی در بخش طراحی و مهندسی	درحال حاضر در بین کشورهای خاورمیانه از همه بهتر است	خوب
۱۴-۲	تدوین مقررات و تعرفه‌های استفاده از شبکه‌های برق برای ترانزیت برق	تدوین شده است	خوب
۱۴-	تسهیل ترانزیت برق توسط شبکه‌های برق کشور	با ایجاد شبکه‌های مورد نیاز این قابلیت به‌وجود می‌آید.	متوسط
۱۴-۴	اصلاح تعرفه‌های مصرف و نیل به قیمت‌های تمام شده	تعیین قیمت برق به‌عهده وزارت نیرو نیست	ضعیف
۱۴-۵	مکانیزه کردن سیستم کنترل انتقال و توزیع برق	در بخش انتقال انجام شده ولی در توزیع در دست انجام است	متوسط
۱۴-۶	کاهش هزینه تولید و عرضه برق	در کاهش هزینه‌های جاری صنعت برق کوشش می‌شود ولی موفق نبوده است	ضعیف
۱۴-۷	افزایش سهم انرژی‌های تجدیدپذیر در سبد انرژی مصرفی	به‌علت قیمت ارزان سوخت فسیلی و برق از یک طرف و نیز سرمایه‌گذاری زیاد اولیه مورد نیاز جهت تولید برق از انرژی‌های نو فعلاً بجز برق‌آبی در بقیه انرژی‌ها به‌کندی صورت می‌گیرد	ضعیف
۱۴-۸	افزایش بهره‌وری فنی و کاهش مصرف برق و تبیین الگوی مصرف	در حد آیین‌نامه‌ها و توصیه‌ها انجام شده است	ضعیف
۱۴-۹	حذف انحصار در بخش تولید و توزیع برق و اجازه استفاده از شبکه توزیع توسط بخش خصوصی برای فروش برق	قوانین تصویب و آیین‌نامه‌ها تدوین شده ولی استقبال بخش خصوصی از آن ضعیف است	ضعیف

فصل نهم ـ عملکرد صنعت برق در ارتباط با تکالیف برنامه چهارم، قوانین بودجه و مقررات

۱-۹. مقایسه قوانین و مصوبات مجلس با تکالیف و عملکرد دولت در بخش برق

جهت تأمین بخشی از منابع مالی بخش انرژی در کشور و با توجه به مشکلات و کمبودهایی که در مواد برنامه چهارم بود در دوره هفتم مجلس شورای اسلامی و در جلسه علنی مورخ ۱۳۸۳/۱۰/۲۲ با قید یک فوریت ماده (۳) قانون برنامه چهارم بازنگری شده و به تصویب رسید. این ماده وظایفی را برای دولت و در ارتباط با برق تعیین کرده است. جهت روشن شدن موضوع ماده (۳) قانون برنامه مزبور قبل و بعد از تجدیدنظر ذیلاً آورده می‌شود.

ماده (۳) قانون برنامه چهارم قبل از تجدیدنظر

به‌منظور به حداکثر رساندن بهره‌وری از منابع تجدیدناپذیر انرژی، شکل‌دهی مازاد اقتصادی، انجام اصلاحات اقتصادی، بهینه سازی و ارتقای فناوری در تولید، مصرف و نیز تجهیزات و تأسیسات مصرف‌کننده انرژی و برقراری عدالت اجتماعی، دولت مکلف است ضمن فراهم آوردن مقدمات ازجمله گسترش حمل‌ونقل عمومی و عملیاتی کردن سیاست‌های مستقیم جبرانی اقدام‌های ذیل را از ابتدای برنامه چهارم به اجرا گذارد:

الف) نسبت به قیمتگذاری نفت کوره، نفت گاز و بنزین برمبنای قیمت‌های عمده‌فروشی خلیج فارس، اقدام کرده و از محل منابع حاصله اقدامات ذیل را به‌عمل آورد:

۱. کمک مستقیم و جبرانی از طریق نظام تأمین اجتماعی به اقشار آسیب‌پذیر.

۲. مقاوم سازی ساختمان‌ها و مسکن شهری و روستایی در مقابل زلزله و بهینه‌سازی ساخت‌وسازها در مصرف انرژی.

۳. کمک به گسترش و بهبود کیفیت حمل ونقل عمومی (درون‌شهری و برون‌شهری، راه‌آهن و جاده‌ای)، تولید خودروهای دوگانه‌سوز و همچنین توسعه عرضه گاز طبیعی فشرده با قیمت‌های یارانه‌ای به حمل‌ونقل عمومی درون‌شهری.

٤. کاهش نقاط حادثه‌خیز جاده‌ای و تجهیز شبکه فوریت‌های پزشکی پیش‌بیمارستانی و بیمارستانی کشور.

۵. اجرای طرح‌های بهینه‌سازی و کمک به اصلاح و ارتقای فناوری وسایل، تجهیزات کارخانجات و سامانه‌های مصرف‌کننده انرژی در جهت کاهش مصرف انرژی و آلودگی هوا و توانمندسازی مردم در کاربرد فناوری‌های کم‌مصرف.

ب) قیمت گاز طبیعی برای صنایع برمبنای کمترین سطح قیمت آن در صنایع کشورهای

همجوار، توسط دولت در ابتدای برنامه تعیین می‌شود.

ج) در انرژی برق از خانوارهای کم‌مصرف حمایت صورت گیرد.

تبصره ـ عرضه نفت سفید و گاز برای مصارف تجاری و صنعتی به قیمت بدون یارانه مطابق روال بند «الف» این ماده خواهد بود.

د) آیین‌نامه اجرایی این تبصره به تصویب هیئت وزیران خواهد رسید.

همان‌طور که ملاحظه می‌شود قیمتگذاری برق در این برنامه فراموش شده و منحصراً به جمله «در انرژی برق از خانوارهای کم‌مصرف حمایت صورت گیرد» اکتفا شده و هیچ کجا در برنامه چهارم ذکری از قیمتگذاری برق برای بخش‌های مختلف ازجمله صنایع ـ کشاورزی ـ تجاری نشده است و سایر هزینه‌های مترتب به برقراری سرویس‌ها و حق اشتراک هم مستقیماً به شرکت‌های دولتی واگذار شده بود.

مجلس هفتم پس از بحث و گفتگو ماده (۳) قانون برنامه چهارم را به شکل زیر تغییر داد:

ماده (۳)

قیمت فروش بنزین، نفت گاز، نفت سفید، نفت کوره و سایر فرآورده‌های نفتی، گاز، برق و آب، همچنین نرخ خدمات فاضلاب، ارتباطات تلفن و مرسولات پستی در سال اول برنامه چهارم، قیمت‌های پایان شهریورماه ۱۳۸۳ خواهد بود. برای سال های بعدی برنامه چهارم، تغییر در قیمت کالاها و خدمات مزبور طی لوایحی که حداکثر تا اول شهریورماه هر سال تقدیم می شود، پیشنهاد و به تصویب مجلس شورای اسلامی می‌رسد.

پیشنهاد هر قیمتی می‌باید همراه با توجیه اقتصادی ـ اجتماعی باشد.

تبصره «۱» ـ سایر دریافتی‌های مرتبط ازجمله حق اشتراک، حق انشعاب، دیماند، عوارض و... مشمول این حکم می‌باشند.

تبصره «۲» ـ دولت مکلف است تا پایان سال دوم برنامه چهارم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران ضمن اتخاذ تمهیدات لازم برای کاهش مصرف فرآورده‌های نفتی و افزایش ظرفیت حمل ونقل عمومی، نیاز داخلی به فرآورده‌های نفتی را از محل تولیدات پالایشگاه‌های داخل کشور و یا فرآورده‌های جایگزین تولید داخل، تأمین نماید. صنایع خودروسازی و سایر کارخانجات مرتبط مکلف به برنامه‌ریزی جهت کاهش مصرف حامل‌های انرژی و یا سازگار ساختن محصولات خود با فرآورده‌های جایگزین، مانند گاز طبیعی فشرده در خودروها می باشند. دولت مکلف است سازوکار لازم را برای حمایت از اجرای این تبصره فراهم ساخته و بودجه مورد نیاز را برای حمایت از تغییرات یاد شده در بودجه سالیانه پیش‌بینی نماید.

تبصره «۳» ـ دولت مکلف است تا پایان سال ۱۳۸۳ گزارش مربوط به اجرای وظیفه مندرج در ماده (۵) قانون برنامه سوم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران مصوب ۱۳۷۹/۱/۱۷ برای افزایش بهره‌وری و کاهش هزینه‌ها را تقدیم مجلس شورای اسلامی نماید.

تبصره «۴» ـ به‌منظور کاهش مصارف غیرضروری و صرفه‌جویی در مصرف برق و گاز، به شرکت‌های برق و گاز اجاره داده می‌شود از مصرف‌کنندگان غیرتولیدی با مصارف بالاتر از الگوی مصرف، جریمه مذکور را هر سال ضمن تبصره‌های لایحه بودجه به مجلس شورای اسلامی پیشنهاد نماید.

تبصره «۵» ـ صداوسیمای جمهوری اسلامی ایران موظف است از طریق شبکه‌های سراسری و استانی خود نسبت به تنویر افکار عمومی درخصوص ضرورت اعمال مصرف بهینه در مصادیق ماده واحده اقدام و گزارش عملکرد خود را ماهیانه به کمیسیون‌های برنامه و بودجه و محاسبات و انرژی مجلس شورای اسلامی تقدیم نماید.

تبصره «۶» ـ آیین‌نامه اجرایی این ماده واحده توسط سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور با همکاری دستگاه‌های اجرایی ذیربط تهیه و حداکثر ظرف ۲ ماه از زمان ابلاغ به تصویب هیئت وزیران خواهد رسید.

واضح است که ماده جایگزین شده جامع‌تر و کامل‌تر تهیه شده است.

در ماده (۳) بازنگری شده برنامه چهارم توسعه، دولت در صورتی‌که می‌خواست قیمت‌های حامل‌های انرژی برای سال های ۱۳۸۵ به بعد را تغییر دهد، حداکثر تا اول شهریورماه سال قبل با ذکر دلایل و توجیه اقتصادی، اجتماعی، همراه با لایحه بودجه برای تصویب به مجلس شورای اسلامی ارائه دهد.

دولت از شهریورماه سال ۱۳۸٤ تا ۱۳۸۹ در اجرای این ماده یعنی پیشنهاد قیمت حامل‌های انرژی ازجمله برق «بجز تغییرات بسیار جزئی» هیچ‌گونه لایحه‌ای را به مجلس ارائه نداده است. عدم پیشنهاد قیمت‌های جدید برق توسط دولت باعث شده که وزارت نیرو از منابع مالی داخلی محروم شود درحالی که اگر دولت فقط سالی ۲۰ درصد به قیمت برق اضافه می‌کرد درحال حاضر قیمت‌های برق از حد قیمت‌های برق که برای هدفمند کردن یارانه‌ها در اولین سال اجرای این قانون پیشنهاد شده پیشی می‌گرفت.

سایر مصوبات، تکالیف و قوانینی که در برنامه چهارم توسعه برای وزارت نیرو برقرار شده و نحوه عملکرد آنها در جدول ۷۹ منعکس شده است.

جدول ۷۹. عملکرد وزارت نیرو در مواد قانونی برنامه‌های سوم و چهارم تبصره‌های بودجه سال‌های ۱۳۸۴ تا ۱۳۸۸

ردیف	عنوان هدف	عنوان فصل و مواد قانونی	سیاست پیش‌بینی شده قوانین برنامه‌های سوم و چهارم و یا قانون بودجه سال‌های ۱۳۸۴ تا ۱۳۸۸	عملکرد	میزان ثمربخشی
۱	تقدیم لایحه تعیین قیمت برق در اول شهریورماه هر سال به مجلس	ماده (۳) برنامه چهارم	تعیین قیمت فروش برق	از طرف وزارت نیرو لایحه‌ای تقدیم نشده است	ضعیف
۲	تعیین الگوی مصرف و جریمه مصرف‌کنندگان بالاتر از سقف الگوی مصرف	تبصره «٤» ماده (۳) برنامه چهارم	تعیین الگوی مصرف و جریمه بخش‌های خانگی و تجاری	ـ از طرف وزارت نیرو الگوی مصرف و جریمه تعیین و اجرا شد ولی از نظر مالی تقریباً بی‌اثر بوده است.	ضعیف
۳	افزایش نرخ	بند «ب» تبصره «٦» قانون بودجه سال ۱۳۸٦	افزایش تعرفه به میزان ۱۵ درصد نسبت به تعرفه سال ۱۳۸۳ تا حد الگوی مصرف و افزایش ۱۰ درصد نسبت به سال ۱۳۸۵ برای بالاتر از الگوی مصرف	فقط افزایش ۱۰ درصد برای مصرف‌کنندگان بیش از الگوی مصرف به تصویب رسیده و اجرا شده ولی اثر مالی نداشته است.	ضعیف
۴	اعمال صرفه‌جویی و منطقی کردن مصرف انرژی	ماده (۲۰) برنامه چهارم (ماده (۱۲۱) برنامه سوم)	بند «الف» ـ تهیه و تدوین معیارها و استانداردها با همکاری سایر دستگاه‌ها	ـ به‌کارگیری تجارب بین‌المللی	خوب
				ـ هموار کردن مسیرهای قانونی	خوب
				ـ تحقیق پتانسیل‌های صرفه‌جویی	خوب
				ـ جلوگیری از تولید وسایل برقی پرمصرف مانند بخاری و آبگرمکن برقی	ضعیف
			بند «ب» ـ تعیین ساعات کار اصناف	ـ تهیه آیین‌نامه‌ها با همکاری وزارتخانه‌های کشور و بازرگانی	ضعیف
			بند «ج» ـ تنظیم برنامه فصلی ساعات کار کارخانجات	ـ تهیه برنامه‌های تعطیلات نوبتی کارخانجات و حذف بارهای عمده صنایع در شب	خوب
۵	مقررات‌کاهی	ماده (٦) برنامه چهارم	خصوصی‌سازی و واگذاری مدیریت‌های پیمانکاری و...	ـ احداث نیروگاه‌های خصوصی، انجام کار توسط پیمانکاران خصوصی	متوسط
۶	واگذاری حداقل ۱۰ درصد از فعالیت‌های تولید و توزیع نیرو	بند «الف» ماده (۲۵) برنامه چهارم	واگذاری فعالیت‌های تولید و توزیع برق به اشخاص حقیقی و حقوقی داخلی به نحوی که موجب انحصار در بخش غیردولتی نشود.	ـ ایجاد شرکت‌های توزیع مستقل، احداث نیروگاه‌های خصوصی	متوسط
۷	ایمن‌سازی سیستم‌های برق	بند «۷» ماده (۳۰) برنامه چهارم	استفاده از آخرین فناوری‌های اطلاعاتی و فنی	ـ استفاده از شبکه‌های دسترسی در اداره نیروگاه‌ها و شبکه‌ها	خوب

ردیف	عنوان هدف	عنوان فصل و مواد قانونی	سیاست پیش‌بینی شده قوانین برنامه‌های سوم و چهارم و یا قانون بودجه سال‌های ۱۳۸۴ تا ۱۳۸۸	عملکرد	میزان ثمربخشی
۸	برقی کردن چاه‌های کشاورزی	بند «ب» تبصره «۱۱» قانون بودجه سال ۱۳۸٤ و بند «الف» تبصره «۱۱» قوانین بودجه سال‌های ۱۳۸۵ و ۱۳۸٦	پرداخت یک در هزار ارزش نفت خام تولیدی سالیانه سال ۱۳۸٤ و استفاده از یارانه سود تسهیلات و کمک بلاعوض تسریع در برقی کردن چاه‌های کشاورزی	تا پایان سال ۱۳۸۸ حدود ۱٦۷ هزار حلقه چاه کشاورزی برق‌دار شده است	خوب
۹	توسعه برق روستایی	بند «ب» تبصره «۱۱» قانون بودجه سال ۱۳۸٤	توسعه برق روستایی	جز در موارد بسیار اندک اغلب روستاها و جمعیت‌های آن از نعمت برق برخوردارند	خوب
۱۰	کاهش تلفات توزیع	تبصره «۱۱» قوانین بودجه سال‌های ۱۳۸٤ تا ۱۳۸٦	یارانه سود تسهیلات و یا کمک بلاعوض	براساس گزارش توانیر در دو ساله ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ حدود ۳/۲ درصد از تلفات کاسته شده است	ضعیف
۱۱	کاهش شدت انرژی الکتریکی	تبصره «۱۱» قوانین بودجه سال‌های ۱۳۸٤ تا ۱۳۸٦	یارانه سود تسهیلات برای کاهش شدت انرژی الکتریکی	براساس اعلام وزارت نیرو شدت انرژی الکتریکی ثابت مانده‌است	ضعیف
۱۲	توسعه استفاده از لامپ‌های کم‌مصرف	تبصره «۱۱» قوانین بودجه سال‌های ۱۳۸٤ تا ۱۳۸٦	استفاده از لامپ کم‌مصرف	این مورد از طریق تبلیغات و یا در اختیار گذاشتن لامپ به‌ویژه در سال‌های ۱۳۸۷ و ۱۳۸۸ انجام شده است	خوب
۱۳	توسعه نیروگاه‌های بادی	تبصره «۱۱» قوانین بودجه سال‌های ۱۳۸٤ تا ۱۳۸٦	توسعه نیروگاه‌های بادی	تا سال ۱۳۸٦ حدود ۹۰ مگاوات نیروگاه بادی به بهره‌برداری رسیده است	خوب
۱۴	فناوری انرژی‌های نو	تبصره «۱۱» قوانین بودجه سال‌های ۱۳۸٤ تا ۱۳۸٦	توسعه فناوری انرژی‌های نو و تولید برق با توربین‌های انبساطی	فعالیت‌های اندکی در زمینه‌های مزبور انجام شده است	ضعیف
۱۵	ساختار بازار، رقابت‌پذیری	انرژی ـ ماده (۱۲۲) برنامه سوم	اعلام و تعیین قیمت تضمینی خرید برق به‌منظور ترغیب تولید برق توسط بخش‌های غیردولتی	آیین‌نامه‌های مربوطه تهیه و به تصویب رسیده و درحال اجراست ولی بجز در مورد نیروگاه‌های بادی استقبال نشده است	ضعیف

۲-۹. بودجه و اعتبارات صنعت برق و مغایرت‌های آن

صنعت برق یکی از سرمایه برترین صنایع در دنیاست. به‌علاوه زمان برگشت سرمایه در صنعت برق بسیار طولانی است. لذا جلب سرمایه‌گذاران در صنعت برق، سیاستگذاری‌های خاص دولت را می‌طلبد.

جهت روشن‌تر شدن این موضوع بیان این نکته ضروری است که در یک دوره ده‌ساله ۱۳۷۸ لغایت ۱۳۸۷ بودجه مصوب صنعت برق بالغ‌بر ٤٨٨,٠٠٠ میلیارد ریال بوده درحالی که عملکرد وزارت نیرو در تأمین و یا جذب این بودجه حدود ۳٥٠,٠٠٠ ریال (حدود ۷۲ درصد) گزارش شده است (گزارش مورخ ۱۳۸۸/۰۸/۲۰ توانیر به کمیسیون نیرو).

این موضوع نشان می‌دهد یا پیشنهاد دولت برای پیش‌بینی چنین حجمی از بودجه صحیح نبوده و یا اینکه دولت توان تأمین نقدینگی آن را نداشته و یا اگر توان تأمین آن دارا بوده، عوامل اجرایی وزارت نیرو توان جذب آن را نداشته‌اند.

۳-۹. اعتبارات مورد نیاز

همان‌طوری که اشاره شد صنعت برق یکی از سرمایه برترین صنایع در جهان است. سه بخش عمده تولید، انتقال و توزیع صنعت برق به‌ترتیب ٤٥، ۳۰ و ۲٥ درصد سرمایه‌گذاری را به‌ازای هر کیلووات نصب شده نیاز دارند. بنابراین و با توجه به نیاز برق کشور به افزایش حدود ٥۰۰۰ مگاوات نیرو در سال به‌طور خلاصه می‌توان گفت که این صنعت سالیانه به سرمایه‌ای بالغ‌بر ٥۰,۰۰۰ میلیارد ریال نیاز دارد. درحالی که مبلغ مورد نیاز برای سرمایه‌گذاری از طرف توانیر حدود ۸٤,۰۰۰ میلیارد ریال برای سال ۱۳۸۸ اعلام شده است. علاوه‌بر هزینه‌های سرمایه‌گذاری، هزینه های جاری صنعت برق برای بهره برداری، نگهداری و تعمیرات تأسیسات موجود تولید و انتقال و توزیع به ازای هر کیلووات ساعت فروش حدود ۲۳٥ ریال است (گزارش ۱۳۸۸/۰۸/۳۰ توانیر به کمیسیون انرژی). در این رقم بهای سوخت با قیمت یارانه‌ای محاسبه شده است. چنانچه قرار باشد که قیمت سوخت براساس FOB خلیج فارس پرداخت شود باید به آن حدود ٤۰۰ ریال دیگر اضافه کرد. بحث سرمایه گذاری در صنعت برق و تأمین این سرمایه‌ها مقوله‌ای است که به سادگی نمی‌توان از آن گذشت. کمااینکه عدم توجه کافی دولت به این صنعت در طول برنامه چهارم سبب شده است که دستگاه اجرایی برق از نظر تأمین منابع مالی تقریباً به بن‌بست برسد.

راهکارهای تأمین سرمایه گذاری و همچنین تأمین هزینه های جاری این صنعت در مرحله اول گرایش به بخش خصوصی خواهد بود با تکیه بر این نکته که مانند همه کشورهای جهان طراحی تعرفه‌ها و نرخ برق باید به نحوی باشد که علاوه‌بر تأمین هزینه‌های جاری، هزینه‌های سرمایه‌گذاری و سود سرمایه را هم پوشش دهد.

۴-۹. نارسایی‌های حقوقی و قانونی در صنعت برق

از بدو ورود برق به ایران بیش از ۱۰۵ سال و از تأسیس سازمان برق ایران و بالاخره وزارت نیرو هم بالغبر ٤٦ سال می‌گذرد. در این ٤٦ سال صنعت برق با رشد روزافزون خود دارای تغییرات ساختاری عمده‌ای شده است. ازجمله آن باید به گرایش این صنعت به خصوصی‌سازی و اداره آن براساس قیمت بازار و عرضه و تقاضا اشاره کرد، ولی اولین قانون سازمان برق ایران در سال ۱۳٤٦ به تصویب رسیده و هنوز هم جاری است. با توجه به تغییرات عمده‌ای که در محورهای مهم حاکم بر روش‌های مدیریت فنی، اقتصادی و اجتماعی این صنعت به‌وجود آمده و نیز با توجه به تغییرات، جابجایی و یا تحولی که در وظایف حاکمیتی و تصدیگری آن درحال تکوین است، نیاز به بازنگری و تهیه قانون جدیدی برای برق ایران ضرورت پیدا کرده است.

این قانون باید به نحوی تهیه و تدوین و تصویب شود که هم وضعیت حال و هم آینده صنعت برق را پوشش دهد. تدوین خط‌مشی و یا سیاست‌های این قانون و بررسی‌های ساختاری آن در تفکیک وظایف حاکمیتی، تصدیگری، نظارتی و بالاخره آینده‌نگری به سمت خصوصی‌سازی همراه با هماهنگی و همگامی و انطباق آن با سایر قوانین کشور و بالاخره شناخت نقاط ضعف و کاستی‌های قانون فعلی، ضروری است.

گرچه قانونی که در سال ۱۳٤٦ به تصویب رسیده در زمان خود بسیار جامع و پیشرفته بوده ولی این قانون کارآیی خود را در بسیاری از موارد در مقابل سایر قوانین کشور، محاکم و دستگاه‌های قضایی از دست داده است. ازجمله آن می توان به حق عبور خطوط انتقال و توزیع و حقوق ارتفاقی آن اشاره کرد. عدم مقبولیت برخی از مواد قانون مزبور در دستگاه‌های قضایی به حدی است که گاهی قضات، شرکت‌های برق را به برچیدن این خطوط و یا به پرداخت خسارات سنگین محکوم می‌کند.

نتیجه‌گیری و پیشنهادها

نتیجه‌گیری

۱. عملکرد کمّی

از آنجایی که عرضه انرژی برق به تقاضای مصرف آن ارتباط دارد لذا تأسیسات برق باید همواره توان تولید، انتقال و توزیع برق را با توجه به تقاضا داشته باشند.

گرچه به‌نظر می‌رسد که عملکرد وزارت نیرو در این مورد به‌ویژه در نصب نیروگاه‌ها و ایجاد تأسیسات انتقال مناسب بوده ولی ظرفیت‌های ایجاد شده در مواقع بحرانی از نظر گرمای زیاد در تابستان و کمبود منابع آبی کافی نیست. علاوه‌بر آن ظرفیت شبکه‌های توزیع هم در مواقع گرم توان

تأمین برق را ندارند. بالاخره در برخی موارد به‌ویژه در ماه‌های سرد کمبود سوخت به‌ویژه گاز طبیعی تأمین برق را با مشکل مواجه می‌سازد.

۲. عملکرد کیفی

تلفات بالای شبکه‌های توزیع که بخشی از آن هم به استفاده غیرمجاز ارتباط دارد از یک طرف و راندمان پایین نیروگاه‌های حرارتی از طرف دیگر همچنان گریبانگیر وزارت نیرو است. با توجه به مصوبه های مجلس شورای اسلامی و اختصاص اعتبارات لازم برای این دو مورد وزارت نیرو برنامه هایی را در دست اقدام دارد، ولی باید توجه داشت که نگرش وزارت در نحوه تأمین برق مشترکین با ولتاژهای مختلف باید متناسب با موضوع باشد. به‌ویژه اینکه در تأمین برق مشترکین در ولتاژهای توزیع دیدگاه‌های مهندسی کمتر به‌کار گرفته می‌شود.

۳. خصوصی‌سازی صنعت برق

از آنجایی‌که صنعت برق یکی از سرمایه برترین صنایع در دنیا شناخته شده لذا یکی از راهکارهای دولت‌ها برای برون‌رفت از مشکلات تأمین منابع مالی صنعت برق، خصوصی‌سازی آن است. بنابراین در ایران نیز خصوصی‌سازی در تولید و توزیع نیرو در برنامه وزارت نیرو قرار دارد.

در پایان سال ۱۳۸۸ حدود ۸/۹ درصد از قدرت نصب شده و ۸/۲ درصد از تولید انرژی برق در اختیار بخش خصوصی و عمومی بوده است. شرکت‌های توزیع نیرو نیز براساس قوانین مربوطه مستقل از شرکت‌های برق منطقه‌ای ولی تحت نظر شرکت توانیر می‌کوشند که در راه خصوصی‌سازی گام بردارند. علاوه‌بر آن پنج نیروگاه دولتی به بخش خصوصی و عمومی واگذار شده و ارزیابی تعدادی از نیروگاه‌ها هم برای واگذاری در دست اقدام است تا توسط سازمان خصوصی و از طریق مزایده به بخش خصوصی یا عمومی واگذار شود.

۴. ساختار تعرفه‌ها

تا پایان سال ۱۳۸۸ و حتی در هشت‌ماهه اول سال ۱۳۸۹ ساختار تعرفه ها به‌نحوی بوده که عملاً هیچ‌گونه تأمین منابع مالی برای صنعت برق از محل فروش حاصل نمی‌شود. در صورت اجرای طرح هدفمند کردن یارانه‌ها از اول آذرماه سال ۱۳۸۹، به‌نظر می‌رسد که متوسط فروش برق در چهار ماهه باقیمانده سال ۱۳۸۹ حدود ۲/۵ برابر قیمت فروش سال ۱۳۸۸ شود. از آنجایی که ساختار تعرفه حتی با توجه به طرح هدفمند کردن یارانه‌ها همچنان یارانه‌ای است به نحوی که قسمت اعظم مصرف‌کنندگان از تعرفه‌های مخفف استفاده خواهند کرد ولی تعرفه سایر مصرف‌کنندگانی که از حد معینی بیشتر مصرف کنند ممکن است از حد قیمت تمام شده با نرخ سوخت FOB خلیج فارس فراتر رود به‌نظر می‌رسد تعرفه‌ها باز هم با پله‌های مصرف زیاد درحال

طراحی است که احتمالاً این نوع ساختار تعرفه عملاً از موفقیت چندانی برخوردار نخواهد بود. به‌ویژه اینکه با توجه به مصاحبه‌ها و گفته‌ها شاید طراحی نرخ از اول سال ۱۳۹۰ و برای تابستان و ماه‌های گرم تغییر یابد.

۵. وضعیت مالی صنعت برق

به‌علت ساختار یارانه‌ای تعرفه‌ها و عدم افزایش نرخ برق، ظرفیت ٦ سال گذشته (۱۳۸٤-۱۳۸۹) تأمین منابع مالی صنعت برق از محل فروش انرژی برق امکانپذیر نبوده است. به ویژه اینکه منابع حاصل از فروش برق درحال حاضر حتی هزینه‌های جاری دستگاه اجرایی مربوط هم تأمین نخواهد کرد. لذا همواره وزارت نیرو به منابعی که به طرق مختلف و از طریق دولت دریافت می‌دارد خود را سر پا نگه داشته است، ولی با توجه به مطالبات بسیار زیاد پیمانکاران از یک طرف و عدم توان تأمین منابع مالی صنعت برق توسط دولت از طرف دیگر می‌توان گفت وضعیت مالی صنعت برق کشور بسیار ضعیف است و در بحران قرار دارد.

پیشنهادها

۱. همان‌طوری که در نتیجه‌گیری بیان شده وضعیت مالی صنعت برق در وضعیت بحرانی قرار داد و برای بهبود آن با اتخاذ راه‌حل‌های فوری و کوتاه‌مدت نمی‌توان این صنعت را از مشکلات موجود رها کرد. لذا پیشنهاد می‌شود مطالعه، بررسی و تهیه طرح مالی جامع که بتواند برق را از حالت فعلی نجات دهد هرچه زودتر انجام گیرد.

۲. پیشنهاد می‌شود با اجرایی شدن قانون هدفمند کردن یارانه‌ها، طراحی نرخ‌های برق از حالت یارانه‌ای و ایجاد پله‌های زیاد مصرف خارج شود و با توجه به پرداخت یارانه مستقیم که به‌نظر می‌رسد هزینه‌های برق اقشار کم‌مصرف (دهک‌های پایین جامعه) را بپوشاند، تعرفه‌ها علمی و اقتصادی طراحی شود.

۳. با تهیه طرح جامع مالی صنعت برق و فکر ایجاد این صنعت با مکانیسم عرضه و تقاضا و تعادل در هزینه و فایده می‌توان امیدوار بود که بخش خصوصی را بتوان در این صنعت جلب کرد.

٤. ملاحظه سهامداران و سرمایه‌گذاران خصوصی فعلی صنعت برق نشان می‌دهد که بخش خصوصی واقعی به‌خاطر مشکلات مالی و عدم ثبات اقتصادی در این صنعت هنوز قدم در بخش برق نگذاشته‌اند.

۵. پیشنهاد می‌شود که برای کاهش تلفات شبکه‌های توزیع طرح‌های جامع کلی و یا استانی برای هر شرکت توزیع تهیه شود تا بخش توزیع هم با روشی مهندسی و علمی با مسئله کاهش تلفات برخورد کند.

٦. از آنجایی که وزارت نیرو موظف شده که هرساله یک درصد به متوسط راندمان نیروگاه‌ها اضافه کند لذا این مهم با تبدیل نیروگاه‌های گازی به چرخه ترکیبی میسر است. لذا توجه وزارت نیرو باید بیشتر به نیروگاه‌هایی که قابلیت تبدیل به چرخه ترکیبی دارند جلب شود.

منابع و مآخذ

۱. گزارش‌های آماری صنعت برق ایران در سال‌های مختلف.
۲. اطلاعات منتشره از طریق سایت‌های معاونت‌های وزارت نیرو، توانیر و شرکت‌های برق منطقه‌ای.
۳. گردآوری اطلاعات و گزارش‌های واصله از معاونت‌ها و دفاتر سازمان توانیر شامل:
- معاونت برنامه‌ریزی،
- دفتر مطالعات اقتصادی و تعرفه،
- دفتر بودجه و نظارت مالی.
۴. اطلاعات واصله از شرکت مدیریت شبکه برق ایران.
۵. ترازنامه‌های انرژی.
۶. گزارشات سازمان بین‌المللی انرژی.
۷. گزارشات شورای جهانی انرژی سال ۲۰۰۷.
۸. گزارشات وزارت نیرو و توانیر به کمیسیون انرژی و مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی.
۹. عملکرد بخش برق وزارت نیرو سال‌های ۱۳۸٤-۱۳۸٦، مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی.
۱۰. بهادری‌نژاد، مهدی. جایگاه انرژی خورشیدی در تأمین نیازهای انرژی کشور، ۱۳٦۹.

شناسنامه گزارش	شماره مسلسل: ۱۰۷۳۷

عنوان گزارش: ارزیابی وزارت نیرو در بخش برق در برنامه چهارم توسعه

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

تهیه و تدوین‌کنندگان: سیدمصطفی مقتدایی و همکاران

مدیر مطالعه: سیدمصطفی مقتدایی

ناظران علمی: محمدرضا محمدخانی، هوشنگ محمدی، هاشم خویی

متقاضی: معاونت پژوهشی

ویراستار تخصصی: ـــــ

ویراستار ادبی: ـــــ

واژه‌های کلیدی: ـــــ

تاریخ انتشار: ۱۳۹۰/۱/۱۷