



استخراج و تبیین قوانین و مقررات ذیربط برای تحقق مسئولیت‌های مشترک

و تدوین الزامات اقتصادی پایدارسازی تقاضا و عرضه برق

مدیر پروژه: مریم محمدی

واحد مجری: مرکز مطالعات سیاستگذاری و برنامه‌ریزی انرژی

پژوهشکده انرژی و محیط زیست

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

تدوین اسناد نظام‌های تعامل با سایر دستگاه‌های اجرایی برای
انجام مسئولیت‌های مشترک با هماهنگی استانداری‌ها در جهت
پایدارسازی عرضه و تقاضای برق

مدیر پروژه: **مریم محمدی**

گروه پژوهشی اقتصاد برق و انرژی برق و انرژی

همکاران پروژه: وحید قربانی پاشاکلایی؛ عاطفه خسروی؛ مهدی هفتانی؛ مریم کوشکباغی

واحد مجری: مرکز مطالعات سیاست‌گذاری و برنامه‌ریزی انرژی - پژوهشکده انرژی و محیط زیست

انتشارات پژوهشگاه نیرو

فروردین ۱۴۰۰

کد ثبت گزارش: NRI-ER-982-PPSPN01-00-F

DOL: 10.30503/nripress.2020.275

ایران. وزارت نیرو. پژوهشگاه نیرو. گروه پژوهشی اقتصاد برق و انرژی

گزارش نهایی/ مدیر پروژه: مریم محمدی. کارفرما: پژوهشگاه نیرو - مرتبط با موافقت نامه توانیر، ۱۴۰۰

ص: ۳۵۵. مصور، نمودار، جدول

۱. قربانی پاشاکلایی، وحید-خسروی، عاطفه-کوشکباغی، مریم-هفتانی، مهدی ۲. حیدری، کیومرث،

مدیر واحد مجری. ۳. نام مرکز: مطالعات سیاستگذاری و برنامه‌ریزی انرژی گروه اقتصاد. ۴.

مدیریت تقاضا



انتشارات پژوهشگاه نیرو

مرکز مطالعات سیاستگذاری و برنامه‌ریزی انرژی

کلیه حقوق معنوی اثر متعلق به پدیدآورندگان، کلیه حقوق مادی متعلق به نام پژوهشگاه نیرو و نشر مطالب در حدود متعارف، با ذکر منبع بلامانع است.

نشانی: تهران، شهرک غرب، انتهای بلوار شهید دادمان، پژوهشگاه نیرو، کدپستی: ۱۴۶۸۶۱۳۱۱۳

تلفن: ۸۸۰۷۹۴۰۱-۹

نمابر: ۸۸۰۷۸۲۹۶

وبگاه: www.nri.ac.ir

پست الکترونیک انتشارات: publications@nri.ac.ir

فرم تعهدنامه اصالت اثر

متعهد می‌شوم که مطالب مندرج در این گزارش حاصل کار پژوهشی اینجانب مریم محمدی، مدیر پروژه "تدوین اسناد نظام‌های تعامل با سایر دستگاه‌های اجرایی در جهت پایداری عرضه و تقاضای برق" و همکاران به شرح زیر است و دستاوردهای پژوهشی دیگران که در این پژوهش از آن‌ها استفاده شده است مطابق مقررات، مورد ارجاع قرار گرفته و در فهرست منابع ذکر گردیده است.

☐ گزارش حاصل انجام همه مراحل پروژه است.

☒ گزارش حاصل انجام ۳ مرحله از ۴ مرحله پروژه است.

همکاران :

۱. وحید قربانی پاشاکلایی

۲. عاطفه خسروی

۳. مهدی هفتانی

۴. مریم کوشکباغی

پیشگفتار

عدم تعادل عرضه و تقاضای برق در سال‌های اخیر به یکی از مشکلات اساسی کشور منجر گردیده که نتیجه آن خاموشی‌های منطقه‌ای در استان‌های مختلف بوده است. یکی از راه‌کارهای نرم خروج از بحران، استفاده از ظرفیت‌های تمامی دستگاه‌های اجرایی و استانی کشور در مدیریت تقاضا است. آگاهی استانداری‌ها و سایر دستگاه‌های اجرایی استانی و کشوری از این موضوع که برق و تامین برق مسئله‌ای است که با مسئولیت سایر دستگاه‌های اجرایی علاوه بر وزارت نیرو نیز گره‌خورده است، بسیار مهم است. لذا بخش اول از این گزارش بررسی ظرفیت قوانین و مقررات موجود به منظور ایجاد یک نظام حقوقی نرم با هدف توزیع مسئولیت مدیریت تقاضا و مصرف برق از وزارت نیرو به سایر دستگاه‌های اجرایی و استانی است. لذا با تقسیم‌بندی و بررسی قوانین و مقررات براساس جایگاه حاکمیت (قوای سه‌گانه و نهادهای انقلابی) و بخش خصوصی سعی در گردآوری مستندات قانونی و مقرراتی پشتیبان نظام‌نامه تعامل با دستگاه‌های اجرایی و بخش خصوصی به منظور مدیریت تقاضا و مصرف برق شده است. مفاد این قوانین و مقررات پشتوانه حقوقی نظام‌نامه را تقویت بخشیده و بی‌آنکه نیاز به تقنین و مقررات‌گذاری جدید باشد، تعهدات حقوقی و قانونی دستگاه‌های اجرایی را گوشزد می‌کند. لیکن به منظور جلب مشارکت بخش حاکمیتی و خصوصی نیاز به ارائه راه‌کارهای اجرایی جهت اجرای این تعهدات است. در ادامه با توجه به گسترده بودن مطالب، خلاصه مدیریتی مسائل مربوط به برق رسانی، اقتصاد خاموشی، تعرفه‌ها و الزامات اقتصادی پایدار سازی عرضه و تقاضا مورد بحث قرار خواهد گرفت.

سخن اول: اصول برق‌رسانی و اقتصاد برق رسانی

کالای برق یکی از مهمترین کالاهای حیاتی و بنیادین چرخه زندگی بشر به شمار رفته بطوریکه زندگی کردن بدون آن بسیار مشکل خواهد بود. در واقع صنعت برق‌رسانی در صورت همراه شدن با توسعه‌ی دیگر زیرساخت‌ها، مزایای فراوانی از قبیل اشتغال‌زایی، فراهم شدن ارتباطات، کیفیت بهتر آموزش و سلامت و در نهایت رشد و رفاه اقتصادی بیشتری را برای خانوار و بنگاه‌های منطقه‌ای هدف خواهد داشت. بنابراین با مدیریت هوشمندانه، توسعه‌نگر و به هم پیوسته صنعت برق، می‌توان در توسعه ملی نقش‌آفرینی افزونی داشت. اما با وجود سرمایه‌گذاری‌های کلان در حوزه برق، همچنان حداقل ۱/۶ میلیارد نفر از مردم جهان از دسترسی به برق محروم هستند. بدیهی است که جهت نیل به هدف دسترسی همگان به برق و از آن مهمتر، تداوم برق‌رسانی نیازمند رعایت سه اصل بنیادین زیر است:

- رعایت اقتصاد برق‌رسانی در کل زنجیره تامین برق
 - بهبود محیط کسب و کار و طراحی رابطه مناسب تنظیم‌گری
 - اجازه مشارکت بخش غیردولتی در امر برق‌رسانی به واسطه مشکلاتی چون کمبود بودجه دولت، افزایش کارایی و تخصیص‌گرایی^۱
- اقتصاد برق‌رسانی به معنای تامین برق با قید متعادل‌سازی و پایدارسازی مستمر جریان درآمد و هزینه تامین برق در دوره‌های زمانی کوتاه‌مدت، میان‌مدت و بلندمدت بوده که هزینه تامین برق شامل هزینه‌های حسابداری و آشکار بعلاوه هزینه‌های فرصت و پنهان بعلاوه هزینه‌های اجتماعی خواهد بود. چنانچه به هردلیلی اقتصاد برق‌رسانی مخدوش گردد، ادامه حیات این صنعت به خطر خواهد افتاد. بنابراین تلاش مستمر در راستای تامین برق با کمترین هزینه از طریق افزایش کارایی از یک طرف و همگرایی قیمت فروش برق به هزینه اجتماعی تمام شده‌اند؛ از طرف دیگر مساله بسیار مهمی در جهت ادامه حیات این صنعت خواهد بود. براساس گزارش ۲۰۲۰ بانک جهانی، کاهش هزینه بیشتر از واقعی شدن قیمت فروش برق روی متعادل‌سازی مستمر جریان درآمد و هزینه تامین آن

۱. براساس نظریه‌های اقتصاد دولت‌ها باید به امور حاکمیتی و مواردی که بخش خصوصی انگیزه ورود به آن بخش را ندارند، بپردازند.

در کشورهای در حال توسعه مورد مطالعه، تاثیر داشته است. چنانچه دولت‌ها به دلایل سیاسی یا اجتماعی شکاف بین قیمت فروش برق و هزینه اجتماعی تمام شده‌ها را در قالب یارانه زیاد کند، بایستی به شیوه مناسب دیگری این شکاف را پر کرده و جبران نماید. برق‌رسانی اقتصادی ناظر به محیط یارانه‌ای برق بوده که افزایش قیمت فروش برق تا سقف هزینه اجتماعی آن به عنوان محدودیت اجتماعی تلقی می‌گردد و بنابراین کاهش هزینه برق تنها گزینه ممکن خواهد بود. در این شرایط که امکان افزایش درآمد حاصل از فروش برق وجود نداشته باشد و کاهش هزینه، تنها گزینه ممکن برای رسیدن به هدف برق‌رسانی باشد، راه کارها و اصول زیر پیشنهاد می‌شود. به عبارت دیگر، مجموعه اقدامات کاهش هزینه در طول زنجیره عرضه برق در راستای اهداف برق‌رسانی اقتصادی، نیازمند الزامات و تعهداتی است که از آن به عنوان اصول برق‌رسانی اقتصادی یاد می‌شود.

- اصل ضرورت تغییر نگرش از خدمت بودن برق به کالا بودن آن
 - اصل ضرورت تغییر نگرش از کالای عمومی بودن برق به کالای خصوصی بودن آن
 - اصل ضرورت لحاظ هزینه فرصت و اثرات خارجی منفی در هزینه تمام شده برق
 - اصل پیاده‌سازی سازوکارهای انگیزشی - تشویقی در کل زنجیره عرضه برق
 - اصل جداسازی ساختار، سازمان، مسئولیت‌ها و حسابداری در صنعت برق
 - اصل الزام شفافیت در فعالیت‌ها، امور مالی و حسابداری کلیه فعالان صنعت برق
 - اصل ایجاد و توسعه رقابت در کل زنجیره عرضه برق
 - اصل پیاده‌سازی نظام تنظیم مقررات (از جمله قیمت‌گذاری) صنعت برق مبتنی بر عملکرد و بهره‌وری
- از طرف دیگر، اقتصاد برق‌رسانی به معنای تامین برق با قید متعادل سازی و پایدارسازی درآمد و هزینه تامین برق در دوره‌های زمانی کوتاه‌مدت، میان مدت و بلندمدت می‌باشد. به این مفهوم که برای پاسخ به سوالات بند بالا، آوردن ملاحظات سیاسی و اجتماعی در تحلیل هزینه-فایده همانند آوردن درآمد مستقیم تامین برق مصرفی مشترکین اهمیت دارد و در تابع سود کارگزار برق‌رسانی (دولت) آورده می‌شود. بر خلاف بنگاه که تنها هدف افزایش سود را دنبال می‌کند و از آنجا که درآمد به نسبت ثابتی دارد تمام تمرکز خود را بر حداقل کردن هزینه‌های بنگاه می‌گذارد و منحنی منفعت اجتماعی در محاسباتش جایگاهی ندارد. به منظور نیل به اهداف اقتصاد برق‌رسانی لازم است، علاوه بر اصول برق‌رسانی اقتصادی، اصول (الزامات و تعهدات) زیر نیز پذیرفته و اجرا شود:
- اصل ضرورت حفظ تعادل درآمد - هزینه در کل زنجیره عرضه برق حداقل در بلندمدت: ممکن است در کوتاه‌مدت و حتی در میان مدت یک بنگاه فعال در زنجیره عرضه برق، عدم تعادل و ناترازی در جریان درآمد-هزینه را تحمل کند و زنده بماند و این پدیده به عنوان بخشی از ماهیت کسب و کار باشد، اما هرگونه ناترازی در جریان درآمد-هزینه در بلندمدت، توسط هیچ بنگاه منطقی قابل پذیرش نیست، چرا که در غیر اینصورت زنده نخواهد ماند.
 - اصل آزادسازی قیمت‌ها: برای حفظ تعادل درآمد و هزینه در کل زنجیره عرضه برق، لازم است که قیمت کالای برق و خدمات انتقال، توزیع و جانبی برق آزادسازی شده و متناسب با هزینه تمام شده کالا و خدمات برق انعطاف داشته باشند.

سخن دوم: اصول متوازن سازی مصرف برق

- متوازن سازی مصرف برق در یک تفسیر می‌تواند بخشی از اصول اقتصاد برق‌رسانی و برق‌رسانی اقتصادی باشد و در تفسیر دیگر، می‌تواند به این معنی باشد که مازاد عرضه و تقاضا را چگونه باید مدیریت کرد؟. به عبارت دیگر، متوازن سازی مصرف برق براساس ارزش‌های اقتصادی به این معنی باشد که اعمال خاموشی براساس اولویت‌بندی (مستقیم و غیرمستقیم) اقتصادی، اجتماعی-مدیریتی، سیاسی-امنیتی و فرهنگی در شرایط مازاد تقاضا و استفاده اقتصادی و بهینه از ظرفیت مازاد در شرایط مازاد عرضه صورت بگیرد. به عنوان مثال روش‌های زیر جهت متوازن سازی مصرف برق می‌توانند مطرح باشند:
- تامین ظرفیت (احداث نیروگاه و شبکه) به اندازه حداکثر نیازمصرف

- مدیریت مصرف برق و پیک سایه برق
 - راه‌اندازی بازار خاموشی
 - تامین برق مشترکین بصورت جزیره ای یا اتصال به شبکه
- ذکر این نکته مهم است که اقتصاد برقرسانی و برقرسانی اقتصادی در معنی عام بدان مفهوم است که در همه موارد از جمله در مبحث متوازن سازی مصرف برق با ارزش اقتصادی و اجتماعی تولید برق، باید آنها را رعایت کرد. بنابراین نکته، موارد زیر به عنوان اصول متوازن سازی مصرف برق پیشنهاد می‌گردد:
- اصول و راه‌کارهای فنی متعادل سازی عرضه و تقاضای برق: اصول و راه‌کارهای فنی متعادل سازی عرضه و تقاضا به ویژه در حالت مازاد تقاضا، صرفاً به عنوان یک قید در راستای حفظ پایداری و امنیت عرضه عمل می‌کند. از جمله راه‌کارهای فنی متعادل سازی بین تولید و مصرف برق می‌توان به ذخیره سازی برق اشاره کرد.
 - اصول و راه‌کارهای اقتصادی متعادل سازی عرضه و تقاضای برق: اصول و راه‌کارهای اقتصادی متعادل سازی عرضه و تقاضای برق به ویژه در حالت مازاد تقاضا، به الزاماتی اشاره دارند که تمامی راه‌کارهای در راستای متعادل سازی عرضه و تقاضای برق، اولاً دارای توجیه اقتصادی باشد و ثانیاً ابزارهای مورد استفاده اقتصادی باشند و ثالثاً روح اقتصادی بر سایر ابزارهای مورد استفاده نیز حاکم باشد.
 - لحاظ ارزش حسابداری، اقتصادی و اجتماعی برق در برقرسانی: برای محاسبه هزینه تمام شده برق (در کل زنجیره عرضه شامل تولید، انتقال و توزیع)، لازم است جنبه‌های زیر مورد توجه قرار گیرد:
 ۱. ارزش حسابداری برق که به معنای محاسبه هزینه تامین برق براساس هزینه‌های آشکار و مستقیم می‌باشد.
 ۲. ارزش اقتصادی برق که به معنای محاسبه هزینه تامین برق براساس هزینه‌های آشکار و پنهان (هزینه فرصت) یا منحنی منفعت خصوصی مشتریان (که بیانگر تمایل به پرداخت آنهاست) می‌باشد.
 ۳. ارزش اجتماعی برق که به معنای محاسبه هزینه تامین برق براساس هزینه‌های آشکار و پنهان (ناشی از آثار خارجی منفی و مثبت) یا منحنی منفعت اجتماعی جامعه (که بیانگر تمایل به پرداخت جامعه و دولت است) می‌باشد.
 - خاموشی مشترکین براساس معیارهای اقتصادی: نکته مهم در متوازن سازی عرضه و تقاضا، به ویژه زمانی که مازاد تقاضا وجود داشته و چاره‌ای جز اعمال خاموشی نیست، این است که خاموشی می‌بایست براساس یک معیاری انجام شود که از نظر مشترکین به عدالت نزدیک‌تر باشد. بر این اساس در ادامه، چند معیار جهت اعمال خاموشی پیشنهاد شده است:
 ۱. اولویت خاموشی مشترکینی که هزینه تامین برق آنها از هزینه تمام شده برق بیشتر است.
 ۲. اولویت خاموشی مشترکینی که دارای ارزش افزوده پایین‌تری هستند (در بلندمدت و با لحاظ اثرات مستقیم و غیرمستقیم)
 ۳. لحاظ روش‌های قیمت گذاری در متعادل سازی عرضه و تقاضای برق مثل:
 ۴. قیمت گذاری رمزی هوشمند: در این روش جهت متوازن سازی عرضه و تقاضای برق از سازوکار قیمت گذاری رمزی که مبتنی بر کشش قیمتی تقاضای مشترکین است، استفاده می‌شود. بدین صورت که مشترکین دارای کشش قیمتی بالاتر رشد قیمتی کمتر و مشترکین دارای کشش قیمتی پایین‌تر رشد قیمتی بالاتری خواهند داشت.
 ۵. استفاده از سیاست‌های تبعیض قیمت و یارانه متقاطع: سیاست تبعیض قیمت برق (درجه ۳) می‌تواند براساس استان، بخش اقتصادی، گروه خاص یا ایام و ساعات خاص صورت بگیرد. سیاست یارانه متقاطع، بر اساس سازوکار انگیزشی مبتنی بر بهبود یک رفتار به سمت رفتار بهینه و هدف گذاری شده بنا نهاده شده است. بطوریکه، گروه دارای عملکرد پایین‌تر از متوسط به سمت هدف، حرکت خواهند کرد.

۶. بهره‌گیری از قیمت‌های بلوکی و یا پلکانی: در این روش باید تعرفه به صورت افزایشی باشد بدین صورت که با افزایش مصرف برق، قیمت نیز افزایش پیدا می‌کند. در توجیه این روش باید گفت که برای صرفه‌جویی در مصرف و جلوگیری از فشار بر شبکه و نیروگاه، نیاز به افزایش قیمت انرژی همراه با افزایش مصرف می‌باشد. با توجه به تجدیدنپذیر بودن منابع مورد استفاده و همچنین آثار خارجی ناشی از مصرف انرژی همچون آلودگی ناشی از مصرف، افزایش دمای کره زمین و ... این روش می‌تواند مؤثر واقع شود.

- سایر اصول و راه‌کارهای متعادل‌سازی عرضه و تقاضای برق: هزینه خاموشی برق به نوع استفاده (واسطه‌ای یا نهایی)، شرایط آب و هوایی، زمان وقوع خاموشی (فصل، ماه، هفته، روز) طول مدت و تعداد وقوع خاموشی، اعلام یا عدم اعلام قبلی و عوامل اجتماعی، سیاسی و فرهنگی بستگی دارد. با توجه به اینکه خاموشی مشترکین تصویر وارونه‌ای برقرسانی به مشترکین است، بنابراین لازم است در مورد خاموشی مشترکین نیز باید ملاحظات مشابهی صورت بگیرد و صرفاً بیشتر شدن هزینه‌های آشکار بر مزایای آشکار، ملاک خاموشی قرار نگیرد و عواید غیر مستقیم برق که در صورت خاموشی قطع می‌شوند و نارضایتی‌های اجتماعی که در پی دارد به علاوه ملاحظات درمانی (مثل برق بیمارستان‌ها) و مواردی از این قبیل هم در نظر گرفته شوند. به عبارت دیگر، در برقرسانی به مشترکین (یا خاموشی مشترکین)، علاوه بر شاخص‌های اولویت‌بندی از جنبه‌های اقتصادی، به ملاک‌ها و شاخص‌های اولویت‌بندی از منظر اجتماعی-مدیریتی، سیاسی-امنیتی و فرهنگی نیز توجه کرد.

۱. اصول و راه‌کارهای فرهنگی (سازمان‌های ذیربط): همانطور که گفته شد، جهت متعادل‌سازی عرضه و تقاضا در حالت مازاد تقاضا برای اعمال خاموشی، علاوه بر لحاظ عوامل اقتصادی بایستی به جنبه‌های دیگری مثل جنبه فرهنگی نیز توجه کرد، بطوریکه مشترکینی که کمترین تنش فرهنگی (شامل مذهبی، علمی، ارزش‌ها و ...) را ایجاد کنند (در بلندمدت و با لحاظ اثرات مستقیم و غیرمستقیم) در اولویت خاموشی قرار بگیرند.

۲. اصول و راه‌کارهای اجتماعی - مدیریتی مصرف برق (سازمان‌های ذیربط): همچنین جهت متعادل‌سازی عرضه و تقاضا در حالت مازاد تقاضا برای اعمال خاموشی، علاوه بر لحاظ عوامل اقتصادی و فرهنگی، می‌بایست به جنبه‌های دیگری مثل جنبه اجتماعی - مدیریتی نیز توجه کرد، بطوریکه مشترکینی که کمترین تنش اجتماعی - مدیریتی (شامل بیشترین توافق و تعامل بین سازمان‌های مختلف، دزدی، بیکاری و ...) را ایجاد کنند (در بلندمدت و با لحاظ اثرات مستقیم و غیرمستقیم) در اولویت خاموشی قرار بگیرند.

یکی از نکات مهم در سنجش آثار اقتصادی برق، هزینه‌هایی است که نبود برق بر مشترکین وارد می‌کند؛ این هزینه‌ها از جنبه اقتصادی مشتمل بر دو دسته می‌شوند؛ یکی هزینه‌های مستقیم ناشی از خاموشی و دیگری هزینه‌های غیر مستقیم ناشی از خاموشی (هزینه فرصت).

سخن سوم: چالش‌های برق‌رسانی

هرچند در فرآیند برق‌رسانی در محیط یارانه‌ای، چالش‌های زیر مطرح هستند:

- هزینه فرصت بالایی اعطای یارانه برق
- میزان کارایی یارانه برق
- تلفات زیاد برق‌رسانی
- هزینه غیرقابل اجتناب^۱ تکنولوژی‌های موجود

¹ Sunk cost

اما می‌توان چالش‌های پیش روی صنعت برق‌رسانی را (فارغ از محیط یارانه‌ای) از نظر بازه زمانی به سه دسته چالش‌های کوتاه‌مدت (زیر یکسال)، میان‌مدت (بین یکسال تا دو سال) و بلندمدت (بیشتر از دو سال) تقسیم کرد.

- چالش برق‌رسانی در کوتاه‌مدت (زیر یکسال): در کوتاه‌مدت با توجه قید زمان، عمدتاً دو چالش زیر مطرح است:

○ متعادل سازی عرضه و تقاضا با قید ظرفیت موجود و اشباع برنامه کوتاه مدت پیک‌سای

○ برقرسانی به عنوان چالش کنش جمعی

با توجه به اینکه در کوتاه مدت امکان تدارک ظرفیت وجود ندارد، به ناچار روش‌های اقتصاد رفتاری و مدیریت مصرف جهت پیک سایی مناسب خواهند بود که با توجه به اشباع پذیری پتانسیل این روش‌ها پس از چند سال، این مساله به عنوان یک چالش می‌تواند مطرح باشد. روش‌های اقتصاد رفتاری و مدیریت مصرف برق نیاز به تعامل گسترده با سازمان‌ها و نهادها دارد که در صورت عدم تعریف منافع و اقدام مشترک، این روش با چالش جدی مواجه خواهد شد.

- چالش برق‌رسانی در میان‌مدت (بین یکسال تا دو سال): با توجه به اینکه میان مدت، حد فاصل بین انتخاب ابزار کوتاه مدت یا بلندمدت جهت پیک سایی است فلذا ممکن است هر گونه موفقیت در برنامه پیک سایی برق با استفاده از ابزارهای کوتاه‌مدت ممکن است تصمیم گیر و سیاست‌گذار را از انتخاب ابزارهای بلندمدت دور کند و برعکس. این نکته می‌تواند به عنوان یک چالش مطرح باشد.

- چالش برق‌رسانی در بلندمدت (بالای دو سال): با توجه به ماهیت بلندمدت که همه عوامل تولید متغیر هستند، عمدتاً چالش‌های زیر مطرح هستند:

○ متعادل سازی عرضه و تقاضا با توجه به احداث ظرفیت جدید، برنامه‌های بلندمدت پیک‌سای و جایگزینی برق

○ برقرسانی به عنوان چالش کنش جمعی

○ نااطمینانی در تامین و قیمت سوخت

چالش ادامه تصمیم غیراقتصادی به دلیل هزینه‌های غیرقابل برگشت: با عنایت به اینکه در بلندمدت، جهت برقرسانی اقدام به تدارک ظرفیت تولید و انتقال و توزیع برق می‌شود که ماحصل یک تصمیم‌گیری اقتصادی از منظر سرمایه‌گذار خصوصی بوده است. ممکن است سرمایه‌گذار خصوصی با توجه به شرایط کلان اقتصادی (نااطمینانی در قیمت و تامین سوخت، افزایش نرخ ارز، تورم و بهره) و همچنین صنعت برق، تصمیم به سرمایه‌گذاری بیش از حد (افزایش هزینه تمام شده برق و افزایش ناکارایی) در یک مقطعی و یا تصمیم به سرمایه‌گذاری کمتر از حد (و خاموشی ناشی از آن) در یک مقطع دیگر بکند که موسوم به سیکل‌های سرمایه‌گذاری هستند. بنابراین سیکل‌های سرمایه‌گذاری و ناکارایی ناشی از آن از چالش‌های عمده برقرسانی در بلندمدت هستند.

چالش عدم مترپذیری ارزیابی‌ها جهت برقرسانی از جنبه‌های مختلف: با پذیرش اصول شش‌گانه اقتصاد برق‌رسانی فوق‌الذکر، نکته و اصل دیگری مطرح می‌شود مبنی بر اینکه چگونه اصول فوق را باید سنجید و اندازه گرفت تا بواسطه آن قضاوت و تصمیم‌گیری شود. مساله بعدی این است که ملاک و شاخص‌های اولویت‌بندی در برقرسانی به مشترکین (به عبارت دیگر ملاک اولویت‌بندی در خاموشی مشترکین)، از جنبه‌های مختلف اقتصادی، اجتماعی-مدیریتی، سیاسی-امنیتی و فرهنگی چیست و چگونه ارزیابی می‌شود.

نکته قابل توجه دیگر، در اولویت‌بندی برقرسانی به مشترکین از جنبه‌های مختلف این است که اثرات مستقیم و غیرمستقیم آن بعد یا جنبه ارزیابی گردد. به عنوان مثال، در جنبه اقتصادی، اثرگذاری مستقیم این است که با برقرسانی به یک مشترک، چه منفعتی (ارزش افزوده‌ای، رفاه، مطلوبیت، رضایت فردی و اجتماعی، امنیت فردی و اجتماعی، پایداری فرهنگی فردی و اجتماعی) برای آن مشترک ایجاد خواهد شد، در حالیکه در اثرگذاری غیرمستقیم، منفعت برقرسانی به یک مشترک، بر روی سایر مشترکین و سایر بخش‌ها هم ارزیابی می‌گردد. عکس تحلیل فوق نیز در خصوص خاموشی‌های قابل بحث است. در جنبه اجتماعی-مدیریتی، اثرگذاری مستقیم این است که با برقرسانی به یک مشترک، چه منفعتی (رضایت فردی) برای آن مشترک ایجاد خواهد شد، در حالیکه در اثرگذاری غیرمستقیم،

منفعت برقرسانی به یک مشترک، بر روی سایر مشترکین و سایر بخش‌ها (رضایت اجتماعی) هم ارزیابی می‌گردد. عکس تحلیل فوق نیز در خصوص خاموشی‌های قابل بحث است. در جنبه سیاسی-امنیتی، اثرگذاری مستقیم این است که با برقرسانی به یک مشترک، چه منفعتی (امنیت فردی) برای آن مشترک ایجاد خواهد شد، در حالیکه در اثرگذاری غیرمستقیم، منفعت برقرسانی به یک مشترک، بر روی سایر مشترکین و سایر بخش‌ها (امنیت اجتماعی) هم ارزیابی می‌گردد. عکس تحلیل فوق نیز در خصوص خاموشی‌های قابل بحث است. در جنبه فرهنگی، اثرگذاری مستقیم این است که با برقرسانی به یک مشترک، چه منفعتی (پایداری فرهنگی فردی) برای آن مشترک ایجاد خواهد شد، در حالیکه در اثرگذاری غیرمستقیم، منفعت برقرسانی به یک مشترک، بر روی سایر مشترکین و سایر بخش‌ها (پایداری فرهنگی اجتماعی) هم ارزیابی می‌گردد. عکس تحلیل فوق نیز در خصوص خاموشی‌های قابل بحث است. با فرض اینکه هزینه (آشکار، پنهان و اثرات خارجی منفی) برقرسانی قابل اندازه‌گیری و مترپذیر باشد، منفعت اقتصادی، براساس ارزش افزوده‌ای یا مطلوبیتی که برقرسانی ایجاد می‌کند، مترپذیر بوده و هر مشترکی که نسبت منفعت (سرجمع مستقیم و غیرمستقیم) به هزینه (آشکار، پنهان و اثرات خارجی منفی) نسبی بالاتری داشته باشد، در اولویت برقرسانی قرار می‌گیرد. اما متأسفانه منفعت برقرسانی از جنبه‌های اجتماعی - مدیریتی (مثلاً نارضایتی)، فرهنگی - مذهبی (کاهش مطالعه) و سیاسی - امنیتی (دزدی) قابل اندازه‌گیری نیست تا با مقایسه هزینه برقرسانی در خصوص اولویت‌بندی برقرسانی از نظر جنبه‌های، جنبه‌های اجتماعی - مدیریتی، فرهنگی - مذهبی و سیاسی - امنیتی بتوان تصمیم گرفت.

سخن چهارم: اقتصاد خاموشی

خاموشی عبارت است از هرگونه نوسان در ولتاژ، افت فرکانس و به طور کلی هر گونه نوسان در سیستم برق که آن را از حالت استاندارد تعریف شده خارج کند خاموشی نام دارد. شناخت علت کمبود برق در طراحی سیاست‌های مورد نیاز به منظور مقابله با مشکل قطعی برق، حیاتی است. سه عامل اصلی در وقوع خاموشی نقش دارند: ۱- کمبود انرژی اولیه ۲- از دست رفتن ظرفیت تولید ۳- رشد تقاضای بار. این سه عامل خود تحت تاثیر چهار عامل اصلی: عوامل خارجی، عوامل فنی، عوامل سرمایه‌گذاری و عوامل مدیریت شبکه قرار می‌گیرند. در عوامل مربوط به مدیریت شبکه علاوه بر جریان صحیح و دقیق اطلاعات و همچنین اپراتوری صحیح و توازن تولید و مصرف عوامل دیگری چون نامناسب بودن مدیریت در شرایط پیک مصرف، عدم پایشگری دقیق شرایط موجود، عدم تدوین دقیق سناریوهای خاموشی، عدم یکپارچگی مدیریت واحد که اخذ تصمیم در این حیطه نیازمند اطلاعات دقیق و کاربردی، شناخت جامعه هدف و کارشناسی و نظارت گسترده در تمامی ابعاد برای مشترکین خانگی و صنعتی نقش دارند که برای مدیریت دقیق این عوامل وزارت نیرو نیازمند همکاری سازمان‌ها و ارگان‌های مربوط در قالب نظام تعامل می‌باشد.

در حالت کلی خاموشی به دو دسته برنامه‌ریزی شده و برنامه‌ریزی نشده تقسیم می‌شود. خاموشی برنامه‌ریزی شده یکی از راهکارهای کنترل و کاهش مصرف برق در یک بازار نامتعادل است. اهمیت توجه و بررسی دقیق در خاموشی برنامه‌ریزی شده برای کاهش تقاضای بار به تجربه ایتالیا در استفاده از این نوع خاموشی برای مدیریت تقاضای پیک برمی‌گردد. در شرایطی که رشد تقاضای بار در این کشور بسیار بالا بود، تصمیم به اعمال خاموشی برنامه‌ریزی شده برای کاهش تقاضای پیک گرفته شد اما از آنجا که در تبیین سناریوهای خاموشی دقت لازم صورت نگرفته بود استفاده از سناریوهای خاموشی نتوانست تقاضا بار را به میزان لازم کاهش دهد، در نتیجه برق مناطق تصادفاً و بدون هشدار، به صورت گسترده قطع می‌شد و این قطع برق مشترکین صنعتی به صورت متناوب و بدون هشدار و اطلاع قبلی را به دنبال داشت. عدم برنامه‌ریزی صحیح منجر به بروز مشکلات متعدد و وضعیت غیر عادی و دلسردی برای سرمایه‌گذاری جدید گردید.

در ادبیات اقتصاد خاموشی به زیان ناشی از خاموشی، هزینه خاموشی گفته می‌شود. سناریوهای خاموشی، دارای ابعاد هزینه ای متفاوتی برای مشترکین هستند که برای اجرای آنها در سطح هر استان با توجه به شرایط فنی شبکه، فرهنگ مصرف باید سناریوی برتر در هر حوزه شناسایی گردد که برای این امر، اقتصاد خاموشی چهار رویکرد را پیشنهاد می‌دهد. این چهار رویکرد شامل: ۱- رویکر مبتنی بر

بازار ۲- رویکرد های مبتنی ترجیحات بیان شده ۳- رویکرد مبتنی بر تابع تولید ۴- مطالعه موردی است. بررسی سناریوی خاموشی به وسیله هر رویکرد نیازمند همکاری بین نهادها و ستادهای اجرایی است.

یک نمونه مهم از سناریوهای خاموشی تشکیل بازار خاموشی در دو سطح بازار خاموشی در بخش صنعت و بازار خاموشی در بخش خانگی است که در سایر کشورها نیز مورد بررسی قرار گرفته است. در تشکیل بازار خاموشی در بخش صنعت، کشورهای مختلف به دو صورت عمل کرده‌اند، برخی از کشورهای از جمله نروژ، ونزوئلا و آمریکا از طرح بازفروش دیماند برق صنایع استفاده کرده‌اند این طرح در واقع تشکیل بازار خاموشی بین دولت و صنعت است و بر اساس آن صنایعی که دارای قرارداد بلند مدت و ثابت خرید هستند دیماند خود را با نرخ بازار به شرکت توزیع فروخته و خاموشی اجباری را بر خود تحمیل می کنند اما از آنجایی که این بازخرید دیماند با نرخ بازار (توافقی) است از تحمیل خاموشی نه تنها متحمل زیان نمی شوند بلکه سود نیز می‌برند. اما طرح دوم بازار خاموشی در بین صنایع است. در اجرای این طرح برق صنایع سهمیه‌بندی برق می‌شود و صنایعی که توان کاهش مصرف برق خود را دارند می‌توانند باقی مانده سهمیه را به سایر صنایع بفروشند این امر منجر به افزایش بهره‌وری و کاهش شدت برق در صنایع شده اما برای اجرای دقیق این طرح، در سهمیه‌بندی باید به صنایع مادر و کلیدی، کشش قیمتی صنایع، روابط پسین و پیشین بین صنایع توجه شود. استخراج این موارد در رویکرد مبتنی بر تابع و توسط ماتریس داده ستانده استانی صورت می‌گیرد. لذا اجرای این طرح و تدوین جدول داده ستانده نیازمند همکاری همه جانبه سایر سازمان‌ها از جمله استانداری، سازمان شهرک‌های صنعتی، مرکز آمار با وزارت نیرو است.

طرح تشکیل بازار خاموشی در بخش خانگی برگرفته از طرحی است که در شهر ریاض، مورد بررسی قرار گرفت. بر اساس این طرح تمایل به دریافت یا پرداخت خانوارها در گروه‌های درآمدی مختلف برای قطعی برق بین ساعات ۱۱ تا ۱۳ مورد بررسی قرار گرفته است. در این بررسی خانوارها بر اساس درآمد به گروه‌هایی با درآمد بالا و پایین تقسیم‌بندی شده‌اند. خانوارهای با درآمد بالا، تمایل به پرداخت در ازا عدم قطع برق و در خانوارهای با درآمد پایین، تمایل به دریافت در ازا قطع برق را بروز دادند. با توجه به نتیجه پژوهش صورت گرفته در شهر ریاض پیشنهاد می‌شود ابتدا واکنش اجتماعی خانوارهای ایرانی در مورد قطع برق، میزان آشنایی آنها با مشکلات صنعت برق مورد بررسی قرار گرفته و پس از آن با دهک‌بندی خانوارها بر اساس درآمد، تمایل به پرداخت و دریافت آنان مورد ارزیابی قرار گیرد و در پایان با تشکیل بازار بین این دو سطح از خانوار، بازار خاموشی در بخش خانگی شکل گیرد.

سخن پنجم: اصول طراحی تعرفه و مدیریت تقاضای برق

یک طراحی و ساختار رضایت‌بخش تعرفه از این جهت حایز اهمیت است که هم منجر به ارتقای کاربری کوتاه مدت سیستم می‌شود و هم از سویی دیگر راهنمای پاسخگویی تقاضا به شکلی کارا در بلندمدت است. علت این امر آن است که تعرفه‌های معقول حاوی اطلاعاتی در خصوص مسئولیت‌پذیری طرف‌های ذی‌نفع در قبال هزینه‌های تامین و عرضه برق است. هزینه‌های مربوط به تامین و عرضه برق باید در بازارهای کالا و خدمات به رسمیت شناخته شود. لذا طراحی تعرفه‌ها هم در بازارهای آزادسازی شده و هم بازارهای تنظیم مقررات شده سنتی حایز اهمیت است.

به صورت نظری، طراحی تعرفه‌های برق باید دو هدف کلی زیر را تامین نماید:

- اولین هدف این است که پول موردنیاز جهت پرداخت هزینه‌های فعالیت‌هایی که درآمدشان تحت کنترل است، تامین شود. این که چه بخش‌هایی از صنعت برق مشمول این امر شوند به نوع ساختار بازار برق بستگی دارد.
- هدف دوم ارسال سیگنال اقتصادی درست به هر مشترک در جهت استفاده اقتصادی- اجتماعی بهینه از برق است. سه گامی که طراحی تعرفه به آن‌ها تقسیم شده است می‌تواند بسته به اهداف مورد نظر رگولاتوری به گونه‌های مختلفی ارایه شود. این اهداف یا اصول تعیین‌کننده ویژگی‌های یک ساختار تعرفه بهینه و ایده‌آل هستند و شامل ۸ اصل برابری، بهره‌وری، پایداری، سادگی، جمع‌پذیری، سازگاری، شفافیت و ثبات است.
- هشت ویژگی فوق طراحی ساختار تعرفه با توجه به اصول زیر قابل دستیابی خواهد بود:

- محرک‌های هزینه: ساختار تعرفه باید بازتاب‌دهنده هزینه‌های سیستم و رفتار مشترکین باشد.
- تمایز زمانی و مکانی: هزینه تامین برق به زمان و مکان مصرف آن بستگی دارد لذا تعرفه‌ها باید منعکس کننده تمایزهای زمانی و مکانی باشند.
- ساختار تعرفه: ساختار تعرفه باید با منطق مناسبی را بین گروه‌های تعرفه و بازه‌ها در کنار محرک‌های هزینه شکل دهی نماید.
- هزینه نهایی تولید: تعرفه گذاری باید بر یک روش اقتصادی محاسبات هزینه مبتنی باشد. مطالعات نشان داده که روش هزینه نهایی کوتاه مدت د STMC بدون ابهامی در مورد زمان و مکان قابل استفاده است.
- هزینه دسترسی و نرخ ادغامی: مقررات موجود برای هر صنعت برق اثرات مستقیمی بر سطوح تعرفه دارد که باید بدان توجه گردد. بطور کلی در یک بازار کاملاً آزادسازی شده تعرفه دسترسی و در بازار آزاد سازی نشده تعرفه ادغامی مطرح می‌باشد.
- تعیین تعرفه‌های نهایی: همه گام‌های توصیف‌شده در بندهای قبلی باید با محاسبات مربوطه متجر به محاسبه تعرفه نهایی براساس دسته تعرفه (گروه مصرف‌کنندگان)، بازه تعرفه (بازه‌های ساعتی)، و محرک هزینه (ظرفیت، انرژی، یا تعداد مشترکین) گردد. علاوه بر مسائل بنیادین فوق، مسائل جانبی بر تعرفه‌گذاری اثر گذار است که در قلب فرآیند طراحی تعرفه وجود ندارند، اما بر نتیجه نهایی اثراتی می‌گذارند نیز باید مدنظر قرار گیرد. این مسائل بطور خلاصه شامل تعدیل تعرفه، هزینه انشعاب، ضریب کاربری، نرخ‌های توان راکتیو، یارانه‌ها و غیره؛ همچنین بازار گواهی ظرفیت نیز به عنوان مکانیزمی که در آن مصرف‌کننده، بخشی از هزینه برقراری انشعاب را در قالب خرید اوراق گواهی ظرفیت، به طور مستقیم به سرمایه‌گذار در ساخت نیروگاه پرداخت می‌کند، بر اقتصاد تعرفه صنعت برق موثر است.
- ساختار تعرفه گذاری در ایران جنبه های متفاوتی دارد و در طی سال‌های مختلف از اصول تعرفه گذاری فاصله بیشتری گرفته است. بررسی اثرگذاری نظام تعرفه بر مدیریت مصرف و تقاضا نیز قابل بررسی است و بررسی ها در گزارش نمایش داده شده است که باید نظام مدیریت تقاضای استانی مبتنی بر نرخ های تعرفه‌ها و نوع مصارف هر استان تنظیم گردد و یک نسخه مدیریت تقاضا برای تمامی کشور را نمی‌توان اعمال نمود.
- سخن ششم و پایانی: الزامات پایدار سازی تقاضا و عرضه
- پایداری عرضه و تقاضای برق از جمله اهداف کلان برنامه‌ریزان اقتصادی و حوزه انرژی کشور است. با توجه به عدم توازن سیستماتیک میان ظرفیت‌های عرضه و حجم و اوج مصرف توان و انرژی برق در «بازه‌ی زمانی بسیار گرم» و نیز تعهدات الزامی جمهوری اسلامی ایران به تبادل و بازرگانی برق با کشورهای همسایه ضرورت دارد علاوه بر برنامه‌ریزی و توسعه ظرفیت‌ها در بخش عرضه (احداث نیروگاه و توسعه و به‌سازی شبکه) بخش تقاضا و مصرف و مدیریت آن مورد تأکید خاص قرار گیرد. در بخش عرضه با توجه به الزام قانونی حاکمیت وزارت نیرو بر موسسات برق، منطق دسترسی و نیز بهره‌گیری از ظرفیت‌های قانونی استفاده از ظرفیت‌های نهادهای ازجمله صندوق توسعه ملی و سازمان برنامه و بودجه توسعه ظرفیت جدید نیروگاهی، اجرایی خواهد بود. اما در مورد بخش تقاضا و مصرف، وزارت نیرو در مصدر قانونی نظام دسترسی قرار ندارد. در این چهارچوب منطق اقناعی بیشتر از منطق اجباری سهم دارد؛ بنابراین مدیریت تقاضا و مصرف باید در یک «سبد متوازن اقدامات اقناعی و اقدامات اجباری» دنبال شود. ظرفیت‌های وزارت نیرو برای انجام اقدامات متوازن اقناعی و اجباری با محدودیت مواجه است. محدودیتی که برای ظرفیت‌های فنی شبکه سراسری برق قابل تحمل نیست. بنابراین ضرورت دارد، ظرفیت قانونی و نهادی کشور که انجام سبد متوازن اقناعی-اجباری را ممکن می‌سازد، مورد استفاده قرار گیرد.

وزارت نیرو در این زمینه دو تجربه مشخص دارد، تجربه جلب مشارکت‌های منطقه‌ای برای مواجه با ریزگردها و تجربه جلب مشارکت استانی برای بازه‌ی زمانی بسیار گرم ۱۳۹۷؛ این تجارب نشان داد که سایر دستگاه‌های اجرایی از جمله استانداریها در زمینه ایجاد هماهنگی‌های استانی و درون‌استانی برای بسیج امکانات هر استان برای هماهنگ‌سازی اقدامات دستگاه‌های اجرایی و نیز تغییرات

انطباقی رفتار متقاضیان و مصرف‌کنندگان حقیقی و حقوقی را تأثیر بسزایی دارند. علاوه بر سمت تقاضا، توجه به مسائل سمت عرضه نیز نتایج موثری را برای این هدف در پی خواهد داشت لذا در این راستا و بر مبنای شرح خدمات پروژه این گزارش حاوی نتایج مرتبط با بند ۲-۳ از مرحله دوم می‌باشد، در تهیه و تدوین این گزارش خانم مریم کوشکباغی با تخصص اقتصاد همکاری نموده‌اند. هم‌چنین از نظرات ارزشمند آقای دکتر کیومرث حیدری، مریم محمدی و حسن مردانی در تمامی مراحل بهره‌گرفته شده است. در این سخن، اصول کلی بهینه‌سازی تقاضا و مصرف برق و پیش‌بینی سازوکارهای آن در رابطه با بهره‌وری انرژی و برنامه‌های پاسخ‌گویی بار معرفی می‌گردد. هم‌چنین اصول و چارچوب‌های مدیریت تقاضا و مصرف برق در بازه‌های زمانی بلندمدت، میان‌مدت و کوتاه مدت مورد بررسی قرار گرفته است. روش‌های پیشنهادی برای مدیریت تقاضا به شرح زیر بوده است:

- روش زمان استفاده،
- روش‌های مبتنی بر اقتصاد رفتاری
- برنامه کاهش بار برنامه‌ریزی شده عمومی،
- برنامه قطع بار برنامه‌ریزی شده مشترکین ایستگاه‌های گاز طبیعی فشرده
- طرح ذخیره عملیاتی کشاورزی

از نظر زمان بندی اثر گذاری روش‌های مختلف نیز، طرح مدیریت تقاضای بار ذخیره عملیاتی کشاورزی، با توجه به اینکه به تجهیزات اندازه‌گیری و کنتور هوشمند مجهز باشند یا نباشند جز برنامه‌های کوتاه‌مدت یا میان‌مدت طبقه‌بندی شده‌اند. برنامه کنترل مستقیم بار نیز به دلیل اینکه در مراحل ابتدایی خود است و زیرساخت‌های اجرای آن فراهم نشده است، جز برنامه‌های میان‌مدت در نظر گرفته شده است. روش تبادل برق با کشورهای همجوار نیز به دلیل نیاز به ایجاد زیرساخت‌های پرهزینه و زمان‌بر به عنوان روش بلندمدت معرفی شد است.

در میان این روش‌های مختلف مدیریت تقاضای بار زمان پیک، پرتانسیت‌ترین روش در بازه کوتاه‌مدت، ایجاد قانونی برای استفاده ۲۰ ساعته از انشعاب برق مشترکان چاه‌های آب کشاورزی می‌باشد. این روش در مجموع ۸۰۰۰ مگاوات ظرفیت پیک‌سایی را برای شرکت‌های برق ایجاد می‌کند.

روش دیگری که در بازه کوتاه‌مدت و میان‌مدت قابل اجرا می‌باشد روش زمان استفاده است که می‌توان با اصلاح معایب روش در حال اجرای فعلی و استفاده از روش جدید پیشنهاد شده در متن گزارش، از مزایای بالقوه این روش برای پیک‌سایی استفاده کرد. برنامه کنترل مستقیم بار نیز برای اجرا نیازمند ایجاد استانداردهای مشخص و قوانین مدون می‌باشد، که در صورت انجام، می‌توان از طریق کنترل مصرف وسایل سرمایشی در بازه میان‌مدت به هدف پیک‌سایی دست یافت. فصل سوم گزارش نیز به اصول و چارچوب‌های مدیریت تقاضا و مصرف برق در بازه زمانی بسیار گرم در کشور اختصاص داده شده است. با توجه به اینکه بخش صنعت حدود یک سوم برق را مصرف می‌کند و نسبت به سایر مشترکان کم تعدادتر است در بازه زمانی بسیار گرم، پتانسیل بسیار خوبی برای پیک‌سایی محسوب می‌شود.

علاوه بر این به دلیل اینکه در حال حاضر جهت تعامل مشترکین خانگی و تجاری با شرکت‌های توزیع، برنامه مدون پیک‌سایی برای ایجاد قرارداد وجود ندارد، عمده بار پیک‌سایی در بازه بسیار گرم و اوج مصرف برعهده بخش صنعت است. در گزارش حاضر برنامه‌های کاهش/قطع بار برنامه‌ریزی شده و ذخیره عملیاتی مشترکین صنعتی که هر دو قابلیت اجرا در بازه بسیار گرم را دارند، معرفی شده است.

فهرست مطالب

پیشگفتار.....	۱
فصل اول. استخراج و تبیین قوانین و مقررات ذیربط برای تحقق مسئولیت‌های مشترک.....	۱
پیشگفتار.....	۲
1-1- گردآوری قوانین و مقررات و تبیین جایگاه حقوقی وزارت نیرو و شرکت‌های زیر مجموعه آن.....	۲
۱-۱-۱- مقدمه.....	۲
۱-۱-۲- گردآوری قوانین مرتبط با جایگاه وزارت نیرو و تبیین آن (وزارت نیرو، دستگاه‌های اجرایی و شرکت‌های زیرمجموعه).....	۳
۱-۱-۳- گردآوری قوانین مرتبط با جایگاه وزیر نیرو و تبیین آن.....	۹
۱-۲- گردآوری قوانین و مقررات مرتبط با استانداران و تبیین جایگاه حقوقی و حاکمیتی استانداری‌ها.....	۱۰
۱-۲-۱- مقدمه.....	۱۰
۱-۲-۲- وظایف و اختیارات استاندار و استانداری‌ها.....	۱۰
۱-۲-۳- تبیین رابطه استانداری‌ها با شرکت‌های توزیع برق.....	۱۲
۱-۳- گردآوری قوانین و مقررات و تبیین جایگاه حقوقی سایر نهادهای حاکمیتی کشور.....	۲۱
۱-۳-۱- مقدمه.....	۲۱
۱-۳-۲- هیات وزیران و شوراهای عالی.....	۲۱
۱-۳-۳- شوراهای عالی.....	۲۳
۱-۳-۴- شهرداری‌ها.....	۲۷
۱-۳-۵- مجلس شورای اسلامی.....	۲۷
۱-۳-۶- شورای نگهبان.....	۳۲
۱-۳-۷- دیوان محاسبات کشور.....	۳۲
۱-۳-۸- مجمع تشخیص مصلحت نظام.....	۳۲
۱-۳-۹- دیوان عدالت اداری.....	۳۲
۱-۳-۱۰- سازمان بازرسی کل کشور.....	۳۲
۱-۳-۱۱- سایر نهادهای وابسته به قوه قضاییه.....	۳۳
۱-۳-۱۲- صدا و سیما و جمهوری اسلامی ایران.....	۳۳
۱-۳-۱۳- سازمان اوقاف و امور خیریه و آستان مقدس حرم‌های مطهر و بقاع متبرکه.....	۳۳
۱-۳-۱۴- ستاد اجرایی فرمان حضرت امام و بنیاد مستضعفان.....	۳۳
۱-۳-۱۵- ستاد کل نیروهای مسلح.....	۳۳
۱-۳-۱۶- دادگاه‌های عمومی و دادسراها.....	۳۴
۱-۴- گردآوری قوانین و مقررات مرتبط با جایگاه بخش خصوصی.....	۳۵
۱-۴-۱- مقدمه.....	۳۵
۱-۴-۲- اصناف.....	۳۵
۱-۴-۳- سازمان‌های مردم‌نهاد.....	۳۶
۱-۴-۴- اتاق‌های بازرگانی، صنعت و معدن.....	۳۷
۱-۵- تهیه و تدوین الزامات و مدل حقوقی نظام تعامل بین دستگاهی.....	۳۷

فهرست مطالب

۳۷	۱-۵-۱- مقدمه
۳۸	۱-۵-۲- استخراج مسئولیت‌های مشترک استانداری‌ها و سایر دستگاه‌های اجرایی استانی
۴۷	۱-۵-۳- تهیه و تدوین متمم قانونی الزامات حاکمیتی و اجرایی مسئولیت‌های مشترک
۴۷	۱-۵-۳-۱- بررسی نیاز یا عدم نیاز به مقررات‌گذاری/قانون‌گذاری متمرکز
۵۶	۱-۵-۳-۲- بررسی نیاز یا عدم نیاز به مقررات‌گذاری غیرمتمرکز
۵۷	۱-۵-۳-۳- نظام‌نامه استانی تعامل در راستای ایجاد الزامات حاکمیتی و اجرایی مسئولیت‌های مشترک
۴۸	۱-۵-۴- جمع بندی
۵۲	فصل دوم - تدوین الزامات اقتصادی پایدارسازی تقاضا و عرضه برق تهیه و تدوین اصول اقتصادی
۵۳	پیشگفتار
۵۴	۲-۱- تدوین اصول اقتصاد برق‌رسانی و برق‌رسانی اقتصادی
۵۴	۲-۱-۱- مقدمه
۵۶	۲-۱-۲- ضرورت تغییر نگرش از خدمت بودن برق به کالا بودن آن
۵۷	۲-۱-۳- ضرورت تغییر نگرش از کالای عمومی بودن برق به کالای خصوصی بودن آن
۵۷	۲-۱-۴- ضرورت لحاظ هزینه‌ی فرصت در هزینه‌ی تمام شده‌ی برق در حالت مالکیت دولتی
۵۸	۲-۱-۵- ضرورت واگذاری کشف قیمت در تمامی زنجیره‌ی تامین عرضه‌ی برق فارغ از نوع مالکیت و توسعه‌ی رقابت در بخش‌های مختلف تولید، انتقال و توزیع برق
۵۸	۲-۱-۶- تامین برق و خاموشی مشترکین با هر ارزش افزودهای مشروط بر پرداخت هزینه‌ی آشکار و هزینه‌ی فرصت آن در کوتاه مدت
۵۹	۲-۱-۷- تنظیم مقررات زنجیره‌ی عرضه‌ی برق با تاکید بر پایدارسازی درآمد و هزینه‌ی تامین برق در بازه‌های زمانی کوتاه مدت و بلندمدت
۶۰	۲-۱-۸- اقتصاد برق‌رسانی
۶۰	۲-۱-۹- برق‌رسانی سودمند
۶۰	۲-۱-۱۰- برق‌رسانی اقتصادی
۶۱	۲-۱-۱۰-۱- طراحی سازوکارهای انگیزشی
۶۲	۲-۱-۱۰-۲- عدم تامین برق مشترکین به هر قیمتی
۶۶	۲-۱-۱۰-۳- خاموشی مشترکینی که هزینه‌ی تامین برق آنها از هزینه‌ی تمام شده‌ی برق بیشتر است،
۶۶	۲-۱-۱۰-۴- در اولویت قرار گرفتن تامین برق مشترکین دارای ارزش افزوده‌ی بالا و خاموشی مشترکین با ارزش افزوده‌ی پایین (در بازه زمانی کوتاه مدت)
۶۸	۲-۱-۱۰-۵- مدیریت یارانه‌ی متقاطع
۶۹	۲-۲- تدوین اصول و چهارچوب متوازن‌سازی مصرف برق با ارزش اقتصادی و اجتماعی تولیدی
۶۹	۲-۲-۱- مقدمه و چهارچوب موضوع
۷۲	۲-۲-۲- راه کارهای فنی متعادل‌سازی عرضه و تقاضای برق
۷۴	۲-۲-۳- راه کارهای فرهنگی
۷۵	۲-۲-۴- راه کارهای اقتصادی

فهرست مطالب

۷۵	۱-۴-۲-۲- قیمت گذاری رمزی هوشمند.....
۷۵	۲-۴-۲- استفاده از سیاست‌های تبعیض از جمله یارانه متقاطع.....
۷۵	۳-۴-۲- بهره‌گیری از قیمت‌های بلوکی و یا پلکانی.....
۷۵	۴-۴-۲- استفاده از بخش خصوصی.....
۷۶	۵-۲-۲- آثار اجتماعی مصرف برق.....
۷۸	۶-۲-۲- آثار مستقیم اقتصادی ناشی از قطعی برق.....
۷۸	۷-۲-۲- ارزیابی آثار مستقیم اقتصادی ناشی از قطعی برق.....
۷۹	۸-۲-۲- آثار غیرمستقیم اقتصادی ناشی از قطعی برق.....
۸۰	۹-۲-۲- ارزیابی آثار غیرمستقیم اقتصادی ناشی از قطعی برق.....
۸۳	۳-۲- استخراج، شناسایی و تدوین چالش‌های صنعت برق‌رسانی در بازه‌های زمانی بلندمدت، میان‌مدت و کوتاه مدت.....
۸۳	۱-۳-۲- مقدمه و چارچوب موضوع.....
۸۴	۲-۳-۲- چالش برق‌رسانی در کوتاه مدت.....
۸۶	۳-۳-۲- چالش برق‌رسانی در بلندمدت.....
۹۲	۱-۳-۳-۲- چالش جانشینی برق با سوخت‌های فسیلی.....
۹۲	۲-۳-۳-۲- چالش بازتوانی نیروگاه‌ها.....
۹۷	۴-۲- تدوین اصول و چهارچوب اقتصاد خاموشی.....
۹۷	۱-۴-۲- مقدمه و چارچوب موضوع.....
۹۸	۲-۴-۲- تعریف خاموشی.....
۹۸	۳-۴-۲- علل وقوع خاموشی.....
۱۰۲	۴-۴-۲- نمونه‌های خاموشی در ایران و جهان.....
۱۰۲	۱-۴-۴-۲- نمونه‌های خاموشی در جهان.....
۱۰۳	۲-۴-۴-۲- تجربیات جهانی.....
۱۰۴	۳-۴-۴-۲- نمونه‌های خاموشی در ایران.....
۱۰۵	۵-۴-۲- اقتصاد خاموشی (مبانی نظری).....
۱۰۹	۱-۴-۵-۲- عوامل موثر بر هزینه در اقتصاد خاموشی.....
۱۱۰	۲-۴-۵-۲- روش‌های برآورد هزینه در اقتصاد خاموشی.....
۱۱۳	۳-۴-۵-۲- رویکرد مبتنی بر تابع تولید.....
۱۱۳	۴-۴-۵-۲- مطالعات موردی.....
۱۱۴	۶-۴-۲- تأثیر روش‌های برآورد هزینه در اقتصاد خاموشی بر نحوه همکاری در نظام تعامل.....
۱۱۵	۷-۴-۲- کاربرد اقتصاد خاموشی در مدیریت تقاضای برق در زمان پیک.....
۱۱۶	۱-۴-۷-۲- کاربرد اقتصاد خاموشی در مدیریت تقاضای برق بخش صنعت.....
۱۱۹	۲-۴-۷-۲- کاربرد اقتصاد خاموشی در مدیریت تقاضای برق بخش خانگی.....
۱۲۱	۳-۴-۷-۲- کاربرد اقتصاد خاموشی در مدیریت تقاضای برق بخش عمومی.....
۱۲۳	۴-۴-۷-۲- کاربرد اقتصاد خاموشی در مدیریت تقاضای برق بخش کشاورزی.....

فهرست مطالب

۱۲۴.....	۸-۴-۲- نتیجه کلی کاربرد اقتصاد خاموشی در مدیریت تقاضا
۱۲۵.....	۹-۴-۲- امکان تبادل خاموشی در پیاده‌سازی تبادلات خاموشی
۱۲۶.....	۱-۴-۲- تشکیل بازار خاموشی در بخش صنعت
۱۲۹.....	۲-۴-۲- تشکیل بازار خاموشی در بخش خانگی
۱۳۳.....	۱۰-۴-۲- راه‌کارهای مقابله با خاموشی در سمت عرضه
۱۳۴.....	۵-۲- تدوین اصول و چهارچوب تعیین تعرفه‌ها و واگذاری انشعاب
۱۳۴.....	۱-۵-۲- تدوین اصول و چهارچوب تعیین تعرفه‌ها و واگذاری انشعاب
۱۳۵.....	۲-۵-۲- اهداف طراحی تعرفه برق به لحاظ نظری
۱۳۵.....	۳-۵-۲- مبانی تئوریک طراحی تعرفه
۱۳۵.....	۱-۵-۲- اصول رگولاتوری
۱۳۹.....	۴-۵-۲- طراحی ساختار تعرفه
۱۴۰.....	۱-۵-۲- محرک‌های هزینه
۱۴۲.....	۲-۵-۲- تمایز زمانی و مکانی
۱۴۴.....	۳-۵-۲- ساختار تعرفه
۱۴۵.....	۴-۵-۲- رویکردهای مبتنی بر هزینه نهایی
۱۴۷.....	۵-۵-۲- هزینه دسترسی و نرخ ادغامی
۱۴۸.....	۶-۵-۲- تعرفه دسترسی
۱۵۱.....	۶-۲- آنچه باید از روش‌های LTIC و LTMC آموخت
۱۵۹.....	۷-۲- تعیین تعرفه‌های نهایی
۱۵۹.....	۱-۷-۲- تعرفه ادغامی
۱۶۴.....	۸-۲- مسایل جانبی
۱۶۴.....	۱-۸-۲- تعدیل تعرفه
۱۶۴.....	۲-۸-۲- هزینه انشعاب
۱۶۵.....	۳-۸-۲- ضریب کاربری
۱۶۶.....	۴-۸-۲- نرخ‌های توان راکتیو
۱۶۷.....	۵-۸-۲- یارانه‌ها
۱۶۷.....	۶-۸-۲- تولید پراکنده
۱۶۸.....	۷-۸-۲- فرمت تعرفه
۱۶۸.....	۱-۷-۸- تجربه سایر کشورها در برنامه‌های پاسخگویی بار قیمتی با اصلاح تعرفه‌ها
۱۷۲.....	۲-۷-۸-۲
۱۷۲.....	ساختار تعرفه‌ها در ایران
۱۷۴.....	۹-۲- دسته‌بندی مشترکین برق در ایران
۱۷۴.....	۱-۹-۲- تعرفه‌های برق خانگی
۱۷۵.....	۱-۹-۲- تعرفه برق خانگی آزاد

فهرست مطالب

۱۷۵.....	۲-۹-۲- تعرفه‌های عمومی
۱۷۵.....	۲-۹-۲-۱- تعرفه برق عمومی آزاد
۱۷۶.....	۲-۹-۳- تعرفه برق کشاورزی
۱۷۶.....	۲-۹-۳-۱- تعرفه برق کشاورزی آزاد
۱۷۶.....	۲-۹-۴- تعرفه برق صنعتی
۱۷۶.....	۲-۹-۴-۱- تعرفه برق صنعتی آزاد
۱۷۶.....	۲-۹-۵- تعرفه برق سایر مصارف
۱۷۷.....	۲-۹-۵-۱- تعرفه برق سایر مصارف آزاد
۱۷۷.....	۲-۱۰- دسته‌بندی مشترکین برق براساس اقلیم‌های آب و هوایی
۱۷۷.....	۲-۱۱- میزان مصرف برق در گروه‌های مختلف مصرف و به تفکیک استان‌های کشور
	فصل سوم - تدوین الزامات اقتصادی پائیدارسازی تقاضا و عرضه برق (۲-۲- تدوین اصول مدیریت تقاضا و
۱۸۳.....	بهینه‌سازی) (پیشگفتار
۱۸۴.....	۳-۱- تدوین اصول بهینه‌سازی تقاضا و مصرف برق و پیش‌بینی سازوکارهای آن
۱۸۵.....	۳-۱-۱- مقدمه
۱۸۶.....	۳-۱-۲- چالش‌ها و مسائل کلیدی صنعت برق ایران مرتبط با بهینه‌سازی تقاضا و مصرف برق
۱۹۲.....	۳-۱-۳- اصول کلی بهینه‌سازی تقاضا و مصرف برق
۱۹۳.....	۳-۱-۳-۱- اصول بهینه‌سازی تقاضا و مصرف برق از طریق افزایش بهره‌وری و بهبود تکنولوژی
۱۹۴.....	۳-۱-۳-۲- بهینه‌سازی تقاضا و مصرف برق، بهره‌وری انرژی و بهبود تکنولوژی در مشترکان صنعتی
۱۹۶.....	۳-۱-۳-۳- بهینه‌سازی تقاضا و مصرف برق، بهره‌وری انرژی و بهبود تکنولوژی در مشترکان کشاورزی
۱۹۶.....	۳-۱-۳-۴- بهینه‌سازی تقاضا و مصرف برق، بهره‌وری انرژی و بهبود تکنولوژی در ساختمان اداری و مسکونی
۱۹۷.....	۳-۱-۴- اصول بهینه‌سازی تقاضا و مصرف برق از طریق پاسخ‌گویی بار
۱۹۷.....	۳-۱-۴-۱- پاسخ‌گویی بار و گستره موضوعی آن
۲۰۲.....	۳-۱-۴-۲- مزایای پاسخ‌گویی بار
۲۰۷.....	۳-۱-۴-۳- هزینه‌های پاسخ‌گویی بار
۲۰۹.....	۳-۱-۴-۴- برنامه‌های پاسخ‌گویی بار بر مبنای قیمت
۲۱۴.....	۳-۱-۴-۵- برنامه‌های پاسخ‌گویی بار مبتنی بر تشویق
۲۱۸.....	۳-۱-۴-۶- بررسی برنامه‌های پاسخ‌گویی بار در چند سیستم قدرت دنیا
۲۲۶.....	۳-۱-۴-۷- برنامه پاسخ‌گویی بار مبتنی بر دانش اقتصاد رفتاری
۲۴۶.....	۳-۱-۴-۸- تجربیات کشورهای منتخب در مدیریت مصرف برق
۲۵۳.....	۳-۲- تدوین اصول و چارچوب‌های مدیریت تقاضا و مصرف برق؛ در بازه‌های زمانی بلندمدت، میان‌مدت و کوتاه مدت
۲۵۳.....	۳-۲-۱- مقدمه
۲۵۳.....	۳-۲-۲- برنامه زمان استفاده (TOU) (کاربرد در بازه کوتاه مدت - میان مدت)
۲۵۴.....	۳-۲-۲-۱- تعریف و گستره موضوعی

فهرست مطالب

۲۵۵.....	۳-۲-۲-۲- اشکالات اجرای برنامه زمان استفاده (TOU) در کشور
۲۵۹.....	۳-۲-۳- طراحی مجدد برنامه زمان استفاده منطقه‌ای (TOU)
۲۶۵.....	۳-۲-۳- برنامه کنترل مستقیم بار مصرفی مشترکان (DLC) به کمک اینترنت اشیا (کاربرد در بازه کوتاه مدت - میان مدت)
۲۶۶.....	۳-۲-۳-۱- ضوابط اجرایی کنترل مستقیم بار سرمایشی در کشور
۲۶۹.....	۳-۲-۳-۲- تجهیز کنترل کننده و بستر ارتباطی اجرای برنامه کنترل مستقیم بار
۲۶۹.....	۳-۲-۳-۳- کنترل بار مستقیم در بخش خانگی
۲۷۱.....	۳-۲-۳-۴- کنترل بار مستقیم در بخش کشاورزی
۲۷۴.....	۳-۲-۳-۵- نتیجه اجرای کنترل مستقیم بار در بخش اداری در سال‌های اخیر
۲۷۵.....	۳-۲-۳-۶- راه کار تعاملی برای اجرای بهتر طرح کنترل مستقیم بار
۲۷۶.....	۳-۲-۴- برنامه کاهش بار برنامه‌ریزی شده عمومی و سایر مصارف (کاربرد در بازه کوتاه مدت - میان مدت)
۲۷۹.....	۳-۲-۵- برنامه قطع بار برنامه‌ریزی شده مشترکین ایستگاه گاز طبیعی فشرده (کاربرد در کوتاه مدت - میان مدت)
۲۸۱.....	۳-۲-۶- طرح ذخیره عملیاتی کشاورزی (کاربرد در کوتاه مدت - میان مدت)
۲۸۱.....	۳-۲-۶-۱- قطع بار برنامه‌ریزی شده مشترکین چاه آب کشاورزی (تعرفه الف):
۲۸۲.....	۳-۲-۶-۲- کاهش بار برنامه‌ریزی شده مشترکین دیماندی کشاورزی (تعرفه‌های ب و ج)
۲۸۵.....	۳-۲-۶-۳- چند راه کار تعاملی برای اجرای بهتر طرح ذخیره عملیاتی کشاورزی
۲۸۸.....	۳-۲-۷- تبادل برق با کشورهای همجوار دارای اختلاف ساعت پیک (کاربرد در بازه بلندمدت)
۲۸۸.....	۳-۳- تدوین اصول و چارچوب‌های مدیریت تقاضا و مصرف برق در "بازه زمانی بسیار گرم"
۲۸۸.....	۳-۳-۱- مقدمه و چارچوب موضوع
۲۸۹.....	۳-۳-۲- برنامه کاهش/قطع بار برنامه‌ریزی شده مشترکین صنعتی
۲۹۰.....	۳-۳-۲-۱- جابه‌جایی تعطیلات هفتگی از روز جمعه به یکی از روزهای کاری هفته
۲۹۱.....	۳-۳-۲-۲- کاهش بار برنامه‌ریزی شده در ساعات اوج بار
۲۹۳.....	۳-۳-۲-۳- کاهش/قطع بار برنامه‌ریزی شده ۲۴ ساعته (انجام تعمیرات/ تعطیلات سالانه)
۲۹۵.....	۳-۳-۲-۴- تعیین ساعت کار برنامه‌ریزی شده
۲۹۶.....	۳-۳-۳- ذخیره عملیاتی صنعتی
۲۹۹.....	۳-۳-۳-۱- چند راه کار تعاملی برای اجرای بهتر طرح ذخیره عملیاتی صنعتی
۳۰۱.....	منابع

فهرست شکل‌ها

شکل (۱-۲) میزان تابش آفتاب در قاره‌ی آفریقا (پتانسیل انرژی خورشیدی).....	۶۳
شکل (۲-۲) میزان تابش آفتاب در قاره‌ی آفریقا (پتانسیل انرژی خورشیدی).....	۶۴
شکل (۳-۲) سهم تولید انرژی‌های تجدیدپذیر در ایران (مگاوات)	۶۵
شکل (۴-۱) نقشه‌ی شبکه‌ی توزیع برق برزیل	۶۶
شکل (۵-۲) منحنی مربوط به یارانه متقاطع	۶۹
شکل (۶-۲) قیمت برق ترازشده خورشیدی منهای قیمت برق ترازشده حاصل از نیروگاه‌های زغالی در کشورهای آسیایی	۷۳
شکل (۷-۲) بازدهی روش‌های نوین ذخیره سازی	۷۴
شکل (۸-۲) منحنی منفعت خصوصی مشتریان	۷۶
شکل (۹-۲) منحنی درآمد و هزینه‌ی نهایی دو بنگاه انحصاری در حالت Double Marginalization	۸۲
شکل (۱۰-۲) هزینه‌ی بنگاه در کوتاه مدت	۸۵
شکل (۱۱-۲) منحنی هزینه‌ی بنگاه در بلندمدت	۸۶
شکل (۱۲-۲) منحنی هزینه‌ی اتصال مشترکین روستایی به شبکه‌ی سراسری برق	۹۰
شکل (۱۳-۲) مقدار راندمان افزایش یافته نسبت به ظرفیت واحدها در روش HRBR	۹۳
شکل (۱۴-۲) مقدار راندمان افزایش یافته نسبت به ظرفیت واحدها در روش FWHR	۹۴
شکل (۱۵-۲) هزینه تولید برق در نیروگاه گازی نسبت به سایر روش‌ها	۹۴
شکل (۱۶-۲) مقدار راندمان افزایش یافته نسبت به ظرفیت واحدها در روش HWBR	۹۵
شکل (۱۷-۲) هزینه تولید در نیروگاه گازی نسبت به سایر روش‌ها	۹۵
شکل (۱۸-۲) میانگین زمان تقریبی بازگشت سرمایه	۹۶
شکل (۱۹-۲) احتمال وقوع آسیب در شبکه‌ی توزیع برق	۹۷
شکل (۲۰-۲) عوامل کلیدی موثر بر خاموشی	۱۰۱
شکل (۲۱-۲) روش‌های برآورد هزینه خاموشی	۱۱۱
شکل (۲۲-۲) موارد اقتصاد خاموشی در بخش صنعت	۱۱۷
شکل (۲۳-۲) موارد اقتصاد خاموشی در بخش عمومی	۱۲۱
شکل (۲۴-۲) پیشنهادات اجرایی خاموشی در بخش عموم	۱۲۳
شکل (۲۵-۲) موارد اقتصاد خاموشی در بخش کشاورزی	۱۲۴
شکل (۲۶-۲) امکان تبادل خاموشی	۱۲۶
شکل (۲۷-۲) پیشنهاد تشکیل بازار خاموشی در بخش صنعت	۱۲۷
شکل (۲۸-۲) پیشنهاد تشکیل بازار خاموشی در بخش	۱۳۰
شکل (۲۹-۲) نمودار تغییرات هزینه سالانه بر حسب قابلیت اطمینان	۱۳۴
شکل (۳۰-۲) مدل پیشنهادی شبکه (آبشاری) از سوی کمیسیون ملی انرژی اسپانیا	۱۵۶
شکل (۳۱-۲) توزیع هزینه ظرفیت بین بازه‌های تعرفه	۱۵۶
شکل (۳۲-۲) تابع هزینه شبکه بر اساس مقدار ضریب کاربری	۱۶۵
شکل (۳۳-۲) مقایسه تعرفه‌گذاری برق فرانسه در روزهای مختلف	۱۷۱
شکل (۱-۳) سری زمانی تعرفه برق به قیمت پایه سال ۱۳۹۷	۱۸۷

فهرست شکل‌ها

۱۸۸.....	شکل (۲-۳) چالش‌ها و مسائل کلیدی صنعت برق ایران.....
۱۹۰.....	شکل (۳-۳) سری زمانی پیک مصرف برق.....
۱۹۱.....	شکل (۴-۳) منحنی ساعتی پیک برق برای سال‌های ۱۳۹۲ تا ۱۳۹۶.....
۱۹۳.....	شکل (۵-۳) نمای کلی برنامه‌های مدیریت مصرف برق.....
۱۹۸.....	شکل (۶-۳) استراتژی‌های مدیریت پیک بار در بازار برق.....
۲۰۰.....	شکل (۷-۳) تغییرات قیمت بازار عمده‌فروشی و ثابت بودن قیمت بازار خرده‌فروشی.....
۲۰۲.....	شکل (۸-۳) انواع برنامه‌های پاسخ‌گویی بار.....
۲۰۳.....	شکل (۹-۳) مزایای برنامه‌های پاسخ‌گویی بار.....
۲۰۴.....	شکل (۱۰-۳) منحنی تولید و مصرف، نقطه تعادل بازار.....
۲۰۴.....	شکل (۱۱-۳) تاثیر پاسخ‌گویی بار بر قیمت بازار.....
۲۰۶.....	شکل (۱۲-۳) افزایش قابلیت اطمینان سیستم با اجرای برنامه‌های پاسخ‌گویی بار.....
۲۰۷.....	شکل (۱۳-۳) اثر برنامه‌های پاسخ‌گویی بار بر قیمت‌ها در بازار برق.....
۲۰۹.....	شکل (۱۴-۳) هزینه‌های برنامه‌های پاسخ‌گویی بار.....
۲۱۱.....	شکل (۱۵-۳) نمونه‌ای از قیمت‌گذاری زمان استفاده.....
۲۱۲.....	شکل (۱۶-۳) تاثیر برنامه TOU بر منحنی مصرف مشتریان.....
۲۱۳.....	شکل (۱۷-۳) نمونه‌ای از قیمت‌گذاری زمان بحرانی.....
۲۱۴.....	شکل (۱۸-۳) مقایسه برنامه TOU و CPP از دیدگاه قیمت پرداختی مشتریان.....
۲۱۹.....	شکل (۱۹-۳) درصد معاملات انجام شده در بازار نیویورک.....
۲۳۴.....	شکل (۲۰-۳) تغییرات میانگین مصرف انرژی شرکت‌کننده‌ها پس از شرکت در آزمایش بر حسب پیشینه فرهنگی (۱ -چین ۲ -آلمان ۳ -ایتالیا ۴ -آمریکا ۵ -سوئیس ۶ -پرتغال ۷ -سوئد ۸ -اتیوپی ۹ -فرانسه ۱۰ -مونتنگرو)؛ منبع: ما و همکاران (۲۰۱۷).....
۲۳۶.....	شکل (۲۱-۳) استفاده از مقایسه اجتماعی در قبوض به منظور کاهش مصارف خانگی در کشور آمریکا برای منابع: الف) برق (بالا - راست)؛ ب) گاز (پایین - راست)؛ ج) آب (چپ).....
۲۳۹.....	شکل (۲۲-۳) بررسی تاثیرگذاری برچسب‌های انرژی (اکوریس و همکاران، ۲۰۱۴).....
۲۴۱.....	شکل (۲۳-۳) امتیازدهی مصرف انرژی منازل (وزارت انرژی آمریکا، ۲۰۱۷).....
۲۴۲.....	شکل (۲۴-۳) نمایش مصرف برای هر فرد، منبع: بیگر و همکاران (۲۰۱۷).....
۲۴۴.....	شکل (۲۵-۳) مقایسه مصرف خانوار با خانوارهای همسایه.....
۲۵۱.....	شکل (۲۶-۳) مقایسه تعرفه‌گذاری برق فرانسه در روزهای مختلف.....
۲۵۵.....	شکل (۲۷-۳) تعرفه TOU برای مشترکین مسکونی در کشور در سال ۹۷.....
۲۵۶.....	شکل (۲۸-۳) نسبت قیمت زمان اوج به قیمت کم‌باری در پله‌های مختلف مصرفی در سال ۱۳۹۶.....
۲۵۷.....	شکل (۲۹-۳) بار ساعتی شبکه و TOU اعلام شده.....
۲۵۹.....	شکل (۳۰-۳) الگوی بار استان‌های بوشهر و زنجان در مقایسه با الگوی کشور.....
۲۶۰.....	شکل (۳۱-۳) فرایند کلی طراحی برنامه TOU.....
۲۶۳.....	شکل (۳۲-۳) تعرفه TOU در هر فصل بار.....
۲۶۴.....	شکل (۳۳-۳) مساحت‌ها در یکی از فصول بار برنامه TOU.....

فهرست شکل‌ها

- شکل (۳-۳۳) متوسط برق مصرفی تامین شده توسط وزارت نیرو به تفکیک بخش‌های مختلف از سال ۸۸ تا ۹۶..... ۲۸۸
- شکل (۳-۳۴) پراکندگی مشترکین به تفکیک بخش‌های مختلف..... ۲۸۹

فهرست جدول‌ها

جدول (۱-۱) سه قانون اصلی مرتبط با وظایف حاکمیتی وزارت نیرو	۵
جدول (۲-۱) تعهدات و وظایف وزارت نیرو با توجه به آیین‌نامه نحوه تامین برق و سوخت صنایع	۸
جدول (۳-۱) اهم تعهدات و وظایف وزارت نیرو با توجه به آیین‌نامه نحوه تامین برق و سوخت صنایع	۹
جدول (۴-۱) اهم قوانین مرتبط با جایگاه وزیر نیرو و تبیین آن	۱۰
جدول (۵-۱) قوانین و مقررات مرتبط با استانداران در نظام تعاملی	۱۳
جدول (۶-۱) اهم قوانین و مقررات مرتبط با استانداران در نظام تعاملی	۱۸
جدول (۷-۱) طبقه بندی مصوبات هیات وزیران	۲۳
جدول (۸-۱-۱) اهم مصوبات هیات وزیران و ارتباط با نظام تعامل	۲۳
جدول (۹-۱) وظایف شوراهای و ارتباط با تدوین نظام تعاملات در راستای مدیریت مصرف برق	۲۶
جدول (۱۰-۱) اهم وظایف شوراهای و ارتباط با تدوین نظام تعاملات	۲۶
جدول (۱۱-۱) خلاصه قوانین مجلس در ارتباط با نظام تعامل در چارچوب مدیریت مصرف	۳۱
جدول (۱۲-۱) خلاصه تاثیر سایر نهادهای بخش دولتی در ارتباط با نظام تعامل در چارچوب مدیریت مصرف	۳۴
جدول (۱۳-۱) خلاصه تاثیر اصناف در ارتباط با نظام تعامل در چارچوب مدیریت مصرف	۳۶
جدول (۱۴-۱) خلاصه تاثیر سازمان‌های مردم نهاد در ارتباط با نظام تعامل در چارچوب مدیریت مصرف	۳۷
جدول (۱۵-۱) خلاصه تاثیر اتاق‌های بازرگانی، صنعت و معدن در ارتباط با نظام تعامل در چارچوب مدیریت مصرف	۳۷
جدول (۱۶-۱) - ماتریس مسئولیت‌های مشترک قوای سه‌گانه، نهادهای عمومی غیر دولتی، بخش خصوصی با وزارت نیرو در مدیریت پیک برق	۳۹
جدول (۱۷-۱) نهادهای ملی موجود به منظور تعامل بین دستگاه‌های اجرایی	۵۶
جدول (۱۸-۱) نهادهای استانی موجود به منظور تعامل بین دستگاه‌های اجرایی	۵۷
جدول (۱۹-۱) نظام‌نامه استانی تعامل بین دستگاه‌های اجرایی به منظور مدیریت پیک مصرف برق	۴۷
جدول (۲۰-۱) شناسایی حوزه‌های تعامل و مداخله برای تحقق مسئولیت‌های مشترک	۴۹
جدول (۲۱-۱) تعهدات و وظایف وزارت نیرو با توجه به آیین‌نامه نحوه تامین برق و سوخت صنایع	۵۰
جدول (۲۲-۱) اهم تعهدات و وظایف وزارت نیرو با توجه به آیین‌نامه نحوه تامین برق و سوخت صنایع	۵۱
جدول (۱-۲) نتایج تحلیل اقتصادی پروژه‌ی برق‌رسانی در پاکستان	۵۷
جدول (۲-۲) میزان خاموشی مشترکین طی سال‌های مختلف	۶۶
جدول (۳-۲) ارزش یک کیلو وات ساعت برق عرضه نشده به تفکیک تعرفه‌های برق مصرفی در سال ۱۳۸۹	۶۸
جدول (۱-۲) بررسی رابطه بین آموزش و تبلیغات توسط رسانه‌ها و رعایت الگوی مصرف برق	۷۷
جدول (۲-۲) جایگاه کشورها از نظر میزان انتشار اوراق صکوک	۸۸
جدول (۳-۲) مقایسه‌ی ویژگی‌های معمول مناطق شهری و روستایی در پروژه‌های برق‌رسانی	۸۸
جدول (۴-۲) علل وقوع خاموشی	۱۰۰
جدول (۵-۲) خاموشی‌های سراسری جهان	۱۰۲
جدول (۶-۲) خاموشی سراسری اتفاق افتاده در ایران	۱۰۵
جدول (۷-۲) نمونه ای از همکاری نهادها با توجه به رویکردهای مختلف	۱۱۴
جدول (۸-۲) هزینه خاموشی (MDC) مشترکان صنعتی	۱۱۹

فهرست جدول‌ها

جدول (۹-۲) متوسط ساعات سپری شده در افراد ۱۵ ساله و بیشتر به تفکیک وضع فعالیت‌های اقتصادی.....	۱۲۰
جدول (۱۰-۲) حجم کاهش بار با استفاده از برنامه.....	۱۲۵
جدول (۱۱-۲) اصول رگولاتوری در وضع تعرفه‌ها.....	۱۳۶
جدول (۱۲-۲) - محرک‌های هزینه.....	۱۴۱
جدول (۱۳-۱-۲) نمونه ساختار تعرفه (P نشانگر تعداد بازه‌های زمانی در هر تعرفه است).....	۱۴۴
جدول (۱۴-۲) تعرفه سبز در فرانسه.....	۱۶۹
جدول (۱۵-۲) نرخ تعرفه سبز برای طبقات مختلف مشترکین.....	۱۶۹
جدول (۱۶-۲) تعرفه سبز برای انواع مشترکان در زمان‌های مختلف.....	۱۷۰
جدول (۱۷-۲) تغییرات تعرفه در کوبا برای مقابله با اوج بار.....	۱۷۲
جدول (۱۸-۲) تغییرات تعرفه در کالیفرنیا با تمرکز بر مشترکان پرمصرف.....	۱۷۲
جدول (۱۹-۲) - ترکیب مصرف را در هر یک از دسته‌های مشترکین و به تفکیک استان‌ها (درصد).....	۱۷۸
جدول (۱-۳) اثرات و مزایای بالقوه پیک‌سایی.....	۱۹۸
جدول (۲-۳) اصول تلنگر در اقتصاد رفتاری.....	۲۲۹
جدول (۳-۳) مهم‌ترین ابزار ارتباطی برای کاهش اوج بار در چندین کشور جهان.....	۲۴۷
جدول (۴-۳) تعرفه سبز در فرانسه.....	۲۴۷
جدول (۵-۳) نرخ تعرفه سبز برای طبقات مختلف مشترکین.....	۲۴۹
جدول (۶-۳) تعرفه سبز برای انواع مشترکان در زمان‌های مختلف.....	۲۴۹
جدول (۷-۳) تغییرات تعرفه در کوبا برای مقابله با اوج بار.....	۲۵۱
جدول (۸-۳) تغییرات تعرفه در کالیفرنیا با تمرکز بر مشترکان پرمصرف.....	۲۵۲
جدول (۹-۳) زمان‌بندی برنامه TOU در کشور در سال ۹۷.....	۲۵۴
جدول (۱۰-۳) خلاصه برنامه قطع بار برنامه‌ریزی شده.....	۲۶۷
جدول (۱۱-۳) خلاصه برنامه تنظیم دمای برنامه‌ریزی شده.....	۲۶۸
جدول (۱۲-۳) گروه‌های تعرفه‌ای برق کشاورزی در برنامه‌های کنترل بار مصرفی کشاورزی.....	۲۷۱
جدول (۱۳-۳) پاداش همکاری در برنامه کاهش بار برنامه‌ریزی شده مشترکین سایر مصارف.....	۲۷۷
جدول (۱۴-۳) پاداش همکاری در برنامه کاهش بار برنامه‌ریزی شده مشترکین اداری.....	۲۷۹
جدول (۱۵-۳) پاداش همکاری مشترکین ایستگاه پمپ گاز طبیعی فشرده.....	۲۸۰
جدول (۱۶-۳) مقدار پاداش قطع بار برنامه‌ریزی شده مشترکین چاه آب کشاورزی (تعرفه الف).....	۲۸۲
جدول (۱۷-۳) پاداش همکاری در کاهش بار برنامه‌ریزی شده مشترکین دیماندی کشاورزی (تعرفه ب).....	۲۸۳
جدول (۱۸-۳) پاداش همکاری در کاهش بار برنامه‌ریزی شده مشترکین دیماندی کشاورزی (تعرفه ج).....	۲۸۴
جدول (۱۹-۳) پاداش جابه‌جایی تعطیلات هفتگی از روز جمعه به یکی از روزهای کاری هفته.....	۲۹۰
جدول (۲۰-۳) ضرایب تعدیل در محاسبه پاداش همکاری در روش کاهش بار برنامه‌ریزی شده در ساعات اوج بار.....	۲۹۳
جدول (۲۱-۳) کاهش / قطع بار برنامه‌ریزی شده ۲۴ ساعته.....	۲۹۴
جدول (۲۲-۳) میزان پاداش روش تعیین ساعت کار برنامه‌ریزی شده.....	۲۹۶
جدول (۲۳-۳) ضرایب تعدیل در محاسبه پاداش برنامه ذخیره عملیاتی.....	۲۹۹

فصل اول

استخراج و تبیین قوانین و مقررات ذیربط برای تحقق مسئولیت‌های مشترک

پیشگفتار

در حال حاضر نیروگاه‌های حرارتی کشور خواهان این هستند که عملیاتشان را پایدار سازند. گزارش‌دهی پایداری به نیروگاه‌های کشور کمک می‌کند که اهدافشان را تعیین کنند، عملکردشان را اندازه‌گیری کنند و مدیریت تغییر داشته باشند تا بتوانند عملیاتشان را هر چه بیشتر پایدار سازند. اصول و موارد افشاگری استاندارد را ارائه می‌دهند که نیروگاه‌ها با کمک آن‌ها می‌توانند اثرات و عملکرد اقتصادی، زیست محیطی و اجتماعی خود را گزارش کنند.

بررسی جایگاه نظام حسابداری زیست محیط نیروگاه‌های حرارتی از اهمیت بالایی برخوردار است. لذا پژوهش حاضر به شناسایی شاخص‌ها و استانداردهای زیست محیطی نیروگاه‌های حرارتی پرداخته است. پس از شناسایی استانداردهای زیست محیطی ابتدا در هر قسمت پیرامون استانداردها شناسایی شده؛ توضیحاتی داده خواهد شد و سپس استاندارد گزارشگری یکپارچه جهانی ۳۰۱ تا ۳۰۸ مورد مطالعه و ترجمه قرار خواهد گرفت. استاندارد گزارشگری یکپارچه جهانی (GRI) توسط هیات تدوین استانداردهای جهانی پایداری (GSSB) در تاریخ ۲۸ ژوئن ۲۰۱۸ منتشر و با رویکرد توجه به ذی‌نفعان لازم‌الاجرا شده است. استانداردهای گزارشگری یکپارچه جهانی به صورت مجموعه‌ای از استانداردهای به هم پیوسته از بخش‌های مختلف تشکیل شده است. این استانداردها در سه دسته ۲۰۰ (موضوعات اقتصادی)، ۳۰۰ (موضوعات زیست محیطی) و ۴۰۰ (موضوعات اجتماعی) سازماندهی شده‌اند. در زمینه استانداردهای گزارشگری یکپارچه جهانی: ۳۰۰، بعد زیست محیطی پایداری به تأثیرات یک سازمان بر سامانه‌های زنده و غیر زنده شامل زمین، آب، هوا و اکوسیستم‌ها مربوط می‌شود.

بدین منظور در تحقیق موردنظر جهت بیان مباحث نظری و جمع‌آوری اطلاعات از روش کتابخانه‌ای استفاده شده است که در نهایت اسناد و مدارک تهیه شده در این پژوهش به عنوان یک مرجع به پژوهشگاه نیرو، نیروگاه‌های حرارتی کشور و کارفرمایان پیشنهاد و جهت اجرا؛ ارائه خواهد شد.

۱-۱- گردآوری قوانین و مقررات و تبیین جایگاه حقوقی وزارت نیرو و شرکت‌های زیر

مجموعه آن

۱-۱-۱- مقدمه

وزارت نیرو و شرکت‌های زیر مجموعه، نقش اساسی و مهمی را در تامین برق کشور دارند. در راستای ترسیم مسئولیت مشترک سایر نهادهای اجرایی و استانی، در ابتدا نیاز است تا مسئولیت‌ها و وظایف وزارت نیرو مورد بررسی قرار گیرد. مسلماً یکی از اصلی‌ترین وظایف وزارت نیرو، احداث نیروگاه‌های تولید برق با حفظ محیط زیست است و در کنار آن نیز ایجاد شبکه‌های انتقال و توزیع از مسئولیت‌های اصلی وزارت نیرو می‌باشد که با بوسیله وزارت نیرو و یا بخش خصوصی اجرا خواهد شد. با توجه به مسائل فوق، در این فصل در ابتدا قوانین و مقررات و تبیین جایگاه حقوقی وزارت نیرو و شرکت‌های زیر مجموعه آن در جهت پایداری سازی عرضه و تقاضای برق بر بستر نظام تعاملی در استان‌ها گردآوری و سپس مورد ارزیابی قرار خواهد گرفت. این قوانین شامل قانون تاسیس وزارت نیرو، قانون سازمان برق ایران و سایر قوانین مرتبط با جایگاه وزیر نیرو خواهد بود.

۱-۲- گردآوری قوانین مرتبط با جایگاه وزارت نیرو و تبیین آن (وزارت نیرو، دستگاه‌های اجرایی و شرکت‌های

زیرمجموعه)

هر چند به موجب اصل ۴۴ قانون اساسی تامین نیرو جز قلمرو فعالیت های دولت تعیین شده بود، لیکن به موجب قانون سیاست‌های کلی اصل ۴۴ قانون اساسی، در بخش نیرو، صرفاً شبکه‌های اصلی انتقال برق جز فعالیت‌های دولتی محسوب می‌شود. صرف نظر از مناقشات حقوقی در خصوص این قانون، آنچه که دولت از ورود آن در دو بخش دیگر یعنی تولید، توزیع، انتقال و مصرف منع شده است شامل مالکیت، سرمایه‌گذاری و مدیریت است. لیکن وظیفه نظارت همچنان بر عهده دولت است و ممنوعیت مالکیت، مدیریت و سرمایه‌گذاری به معنای عدم مجوز نظارت یا اعمال حاکمیت در گروه‌های ۱ و ۲ ماده ۲ نیست. بنابراین اگر قائل به این باشیم که دولت در بخش نیرو فقط مجاز به مالکیت، مدیریت و سرمایه‌گذاری در بخش شبکه‌های اصلی انتقال برق است، از این گزاره این مفهوم را نمی‌توان برداشت کرد که حق نظارت در این بخش‌ها را ندارد. اولاً قانون اصل ۴۴ در خصوص نظارت در گروه یک و دو ماده ۲ ساکت است. لذا به سکوت قانون نمی‌توان چنین نظری را منتسب کرد. از آن گذشته مالکیت، مدیریت و سرمایه‌گذاری ظهور در فعالیت‌های تصدی‌گری دارد اما فعالیت های حاکمیتی این بخش‌ها نظیر صدور پروانه تولید و بهره‌برداری گروه ماده ۱ و ۲ به موجب سایر قوانین همچنان پابرجاست. دو قانون مهمی که در خصوص اعمال حاکمیت دولت در بخش نیرو احکام و شرایطی را تعیین کرده، شامل قانون تاسیس وزارت نیرو مصوب ۱۳۵۳/۱۰/۱ مجلس شورای ملی و قانون سازمان برق است که هر دو همچنان دارای اعتبار قانونی هستند و در ادامه مورد بررسی قرار خواهد گرفت.

الف) قانون تاسیس وزارت نیرو

در قانون تاسیس وزارت نیرو مصوب ۱۳۵۸/۱۱/۲۸ مصوب مجلس شورای ملی، صراحتاً به وظیفه این وزارت خانه در تامین نیرو اشاره شده است. بند ط ماده ۱ این قانون صراحتاً به وظیفه سمت عرضه برق توسط نیرو اشاره کرده است. بر این اساس وزارت نیرو مکلف به تهیه و اجرای طرح‌های لازم در زمینه احداث نیروگاه‌های تولید برق و ایجاد شبکه‌های انتقال و توزیع برق و تأسیسات شیرین کردن آب شور و اداره و بهره‌برداری از آنها به وسیله سازمان‌ها و شرکت‌های وابسته و تابع وزارت نیرو شده است. در خصوص سمت تقاضا نیز دو وظیفه مهم و اساسی به وزارت نیرو سپرده شده است. یکی در بند ه مبنی بر نظارت بر نحوه استفاده از انواع انرژی و همچنین تعیین و تصویب نحوه مصرف و نرخ انواع انرژی در داخل کشور و دیگری بند ز تعیین مقررات و صدور دستورالعمل‌های لازم برای حسن انجام امور مربوط به تولید و انتقال و توزیع و مصرف انرژی در کشور. با توجه به اعتبار این قانون در حال حاضر، مسئولیت اولیه تامین و عرضه و همچنین نظارت بر مصرف بر عهده وزارت نیرو است. بنابراین از لحاظ حقوقی تا زمانی که این وظیفه بر اساس قانون مصوب مجلس شورای اسلامی، به صورت استانی به استانداران یا سایر نهادهای محلی تفویض نشده باشد، همچنان وزارت نیرو و وزیر نیرو مسئولیت اولیه را در این خصوص بر عهده دارند. البته لازم به ذکر است هیات وزیران یا شورای عالی انرژی این صلاحیت را دارد تا بخشی از این وظیفه به مقامات محلی نظیر استانداران توزیع کند. با این توزیع، وظیفه پاسخگویی در داخل قوه مجریه توزیع خواهد شد، اما پاسخگویی در برابر سایر قوا و مقام معظم رهبری، تغییری نکرده و همچنان بر عهده وزارت نیرو و وزیر نیرو خواهد بود.

(ب) قانون سازمان برق ایران^۱

همانطور که در مقدمه این بخش اشاره شد، وظایف نظارتی و حاکمیتی در هیچ یک از گروه‌های ماده ۲ قانون اجرای سیاست‌های اصل ۴۴ تعطیل بردار نبوده و در حوزه نیرو نیز این وظیفه و اعمال آن همچنان بر عهده وزارت نیرو است که در زمان تصویب قانون سازمان برق، از آن تحت عنوان وزارت آب و برق نام برده شده است.

بر اساس ماده ۵ این قانون: از تاریخی که وزارت آب و برق برای هر منطقه اعلام می‌نماید هیچ شخصی اعم از حقوقی یا حقیقی نمی‌تواند بدون موافقت و کسب پروانه از وزارت آب و برق در توسعه یا ایجاد و احداث و بهره‌برداری تأسیسات تولید و انتقال و توزیع نیروی برق به منظور مصارف در امور کشاورزی و صنعتی و تجاری اقدام نماید در صورت تخلف وزارت آب و برق می‌تواند از شروع یا ادامه کار آنها جلوگیری نماید مقامات انتظامی موظف هستند با درخواست مأمورین مجاز وزارت آب و برق از ایجاد و بهره‌برداری این قبیل تأسیسات جلوگیری نمایند.

همچنین در ادامه و در ماده ۷ این قانون ماده ۷ - وزارت آب و برق مقررات لازم را برای طرز اداره مؤسسات برق و بهبود وضع تولید و انتقال و توزیع و فروش نیروی برق وضع خواهد نمود. کلیه مؤسسات برق باید از مقررات مزبور تبعیت نمایند. قانون سازمان برق بیشتر بر اعمال حاکمیت وزارت نیرو در بخش عرضه برق متمرکز است و به اعمال نظارت و حاکمیت در بخش مصرف (جز در مورد تعیین جدول نرخ مصرفی برق) نپرداخته است.

^۱ - ماده ۴: وزارت آب و برق در اجرای وظایف خود می‌تواند هر قسمت از اختیارات خود را در حدود این قانون و با رعایت مقررات مربوط به شرکتهای برق منطقه ای یا مؤسسات دولتی و یا شهرداریها و یا شرکتهای تعاونی روستایی تفویض نماید.

ماده ۵: از تاریخی که وزارت آب و برق برای هر منطقه اعلام می‌نماید هیچ شخصی اعم از حقوقی یا حقیقی نمی‌تواند بدون موافقت و کسب پروانه از وزارت آب و برق در توسعه یا ایجاد و احداث و بهره‌برداری تأسیسات تولید و انتقال و توزیع نیروی برق به منظور مصارف در امور کشاورزی و صنعتی و تجاری اقدام نماید در صورت تخلف وزارت آب و برق می‌تواند از شروع یا ادامه کار آنها جلوگیری نماید مقامات انتظامی موظف هستند با درخواست مأمورین مجاز وزارت آب و برق از ایجاد و بهره‌برداری این قبیل تأسیسات جلوگیری نمایند.

ماده ۶: کلیه مؤسسات برق موجود موظفند که پس از آگهی وزارت آب و برق ظرف سه ماه درخواست پروانه نمایند وزارت آب و برق درخواستهای مزبور را مورد رسیدگی قرار خواهد داد و برای مؤسسات ذیصلاحیت پروانه صادر خواهد نمود در صورتی که این مؤسسات واجد صلاحیت فنی نباشند یا پس از آگهی در ظرف مدت مقرر درخواست پروانه ننمایند و یا اجرای برنامه‌ها و مقررات وزارت آب و برق را متعهد نشوند و بدان عمل ننمایند وزارت آب و برق می‌تواند کلیه تأسیسات و ابنیه مربوط را با حضور دادستان محل یا نماینده او تحت اختیار گرفته و آنها را تا مدت دو سال به صورت امانی اداره و پس از پایان مدت مقرر طبق ماده ۱۶ این قانون عمل کند.

ماده ۷: وزارت آب و برق مقررات لازم را برای طرز اداره مؤسسات برق و بهبود وضع تولید و انتقال و توزیع و فروش نیروی برق وضع خواهد نمود. کلیه مؤسسات برق باید از مقررات مزبور تبعیت نمایند.

ماده ۱۷: در مواردی که از طرف وزارت خانه‌ها و مؤسسات دولتی و یا شهرداریها امتیاز یا اجازه ای به اشخاص حقیقی یا حقوقی جهت تولید و توزیع و فروش برق داده شده باشد وزارت آب و برق از تاریخ تصویب این قانون جانشین امتیاز دهنده و یا اجازه دهنده خواهد بود.

جدول (۱-۱) سه قانون اصلی مرتبط با وظایف حاکمیتی وزارت نیرو

نام قانون		توضیحات
۱- سیاست‌های کلی اصل ۴۴ قانون اساسی		نظارت بر بخش‌های تولید، توزیع و مصرف و صدور پروانه تولید و بهره‌برداری
۲- قانون تأسیس وزارت نیرو	سمت عرضه	تامین نیرو (تهیه و اجرای طرح‌های لازم در زمینه احداث نیروگاه‌های تولید برق و ایجاد شبکه‌های انتقال و توزیع برق و تأسیسات شیرین کردن آب شور و اداره و بهره‌برداری از آنها به وسیله سازمان‌ها و شرکت‌های وابسته و تابع وزارت نیرو)
	سمت تقاضا	نظارت بر نحوه استفاده از انواع انرژی تعیین و تصویب نحوه مصرف و نرخ انواع انرژی در داخل کشور تعیین مقررات و صدور دستورالعمل‌های لازم برای حسن انجام امور مربوط به تولید و انتقال و توزیع و مصرف انرژی در کشور.
۳- قانون سازمان برق ایران		هیچ شخصی اعم از حقوقی یا حقیقی نمی‌تواند بدون موافقت و کسب پروانه از وزارت آب و برق در توسعه یا ایجاد و احداث و بهره‌برداری تأسیسات تولید و انتقال و توزیع نیروی برق به منظور مصارف در امور کشاورزی و صنعتی و تجاری اقدام نماید و در صورت تخلف وزارت آب و برق می‌تواند از شروع یا ادامه کار آنها جلوگیری نماید، مقامات انتظامی موظف هستند با درخواست مأمورین مجاز وزارت آب و برق از ایجاد و بهره‌برداری این قبیل تأسیسات جلوگیری نمایند.

ج) قانون الحاق برخی مواد به قانون تنظیم بخشی از مقررات مالی دولت:

در ماده ۸۱ این قانون آمده است: وزارتخانه‌های نیرو، نفت و ارتباطات و فناوری اطلاعات مکلفند، نسبت به تامین آب، برق، گاز و امکانات مخابراتی شهرک‌ها و نواحی صنعتی و مناطق ویژه اقتصادی تا درب واحدهای صنعتی و معدنی مستقر در شهرک‌ها و نواحی صنعتی و معدنی و منطقه ویژه اقتصادی اقدام کنند.

سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی کشور موظف است اعتبار مورد نیاز را در لوایح بودجه سنواتی به این منظور پیش بینی کند.

د) آیین‌نامه نحوه تامین برق و سوخت صنایع:

هیئت وزیران در جلسه مورخ ۱۳۸۷/۱۱/۲ بنا به پیشنهاد وزارت نیرو و به استناد اصل یکصد و سی و هشتم قانون اساسی جمهوری اسلامی ایران، آیین‌نامه نحوه تامین برق و سوخت صنایع را به شماره ۲۵۴۲/۳۰/۱۰۰ مورخ ۱۳۸۷/۱/۲۴ تصویب کرد. طبق ماده ۱ این قانون وزارت نیرو موظف است، در فرآیند بررسی و صدور جواز تأسیس واحدهای خارج از شهرک‌های صنعتی، راهنمای تامین انرژی (برق و سوخت) واحدهای یاد شده را تدوین و به متقاضی اعلام نماید. همچنین در تبصره ۳ همین ماده آمده است: شرکت مادر تخصصی سازمان صنایع کوچک و شهرک‌های صنعتی ایران موظف است با همکاری شرکت‌های توزیع نیروی برق در استان‌ها برای هر یک از شهرک‌های صنعتی با در نظر گرفتن تمام راه کارهای ممکن (مانند نیروگاه‌های تولید پراکنده برای کاهش نیاز به سرمایه‌گذاری در شبکه انتقال برق و تولید توأم برق، حرارت و سرمایش برای افزایش بازده) طرح تامین انرژی جداگانه تهیه و پس از تصویب کارگروه موضوع تبصره (۴) این ماده اجرا نماید. همانطور که مشخص است در این تبصره به لزوم عدم نیاز به سرمایه‌گذاری جدید در تأسیسات برق اشاره شده است.

تبصره ۴- برای انجام مطالعات امکان سنجی و انتخاب نوع فرآیند، فن‌آوری و حامل‌های انرژی مورد استفاده در واحدهای صنعتی و نیروگاه‌های تولید برق و راهنمایی آنها در تهیه طرح تامین انرژی و عقد قراردادهای بلند مدت تامین انرژی، نرخ برآوردی انرژی توسط کارگروهی متشکل از نمایندگان تام‌الاختیار معاون برنامه‌ریزی و نظارت راهبردی رییس جمهور و وزیران صنایع و معادن، نفت و نیرو تعیین و سالیانه تعدیل می‌شود. نرخ‌های یاد شده صرفاً جنبه برآورد کارشناسی دارد و دستگاه‌های ذی‌ربط موظفند این موضوع را در اعلامیه این نرخ‌ها درج کرده و به اطلاع متقاضیان برسانند.

ماده ۴- وزارتخانه‌های نفت و نیرو موظفند با نیروگاه‌های تولید برق، اعم از دولتی و یا غیردولتی که برق تولیدی آنها در داخل کشور به مصرف می‌رسد، از نظر تحویل سوخت و تخصیص یارانه آن یکسان برخورد نمایند. در این راستا، برنامه تامین سوخت نیروگاه‌های کشور (اعم از دولتی و غیردولتی) توسط شرکت توانیر و با توجه به توافقات با وزارت نفت تهیه و سوخت نیروگاه‌ها بر اساس آن تامین و برای اطمینان سرمایه‌گذاران احداث نیروگاه‌های غیردولتی، تامین سوخت آنها توسط شرکت توانیر تضمین می‌شود.

تبصره ۲- اولویت تامین سوخت با رعایت مسایل فنی بهره برداری از شبکه برق، با نیروگاه‌های تولید توأم برق و حرارت و نیروگاه‌های با بازده بالاتر می‌باشد.

ماده ۵- وزارت نیرو موظف است شرایط و استانداردهای اتصال به شبکه برق کشور را اعلام و اطلاعات پایه شبکه برق کشور را منتشر نماید، به نحوی که متقاضیان اتصال به شبکه برق کشور بتوانند از طریق مشاوران تأیید صلاحیت شده توسط وزارت نیرو، طرح فنی لازم برای اتصال به شبکه برق کشور را تهیه نمایند.

تبصره- شرکت‌های برق منطقه ای و یا توزیع نیروی برق ذی ربط پس از تبادل موافقتنامه و یا پرداخت هزینه اتصال از سوی متقاضی، شرایط فنی لازم را برای امکان اتصال الکتریکی تأسیسات متقاضی به شبکه برق برقرار می‌نمایند. دریافت انرژی از شبکه منوط به تامین برق به روش‌های مندرج در ماده (۶) و رعایت استانداردهای فنی می‌باشد.

ماده ۶ - تامین برق متقاضیان بزرگ صنعتی (متقاضیانی که در سطح ولتاژ انتقال و فوق توزیع و یا از طریق فیدر اختصاصی فشار متوسط به شبکه برق کشور متصل می‌شوند) و یا شهرک‌های صنعتی به روش‌های زیر خواهد بود:

الف - احداث نیروگاه اختصاصی: در این حالت متقاضی از حمایت‌های موضوع ماده (۹) برخوردار خواهد بود.

ب - قرارداد دوجانبه با تولید کنندگان غیردولتی: در این صورت متقاضی می‌تواند با انعقاد قرارداد دوجانبه بر اساس نرخ و شرایط مورد توافق، تمام و یا بخشی از برق مورد نیاز خود را از تولید کنندگان غیردولتی برق تامین نماید. قراردادهای نمونه ای که در این خصوص به تصویب وزارت نیرو می‌رسد، لازم‌الرعایه است.

تبصره - با توجه به اینکه مسئولیت تامین نیرو در هر حال با وزارت نیرو می‌باشد، در صورتی که هیچ یک از گزینه‌های فوق نتواند برق مصرفی متقاضیان بزرگ و شهرک‌های صنعتی را با قیمت رقابتی تامین کند، وزارت نیرو موظف است با تعیین یکی از شرکت‌های نیروگاهی (موضوع ماده (۲۷) قانون الحاق موادی به قانون تنظیم بخشی از مقررات مالی دولت - مصوب ۱۳۸۴ -) به عنوان عرضه کننده، برق متقاضی را تامین نماید. در این صورت متقاضی می‌تواند با انعقاد قرارداد دوجانبه بر اساس نرخ های ثابت مورد عمل در سال ۱۳۸۶ (نرخ های انرژی، دیماند و اشتراک) و تعدیل با ضریب تعدیل قراردادهای متعارف تبدیل انرژی به شرح زیر، تمام و یا بخشی از برق مورد نیاز خود را از این عرضه کنندگان دریافت کند.

ماده ۷- مصرف کننده با فراهم کردن شرایط اتصال به شرح ماده (۵) تامین برق خود (به روش‌های موضوع ماده ۶) به شبکه برق کشور متصل و از حمایت‌های زیر برخوردار می‌شود:

الف - در شرایطی که به واسطه کمبود تولید و یا محدودیت در شبکه برق، تامین تمامی برق مورد نیاز مصرف کنندگان امکان پذیر نباشد، در اولویت تامین برق قرار خواهد گرفت و وزارت نیرو (شرکت مدیریت شبکه برق ایران) ملزم به تامین برق وی می‌باشد و در غیر این صورت خسارات عدم تامین برق بر اساس مفاد قرارداد ترانزیت برق به ایشان پرداخت خواهد شد.

ب - برای اطمینان از تداوم تامین برق خود در شرایط قطع تولید و یا بروز محدودیت ظرفیت یا سایر اشکالات فنی تولید کننده (نیروگاه طرف قرارداد یا نیروگاه اختصاصی) و یا لغو قرارداد دوجانبه، می‌تواند قرارداد تضمین تامین برق مصرف کننده (پشتیبان) با شرکت مدیریت شبکه برق ایران منعقد نماید.

ج - به عنوان خریدار بازار عمده فروشی برق قلمداد می‌شود و می‌تواند بخشی از برق مورد نیاز خود را براساس نرخ های بازار عمده فروشی خریداری نماید.

ماده ۸- وزارت نیرو موظف است ساز و کاری را برقرار نماید تا یارانه بخش برق (مادامی که بر اساس قوانین و مقررات این یارانه ها پایدار می‌باشد) به صورت یکسان به مصرف کنندگان صنعتی (اعم از مشترکان شبکه برق با مصرف کنندگان جدید با قرارداد دوجانبه) و یا تامین کنندگان برق آنها (اعم از شرکت‌های برق منطقه ای، توزیع و یا دیگر عرضه کنندگان غیردولتی) اختصاص یابد.

ماده ۹- متقاضیان بزرگ صنعتی و معدنی، شهرک‌های صنعتی و یا واحدهای صنعتی و معدنی در صورت تمایل به احداث نیروگاه برای تامین تمام و یا بخشی از برق مورد نیاز خود، علاوه بر تسهیلات موضوع تبصره (۶) ماده (۴) آیین‌نامه اجرایی شرایط و تضمین خرید برق موضوع تصویب‌نامه شماره ۱۶۸۲۵/ت۳۳۱۸۸ هـ مورخ ۱۳۸۴/۴/۸، از تمام تسهیلاتی که وزارت نیرو در اختیار سرمایه‌گذاران خصوصی احداث نیروگاه قرار می‌دهد، برخوردار خواهند شد و می‌توانند برق تولیدی خود بر اساس مقررات موجود به شبکه برق کشور و یا سایر متقاضیان نیز به فروش برسانند.

تبصره ۱- در راستای استفاده بهینه از منابع انرژی کشور، وزارتخانه‌های نیرو و صنایع و معادن موظفند برای توسعه تولید برق در محل مصرف، تولید کنندگان برق در شهرک‌ها و نواحی صنعتی را مطابق با مزایای استقرار صنایع تولیدی در شهرک‌ها و نواحی صنعتی و طرح های تشویق سرمایه‌گذاری تولید برق در محل مصرف مورد حمایت قرار دهند؛ از جمله در خرید برق تولیدی آنها، کاهش تلفات شبکه برق و صرفه‌جویی در هزینه های انتقال و توزیع برق را منظور نمایند.

تبصره ۲- وزارت نفت (شرکت بهینه‌سازی مصرف سوخت) و وزارت نیرو (سازمان بهره‌وری انرژی ایران) موظفند ساز و کارهای لازم را در چارچوب قوانین، به منظور حمایت های فنی، مالی و اعتباری از نیروگاه‌هایی که برای استفاده خود یا سایر واحدها طرح های بازیافت حرارت اجرا می کنند، برقرار نمایند.

ماده ۱۰- در راستای استفاده بهینه از منابع انرژی کشور، وزارت صنایع و معادن موظف است با همکاری وزارتخانه‌های نیرو و نفت، دستورالعمل اجرایی ممیزی و مدیریت مصرف انرژی در واحدهای تولیدی را ظرف سه ماه تدوین و اجرا نماید. واحدهای با مصرف بیش از استاندارد مطابق با قوانین و مقررات مشمول جرایم خواهند شد.

جدول (۱-۲) تعهدات و وظایف وزارت نیرو با توجه به آیین‌نامه نحوه تامین برق و سوخت صنایع

آیین‌نامه نحوه تامین برق و سوخت صنایع	تامین برق	مدیریت تقاضا و بهینه‌سازی در تامین برق
تعهدات و وظایف وزارت نیرو	بررسی و صدور جواز تأسیس واحدهای خارج از شهرک‌های صنعتی و تدوین راهنمای تامین انرژی (برق و سوخت)	شرکت مادر تخصصی سازمان صنایع کوچک و شهرک‌های صنعتی ایران موظف است با همکاری شرکت‌های توزیع نیروی برق در استان‌ها برای هر یک از شهرک‌های صنعتی با در نظر گرفتن تمام راه‌کارهای ممکن (مانند نیروگاه‌های تولید پراکنده برای کاهش نیاز به سرمایه‌گذاری در شبکه انتقال برق و تولید توأم برق، حرارت و سرمایش برای افزایش بازده) طرح تامین انرژی جداگانه تهیه کند.
	تبصره ماده ۶- با توجه به اینکه مسئولیت تامین نیرو در هر حال با وزارت نیرو می‌باشد، در صورتی که هیچ یک از گزینه‌های فوق نتواند برق مصرفی متقاضیان بزرگ و شهرک‌های صنعتی را با قیمت رقابتی تامین کند، وزارت نیرو موظف است با تعیین یکی از شرکت‌های نیروگاهی (موضوع ماده (۲۷) قانون الحاق موادی به قانون تنظیم بخشی از مقررات مالی دولت - مصوب ۱۳۸۴ -) به عنوان عرضه کننده، برق متقاضی را تامین نماید.	ماده ۶- تامین برق متقاضیان بزرگ صنعتی (متقاضیانی که در سطح ولتاژ انتقال و فوق توزیع و یا از طریق فیدر اختصاصی فشار متوسط به شبکه برق کشور متصل می‌شوند) و یا شهرک‌های صنعتی به روش‌های زیر خواهد بود: احداث نیروگاه‌های اختصاصی، قرارداد دوجانبه با تولید کنندگان غیردولتی
	بند ب ماده ۷- برای اطمینان از تداوم تامین برق خود در شرایط قطع تولید و یا بروز محدودیت ظرفیت یا سایر اشکالات فنی تولید کننده (نیروگاه طرف قرارداد یا نیروگاه اختصاصی) و یا لغو قرارداد دوجانبه، می‌تواند قرارداد تضمین تامین برق مصرف کننده (پشتیبان) با شرکت مدیریت شبکه برق ایران منعقد نماید.	ماده ۹- متقاضیان بزرگ صنعتی و معدنی، شهرک‌های صنعتی و یا واحدهای صنعتی و معدنی در صورت تمایل به احداث نیروگاه برای تامین تمام و یا بخشی از برق مورد نیاز خود، علاوه بر تسهیلات موضوع تبصره (۶) ماده (۴) آیین‌نامه اجرایی شرایط و تضمین خرید برق، از تمام تسهیلاتی که وزارت نیرو در اختیار سرمایه‌گذاران خصوصی احداث نیروگاه قرار می‌دهد، برخوردار خواهند شد و می‌توانند برق تولیدی خود بر اساس مقررات موجود به شبکه برق کشور و یا سایر متقاضیان نیز به فروش برسانند.
		ماده ۱۰- در راستای استفاده بهینه از منابع انرژی کشور، وزارت صنایع و معادن موظف است با همکاری وزارتخانه‌های نیرو و نفت، دستورالعمل اجرایی ممیزی و مدیریت مصرف انرژی در واحدهای تولیدی را ظرف سه ماه تدوین و اجرا نماید. واحدهای با مصرف بیش از استاندارد مطابق با قوانین و مقررات مشمول جرایم خواهند شد.

جدول (۳-۱) اهم تعهدات و وظایف وزارت نیرو با توجه به آیین‌نامه نحوه تامین برق و سوخت صنایع

آیین‌نامه نحوه تامین برق و سوخت صنایع	تامین برق	مدیریت تقاضا و بهینه‌سازی در تامین برق
تعهدات و وظایف وزارت نیرو	صدور جواز تأسیس واحدهای خارج از شهرک‌های صنعتی و تدوین راهنمای تامین انرژی	تهیه طرح تامین انرژی جداگانه با استفاده از نیروگاه‌های تولید پراکنده برای کاهش نیاز به سرمایه‌گذاری در شبکه انتقال برق و تولید توأم برق، حرارت و سرمایش برای افزایش بازده
	تامین برق متقاضی بوسیله تعیین یکی از شرکت‌های نیروگاهی (موضوع ماده (۲۷) قانون الحاق موادی به قانون تنظیم بخشی از مقررات مالی دولت - مصوب ۱۳۸۴ -) به عنوان عرضه کننده	تامین برق متقاضیان بزرگ صنعتی و یا شهرک‌های صنعتی
	انعقاد قرارداد تضمین تامین برق مصرف کننده (پشتیبان) با شرکت مدیریت شبکه برق ایران	متقاضیان بزرگ صنعتی و معدنی، شهرک‌های صنعتی می‌توانند برق تولیدی خود بر اساس مقررات موجود به شبکه برق کشور و یا سایر متقاضیان نیز به فروش برسانند.
		تدوین دستورالعمل اجرایی ممیزی و مدیریت مصرف انرژی در واحدهای تولیدی

طبق این قانون وظیفه تامین برق در شهرک‌های صنعتی و صنایع بر عهده وزارت نیرو است. در برخی مفاد این قانون به روش‌های دیگری برای تامین برق از سوی مشترک اشاره شده است که در تدوین نظام‌نامه تعامل می‌تواند مورد استناد قرار گیرد. از آنجا که مدیریت شهرک‌های صنعتی در استان‌ها بر عهده استاندار است لذا این قانون مسئولیت‌های مشترک فیما بین وزارت نیرو و استانداری را به صورت مشخص بیان کرده است.

۳-۱-۱- گردآوری قوانین مرتبط با جایگاه وزیر نیرو و تبیین آن

الف) سهامدار و مسئول انتصابات در شرکت‌ها و سازمان‌های زیر مجموعه وزارت نیرو
شرکت توانیر: طبق ماده ۸ اساسنامه توانیر، وزیر نیرو، رئیس مجمع عمومی شرکت است و انتخاب رئیس و اعضای هیأت مدیره شرکت براساس پیشنهاد وزیر نیرو صورت می‌پذیرد. طبق ماده ۲۳- مدیرعامل بالاترین مقام اجرایی شرکت بوده و برای مدت ۲ سال از بین اعضای هیأت مدیره یا خارج از آن توسط هیأت مدیره انتخاب و با حکم وزیر نیرو منصوب می‌شود.
سازمان انرژی‌های تجدیدپذیر و بهره‌وری انرژی برق (ساتبا): طبق ماده ۷ اساسنامه این سازمان، رئیس سازمان از بین اشخاص امین و مورد وثوق دارای تحصیلات دانشگاهی و سابقه و تجربه کافی در رشته‌های شغلی مرتبط با حوزه انرژی، توسط وزیر نیرو انتخاب شده و معاون وزیر نیرو است.

شرکت سهامی برق منطقه ای: بر طبق اساسنامه این شرکت‌ها، ریاست مجامع عمومی بر عهده رئیس هیأت مدیره شرکت مادر تخصصی توانیر است. و تنها طبق ماده ۲۹- این شرکت از نظر سیاست‌ها، برنامه‌ها و فعالیت‌های توسعه و بهره‌برداری تابع ضوابط و مقررات وزارت نیرو خواهد بود.

شرکت مدیریت شبکه برق ایران: بر طبق ماده ۲۹ اساسنامه: شرکت از نظر سیاست‌ها، برنامه‌ها و فعالیت‌ها تابع ضوابط و مقررات وزارت نیرو می‌باشد. همچنین شرکت مکلف به تبعیت از دستورالعمل‌ها و ضوابطی می‌باشد که وزارت نیرو برای حصول اطمینان از عملکرد منصفانه و بی‌طرفانه شرکت در رابطه با عرضه‌کنندگان و دریافت‌کنندگان برق و مالکین شبکه برق وضع می‌نماید.

ماده ۳۰ - قبل از انتخاب اعضای هیأت مدیره و مدیرعامل شرکت، صلاحیت آنان می‌باید به تأیید وزیر نیرو برسد.

شرکت شهرک‌های صنعتی ایران: عضو مجمع عمومی به موجب تأسیس شرکت شهرک‌های صنعتی ایران

(ب) عضو اصلی شورای عالی انرژی کشور

جدول (۱-۴) اهم قوانین مرتبط با جایگاه وزیر نیرو و تبیین آن

جایگاه وزیر نیرو
رئیس مجمع عمومی شرکت توانیر و انتخاب مدیر عامل،
رئیس و اعضای هیأت مدیره شرکت براساس پیشنهاد وزیر نیرو صورت می‌گیرد
انتخاب رئیس سازمان انرژی‌های تجدیدپذیر و بهره‌وری انرژی برق (ساتبا)
ریاست مجامع عمومی شرکت‌های سهامی برق منطقه‌ای
تأیید صلاحیت اعضای هیأت مدیره و مدیرعامل شرکت مدیریت شبکه قبل از انتخاب

۱-۲- گردآوری قوانین و مقررات مرتبط با استانداران و تبیین جایگاه حقوقی و

حاکمیتی استانداری‌ها

۱-۲-۱- مقدمه

پس از گردآوری قوانین مرتبط با نقش وزارت نیرو و شرکت‌های زیر مجموعه، در این بخش قوانین و مقررات مرتبط با استانداران و تبیین جایگاه حقوقی و حاکمیتی استانداری‌ها در جهت پایداری سازی عرضه و تقاضای برق بر بستر نظام تعاملی در استان‌ها گردآوری گردیده است. وظایف و اختیارات استاندار و استانداری‌ها و نیز تبیین رابطه استانداری‌ها با شرکت‌های توزیع برق دو بخش اصلی این فصل را شکل می‌دهند. در این فصل، نقش و جایگاه شورای برنامه‌ریزی و توسعه استان و نیز شورای تامین استان مورد واکاوی قرار گرفته است.

۱-۲-۲- وظایف و اختیارات استاندار و استانداری‌ها

اولین قانون راجع به وظایف و اختیارات استانداران مورخ ۲۸ فروردین ۱۳۳۹ است که در ماده یک خود اشعار داشته است استانداران در حوزه مأموریت خود نماینده عالی دولت و مسئول اجرای سیاست عمومی دولت می‌باشند و بر کلیه ادارات دولتی حوزه مأموریت خود سواى محاکم قضایی ریاست عالی و حق نظارت در امور را خواهند داشت. این قانون مجدداً طبق ماده ۲ لایحه قانونی اختیارات استانداران کشور جمهوری اسلامی ایران مصوب ۱۳۵۹/۳/۲۹ مورد تأیید شورای انقلاب قرار گرفته و استانداران مسئول اجرای سیاست عمومی دولت در حوزه مأموریت خود محسوب شده و در کلیه امور اجرائی استان نظارت تامه

و عالی و حق بازرسی دارند. در صورتی که مسئله‌های در تعامل با دستگاه اجرایی حل نشود، استانداران موضع را به اطلاع وزیر کشور می‌رسانند تا وی مورد را در هیات وزیران طرح و تصمیم هیات وزیران به استانداران جهت اجرا ابلاغ می‌شود. با توجه به کوتاه و کلی بودن این قانون، شورای عالی اداری در سال ۱۳۷۷ به تشریح وظایف و اختیارات استانداران پرداخت که در بند قبل به آن اشاره شد. علاوه بر این اختیارات، استاندار رئیس شورای تامین استان نیز هست که وظیفه هماهنگی و امنیت استان به ویژه در بحران‌ها را نیز دارد. البته اینکه استاندار تا چند میزان مایل باشد این اختیارات را در خدمت پیک سایی قرار دهد، امری است که در متون قانونی به آن‌ها اشاره نشده است. اما اگر از این اختیارات استفاده نشود و پیک موجب قطع برق و گسترش نارضایتی، اعتراض و یا بحران در استان گردد، استاندار مکلف به مدیریت بحران است که سخت‌تر از پیشگیری از وقوع بحران است. لذا باید بر مبنای همین استدلال که اگر استاندار از اختیارات خود به منظور جلوگیری از پیک استفاده ننماید مجبور به مدیریت یک بحران خواهد بود، مشارکت حداکثری استانداران در پیک سایی جلب شود. علاوه بر این، ریاست استاندار بر شورای برنامه‌ریزی و توسعه استان بر اساس بند الف ماده ۳۱ قانون احکام دائمی برنامه‌های توسعه کشور یکی دیگر از بسترهای حقوقی به منظور تعامل دستگاه‌های اجرایی با وزارت نیرو به منظور مدیریت مصرف پیک است. به موجب این ماده:

الف - شورای برنامه‌ریزی و توسعه استان در اجرای وظایف محوله که در قوانین و دستورالعمل‌ها مشخص می‌شود و همچنین اجرای اختیارات تفویضی رئیس جمهور در امور برنامه و بودجه و در جهت هماهنگی و نظارت بر مدیریت و توسعه سرمایه‌گذاری همه جانبه و پایدار استان، پیگیری عدالت سرزمینی، تقویت تمرکززدایی، افزایش اختیارات استان‌ها و تقویت نقش و جایگاه استان‌ها در راهبری و مدیریت توسعه درون و برون گرای منطقه ای و تحقق اهداف اقتصاد مقاومتی، با ترکیب اعضای زیر تشکیل می‌شود.

با توجه به اینکه کلیه دستگاه‌های اجرایی در سطح استان در این شورا نماینده دارند و طبق تبصره ۱ بند الف این ماده شورای برنامه‌ریزی و توسعه استان بالاترین نهاد تصمیم‌گیری و نظارت درخصوص توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی در سطح استان می‌باشد، لذا این شورا می‌تواند یکی از بسترهای قانونی به منظور مدیریت مصرف پیک تلقی شود. همچنین تبصره ۱ بند ب این ماده نیز امکان تفویض اختیار در خصوص موضوعات خاص به یکی از دستگاه‌های اجرایی را داده است. بر اساس این تبصره: شورای برنامه‌ریزی و توسعه استان می‌تواند تصمیم‌گیری موارد غیرمهم، مستمر و یا خاص را به کارگروه‌ها و یا مدیران دستگاه‌های اجرائی مشخص تفویض کند. گزارش تصمیمات و اقدامات در جلسه بعدی شورا مطرح می‌شود و مورد بررسی قرار می‌گیرد. این تفویض اختیار رافع مسؤولیت‌های شورا نیست.

علاوه بر قانون قوانین فوق‌الاشعار، بند ۴ ماده ۲۶ قانون برنامه پنجساله ششم توسعه، به طور کلی به تمرکز زدائی از واحدهای ستادی اجرایی و به واحدهای استانی اشاره کرده است. بر اساس این بند، دولت موظف است در سال اول اجرای قانون برنامه، کلیه اختیارات و وظایف قابل واگذاری دستگاه‌های اجرایی به واحدهای مربوطه خود در استان‌ها و شهرستان‌ها را واگذار نماید. با توجه به اجمال این بند از این حیث که کدام اختیارات و وظایف قابل واگذاری بوده و کدام نیست، موجب شد تا هیات وزیران طی تصویب‌نامه شماره ۶۲۱۱۱/۵۱۰۵۲ مورخ ۱۳۹۵/۵/۲۵ اختیارات قابل واگذاری دستگاه‌های اجرایی به واحدهای استانی را تشریح نماید که از جمله برخی اختیارات وزارت نیرو به واحدهای استانی زیرمجموعه واگذار گردید. البته در این تصویب‌نامه اشاره‌ای به واگذاری اختیارات وزارت کشور به استانداری‌ها نشده است. از طرف دیگر تمام اختیارات واگذار شده به واحدهای استانی نیز به طور مستقیم بر مدیریت مصرف پیک اثرگذار نیستند. بلکه، بالعکس با صدور مجوز برای واحدهای تولیدی، گردشگری، صنعتی و کشاورزی که در تصویب‌نامه به آن اشاره شده است، شرکت توزیع یا برق منطقه‌ای لاجرم مکلف به تامین برق آنها خواهد بود. به ویژه در مواردی که دارنده موافقت‌نامه اصولی، سرمایه‌گذار خارجی باشد که تحت حمایت معاهدات دوجانبه

سرمایه‌گذاری بوده و با صدور موافقتنامه اصولی انتظاری مشروع برای وی به منظور تامین زیرساختهای لازم برای سرمایه‌گذاری از جمله تامین انرژی کلیدی برق ایجاد می‌شود و عدم تامین آن خلاف اصول سرمایه‌گذاری بین المللی است. وانگهی در این تصویب‌نامه در حدود اختیارات وزارت نیرو نیز به مدیریت پیک مصرف توسط شرکت‌های توزیع و برق منطقه ای اشاره در تعامل با سایر دستگاه‌های اجرایی اشاره نشده است. هرچند، مدیریت فنی پیک مصرف برق توسط واحدهای استانی نیز بر اساس دستورالعمل‌های وزارت نیرو و شرکت مدیریت شبکه برق ایران صورت می‌پذیرد، لیکن دستگاه‌های اجرایی از لحاظ قانونی مکلف به تبعیت از واحد متناظر مافوق خود هستند. بنابراین تنها ظرفیت قانونی موجود که به طور یکپارچه به تبعیت دستگاه‌های اجرایی در حوزه محلی از یک مقام غیرمتناظر یعنی استاندار اشاره دارد، همان مصوبه شورای عالی اداری است که همچنان معتبر بوده و نص قانونی دیگری مبنی بر نامعتبر بودن آن موجود نیست.

بایستی به این نکته نیز توجه داشت که در برخی تصمیمات موثر بر مدیریت مصرف پیک، لازم است استاندار مستقیماً از رئیس جمهور و یا هیأت وزیران کسب اختیار کرده باشد. لذا مناسبترین بستر و ظرفیت قانونی شورای عالی اداری است که رئیس جمهوری نیز در آن حضور داشته و مصوبات این شورا پس از تأیید رئیس جمهوری لازم‌الاجراست. از آنجا که مدیریت پیک مصرف بر رضایت عمومی از صنعت برق و به طور کلی دولت و نظام تأثیر بسزایی دارد، لذا تکیه بر بسترهای نرم مانند نظام‌های تعاملی کفایت لازم به منظور لزوم پاسخگویی بعدی توسط مسئولین واحدهای محلی را ندارد.

لذا لازم است یک نیروی الزام آور، نظام‌نامه تعاملی مدیریت مصرف پیک توسط واحدهای استانی و محلی را پشتیبانی نماید تا مسئولیت مدیریت مصرف به شکل قانونی و قابل استناد بین دستگاه‌های اجرایی توزیع شده و از بار سنگین این مدیریت از دوش وزارت نیرو و واحدهای متناظر استانی آن کاسته شود.

به منظور بهره‌مندی حداکثری از ظرفیت این شورا، می‌بایست فاکتورهای مهم دخیل در مدیریت مصرف از جمله زمان(ساعات کاری، تعطیلات ضروری و...) حجم مصرف(اولویت بندی مصارف) و... تعیین و متناسب با وظایف و اختیارات هر یک از واحدهای استانی و محلی دستگاه‌های اجرایی با راهبری استانداران و فرمانداران و مدیریت عملیاتی واحدهای استانی و محلی تابع وزارت نیرو، حوزه تعامل معین گردد.

۱-۲-۳- تبیین رابطه استانداری‌ها با شرکت‌های توزیع برق

از آنجا که شرکت‌های توزیع برق برابر قانون استقلال شرکت‌های توزیع برق در استان‌ها مصوب ۱۳۸۴/۱۲/۹، اولاً شرکت تجاری قلمداد شده و لذا دستگاه‌ها اجرایی نیستند و ثانیاً مستقل از شرکت‌های برق منطقه‌ای شده و جز زیرمجموعه شرکت توانیر محسوب می‌شوند. با این حال طبق این قانون شرکت‌های توزیع نیروی برق استان‌ها در چارچوب سیاست‌ها، برنامه‌ها، استانداردها و مقررات مصوب وزارت نیرو باید عمل نمایند. بنابراین استانداران از حیث قانونی جز در مواقع بحران، حق دخالت در امور مدیریتی و جاری این شرکت‌ها را ندارند. از طرف دیگر هیچ متن قانونی یا مقرراتی به استاندار وظیفه نظارت بر تامین یا مدیریت مصرف انرژی در حوزه مدیریتی خود را صراحتاً تفویض نکرده است و چنین تفویضی در حیطه قوه مجریه نیازمند مصوبه هیأت وزیران یا شورای عالی اداری است. از طرفی در حال حاضر چنانچه استانداری از عملکرد مدیران شرکت‌های توزیع محدوده خود ناراضی باشد، خود اختیار عزل و نصب این مقامات را نداشته و موضوع باید به وزیر نیرو منعکس گردد. لذا لزوم پاسخگویی استاندار در این باره نیازمند تصریح قانونی است و نظام‌نامه تعامل به عنوان یک سند نرم حقوقی، موجد مسئولیت حقوقی برای استاندار و پاسخگویی وی نیست مگر آنکه پیک برق منجر به بحران در یک استان شده و قصور استاندار در پیشگیری از بحران به اثبات برسد.

جدول (۱-۵) قوانین و مقررات مرتبط با استاندارداران در نظام تعاملی

استانداران در حوزه مأموریت خود نماینده عالی دولت و مسئول اجرای سیاست عمومی دولت می‌باشند و بر کلیه ادارات دولتی حوزه مأموریت خود سوای محاکم قضایی ریاست عالی و حق نظارت در امور را خواهند داشت			
وظایف		اختیارات	
استاندار	ریاست استاندار بر شورای برنامه‌ریزی و توسعه استان	هماهنگی و نظارت بر مدیریت و توسعه سرمایه‌گذاری همه جانبه و پایدار استان، پیگیری عدالت سرزمینی، تقویت تمرکز زدایی، افزایش اختیارات استان‌ها و تقویت نقش و جایگاه استان‌ها در راهبری و مدیریت توسعه درون و برون گرای منطقه ای و تحقق اهداف اقتصاد مقاومتی	ک ل ی ه د س ت گ ا ه ه ا ی ا ج ر ا ی ی د ر س ط ح ا س ت ا ن د ر ا ی ن
			شورای برنامه‌ریزی و توسعه استان می‌تواند تصمیم‌گیری موارد غیرمهم، مستمر و یا خاص را به کارگروه‌ها و یا مدیران دستگاه‌های اجرائی مشخص تفویض کند

ش ر ا ن م ا ی ن د ه د ا ر ن د و ش ر ا ی بر نا م ه ر یز ی و تو س ع ه ا س تا ن با			

ل ا ت ر ی ن ن ه ا د ت م م ی م گ ی و ن ظ ا ر ت د ر ن م م ت س ع ه ا ق ت د		

	ی ، ا ج ت م ا ع ی و ف ه ن گ ی د ر س ط ح ا س تا ن			
مسئول امنیت در استان استاندارد است. استاندار موظف است شورای تامین استان را هر ۱۵ روز یکبار تشکیل دهد. جلسات فوق العاده شورا در مواقع ضروری به تشخیص استاندار و یا به پیشنهاد دو نفر از اعضای شورا تشکیل میگردد.		- جمع‌بندی و بررسی اخبار و گزارشات و تجزیه و تحلیل‌های مربوط به امور حساس امنیتی، سیاسی و اجتماعی استان. - ایجاد هماهنگی با شورای امنیت کشور. - تبیین حدود وظایف و اختیارات هر یک از ارگان‌ها و نهادها در رابطه با امنیت استان در چهارچوب وظایف قانونی هر یک از آنها. - مراقبت مستمر بر رویدادهای امنیتی و انتظامی به منظور ممانعت از تبدیل آنها به بحران و آشوب	ریاست شورای تامین استان که وظیفه هماهنگی و امنیت استان به ویژه در بحران‌ها	

جدول (۶-۱) اهم قوانین و مقررات مرتبط با استاندارداران در نظام تعاملی

استانداران در حوزه مأموریت خود نماینده عالی دولت و مسئول اجرای سیاست عمومی دولت می‌باشند و بر کلیه ادارات دولتی حوزه مأموریت خود سواى محاکم قضایی ریاست عالییه و حق نظارت در امور را خواهند داشت			
وظایف		اختیارات	
استاندارى	ریاست استاندار بر شورای برنامه‌ریزی و توسعه استان	ه	ش
		م	ر
		ا	ا
		ه	ی
		ن	بر
		گ	نا
		ی	م
		و	ه
		ن	ر
		ظ	یز
		ا	ی
		ر	و
		ت	تو
		بر	سر
		م	ع
		د	ه
		یر	ا
		ی	سر
		ت	تا
		و	ن
تو	با		
سر	ل		
ع	ا		
ه	تر		
سی	سی		
م	ن		
ا	ن		
یه	ه		
گذا	ا		
ا	د		
ر	ت		
ی	ص		

ه م ی م ج ا ن به د و ر پا یدا ح را س تا تا ن	م ر ا ق ب ت م س ت م ر بر ر و یدا ا د ه		ریاست شورای تامین استان که وظیفه هماهنگی و امنیت استان به ویژه در بحران‌ها	
	مسئول امنیت در استان استاندارد است.			

	۱		
	ی		
	۱		
	م		
	ن		
	ی		
	ت		
	ی		
	و		
	۱		
	ن		
	ت		
	ظ		
	۱		
	م		
	ی		
	به		
	م		
	ن		
	ظ		
	و		
	ر		
	م		
	م		
	۱		
	ن		
	ع		
	ت		
	۱		
	ز		
	ت		
	بد		
	ی		
	ل		
	آ		
	ن		
	ه		

۱	به		
ب			
ح			
ر			
ا			
ن			
و			
آ			
ش			
ب			

۳-۱- گردآوری قوانین و مقررات و تبیین جایگاه حقوقی سایر نهادهای حاکمیتی کشور

۱-۳-۱- مقدمه

در این فصل جایگاه حقوقی سایر نهادهای حاکمیتی کشور در راستای پایدار سازی تقاضای برق در زمان های پیک مصرف مورد بررسی قرار خواهد گرفت. تاکید این فصل بر گردآوری قوانین و مقررات مرتبط با نهادهای حاکمیتی بر بستر نظام تعاملی در استان‌ها می‌باشد. قوانین مصوب در هیات وزیران، شورای عالی انرژی، شورای اقتصاد، شورای عالی اداری، مجلس شورای اسلامی و نهادهای متعددی در این ارتباط مورد بررسی قرار خواهد گرفت شامل نقش سازمان صدا و سیما، نقش شهرداری‌ها در روشنایی معابر عمومی شهرها که بخش مهمی از مصرف در فصول مختلف را شکل می‌دهد و ...

۱-۳-۲- هیات وزیران و شوراهای عالی

کارکرد هیات وزیران در خصوص اعمال حاکمیت بر بخش عرضه و تقاضای برق عمدتاً از طریق تصویب آئین نامه های اجرایی قوانین صورت می‌گیرد. از میان تعداد زیادی از این مصوبات، به برخی از مهمترین آن ها در خصوص مدیریت مصرف اشاره خواهد شد.

۱- تصویب نامه شماره ۱۷۰۳۶۸ / ت ۳۸۹۳۶ هـ مورخ ۱۳۸۶/۱۰/۲۲

بر اساس این تصویب نامه به منظور ایجاد صرفه جویی در مصرف انرژی در دستگاه های اجرایی هزینه مصرف آب، برق، گاز و بنزین کلیه دستگاه های مذکور به صورت قیمت تمام شده محاسبه و اعلام شود. در این مصوبه از ابزار تعرفه ای به منظور کنترل مصرف دستگاه های اجرایی بهره برده شده است. صرف نظر از میزان تاثیر این مصوبه بر مصرف برق دستگاه های اجرایی، می توان نظام نامه های تعامل در دستگاه های اجرایی جهت پیک سایی را نیز در قالب مصوبات هیات وزیران پیش بینی نمود.

۲- تصویب نامه شماره ۱۵۷۴۸۸ / ت ۳۶۸۹۹ هـ مورخ ۱۳۸۵/۱۲/۱۶ و تصویب نامه شماره ۴۷۳۶۱ / ت ۵۰۴۶۶ هـ مورخ ۱۳۹۳/۴/۳۱ بر اساس این تصویب نامه الگوی مصرف برق خانگی در مناطق عادی تعیین شده است که به دلیل تغییرات در مصوبات بعدی در خصوص نرخ دریافتی بر اساس الگوی مصرف از ذکر جزئیات آن خودداری شده است. مصوبه هیات وزیران یک ابزار تعرفه ای

مناسب به منظور پیک سایی محسوب می‌شود. همچنین بر اساس تصویب نامه مورخ ۱۳۹۳/۴/۳۱، الگوی مصرف آب و برق از ابتدای سال ۱۳۹۲ برای حوزه‌های علمیه، مساجد، دارالقرآن‌ها، حسینیه‌ها و اماکن دینی اقلیت‌های دینی مصرح در قانون اساسی تعیین شده است. می‌توان از این دو مصوبه الگویی به منظور دریافت بهای بیشتر از مشترکین پرمصرف اداری (شامل دستگاه‌های اجرایی و شرکت‌های دولتی) به ویژه در ساعات پیک و جریمه مدیران دستگاه و هیات مدیره شرکت‌های دولتی بهره گرفت.

۳- تصویب نامه شماره شماره ۴۰۰۸۱۲۶۲/۴۳۷۲۰ مصوب سال ۱۳۸۷

بر اساس این تصویب‌نامه که هدف آن صرفه‌جویی در مصرف آب و برق در کلیه وزارتخانه‌ها، سازمان‌ها، مؤسسات و شرکت‌های دولتی، نهادهای انقلاب اسلامی و استانداری‌های سراسر کشور بوده است، تمامی دستگاه‌های اجرایی موظف شدند تا ضمن تعیین یکی از مدیران ارشد خود به عنوان مسئول مدیریت بهینه مصرف به نحوی عمل نمایند که نسبت به مصرف دوره مشابه سال قبل حداقل ده درصد صرفه‌جویی دستگاه‌های اجرایی کشور عملیاتی گردد. به نظر می‌رسد راه‌کار پیش بینی شده در این مصوبه، در نظام‌نامه‌های تعامل نیز قابل استفاده است، چرا که صرف تدوین یک نظام نامه بدون در نظر گرفتن نقاط ارتباطی بین دستگاه‌های اجرایی به عنوان ناظر چندان کارایی ندارد. هر چند این گزارش حاوی اطلاعاتی در خصوص میزان اجرای این مصوبه به ویژه در خصوص تعیین مسئول مدیریت بهینه مصرف، نیست.

همچنین در این مصوبه الزاماتی برای دستگاه‌های اجرایی در جهت پیک‌سایی و کاهش مصرف نظیر استفاده از تجهیزات کم مصرف در نظر گرفته شده است. به نظر می‌رسد به منظور ارزیابی کارایی تدوین یک نظام‌نامه جدید تعامل بین دستگاه‌های اجرایی، ضروری است یک مطالعه آماری از میزان اجرایی شدن این مصوبه و تاثیر بخش اجرا شده در پیک‌سایی صورت گیرد تا از تورم تقنینی و مقرراتی نیز جلوگیری شده و بسترهای جدیدی برای اجرای مقررات موجود فراهم شود. مقررات مناسبی توسط هیات وزیران به منظور کاهش مصرف و پیک سایی در رابطه با دستگاه‌های اجرایی و مشترکین به تصویب رسیده است. به نظر می‌رسد به منظور جلوگیری از تورم تقنینی، میزان اجرای این مصوبات باید مورد بررسی دقیق قرار گیرد و مواردی که مغفول مانده لیکن تاثیر بسزایی در پیک‌سایی دارند، در نظام نامه‌تعامل گنجانده شود. با این راه‌کار نظام‌نامه تعامل محتوی راه‌کارهایی اجرایی به منظور مقررات پیشین بوده و نیازمند مقررات‌گذاری جدید نیست.

جدول (۷-۱) طبقه بندی مصوبات هیات وزیران

موضوع	هیات وزیران
کنترل و نظارت بر مصرف دستگاه‌های اجرایی بر عهده استانداری‌ها	تصویب نامه شماره ۱۷۰۳۶۸ / ت/۳۸۹۳۶ هـ مورخ ۱۳۸۶/۱۰/۲۲: در این مصوبه از ابزار تعرفه‌ای به منظور کنترل مصرف دستگاه‌های اجرایی بهره برده شده است.
تغییر پله های مصرف مشترکین خانگی و عمومی و جریمه مدیران دستگاه و هیات مدیره شرکت‌های دولتی	تصویب نامه شماره ۱۵۷۴۸۸/ت/۳۶۸۹۹ هـ مورخ ۱۳۸۵/۱۲/۱۶ و تصویب نامه شماره ۴۷۳۶۱/ت/۵۰۴۶۶ هـ مورخ ۱۳۹۳/۴/۳۱: بر اساس این تصویب نامه‌ها: الگوی مصرف برق خانگی در مناطق عادی تعیین شده است الگوی مصرف آب و برق از ابتدای سال ۱۳۹۲ برای حوزه‌های علمیه، مساجد، دارالقرآن‌ها، حسینیه ها و اماکن دینی اقلیت های دینی مصرح در قانون اساسی تعیین شده است.
تدوین دستورالعمل اجرایی بر عهده وزارت نیرو نظارت بر اجرای دستورالعمل بر عهده استانداری‌ها	تصویب نامه شماره ۴۰۰۸۱۲۶۲/۴۳۷۲۰ هـ مصوب سال ۱۳۸۷: بر اساس این تصویب نامه که هدف آن صرفه جویی در مصرف آب و برق در کلیه وزارتخانه‌ها، سازمان‌ها، مؤسسات و شرکت‌های دولتی، نهادهای انقلاب اسلامی و استانداری‌های سراسر کشور بوده است، تمامی دستگاه‌های اجرایی موظف شدند تا ضمن تعیین یکی از مدیران ارشد خود به عنوان مسؤول مدیریت بهینه مصرف به نحوی عمل نمایند که نسبت به مصرف دوره مشابه سال قبل حداقل ده درصد صرفه جویی دستگاه‌های اجرایی کشور عملیاتی گردد. هم‌چنین در این مصوبه الزاماتی برای دستگاه‌های اجرایی در جهت پیک سایه و کاهش مصرف نظیر استفاده از تجهیزات کم مصرف در نظر گرفته شده است.

جدول (۸-۱-۱) اهم مصوبات هیات وزیران و ارتباط با نظام تعامل

موضوع	هیات وزیران
کنترل و نظارت بر مصرف دستگاه‌های اجرایی بر عهده استانداری‌ها	استفاده از ابزار تعرفه‌ای به منظور کنترل مصرف دستگاه‌های اجرایی
تغییر پله های مصرف مشترکین خانگی و عمومی و جریمه مدیران دستگاه و هیات مدیره شرکت‌های دولتی	تعیین الگوی مصرف برق خانگی و عمومی در مناطق عادی
تدوین دستورالعمل اجرایی بر عهده وزارت نیرو نظارت بر اجرای دستورالعمل بر عهده استانداری‌ها	تمامی دستگاه‌های اجرایی موظف هستند تا ضمن تعیین یکی از مدیران ارشد خود به عنوان مسؤول مدیریت بهینه مصرف به نحوی عمل نمایند که نسبت به مصرف دوره مشابه سال قبل حداقل ده درصد صرفه جویی دستگاه‌های اجرایی کشور عملیاتی گردد.

۱-۳-۳- شوراهای عالی

با توجه به ارتباط بخش عرضه و تقاضای برق با وظایف و اختیارات شوراهای عالی، شورای های عالی ذیل در این بخش اعمال حاکمیت از طریق سیاستگذاری را بر عهده دارند:

الف) شورای عالی انرژی

شورای عالی انرژی بر اساس ماده ۳ قانون اصلاح مواد (۲) و (۴) قانون برنامه سوم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران و تشکیل شورای عالی انرژی کشور شکل گرفته و بر اساس قانون تعیین وضعیت شوراهای عالی مصوب ۱۳۸۷/۱/۲۰ مجلس شورای اسلامی نیز تثبیت شده است. بر اساس این ماده: به منظور تمرکز سیاستگذاری در بخش انرژی کشور (از جمله انرژی‌های نو) و ایجاد هماهنگی لازم در جهت بهره‌گیری کامل از ظرفیت‌های کشور در بخش انرژی و بهینه‌سازی تولید و مصرف انواع حامل‌های انرژی و تعیین ضوابط و الگوهای آن و نیز تدوین سیاست‌ها و ضوابط تقلیل آلودگی‌های زیست محیطی ناشی از تولید و مصرف انرژی، شورای عالی انرژی کشور به ریاست رئیس جمهور (و در غیاب وی معاون اول رئیس جمهور) و عضویت وزرای نفت، نیرو، امور اقتصادی و دارایی، صنایع و معادن، جهاد کشاورزی و رؤسای سازمان‌های انرژی اتمی، حفاظت محیط زیست و مدیریت و برنامه‌ریزی کشور تشکیل می‌شود. تصمیمات شورای عالی انرژی کشور پس از تأیید رئیس جمهور لازم‌الاجرا خواهد بود.

همانطور که ماده ۳ صراحت دارد، این شورا هم در بخش عرضه و هم تقاضای برق، صلاحیت سیاستگذاری و ضابطه گذاری را دارد. تا کنون شورای عالی انرژی دو مصوبه رسمی داشته است. یکی در خصوص آئین‌نامه ایجاد بازار بهینه‌سازی انرژی و محیط زیست است که در جلسه مورخ ۳۰/۱۱/۱۳۹۶ شورای عالی انرژی کشور تصویب و با شماره ۱۷۴۶۷۱۰ مورخ ۱۹/۱۲/۱۳۹۶ توسط رئیس سازمان برنامه و بودجه کشور ابلاغ گردیده است. هر چند مفاد این مصوبه به طور مستقیم بر بخش تقاضا و عرضه نمی‌پردازد، لیکن به طور غیر مستقیم بر بخش تولید برق اثرگذار است.

مصوبه دیگری که به طور مستقیم به سمت تقاضا پرداخته است مصوبه الگوی مصرف برق و گاز طبیعی است که در جلسه مورخ ۲۸/۱۲/۱۳۹۷ تصویب و با شماره ۴۴۴۴۰ مورخ ۰۷/۰۲/۱۳۹۸ توسط رییس سازمان برنامه و بودجه کشور ابلاغ گردیده است. این مصوبه در راستای اجرای تبصره ماده ۱۸ قانون اصلاح الگوی مصرف به تصویب رسیده است. بر اساس این ماده الگوی مصرف برق و گاز طبیعی به ازاء هر مترمربع ساختمان به پیشنهاد مشترک وزارتخانه‌های نفت، نیرو و مسکن و شهرسازی به تصویب شورای عالی انرژی می‌رسد. مصارف برق و گاز طبیعی مازاد بر الگوی مصرف مشمول حداکثر صددرصد (۱۰۰٪) افزایش قیمت خواهد شد. وجوه اضافی اخذ شده به حساب درآمد عمومی نزد خزانه‌داری کل کشور واریز و براساس قانون هدمند کردن یارانه‌ها و قانون بودجه سالانه و به ترتیب مقرر در ماده (۷۳) این قانون هزینه می‌شود. مصوبه شورا نیز ضوابط مربوط به اجرای این ماده را تعیین کرده است که در گفتارهای بعد به آن پرداخته خواهد شد.

به نظر می‌رسد با توجه به چند وجهی بودن ساختار این شورا و وجود مستند قانونی در باره تشکیل و صلاحیت‌های آن که از قضا بسیار نیز وسیع تعریف شده است، به نظر یکی از گلوگاه‌های طراحی یک نظام تعامل جهت مدیریت عرضه و تقاضای برق استمرار تشکیل جلسات این شورا است. متأسفانه این شورا آن طور که باید نقش خود را در راستای ایفای هماهنگی میان بخش‌های مختلف انرژی در کشور عمل نکرده است.

به طور حتم، این شورا مرجع مناسبی به منظور تصویب مقررات و ضوابط اجرایی جهت افزایش تعامل پذیری و هماهنگی دستگاه‌های اجرایی و حتی خارج از قوه مجریه سایر دستگاه‌ها در قوای دیگر نیز است. مهم تر از شیوه تعامل آن است که مطابق ماده ۳ قانون اشاره شده، مصوبات این شورا پس از تأیید رئیس جمهور الزامی است. در حالی که در بستر یک نظام تعاملی ممکن است نتوان به چنین ضمانت اجرایی دست یافت.

از طرف دیگر تعامل و انعطاف از سوی بعضی از دستگاه‌ها نیازمند استفاده از اختیاراتی است که بعضاً از واهمه مسئولیت‌های بعدی ممکن است چندان رغبتی به استفاده از آن‌ها نباشد. لیکن مصوبات در بستر شورا لازم‌الاجرا بوده و ناهماهنگی در بین بخش‌های مختلف نظام اداری کشور را کاهش خواهد داد.

ب) شورای اقتصاد

در ارتباط با بخش نیرو، شورای اقتصاد عمدتاً صلاحیت تصویب نرخ خرید برق به صورت تضمینی، تصویب شرایط سرمایه‌گذاری و عقد قرارداد یا تامین مالی پروژه‌ها و همچنین توجیه فنی و اقتصادی پروژه‌های مربوط به این بخش را بر عهده دارد. بنابراین شورای اقتصاد در خصوص مدیریت تقاضا مصوبات چندانی نداشته و بیشتر مصوبات وی متمرکز بر جنبه‌های اقتصادی، سرمایه‌گذاری و تامین مالی تولید برق بوده و در این زمینه سیاستگذاری و اعمال حاکمیت می‌نماید .

ج) شورای عالی اداری

شورای عالی اداری کشور به عنوان یکی از شوراهای تصمیم‌گیرنده در رابطه با مسائل اداری نظام حقوقی ایران، ابتدا در قوانین برنامه‌های پنج ساله توسعه مورد پیش‌بینی قرار گرفته بود که به عنوان مثال، می‌توان به بند ۳ و ۴ پیوست قانون برنامه اول توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی و همچنین ماده یک قانون برنامه سوم توسعه مصوب فروردین سال ۱۳۷۹ اشاره نمود که این قوانین مدت‌دار بوده و صرفاً در همان مدت پنج ساله دارای اعتبار قانونی بودند . لیکن مجدداً شورای عالی اداری به موجب مواد ۱۱۴ و ۱۱۵ قانون مدیریت خدمات کشوری مصوب سال ۱۳۸۶ مجلس شورای اسلامی تشکیل شد. مصوبات این شورا پس از تأیید رئیس‌جمهوری لازم‌الاجراست. شورای عالی اداری قبل از تعیین وظایف و اختیارات به موجب مواد ۱۱۴ و ۱۱۵ قانون مدیریت خدمات کشوری مصوباتی داشته است که همچنان معتبر و قابل استناد در نظام‌نامه تعامل بین دستگاه‌های اجرایی است. مطابق مصوبه هشتادمین جلسه شورای عالی اداری مورخ ۱۳۷۷/۷/۲۸ طبق بند ۲۵ ماده ۲ مدیریت بحران‌های ناشی از حوادث و و بلایای طبیعی، بند ۳۲ ماده ۲ همکاری و ایجاد هماهنگی میان دستگاه‌های اجرایی و طبق ماده ۱۶ ابلاغ دستورالعمل‌های لازم در حیطه اختیارات استاندار است که میتوان از آن‌ها در جهت تعامل به منظور پیک سایی استفاده کرد. مطابق ماده ۱۶: استانداران می‌توانند در اجرای وظایف واحدهای اجرایی در استان که به نحوی با برنامه‌های توسعه و سیاست‌های عمومی، مسائل امنیتی و آرامش عمومی مرتبط است و همچنین ایجاد هماهنگی بین واحدهای مذکور و استفاده بهینه از امکانات آنها با رعایت قوانین و مقررات مبادرت به تهیه و ابلاغ دستورالعمل‌های اجرایی نمایند.

جدول (۹-۱) وظایف شوراهای ارتباط با تدوین نظام تعاملات در راستای مدیریت مصرف برق

شوراهای	سیاستگذاری در سطح کلان در راستای مدیریت مصرف
شورای عالی انرژی	به منظور تمرکز سیاستگذاری در بخش انرژی کشور و ایجاد هماهنگی لازم در جهت بهره‌گیری کامل از ظرفیت‌های کشور در بخش انرژی و بهینه‌سازی تولید و مصرف انواع حامل‌های انرژی و تعیین ضوابط و الگوهای آن و نیز تدوین سیاست‌ها و ضوابط تقلیل آلودگی‌های زیست محیطی ناشی از تولید و مصرف انرژی، شورای عالی انرژی کشور به ریاست رئیس جمهور (و در غیاب وی معاون اول رئیس جمهور) و عضویت وزرای نفت، نیرو، امور اقتصادی و دارایی، صنایع و معادن، جهاد کشاورزی و رؤسای سازمان‌های انرژی اتمی، حفاظت محیط زیست و مدیریت و برنامه‌ریزی کشور تشکیل می‌شود.
شورای اقتصاد	صلاحیت تصویب نرخ خرید برق به صورت تضمینی، تصویب شرایط سرمایه‌گذاری و عقد قرارداد یا تامین مالی پروژه‌ها و همچنین توجیه فنی و اقتصادی پروژه‌های مربوط به بخش تولید برق
شورای عالی اداری	مدیریت بحران‌های ناشی از حوادث و و بلایای طبیعی، همکاری و ایجاد هماهنگی میان دستگاه‌های اجرایی و ابلاغ دستورالعمل‌های لازم در حیطه اختیارات استاندارد است که می‌توان از آن‌ها در جهت تعامل به منظور پیک سایی استفاده کرد. مطابق ماده ۱۶: استانداران می‌توانند در اجرای وظایف واحدهای اجرایی در استان که به نحوی با برنامه‌های توسعه و سیاست‌های عمومی، مسائل امنیتی و آرامش عمومی مرتبط است و همچنین ایجاد هماهنگی بین واحدهای مذکور و استفاده بهینه از امکانات آنها با رعایت قوانین و مقررات مبادرت به تهیه و ابلاغ دستورالعمل‌های اجرایی نمایند.

جدول (۱۰-۱) اهم وظایف شوراهای ارتباط با تدوین نظام تعاملات

شوراهای	اهم وظایف مرتبط با نظام‌های تعامل
شورای عالی انرژی	به منظور تمرکز سیاستگذاری در بخش انرژی کشور و ایجاد هماهنگی لازم در جهت بهینه‌سازی تولید و مصرف انواع حامل‌های انرژی و تعیین ضوابط و الگوهای آن
شورای اقتصاد	صلاحیت تصویب نرخ خرید برق به صورت تضمینی، تصویب شرایط سرمایه‌گذاری و عقد قرارداد یا تامین مالی پروژه‌ها و همچنین توجیه فنی و اقتصادی پروژه‌های مربوط به بخش تولید برق
شورای عالی اداری	مدیریت بحران‌های ناشی از حوادث و و بلایای طبیعی، در حیطه اختیارات استاندارد است

۱-۳-۴- شهرداری‌ها

با توجه به اینکه شهرداری‌ها یک نهاد عمومی غیر دولتی و در ساختار حقوق اداری مستقل از وزارت نیرو و استانداری هستند، لذا جز در موارد مصرح در قانون، تکلیفی به تبعیت از دستورات استانداری ندارند. از این روست که جایابی شهرداری‌ها در یک نظام تعاملی بسیار حائز اهمیت است.

روشنایی معابر عمومی شهرها بخش مهمی از مصرف در فصول مختلف را به خود اختصاص می‌دهد. لذا همکاری و هماهنگی شهرداری‌ها در یک نظام تعاملی تاثیر بسیار مهمی در کنترل مصرف در فصول گرم دارد. کاهش روشنایی معابر در رخداد خاموشی زمستان ۱۳۹۹، یکی از نمونه‌های اهمیت همکاری شهرداری‌ها در این نوع تصمیم‌گیری‌هاست. جایابی و نقش شهرداری‌ها در فصل آخر این گزارش و در پیشنهاد نظام تعاملی منظور شده است.

بر اساس بند ۲ ماده ۵۵ قانون شهرداری مصوب ۱۳۳۴ مجلس شورای ملی، تامین روشنایی شهر به وسایل ممکنه به عهده شهرداری-هاست. صرف نظر از اختلاف ایجاد شده بین شهرداری‌ها و وزارت نیرو در سال ۱۳۹۵ در خصوص هزینه تامین روشنایی معابر شهری بر اساس نامه وزیر نیرو به وزیر کشور و رد آن توسط شهرداری‌های کشور بر اساس قانون سازمان برق ایران، خاموشی در معابر شهری از لحاظ شاخص‌های مدیریت شهر یک ضعف محسوب می‌شود. لذا همراهی شهرداری‌ها در یک نظام تعاملی به منظور مدیریت پیک برق، بر قضاوت شهروندان از مدیریت شهری تاثیر بسزایی دارد. با توجه به اینکه شهرداری‌ها یک نهاد عمومی غیر دولتی و در ساختار حقوق اداری مستقل از وزارت نیرو و استانداری هستند، لذا جز در موارد مصرح در قانون، تکلیفی به تبعیت از دستورات استانداری ندارند. ۲ بستر شورای تامین استان و ستاد مدیریت بحران از جمله بسترهای قانونی هستند که امکان ایجاد تعامل همراه با ضمانت اجرا توسط دستگاه‌های غیر اجرایی نظیر شهرداری‌ها را دارند که در بخش‌های بعدی به آن پرداخته شده است.

۱-۳-۵- مجلس شورای اسلامی

اصلی‌ترین وظیفه مجلس شورای اسلامی تقنین و قانون گذاری است. در خصوص مدیریت عرضه و تقاضای برق، کارکرد مجلس شورای اسلامی از طرق ذیل اعمال می‌شود که در ادامه به بررسی کارآمدترین کارکرد به منظور مدیریت عرضه و تقاضای برق اشاره خواهد شد.

الف) تصویب قوانین بودجه سنواتی

قوانین بودجه سنواتی صرف نظر از اهمیتی که در اداره امور کشور دارند، لیکن به دلیل ویژگی موقتی بودن چندان مناسب بکارگیری در نظام‌های تعامل بین دستگاه‌های اجرایی نیستند. علی‌الاصول احکام قوانین بودجه تا آخر آن سال اعتبار دارد. البته این بدان معنا نیست که عملیات اجرایی آغاز شده بر اساس این قوانین بعد از پایان سال بی اعتبار است، بلکه ملاک اعتبار زمان تصویب قانون است و نه انقضای آن. علیرغم این، به نظر می‌رسد قوانین بودجه سنواتی که ماهیت مالی عمومی را داشته و غالباً بر احکام درآمدی و هزینه ای استوار هستند، مناسبی به منظور دنبال کردن یک سیاست بلند مدت نظیر مدیریت تقاضای برق در فصول گرم در هر سال را دارند نیستند. از طرف دیگر در زمان تصویب قانون بودجه (آذر تا بهمن هر سال) کشور در شرایط پیک مصرف برق نیست و علی‌الاصول نمیتوان در آن زمان شرایط پیک سال بعد را مدیریت کرد، هر چند گزاره‌هایی بر اساس رفتار شبکه در سال قبل، قابل پیش بینی است.

ب) قوانین برنامه‌های توسعه

قوانین برنامه‌های توسعه به دلیل آن که بلند مدت تر از قوانین بودجه ای سنواتی هستند و جهت دهی حرکت کشور را مشخص میکنند به منظور استفاده از ظرفیت آن‌ها در جهت مدیریت عرضه و تقاضای برق در چارچوب یک نظام تعاملی بین دستگاهی مناسب تر از قوانین بودجه سنواتی هستند. در آخرین برنامه توسعه ای مصوب مجلس شورای اسلامی یعنی برنامه ششم توسعه، قانون‌گذار علاوه بر بخش عرضه و تولید برق به بخش تقاضا نیز پرداخته است که در ادامه به آن‌ها اشاره می‌کنیم.

بند ۳۸ ماده ۳۸: در صدر این ماده آمده است که دولت موظف است اقدامات زیر را جهت حفاظت از محیط زیست به عمل آورد: اجرای برنامه مدیریت سبز شامل مدیریت مصرف انرژی، آب، مواد اولیه، تجهیزات و کاغذ، کاهش مواد جامد زائد و بازیافت آنها در ساختمانها و وسائط نقلیه، در کلیه دستگاه‌های اجرائی و مؤسسات و نهادهای عمومی غیردولتی در چهارچوب قوانین مربوطه تبصره - آیین نامه اجرائی این بند به پیشنهاد مشترک وزارت نیرو و سازمان حفاظت محیط زیست به تصویب هیأت وزیران میرسد.

هر چند صدر این ماده به هدف حفاظت از محیط زیست پرداخته است، لیکن در آن به برنامه مدیریت سبز که مدیریت مصرف انرژی یکی از آن‌هاست نیز پرداخته است. البته جزئیات آن به آئین نامه هیأت وزیران در این خصوص موکول شده است. این آئین نامه در تاریخ ۱۳۹۸/۳/۳۰ به شماره ۵۵۴۹ ت/۳۶۶۳۷ به تصویب هیأت وزیران رسیده است. این مصوبه ملاک های ارزیابی دستگاه‌های اجرایی در اجرای برنامه مدیریت سبز را تعیین کرده است. یکی از ملاک های مزبور مدیریت مصرف انرژی در ساختمان های اداری است. بر اساس تبصره ۳ ماده ۳ این آئین نامه، میزان الگوی مصرف ویژه انرژی برای هر متر مربع زیر بنای حرارتی ساختمان بر اساس مناطق هشت گانه مندرج در استاندارد ساختمان غیر مسکونی، تعیین معیار مصرف انرژی و دستورالعمل برچسب انرژی (مطابق استاندارد ملی شماره ۱۴۲۵۴) به تفکیک شهرستان توسط سازمان با همکاری سازمان هواشناسی کشور تهیه و در درگاه مدیریت سبز بارگذاری می‌شود.

به نظر می‌رسد یکی از مناسب ترین محمل‌های قانونی به منظور بهره گیری و درج نظام تعامل بین دستگاه‌های اجرایی برنامه مدیریت سبز است. با در نظر گرفتن شاخص الگوی مصرف در ایام پیک و همچنین شاخص همکاری در بار پیک شبکه برق در ذیل شاخص مصرف انرژی می‌توان، میزان همکاری دستگاه‌های اجرایی در برنامه کاهش مصرف انرژی به ویژه در زمان پیک را ارزیابی کرد. دومین ظرفیت مناسب این آئین نامه، آموزش به کارکنان دستگاه‌های اجرایی است که یکی از شاخص‌های ارزیابی و امتیاز دهی است. به نظر میرسد وزارت نیرو به عنوان متولی اصلی تامین بار شبکه برق کشور، می‌تواند با استفاده از این ظرفیت به ترتیب اولویت در دستگاه‌ها و شرکت‌های زیرمجموعه خود و همچنین سایر دستگاه‌های اجرایی، در مدیریت مصرف تقاضا نقش موثری ایفا نماید. یکی از ظرفیت هایی که شرکت کارکنان در این دوره ها را ترغیب خواهد کرد، ماده ۹ و ۱۰ این آئین نامه است. بر اساس ماده ۹، مجموعه مبالغ ناشی از صرفه‌جویی انرژی با تائید ذیحسابی سازمان و پس از کسر هزینه های تعمیر و تجهیز در راستای مصرف انرژی، به طور مساوی به کارکنان آن دستگاه قابل پرداخت است. در ماده ۱۰ نیز تا سقف یک چهارم کل حقوق کارکنان، امکان در نظر گرفتن مزایای رفاهی برای کارکنان موثر در اجرای این برنامه است.

بند الف ماده ۳۹:

الف - به منظور ارتقای عدالت اجتماعی، افزایش بهره‌وری در مصرف آب و انرژی و هدفمندکردن یارانه ها در جهت افزایش تولید و توسعه نقش مردم در اقتصاد، به دولت اجازه داده میشود که قیمت آب و حامل‌های انرژی و سایر کالاها و خدمات یارانه‌ای را با رعایت ملاحظات اجتماعی و اقتصادی و حفظ مزیت نسبی و رقابتی برای صنایع و تولیدات، به تدریج تا پایان سال ۱۴۰۰ با توجه به مواد (۱)، (۲) و (۳) قانون هدفمندکردن یارانه ها مصوب ۱۳۸۸/۱۰/۱۵ اصلاح و از منابع حاصل به صورت هدفمند برای افزایش تولید، اشتغال، حمایت از صادرات غیرنفتی، بهره‌وری، کاهش شدت انرژی، کاهش آلودگی هوا و ارتقای شاخص های عدالت اجتماعی و

حمایت‌های اجتماعی از خانوارهای نیازمند و تأمین هزینه‌های عملیاتی و سرمایه‌گذاری شرکت‌های ذیربط در چهارچوب بودجه‌های سالانه اقدام لازم را به عمل آورد.

اصلاح حامل‌های انرژی به عنوان یکی از ابزارهای اصلاح و مدیریت مصرف همواره از زمان قبل از تصویب قانون هدفمندی رایانه‌ها مدنظر بوده است. اما متأسفانه تصویب این قانون برای تحقق این هدف کافی نبود و در مرحله اجرا دولت‌ها به دلیل آثار سیاسی، اقتصادی، اجتماعی و... ناشی از افزایش قیمت حامل‌های انرژی نسبت به اصلاح و واقعی کردن قیمت‌ها به نحوی که در قانون مشخص شده بود، مقاومت نشان دادند. همین مقاومت باعث عقب افتادگی از اجرای تکالیف قانون هدفمندی رایانه‌ها شد، به نحوی که دولت موفق نشد تا پایان برنامه پنجم توسعه قیمت حامل‌های انرژی را با شیب تدریجی به قیمت واقعی نزدیک نماید. از آن گذشته تجربه از جمله تجربه مصرف بنزین قبل و پس از افزایش قیمت در دی ماه ۱۳۹۸ نشان داده است که، صرف افزایش قیمت به تنهایی عامل مدیریت و اصلاح مصرف نیست. از آن گذشته مجوز افزایش قیمت حامل‌های انرژی در چارچوب قوانین، در اختیار هیأت وزیران است. لذا موضوع چارچوب نظام تعامل بین دستگاه‌های اجرایی که در زمان‌های شدت پیک شبکه مورد نیاز بوده و هر ساله اقتضائات آن متغیر است، از حوصله این ظرفیت قانونی خارج است و باید آن را در سایر امکانات قانونی جستجو کرد.

ماده ۴۵- وزارتخانه‌های نفت و نیرو موظفند با همکاری سایر دستگاه‌های اجرائی ذیربط، برنامه اجرائی «طرح جامع انرژی کشور» را تا پایان سال اول اجرای قانون برنامه در چهارچوب قوانین مربوطه و در راستای سند ملی راهبرد انرژی کشور مصوب شورای عالی انرژی کشور، تهیه کنند و به تصویب هیأت وزیران برسانند

در این ماده به دو سند راهبردی و مهم در خصوص انرژی اشاره شده است که به نظر می‌رسد یکی از بهترین اسناد بالادستی به منظور درج سیاست‌های نظام تعامل با دستگاه‌های اجرایی است. برنامه اجرایی طرح جامع انرژی کشور بتاريخ ۱۳۹۹/۱/۲۴ به شماره ۶۲۰۳/۵۵۷۹۴ به تصویب هیأت وزیران رسیده است. در بند ب ردیف ۱ این مصوبه، به راهبرد ترویج و گسترش فرهنگ صرفه‌جویی و بهینه‌سازی مصرف انرژی و حمایت از توسعه شرکت‌های خدمات انرژی اشاره شده است.

این راهبرد از طریق حمایت از بهینه‌سازی مصرف انرژی در بخش‌های مصرف کننده و حمایت از تولید لوازم مصرف کننده انرژی با راندمان بالا قابل پیگیری است. در بخش برق و در خصوص مدیریت بار و تقاضای مشترکین اهداف کمی جهت صرفه‌جویی و افزایش راندمان تا سقف ۵۷۵۶ مگاوات تا سال ۱۴۰۰ بایستی محقق شود. بر همین اساس شرکت توانیر به عنوان مسئول اجرای راهبرد، مشترکان عمده صنعتی به عنوان همکاری و وزارت نیرو به عنوان دستگاه اجرایی ناظر جهت مدیریت تقاضا و بار مشترکین تعیین شده‌اند. البته در این برنامه هم در بخش برق و هم نفت و گاز بر موضوع مدیریت تولید نیز پرداخته شده و اهداف کمی و کیفی جهت حصول تا سال ۱۴۰۰ تعریف شده است. در بخش تولید و هم‌چنین مدیریت بار، دستگاه‌های مسئول عمدتاً شرکت‌های تابعه وزارت نیرو هستند و نه در این بخش و نه در بخش مدیریت بار به وظایف سایر دستگاه‌های اجرایی پرداخته نشده است. البته بدیهی است این سند در صدد سیاستگذاری کلان تولید، توزیع و مصرف انرژی است و طبعاً متولیان اصلی این حوزه یعنی وزارت نفت و وزارت نیرو مورد خطاب قرار گرفته‌اند.

ماده ۴۴-

الف - دولت مکلف است به منظور افزایش ارزش افزوده انرژی و تکمیل زنجیره ارزش و کاهش شدت انرژی «مصرف انرژی برای واحد تولید» در طول اجرای قانون برنامه اقدامات زیر را انجام دهد: ۱- ترتیبی اتخاذ نماید که سالانه تلفات انرژی در بخش ساختمان، پنج درصد (۵٪) کاهش یابد. تبصره - آیین‌نامه اجرائی این جزء ظرف مدت شش ماه پس از لازم الاجراء شدن این قانون توسط وزارتخانه‌های نیرو، راه و شهرسازی و نفت تهیه میشود و به تصویب هیأت وزیران می‌رسد.

ماده ۴۸- بند ث

به منظور افزایش و ارتقای توان علمی، فناوری و نوآوری در صنعت نفت معادل یک درصد از اعتبارات طرح‌های توسعه‌ای سالانه شرکت‌های تابعه را در طول اجرای قانون برنامه، جهت ایجاد ظرفیت جذب، توسعه فناوری های اولویت دار نفت، گاز و پتروشیمی و انرژی‌های تجدیدپذیر و به کارگیری آنها/در صنایع مرتبط و ارتقای فناوری های موجود و بومی سازی آنها و کاهش شدت مصرف انرژی ضمن مبادله موافقتنامه با سازمان اختصاص دهد و گزارش عملکرد این بند را سالانه به کمیسیون های انرژی و آموزش، تحقیقات و فناوری مجلس شورای اسلامی ارائه نماید. همچنین به منظور افزایش ضریب بازیافت مخازن کشور در طول اجرای قانون برنامه به میزان یک درصد از طریق وزارت نفت طی سال اول اجرای این قانون، برنامه جامع صیانتی و ازدیاد برداشت از مخازن هیدروکربوری را با رعایت اولویت بندی مخازن به تفکیک نواحی خشکی و مناطق دریایی تهیه کند و پس از تصویب آن توسط مراجع قانونی، اقدامات لازم را به عمل آورد.

ماده ۶۰

به منظور مقاوم‌سازی ساختمان‌ها و اصلاح الگوی مصرف به ویژه مصرف انرژی در بخش ساختمان و مسکن اقدامات زیر انجام گردد:

الف - شهرداری‌ها مکلفند نسبت به درج الزام رعایت مقررات ملی ساختمان در پروانه‌های ساختمانی اقدام نمایند. صدور پایانکار برای واحدهای احداث شده بر مبنای این پروانه‌ها، منوط به رعایت کامل این مقررات است.

ج) قانون اصلاح الگوی مصرف

قانون اصلاح الگوی مصرف مصوب ۱۳۸۹/۱۲/۴ مجلس شورای اسلامی به عنوان تنها سند قانونی مصوب مجلس که به طور خاص به مدیریت مصرف انرژی می پردازد، در ماده ۷۲ خود به موضوع تعامل بین دستگاه‌های اجرایی به منظور اجرای این قانون پرداخته است. بر اساس این ماده، وزارتخانه‌ها و دستگاه‌های متولی زیربخش‌های تامین و مصرف انرژی موظفند با هماهنگی معاونت برنامه‌ریزی و نظارت راهبردی رئیس جمهور، راهکارهای بهبود بهره‌وری موضوع این قانون را ارائه و اجراء نمایند. بنابراین در این زمینه و لزوم تعامل بین دستگاه‌های اجرایی نیاز به هیچ مصوبه‌ای از مجلس شورای اسلامی نیست و این ماده پشتوانه تقنینی مناسبی جهت تهیه نظامنامه تعامل میان دستگاه‌های اجرایی است. البته حوزه تعامل در این قانون، محدود به این ماده نیست و مواد زیر نیز در راستای طراحی یک نظام تعاملی در این قانون به تصویب رسیده اند:

ماده ۶۸ - وزارت مسکن و شهرسازی موظف است برای تهیه مواد آموزشی مورد نیاز جهت آموزش کاربردی روش‌های بهینه‌سازی انرژی در ساختمان و تأسیسات مکانیکی و برقی و برگزاری دوره‌های آموزشی برای مهندسان، کاردانان و معماران تجربی شاغل در بخش ساختمان اقدام نموده و در آزمون‌های تعیین صلاحیت آنان، موارد فوق را ملحوظ نماید.

ماده ۶۷ - وزارت فرهنگ و ارشاد اسلامی، سازمان صدا و سیما جمهوری اسلامی ایران، سازمان تبلیغات اسلامی و شهرداری‌ها موظفند با همکاری وزارتخانه‌های نیرو و نفت در برنامه‌ریزی و اجرای فعالیتهای فرهنگی و تبلیغاتی، اشاعه فرهنگ مصرف منطقی انرژی و اصلاح رفتار و الگوی مصرف را ملحوظ نمایند.

تبصره - پخش آگهی‌های تبلیغاتی در مورد تجهیزات انرژی‌بر از شبکه‌های مختلف سازمان صدا و سیما منوط به رعایت معیارها و مشخصات فنی انرژی‌بری موضوع ماده (۱۱) این قانون است. این ماده بهترین تکیه گاه حقوقی به منظور جلب حمایت و مشارکت سازمان‌های اطلاع رسانی در خصوص مدیریت مصرف است و حتما در نظام نامه تعامل باید به آن استناد صورت گیرد.

د) قانون هدفمندی یارانه ها

قانون هدفمندی یارانه ها یکی دیگر از قوانین مصوب مجلس (مورخ ۱۳۸۸/۱۰/۱۵) است که به طور غیر مستقیم به موضوع مدیریت مصرف انرژی پرداخته است. بر اساس تبصره یک ماده یک این قانون، درخصوص قیمت‌های برق و گاز طبیعی، دولت مجاز است با لحاظ مناطق جغرافیایی، نوع، میزان و زمان مصرف قیمت‌های ترجیحی را اعمال کند. این تبصره مجوز مناسبی از قانون‌گذاری به

منظور اعمال ابزارهای تعرفه‌ای در بستر نظام‌های تعاملی با سایر دستگاه‌های اجرایی است. البته حدود و ثغور آن نیازمند مجوز هیات وزیران است که نمونه‌های آن در بندهای پیشین ذکر شد.

جدول (۱-۱۱) خلاصه قوانین مجلس در ارتباط با نظام تعامل در چارچوب مدیریت مصرف

قوانین مجلس	ارتباط با نظام تعامل در چارچوب مدیریت مصرف
قوانین بودجه سنوات	قوانین بودجه سنواتی صرف نظر از اهمیتی که در اداره امور کشور دارند، لیکن به دلیل ویژگی موقتی بودن چندان مناسب بکارگیری در نظام‌های تعامل بین دستگاه‌های اجرایی نیستند.
قوانین برنامه‌های توسعه	۱- اجرای برنامه مدیریت سبز شامل مدیریت مصرف انرژی در کلیه دستگاه‌های اجرائی و مؤسسات و نهادهای عمومی غیردولتی در چارچوب قوانین (با در نظر گرفتن شاخص الگوی مصرف در ایام پیک و همچنین شاخص همکاری در بار پیک شبکه برق در ذیل شاخص مصرف انرژی میتوان، میزان همکاری دستگاه‌های اجرایی در برنامه کاهش مصرف انرژی به ویژه در زمان پیک را ارزیابی کرد). ۲- آموزش به کارکنان دستگاه‌های اجرایی است که یکی از شاخص‌های ارزیابی و امتیاز دهی است. وزارت نیرو به عنوان متولی اصلی تامین بار شبکه برق کشور، می‌تواند با استفاده از این ظرفیت به ترتیب اولویت در دستگاه‌ها و شرکت‌های زیرمجموعه خود و همچنین سایر دستگاه‌های اجرایی، در مدیریت مصرف تقاضا نقش موثری ایفا نماید. ۳- اصلاح قیمت حامل‌های انرژی به عنوان یکی از ابزارهای اصلاح و مدیریت مصرف همواره از زمان قبل از تصویب قانون هدفمندی یارانه‌ها ۴- اجرای برنامه اجرائی «طرح جامع انرژی کشور» ۵- کاهش سالانه تلفات انرژی در بخش ساختمان، پنج درصد ۶- به منظور مقاوم سازی ساختمانها و اصلاح الگوی مصرف به ویژه مصرف انرژی در بخش ساختمان و مسکن، شهرداریها مکلفند نسبت به درج الزام رعایت مقررات ملی ساختمان در پروانه‌های ساختمانی اقدام نمایند.
قانون اصلاح الگوی مصرف	تنها سند قانونی مصوب مجلس که به طور خاص به مدیریت مصرف انرژی می‌پردازد. ۱- وزارتخانه‌ها و دستگاه‌های متولی زیربخش‌های تامین و مصرف انرژی موظفند با هماهنگی معاونت برنامه‌ریزی و نظارت راهبردی رئیس‌جمهور، راه کارهای بهبود بهره‌وری موضوع این قانون را ارائه و اجراء نمایند. بنابراین در این زمینه و لزوم تعامل بین دستگاه‌های اجرایی نیاز به هیچ مصوبه‌ای از مجلس شورای اسلامی نیست و این ماده پشتوانه تقنینی مناسبی جهت تهیه نظام‌نامه تعامل میان دستگاه‌های اجرایی است. ۲- وزارت مسکن و شهرسازی موظف است مواد آموزشی مورد نیاز جهت آموزش کاربردی روش‌های بهینه‌سازی انرژی در ساختمان برای مهندسان، کاردانان و معماران تجربی شاغل در بخش ساختمان اقدام نموده و در آزمونهای تعیین صلاحیت آنان، موارد فوق را ملحوظ نماید. ۳- اشاعه فرهنگ مصرف منطقی انرژی و اصلاح رفتار و الگوی مصرف
قانون هدفمندی یارانه‌ها	درخصوص قیمت‌های برق و گاز طبیعی، دولت مجاز است با لحاظ مناطق جغرافیایی، نوع، میزان و زمان مصرف قیمت‌های ترجیحی را اعمال کند. این تبصره مجوز مناسبی از قانون‌گذاری به منظور اعمال ابزارهای تعرفه‌ای در بستر نظام‌های تعاملی با سایر دستگاه‌های اجرایی است.

۱-۳-۶- شورای نگهبان

با توجه به کارکرد نظارتی شورای نگهبان و آن هم در خصوص مصوبات مجلس، کارکردی برای این شورا بر اساس وظایف و اختیاراتش به موجب قانون اساسی جهت مدیریت مصرف انرژی متصور نیست. از طرف دیگر سازمان اداری این شورا نیز در قیاس با سایر دستگاه‌های اجرایی بسیار کوچکتر بوده و سهم چندانی در مصرف انرژی در بین دستگاه‌های اجرایی ندارد.

۱-۳-۷- دیوان محاسبات کشور

با توجه به وظایف و اختیارات دیوان به موجب قانون تشکیل آن مصوب ۱۳۶۱/۱۱/۱۱ میتوان به منظور تطبیق تعهدات مالی دستگاه‌های اجرایی در زمینه مدیریت مصرف انرژی و پیگیری عدم هزینه‌کرد این منابع سازوکاری در نظام نامه تعامل پیش بینی نمود.

۱-۳-۸- مجمع تشخیص مصلحت نظام

مجمع تشخیص مصلحت از طریق تدوین سیاست‌های کلی نظام به ویژه در حوزه انرژی می‌تواند نقش بسزایی در پیک سایی داشته باشند. در سیاست‌های کلی انرژی کشور که در سال ۱۳۷۹ توسط مقام معظم رهبری ابلاغ شده است، فقط به موضوعات سمت عرضه انرژی اشاره شده است و بحث مصرف ذکر نشده است. به نظر می‌رسد در سال ابلاغ این سیاست‌ها افزایش عرضه انرژی در کشور از اهمیت بیشتری برخوردار بوده و پیک مصرف به شدت سال‌های اخیر مطرح نبوده است. با توجه به این که سیاست‌های کلی نظام در درجه‌ای پایین‌تر از قانون اساسی و بالاتر از قوانین عادی و در هر صورت پس از ابلاغ لازم‌الاجرا بوده و خط مشی کلی تقنین و اجرا را در یک حوزه معین میکند، لذا مجمع تشخیص مصلحت نظام میتواند از طریق بازنگری در سیاست‌های کلی انرژی موضوع مدیریت تقاضا را نیز در آن بگنجانند. هر چند به نظر میرسد با توجه به قانون اصلاح الگوی مصرف در این خصوص، خلاء مقرراتی کمتر به چشم می‌خورد و آنچه از اهمیت بیشتری برخوردار است اجرای صحیح آن هاست. با این حال به نظر میرسد، موضوع سیاستگذاری می‌تواند منجر به هماهنگی و همسویی بیشتر حرکت دستگاه‌های اجرایی کشور شود. لیکن با توجه به سطح کلان تصمیم‌گیری در مجمع، آثار کارکردی نظام تعامل با دستگاه‌های اجرایی جهت پیش‌بینی در سیاست‌های کلی نظام در حوزه انرژی قابل ارائه به مجمع است. چنانچه مجمع در خصوص مدیریت و مصرف انرژی، سیاست‌های کلی ای را تصویب نماید، هیات نظارت بر اجرای سیاست‌ها، میتواند نقطه تعامل مناسبی جهت نظارت بر کارکرد وزارتخانه‌ها در تعهدات قانونی خود در رابطه با مدیریت و مصرف انرژی است.

۱-۳-۹- دیوان عدالت اداری

هر چند شرکت‌های توزیع مستقل و خصوصی شده‌اند و تصمیمات آنها در خصوص اعمال جریمه مشترکین بر مصرف یا اعطای انشعاب و.. قابل اعتراض در دیوان عدالت اداری نیست، اما همچنان دیوان در خصوص تصمیمات وزرات نیرو صالح به رسیدگی است. لذا هر گونه تصمیم، بخشنامه و دستورالعمل‌های مربوط به پیک سایی که دستوری و خارج از رویکرد تعاملی باشد، با ریسک ابطال در دیوان عدالت اداری روبروست. لذا در این خصوص، باید مطالعات حقوقی دقیقی صورت گیرد.

۱-۳-۱۰- سازمان بازرسی کل کشور

ماده ۱۱ قانون تشکیل سازمان بازرسی کشور ظرفیت‌هایی را به منظور تعامل این سازمان با دستگاه‌های اجرایی و حتی بخش‌های مدنی و خصوصی در اختیار قرار داده است. مطابق بند الف ماده ۱۱ این ماده سازمان میتواند از توان تشکلی های مردم نهاد در اجرای وظایف خود کمک بگیرد. در این باره دستورالعمل وزارت نیرو در خصوص سمن‌ها نیز قابل اشاره است که با جلب مشارکت بیشتر سازمان‌های مردم نهاد، می‌توان از آن‌ها به عنوان دیده بان برق کمک گرفت تا موارد عدم مصرف صحیح در ادارات را به سازمان بازرسی گزارش نمایند.

یکی دیگر از بازوهای اجرایی سازمان بازرسی کل کشور، دفاتر نمایندگی است که این سازمان در ادارات مختلف مستقر کرده است. اگر چه این دفاتر نظارت بر حسن امور مربوط به هر دستگاه را در دستور کار دارند، لیکن با توجه به اهمیتی که مدیران دستگاه‌های اجرایی به مکاتبات و پیگیری‌های این سازمان در ادارات می‌دهند، رعایت اصلاح الگوی مصرف نیز می‌تواند یکی از درخواست‌ها و مطالبات این دفاتر در ادارات باشد.

۱-۳-۱۱- سایر نهادهای وابسته به قوه قضاییه

از آنجا که قوه قضاییه از قوه مجریه مستقل است و استانداران نماینده قوه قضاییه در استان‌ها محسوب نمی‌شوند، لذا و با توجه بخش قابل توجهی از سازمان‌های زیرمجموعه این قوه نظیر زندانها، سازمان ثبت اسناد و املاک و... همچنین دادگاه‌ها، اتخاذ رویکرد تعاملی با قوه قضاییه نیازمند یکسری اقدامات مختص به خود است. هر چند فقط برخی از ادارات زیرمجموعه این قوه در پیک عصرگاهی فعالیت دارند و مابقی فقط در پیک ظهر و بعدازظهر مشغول به فعالیت هستند، با این حال، بخش مهمی از ادارات عمومی کشور وابسته به این قوه هستند و باید در نظام تعاملی نقش ویژه‌ای برای آنها تدارک دید.

۱-۳-۱۲- صدا و سیمای جمهوری اسلامی ایران

مهمترین مستند قانونی تعامل صداوسیما در جهت پیک سای، ماده ۶۴ قانون اصلاح الگوی مصرف است که این سازمان را مکلف به در نظر گرفتن برنامه‌هایی با موضوع اصلاح الگوی مصرف کرده است. از طرف دیگر مصوبه هیات وزیران در خصوص تعیین یک مسئول در هر دستگاه اجرایی جهت مدیریت انرژی نیز نقطه تعامل با سازمان صداوسیما محسوب می‌شود.

۱-۳-۱۳- سازمان اوقاف و امور خیریه و آستان مقدس حرم‌های مطهر و بقاع متبرکه

هر چند هیات وزیران در مصوبات خود الگوی مصرف این اماکن را نیز تعیین کرده است، لیکن با توجه به کثرت و گستردگی این اماکن، در نظام‌نامه تعاملی می‌بایست سهم ویژه‌ای برای آن‌ها در نظر گرفت. جز استان‌های مقدس که تولید آنها توسط مقام معظم رهبری تعیین می‌شود و بایستی مستقیم با آنها تعامل نمود، در خصوص سایر استان‌ها از لحاظ قانونی سازمان اوقاف و امورخیریه صالح به نظارت بر آنها و جهت جلب مشارکت در نظام تعاملی است.

۱-۳-۱۴- ستاد اجرایی فرمان حضرت امام و بنیاد مستضعفان

با توجه به کثرت فعالیت‌های اقتصادی و شرکت‌های عظیم صنعتی زیر مجموعه بنیاد یا ستاد یا آن‌هایی که ستاد یا بنیاد در آن‌ها سهامدار هستند، تعامل ستاد با شرکت‌های توزیع در هر استان می‌تواند تاثیر بسزایی در پیک سای داشته باشد. به لحاظ حکمرانی شرکتی، اعضای هیات مدیره یک شرکت از مجمع سهامداران تاثیر پذیری بیشتری دارند تا از نهادهای بیرونی. مبنای این تاثیر پذیری بیشتر، هم مقررات قانون تجارت است و هم هزینه-فایده اعضای این شرکت‌ها در خصوص بقا در سمت‌های مدیریتی و سایر مزایا. ستاد اجرایی فرمان حضرت امام می‌تواند با درج شاخص میزان موفقیت در اصلاح الگوی مصرف انرژی در مقررات حکمرانی شرکتی خود و ارزیابی شرکت‌های زیر مجموعه از حیث این شاخص، در پیک سای نقش ایفا نمایند.

۱-۳-۱۵- ستاد کل نیروهای مسلح

اگر چه نیروهای مسلح زیر نظر مستقیم مقام معظم رهبری فعالیت می‌کنند، لیکن تابع قوانین عمومی کشور نیز هستند. لیکن در بستر یک نظام تعاملی، محدودیت‌های ماموریتی و کارکردی مهم نیروهای مسلح باید در نظر گرفته شود. هر چند استانداران را رئیس شورای تامین هر استان هستند و نیروهای نظامی و انتظامی در مواقع بحران زیر نظر آنها فعالیت می‌کنند، لیکن در امور داخلی خود تابع استاندار

نیستند. با توجه به لزوم قانونی تبعیت همه نیروهای مسلح از مصوبات ستاد کل، در صورت پذیرش یک سازوکار مدیریت و مصرف انرژی توسط این ستاد، میتوان انتظار اجرای آن را در همه واحدهای نظامی داشت.

۱-۳-۱۶- دادگاه‌های عمومی و دادسراها

با توجه به گستردگی دادگستری عمومی در بیشترین نقاط کشور، تعامل دادگاه‌ها در پیک سایی از طریق رعایت مقررات مصرف بهینه انرژی تاثیر بسزایی در کنترل پیک مصرف قبل از عصر دارد. با توجه فعالیت شوراهای حل اختلاف در نوبت کاری عصر و در ساعات اوج مصرف، تعامل این شوراها که ذاتا از جنس سازمان‌های مردم نهاد هستند، میتواند در دستور کار قرار گیرد. از آنجا که بخشنامه های رئیس قوه قضائیه برای کلیه دادگاه‌ها، دادسراها و شوراهای حل اختلاف لازم الاجراست، می‌توان از این ظرفیت به منظور افزایش تعامل در جهت پیک سایی بهره جست.

جدول (۱-۱۲) خلاصه تاثیر سایر نهادهای بخش دولتی در ارتباط با نظام تعامل در چارچوب مدیریت مصرف

اروابط نهادها با نظام تعامل در چارچوب مدیریت مصرف	نهادهای
کارکردی برای این شورا بر اساس وظایف و اختیاراتش به موجب قانون اساسی جهت مدیریت مصرف انرژی وجود ندارد.	شورای نگهبان
تطبیق تعهدات مالی دستگاه‌های اجرایی در زمینه مدیریت مصرف انرژی و پیگیری عدم هزینه کرد این منابع	دیوان محاسبات کشور
سیاست‌های کلی نظام در حوزه انرژی: موضوع سیاستگذاری می‌تواند منجر به هماهنگی و همسویی بیشتر حرکت دستگاه‌های اجرایی کشور شود.	مجمع تشخیص مصلحت نظام
چنانچه مجمع در خصوص مدیریت و مصرف انرژی، سیاست‌های کلی ای را تصویب نماید، هیات نظارت بر اجرای سیاست‌ها، می‌تواند نقطه تعامل مناسبی جهت نظارت بر کارکرد وزارتخانه‌ها در تعهدات قانونی خود در رابطه با مدیریت و مصرف انرژی است.	دیوان عدالت اداری
دیوان در خصوص تصمیمات وزرات نیرو صالح به رسیدگی است. لذا هر گونه تصمیم، بخشنامه و دستورالعمل‌های مربوط به پیک سایی که دستوری و خارج از رویکرد تعاملی باشد، با ریسک ابطال در دیوان عدالت اداری روبروست. لذا در این خصوص، باید مطالعات حقوقی دقیقی صورت گیرد.	سازمان بازرسی کل کشور
تعامل: ظرفیت هایی به منظور تعامل این سازمان با دستگاه‌های اجرایی و حتی بخش‌های مدنی و خصوصی در وجود دارد. در این باره دستورالعمل وزارت نیرو در خصوص سمن ها نیز قابل اشاره است که با جلب مشارکت بیشتر سازمان‌های مردم نهاد، می‌توان از آن ها به عنوان دیده بان برق کمک گرفت تا موارد عدم مصرف صحیح در ادارات را به سازمان بازرسی گزارش نمایند.	مدیریت مصرف: یکی دیگر از بازوهای اجرایی سازمان بازرسی کل کشور، دفاتر نمایندگی است که این سازمان در ادارات مختلف مستقر کرده است. رعایت اصلاح الگوی مصرف نیز میتواند یکی از درخواست ها و مطالبات این دفاتر در ادارات باشد.
تدوین نظام‌نامه تعامل: از آنجا که قوه قضائیه از قوه مجریه مستقل است و استانداران نماینده قوه قضائیه در استان‌ها محسوب نمی‌شوند، لذا و با توجه بخش قابل توجهی از سازمان‌های زیرمجموعه این قوه نظیر زندانها، سازمان ثبت اسناد و املاک و... همچنین دادگاه‌ها، اتخاذ رویکرد تعاملی با قوه قضائیه نیازمند توجه خاص است.	سایر نهادهای وابسته به قوه قضائیه
مدیریت مصرف: تدوین برنامه‌هایی با موضوع اصلاح الگوی مصرف	صدا و سیمای جمهوری اسلامی ایران

الگوی مصرف برق: هر چند هیات وزیران در مصوبات خود الگوی مصرف این اماکن را نیز تعیین کرده است، لیکن با توجه به کثرت و گستردگی این اماکن، در نظام‌نامه تعاملی می‌بایست سهم ویژه ای برای آن ها در نظر گرفت.	سازمان اوقاف و امور خیریه و آستان مقدس حرم های مطهر و بقاع متبرکه
مدیریت مصرف: با توجه به کثرت فعالیت های اقتصادی و شرکت های عظیم صنعتی زیر مجموعه بنیاد یا ستاد یا آن هایی که ستاد یا بنیاد در آن ها سهامدار هستند، تعامل ستاد با شرکت های توزیع در هر استان می‌تواند تاثیر بسزایی در پیک سایی داشته باشد.	ستاد اجرایی فرمان حضرت امام و بنیاد مستضعفان
تدوین نظام‌نامه تعامل در بستر یک نظام تعاملی، محدودیتهای ماموریتی و کارکردی مهم نیروهای مسلح باید در نظر گرفته شود. مدیریت مصرف: با توجه به لزوم قانونی تبعیت همه نیروهای مسلح از مصوبات ستاد کل، در صورت پذیرش یک سازوکار مدیریت و مصرف انرژی توسط این ستاد، میتوان انتظار اجرای آن را در همه واحدهای نظامی داشت.	ستاد کل نیروهای مسلح
مدیریت مصرف: با توجه به گستردگی دادگستری عمومی در بیشترین نقاط کشور، تعامل دادگاه ها در پیک سایی از طریق رعایت مقررات مصرف بهینه انرژی تاثیر بسزایی در کنترل پیک مصرف دارد.	دادگاه های عمومی و دادسراها

۱-۴- گردآوری قوانین و مقررات مرتبط با جایگاه بخش خصوصی

۱-۴-۱- مقدمه

بخش خصوصی به عنوان بزرگترین بخش مصرف کنندگان برق نقش تعیین کننده ای در پیک سایی دارند. از آن جا که رفتار بخش خصوصی بیشتر مبتنی بر هزینه-فایده است لذا می‌توان از ابزارهای تعرفه‌ای و غیرتعرفه‌ای که جنبه اقتصادی دارند بخش خصوصی را تشویق و تحریک به پیک سایی کرد. هر چند کارآیی ابزارهای تعرفه‌ای برای بخش تجاری که با چند ساعت فعالیت بیشتر میتوانند جریمه پرمصرفی را جبران نمایند، باید به طور دقیق بررسی شود و موضوع این گزارش نیست. البته ابزارهای مدیریت رفتار و فرهنگ مصرف و اطلاع رسانی نیز در این بین نقش موثری دارند. لیکن در این بخش سعی بر تمرکز بر راه کارهایی شده است که تازگی بیشتری دارد. لذا گردآوری قوانین و مقررات مرتبط با جایگاه بخش خصوصی در جهت پایدار سازی عرضه و تقاضای برق بر بستر نظام تعاملی در استان‌ها، بسیار با اهمیت می‌باشد.

۱-۴-۲- اصناف

اصناف بزرگترین بخش مصرف کنندگان در گروه مشترکین تجاری برق هستند که اتفاقاً در ساعات پیک مصرف نیز مشغول به فعالیت هستند. بجز ابزارهای تعرفه‌ای که شرکت‌های توزیع به مشترکین پرمصرف در ساعات پیک از طریق فناوریهای نوظهور مانند اینترنت اشیا و کنتورهای هوشمند می‌توانند اعمال کنند، قانون نظام صنفی کشور نیز ظرفیت هایی دارد که می‌تواند در خدمت تعامل و مدیریت مصرف اصناف در پیک سایی قرار بگیرد.

بر اساس ماده ۱۰ این قانون، کمیسیون نظارت صنوف و وظیفه هماهنگی اصناف با دستگاه‌های دولتی مربوطه را دارد. هیات عالی نظارت بر اصناف نیز بر کمیسیون ها و مجامع صنفی نظارت دارد. از آن جا که اتحادیه صنفی وظیفه تمديد و نظارت بر اصناف را بر عهده دارند، می‌توان مشوق هایی تسهیلگر برای کسب و کار اصنافی که در فصل تابستان و (در صورت امکان) ساعات پیک نسبت به مدت مشابه سال قبل درصد کمتر مصرف کرده باشند، با ارائه قبوض مصرفی، متقاضی استفاده از تسهیلات در نظر گرفته شده باشند. به نظر می‌رسد این تسهیلات اگر از جنس حرفه‌ای و صنفی باشند، انگیزه‌ای بیشتری برای اصناف فراهم خواهد کرد. برای نمونه مجوز

حراج بیشتر از دفعات تعیین شده در قانون، تخفیف در هزینه تمدید پروانه، صدور پروانه یا تمدید خارج از نوبت و سایر مشوق‌هایی که اتحادیه‌ها صلاح بدانند در مجامع یا کمیسیون نظارت به اتحادیه‌ها از سوی شرکت‌های توزیع در هر استان پیشنهاد (و نه اجبار) شود. خلاصه این موارد در جدول زیر نمایش داده شده است.

جدول (۱-۱۳) خلاصه تاثیر اصناف در ارتباط با نظام تعامل در چارچوب مدیریت مصرف

ارتباط اصناف با نظام تعامل در چارچوب مدیریت مصرف	نهادها
• لزوم مدیریت مصرف اصناف • اصناف بزرگترین بخش مصرف کنندگان در گروه مشترکین تجاری برق هستند که اتفاقاً در ساعت های پیک مصرف نیز مشغول به فعالیت هستند. • قانون نظام صنفی کشور نیز ظرفیت هایی دارد که می‌تواند در خدمت تعامل و مدیریت مصرف اصناف در پیک سایی قرار بگیرد. • ارائه تسهیلات اگر از جنس حرفه‌ای و صنفی برای اصناف در راستای مدیریت مصرف در زمان پیک • ارائه مشوق هایی تسهیلگر برای کسب و کار اصناف همراه با وضعیت پیک مصرف در تابستان • مشوق هایی همانند تخفیف در هزینه تمدید پروانه • مشوق هایی همانند صدور پروانه یا تمدید خارج از نوبت • یا سایر مشوق هایی که اتحادیه‌ها صلاح بدانند در مجامع یا کمیسیون نظارت به اتحادیه‌ها از سوی شرکت‌های توزیع در هر استان پیشنهاد (و نه اجبار) شود.	اصناف

در رخداد خاموشی محدود در زمستان ۱۳۹۹، علیرغم اعمال برخی محدودیت ها بر روشنایی معابر عمومی، تابلو بسیاری از کسبه بعد از تعطیلی بدون وضع محدودیتی تا صبح روشن بوده است. در حالی که با وضع مقرر و همکاری اتاق اصناف در این باره، حجم قال توجهی از مصرف در فصول پیک کاهش خواهد یافت.

۱-۴-۳- سازمان‌های مردم نهاد

بر اساس بند ۱۹ سیاست‌های کلی نظام اداری ابلاغی ۱۳۸۹/۱/۱۴ مصوب مقام معظم رهبری، زمینه سازی برای جذب و استفاده از ظرفیت‌های مردمی در نظام اداری مورد تصریح قرار گرفته است. از آنجا که این سیاست‌ها طبق ماده ۱۲۳ قانون برنامه ششم توسعه لازم‌الاجرا هستند لذا روسای محترم سه قوه، نیروهای مسلح و مسئولان نهادهای غیردولتی که مخاطب این سیاست هستند، موظفند زمانبندی مشخص برای عملیاتی شدن آن را تهیه و پیشرفت آن در فواصل زمانی معین را گزارش نمایند.

با توجه به ظرفیتهایی وسیع سازمان‌های مردم نهاد در کمک به اجرای سیاست‌های عمومی در کشور، از این نهادها می‌توان به عنوان ناظر و دیده‌بان جهت پیگیری اجرای مقررات و قوانین در حوزه مدیریت و مصرف انرژی بهره گرفت. جلب نظرات این سازمان‌ها در مقررات‌گذاری‌ها و اجرای برنامه‌های مدیریت مصرف انرژی در این خصوص بسیار موثر است. بر اساس ماده ۲۹ آئین نامه تشکلهای مردم نهاد مصوب ۱۳۹۵/۶/۶ هیات وزیران، تشکلهای پس از دریافت پروانه فعالیت و ثبت آن، از حقوق زیر برخوردار می‌شوند: مشاوره، اظهارنظر و ارایه پیشنهاد راه‌کارها به دستگاه‌های اجرایی متناسب با تخصص و موضوع فعالیت تشکل بنابراین مستند قانونی جلب مشارکت و حمایت این نوع سازمان‌ها از پشتوانه مقرراتی برخوردار بوده و در نظر گرفتن آن در نظام‌نامه، با اشکال قانونی روبرو نخواهد بود.

جدول (۱-۱۴) - خلاصه تاثیر سازمان‌های مردم نهاد در ارتباط با نظام تعامل در چارچوب مدیریت مصرف

ارتباط سازمان‌های مردم نهاد با نظام تعامل در چارچوب مدیریت مصرف	نهادها
• تعامل و مدیریت مصرف • از این نهادها میتوان به عنوان ناظر و دیده بان جهت پیگیری اجرای مقررات و قوانین در حوزه مدیریت و مصرف انرژی بهره گرفت. • متن قانونی مرتبط: مشاوره، اظهارنظر و ارایه پیشنهاد راه‌کارها به دستگاه‌های اجرایی متناسب با تخصص و موضوع فعالیت تشکل	سازمان‌های مردم نهاد

۱-۴-۴- اتاق‌های بازرگانی، صنعت و معدن

با توجه به اینکه صنعت و بازرگانی بخش مهمی از مصرف‌کنندگان برق را به خود اختصاص می‌دهند، اتاق‌های صنعت و بازرگانی و معدنی به عنوان مجریان تصمیمات متخذه در خصوص مدیریت و مصرف انرژی، چنانچه خود در این مقررات‌گذاری به شکل داوطلبانه نقش ایفا نمایند، اجرای مقررات مربوط به این بخش با تضمین بیشتری روبروست.

هم‌چنین ماده ۱ قانون اتاق بازرگانی و صنایع و معادن جمهوری اسلامی ایران مصوب ۱۳۶۹/۱۲/۱۵، چنین بیان می‌گردد: به منظور کمک به فراهم آوردن موجبات رشد و توسعه اقتصاد کشور، تبادل افکار و بیان آراء و عقاید مدیران صنعتی، معدنی، کشاورزی و بازرگانی به موجب وظایف و اختیارات این قانون اتاق بازرگانی و صنایع و معادن جمهوری اسلامی ایران تأسیس می‌شود. تشریح وظایف اتاق‌های بازرگانی، اشتراک وظایف آنها با استانداری‌ها را نمایان می‌سازد لذا استفاده و مشارکت اتاق‌های بازرگانی بدلیل اهداف مشترک با استانداری‌ها بسیار مهم می‌باشد که در اجرای نظام‌نامه‌های استانی می‌بایست مد نظر قرار گیرد.

جدول (۱-۱۵) - خلاصه تاثیر اتاق‌های بازرگانی، صنعت و معدن در ارتباط با نظام تعامل در چارچوب مدیریت مصرف

ارتباط اتاق‌های بازرگانی، صنعت و معدن با نظام تعامل در چارچوب مدیریت مصرف	نهادها
• مدیریت مصرف: • بهره برداری از اتاق‌های بازرگانی در مقررات‌گذاری موضوع به شکل داوطلبانه، که اجرای مقررات مربوط به این بخش با تضمین بیشتری روبرو می‌سازد. • کمک به فراهم آوردن موجبات رشد و توسعه اقتصاد کشور در این قانون ذکر گردیده است که اهمیت مشارکت اتاق‌های بازرگانی به عنوان مسئولیت مشترک با استانداری را نمایان می‌سازد.	اتاق‌های بازرگانی، صنعت و معدن

۱-۵-۵- تهیه و تدوین الزامات و مدل حقوقی نظام تعامل بین دستگاهی**۱-۵-۱- مقدمه**

در این فصل به بررسی چرایی و چیستی یک مدل حقوقی به منظور تعامل بین دستگاهی با هدف پیکسای پ پرداخته خواهد شد. به همین منظور در ابتدا ماتریس مسئولیت‌های مشترک استانداری و مقامات استانی ارائه خواهد شد. هدف از این ماتریس نمایش مسئولیت‌هایی از مقامات استانی است که بطور غیر مستقیم با تامین برق پایدار همسو می‌باشد. در ادامه نیز نیاز یا عدم نیاز به متمم قانون بررسی

گردیده است. این فصل با دو فرض اصلی عدم نیاز به مقررات‌گذاری جدید و نیاز به مقررات‌گذاری و همچنین بر مبنای شیوه حکمرانی متمرکز و غیر متمرکز بر بستر حقوق اداری، مدلهای حقوقی با هدف پیشگیری و مدیریت پیک مصرف برق پیشنهاد خواهد شد.

۱-۵-۲- استخراج مسئولیت‌های مشترک استانداری‌ها و سایر دستگاه‌های اجرایی استانی

به منظور تبیین بهتر مسئولیت‌های دستگاه‌های اجرایی و سایر بخش‌هایی که در این گزارش بدان‌ها پرداخته شده است، در ابتدا ماتریس مسئولیت‌های مشترک در جدول زیر تعریف و سپس در جدول (۱۸) اجزای ماتریس مسئولیت مشترک ارائه می‌گردد.

ماتریس مسئولیت مشترک به بیان مسئولیت مشترک آن دسته از این دستگاه‌ها و نهادها پرداخته است که حوزه مسئولیت‌شان یا بر مدیریت پیک مصرف برق تاثیر گذاشته و یا از آن تاثیر می‌پذیرد. بیان حوزه‌های تاثیر پذیری از پیک برق به جلب تعامل و حمایت دستگاه‌های اجرایی و سایر بخش‌ها کمک کرده و آن‌ها را نه به عنوان مخاطب یک دستور بله به عنوان ذینفع مدیریت پیک برق باز شناسایی می‌کند.

جدول (۱-۱۶) - ماتریس مسئولیت‌های مشترک قوای سه‌گانه، نهادهای عمومی غیر دولتی، بخش خصوصی با وزارت نیرو در مدیریت پیک برق

دستگاه اجرایی/نهاد/بخش	مسئولیت اصلی مرتبط با مدیریت پیک برق	نحوه تاثیر عدم مدیریت پیک برق بر مسئولیت اصلی / تاثیر مسئولیت اصلی بر مدیریت پیک برق	مستند قانونی مسئولیت	تجربه
استاندارداری/فرمانداری/بخشداری	برقراری و حفظ نظم و امنیت استان	ایجاد نارضایتی و آشوب در صورت قطعی برق گسترده	بند ۱ ماده ۲ مصوبه شورای عالی اداری ۱۳۷۷/۷/۲۸	اعتراض مردم اهواز به قطعی مکرر آب و برق در سال ۱۳۹۵
نیروی انتظامی	همکاری با سازمان‌های ذیربط در جهت ایجاد و توسعه زمینه‌های فرهنگی لازم به منظور کاهش جرائم و تخلفات و تسهیل وظایف محوله.	ایجاد نارضایتی و آشوب در صورت قطعی برق گسترده افزایش نرخ جرائم در صورت خاموشی در معابر شهرها	قانون نیروی انتظامی، ۱۳۶۹ مصوب مجلس شورای اسلامی	اعتراض مردم اهواز به قطعی مکرر آب و برق در سال ۱۳۹۵ افزایش نرخ سرقت در دی ماه ۱۳۹۹ نسبت به مدت مشابه سال قبل
پلیس راهنمایی و رانندگی	کاهش تصادفات رانندگی	افزایش تصادفات رانندگی در صورت اعمال خاموشی در معابر شهری و برون شهری	قانون رسیدگی به تخلفات رانندگی، ۱۳۸۹	مرگ ۲۶ نفر در سوانح رانندگی به دلیل خاموشی معابر در زمستان ۱۳۹۹

دستگاه اجرایی/نهاد/بخش	مسئولیت اصلی مرتبط با مدیریت پیک برق	نحوه تاثیر عدم مدیریت پیک برق بر مسئولیت اصلی /تاثیر مسئولیت اصلی بر مدیریت پیک برق	مستند قانونی مسئولیت	تجربه
وزارت راه و شهرسازی	تامین ایمنی جاده های کشور	افزایش تصادفات رانندگی در صورت اعمال خاموشی در معابر شهری و برون شهری	اساسنامه سازمان راهداری و حمل و نقل جاده ای کشور تبصره ۳ ماده ۱۴ قانون رسیدگی به تخلفات رانندگی ^۱	
وزارت آموزش و پرورش	تامین و تدارک نیازمندیهای آموزشی و پرورشی (مکان تجهیزات، امکانات دیگر آموزشی و کمک آموزشی)	تضییع حقوق دانش آموزان به دلیل قطع برق در زمان آموزش و امتحانات مجازی	بند ۶ ماده ۱۰ قانون اهداف و وظایف وزارت آموزش و پرورش، ۱۳۶۶ مصوب مجلس شورای اسلامی	قطع برق در زمان امتحانات مجازی در دی ماه و بهمن ماه ۱۳۹۹
وزارت علوم، تحقیقات و فناوری	برنامه‌ریزی اجرائی، آموزشی و تحقیقاتی متناسب با نیازها و تحولات علمی و فنی در جهان	تضییع حقوق دانش جویان به دلیل قطع برق در زمان آموزش و امتحانات مجازی	بند ۳ قسمت ب ماده ۲ قانون اهداف، وظایف و تشکیلات وزارت علوم تحقیقات و فناوری ۱۳۸۳، مصوب مجلس شورای اسلامی	قطع برق در زمان امتحانات مجازی در دی ماه و بهمن ماه ۱۳۹۹

۱ تبصره ۳- در صورتی که براساس نظر کارشناسان تصادفات نقص راه یا وسیله نقلیه مؤثر در علت تصادفات باشد حسب مورد متصدیان ذی‌ربط، مسؤول جبران خسارات وارده بوده و با آنان برابر قانون رفتار خواهد شد.

دستگاه اجرایی/نهاد/بخش	مسئولیت اصلی مرتبط با مدیریت پیک برق	نحوه تاثیر عدم مدیریت پیک برق بر مسئولیت اصلی / تاثیر مسئولیت اصلی بر مدیریت پیک برق	مستند قانونی مسئولیت	تجربه
وزارت بهداشت، درمان و آموزش پزشکی	تامین بهداشت عمومی و ارتقاء سطح آن از طریق اجرای برنامه‌های بهداشتی خصوصاً در زمینه بهداشت محیط	استفاده نیروگاه‌ها از مازوت جهت تامین کمبود برق، زمینه ساز بیماری‌های خطرناک مانند بیمارهای قلب، تنفسی و سرطان است.	قانون تشکیلات و وظایف وزارت بهداشت، درمان و آموزش پزشکی، ۱۳۶۷ مصوب مجلس شورای اسلامی	استفاده نیروگاه‌های کلان شهرها در زمستان ۱۳۹۹ به دلیل استفاده از مازوت
سازمان حفاظت از محیط زیست	کاهش آلودگی هوا	استفاده نیروگاه‌ها از مازوت جهت تامین کمبود برق و آلودگی هوای استان	قانون هوای پاک مصوب ۱۳۹۶ مجلس شورای اسلامی	استفاده نیروگاه‌های کلان شهرها در زمستان ۱۳۹۹ به دلیل استفاده از مازوت
وزارت فرهنگ و ارشاد اسلامی	برنامه‌ریزی فرهنگی و تبلیغی در جهت همکاری بیشتر مردم با دولت و بررسی پیرامون اثرات برنامه‌ها و فعالیت‌های دولت در افکار عمومی و ارائه آن به هیأت وزیران.	ضرورت فرهنگ سازی جهت اصلاح الگوی مصرف برق در زمان پیک	بند ۲۷ ماده ۲ قانون اهداف و وظایف وزارت فرهنگ و ارشاد اسلامی ۱۳۶۶، مصوب مجلس شورای اسلامی ماده ۶۷ قانون اصلاح الگوی مصرف ^۱	

^۱ وزارت فرهنگ و ارشاد اسلامی، سازمان صدا و سیما، جمهوری اسلامی ایران، سازمان تبلیغات اسلامی و شهرداری‌ها موظفند با همکاری وزارتخانه‌های نیرو و نفت در برنامه‌ریزی و اجرای فعالیت‌های فرهنگی و تبلیغاتی، اشاعه فرهنگ مصرف منطقی انرژی و اصلاح رفتار و الگوی مصرف را ملحوظ نمایند.

دستگاه اجرایی/نهاد/بخش	مسئولیت اصلی مرتبط با مدیریت پیک برق	نحوه تاثیر عدم مدیریت پیک برق بر مسئولیت اصلی /تاثیر مسئولیت اصلی بر مدیریت پیک برق	مستند قانونی مسئولیت	تجربه
سازمان صدا و سیما	برنامه‌ریزی و اجرای فعالیت‌های فرهنگی و تبلیغاتی، اشاعه فرهنگ مصرف منطقی انرژی و اصلاح رفتار و الگوی مصرف	ضرورت فرهنگ سازی جهت اصلاح الگوی مصرف برق در زمان پیک	ماده ۶۷ قانون اصلاح الگوی مصرف ^۱	
شهرداری‌ها	تامین آب و روشنایی به وسایل ممکنه	اعمال اولویت خاموشی معابر در صورت عدم مدیریت پیک برق	بند ۲ ماده ۵۵ قانون شهرداری ۱۳۳۶ مصوب مجلس شورای ملی	خاموشی اعمال شده بر معابر شهر تهران در زمستان ۱۳۹۹
وزارت صنعت معدن و تجارت	نظارت دائم به امور عرضه و تقاضای کالاها در بازار و ارائه راه کار در جهت رفع کمبودها	اخلال در تولید کالاها ی اساسی به دلیل عدم مدیریت پیک برق اعمال خاموشی بر صنایع در صورت بروز پیک برق	قانون تشکیل وزارت صنعت، معدن و تجارت ۱۳۹۰ مصوب مجلس شورای اسلامی	تلفات مرغداری ها در سال ۱۳۹۷ به دلیل قطع برق خسارات وارده به سایر صنایع در زما های اعمال خاموشی

۱ وزارت فرهنگ و ارشاد اسلامی، سازمان صدا و سیما ی جمهوری اسلامی ایران، سازمان تبلیغات اسلامی و شهرداری‌ها موظفند با همکاری وزارتخانه‌های نیرو و نفت در برنامه‌ریزی و اجرای فعالیت‌های فرهنگی و تبلیغاتی، اشاعه فرهنگ مصرف منطقی انرژی و اصلاح رفتار و الگوی مصرف را ملحوظ نمایند.

دستگاه اجرایی/نهاد/بخش	مسئولیت اصلی مرتبط با مدیریت پیک برق	نحوه تاثیر عدم مدیریت پیک برق بر مسئولیت اصلی تاثیر مسئولیت اصلی بر مدیریت پیک برق	مستند قانونی مسئولیت	تجربه
اصناف و اتحادیه‌های صنفی	۱- تکلیف اصناف به رعایت مقررات ۲- اختیار اتحادیه‌ها جهت ارائه پیشنهاد برای تهیه، تنظیم یا تغییر ضوابط صدور پروانه کسب و انواع پروانه‌های لازم برای مشاغل، به مجمع امور صنفی.	۱- بروز پیک برق در صورت عدم رعایت الگوی مصرف توسط اصناف ۲- تعیین شاخص میزان رعایت الگوی مصرف جهت	قانون نظام صنفی کشور ۱۳۸۲ مصوب مجلس شورای اسلامی	

	تمدید پروانه کسب		
اصل ۴۴ قانون اساسی - ماده ۱ قانون سازمان برق ۱۳۴۶ مصوب مجلس شورای ملی - ماده ۱ قانون تاسیس وزارت نیرو ۱۳۵۳ مصوب مجلس شورای ملی	۱- عدم امکان تامین برق تمامی مشترکین در مواقع بروز پیک ۲- اعمال خاموشی در شرایط اضطراری	۱- تامین برق مصارف خانگی، صنعتی، تجاری و کشاورزی	وزارت نیرو و شرکت‌های تابعه

				--ماده ۲۵ قانون بهبود مستمر محیط کار ۱۳۹۰ مصوب مجلس شورای اسلامی ^۱

۱- ماده ۲۵- در زمان کمبود برق، گاز یا خدمات مخابرات، واحدهای تولیدی صنعتی و کشاورزی نباید در اولویت قطع برق یا گاز یا خدمات مخابرات قرار داشته باشند و شرکت‌های عرضه کننده برق، گاز و خدمات مخابرات موظفند هنگام عقد قرارداد با واحدهای تولیدی اعم از صنعتی، کشاورزی و خدماتی، وجه التزام قطع برق یا گاز یا خدمات مخابرات را در متن قرارداد پیش بینی کنند. هرگاه دولت به دلیل کمبودهای مقطعی به شرکت‌های عرضه کننده برق یا گاز یا مخابرات دستور دهد موقتاً جریان برق یا گاز یا خدمات مخابراتی واحدهای تولیدی متعلق به شرکت‌های خصوصی و تعاونی را قطع کنند، موظف است نحوه جبران خسارتهای وارده به این شرکت‌ها ناشی از تصمیم فوق را نیز تعیین و اعلام کند.

آیین نامه اجرائی این ماده توسط وزارتخانه های صنعت، معدن و تجارت، جهاد کشاورزی، نفت، نیرو و ارتباطات و فناوری اطلاعات تهیه می شود و ظرف سه ماه پس از لازم الاجراء شدن این قانون به تصویب هیأت وزیران می رسد.

تبصره ۱- در زمانهای اضطراری که قطع برق یا گاز واحدهای مسکونی، جان شهروندان را به خطر اندازد، شورای تأمین استان محل ایجاد اضطرار می تواند برای حداکثر دو روز که قابل تمدید است، حکم این ماده را نقض کند و دستور دهد بدون تعیین نحوه جبران خسارتهای وارده، برق یا گاز واحدهای تولیدی قطع شود. در جلسه تصمیم گیری در این باره، باید نمایندگان اتاقهای مرکز استان برای استماع نظراتشان دعوت شوند.

تبصره ۲- شرکت‌های عرضه کننده برق و گاز موظفند ضمن هماهنگی با شرکت‌های بیمه، امکان خرید بیمه نامه پوشش دهنده خسارات ناشی از قطع برق یا گاز را برای واحدهای تولیدی مشترک خود فراهم آورند.

تجربه	مستند قانونی مسئولیت	نحوه تاثیر عدم مدیریت پیک برق بر مسئولیت اصلی / تاثیر مسئولیت اصلی بر مدیریت پیک برق	مسئولیت اصلی مرتبط با مدیریت پیک برق	دستگاه اجرایی/نهاد/بخش
ایجاد اعتراض کشور عراق به دلیل قطع صادرات برق توسط ایران در فصل تابستان ۲۰۱۸	قانون وظایف وزارت امور خارجه ۱۳۶۴، مجلس شورای اسلامی	قطع صادرات برق به کشورهای همسایه و اثر منفی آن بر روابط دوجانبه	بررسی، برقراری، تنظیم، حفظ و توسعه روابط سیاسی جمهوری اسلامی ایران با سایر دولتها و سازمان‌های سیاسی بین‌المللی و نظارت و اشراف بر سایر روابط خارجی.	وزارت امور خارجه

۱-۵-۳- تهیه و تدوین متمم قانونی الزامات حاکمیتی و اجرایی مسئولیت‌های مشترک

جهت تهیه و تدوین متمم قانونی الزامات حاکمیتی و اجرایی مسئولیت‌های مشترک بین استانداری‌ها و سایر نهادهای استانی و نیز وزارت نیرو، نیاز است تا در ابتدا لزوم تدوین متمم قانونی مورد ارزیابی قرار گیرد. به عبارتی آیا نیاز به متمم قانونی در این موضوع وجود دارد و یا اینکه قوانین موجود از کفایت لازم برخوردار هستند. لذا در این بخش در ابتدا بررسی نیاز و یا عدم نیاز به متمم قانونی مورد بررسی قرار خواهد گرفت و سپس راه کارهای مرتبط ارائه خواهد شد.

۱-۳-۵-۱- بررسی نیاز یا عدم نیاز به مقررات‌گذاری/قانون‌گذاری متمرکز

به پشتوانه بررسی‌های صورت گرفته در فصل اول، وجود نهادهایی در سطح ملی که بر اساس قانون وظایف و اختیارات هر یک می‌توان حداقل سیاستگذاری در بخش مدیریت مصرف برق را از آنها انتظار داشت اثبات شد. از طرف دیگر، ساختار این نهادها بین دستگاهی بوده و لذا نوعی از مشارکت در سیاستگذاری در آنها مشهود است. مزیت دیگر آنها برخورداری از جایگاهی بر مبنای قانون و نه مقررات است که به الزام‌آور بودن تصمیمات آنها (با فرض عدم مغایرات با قانون و یا شرع) منجر می‌شود. به بیان واضح‌تر بنیان نهادهای مذکور با ریسک مشروعیت قانونی یا حقوقی مواجه نیستند و لذا وجود و صلاحیت‌شان قابل ابطال در مراجعی نظیر دیوان عدالت اداری نیست. این در حالی است که برخی نهادها در سطح سیاستگذاری درون دستگاهی با چالش مشروعیت مواجه شده و بعضاً قانونی بودن آنها از سوی نهاد ناظر بر مقررات‌گذاری اداری یعنی دیوان عدالت اداری از اساس انکار می‌شود. برای نمونه اختیار هیات امنای دانشگاه تهران برای ایجاد سازمان سرمایه‌گذاری دانشگاه تهران به منظور تجاری‌سازی فناوری توسط دیوان عدالت اداری هیات عمومی دیوان عدالت اداری مورد انکار قرار گرفت. بنابراین حسن بهره‌مندی از نهادهای موجود قانونی حذف ریسک حقوقی بحران مشروعیت آنهاست. البته لازم به ذکر است که ریسک حقوقی مشروعیت تصمیمات این نهادها از آنجا که جزء مقررات قلمداد می‌شوند و نه قوانین که قبل از تصویب توسط نهادی همچون شورای نگهبان مورد ارزیابی و نظرات قرار گیرد، همچنان وجود دارد. لذا به منظور مدیریت این ریسک، تصمیمات پیشنهادی در حوزه مدیریت مصرف نباید با سایر قوانین و شرع مخالف باشد و بایستی از این حیث مورد بررسی دقیق گیرد. برای مثال تصمیماتی که مستقیماً حقوق اشخاص را در ارتباط با مصرف برق تحت تاثیر قرار می‌دهد، از جمله تصمیماتی است که ممکن است مورد سوال نزد مراجع نظارتی قرار گیرد. از جمله این تصمیمات می‌توان به نحوه اولویت بندی اعمال خاموشی در مواقع پیک مصرف برق بر گروه‌های مصرف کننده است.

علاوه بر دو نهاد شورای عالی اداری و شورای عالی انرژی که در فصل اول بدان پرداخته شده و استفاده از ظرفیت‌های قانونی آنها به منظور مدیریت مصرف پیک توصیه می‌گردد، در سطح ملی (شیوه حکمرانی متمرکز) نهادهای ذیل نیز می‌توانند به منظور مدیریت مصرف پیک برق در تعامل بین دستگاه‌ها از ظرفیتهای قانونی خود استفاده و پیشنهادات متخصصین مدیریت مصرف پیک برق را تصویب و اجرای آنها را به دستگاه‌های ذیربط ابلاغ نمایند:

الف) ماده ۳۲ قانون احکام دائمی برنامه‌های توسعه کشور

به موجب بند الف ماده ۳۲ قانون احکام دائمی برنامه‌های توسعه کشور مصوب ۱۳۹۵/۱۱/۱۰ مجلس شورای اسلامی:

به منظور استقرار نظام راهبری توسعه سرزمین و نظارت بر اجرای آن شورای عالی آمایش سرزمین با مسئولیت رئیس سازمان برنامه و بودجه کشور با وظایف زیر تشکیل می‌شود:

۱. بررسی و نظارت بر اجرای نظام راهبری توسعه سرزمین و تنظیم روابط ارکان و اجزای آن
۲. بررسی، تصویب، هماهنگی و نظارت مستمر بر تهیه برنامه‌ها و طرح‌های توسعه سرزمین در سطوح ملی، منطقه‌ای و استانی
۳. بررسی برنامه‌های اجرایی آمایش سرزمین و اسناد آمایش ملی، منطقه‌ای و استانی

۴. نظارت بر اجرای اصول و ضابط ملی آمایش سرزمین در سطوح ملی، منطقه‌ای و استانی و ارزیابی عملکرد دستگاه‌های اجرایی ذیربط.

به نظر می‌رسد حداقل در حوزه مدیریت تولید برق و اجرای طرح‌های نیروگاهی و همچنین مدیریت استقرار صنایع سنگین که نیاز به آب و برق قابل توجهی دارند، وزارت نیرو می‌تواند نقش حاکمیتی خود (بند الف ماده ۱۳ قانون اجرای سیاست‌های کلی اصل ۴۴) را در این خصوص اعمال نماید. هر چند به موجب تبصره ۳ این قانون (تبصره ۳: ترکیب اعضای شورا علاوه بر رئیس سازمان برنامه و بودجه کشور عبارتند از: وزیران کشور، اطلاعات، جهاد کشاورزی، امور اقتصادی و دارایی، راه و شهرسازی، دفاع و پشتیبانی نیروهای مسلح و رئیس سازمان حفاظت محیط زیست و سه نفر صاحب نظر شاغل در دستگاه‌های اجرائی به انتخاب رئیس جمهور)، وزیر نیرو عضو این شورا نیست (که یک اشکال فاحش قانون‌گذاری محسوب می‌گردد)، لیکن در متن پیشنهادی آئین‌نامه اجرایی این ماده وزیر نیرو نیز عضو این شورا است.

با توجه به اینکه اسناد آمایش استانی در این شورا به تصویب خواهد رسید، جایگاه مدیریت مصرف و تولید برق در آنها اساسی است، چرا که بدون تامین برق و آب که زیرساخت اصلی توسعه محسوب می‌شوند، نیل به اهداف آمایش ملی و استانی دشوار است. لذا قبل از تصویب نهایی این اسناد، موضوع استقرار صنایع سنگین با توجه به ظرفیتهای تولید آب و برق کشور بایستی حتما توسط وزارت نیرو بررسی و پیشنهادات تخصصی لازم در این خصوص ارائه شود تا استقرار این صنایع در استان‌هایی که ظرفیت محدود در تولید برق دارند با مشکل کمبود عرضه به ویژه در فصول گرم سال مواجه نشوند.

ب) نهادهای اصلی مسئول مدیریت بحران

۱- سازمان مدیریت بحران کشور

به موجب ماده ۶ قانون تشکیل سازمان مدیریت بحران کشور مصوب ۱۳۸۷/۰۲/۳۱ مجلس شورای اسلامی، سازمان مدیریت بحران کشور که در این قانون به اختصار سازمان نامیده می‌شود به منظور ایجاد مدیریت یکپارچه در امر سیاستگذاری، برنامه‌ریزی، ایجاد هماهنگی و انسجام در زمینه‌های اجرائی و پژوهشی، اطلاع‌رسانی متمرکز و نظارت بر مراحل مختلف مدیریت بحران و ساماندهی و بازسازی مناطق آسیب‌دیده و استفاده از همه امکانات و لوازم مورد نیاز وزارتخانه‌ها، مؤسسات و شرکت‌های دولتی و عمومی، بانکها و بیمه‌های دولتی، نیروهای نظامی و انتظامی، مؤسسات عمومی غیردولتی، شوراهای اسلامی، شهرداریها، تشکلهای مردمی، مؤسساتی که شمول قانون بر آنها مستلزم ذکر نام است، دستگاه‌های تحت امر مقام معظم رهبری و نیروهای مسلح در صورت تفویض اختیار معظم‌له، جهت بهره‌مندی بهینه از توانمندی‌های ملی منطقه‌ای و محلی در مواجهه با حوادث طبیعی و سوانح پیش‌بینی نشده تشکیل می‌گردد.

در ماده ۸ این قانون وظایف و اختیارات سازمان مدیریت بحران ذکر شده است که برخی از آنها دقیقا در راستای مدیریت مصرف پیک برق در سطح ملی است:

تهیه خط مشی‌ها و سیاست‌های اجرائی مربوط به مراحل چهارگانه مدیریت بحران و برنامه‌ریزی جهت ایجاد و امکان استفاده از کلیه امکانات و توانمندیهای مورد نیاز اعم از دولتی، غیردولتی و نیروهای مسلح در طول زمان عملیات آمادگی و مقابله با حادثه و ارائه آن جهت تصویب هیأت وزیران.

۲- ایجاد هماهنگی و انسجام میان دستگاه‌های مختلف کشور درخصوص مراحل چهارگانه مدیریت بحران.

تدوین نظام تقسیم کار ملی برای ارتقاء فرهنگ ایمنی برای آحاد جامعه با همکاری وزارتخانه‌ها، سازمان‌ها، نهادها و مؤسسات مرتبط با امر مدیریت بحران و ارائه آن به هیأت وزیران جهت تصویب.

تدوین ضوابط مربوط به تعیین سطوح، حالت اضطرار و شیوه اعلام بحرانهای ناشی از حوادث غیرمترقبه.

ابلاغ دستورالعمل‌های نحوه انجام اقدامات اضطراری و احتیاطی در هنگام وقوع و یا احتمال وقوع حوادث غیرمترقبه به دستگاه‌های ذی‌ربط جهت اجراء.

انجام هماهنگی‌های لازم جهت دراختیار گرفتن کلیه امکانات و توانمندی‌های مورد نیاز مدیریت بحران کشور اعم از دولتی و نهادهای عمومی غیردولتی و نیروهای مسلح در طول زمان مقابله با بحران.

نظارت عالیه و ارزیابی اقدامات دستگاه‌های اجرائی ذی‌ربط درخصوص مراحل چهارگانه مدیریت بحران (به‌ویژه آمادگی و مقابله) و ارائه گزارش به شورای عالی.

با توجه به وظایف و اختیارات این سازمان و همچنین لزوم تبعیت کلیه دستگاه‌های اجرایی به ویژه نیروهای مسلح و نهادهای تحت نظر رهبری (با اذن معظم له) از یک طرف و همچنین تطبیق پیک مصرف برق که ممکن است که به قطعی گسترده منجر شود با تعریف بحران در این قانون (ماده ۱ - اصطلاحات مندرج در این قانون در معانی مشروح زیر به کار می‌رود: الف - بحران: شرایطی است که در اثر حوادث، رخدادها و عملکردهای طبیعی و انسانی (به‌جز موارد موضوعه در حوزه‌های امنیتی و اجتماعی) به‌طور ناگهانی یا غیرقابل کنترل به‌وجود می‌آید و موجب ایجاد مشقت و سختی به یک مجموعه یا جامعه انسانی می‌گردد و برطرف کردن آن نیاز به اقدامات اضطراری، فوری و فوق‌العاده دارد).

سازمان مدیریت بحران یک بستر دیگر مناسب قانونی به منظور مدیریت مصرف پیک محسوب می‌گردد. به ویژه اینکه این سازمان صلاحیت قبل بحرانی نیز داشته و می‌تواند از دستگاه‌های اجرایی، اجرای اقدامات پیشگیرانه و قبل از وقوع بحران را نیز مطالبه نماید.

علاوه بر این مزیت، ضمانت اجرای پیشبینی شده در بند ۱۴ ماده ۶ این قانون یکی دیگر از مزایای مدیریت مصرف پیک برق در قالب ساختار قانونی این سازمان است. بر اساس این بند تدوین مقررات و ضوابط مربوط به رسیدگی به تخلفات و تخطی و اهمال مقامات دولتی در کلیه دستگاه‌های ذی‌ربط و مؤسسات عمومی غیردولتی، نیروهای نظامی و انتظامی و کلیه نهادها و دستگاه‌های تحت نظر مقام معظم رهبری در اجراء دستورات و مصوبات شورای عالی و سازمان در مواقع بروز بحران با همکاری قوه قضائیه و ستاد کل نیروهای مسلح و ارائه آن به هیأت وزیران جهت تصویب و پیگیری اجراء آنها، جز صلاحیت‌ها و وظایف سازمان است. هر چند سازمان و حتی هیأت وزیران صلاحیت جرم انگاری در این حوزه را نداشته و جرم انگاری در این خصوص صرفاً در صلاحیت مجلس شورای اسلامی است، لیکن تدوین مقررات در سطح تخلف انگاری و تعیین ضمانت اجرا برای آن منع قانونی ندارد. به خصوص آنکه ضمانت اجرای اداری برای مدیران دستگاه‌های اجرایی که بعضاً تمایل به بقا در پستهای مدیریتی دارند، ضمانت اجرای موثرتری محسوب می‌شود.

علاوه بر قانون تشکیل سازمان مدیریت بحران کشور، مجلس شورای اسلامی در تاریخ ۱۳۹۸/۵/۷ به موجب قانون مدیریت بحران بر مشروعیت و لزوم حفظ این سازمان در ماده ۸ قانون مزبور مهر تأیید مجدد زده است و وظایف تازه‌ای نیز بر عهده این سازمان گذاشته است که برخی از آن‌ها اشاره می‌شود:

الف) تهیه و تدوین سند راهبرد ملی مدیریت بحران، برنامه ملی کاهش خطر حوادث و سوانح، برنامه ملی آمادگی و پاسخ و برنامه ملی بازسازی و بازتوانی جهت تصویب شورای عالی

ب) ارتقای همکاری و هماهنگی بین سازمانی به منظور ایجاد هم‌افزایی و تحقق اهداف کلان از طریق تشکیل بانک اطلاعاتی تخصصی مدیریت بحران و دسترسی متناسب به نظام جامع مدیریت اطلاعات، مستند سازی و علت یابی، تهیه ضوابط فنی، استانداردهای و دستورالعمل‌های مورد نیاز این قانون جهت تصویب در ستاد ملی

پ) ارتقای توان شناسایی مخاطرات و درک خطر حوادث و سوانح در سطح کشور از جمله تهیه اطلس ملی مخاطرات طبیعی و تدوین برنامه‌های کاهش خطر و حوادث استانی جهت تصویب ستاد ملی

ث) ایجاد آمادگی مطلوب سازمانی و عملیاتی برای پاسخ به بحران از جمله برنامه‌ریزی و ایجاد هماهنگی جهت استقرار نظام‌های قابل اطمینان آمادگی و ایمنی در موسسات دولتی، عمومی غیر دولتی، خصوصی و تاسیسات وابسته به آنها، ایجاد شبکه ارتباطی اختصاصی، برای شرایط اضطراری، تهیه برنامه آمادگی و پاسخ استان‌ها و تدوین ضوابط فنی و دستورالعمل‌ها لازم جهت استاندارد کردن خدمات سازمان‌ها امدادی در سطح کشور

ذ) توسعه مشارکت مردمی برای تقویت مدیریت بحران جامعه محور و ترویج فرهنگ ایمنی در جامعه از طریق برنامه‌ریزی و هماهنگی برای آموزش، سازماندهی و استفاده از ظرفیت تشکلهای مردمی، نهادهای غیر دولتی، فدارسیون‌های ورزشی، نیروهای داوطلب مردمی و بخش خصوصی در مدیریت بحران، تدوین سازوکارهای حمایتی و تشویقی جهت آموزش و ارتقای آمادگی مردم در برابر بحران با توجه به وظایف جدید محول شده به سازمان بحران علاوه بر اختیارات و وظایف قبلی که همچنان معتبر و قابل استناد است از یک طرف و از طرف دیگر ماهیت ساختار بین سازمانی این سازمان هم در سطح ملی، استانی و هم شهرستانی، صلاحیت‌های پیش از بحران آن، لزوم تبعیت کلیه دستگاه‌های اجرایی، عمومی، خصوصی و نیروهای مسلح از تصمیمات آن، امکان وضع و تعیین ضمانت اجراهای تخلف (در سطح اداری) از اجرای مصوبات آن، مناسب‌ترین ساختار موجود حقوقی به منظور مدیریت پیک مصرف برق در دو سطح متمرکز و غیر متمرکز است.

به موجب ماده ۱۰ این قانون، سازمان در سطح استان‌ها و شهرستان‌ها واجد ساختاری تحت عنوان ستاد استانی و شهرستانی است که همه دستگاه‌های اجرایی و عمومی و نیروهای مسلح عضو آن بوده و تصمیمات آن برای همگی آنها لازم‌الاجراست. بر اساس قسمت ۲ بند ب ماده ۱۲ این قانون نیز یکی از وظایف ستاد هماهنگی بین دستگاه‌های مسئول و تسریع خدمات رسانی در شرایط اضطراری است. همچنین طبق بند خ ماده ۱۳، کلیه دستگاه‌های اجرایی تحت شمول این قانون، هنگام پاسخ به بحران با درخواست رئیس ستاد کلیه امکانات و تجهیزات خود را در اختیار ستاد قرار دهند.

مطابق ماده ۱۵ این ماده در شرایط اضطراری و پاسخ به بحران، چنانچه خدمات و امکانات دستگاه‌ها و نهادهای دولتی و عمومی غیر دولتی به تنهایی کافی نبوده و یا ارائه آنها زمانبر بوده به نحوی که احتمال وقوع خسارات جانی و مادی وجود داشته باشد، بخش‌های خصوصی و تعاونی موظفند خدمات و امکانات موجودشان را به درخواست رئیس ستاد ارائه دهند. در این موارد، هزینه خدمات و امکانات ارائه شده طبق تعرفه‌های قانونی و در صورت عدم وجود، بر اساس عرف از سوی دستگاه سفارش دهنده پرداخت می‌شود. بر اساس مواد ۲۱، ۲۲ و ۲۳ این قانون عدم همکاری دستگاه‌های اجرایی با ستاد تخلف محسوب شده و موضوع به درخواست وزیر کشور، رئیس سازمان، استانداران یا فرمانداران به هیات‌های رسیدگی به تخلف ارجاع خواهد شد. حتی به موجب تبصره ماده ۲۲ غیبت نمایندگان دستگاه‌های اجرایی در جلسات (در شرایط اضطراری به تشخیص رئیس ستاد) نیز تخلف محسوب می‌شود.

۲- شورای عالی مدیریت بحران

به موجب ماده ۳ قانون تشکیل سازمان مدیریت بحران مصوب ۱۳۸۷/۲/۳۱، به‌منظور هماهنگی فعالیت‌های دستگاه‌ها و نهادهای وابسته به قوای سه‌گانه، نیروهای مسلح و کلیه نهادها و دستگاه‌های تحت نظر مقام معظم رهبری (باعنایت به تفویض اختیار معظم‌له) و تصویب مقررات و ضوابط حاکم بر مدیریت بحران در مراحل چهارگانه آن شورای عالی مدیریت بحران کشور که از این پس در این قانون به اختصار شورای عالی نامیده می‌شود، تشکیل می‌گردد.

یکی از وظایف و اختیارات مهم این شورا که در ماده ۴ به آن اشاره شده است پیشنهاد وضع قانون به مجلس شورای اسلامی در خصوص وظایف دقیق هر یک از دستگاه‌های اجرایی، نهادها، نیروهای مسلح، تشکلهای مدنی و مردمی و مرتبط با مدیریت بحران

است. هر چند قوانین موجود در سطح ملی و محلی به منظور مدیریت پیک مصرف برق نسبتاً کافی هستند، لیکن در صورت نیاز به قوانین جدید این بند یکی از بسترهای مناسب جهت استفاده از ظرفیت تقنینی مجلس شورای اسلامی است.

بند ۹ ماده ۴ قانون فوق‌الاشعار نیز اقدام قانونی لازم جهت تصویب ضوابط، مقررات و دستورالعمل‌های مرتبط با این قانون را در صلاحیت شورا قرار داده است. به عبارت دیگر، در صورتی که نیاز به مداخله در سطح قانون‌گذار نباشد، شورا میتواند از این ظرفیت به منظور تصویب مقررات لازم استفاده نموده و خصوص اجرای وظایف اش مطابق این قانون نیاز به ارجاع به هیات وزیران نیست.

در قانون مدیریت بحران کشور مصوب ۱۳۹۸/۵/۷ سطح مداخله شورای عالی از هماهنگی بین دستگاهی به سیاستگذاری اجرایی و آن هم در محدوده سیاست‌های ابلاغی مقام معظم رهبری در خصوص مدیریت بحران تغییر پیدا کرده است. با این تغییر شان شورا از اجرا به سمت سیاستگذاری و نظارت بر اجرا ارتقا یافته است. از همین رو وظایف و اختیارات شورا که در قانون سال ۱۳۸۷، حدود ۹ بند بود، در این قانون به ۲ بند کاهش پیدا کرده است:

الف) تصویب و به روز رسانی سند راهبرد ملی مدیریت بحران ظرف مدت ۳ ماه پس از تدوین آن
 ب) تصویب و به روز رسانی برنامه ملی کاهش خطر حوادث و سوانح، برنامه ملی آمادگی و پاسخ و برنامه ملی بازسازی و بازتوانی ظرف مدت ۳ ماه از تاریخ تدوین آن‌ها، البته کاهش اختیارات و وظایف شورا به ۲ بند از لحاظ محتوایی به معنای تحدید اختیارات و وظایف شورا نیست. تبصره ماده ۷ موید همین ادعاست:

تبصره: دبیر شورای عالی، سایر موضوعاتی را که مربوط به حوزه سیاست‌های اجرایی مدیریت بحران بوده و نیاز به طرح در شورای عالی داشته باشد به آن شورا پیشنهاد می‌کند.

به دیگر بیان، این تبصره موید این معناست که اصل بر صلاحیت مقررات‌گذاری و سیاستگذاری شورا در خصوص مدیریت بحران است، مگر موضوع در سایر قوانین به مرجع دیگری محول شده باشد مانند مدیریت بحران‌های امنیتی و اجتماعی که به شورای امنیت کشور واگذار شده است.

البته همچنان و همانند قانون تشکیل سازمان مدیریت بحران کشور، مصوبات این شورا پس از تأیید رئیس آن (رئیس جمهوری یا معاون وی) و در غیاب رئیس، پس از تأیید وزیر کشور لازم‌الاجراست.

یکی از تفاوت‌های این قانون با قانون تشکیل سازمان مدیریت بحران، بر شمردن برخی وظایف کلیدی دستگاه‌های اجرایی هم در حوزه پیشگیری و هم مدیریت بحران است. برای نمونه وزارت نیرو مطابق قسمت ب ماده ۱۴ قانون سال ۱۳۹۸، مکلف شده است تا در شرایط اضطرار آب و برق را ذخیره‌سازی و تامین نماید. سایر دستگاه‌های اجرایی نیز حسب ماموریت‌های ذاتی خود مکلف به انجام اقداماتی در مواقع اضطرار شده‌اند.

بنابراین در سطح سیاستگذاری تمرکز در خصوص پیشگیری و مدیریت از بحران شورای عالی بحران و در سطح اجرایی و هماهنگی سازمان مدیریت بحران وظیفه و اختیارات لازم را طبق قوانین فعلی دارند.

به نظر می‌رسد پیک مصرف برق در کشور از تعاریف مندرج در ماده ۳ قانون مدیریت بحران کشور، به وضعیت آسیب‌پذیری یا اضطرار نزدیکتر است. بر اساس این ماده، آسیب‌پذیری ضعف و کمبودهای مادی و غیر مادی شامل فیزیکی، اجتماعی، اقتصادی و زیست محیطی در جامعه است که باعث می‌شود وقوع مخاطرات منجر به بحران شود. لذا از لحاظ ساختارشناسی، بر اساس قانون جدید مدیریت بحران نیز، شورای عالی مدیریت بحران کشور و سازمان مدیریت بحران کشور در سطح ملی از کامل‌ترین ظرفیت قانونی جهت تعامل بین دستگاه‌های اجرایی جهت مدیریت مصرف پیک برق را دارند.

به منظور تکمیل این بخش لازم به ذکر است که اختیارات قانونی ستاد مدیریت بحران و تطبیق قاعده فقهی اضطرار بر آن که احکام اولیه را دچار تعطیلی موقت می‌نماید، ما را از بررسی تعارضات احتمالی تصمیمات این ستاد با سایر قوانین و مقررات مستغنی می‌کند. البته تصمیمات ستاد باید در چارچوب قوانین و مقررات باشد لیکن به دلیل شرایط بحرانی ممکن است عدول از قوانین و مقررات ضروری باشد، مانند عدول از مقررات ساعات کار حضور کارمندان به دلیل آلودگی هوا و نظایر آن. از طرف دیگر نمی‌توان مسئولین دستگاه‌های اجرایی را بابت اجرای تصمیمات این ستاد که لازم‌الاجراست مسئول دانست.

ج) شورای امنیت کشور

همانطور که بخش قبل اشاره شد، شورا و سازمان مدیریت بحران کشور صلاحیت سیاستگذاری و مدیریت بحرانهای سیاسی، امنیتی و اجتماعی را ندارند و صلاحیت آنها محدود به سایر انواع بحران هاست. به موجب قانون راجع به تعیین وظایف و تشکیلات شورای امنیت کشور، به منظور بررسی جریانات و پیش‌آمدهای عمده و اساسی امنیت داخلی و اتخاذ تصمیمات و تدابیر هماهنگ در جهت پیشگیری و مقابله با مسائل مربوط به آن، در صلاحیت شورای امنیت کشور است. بند د ماده ۱ این قانون که بیان وظایف این شورا پرداخته است، یکی از صلاحیت‌های آن را تبیین حدود وظایف و اختیارات هر یک از ارگان‌ها و نهادها در رابطه با امنیت داخلی کشور در چهارچوب وظایف قانونی آنها دانسته است. هر چند این قانون در سطح استان و شهرستان نیز شورایی با صلاحیت‌های مشابه شورای امنیت کشور پیش‌بینی کرده است، لیکن با توجه به صلاحیت‌ها و وظایف و اختیارات این شورا، نمی‌توان مدیریت مسئله پیک مصرف برق را جز در مواردی که منجر به یک بحران سیاسی، اعتراضات و آشوب نشود در صلاحیت این شورا دانست. تبصره ۲ ماده ۳ و همچنین ماده ۹ این قانون موید همین برداشت از صلاحیت‌های این شورا است. بر اساس این ۲ ماده این شورا صرفاً به منظور مشورت در امور امنیتی تشکیل می‌شود و اتخاذ تصمیم به عهده وزیر کشور در سطح ملی و استاندار یا فرماندار در سطح استان و شهرستان است. ترکیب اعضای این شورا که در ماده ۳ تعیین شده است نیز صرفاً محدود به مسئولان نظامی است. بنابراین تا زمانی که پیک مصرف برق تبدیل به یک بحران یا چالش سیاسی - امنیتی نشود، این شورا صلاحیت ورود را نخواهد داشت. البته این شورا می‌تواند با تفاسیر موسع از جنبه‌های سیاسی و امنیتی یک موضوع حتی قبل از وقوع بحران نیز ورود پیدا کند.

اما از آنجا
که هدف
این
گزارش
بررسی
بسترهای
حقوقی
هم در
زمینه
پیشگیری
و هم
مدیریت
پیک
مصرف

برق است،
لذا این
شورا فاقد
صلاحیت
مبنایی به
منظور
مدیریت
این مسئله
تا قبل از
امنیتی یا
سیاسی
شدن آن
است. با
این حال
ماده ۲۵
قانون
بهبود
مستمر
محیط
کسب و
کار
مصوب
۱۳۹۰،
قطع برق
واحدهای
تولیدی در
زمان
اضطرار را
با
تشخیص
شورای
تامین
استان
مجاز

دانسته
 است. البته
 با توجه به
 تصویب
 قانون
 مدیریت
 بحران در
 سال
 ۱۳۹۸ و
 تعریف
 شرایط
 اضطراری
 در این
 قانون و
 اعطای
 صلاحیت
 سازمان و
 ستاد به
 موجب
 تبصره
 ماده ۱۰
 آن به
 منظور
 رسیدگی
 به شرایط
 اضطراری،
 به نظر
 می‌رسد
 می‌توان
 صلاحیت
 شورای
 تامین را
 در این
 خصوص

نسخ شده
دانست و
ستاد
بحران را
صالح به
تصمیم-
گیری در
خصوص
قطعی
برق
واحدهای
تولیدی
دانست.

د) سازمان پدافند غیر عامل

اساسنامه سازمان پدافند غیر عامل مورخ ۱۳۹۳/۹/۱۷ به تصویب مقام معظم رهبری رسیده است. بر اساس ماده ۵ ماده ۲ این قانون پدافند غیرعامل - به مجموعه اقداماتی که بدون بکارگیری سلاح و تجهیزات نظامی بکار گرفته شود و در نتیجه باعث کاهش آسیب پذیری، افزایش پایداری ملی، تسهیل مدیریت بحران، تداوم کارکرد فعالیت های ضروری و تولید بازدارندگی دفاعی در برابر تهدیدات و اقدامات نظامی دشمن می گردد اطلاق می شود.

در ماده ۶ این قانون به مأموریت اصلی سازمان پرداخته شده است که بر اساس آن سیاست گذاری، برنامه‌ریزی، هدایت، سازماندهی، نظارت و راهبری موضوع پدافند غیرعامل و دفاع غیرنظامی در چارچوب و در جهت تحقق سیاست‌های ابلاغی و فرامین حضرت امام خامنه ای و قوانین موضوعه کشور از طریق فرهنگ سازی و آموزش عمومی و تخصصی، آمادگی و ارتقا مقاومت ملی، پایش تهدیدات، طبقه بندی و سطح بندی مراکز و حوزه‌ها، کاهش آسیب پذیری ها، نهادینه سازی اصول، الزامات و ملاحظات فنی مهندسی پدافند غیرعامل در ذات طرح ها و پروژه های ملی، استانی موضوعی کشور، تسهیل مدیریت بحران و تداوم کارکردهای ضروری کشور، صیانت و کمک به اداره مردم در راستای مصون سازی کشور در برابر انواع تهدیدات دشمن مأموریت اصلی این سازمان تلقی می شود. بر اساس این قانون سازمان از یک کمیته دائمی پدافند غیرعامل برخوردار است که تصمیمات آن برای کلیه دستگاه‌های اجرایی لازم الاجراست. در ماده ۱۰ این قانون به وظایف این سازمان پرداخته شده است. در قسمت ۴ بند ب این ماده آمده است ارتقای آمادگی دستگاه‌های اجرایی برای تداوم چرخه تولید و خدمات در مقابله با انواع تهدیدات جز وظایف عملیاتی این سازمان است. با توجه به تاثیر غیر قابل انکار تداوم تولید برق و عرضه آن به مشترکین بر چرخه تولید کشور، لذا این سازمان در سطح عملیاتی مکلف به ارتقای آمادگی دستگاه‌های اجرایی در این خصوص است. لیکن این قانون نحوه انجام این ارتقا را مشخص نکرده است. هر چند اساسنامه سازمان به کمیته پدافند در هر دستگاه اجرایی و در استان‌ها و لزوم تشکیل آنها اشاره کرده است، اما به طور دقیق به ساختار استانی کمیته پدافند اشاره نکرده است و از لحاظ اداری تحت عنوان یک اداره کل در استانداری فعالیت می کند. بنابراین صرفا میتوان مصوبات کمیته دائمی سازمان پدافند غیرعامل را لازم‌الاجرا دانست و از این بستر حقوقی به منظور مدیریت پیک مصرف استفاده کرد. چرا که اساسا هدف این سازمان آمادگی قبل از حمله و بحران و کاهش آسیب‌ها در صورت حمله یا بحران است. از این رو در سطح ملی و قبل

از بروز پیک مصرف برق، میتوان به در قالب اقدامات پیشگیرانه تأیید کمیته دائمی سازمان را اخذ و جهت اجرا به کلیه دستگاه‌های اجرایی ابلاغ نمود.

نتیجه این بخش از فصل پنجم آن است که در سطح ملی، نیاز به ایجاد ساختار جدید اداری و تصویب قانون به منظور مدیریت پیک مصرف برق نیست و ظرفیتهای و ساختارهای موجود قانونی برای پیشگیری و مدیریت پیک مصرف برق از طریق تعامل بین دستگاه‌های اجرایی وجود دارد و صرفاً نیاز است تا تدابیر لازم به منظور مدیریت پیک مصرف جهت بررسی و تصویب در سطح ملی به این نهادها ارائه شود.

جدول (۱-۱۷) نهادهای ملی موجود به منظور تعامل بین دستگاه‌های اجرایی

ردیف	نهاد	مستند قانونی	سطح مداخله	نوع مداخله/مرحله مداخله
۱	شورای عالی انرژی	ماده ۳ قانون اصلاح مواد (۲) و (۴) قانون برنامه سوم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی جمهوری اسلامی ایران	ملی	هرمی/قبل از بحران
۲	شورای عالی مدیریت بحران	قانون راجع به وظایف و اختیارات شورای امنیت کشور	ملی	تعاملی/قبل و بعد از بحران
۳	شورای امنیت کشور	قانون راجع به وظایف و اختیارات شورای امنیت کشور	ملی	هرمی/بعد از بحران
۴	سازمان پدافند غیر عامل	اساسنامه سازمان مصوب	ملی	هرمی/قبل از بحران
۵	شورای عالی آمایش سرزمین	بند الف ماده ۳۲ قانون احکام دائمی برنامه‌های توسعه کشور	ملی	تعاملی/قبل از بحران

۱-۵-۳-۲- بررسی نیاز یا عدم نیاز به مقررات‌گذاری غیرمتمرکز

تمرکز زدائی از مدیریت پیک مصرف برق از طریق تعامل بین دستگاه‌های اجرایی نیازمند یک بستر حقوقی و قانونی مناسب است. لذا در این بخش به این سوال پاسخ داده خواهد شد که آیا در نظام حقوقی کنونی ایران، چنین بستری در سطح غیرمتمرکز(استانی و شهرستانی) وجود دارد یا خیر و آیا ایجاد چنین ساختاری از لحاظ حقوقی بهینه است یا خیر.

اصولاً قبل از هر نوع مقررات‌گذاری باید به سوالاتی اساسی پاسخ داد:

الف) آیا مقررات فعلی به جهت نیل به آن هدف کافی نیست؟

ب) آیا مقررات‌گذاری تنها راه مداخله و حل مسئله است و راه کارهای دیگر در این خصوص آزموده شده است؟

ج) آیا مقررات‌گذاری راه حلی بهینه است؟

د) مطالعات کافی به منظور مقررات‌گذاری انجام شده است؟

بررسی ساختارهای فعلی اداری در سطح غیر متمرکز به منظور مدیریت مصرف پیک برق بیانگر آن است که حداقل و قدر متیقن چنین ساختاری تحت عنوان ستادهای استانی و شهرستانی مدیریت بحران وجود دارد که در قسمت قبل ذیل عنوان نهادهای اصلی مسئول مدیریت بحران به آن پرداخته شده است. تکلیف تدوین برنامه استانی کاهش خطر حوادث و سوانح با مشارکت کلیه دستگاه‌های اجرایی و لازم‌الاجرا بودن آن پس از تصویب سازمان مدیریت بحران کشور، بیانگر وجود و تأکید قانون‌گذار بر مدیریت استانی بحران و

مخاطرات است. علاوه بر آن ستادهای استانی و شهرستانی مدیریت بحران نیز دیگر نهاد قانونی و مشروع است که وظیفه هماهنگی و اتخاذ تصمیم در خصوص مدیریت بحران از طریق مشارکت جمعی دستگاه‌های اجرایی را دارد.

با توجه به مزایای ستادهای استانی و شهرستانی مدیریت بحران که در قسمت قبل بیان شده است، به نظر نمی‌رسد ایجاد یک ساختار جدید با وجود تعداد قابل توجه شوراهای استانی نظیر شورای تامین، شورای آمایش، شورای برنامه‌ریزی و توسعه و همچنین وجود ظرفیتی مانند ستادهای استانی مدیریت بحران، بهینه باشد، چرا که قبل از هرگونه ایجاد ساختار باید به این سوال پاسخ داد که آیا ساختارهای فعلی کافی و پاسخگوی نیاز نیستند؟

از طرف دیگر ایجاد یک ساختار جدید به تورم مقرراتی دامن زده و دستگاه‌های اجرایی را با انبوهی از مقررات (شاید بعضا متعارض) روبرو کرده و آنها را دچار سردرگمی کرد. به نظر می‌رسد طرح موضوع مدیریت مصرف پیک برق در قالب مدیریت بحران یک نوع ارتقای جایگاه و اهمیت موضوع و افزایش میزان حساسیت دستگاه‌های اجرایی و بخش خصوصی به آن باشد. اما برخورد با موضوع در قالب ایجاد یک ساختار جدید ممکن است باعث ایجاد تعارضات پنهان بین دستگاه‌های اجرایی شود. بررسی برخی حوادث مانند اجتماعات اخیر کارگری در برخی شهرها و اختلاف سلیقه نوع برخورد با معترضان در شوراهای تامین استانی نمونه این تعارض است. با توجه به اینکه از لحاظ حقوق اداری عزل و نصب مقامات استانی هر دستگاه اجرایی با وزیر همان حوزه است، لذا تبعیت چنین مقامی از مقام ناصب خود بیشتر است تا استاندار.

علاوه بر این‌ها، از لحاظ اجرایی انس مقامات استانی با ستادهای استانی بحران بیشتر بوده و ایجاد یک ساختار جدید ممکن است با واکنشها و مخالفت‌هایی همراه باشد به ویژه اگر در اتخاذ تصمیمات و اجرایی کردن آنها در حوزه مدیریت پیک مصرف برق، منافع متعارضی بین دستگاه‌های اجرایی نظیر نحوه تعیین اولویت‌های خاموشی در مواقع بحران ایجا شود. این در حالی است که بر اساس قانون مدیریت بحران کشور، سرپیچی از مصوبات شورای عالی یا ستادهای استانی و شهرستانی بحران تخلف اداری محسوب شده و مستوجب برخورد اداری است و افزون بر آن تصمیمات آن برای دستگاه‌های اجرایی و حتی بخش خصوصی نیز لازم الاجراست. در حالی که برقراری چنین ضمانت اجرایی برای یک شورای خاص بین دستگاهی به منظور مدیریت پیک مصرف نیازمند قانون مصوب مجلس است که ماه‌ها و شاید سال‌ها نیاز به زمان جهت بررسی و تصویب دارد.

در جدول ذیل، نهادهای استانی موجود به منظور تعامل بین دستگاه‌های اجرایی به جهت مدیریت پیک مصرف برق نشان داده شده است.

جدول (۱-۱۸) نهادهای استانی موجود به منظور تعامل بین دستگاه‌های اجرایی

ردیف	نهاد	مستند قانونی	سطح مداخله	نوع مداخله / مرحله مداخله
۱	ستاد استانی/شهرستانی مدیریت بحران	قانون راجع به وظایف و اختیارات شورای امنیت کشور	استانی / شهرستانی	تعاملی / قبل و بعد از بحران
۲	شورای تامین استان	قانون راجع به تشکیل و وظایف شورای امنیت کشور	استانی / شهرستانی	هرمی / بعد از بحران
۳	شورای برنامه‌ریزی و توسعه استان	بند الف ماده ۳۱ قانون احکام دائمی برنامه‌های توسعه کشور	استانی	تعاملی / قبل از بحران

۱-۳-۳-۵-۳- نظام‌نامه استانی تعامل در راستای ایجاد الزامات حاکمیتی و اجرایی مسئولیت‌های مشترک

بنابراین ساختار موجود در سطح غیرمتمرکز به منظور مدیریت پیک مصرف برق وجود دارد و نیاز به ایجاد ساختار جدید نبوده و از لحاظ حقوقی ایجاد آن نیز توصیه نیز نمی‌شود. لذا صرفاً می‌بایست مقررات لازم به منظور تعامل حداکثری دستگاه‌های اجرایی برای پیشگیری و مدیریت پیک مصرف تدوین و به ستادهای استانی/شهرستانی مدیریت بحران جهت تصویب ارائه شود. ایجاد یک نظام مستمر در دستور کار ستادهای مدیریت بحران ازجمله این مقررات است که بخشی از آن که واجد جنبه حقوقی است به شرح ذیل پیشنهاد می‌شود:

جدول (۱-۱۹) نظام‌نامه استانی تعامل بین دستگاه‌های اجرایی به منظور مدیریت پیک مصرف برق**ستاد مدیریت بحران استان/شهرستان.....****نظام‌نامه استانی تعامل بین دستگاه‌های اجرایی به منظور مدیریت پیک مصرف برق****مقدمه**

به منظور بهره‌مندی حداکثری از ظرفیت‌های قانون مدیریت بحران کشور مصوب ۱۳۹۸/۷/۵ در جهت مدیریت پیک مصرف برق در فصول گرم سال در استان، از اردیبهشت ماه تا شهریور ماه هر سال، هر دو هفته یک جلسه ستاد مدیریت بحران استان به مدیریت پیک مصرف برق اختصاص خواهد یافت.

۱-اعضا

در جلسات ستاد مدیریت بحران در خصوص مدیریت پیک مصرف برق، مدیران دستگاه‌های اجرایی زیر ضروری است و در صورت غیبت غیرمجاز بر اساس مواد ۲۱ تا ۲۳ قانون مدیریت بحران کشور عمل خواهد شد. جلسات به دعوت استاندار به عنوان رئیس جلسه و با هماهنگی دبیر جلسه (مدیر کل شرکت توزیع/برق منطقه‌ای استان) تشکیل خواهد شد.

۱. مدیریت سازمان صنعت، معدن و تجارت
 ۲. مدیریت اداره کار، تعاون و رفاه اجتماعی
 ۳. رئیس دانشگاه علوم پزشکی استان
 ۴. مدیر کل راه و شهرسازی
 ۵. مدیر کل دادگستری
 ۶. مدیر کل صدا و سیما
 ۷. فرمانده سپاه، نیرو انتظامی و ارتش استان (حسب مورد)
 ۸. مدیر کل امور اوقاف و امور خیریه
 ۹. مدیر کل جهاد کشاورزی
 ۱۰. مدیر کل شرکت شهرک‌های صنعتی
 ۱۱. شهردار مرکز استان
 ۱۲. فرماندار مرکز استان
 ۱۳. رئیس اتاق اصناف
 ۱۴. مدیر کل حفاظت محیط زیست
 ۱۵. رئیس اتاق بازرگانی، صنایع، معادن و کشاورزی
- سایر مسئولین استانی به تشخیص دبیر جلسه

۲-دستور کار

دستور کار جلسات توسط دبیر یک هفته قبل از جلسه به استاندار اعلام و سپس به اعضا ابلاغ خواهد شد.

۳-اتخاذ تصمیم

تصمیمات جلسه پس از بحث و بررسی دستور کار و پیشنهادات دبیر جلسه و با اکثریت آرا اتخاذ و توسط استاندار جهت اجرا به همه دستگاه‌های اجرایی و سایر بخش‌های ذیربط (به تشخیص دبیر) ابلاغ خواهد شد. در مواردی که اتخاذ تصمیم نیازمند موافقت بالاترین مقام هر حوزه اجرایی باشد، موضوع به دبیرخانه شورای عالی مدیریت بحران ارجاع خواهد شد.

۴- اجرای تصمیمات

تصمیمات اتخاذ شده برای کلیه دستگاه‌ها در سطح استان و حسب تشخیص دبیر جلسه سایر بخش‌های عمومی و خصوصی لازم‌الاجرا بوده و در صورت تخطی از اجرا، دستگاه یا بخش متخلف مطابق با مواد ۲۱ تا ۲۳ قانون مدیریت بحران می‌بایست پاسخگو باشد. تصمیمات ستاد در این خصوص بایستی در تصمیمات شورای برنامه‌ریزی و توسعه و اسناد استانی آمایش سرزمین نیز ملحوظ گردد.

۵- جلب مشارکت بخش خصوصی

به منظور جلب مشارکت بخش خصوصی و سازمان‌های مردم‌نهاد و به ویژه اصناف در سطح استان، مشوق‌هایی به پیشنهاد دبیر جلسه در جهت اجرای بهتر تصمیمات اتخاذ شده در نظر گرفته خواهد شد. کلیه دستگاه‌های اجرایی مکلفند مشوق‌هایی لازم را به حائزین شرایط اعطا نمایند.

تبصره ۱: به پیشنهاد دبیر جلسه و تأیید استاندار در خصوص نحوه تعیین اولویت خاموشی در پیک مصرف، نمایندگان بخش خصوصی به منظور ارائه نظرات و پیشنهادات خود، میتوانند بدون حق رای در جلسه (حسب مورد) شرکت نمایند.

۶- فرهنگ سازی

به منظور اطلاع رسانی تصمیمات جلسه به شهروندان، آموزش و فرهنگ سازی مناسب در جهت مصرف بهینه برق در ایام گرم سال، اداره کل صدا و سیما مکلف است اطلاع رسانی و آموزش‌های لازم را با هماهنگی دبیر جلسه به موقع و به طور مستمر انجام دهد.

۷- پایش و نظارت

۷-۱- کلیه دستگاه‌های اجرایی مکلفند گزارشی از نحوه عملکرد حوزه مدیریتی خود را به همراه پیشنهادات و راهکارها مدنظر خود ارائه نمایند.
۷-۲- دادگستری کل استان به منظور برخورد موثر با مرتکبین جرائمی نظیر سرقت برق، استخراج غیرمجاز رمز ارزها و سایر فعالیت‌های مخرب در طول فصول گرم سال، تدابیر لازم را اتخاذ نماید.

۷-۳- به منظور قدردانی از دستگاه‌های اجرایی پیشرو و موثر در مدیریت پیک مصرف برق، هر ساله در شهریور ماه بر اساس گزارش دبیر جلسه، از دستگاه‌های نمونه قدردانی به عمل خواهد آمد.

لازم به ذکر است متن فوق صرفاً یک پیشنهاد اولیه بر مبنای یافته‌های قانونی این گزارش است و نیاز به بررسی، بازنویسی و تکمیل سایر جنبه‌های موضوع (فنی، مدیریتی و اقتصادی) دارد. البته این متن صرفاً بیانگر جنبه ساختاری بوده و محتوی تصمیمات لازم به منظور مدیریت موثر پیک مصرف برق توسط متخصصان امر بایستی تدوین و در قالب این ساختار جهت تصویب و اجرایی شدن در سطح غیرمتمرکز ارائه شود.

۱-۵-۴- جمع بندی

با بررسی قوانین و مقررات در این گزارش می‌توان به این نتیجه رسید که تقنین جدیدی به منظور تحقق مسئولیت‌های مشترک در رابطه با مدیریت مصرف و تقاضای برق نیاز نیست. در سطح متمرکز (ملی) شورای عالی انرژی و شورای عالی مدیریت بحران دو نهاد موجود قانونی به منظور اتخاذ تصمیمات لازم به منظور مدیریت تعاملی پیک مصرف برق بر اساس یافته‌های این گزارش مناسب

تشخیص داده شده‌اند. لیکن در سطح استانی و شهرستانی، غیرمتمرکز کردن مسئولیت نظارت و مدیریت و مصرف و تقاضای برق به سطوح استانی و محلی، نیازمند مداخله ستادهای استانی یا شهرستانی مدیریت بحران است. لذا صرف یک سند حقوقی نرم مانند نظام‌نامه تعامل، وزارت نیرو را از مسئولیت اولیه نظارت بر مدیریت مصرف برق حداقل در سطح قوه مجریه معاف نمی‌کند، بلکه این امر بایستی بر یک بستر سخت حقوقی مانند ستادهای استانی و شهرستانی مدیریت بحران پیگیری شود. جدول ذیل نشان دهنده حوزه‌های تعاملی است که نیازمند سطحی از مقررات‌گذاری جهت تحقق نظام مسئولیت مشترک مدیریت و مصرف تقاضاست. همچنین منابع گزارش مجموعه قوانین کشور ثبت شده در مرکز پژوهش‌های مجلس شورای اسلامی، کتاب قانون اساسی و سایر منابع معتبر جهت استخراج قوانین بوده است.

جدول (۱-۲۰) شناسایی حوزه‌های تعامل و مداخله برای تحقق مسئولیت‌های مشترک

نیاز به مداخله مقررات‌گذاری توسط حوزه تعامل	نیاز به مداخله تقنینی توسط مجلس شورای اسلامی	حوزه تعامل
هیات وزیران	خیر	بله
شورای عالی انرژی	خیر	بله
شورای عالی مدیریت بحران	خیر	بله
استانداردها	خیر	بله
قوه قضائیه	خیر	بله
صدا و سیما	خیر	بله
بقاع متبرکه و حرم‌های مطهر	خیر	بله
نهادهای انقلابی	خیر	بله
ستاد کل نیروهای مسلح	خیر	بله
اتحادیه‌های صنفی	خیر	بله
سازمان‌های مردم نهاد	خیر	بله
اتاق‌های بازرگانی، صنعت و معدن	خیر	بله
فدراسیون‌های ورزشی	خیر	بله

جدول (۱-۲۱) تعهدات و وظایف وزارت نیرو با توجه به آیین‌نامه نحوه تامین برق و سوخت صنایع

آیین‌نامه نحوه تامین برق و سوخت صنایع	تامین برق	مدیریت تقاضا و بهینه‌سازی در تامین برق
تعهدات و وظایف وزارت نیرو	بررسی و صدور جواز تأسیس واحدهای خارج از شهرک‌های صنعتی و تدوین راهنمای تامین انرژی (برق و سوخت)	شرکت مادر تخصصی سازمان صنایع کوچک و شهرک‌های صنعتی ایران موظف است با همکاری شرکت‌های توزیع نیروی برق در استان‌ها برای هر یک از شهرک‌های صنعتی با در نظر گرفتن تمام راه کارهای ممکن (مانند نیروگاه‌های تولید پراکنده برای کاهش نیاز به سرمایه‌گذاری در شبکه انتقال برق و تولید توأم برق، حرارت و سرمایش برای افزایش بازده) طرح تامین انرژی جداگانه تهیه کند.
	تبصره ماده ۶- با توجه به اینکه مسؤولیت تامین نیرو در هر حال با وزارت نیرو می‌باشد، در صورتی که هیچ یک از گزینه‌های فوق نتواند برق مصرفی متقاضیان بزرگ و شهرک‌های صنعتی را با قیمت رقابتی تامین کند، وزارت نیرو موظف است با تعیین یکی از شرکت‌های نیروگاهی (موضوع ماده (۲۷) قانون الحاق موادی به قانون تنظیم بخشی از مقررات مالی دولت - مصوب ۱۳۸۴ -) به عنوان عرضه کننده، برق متقاضی را تامین نماید.	ماده ۶- تامین برق متقاضیان بزرگ صنعتی (متقاضیانی که در سطح ولتاژ انتقال و فوق توزیع و یا از طریق فیدر اختصاصی فشار متوسط به شبکه برق کشور متصل می‌شوند) و یا شهرک‌های صنعتی به روش‌های زیر خواهد بود: احداث نیروگاه‌های اختصاصی، قرارداد دوجانبه با تولید کنندگان غیردولتی
	بند ب ماده ۷- برای اطمینان از تداوم تامین برق خود در شرایط قطع تولید و یا بروز محدودیت ظرفیت یا سایر اشکالات فنی تولید کننده (نیروگاه طرف قرارداد یا نیروگاه اختصاصی) و یا لغو قرارداد دوجانبه، می‌تواند قرارداد تضمین تامین برق مصرف کننده (پشتیبان) با شرکت مدیریت شبکه برق ایران منعقد نماید.	ماده ۹- متقاضیان بزرگ صنعتی و معدنی، شهرک‌های صنعتی و یا واحدهای صنعتی و معدنی در صورت تمایل به احداث نیروگاه برای تامین تمام و یا بخشی از برق مورد نیاز خود، علاوه بر تسهیلات موضوع تبصره (۶) ماده (۴) آیین‌نامه اجرایی شرایط و تضمین خرید برق، از تمام تسهیلاتی که وزارت نیرو در اختیار سرمایه‌گذاران خصوصی احداث نیروگاه قرار می‌دهد، برخوردار خواهند شد و می‌توانند برق تولیدی خود بر اساس مقررات موجود به شبکه برق کشور و یا سایر متقاضیان نیز به فروش برسانند.

ماده ۱۰- در راستای استفاده بهینه از منابع انرژی کشور، وزارت صنایع و معادن موظف است با همکاری وزارتخانه‌های نیرو و نفت، دستورالعمل اجرایی ممیزی و مدیریت مصرف انرژی در واحدهای تولیدی را ظرف سه ماه تدوین و اجرا نماید. واحدهای با مصرف بیش از استاندارد مطابق با قوانین و مقررات مشمول جرایم خواهند شد.		

جدول (۱-۲۲) - اهم تعهدات و وظایف وزارت نیرو با توجه به آیین‌نامه نحوه تامین برق و سوخت صنایع

آیین‌نامه نحوه تامین برق و سوخت صنایع	تامین برق	مدیریت تقاضا و بهینه‌سازی در تامین برق
تعهدات و وظایف وزارت نیرو	صدور جواز تأسیس واحدهای خارج از شهرک‌های صنعتی و تدوین راهنمای تامین انرژی	تهیه طرح تامین انرژی جداگانه با استفاده از نیروگاه‌های تولید پراکنده برای کاهش نیاز به سرمایه‌گذاری در شبکه انتقال برق و تولید توأم برق، حرارت و سرمایه‌گذاری برای افزایش بازده
	تامین برق متقاضی بوسیله تعیین یکی از شرکت‌های نیروگاهی (موضوع ماده (۲۷) قانون الحاق موادی به قانون تنظیم بخشی از مقررات مالی دولت - مصوب ۱۳۸۴ -) به عنوان عرضه کننده	تامین برق متقاضیان بزرگ صنعتی و یا شهرک‌های صنعتی
	انعقاد قرارداد تضمین تامین برق مصرف کننده (پشتیبان) با شرکت مدیریت شبکه برق ایران	متقاضیان بزرگ صنعتی و معدنی، شهرک‌های صنعتی می‌توانند برق تولیدی خود بر اساس مقررات موجود به شبکه برق کشور و یا سایر متقاضیان نیز به فروش برسانند.
		تدوین دستورالعمل اجرایی ممیزی و مدیریت مصرف انرژی در واحدهای تولیدی

طبق این قانون وظیفه تامین برق در شهرک‌های صنعتی و صنایع بر عهده وزارت نیرو است. در برخی مفاد این قانون به روش‌های دیگری برای تامین برق از سوی مشترک اشاره شده است که در تدوین نظام‌نامه تعامل می‌تواند مورد استناد قرار گیرد. از آنجا که مدیریت شهرک‌های صنعتی در استان‌ها بر عهده استاندار است لذا این قانون مسئولیت‌های مشترک فی‌مابین وزارت نیرو و استانداری را به صورت مشخص بیان کرده است.

فصل دوم

تدوین الزامات اقتصادی پایداری تقاضا و عرضه برق

تهیه و تدوین اصول اقتصادی

پیشگفتار

برق مهم‌ترین شریان حیاتی چرخه زندگی اجتماعی بشر است، به گونه‌ای که همه مولفه‌های تشکیل‌دهنده جامعه شامل اقتصاد، سیاست، رفاه، مذهب، فرهنگ، بهداشت، درمان، سلامت، ورزش، صنعت، تولید، گردشگری، حمل‌ونقل، ترافیک، تجارت، کشاورزی تحت تاثیر مستقیم یا غیرمستقیم انرژی الکتریکی هستند. با نگاهی به آمارها می‌توان عنوان کرد مصرف برق با مباحث اقتصادی آمیخته شده است و زمانی که اهداف اقتصادی در جامعه پررنگ تر شوند اهمیت مصرف برق برای مشترکین خانگی و صنعتی نیز اهمیت بیشتری پیدا می‌یابد. همچنین بررسی گزارش‌های دو دهه اخیر صنعت برق نشان دهنده رشد متوسط سالانه مصرف برق، در حدود شش تا هفت درصدی است. اهمیت و جایگاه برق در رشد حوزه‌های مولد اقتصادی، امنیتی و اجتماعی مساله تامین برق پایدار را می‌طلبد. لذا هماهنگی و پایداری شبکه و همچنین مدیریت مصرف برق برای مصرف صحیح و بهینه این کالای ارزشمند اهمیت پیدا می‌یابد.

با هدف تامین پایدار این کالای ارزشمند برای تمامی اقشار و گروه‌های مختلف جامعه، این پژوهش در پنج فصل که شامل فصل اول: تدوین اصول اقتصاد برق‌رسانی و برق‌رسانی اقتصادی، فصل دوم: تدوین اصول و چهارچوب متوازن سازی مصرف برق با ارزش اقتصادی و اجتماعی تولیدی، فصل سوم: استخراج، شناسایی و تدوین چالش‌های صنعت برق‌رسانی در بازه‌های زمانی بلندمدت، میان‌مدت و کوتاه مدت، فصل چهارم: تدوین اصول و چهارچوب اقتصاد خاموشی و فصل پنجم: تدوین اصول و چهارچوب تعیین تعرفه‌ها و واگذاری انشعاب تدوین شده است.

به طور کلی، در فصل اول به بررسی مفهوم اقتصاد برق‌رسانی و تفاوت آن با برق‌رسانی اقتصادی راه‌کارهای برق‌رسانی اقتصادی، اهمیت تغییر نگرش از خدمت به سمت کالای خصوصی بودن برق، بررسی توجیه پذیری برق‌رسانی با لحاظ هزینه فرصت در برق‌رسانی، اهمیت کشف قیمت در تمامی زنجیره‌ی تامین عرضه‌ی برق، اولویت دادن به تامین برق مشترکین دارای ارزش افزوده‌ی بالا و تامین مشترکین با ارزش افزوده پایین از طرق دیگر پرداخته شده است.

در فصل دوم به بررسی ارزش اقتصادی برق و راه‌کارهای متوازن سازی مصرف برق از بعد فنی و فرهنگی و اقتصادی پرداخته شده است. از جمله راه‌کارهای فنی متعادل سازی بین تولید و مصرف برق می‌توان به ذخیره‌سازی، احداث نیروگاه‌های تلمبه‌ای-ذخیره‌ای، هوای فشرده اشاره کرد. راه‌کارهای فرهنگی در قالب تغییر رفتار مصرفی مشترکین و راه‌کارهای اقتصادی شامل راه‌کارهای قیمت گذاری از جمله قیمت گذاری رمزی، بلوکی و .. اشاره کرد.

در فصل سوم به شناسایی چالش‌های صنعت برق از جمله فرآیند تامین برق برای تمامی مناطق، هزینه فرصت از دست رفته تکنولوژی موجود، ناکارایی نهاده تولید، مالکیت دولتی و کمبود منابع مالی، عدم جایگزینی نهاده‌های تولید در کوتاه مدت و همچنین چالش‌های بلند مدت صنعت برق از جمله بالا بودن هزینه‌ی تمام شده‌ی و ... پرداخته شده است.

در فصل چهارم به بررسی خاموشی و علل ایجاد آن که شامل انرژی اولیه و مشکلات فنی و مازاد تقاضا در پیک، هزینه خاموشی از منظر اقتصاد خاموشی و راه‌های برآورد هزینه خاموشی و اهمیت آن در نظام تعامل پرداخته شده است. همچنین در این فصل به راه‌کارهای خاموشی برای پاسخ گویی به تقاضای بار با توجه به نوع مشترکین و امکان تشکیل بازار خاموشی در بخش خانگی و بخش صنعت پرداخته شده است.

در فصل پنجم به بررسی اهداف طراحی تعرفه از بعد نظری که شامل تامین پول مورد نیاز و ارسال سیگنال درست اقتصادی به مصرف کننده، مبنای تعرفه‌گذاری که شامل اصول رگولاتوری و رویکردهای تئوریک، اصول رگولاتوری که بر هشت اصل برابری، بهره‌وری، پایداری، سادگی، جمع‌پذیری، سازگاری، شفافیت و ثبات است پرداخته شده است. همچنین در این فصل به تابع هزینه به عنوان بخش جدایی‌ناپذیر در طراحی بهینه تعرفه و نیز ساختار تعرفه در ایران و معیارهای متفاوت دسته‌بندی مشترکین برق از جمله تقسیم‌بندی براساس ماهیت مصرف پرداخته شده است. تقسیم‌بندی بر اساس ماهیت مصرف به پنج تعرفه اصلی برق در بخش‌های خانگی، عمومی، کشاورزی، صنعتی و سایر مصارف تعریف شده است و هر یک از آنها نیز در داخل خود بر حسب ماهیت مصارف مشترکین به نرخ‌های متفاوتی تبدیل شده‌اند. علاوه بر آن در داخل هر یک از تعرفه‌ها نیز تعرفه «آزاد» منظور شده تا برای مصرف‌کنندگانی که به‌دلایلی هزینه برقراری انشعاب را پرداخت نکنند اعمال می‌گردد.

گزارش حاضر نتیجه تحقیقات فشرده و زحمات آقای دکتر حسن مردانی، خانم مهندس مریم محمدی و خانم دکتر عاطفه خسروی می‌باشد. در تهیه گزارش از راهنمایی و مشاوره‌های ارزشمند آقای دکتر کیومرث حیدری استفاده شده است. همچنین از مجموعه شرکت توانیر و راهنمایی‌های ناظر پروژه آقای مهندس احسان ذبیح‌زاده نیز تشکر می‌گردد. در پایان از زحمات خانم فاطمه صفریان مقدم از همکاران پژوهشگاه نیرو بابت ویراستاری گزارش نیز تشکر می‌گردد.

۲-۱- تدوین اصول اقتصاد برق‌رسانی و برق‌رسانی اقتصادی

۲-۱-۱- مقدمه

در دهه‌ی هشتاد میلادی مصرف برق در کشورهای در حال توسعه، سالانه (به طور میانگین) افزایش ۸/۵ درصدی داشت. از سال ۱۹۹۰ میلادی تا کنون نیز تقاضای جهانی برق دو برابر شده است. (با نرخ میانگین افزایش سالانه ۳ درصد) گرچه عمده‌ی این تقاضا مربوط به کشورهای در حال توسعه هست، در حالی که متوسط رشد تقاضای سالانه برق در کشورهای توسعه یافته، یک درصد است. با وجود سرمایه‌گذاری‌های کلان در این حوزه، همچنان ۱/۶ میلیارد نفر از مردم جهان از دسترسی به برق محروم هستند. برق‌رسانی در صورت همراه شدن با توسعه‌ی دیگر زیرساختها، مزایای فراوانی برای خانوار و بنگاههای منطقه‌ی هدف، از قبیل اشتغالزایی، فراهم شدن ارتباطات، کیفیت بهتر آموزش و سلامت^۱ خواهد داشت؛ همچنین برای بنگاههای مستقر در منطقه که نیاز به منبع انرژی دارند، بهره‌وری بالاتر در پی برق‌رسانی و جایگزینی آن با موتورهای بنزین سوز از جمله مهمترین فواید برق‌رسانی به شمار می‌روند. تا به امروز عمده مناطقی که به برق دسترسی ندارند، مناطق روستایی هستند؛ در کشورهای جنوب صحرائی آفریقا، تنها ۸/۴ درصد از جمعیت روستایی به برق دسترسی دارند. (درحالی که در مناطق شهری نرخ دسترسی به ۵۱/۵ درصد می‌رسد) در آسیای جنوبی هم ۳۲/۵ درصد روستاییان در مقابل ۶۹/۴ درصد شهرنشینان، به شبکه‌ی سراسری برق متصل هستند. حتی در کشورهای آمریکای لاتین هم اختلاف بیش از سی درصدی مابین مناطق روستایی و شهری در دسترسی به برق وجود دارد. این مسئله چند علت اساسی دارد؛ یکی آنکه مناطق روستایی عمدتاً جمعیتی پراکنده دارند (در مقابل جمعیت متمرکز شهرنشین) و مصرف بسیار کمی دارند. از سویی مناطق روستایی معمولاً فاصله زیادی با شهرها و شبکه‌های توزیع و انتقال برق دارند و این موضوع باعث افزایش زیاد هزینه‌های

۱. به طور مثال با تحقق برق‌رسانی امکان فریز کردن واکسن در مناطق دوردست فراهم میشود.

سرمایه‌گذاری در برق‌رسانی به این مناطق در مقابل بازدهی بسیار پایین پروژه (در پی مصرف کم برق توسط روستاییان) می‌گردد. دوما روستاییان معمولاً درآمدهای پایین‌تری نسبت به شهرنشینان دارند و توانایی پرداخت داوطلبانه هزینه‌های سرسام آور اتصال به شبکه‌ی سراسری برق را به تنهایی ندارند. سوماً نگهداری از خطوط طولانی انتقال برق تا مناطق دورافتاده‌ی روستایی علاوه بر بالا بودن هزینه‌ی تامین آن، کیفیت پایینی دارد و این مسئله در کنار کمبود عرضه‌ی برق، موجب کیفیت پایین برق‌رسانی^۱ به این مناطق شده است.

به همین خاطر است که برق‌رسانی نیاز به تحلیل‌های دقیق هزینه - فایده و ارزیابی دقیق اقتصادی پروژه‌های تامین برق مناطق روستایی دارد. برای توجیه اقتصادی چنین طرح‌هایی نیاز است که تعریف دقیقی از فایده یا مزایای برق‌رسانی داشته باشیم؛ آیا صرفاً قبض پرداخت مشترکین، بازدهی پروژه به شمار می‌رود یا مسائل زیست‌محیطی، سیاسی، امنیتی و اجتماعی هم در آن دخیل هستند. مثلاً در رابطه با تامین برق مناطق روستایی راه‌های مختلفی وجود دارد؛ یکی از آنها اتصال منطقه به شبکه‌ی سراسری برق توسط خطوط انتقال می‌باشد که تحلیل هزینه - فایده مختص به خود را خواهد داشت. دیگری ساخت نیروگاه (در بلندمدت) در منطقه‌ی دورافتاده برای اجتماعی از مناطق روستایی پراکنده و ایجاد یک شبکه‌ی محلی (بدون اتصال به شبکه‌ی سراسری) می‌باشد. هر یک از این راه‌حل‌ها هزینه‌ی منحصر به خود را دارد و از جهت کیفیت برق تامین شده و خصوصیات جغرافیایی منطقه، مزایای متفاوتی به همراه خواهند داشت. ذیل این مباحث مفهوم اقتصاد برق‌رسانی^۲ مطرح خواهد شد.

اقتصاد برق‌رسانی به معنای تامین برق با قید متعادل سازی و پایدارسازی درآمد و هزینه‌ی تامین برق در دوره‌های زمانی کوتاه مدت، میان مدت و بلندمدت می‌باشد. به این مفهوم که برای پاسخ به سوالات بند بالا، آوردن ملاحظات سیاسی و اجتماعی در تحلیل هزینه - فایده همانند آوردن درآمد مستقیم تامین برق مصرفی مشترکین اهمیت دارد و در تابع سود کارگزار برق‌رسانی (دولت) آورده می‌شود. بر خلاف بنگاه که تنها هدف افزایش سود را دنبال می‌کند و از آنجا که درآمد به نسبت ثابتی دارد تمام تمرکز خود را بر حداقل کردن هزینه‌های بنگاه می‌گذارد و منحنی منفعت اجتماعی در محاسبانش جایگاهی ندارد.

برق رسانی معادل واژه electrification در واژگان اقتصاد انرژی می‌باشد. برق رسانی بصورت زیر تعریف می‌گردد: فرایند تامین نیرو با برق و در بسیاری از زمینه‌ها، وارد کردن نیروی برق به جای منابع قدیمی تر قدرت است. معنای گسترده این لفظ در زمینه‌های تاریخ فناوری، تاریخ اقتصادی و توسعه اقتصادی معمولاً مربوط به یک منطقه یا اقتصاد ملی است. به عبارتی منظور ایجاد اتصال به شبکه برق برای عموم مردم است. در این تعریف برق رسانی یک وظیفه عمومی دولت است که باید در اولویت اصلی قرار گیرد. لذا برق رسانی یک مسئله مرتبط با تامین برق برای مشترکین جدید، صنایع جدید، ... برای نیازهای برقی که با سایر سوخت‌ها قابل تامین نیستند. این موضوع مرتبط با رفاه است، رفاه خانوارها و کیفیت زندگی و...

از سوی دیگر electrification به معنی برقی سازی نیز بکار می‌رود، که تعریف آن بصورت زیر می‌باشد:

برقی سازی به معنی تغییر و یا تبدیل یک ماشین، یک ابزار مصرف کننده انرژی غیر الکتریکی، به ماشین و ابزار مصرف کننده انرژی الکتریکی می‌باشد. یکی از پرکارترین برقی سازی‌ها مرتبط با برقی سازی حمل و نقل و صنعت خوردو می‌باشد. برقی سازی در مورد صنعت لوازم خانگی نیز کاربرد دارد به عنوان نمونه تبدیل اجاق گازهای مصرف کننده گاز به اجاق‌های الکتریکی.

1 Electrification

2 Economics of Electrification

برق رسانی و برقی سازی دارای مزیت های متنوعی برای رفاه جامعه و نیز تراز انرژی کشور دارد. جایگزینی برق بجای سایر سوخت های آلاینده همانند نفت، گاز و پتئیل و سایر فرآورده های نفتی مزیت مهمی محسوب می گردد. به نوعی برق سازی را می توان تعریف گسترده تری از برق رسانی مطرح کرد بطوریکه برق تنها با رساندن در درب منزل به پایان نمی رسد و برقی سازی مصرف کننده برای کاهش مصرف نفت و فرآورده های نفتی نیز مهم می باشد. لذا در تعریف گسترده تر از برق رسانی که با برقی سازی نیز پیوند خورده، خواهیم داشت: فرایند تامین برق در بخش های مختلف است با حفظ شرایط زیر:

برق رسانی با حفظ پایداری شبکه به عبارتی کیفیت برق رسانی

برق رسانی بگونه ای که بتواند منجر به کاهش هزینه های اجتماعی تولید و تامین برق گردد که اشاره به برقی سازی دارد.

لذا برقی سازی، تامین برق به عنوان یکی از حامل های انرژی برای نیازهای انرژی که با برق قابل جایگزینی است. این موضوع بیشتر مرتبط با سیاستگذاری و استراتژی های توسعه صنعتی، توسعه پایدار می باشد.

فلذا، از منظر تعاریف فوق، واژه electrification در کشورهای توسعه یافته بیشتر به مفهوم جایگزینی سوخت است در کشورهای در حال توسعه به معنی دسترسی به سوخت

به منظور نیل به اهداف اقتصاد برق رسانی لازم است نکات زیر را مد نظر داشته باشیم:

۲-۱-۲- ضرورت تغییر نگرش از خدمت بودن برق به کالا بودن آن

در ادبیات سنتی صنعت برق، این انرژی یک خدمت عمومی تلقی می شد. در تعریف کلاسیک اقتصاد از تفاوت کالا و خدمت، به سه مسئله ی ملموس بودن، قابل انباشت بودن و همکاری عرضه کننده و مصرف کننده اشاره می شود؛ خدمت همانند کالا ملموس نیست، امکان ذخیره سازی در انبار ندارد و از تعامل خریدار و فروشنده ی آن به وجود می آید (امکان وجود داشتن آن بدون حضور طرفین و تعامل آنها با هم وجود ندارد) از چنین دیدگاهی برق به خاطر محدودیت هایی که دارد تقریباً خدمت تلقی می شود. چرا که هزینه ی ذخیره سازی بسیار بالایی دارد و انباشت آن توجیه اقتصادی ندارد. از سویی دیگر به خاطر الزامات فنی تعادل در شبکه، لازم است که مشترکین و تولیدکنندگان همزمان به عرضه و مصرف بپردازند و گرنه پایداری شبکه به هم خورده و خاموشی سراسری برقرار می گردد. اما در تعریف نوین اقتصاد وجه محوری، تفاوت در مالکیت است. در خدمت، محصول استفاده می شود ولی به مالکیت در نمی آید؛ در حالی که در رابطه با برق از طریق بازارهای روز بعد^۱، قراردادهای تضمینی و تبدیل انرژی، بورس انرژی، قراردادهای سلف و... امکان خرید و فروش برق مانند کالاهای دیگر همچون نفت وجود دارد و مقدار مشخصی برق به مالکیت خریدار آن در می آید. فاکتور مهم دیگر در تعریف جدید از کالا، امکان سنجش دقیق کیفیت آن می باشد. در حالی که در خدمت، این ارزیابی بیشتر شفاهی است و بین مصرف کنندگان مختلف متفاوت است و تابع متغیرهای بسیاری است. در صنعت برق به طور کامل و دقیق امکان سنجش محصول وجود دارد و پارامترهای مختلفی از قبیل ولتاژ، توان و فرکانس قابلیت اندازه گیری دارند. در ادبیات سنتی با نگرش خدمت بودن برق، این موارد نادیده انگاشته می شد و حاصل چنین نگرشی، انحصار برق در دست دولت و هزینه های بالای تولید آن بود. (بر خلاف اصول اقتصاد برق رسانی)

¹ Day-Ahead Market

۲-۱-۳- ضرورت تغییر نگرش از کالای عمومی بودن برق به کالای خصوصی بودن آن

در ادبیات اقتصاد بخش عمومی، کالای عمومی خالص به کالایی گفته می‌شود که هم رقابت ناپذیر در مصرف است و هم استثناناپذیر در امکان دسترسی به آن. رقابت ناپذیری به این معنا است که مصرف آن کالا توسط یک مصرف کننده، تاثیری بر مصرف سایرین ندارد (مثل تماشای آتش بازی) و استثناناپذیری به این معنا است که امکان محدود کردن فرد برای بهره‌مندی از محصول حتی توسط تامین کننده آن هم وجود ندارد (مثل اتوبان فاقد عوارضی) درحالی که در زمینه‌ی کالای برق هیچ یک از دو مورد بالا مصداق ندارد؛ مصرف زیاد مشترکین در ساعات شلوغی بار شبکه، ممکن است باعث خاموشی سایر مناطق گردد و کاملاً بر مصرف سایرین اثرگذار است. از طرفی با تعبیه تجهیزات سنجش مصرف برق هر مشترک و صدور قبض برای وی، امکان قطع برق در صورت عدم پرداخت وجود دارد. پس از این دیدگاه، برق یک کالای کاملاً خصوصی به شمار می‌رود. از دیدگاهی دیگر نیز برق به عنوان ظرفیت، کالای سرمایه‌ای به شمار می‌رود. تلقی شدن برق به عنوان کالای عمومی این انتظار را به وجود می‌آورد که دولت متولی تامین آن باشد یا در بهترین حالت با برون سپاری آن به چند فعال محدود بخش خصوصی (و ایجاد قدرت انحصاری برای آنها) امکان رقابتی شدن بازار این محصول از بین برود. از طرفی رقابتی شدن بازار از جمله اصول اقتصاد برق‌رسانی می‌باشد؛ چرا که به هدف متعادل سازی درآمد و هزینه‌ی تامین برق کمک می‌کند.

۲-۱-۴- ضرورت لحاظ هزینه‌ی فرصت در هزینه‌ی تمام شده‌ی برق در حالت مالکیت دولتی

در حالت مالکیت دولتی و به ویژه در دولت‌های رانتی، که با اتکا به درآمدهای دولت (مثلاً درآمد نفتی در ایران) این تمایل وجود دارد که با خدمت‌رسانی به هر قیمتی، رضایت عمومی را جلب کنند. این مسئله با اصول اقتصاد برق‌رسانی در تعارض است؛ چرا که در اینگونه پروژه‌ها می‌بایست فرصت‌های مشابهی که در صورت تخصیص منابع به آنها احتمالاً مزایای بیشتری (چه از نظر حسابداری و چه از نظر اجتماعی) حاصل گردد، در نظر گرفته شوند. مثلاً در مطالعه‌ای که در کشور پاکستان صورت گرفت، نرخ بازدهی اقتصاد داخلی^۱ پروژه‌ی برق‌رسانی روستایی برای چهار ایالت این کشور سنجیده شد. نتایج این مطالعه این واقعیت را نشان داد که بازدهی برق‌رسانی به دو ایالت پنجاب و سند، برتری معناداری نسبت به برق‌رسانی به ایالت بلوچستان دارد. چرا که خطوط انتقال برق به این دو ایالت نزدیک‌تر بوده و روستاهای این دو ایالت از بلوچستان پر جمعیت‌تر بودند. لذا برق‌رسانی به روستایی دور افتاده در بلوچستان، هزینه‌ی فرصت بالایی دارد و توجیه‌پذیر نیست و دولت باید در پروژه‌های گسترش زیرساخت‌ها و تامین برق‌رسانی به این مسئله توجه داشته باشد.^۲ (گلرسون، ۲۰۱۴)

جدول (۱-۲) نتایج تحلیل اقتصادی پروژه‌ی برق‌رسانی در پاکستان

منطقه‌ی برق‌رسانی	نرخ بازدهی داخلی پروژه
پنجاب	۱۴/۸

^۱ EIRR (the Economical Internal Rate of Return)

^۲ البته ابعاد سیاسی و اجتماعی مسئله برق‌رسانی به راحتی قابل اندازه‌گیری و محاسبه در چنین شاخص‌هایی نیست و مثلاً ممکن است ملاحظات امنیتی در ایالتی همچون بلوچستان که ناامنی‌های گسترده‌ای دارد، برق‌رسانی به این ایالت را توجیه‌پذیر کند و حتی به آن اولویت بالاتری نسبت به دو ایالت سند و پنجاب دهد. خصوصاً که در نظر گرفتن این فاکتورها جزو اصول اقتصاد برق‌رسانی در نظر گرفته می‌شود.

۹/۰	سند
۴/۲	اباللات شمال غربی
۲/۲	بلوچستان
۱۱/۹	پاکستان: مجموع
۵/۵	تحلیل حساسیت ۱ (نرخ آهسته تر پیشرفت پروژه)
تحلیل حساسیت ۲	
۱۰/۰	افزایش ۱۰ درصدی هزینه‌ها
۸/۳	افزایش ۲۰ درصدی هزینه‌ها

یا به طور مثال در صورتی که تامین برق مناطق روستایی در حالت مالکیت دولتی، هزینه‌ی بالاتری نسبت به استفاده از سوخت‌های فسیلی جایگزین داشته باشد، استفاده از برق به عنوان منبع انرژی برای خانوار روستایی توجیه اقتصادی ندارد مگر آنکه دولت یارانه‌ی انرژی بپردازد و قیمت برق را تا حدی که برای روستاییان امکان‌پذیر باشد پایین بیاورد. این یارانه‌ی پرداختی توسط دولت در برق‌رسانی مناطق روستایی در برخی مواقع هزینه‌ی فرصت بالایی دارد؛ مثلاً در پژوهشی که در کشور هند صورت گرفت، ۳/۷ میلیارد دلار یارانه‌ی پرداختی در بخش انرژی معادل هزینه‌ی احداث و تاسیس ۳۰۰ هزار درمانگاه و یا بیش از یک میلیون مدرسه می‌باشد که حائز اهمیت است. (سریواستاوا^۱ و رحمان، ۲۰۰۶)

۲-۱-۵- ضرورت واگذاری کشف قیمت در تمامی زنجیره‌ی تامین عرضه‌ی برق فارغ از نوع مالکیت و توسعه‌ی رقابت در بخش‌های مختلف تولید، انتقال و توزیع برق

کشف قیمت در یک محیط رقابتی، به پایدارسازی درآمد که از اصول اقتصاد برق‌رسانی است می‌انجامد. در شرایطی که تعداد زیادی عرضه‌کننده (در بخش‌های مختلف تولید و توزیع و خدمات مشترکین) با یکدیگر به رقابت می‌پردازند و برای تصاحب سهم بازار، پیشنهادهای قیمت رقابتی می‌دهند، زنجیره‌ی تامین به طور ناخودآگاه به سمت حداقل‌سازی هزینه‌ها و درنظرگرفتن قیود اقتصادی و تخصیص بهینه‌ی منابع در دسترس خواهد رفت. چرا که در چنین شرایطی لازم است که در تابع سود بنگاه (چه دولتی و چه خصوصی) متغیرهای فراوانی درنظرگرفته شوند؛ از جمله مبحث هزینه‌ی فرصت که در بالا به آن اشاره شد و تلاش برای بهینه‌سازی تولید از طریق کاهش هزینه و بهبود راندمان (از طریق به کارگیری تکنولوژی‌های جدید) بیش از پیش صورت خواهد گرفت. ثانیاً با واقعی شدن قیمت‌ها، امکان ارزیابی اقتصادی پروژه‌های برق‌رسانی و تحلیل هزینه - فایده آن با دقت بیشتری فراهم می‌گردد. این مهم در بسیاری از کشورها به ویژه کشورهای توسعه‌یافته در پی روند تجدید ساختار^۲ شکل گرفت و به غیر از بخش انتقال که امکان رقابت

1 Srivastava

^۲ روندی که طی آن برای برق، بازار رقابتی شکل می‌گیرد و شامل چند مرحله است که ابتدا با خرید تضمینی برق توسط دولت شروع و سپس با شکل‌گیری یک بازار عمده فروشی (شامل فعالین بخش خصوصی و دولتی در طرف عرضه) و انحصار تقاضا در دست دولت ادامه می‌یابد و نهایتاً هدف تشکیل بازار خرده فروشی برق و شکستن انحصار

به خاطر عدم توجه اقتصادی احداث شبکه‌های موازی وجود ندارد در سایر بخش‌های تولید، توزیع و خدمات مشترکین قابل اجراست. در ایران هم پس از سال ۱۳۸۲ و تشکیل بازار عمده فروشی، در سمت عرضه‌ی انرژی رقابت شکل گرفت و در بخش تولید برق شاهد بازار رقابتی هستیم.

۲-۱-۶- تامین برق و خاموشی مشترکین با هر ارزش افزوده‌ای مشروط بر پرداخت هزینه‌ی آشکار و هزینه‌ی فرصت آن در کوتاه مدت

در اقتصاد برق‌رسانی لازم است علاوه بر ملاحظه‌ی هزینه‌ی فرصت سرمایه‌گذاری در تامین برق یک منطقه، در مورد خاموشی هم ملاحظات مشابهی صورت بگیرد و صرفاً بیشتر شدن هزینه‌های آشکار بر مزایای آشکار، ملاک خاموشی قرار نگیرد و عواید غیر مستقیم برق که در صورت خاموشی قطع می‌شوند و نارضایتی‌های اجتماعی که در پی دارد به علاوه ملاحظات درمانی (مثل برق بیمارستان‌ها) و مواردی از این قبیل هم در نظر گرفته شوند.

۲-۱-۷- تنظیم مقررات زنجیره‌ی عرضه‌ی برق با تاکید بر پایداری درآمد و هزینه‌ی تامین برق در بازه‌های زمانی کوتاه مدت و بلندمدت

در پی ورود مباحث تجدید ساختار به ادبیات صنعت برق ایران، مقررات لازم برای نیل به اهداف اقتصاد برق‌رسانی ذیل برنامه‌ی چهارم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی، آیین‌نامه‌ی تعیین شرایط و روش خرید و فروش برق و آیین‌نامه‌ی اجرایی شرایط و تضمین خرید برق به منظور رقابتی کردن بازار این صنعت و تشویق بخش خصوصی به فعالیت در این حوزه، تصویب و ابلاغ شدند. مراحل تجدید ساختار صنعت برق ایران با انطباق از ادبیات مشابه جهانی به صورت زیر قابل بیان است:

- مقررات زدایی و تدوین مقررات جدید
 - مجزاسازی (افقی و عمودی) زنجیره‌ی تامین و عرضه‌ی برق
 - توسعه رقابت در سراسر زنجیره‌ی تامین و عرضه‌ی برق فارغ از نوع مالکیت
 - مشارکت بخش خصوصی در سراسر زنجیره‌ی تامین و عرضه‌ی برق
- همان‌طور که بیان شدن، اولین مرحله از تجدیدساختار، مقررات زدایی و تدوین مقررات جدید و به دنبال آن تشکیل نهادهای تنظیم‌گر صنعت برق می‌باشد. یکی از وظایف مهم این نهاد، تنظیم‌گری با هدف پایداری درآمد و هزینه تامین برق است که در این راستا، مجزاسازی بخش‌های مختلف تولید، انتقال و توزیع برق از منظر شفاف‌سازی هزینه‌ها، شفاف‌سازی مسئولیت‌ها و شفاف‌سازی قوانین و مقررات مهم‌ترین اقدام محسوب می‌گردد.
- مهم‌ترین پیامد شفاف‌سازی سه‌گانه مذکور، بخش‌های اقتصادی و غیراقتصادی مشخص شده، به طوریکه در بخش‌های غیراقتصادی زنجیره‌ی تامین، ضرورت دخالت و تصدیگری دولت توجیه و در بخش‌های اقتصادی زنجیره‌ی تامین، ضرورت فعالیت و مشارکت بخش خصوصی توجیه خواهد داشت. این پیامد یکی از اصول مهم اقتصاد برق‌رسانی محسوب می‌گردد.

در طرف تقاضا را دنبال می‌کند تا مصرف‌کننده‌ی نهایی بی هیچ مانعی، آزادانه تولیدکننده‌ی دلخواه خود را انتخاب کند و برق خود را از این طریق تامین کند. (در راستای تحقق آرمان بازار رقابت کامل بمنظور کارایی هرچه بیشتر بازار) انگلستان از جمله پیشگامان این روند بود و ایالات متحده نیز با شتاب زیاد این پروسه را دنبال کرد و به مرور سایر کشورهای توسعه یافته و حتی درحال توسعه (از جمله ایران) نیز آن را در دستور کار خود قرار دادند.

۲-۱-۸- اقتصاد برق‌رسانی

اقتصاد برق‌رسانی به عنوان یکی از کارکردهای برق‌رسانی در راستای اهداف اقتصاد ملی و یا اقتصادهای محلی قابل تعریف است و مسائل زیر را در بر دارد:

- تبدیل برق از کالای خدماتی به کالای اقتصادی دارد. این تعریف و یا به نوعی توصیف از رویکرد به برق به عنوان یک کالای اقتصادی می‌باشد و نه به خدمت رایگان؛
- تاکید بر هدف‌گذاری برق‌رسانی بر مصارف اقتصادی، بطوریکه بتواند منجر به بهبود ارزش افزوده استانی و نیز اشتغال استانی گردد.

۲-۱-۹- برق‌رسانی سودمند^۱

مفهوم برق‌رسانی سودمند را شاید بتوان گسترده‌ترین تعریف از برق‌رسانی بیان نمود. برق‌رسانی سودمند به این مسئله اشاره دارد که فقط فراهم نمودن دسترسی به انرژی مطرح نمی‌باشد و نگاه استراتژیک به مسئله دارد بطوریکه مسائل زیر در برق‌رسانی سودمند اهمیت دارد (EESI, 2019; Rightor et al., 2020):

- ایجاد دسترسی به انرژی و برق‌رسانی
- توجه به مسائل زیست محیطی هم در تولید برق و هم در صنایع مصرف‌کننده برق
- برقی‌سازی و جایگزینی برق با سوخت
- صرفه‌جویی انرژی و توجه به تجهیزات مصرف‌کننده برق
- لذا اصول برق‌رسانی سودمند به شرح زیر بیان می‌گردد:
- ✓ برق‌رسانی و بهبود کیفیت زندگی، رفاه
- برق‌رسانی به عنوان شاخص دسترسی به انرژی، به نوعی نشان‌دهنده رشد جمعیت و صنایع است. و بهبود برق‌رسانی به معنی بهبود رفاه جامعه است لذا یکی از اصول برق‌رسانی سودمند، ایجاد دسترسی به برق با کیفیت برای تمامی نقاط کشور و روستاهای دور از پایتخت و مراکز استان‌ها می‌باشد.
- ✓ برق‌رسانی و توسعه زیرساخت‌های صنعتی
- در راستای برق‌رسانی سودمند، توسعه زیرساخت‌های صنعتی استان‌ها اهمیت دارد. لذا برق‌رسانی باید منجر به تهیه و تدارک زیرساخت‌های صنعتی گردد. تولید برق در مناطق صنعتی عموماً وابسته به تامین مناسب گاز است لذا در راستای برق‌رسانی، تهیه و تامین گاز برای زیرساخت‌های صنعتی اهمیت بالایی دارد.

۲-۱-۱۰- برق‌رسانی اقتصادی^۲

1 . Beneficial Electrification

² Economical Electrification

در مقابل اقتصاد برق‌رسانی، مفهوم برق‌رسانی اقتصادی مطرح می‌گردد که به معنای تامین برق با کمترین هزینه می‌باشد. برخلاف اقتصاد برق‌رسانی که یک مسئله‌ی همه‌جانبه و چند بعدی است که فاکتور هزینه یکی از متغیرهای مهم و تاثیرگذار در آن به شمار می‌رود، در برق‌رسانی اقتصادی تنها حداقل‌سازی هزینه مورد بحث است. در حقیقت اقتصاد برق‌رسانی یک مسئله‌ی بلندمدت به شمار می‌رود که در آن متغیرهایی همچون زمان و استمرار تامین برق مشترکین نیز علاوه بر هزینه (و ملاحظات سیاسی، امنیتی، اجتماعی و زیست محیطی) دخیل است، درحالی که برق‌رسانی اقتصادی مسئله‌ای کوتاه مدت و با تفکر صرفاً بنگاهی به شمار می‌رود. در اقتصاد برق‌رسانی، مسائل از دیدی کلان و در برق‌رسانی اقتصادی از دید خرد و بنگاهی مورد پژوهش قرار می‌گیرند؛ مثلاً اقتصاد برق‌رسانی در فضای غیر یارانه‌ای مطرح می‌گردد چرا که در پی ارزیابی طرح تامین برق و استمرار آن در صورت وجود توجیه اقتصادی و اجتماعی و سیاسی است و در این راستا یارانه عاملی درونزا به شمار می‌رود. اما در برق‌رسانی اقتصادی که یک تفکر و دید بنگاهی و خرد وجود دارد، یارانه‌ی انرژی عاملی مهم، تاثیرگذار و برونزا است.

در شرایطی که امکان افزایش درآمد حاصل از فروش برق وجود نداشته باشد و تنها کاهش هزینه، گزینه‌ی ممکن برای رسیدن به هدف برق‌رسانی باشد، راه‌کارها و اصول زیر پیشنهاد می‌شود:

۲-۱-۱۰-۱- طراحی سازوکارهای انگیزشی

راه‌کارهای فنی یکی از روش‌های کاهش هزینه در مبحث برق‌رسانی اقتصادی است. در این راه‌کار با بهره‌گیری از تکنولوژی جدید و نصب تجهیزات به روز و با بازده بالاتر، در هزینه‌ها صرفه‌جویی می‌شود. مثلاً در حوزه‌ی شبکه‌ی انتقال و توزیع در ایران حدود ۱۰ الی ۱۵ درصد تلفات، وجود دارد که با به روزرسانی زیرساخت‌ها می‌توان آن را کاهش داد. قانون‌گذاری جهت بهبود تکنولوژی یکی از راه‌های انگیزشی برای استفاده از فناوری جدید می‌باشد. اما از آنجا که در زنجیره‌ی تامین برق، بسیاری از حلقه‌ها در مالکیت و مدیریت دولت است، انگیزه‌ی کمی برای بهره‌مندی و نوسازی وجود دارد، لذا برون‌سپاری این خدمات و واگذاری آن به بخش خصوصی می‌تواند یکی از محرک‌های کاهش هزینه باشد (چرا که هدف اصلی بخش خصوصی کسب سود است و یکی از کانال‌های آن تعدیل هزینه-هاست)

از جمله سازوکارهای انگیزشی ذیل مفهوم برق‌رسانی اقتصادی، می‌توان به حراج اشاره کرد؛ به این صورت که خدمات برق‌رسانی به صورت مناقصه به پایین‌ترین قیمت پیشنهادی واگذار گردد. (در زمینه‌هایی که امکان برون‌سپاری وجود داشته باشد) در شرایطی که تعداد زیادی فعال بخش خصوصی وجود داشته باشد، مناقصه رقابتی‌تر خواهد شد و برای برنده شدن در آن قیمت پیشنهادی حداقلی ارائه می‌گردد و در نتیجه هزینه‌ها کاهش خواهد یافت. در یک تقسیم‌بندی کلی، حراج‌ها به ایستا و پویای تقسیم می‌شود؛ در حراج ایستا پیشنهادات به صورت همزمان ارائه می‌گردد و افراد از پیشنهاد دیگران اطلاعی ندارند. (در نتیجه احتمالاً قیمت پایین‌تری پیشنهاد دهند تا مناقصه را ببرند و حداقل حاشیه سود را در این حالت در نظر بگیرند چون از کنش دیگران اطلاع ندارند) در حالی که در حراج پویا امکان اطلاع از پیشنهاد دیگران و اصلاح پیشنهاد وجود دارد. حراج‌های ایستا نیز به دو دسته‌ی پرداخت بر مبنای پیشنهاد^۱ و قیمت یکنواخت^۲ تقسیم می‌شوند. در اولی، به برندگان مناقصه دقیقاً معادل مقدار پیشنهادی پرداخت می‌شود ولی در دومی به همگان معادل بالاترین قیمت پیشنهادی پذیرفته شده پرداخت می‌شود. بازار برق ایران، منطبق بر دسته‌ی پرداخت بر مبنای پیشنهاد است. اما در

^۱ Pay As Bid

^۲ Uniform Pricing

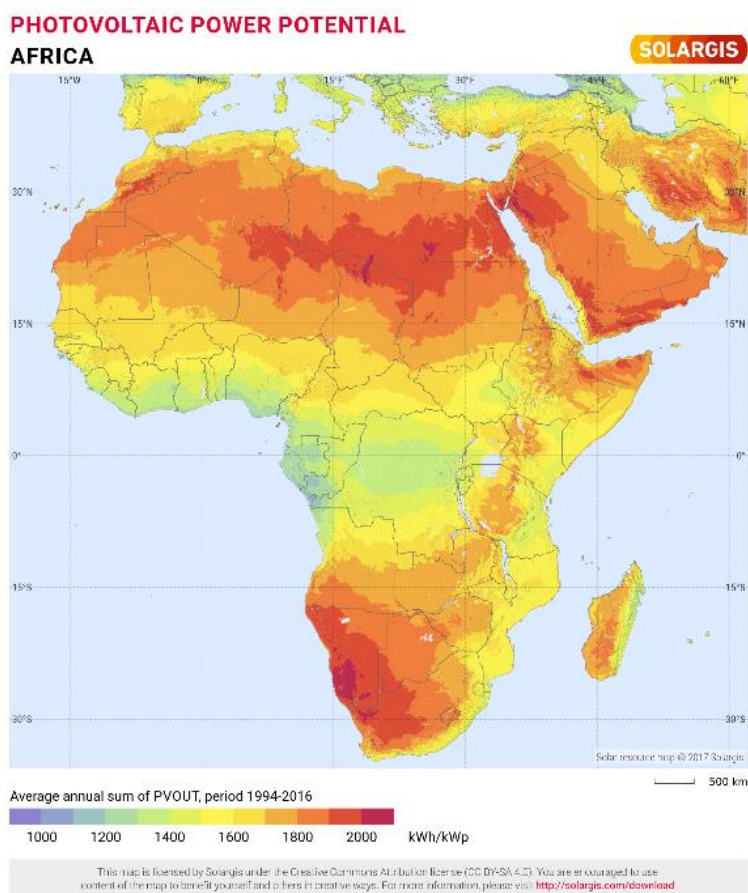
حتی در صورت وجود منع قانونی بر سر مدیریت یا مالکیت بخش خصوصی در حلقه‌های مختلف صنعت برق، شرکت‌های دولتی همانند شرکت‌های برق منطقه‌ای و یا شرکت‌های توزیع می‌توانند بسیاری از خدمات را به صورت پیمانکاری واگذار کنند تا کمترین هزینه حاصل شود. البته جهت کاهش بیشتر هزینه‌ی برق‌رسانی از کانال راه‌کار فنی، می‌توان در این مناقصات، قراردادهای هوشمند را لحاظ کرد به نحوی که برنده‌ی آن ملزم به رعایت استانداردها و مثلاً بهره‌گیری از فناوری‌های به روز به منظور کاهش هزینه‌ها باشد و در پیشنهادهای ارائه شده برای استفاده از این راه‌کارهای فنی امتیاز در نظر گرفته شود. البته لازم است که شرکت‌های دولتی در این واگذاری‌ها به مسئله‌ی اطلاعات نامتقارن^۱ نیز توجه داشته باشند چرا که ممکن است برنده‌ی مناقصه بهینه ترین بنگاه برای برق‌رسانی نباشد (کژگزینی^۲) یا اینکه بنگاه در اجرای تعهدات خود مطابق با اهداف واگذارکننده، سستی کند (کژمنشی^۳) این مسئله با در نظر گرفتن انگیزه‌هایی در قراردادهای جهت تحقق اهداف واگذارکننده (مثلاً اعطای پاداش در قبال رسیدن به اهداف نوسازی و کاهش هزینه یا سهم کردن شرکت در عواید حاصل از کاهش هزینه) قابل حل خواهد بود. جهت احتراز از حالت کژگزینی هم نیاز به یک سیستم اطلاعاتی دقیق خواهد بود تا با بررسی سوابق شرکت‌کنندگان در مناقصه، شایستگی و توانایی آنان در تحویل گرفتن پروژه‌ها ثابت گردد. همچنین گرفتن ضمانت‌های لازم از شرکت‌کنندگان برای تضمین به تحقق رساندن اهداف واگذارکننده می‌تواند از دیگر راه‌کارهای رفع کژگزینی باشد. (دقت در تدوین بندهای جبران خسارت در قرارداد و برابری آن با میزان انتظار از بازدهی پروژه)

در هر کشوری مناطقی وجود دارد که فاصله زیادی از مناطق پر جمعیت دارد و عمدتاً صعب‌العبور هستند. برق‌رسانی به این مناطق، از طریق شبکه دارای هزینه‌های زیادی است به طور مثال هزینه‌ی اجرای برق‌رسانی یک کیلومتر خط هوایی در شرایط هموار و بهره‌مند از شبکه، شامل هزینه‌ی مربوط به پایه بتونی، سیم‌های آلومینیوم، گودبرداری، مقره‌های سوزنی و سایر تجهیزات موردنیاز با توجه به فهرست بهای سال ۱۳۹۰، برابر ۱۷۰ میلیون ریال است. در صورت استفاده از یک ترانسفورماتور ۲۵ و یا ۵۰ KVA به مبلغ ۸۵ میلیون ریال به طور میانگین، در شرایط ایده‌آل ۲۵۵ میلیون ریال برای یک کیلومتر خط انتقال برق، هزینه وجود دارد. همچنین در محاسبات مربوط به هزینه باید به این نکته توجه داشته باشیم که به دلیل فاصله طولانی مناطق مصرفی تا مراکز تولید یا توزیع در طی مسیر تلفات زیادی نیز وجود دارد. این هزینه‌ها به کارگیری راه‌کارهای نوین برای مشترک با فاصله دور را ضروری می‌سازد که در ادامه به برخی از آنها خواهیم پرداخت. (زرندی و دیگران، ۱۳۹۱)

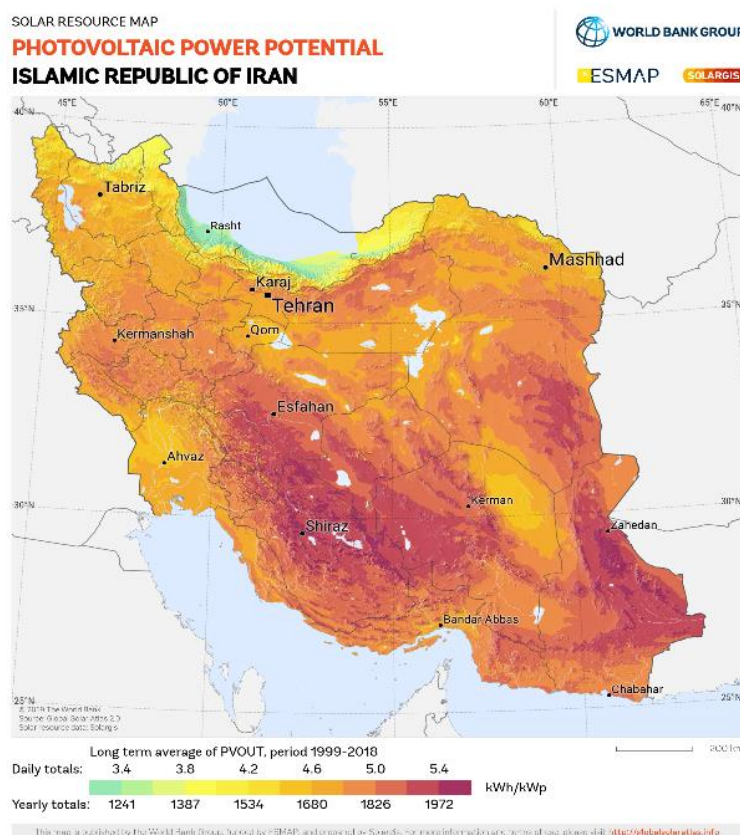
۴- فناوری فتوولتائیک

4 Photovoltaic (PV)

سیستم‌های فوتوولتائیک با استفاده از پنل‌های خورشیدی، انرژی نور را تبدیل به برق می‌کنند. این امکان در کشورهای در حال توسعه خصوصاً کشورهای آفریقایی که میزان تابش بالایی دارند کاربرد دارد همچنین در ایران مناطق کویری که از شبکه‌ی برق دور هستند این امکان را دارند.

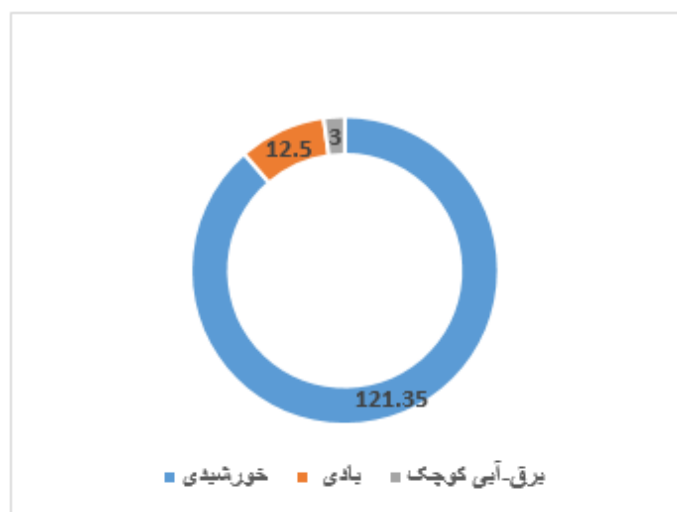


شکل (۱-۲) میزان تابش آفتاب در قاره‌ی آفریقا (پتانسیل انرژی خورشیدی)



شکل (۲-۲) میزان تابش آفتاب در قاره‌ی آفریقا (پتانسیل انرژی خورشیدی)

روش‌های دیگری همچون انرژی باد، برقایی کوچک، زیست توده، زمین گرمایی و ... نیز وجود دارند.



شکل (۳-۲) سهم تولید انرژی‌های تجدیدپذیر در ایران (مگاوات)

- تجربه کشور برزیل

برزیل پنجمین کشور بزرگ جهان با مساحتی به اندازه ۸/۵ میلیون کیلومتر مربع است این کشور نزدیک به ۱۹۰ میلیون نفر جمعیت دارد (براساس داده‌های سال ۲۰۰۸) که از این تعداد، ۱۶۰ میلیون ساکن شهر و ۳۰ میلیون ساکن روستاها هستند. جمعیت در شهرها متمرکزتر و در روستاها پراکنده تر هست، به طوری که در مناطق شهری تراکم جمعیت حدود شش برابر مناطق روستایی است. با وجودی که برزیل گام‌های مهمی در کاهش فقر برداشته ولی هنوز با مشکلات زیادی دست و پنجه نرم می‌کند. در بسیاری از مناطق روستایی دسترسی به بسیاری از امکانات عمومی وجود ندارد مانند آب تمیز، سرویس بهداشتی، خدمات سلامت، آموزش و به طور ویژه برق هنوز برای آنها فراهم نشده است.

در سال ۲۰۰۹ بیش از ۹۷/۸ درصد از مردم به برق دسترسی داشتند که این نسبت برای مناطق شهری ۹۹/۵ و برای مناطق روستایی ۸۸ درصد است. برزیل نیاز به ۴۸۳/۴ مگاوات ظرفیت تولید برق دارد که بازار بزرگی در آمریکای جنوبی به شمار می‌رود. برزیل برای تامین ۷۲/۶ درصد آن از نیروگاه‌های برق آبی و ۱۴/۷ درصد آن از طریق نیروگاه‌های حرارتی تامین می‌کند. در برزیل حدود ۳ گیگاوات از ظرفیت تولید برق مبتنی بر سوخت گازوئیل بوده که در این حالت هزینه برق ۲۰ سنت دلار برای هر کیلووات ساعت است.

- Luz para Todos

دولت برزیل برای تامین برق مناطقی که از شبکه برق فاصله زیادی داشتند این طرح را شروع کرد. طرح بر این اساس بود که با استفاده از انرژی‌های تجدیدپذیر برق این مناطق تامین شود. این طرح در سال ۲۰۰۳ آغاز شد و برنامه‌ریزی شده بود تا سال ۲۰۱۴ تکمیل شود (بعدها تمدید شد) این برنامه ۵/۷ میلیارد دلار آمریکا هزینه داشت که ۴/۲ میلیارد آن را دولت فدرال پرداخت کرد و باقی مانده به طور مساوی بین ایالت‌های فدرال و شهرداری‌ها (۷۵۰ میلیون دلار) و شرکت عرضه برق (۷۵۰ میلیون دلار) تقسیم شد. پیش‌بینی می‌شد این پروژه می‌تواند برق ۲ میلیون نفر از روستاییان را تامین کند و قدم مهمی در کاهش فقر برداشته شود.



شکل (۱-۴) نقشه‌ی شبکه‌ی توزیع برق برزیل

۲-۱-۱-۳- خاموشی مشترکینی که هزینه‌ی تامین برق آنها از هزینه‌ی تمام شده‌ی برق بیشتر است.

در این حالت، هرچند خاموشی گزینه اقتصادی به نظر می‌رسد اما در صورت حمایت دولت با پرداخت یارانه به شرکت‌های برق در زنجیره تامین برق، می‌توان خدمت برق‌رسانی را استمرار بخشید.

۲-۱-۱-۴- در اولویت قرار گرفتن تامین برق مشترکین دارای ارزش افزوده‌ی بالا و خاموشی مشترکین با ارزش افزوده‌ی پایین (در بازه زمانی کوتاه مدت)

یکی از مسائلی که در برق رسانی با آن مواجه می‌شویم این است که شرایطی به وجود می‌آید که لازم است در بخشی از شبکه خاموشی ایجاد شود؛ آن چه در این جا اهمیت پیدا می‌کند اولویت دهی برای قطع برق است.

جدول (۲-۲) میزان خاموشی مشترکین طی سال‌های مختلف

سال	۱۳۸۱	۱۳۸۲	۱۳۸۳	۱۳۸۴	۱۳۸۵	۱۳۸۶	۱۳۸۷	۱۳۸۸	۱۳۸۹
خاموشی هر مشترک (دقیقه در سال)	۶۶۴	۶۱۰	۵۵۸	۵۲۲	۷۲۳	۸۹۴	۵۱۱۰	۱۰۴۴	۱۰۰۷

مأخذ: آمار تفصیلی صنعت برق سال‌های ۱۳۸۱ تا ۱۳۸۹

برای حل این مشکل لازم است هزینه‌ی خاموشی بخش‌های مختلف محاسبه شود. هزینه‌های خاموشی برق بسته به نوع استفاده از برق، شرایط آب و هوایی، زمان وقوع خاموشی در طول سال، هفته و حتی وقوع آن در ساعات مختلف روز، طول مدت خاموشی، تعداد وقوع خاموشی، اعلام یا عدم اعلام قبلی آن و عوامل متعدد دیگری بین بخش‌های مختلف بسیار متغیر است. در این میان این هزینه‌ها ارتباط بسیار تنگاتنگی با نوع استفاده برق دارد. استفاده از برق در حالت کلی به دو صورت می‌باشد:

۱. استفاده برق به عنوان کالای واسطه‌ای و نهاده تولید

۲. استفاده برق به عنوان کالای نهایی

لذا از این نقطه نظر خسارات ناشی از خاموشی در دو بخش قابل بررسی است:

۱. خسارات خاموشی در واحدهای تولیدی که شامل تولید از دست رفته، از بین رفتن تجهیزات و ماشین آلات، ضایعات مواد اولیه و مواردی از این دست است.

۲. خسارات خاموشی در بخش مصرف‌کنندگان خانگی که در مواردی همچون فاسد شدن مواد غذایی، خرابی وسایل الکتریکی، عدم استفاده مطلوب از اوقات فراغت، نداشتن روشنایی برای مطالعه، نابسامانی در برگزاری مهمانی‌ها، ایجاد اختلال در انجام کارهای خانه‌داری، عدم تماشای برنامه دلخواه از تلویزیون و به طور کلی کاهش رفاه مصرف‌کنندگان را شامل می‌شود.

احمدیان و همکاران (۱۳۸۹) پیشنهاد می‌دهند که میزان خاموشی براساس معیار ارزش بار از دست رفته^۱ (VoLL) بین مشترکین تخصیص پیدا کند که نتایج مطالعه آنها در جدول زیر توضیح داده شده است.

1 value of lost load

جدول (۲-۳) ارزش یک کیلووات ساعت برق عرضه نشده به تفکیک تعرفه‌های برق مصرفی در سال ۱۳۸۹

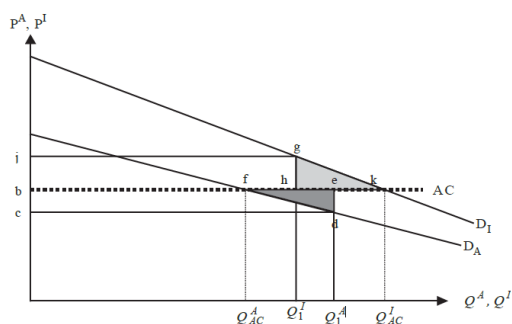
نام بخش	میزان برق مصرفی (گیگاوات ساعت)	سهم مصرف برق از کل (درصد)	ارزش محصولات (میلیارد ریال)	سهم ارزش از محصولات از کل (درصد)	ارزش بار از دست رفته (VoLL) (ریال بر کیلووات ساعت)
خانگی	۶۰۹۰۸	٪۳۴	۲۷۰۸۲۸۸	٪۳۹	۴۶۰۶۱
صنعتی	۶۱۴۸۶	٪۳۴	۱۵۷۷۶۷۴	٪۲۳	۲۵۶۵۹
کشاورزی	۲۴۱۸۹	٪۱۳	۴۱۱۹۶۷	٪۶	۱۷۰۳۱
عمومی	۲۱۳۰۸	٪۱۲	۷۷۸۱۵۵	٪۱۱	۳۶۵۱۹
سایر مصارف	۱۲۷۲۵	٪۷	۱۴۵۵۵۶۸	٪۲۱	۱۱۴۳۸۴
جمع	۱۸۰۶۱۵	٪۱۰۰	۶۹۳۱۶۵۲	٪۱۰۰	۳۸۳۷۸

مأخذ: مرکز آمار ایران، آمار تفصیلی صنعت برق و محاسبات محقق

نتایج این مقاله حاکی از آن است که اولاً خسارت خاموشی یا به عبارت دیگر ارزش بار از دست رفته بسته به نوع استفاده از برق کاملاً متفاوت است ثانیاً ارزش یک کیلووات ساعت بار از دست رفته در بخش خانگی و سایر مصارف (عمدتاً شامل مصارف تجاری) بیشتر از بخش صنعتی است و در این میان کمترین ارزش مربوط به بخش کشاورزی است. نکته‌ی جالب توجه این است که رفاه از دست رفته خانوارها در اثر خاموشی برق به اندازه ارزش افزوده از دست رفته بنگاه‌ها و شاید هم بیشتر ارزیابی شده است، فلذا در مسائل مربوط به برنامه‌ریزی سیستم‌های شبکه و برنامه‌ریزی قابل اطمینان، بایستی به بخش خانگی توجه کافی گردد.

۲-۱-۱۰-۵-مدیریت یارانه‌ی متقاطع^۱

یک بنگاه اقتصادی برای تصاحب سهم بازار، از بخش‌هایی که کشش قیمتی پایینی دارند و نسبت به افزایش قیمت حساسیت نشان نمی‌دهند، قیمت بالاتری دریافت می‌کند تا در قسمت دیگری از بازار که حضور پرنرنگی ندارد با ارائه‌ی قیمت‌های رقابتی و حتی پایین‌تر از هزینه‌ی تولید، رقبا را از میدان بیرون کند. نیاز است تا با محاسبات دقیق و ارزیابی کشش قیمتی در هر دو بخش بازار، میزان بهینه‌ی



¹ Cross Subsidizing

یارانه‌ی متقاطع اندازه‌گیری شود، به نحوی که بازار پر سود از دست نرود و در بازار مورد مناقشه (با کشش بالا) نیز نهایتاً سودآوری حاصل گردد.

شکل (۵-۲) منحنی مربوط به یارانه متقاطع

در روش یارانه‌های متقاطع بدین صورت عمل می‌شود که از یک بخش مالیات دریافت می‌شود و به بخش دیگر پرداخت می‌شود. شکل بالا نشان دهنده‌ی تقاضا و عرضه برق برای بخش کشاورزی و صنعت است؛ به طور مثال D_I نمودار تقاضا برای بخش صنعتی را نشان می‌دهد و همچنین D_A نشان دهنده تقاضای بخش کشاورزی است. برای ساده‌تر شدن مدل، فرض کردیم نمودارها به صورت خطی هستند. همچنین هزینه متوسط به صورت ثابت و افقی فرض شده است.

در حالتی که مالیات متقاطع وجود نداشته باشد، هر دو بخش به قیمت b تقاضا می‌کنند و بخش کشاورزی به اندازه Q^{AC} و بخش صنعت به اندازه Q^{IAC} مصرف می‌کند. در صورتی که یارانه متقاطع وضع شد قیمت برای بخش کشاورزی به c و قیمت برای بخش صنعت به j می‌رسد بنابر این بخش صنعت به اندازه j تا b مالیات پرداخت می‌کند و از بخش کشاورزی به اندازه b تا c یارانه دریافت می‌شود.

در یارانه‌ی پرداخت شده، به اندازه bcd مازاد رفاه مصرف کننده برق برای کشاورزی افزایش می‌یابد و به اندازه $bcde$ مازاد تولیدکننده کاهش می‌یابد. در طرف پرداخت کننده‌ی مالیات، به اندازه $Jgkb$ مازاد رفاه مصرف کننده برق برای صنعت کاهش می‌یابد و به اندازه $jghb$ مازاد تولید کننده افزایش می‌یابد. یارانه متقاطع به گونه‌ای تنظیم می‌شود که $jghb=bcde$ باشد و تولیدکننده ضرری متحمل نشود. بنابراین میزان کاهش مازاد رفاه کل برابر است با:

$$Jbkg-bfdc=jbhg+ghk-bcde-fde=ghk+fde$$

باید به این نکته توجه داشت که یارانه متقاطع به مرور و در بلندمدت می‌تواند رفتار مصرف کنندگان را تغییر دهد. با توجه به مثال بالا چون قیمت برق برای کشاورزی پایین‌تر است بنابراین افراد میل پیدا می‌کنند به سمت کار و سرمایه‌گذاری در کشاورزی بروند و در نتیجه تخصیص منابع از حالت کارای خود خارج شده و نیروی کار متخصص صنعتی در بخش کشاورزی مشغول خواهد شد.

۲-۲- تدوین اصول و چهارچوب متوازن سازی مصرف برق با ارزش اقتصادی و اجتماعی

تولیدی

۲-۲-۱- مقدمه و چارچوب موضوع

با توجه به اینکه ارزش اقتصادی برق از حاصل جمع هزینه تمام شده یا ارزش حسابداری برق به علاوه هزینه فرصت آن به دست می‌آید و در حالی که ارزش اجتماعی برق علاوه بر ارزش اقتصادی برق به هزینه‌های ناشی از تحمیل آثار خارجی، نارضایتی اجتماعی و مسائل امنیتی اشاره دارد. بنابراین در متعادل‌سازی عرضه و تقاضای برق نیاز است که زنجیره‌ای از توصیه‌های فنی، اقتصادی، اجتماعی، فرهنگی، سیاسی و اداری پیشنهادی با تاکید بر ارزش اقتصادی و اجتماعی رعایت گردد.

برای برقراری توازن در سیستم برق‌رسانی، نیاز است تا مدیریت بهینه‌ای در سمت مصرف داشته باشیم؛ برای نیل به این هدف از دو ابزار می‌توان بهره گرفت، یکی ابزار قیمتی و دیگری ابزارهای غیرقیمتی. با بالابردن قیمت برق، می‌توان به مقدار بهینه و مطلوب رسید اما این ابزار در اقتصاد برق‌رسانی علاوه بر ملاحظات اقتصادی، ملاحظات سیاسی، امنیتی و اجتماعی هم دارد و لذا به صورت ناگهانی و یکباره نمی‌توان به اصلاح قیمت‌ها و حذف یارانه روی آورد و یک سیر منطقی در یک بازه نسبتاً طولانی برای اصلاح قیمت نیاز است تا کمترین هزینه‌ی سیاسی - اجتماعی را تحمیل کند. اما ابزارهای غیرقیمتی با کمترین هزینه ما را در رسیدن به این هدف یاری می‌کنند؛ یکی از این ابزارها در علم اقتصاد رفتاری نهفته است.

در اقتصاد رفتاری، که دید منتقدانه‌ای نسبت اقتصاد کلاسیک دارد، راه کارهایی برای مدیریت سمت مصرف و رسیدن به هدف ایجاد تعادل در سیستم وجود دارد. یکی از آموزه‌های این مطالعه، انتخاب گزینه‌های پیش فرض^۱ می‌باشد. طبق این آموزه، کاری نکردن و حفظ حالت موجود برای افراد تا حدی حائز مطلوبیت است و صرفاً تا زمانی که عوامل خارجی مطلوبیت بیشتری نداشته باشند، انگیزه‌ای برای خارج شدن از این حالت وجود نخواهد داشت. به همین خاطر اگر به طور مثال به جای اینکه افراد برای بیمه شدن نیاز باشد که به جایی مراجعه کنند، تعداد افراد کمی حاضر خواهند بود تا مطلوبیت اندک فعلی را با مطلوبیت فراوان آینده تعویض کنند و تمایلی به مراجعه ندارند. حال اگر دولت از طریق وضع حق بیمه بر روی قیمت کالا یا درآمد، این بیمه را برای همگان فعال کند و صرفاً افراد با مراجعه به ادارات دولتی بتوانند از شمول آن خارج شده و انصراف دهند، نسبت به حالت قبل افراد بیشتری بیمه خواهند شد. ساز و کار مشابهی از این طریق می‌تواند در صنعت برق اتخاذ شود؛ مثلاً در مورد نصب سلول‌های خورشیدی، این امکان وجود دارد که مشترکین به اداره‌ی برق مراجعه کنند و با عقد قراردادی، این تجهیزات را نصب کنند. حال اگر اداره‌ی برق مشترکین با پتانسیل بالای نصب این سلول‌ها و بیشترین بازدهی را شناسایی کند و ایشان را به طور پیش فرض مشمول این طرح گرداند مگر آنکه انصراف دهند، انتظار می‌رود طبق این آموزه افراد بیشتری جذب طرح گردند. به همین خاطر، مطلوب‌تر است که سیاست‌های تشویقی اتخاذ شده توسط وزارت نیرو صورتی پیش فرض داشته باشد چرا که انفعال برای مصرف‌کنندگان، مطلوب‌تر از کنشگری فعالانه است. یکی دیگر از کاربردهای اقتصاد رفتاری در این حوزه، در نظر گرفتن «رنج از دست دادن» است. برای افراد، مطلوبیت حاصل از کسب مقدار مشخصی پول، کمتر از مطلوبیت از دست رفته، به خاطر زیان همان مقدار پول است. از طرفی وسایل پرمصرف، یکی از عمده دلایل پیک در ساعات شبانه روز و تابستان‌ها می‌باشد که موجب عدم توازن سیستم می‌گردند؛ اگر توسط ابزار رسانه این آگاهی به مشترک داده شود که به خاطر استفاده از وسایل برقی پرمصرف (مثلاً یخچال) به جای وسایل با بازده بالای انرژی، سالانه چه میزان زیان می‌کند اثربخشی به مراتب بیشتری داشته باشد. همان‌طور که اشاره شد، با توجه به یارانه‌ی فراوانی که در حوزه‌ی برق اعطا می‌شود، قیمت آن به نسبت قیمت‌های جهانی پایین است و در نتیجه در سبد مصرفی خانوار جایگاه پررنگی ندارد؛ لذا در مفهوم حسابداری ذهنی^۲، هزینه‌ای که بابت آن پرداخت می‌شود، چندان قابل توجه نیست. در نتیجه تأکید بر قیمت ریالی قبض برق برای مشترکین، برای اینکه نشان دهیم تا چه میزان پر مصرف هستند، خیلی مؤثر نخواهد بود. مطابق نظریهٔ تلنگر^۳ در اقتصاد رفتاری، با یک هشدار کوچک مثلاً در قبض برق می‌توان بر رفتار مصرف‌کنندگان تأثیر گذاشت. مصرف‌کنندگان بیشتر نسبت به مواردی حساسیت نشان می‌دهند که مستقیماً با آنها سروکار دارند و ملموس‌ترند؛ مثلاً نشان دادن عوارض سیگار بر روی دندان‌ها بسیار مؤثرتر از نشان دادن عوارض آن بر

1 Default Options
Mental Accounting^۲
Nudge Theory^۳

روی ربه است (چرا که اولی نمود بیشتری دارد) در نتیجه انذارهای بلندمدت در رابطه با بحران انرژی در آینده‌ی نه چندان نزدیک، تاثیر زیادی بر رفتار مصرف‌کننده نخواهد داشت. در عوض نشان‌دادن عوارض حاصل از خاموشی (مثلا در بیمارستان که ملموس‌تر باشد) در نتیجه‌ی مصرف بی‌رویه، احتمالا تاثیر بزرگتری بر رفتار او داشته باشد. هم‌چنین مقایسه‌ی خانوار پرمصرف با خانوار مشابه او (چه در داخل کشور و چه خارج) و محاسبه‌ی زیان مستقیم و غیر مستقیم حاصل از خاموشی و محاسبه‌ی سهم مشترک پرمصرف، می‌تواند در اصلاح مصرف وی مؤثر باشد.

یکی دیگر از راه‌کارهای متوازن‌سازی، برقراری بازار خاموشی است؛ به این مفهوم که سالانه به طور تقریبی مشخص است که میزان کمبود بار در ساعات و روزهای پیک چه میزان است و برای مشترکانی که امکان سازگاری با خاموشی داشته باشند، این زمینه فراهم شود تا خاموشی خود را بفروشند (و در ساعات اعلامی برقشان قطع گردد) و مشترکانی که کشش پایینی نسبت به برق دارند و تداوم برق‌رسانی برایشان یک الزام به شمار می‌رود و قطعی آن، خسارات زیادی به همراه خواهد داشت، بتوانند آن را بخردند (طبیعی‌ست در حالت آرمانی قیمت خاموشی به سمت میزان خسارت وارده به بنگاه در نتیجه‌ی خاموشی میل می‌کند) در نتیجه‌ی برقراری این بازار، خاموشی رخ نخواهد داد و توازن در تولید و مصرف برق حفظ می‌شود. چرا که احداث نیروگاه جدید صرفا برای پایداری شبکه در شرایط پیک مصرف اقتصادی نیست و در ساعات غیرپیک این نیروگاه‌ها بلااستفاده می‌مانند و هزینه‌ایجاد می‌کنند. برای برقراری چنین بازاری نیاز به نصب کنتورهای هوشمند و فراهم کردن زیرساخت بازار می‌باشد تا مشترکان حقیقی، صنعتی و تجاری امکان تبادل خاموشی را در آن داشته باشند. چرا که نیاز است مصرف حقیقی مشترکینی که اقدام به فروش خاموشی می‌کنند سنجیده شود تا در عمل بر کاهش بار پیک اثر داشته باشد (با نصب کنتور هوشمند و سوابق مصرف‌کننده) البته هنوز چنین بازاری در ایران راه‌اندازی نشده است. راه‌کار دیگر، واردات برق از کشورهای همسایه در ساعات پیک می‌باشد. هم‌چنین تشویق بخش خصوصی به احداث نیروگاه‌های جدید و عرضه‌ی آن در بازار از دیگر راه‌کارهای متوازن سازی است که بخش تولید را هدف قرار می‌دهد. این نیروگاه‌ها می‌توانند با عرضه‌ی برق خود در ساعات پیک، تعادل شبکه را حفظ کنند و در ساعات غیر پیک نیز در صورت فراهم آوردن ملزومات تجارت، به صادرات برق تولیدی بپردازند.

راه حل دیگر، برنامه‌ریزی دقیق مدیر بازار در ساعات پیک و استفاده از شبکه‌ی هوشمند می‌باشد تا عدم تعادل در شبکه به حداقل ممکن برسد. هم‌چنین توانایی وزارت نیرو در تسهیم و تقسیم مسئله‌ی متوازن سازی در ساعات پیک، بین سازمان‌ها و نهادهای ذی‌نفوذ در استان‌ها (همچون استانداری و فرمانداری) می‌باشد. (به جای برنامه‌ریزی کاملا متمرکز که ضریب خطای بالاتری دارد) در حقیقت دلیل سنجش ارزش تولید برق از جنبه‌های مختلف اجتماعی و اقتصادی به این منظور صورت گرفت تا در متوازن سازی مختص به خود، خاموشی به کمترین مشترک با ارزش افزوده‌ی احتسابی اصابت کند؛ مثلا برای متوازن سازی اقتصادی، قطع برق مشترکین با ارزش افزوده‌ی پایین (همچون خانوار) ارجحیت دارد بر قطع برق مشترکین با ارزش افزوده‌ی بالا (همچون مشترکین صنعتی) به این شیوه، خاموشی صورت گرفته اقتصادی خواهد بود. البته بازار خاموشی، می‌تواند مکانیسمی با هزینه‌ی اندک جهت نیل به این هدف باشد. چرا که سنجش دقیق ارزش افزوده‌ی هر مشترک توسط مدیر بازار دشوار است و سیستم متمرکز و دستوری برای خاموشی، از ایستایی و خشکی برخوردار است و زمینه‌ی نارضایتی اجتماعی را هم می‌تواند فراهم کند. در حالی که بازار خاموشی از پویایی و آزادی انتخاب مشترک برخوردار است و هم‌چنین می‌تواند منبع درآمدی برای فروشندگان خاموشی باشد (به جای تحمیل ضرر بر مشترکان با ارزش افزوده‌ی بالا)

در مورد متوازن سازی اجتماعی هم مطابق بند بالا، مشترکی در خاموشی اولویت دارد که قطعی آن کمترین هزینه‌ی اجتماعی را در برداشته باشد؛ هزینه‌های اجتماعی از قبیل زیست محیطی (در پی آلودگی) و همچنین نارضایتی اجتماعی (در پی خاموشی) همچنین ذیل متوازن سازی فنی هم نیاز است توجه کنیم که خاموشی مشترکی در اولویت است که کمترین اثرگذاری را بر پایداری و امنیت شبکه داشته باشد. مسئله‌ی مهم اندازه‌گیری این ارزش‌هاست تا بتوانیم با تفکیک آن‌ها ارزش افزوده‌ی مشترک در هر بخش را به دست آوریم و مطابق آن برای خاموشی تصمیم‌گیری کنیم.

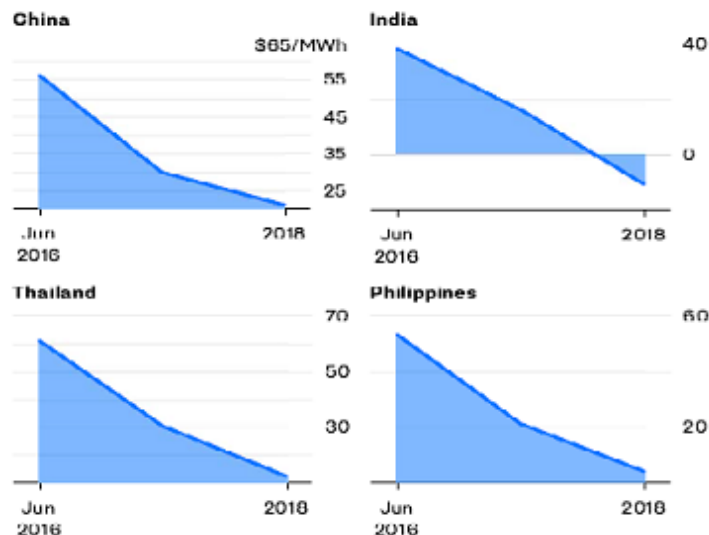
در انتها لازم است با در نظر گرفتن ارزش اقتصادی، اجتماعی و فنی هر مشترک برای خاموشی اولویت‌بندی کنیم؛ در چنین ارزیابی، ممکن است مشترک با ارزش افزوده‌ی اقتصادی بالا اما اهمیت پایین اجتماعی خاموش گردد و نیاز است معیار سنجش واحدی برای تجمیع هر سه بخش داشته باشیم و ارزش هریک را به طور مقداری^۱ اندازه‌گیری نماییم تا بتوانیم بر اساس معیاری واحد، مشترکین را طبقه‌بندی کنیم و در اعمال خاموشی بر مبنای کم ارزش‌ترین مشترک (از مجموع هر سه جنبه) عمل کنیم.

۲-۲-۲- راه کارهای فنی متعادل سازی عرضه و تقاضای برق

از جمله راه کارهای فنی متعادل سازی بین تولید و مصرف برق می‌توان به ذخیره‌سازی برق اشاره کرد؛ خصوصا امروزه که با توسعه‌ی انرژی‌های تجدیدپذیر، هزینه‌ی تولید برق به این شیوه به شدت کاهش یافته و حتی در برخی از کشورها هزینه‌ی آن از هزینه‌ی تولید برق از منابع متعارف و تجدیدنپذیر هم پایین‌تر آمده است. تا حدی که پیش‌بینی می‌شود در آینده‌ی نزدیک احداث واحد نیروگاهی تجدیدپذیر مقرون به صرفه‌تر از تاسیس واحد تجدیدنپذیر خواهد بود. همان‌طور که در نمودار شماره‌ی ۱ مشاهده می‌شود در گذر زمان تفاوت قیمت برق خورشیدی نسبت به قیمت برق نیروگاه ذغالی کاهش یافته و حتی در هند قیمت برق خورشیدی از برق نیروگاه ذغالی پایین‌تر هم آمده است. اما به علت ویژگی‌های طبیعی انرژی‌های تجدیدپذیر همچون انرژی بادی و خورشیدی، امکان کنترل آنها همانند نیروگاه حرارتی وجود ندارد و به همین خاطر استفاده از تکنولوژی ذخیره‌سازی و باتری اهمیت می‌یابد. شرکت تسلا از پیشگامان این مسئله است و درصدد کاهش هزینه‌ی ذخیره‌سازی برق و مقرون به صرفه کردن آن در مقیاس بزرگ، برآمده است. به این شکل که در زمان ارزان بودن برق، شبکه‌ای از باتری‌های لیتیوم یونی شارژ شده و در زمان پیک مصرف، برق ذخیره شده وارد مدار می‌گردد. همچنین برای نیروگاه‌های هسته‌ای و ذغالی که هزینه‌ی بسیار بالایی برای خاموش شدن و راه‌اندازی دوباره^۲ طلب می‌کنند، توسعه‌ی این تکنولوژی مفید است. البته استفاده از باتری‌ها، حداقل در زمان حال که ظرفیت کم و قیمت بالایی دارند تنها در کوتاه مدت مؤثر است و در مراحل ابتدایی توسعه قرار دارد.

1 quantitative

^۲ تنها هزینه، راه‌اندازی مجدد نیروگاه نیست، بلکه نیروگاه‌ها می‌بایست حتی در صورت عدم عرضه‌ی انرژی همواره در دسترس و متصل به شبکه باقی بمانند (مگر در زمان تعمیرات) تا در صورت افزایش تقاضای انرژی مصرف کنندگان شبکه دچار عدم توازن نگردد. برای تحقق این امر بنگاه‌ها هزینه‌ی بی‌باری را متحمل می‌شوند که همان هزینه‌ی در مدار نگاه داشتن نیروگاه بدون تامین بار مصرفی شبکه می‌باشد.



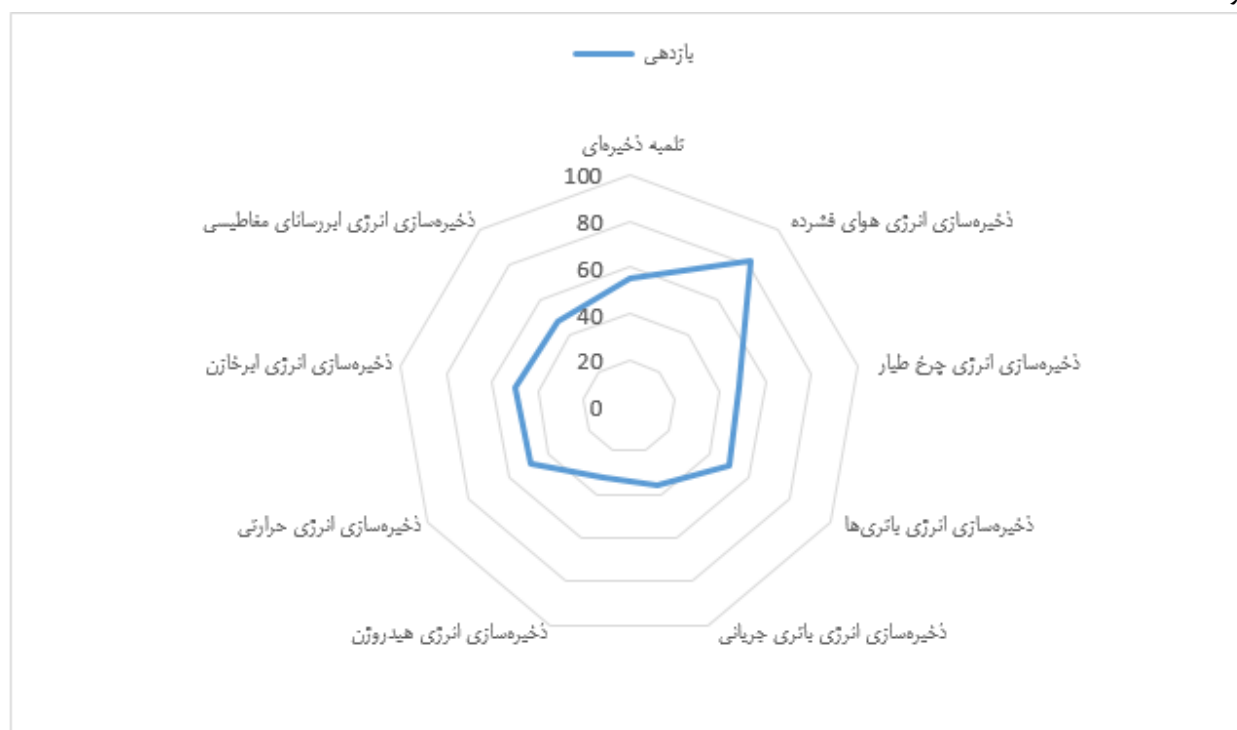
شکل (۲-۶) قیمت برق تراز شده خورشیدی منهای قیمت برق تراز شده حاصل از نیروگاه‌های زغالی در کشورهای آسیایی

احداث نیروگاه‌های تلمبه‌ای - ذخیره‌ای از دیگر راه‌کارهای ذخیره‌سازی برق است که نسبت به باتری‌ها پربازده‌تر، قابل اتکاتر و ارزان‌تر می‌باشد. در این نیروگاه‌ها دو مخزن آب در ارتفاعات متفاوتی از سطح زمین قرار دارند و در زمان‌هایی که مصرف کمینه است، این نیروگاه، آب مخزن پایین را توسط مازاد برق تولیدی به مخزن بالا پمپاژ می‌کند و در ساعات پیک مصرف با باز کردن دریچه‌های مخزن بالا، آب به سمت مخزن پایین سرازیر شده و موجب چرخش توربین بر سر راه خود می‌شود. برق تولیدی از این طریق وارد شبکه می‌شود و پاسخگوی مازاد تقاضا می‌گردد. در این حالت نیازی به افزایش ظرفیت واحدهای نیروگاهی تنها به خاطر تعادل سیستم در ساعات پیک وجود ندارد و در نتیجه هزینه‌های گزافی به خاطر خاموشی نیروگاه‌ها در زمان مصرف پایین برق بر جامعه تحمیل نمی‌گردد. بسته به تکنولوژی و تجهیزات به کار رفته، این نیروگاه‌ها مابین ۷۰ تا ۸۷ درصد بازدهی دارند. حدود ۹۶ درصد تاسیسات ذخیره‌سازی در جهان، نیروگاه‌هایی از این نوع هستند. در ایران نیز ۲ نیروگاه تلمبه‌ای - ذخیره‌ای سیاه بیشه در رشته کوه البرز^۱ و استان مازندران و نیروگاه تلمبه‌ای - ذخیره‌ای آزاد در استان لرستان در حال بهره‌برداری هستند.

از دیگر روش‌های ذخیره‌سازی استفاده از هوای فشرده است. نحوه عملکرد این سیستم به این‌گونه است که در ساعت غیرپیک به وسیله‌ای یک کمپرسور، هوا در یک محفظه‌ای زیرزمینی فشرده می‌شود و در مواقع نیاز هوای فشرده شده از محفظه خارج شده و در یک اتاق احتراق با مقداری سوخت مخلوط شده و وارد یک توربین گازی می‌شود و در نهایت با استفاده از توربین تبدیل به انرژی برق می‌شود. ساخت چنین محفظه‌هایی به صورت مصنوعی بسیار پرهزینه است، بنابراین معمولاً از سفره‌های زیرزمینی یا معادن مختلف

^۱ به خاطر ویژگی‌های فنی و مهندسی این نیروگاه‌ها از جمله لزوم اختلاف ارتفاع معقول میان دو مخزن (جهت حداکثر کردن بازده انرژی تولیدی حاصل از نیروی گرانش) معمولاً آنها را در ارتفاعات احداث می‌کنند.

استفاده می‌شود. نمونه‌های از این کمپرسورهای سیستم CAES¹ شامل یک واحد ۲۹۰ مگاواتی در کشور آلمان و یک واحد ۱۱۰ مگاواتی در کشور آمریکا و ۳۳۰ مگاواتی در ایرلند شمالی اجرا شده است. روش‌های نوین دیگری نیز همچون ذخیره سازی انرژی چرخ طیار، ذخیره سازی ابررسانای مغناطیسی، ذخیره سازی انرژی با هیدروژن و ذخیره سازی انرژی حرارتی نیز در دسترس هستند که بین این روش‌ها استفاده از روش ذخیره‌ی هوای فشرده بیشترین بازدهی را دارد.



شکل (۷-۲) بازدهی روش‌های نوین ذخیره سازی

اما راه کار فنی جهت متوازن سازی تولید و مصرف برق تنها راه کار موجود نبوده بلکه راه کارهای فرهنگی، اقتصادی و اجتماعی نیز برای مدیریت و متوازن سازی مصرف برق در دسترس هستند.

۲-۳-۲- راه کارهای فرهنگی

تغییر تابع مصرف خانوارها می‌تواند روی مصرف کل اثر گذار باشد به طور مثال در سال‌های اخیر تبلیغات زیادی بر خاموشی لامپ در صورتی که مورد استفاده قرار نمی‌گیرد یا توزیع مصرف برق و استفاده کمتر در زمان پیک مصرف صورت گرفت. همچنین نیاز است مجموعه آگاهی به مصرف کننده داده شود که چگونه مصرف برق خودش را بهینه کند؛ به طور مثال در سال‌های گذشته شرکت‌های

¹ Compressed-air energy storage

تولید محصولات برقی مجبور شدند که میزان مصرف برق را با استفاده از برچسب برق مشخص کنند و یا تبلیغات زیادی در مورد استفاده از لامپ‌های کم مصرف صورت گرفت و از کارخانه‌های تولیدکننده‌ی آن حمایت شد.

۲-۲-۴- راه کارهای اقتصادی

قیمت می‌تواند انگیزه‌ی مصرف را کنترل کند بنابراین می‌توان با استفاده از هدفمندسازی یارانه‌های برق و تبعیض قیمت، مصرف برق را کنترل کرد. براساس پژوهش‌های انجام شده در ایران، در سه سناریو افزایش قیمت برق تا ۴۵۰ ریال، هدفمندسازی یارانه‌ها یعنی رساندن قیمت به هزینه تمام شده و همچنین افزایش قیمت تا رسیدن به قیمت جهانی پیش‌بینی شده است و در هر سه حالت به طور موثری مصرف کاهش پیدا می‌کند. (پورکاظمی و آقایی‌فر، ۱۳۹۴) فرهاد رهبر و دیگران در مقاله‌ای تحت عنوان «تعیین قیمت بهینه برق: مطالعه موردی شرکت توانیر» پیشنهادات زیر را ارائه کردند:

۲-۲-۴-۱- قیمت گذاری رمزی هوشمند

در این روش قیمت‌ها بر اساس کشش قیمتی تقاضا در آن بازار تعیین می‌شود، مشترکین دارای کشش قیمتی بالاتر رشد قیمتی کمتر و مشترکین دارای کشش قیمتی پایین‌تر رشد قیمتی بالاتری خواهند داشت.

۲-۲-۴-۲- استفاده از سیاست‌های تبعیض از جمله یارانه متقاطع

این تبعیض قیمت می‌تواند براساس معیارهای استانی، معیارهای تولیدی، معیارهای سیاستی و سایر معیارها شکل گیرد.

۲-۲-۴-۳- بهره‌گیری از قیمت‌های بلوکی و یا پلکانی

در این روش باید تعرفه به صورت افزایشی باشد بدین صورت که با افزایش مصرف برق، قیمت نیز افزایش پیدا می‌کند. در توجیه این روش باید گفت که برای صرفه‌جویی در مصرف و جلوگیری از فشار بر شبکه و نیروگاه، نیاز به افزایش قیمت انرژی همراه با افزایش مصرف می‌باشد. با توجه به تجدیدنپذیر بودن منابع مورد استفاده و همچنین آثار خارجی ناشی از مصرف انرژی هم‌چون آلودگی ناشی از مصرف، افزایش دمای کره زمین و ... این روش می‌تواند مؤثر واقع شود.

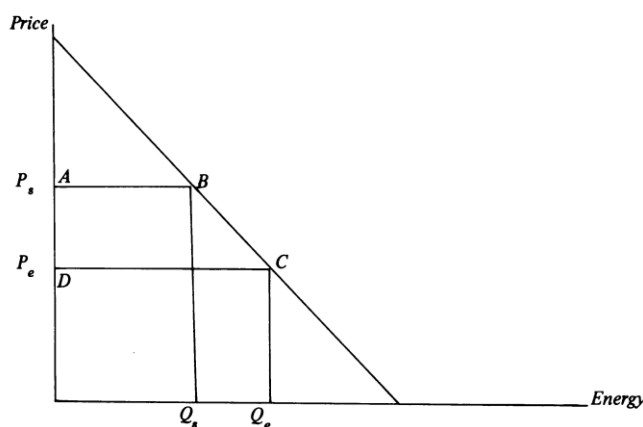
۲-۲-۴-۴- استفاده از بخش خصوصی

با اعمال قیمت بر پایه هزینه نهایی به نیروگاه‌های واگذار شده به بخش خصوصی، دولت می‌تواند برق بخش خصوصی را به قیمت تکلیفی خریداری نموده و زیان به وجود آمده در نتیجه مآب‌هالتفاوت قیمت تکلیفی و قیمت روز بازار به عنوان بدهی دولت به نیروگاه خصوصی پرداخت شود.

به همین منظور نیاز است که ارزش تولید برق را از جنبه‌های گوناگون محاسبه شود تا بتوان به یک نقطه‌ی بهینه و تعادلی رسید. برای محاسبه‌ی هزینه‌ی تمام شده‌ی برق (در کل زنجیره‌ی عرضه شامل تولید، انتقال و توزیع) قیمت فروش برق و محاسبه‌ی یارانه‌ی تامین برق ناشی از قیمت‌های دستوری، لازم است از سه جنبه ارزش برق را مورد بررسی قرار دهیم:

۱. ارزش حسابداری برق که به معنای محاسبه‌ی هزینه‌ی تامین برق براساس هزینه‌های آشکار و مستقیم می‌باشد.
۲. ارزش اقتصادی برق که به معنای محاسبه‌ی هزینه‌ی تامین برق براساس هزینه‌های آشکار و پنهان (هزینه فرصت) یا منحنی منفعت خصوصی مشتریان (که بیانگر تمایل به پرداخت آنهاست) می‌باشد.

۳. ارزش اجتماعی برق که به معنای محاسبه‌ی هزینه‌ی تامین برق براساس هزینه‌های آشکار و پنهان (ناشی از آثار خارجی منفی و مثبت) یا منحنی منفعت اجتماعی جامعه (که بیانگر تمایل به پرداخت جامعه و دولت است) می‌باشد. یکی از شیوه‌های اندازه‌گیری ارزش حسابداری، اقتصادی و اجتماعی برق، برآورد و تخمین زیان اقتصادی حاصل از قطعی برق (به طور مستقیم و غیر مستقیم) می‌باشد. گرچه آثار مستقیم قطعی برق در اقتصاد جامعه مشهود و قابل اندازه‌گیری می‌باشد، اما در کمتر پژوهشی آثار غیرمستقیم آن در نظر گرفته شده‌اند و دشوارتر از آن، مورد محاسبه قرار گرفتند. به همین خاطر سعی می‌کنیم با اشاره به این موارد، هزینه‌های عدم توازن و پایداری سیستم برق‌رسانی را اندازه‌گیری کنیم.



شکل (۸-۲) منحنی منفعت خصوصی مشتریان

نمودار فوق بیان می‌کند که منفعت خصوصی مشترکان برق پس از برق‌رسانی به آنها به خاطر پایین آمدن قیمت انرژی مورد استفاده (از P_s به P_e) به اندازه‌ی مساحت دوزنقه‌ی ABCD افزایش یافته است چرا که هم قیمت کمتری پرداخت می‌کنند ما به ازای مقدار مصرف قبل (مستطیل درون دوزنقه) و هم مقدار بیشتری با قیمت جدید مصرف می‌کنند (مثلث درون دوزنقه) به کمک چنین نمودارهایی می‌توانیم ارزش اقتصادی تولید برق را محاسبه کنیم. اگر اطلاعاتی از آثار خارجی برق‌رسانی داشته باشیم و آن را در نمودار فوق لحاظ کنیم امکان محاسبه‌ی منفعت اجتماعی جامعه نیز فراهم می‌گردد. البته محاسبه‌ی تمام آثار خارجی مثبت (مثل شرایط بهتر تحصیل) و منفی (مثل آلودگی) برق‌رسانی، تقریباً امری غیرممکن است.

۲-۲-۵- آثار اجتماعی مصرف برق

آقای و همکاران (۱۳۹۵) تاثیر مستقیم و غیر مستقیم مصرف انرژی در بخش‌های منتخب اقتصادی بر فقر و نابرابری در ایران را بررسی کرده است که در ادامه نتایج پژوهش آنها آمده است.

افزایش درآمد: بدون شک انرژی از جمله برق می‌تواند تاثیر زیادی روی زندگی افراد فقیر داشته باشد. استفاده هرچه کارآمدتر از انرژی منجر به ایجاد شغل شده، بهره‌وری را افزایش داده و درآمد را افزایش می‌دهد و نتیجه منجر به رشد و توسعه اقتصادی می‌شود بنابراین می‌توان گفت رشد اقتصادی عمدتاً به استفاده هرچه کارآمدتر از انرژی بستگی دارد. (کریستین گروس، ۲۰۱۲)

کمک به سلامت بیشتر: دسترسی به انرژی از طریق افزایش درآمد خانوارها و کاهش سوتغذیه، کاهش بیماری‌ها به دلیل استفاده از خدمات انرژی نظیر تصفیه آب، کاهش بیماری‌های تنفسی و غیره ریسک سلامت را کاهش داده و در نتیجه به توسعه‌ی بهداشت و سلامت کمک می‌نماید (گزارش سازمان ملل ۲۰۱۱)

بهبود نظام آموزش و پرورش: بانک جهانی (۲۰۰۲) و بارنز و کولکارنی (۲۰۰۴)، در مطالعه‌ای به بررسی رابطه میان آموزش و پرورش و میزان مصرف برق در سطح خانوار در کشور نیکاراگوئه پرداختند. نتایج نشان می‌دهد درصد کودکانی که در مدارس به تحصیل می‌پردازند، همبستگی بالایی با میزان دسترسی آنها به برق دارد. در میان خانوارهای نیکاراگوئه، ۷۲ درصد کودکانی که در خانه‌های بهره‌مند از برق زندگی می‌کنند در مدارس مشغول به تحصیل‌اند، در حالی که در مقابل در مناطقی که خانوارها دسترسی به برق ندارند تنها ۵۰ درصد از کودکان در حال تحصیل‌اند.

بهبود کیفیت زندگی زنان: بارنز و همکاران (۲۰۰۳) در مناطق هند نشان می‌دهند که دسترسی به برق در این مناطق توانسته است منافع بسیاری را متوجه زنان نماید. احتمال این که یک زن به مطالعه بپردازد، رابطه عمیقی با این موضوع دارد که آیا خانه‌ای که وی در آن زندگی می‌کند به برق دسترسی دارد یا خیر؟ این نتایج نشان می‌دهد به طور کل بدون در نظر گرفتن سطح درآمد خانوارها، دسترسی به انرژی برق موجب افزایش میزان مطالعه و بهبود آموزش و پرورش در زنان خواهد شد. محمدرضا رسولی (۱۳۹۱) به بررسی نقش رسانه‌ها در نهادینه کردن فرهنگ مدیریت مصرف برق می‌پردازد و نتایج زیر را به دست می‌آورد:

جدول (۱-۲) بررسی رابطه بین آموزش و تبلیغات توسط رسانه‌ها و رعایت الگوی مصرف برق

جمع	رعایت الگوی مصرف برق					
	کم	تاحدودی	زیاد			
۱۰	۰	۲	۸	فراوانی	زیاد	میزان تماشای نامه‌های آموزشی تبلیغاتی رسانه‌ها در زمینه الگوی مصرف برق
%۱۰۰	%۰	%۲۰.۰	%۸۰	درصد		
۴۹	۰	۱۰	۳۹	فراوانی	تاحدودی	
%۱۰۰	%۰	%۲۰.۴	%۷۹.۶	درصد		
۲۱۳	۵	۷۷	۱۳۱	فراوانی	کم	
%۱۰۰	%۲.۳	%۳۶.۲	%۶۱.۵	درصد		
۴۰	۳	۱۲	۲۵	فراوانی	اصلا	
%۱۰۰	%۷.۵	%۳۰.۰	%۶۲.۵	درصد		
۳۱۲	۸	۱۰۱	۲۰۳	فراوانی		
%۱۰۰	%۲.۶	%۳۲.۴	%۶۵.۱	درصد		

انجام فعالیت‌های آموزشی، فرهنگی و تبلیغی، در زمینه مدیریت مصرف برق یکی از مهم‌ترین سازوکارها برای فرهنگ سازی مصرف بهینه برق و انرژی است. استفاده مطلوب از ظرفیت‌های اطلاع‌رسانی و بهره‌گیری مناسب از مجموعه رسانه‌های گروهی کشور برای توجیه راهبردها، سیاست‌ها و برنامه‌ها با هدف مدیریت تقاضا می‌تواند بسیار مثرتر باشد. لزوم بهره‌گیری هوشمندانه، توأم با احساس

مسئولیت از این نیروی ارزشمند به منظور تحقق استفاده از سازوکارهای قیمت‌گذاری تبلیغی، ترغیبی و تشویقی برای ساماندهی رشد تقاضای امری ضروری است.

۲-۲-۶- آثار مستقیم اقتصادی ناشی از قطعی برق

یکی از راههای سنجش آثار اقتصادی برق، هزینه‌هایی است که نبود برق بر مشترکین وارد می‌کند؛ این هزینه‌ها از جنبه اقتصادی مشتمل بر دو دسته می‌شوند؛ یکی هزینه‌های مستقیم ناشی از خاموشی و دیگری هزینه‌های غیر مستقیم ناشی از خاموشی (هزینه فرصت).

قطعی برق به سرعت آثار زیان‌باری را به ذی‌نفعان بازار خود وارد می‌کند. این آثار همزمان بر تولیدکنندگان برق و مصرف‌کنندگان انرژی تأثیر می‌گذارد. وظیفه اصلی شرکت‌های عرضه‌کننده برق، تأمین انرژی قابل اطمینان و با کیفیت بالا و با قیمت مناسب برای مصرف‌کنندگان برق می‌باشد. قطعی برق باعث خسارات اقتصادی زیادی به صنعت برق می‌گردد، از جمله کاهش درآمد فروش به دلیل کاهش فروش برق و هزینه‌های عیب‌یابی. همچنین بازگشت سیستم به حالت پایدار و راه‌اندازی دوباره آن نیز هزینه زیادی به نیروگاه‌ها و شبکه وارد می‌کند. در سال ۲۰۰۳، سیستم انتقال نیرو در قسمت جنوبی شبکه‌ی برق ملی انگلیس از کار افتاد، که منجر به قطع منبع تغذیه شد. این حادثه موجب از دست دادن کل بار ۷۲۴ مگاواتی (معادل حدود ۲۰٪ از کل بار لندن) گشت. در سال ۲۰۱۱، یک حادثه قطع برق (در مقیاس بزرگ) در شبکه‌ی شمال شرقی برق برزیل، ۸ ایالت شمال شرقی را تحت تأثیر قرار داد. بار تلفاتی حدود ۸۰۰۰ مگاوات بود که ۹۰/۱ درصد از کل بار شبکه برق شمال شرقی را تشکیل می‌داد و این حادثه منجر به ضرر اقتصادی ۶۰ میلیون دلاری شد. به طور خلاصه، قطع برق می‌تواند خسارات اقتصادی زیادی را به کل صنعت برق وارد کند. این امر بر توسعه صنعت برق نیز تأثیر می‌گذارد. محاسبه‌ی زیان اجتماعی حاصل از خاموشی سراسری به مراتب دشوارتر است.

از طرفی خاموشی بر مشترکین برق به عنوان مصرف‌کنندگان نهایی این انرژی نیز، تأثیرات اقتصادی فراوانی دارد؛ آنها بیشتر به برق وابسته هستند. (چون برق برای ایشان کالای نهایی به شمار می‌رود و در کوتاه مدت جایگزینی برای آن ندارند) وقتی حادثه خاموشی رخ دهد، مستقیماً به مصرف‌کنندگان برق ضرر اقتصادی می‌رساند. در سال ۲۰۰۶، خاموشی سراسری در بسیاری از کشورهای اروپای غربی رخ داد. شهرک صنعتی کلن آلمان برای مدتی فلج شده بود. این حادثه ۱۰ میلیون نفر را تحت تأثیر قرار داد. در سال ۲۰۱۲، دو خاموشی سراسری در هند جمعیت گسترده‌ای را تحت تأثیر قرار داد. قطع ناگهانی برق منجر به سردرگمی در ترافیک، رکود صنعت گردشگری و قطع معاملات مالی شد. در همین حال، شرکت‌های هندی میلیاردها دلار ضرر کردند. این حادثه موجب خسارات اقتصادی و تأثیرات اجتماعی زیادی شد. در نتیجه، قطع برق منجر به قطع تولید صنعتی و کاهش تولید کل می‌گردد. همچنین عدم امکان انجام معاملات الکترونیکی در امور تجاری زیان فراوانی را به فعالین اقتصادی وارد می‌کند. علاوه بر این، خاموشی‌های طولانی یا با فرکانس بالا باعث ایجاد وحشت می‌شود.

۲-۲-۷- ارزیابی آثار مستقیم اقتصادی ناشی از قطعی برق

یکی از روش‌های سنجش این آثار، بهره‌گیری از روش پرسش‌نامه‌ایست؛ با در نظر گرفتن مقدار مصرف هر مشترک (صنعتی، خدماتی یا خانوار) می‌توان از طریق این روش از ایشان سوال کرد که تا چه میزان از خاموشی متاثر شده‌اند. جیانفی^۱ در استان شیان چین با

¹ Bai Jianfei

پخش پرسش‌نامه بین کارگران، بنگاه‌ها و خانوار سعی در کشف رابطه معنادار میان مقدار خسارت برآورد شده (به قیمت ثابت برق) و پایداری شبکه‌ی برق داشت. او روابط بین این متغیرها را به کمک مدل رگرسیون خطی بررسی کرد تا ارتباط بین آن‌ها را پیدا کند. البته مدل معرفی شده، اقدامات پیشگیرانه از خاموشی سراسری و تغییر قیمت برق در زمان‌های مختلف را در نظر نگرفت. به همین خاطر تا حدی با موقعیت حقیقی فاصله داشت. اگرچه نتایج این روش تحقیق و مدلسازی به حقیقت نزدیک بود اما این شیوه، مستلزم پرسشگری از یک جامعه آماری بسیار گسترده است که نیروی انسانی و منابع مالی فراوانی را برا تحقق خود طلب می‌کند. همچنین زمان موردنیاز برای چنین ارزیابی، طولانی است و به همین خاطر برای تخمین سریع زیان مستقیم ناشی از خاموشی گسترده کارا نیست.

در همین راستا روش دیگری برای ارزیابی زیان اقتصادی ناشی از خاموشی در نظر گرفته می‌شود؛ استفاده از داده‌های موجود جهت مدلسازی سریع‌تر و مؤثرتر. به طور مثال در پژوهشی که در هنگ کنگ انجام شد، سعی در یافتن ارتباط بین زیان اقتصادی حاصل از خاموشی کاربران، درآمد فروش بخش انرژی و شاخص قیمت مصرف کننده^۱ صورت گرفت. در پژوهشی دیگر، دو مدل برآورد جهت ارزیابی زیان اقتصادی پیشنهاد شد؛ یکی ارتباط بین تولید ناخالص ملی و مصرف برق کل و دیگری ارتباط بین تولید ناخالص داخلی و کل انرژی عرضه شده تا زیان اقتصادی حاصل از خاموشی در کره جنوبی اندازه‌گیری شود که البته ارتباط معناداری بین متغیرها به دست نیامد. ژانگ یان^۲ برای اینکه به طور جامعی تاثیر قطعی برق، مدت وقفه و فرکانس قطع را بر زیان اقتصادی در نظر بگیرد از دو داده «نرخ تخمینی قطعی برق»^۳ و «میزان انرژی مورد انتظار تامین نشده»^۴ بهره جست. به طور کلی در این دسته از تحقیقات با استفاده از کلان-داده‌های در دسترس و بهره‌گیری از تکنیک‌های اقتصاد سنجی، سعی می‌شود زیان اقتصادی ناشی از خاموشی سراسری مدلسازی گردد. با این وجود تقریباً در هیچ یک ارتباط معناداری بین الگوی مصرف مشترکین و زیان اقتصادی به دست نیامد. از جمله مشکلات این روش، تاثیر متغیرهای دیگر (جزء اخلاص) بر مدل می‌باشد که دقت الگوی برآورد شده را کاهش می‌دهد؛ مثلاً در حالی که ارتباط مابین مدت زمان خاموشی و زیان اقتصادی (همان‌طور که قبل تر گفته شد) یک ارتباط غیرخطی است (و به مرور زمان زیان کمتر می‌شود) اما به خاطر دخالت سایر عوامل، مدل ارتباط خطی بین این دو متغیر نشان می‌دهد که با واقعیت موجود همخوانی ندارد. البته در دسترس بودن آمار و سهولت برآورد ضرایب الگو از جمله فواید این روش می‌باشد. در تمام پژوهش‌های فوق، صرفاً آثار مستقیم خاموشی اندازه‌گیری شد و از زیان غیرمستقیم آن صرف نظر شد.

۲-۲-۸- آثار غیرمستقیم اقتصادی ناشی از قطعی برق

تفاسیر متفاوتی از آثار غیرمستقیم خاموشی سراسری وجود دارد؛ برخی معتقدند، هزینه‌های پرداخت شده برای کاهش تاثیر قطعی برق (همچون استفاده از روشنایی جایگزین و یا استفاده از سیستم‌های حرارتی جایگزین) و استفاده از منابع انرژی جان‌نشین معادل تاثیر غیرمستقیم آن در نظر گرفته می‌شود که به طور تقریبی قابل محاسبه است. اما برخی دیگر هزینه‌های وحشت عمومی و ابعاد روانی خاموشی سراسری را از جمله آثار غیرمستقیم آن در نظر می‌گیرند که محاسبه‌ی آن برای اقتصاددانان بسار دشوار و نادقیق خواهد بود. اختلال در تولید بنگاه‌ها و زیان وارد شده به آن‌ها به خاطر این مسئله در آثار غیر مستقیم نیز محاسبه می‌گردند (چرا که برخی هزینه‌ها

¹ Social consumer price index

² Zhang Yan

³ IERA (Interrupted Energy Assessment Rate)

⁴ EENS (Expected Energy Not Supplied)

صرفاً با اتصال مجدد به برق برطرف نمی‌گردد و مثلاً عدم توانایی بنگاه در اجرای تعهداتش به خاطر قطع برق آثار ماندگاری بر درآمد و بازاریابی بنگاه خواهد داشت) به طور کلی خاموشی سراسری با ایجاد بی‌نظمی در حلقه‌ی زنجیره‌ی تامین کالاها، در کوتاه مدت هم مصرف‌کنندگان و هم تولیدکنندگان کالا را تحت تاثیر قرار می‌دهد.

زیان اقتصادی ناشی از قطعی برق توسط عوامل مختلفی تحت تاثیر قرار می‌گیرد که به شرح زیر است:

۱. فرکانس قطع: هرچه قطعی برق گسترده‌تر باشد، اتلاف برق بیشتر خواهد شد، در فعالیت روزمره مشترکین بیشتر اختلال ایجاد می‌شود و تولیدکنندگان برق نیز نیاز به سرمایه‌گذاری بیشتر در زمینه عیب‌یابی و تعمیرات و هزینه‌های راه‌اندازی مجدد دارند.
 ۲. کمبود عرضه‌ی انرژی: هرچه پایداری و اطمینان در شبکه‌ی برق بیشتر باشد، خاموشی در سطح کوچکتری رخ می‌دهد. به عبارتی اگر در شبکه کمبود منبع تغذیه نداشته باشیم، زیان حاصل از قطعی برق کوچکتر است.
 ۳. مدت وقفه: به طور کلی، در مرحله‌ی اولیه خاموشی، با افزایش مدت زمان قطع برق، هزینه‌ی خاموشی واحد افزایش می‌یابد. بعد از اینکه مدت وقفه از یک مقدار بحرانی مشخص فراتر رفت، هزینه خاموشی واحد به تدریج ثابت می‌ماند.
 ۴. نوع مشترک: انواع مختلف مشترکین دارای الگوهای مختلف مصرف برق و درجه‌ی تحمل برای قطع شدن برق هستند، بنابراین زیان ناشی از قطع شدن برق در آنها نیز متفاوت است.
 ۵. بازه زمانی که خاموشی در آن رخ می‌دهد: الگوی مصرف مشترک در هر بازه زمانی و فصول و مناسبت‌های مختلف، متفاوت است و به همین خاطر در هر دوره‌ی زمانی، احتمالاً با زیان متفاوتی (ناشی از خاموشی) روبرو شود.
 ۶. اطلاع قبلی از خاموشی برق: به طور کلی، هرچه میزان اطلاع‌رسانی محدودیت برق و خاموشی زودتر باشد، مصرف‌کنندگان با پیش‌آگاهی از حادثه احتمالی، آمادگی نسبی در برابر آن اتخاذ می‌کنند و زیان ناشی از خاموشی حداقل می‌گردد.
- برای سنجش آثار اجتماعی و اقتصادی برق لازم است که متغیرهای کیفی را نیز به نوعی کمی‌کنیم و سپس برای متوازن‌سازی مصرف برق هریک از این آثار را در نظر بگیریم و با توجه به رویکرد مقداری در اندازه‌گیری آثار بتوانیم سرجمع ارزش اقتصادی و اجتماعی برق برای هر مشترک را به دست آوریم؛ در دو سرفصل ذیل به شیوه‌ی اندازه‌گیری آثار اقتصادی برق در کشورهای مختلف به منظور اندازه‌گیری ارزش آن برای هر مشترک پرداختیم.

۲-۹- ارزیابی آثار غیرمستقیم اقتصادی ناشی از قطعی برق

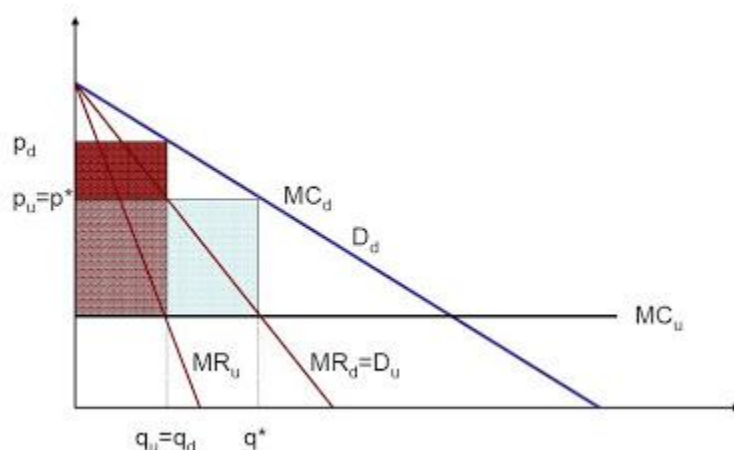
همان‌طور که گفته شد، برق تولیدی صنعت برق، منبع تغذیه‌ی صنایع دیگر می‌باشد. از سویی نیروگاه‌های تولید برق خود به محصول صنایع دیگر احتیاج دارند. این حالت نمایاگر وابستگی صنایع مختلف با یکدیگر است که در صورت اختلال در هر یک از آنها، بخش‌های دیگر نیز متاثر می‌شوند. این تاثیر در سایر صنایع، اثر غیرمستقیم در نظر گرفته می‌شود که با مدل داده - ستانده قابل اندازه‌گیری است. در مدل داده - ستانده ارتباط مابین بخش‌های مختلف اقتصاد سنجیده می‌شود و با در نظر گرفتن یک سری فروض برای ساده‌سازی مسئله (که تاحدی مدل را از واقعیت موجود دور می‌کند) اثر خاموشی در یک بخش (انرژی) را بر سایر بخش‌ها محاسبه می‌کند. باوجود خطای این مدل و عدم جامعیت آن، استفاده از آن برای محاسبه‌ی آثار غیرمستقیم خاموشی اضطراری ناشی از حوادث طبیعی مناسب است. با بهره‌گیری از نتایج آن می‌توان ظرفیت آمادگی بخش‌های مختلف صنعت را در برابر چنین حوادثی بالا برد. با این حال، این روش جانشینی کالای واسطه‌ای، اثر نسبی قیمت و توانایی بازیابی سیستم اقتصادی را در نظر نمی‌گیرد که باعث می‌شود نتایج ارزیابی آثار غیرمستقیم اقتصادی با انحراف از واقعیت بیان گردد.

تعادل عمومی قابل محاسبه^۱ روش دیگری است که توانایی ارزیابی هر دو نوع اثر (مستقیم و غیرمستقیم) را برای مصرف کنندگان صنعتی، خانگی و خدمات دارد. به طور مثال در پژوهش‌های صورت گرفته آثار مستقیم و غیر مستقیم بلایای طبیعی همچون سیل با دقت خوبی تخمین زده شد. به طور مشابهی امکان استفاده از این روش جهت تخمین زیان مستقیم و غیرمستقیم خاموشی سراسری نیز وجود دارد. خصوصاً که در این روش محدودیت‌های مدل داده - ستانده وجود ندارد و امکان در نظر گرفتن نوسانات قیمت نیز در آن فراهم است. در این روش با توجه به ورودی و خروجی مدل و همچنین عرضه و تقاضا، تعادل عمومی جدید اقتصاد سنجیده می‌شود. در نتیجه دو نقطه‌ی تعادلی به دست می‌آید؛ یکی قبل از خاموشی و دیگری پس از آن. با مقایسه‌ی تفاوت در قیمت‌ها و مقادیر کالاها، این مدل می‌تواند آثار مستقیم و غیرمستقیم قطعی برق را بیان کند و کل سیستم اقتصاد را به طور جامعی بررسی کند، همچنین همبستگی بین بخش‌های مختلف صنعت را نیز بازگو کند. البته این مدل در اندازه‌گیری تاثیر اعمال سیاست‌های جدید ناتوان است (که در موضوع ما فاقد اهمیت است) در کل نسبت به سایر روش‌های مطرح شده، این مدل برای ارزیابی زیان مستقیم و غیرمستقیم خاموشی برق، مؤثرتر و دقیق‌تر عمل می‌کند.

برای محاسبه‌ی هزینه‌ی تمام شده‌ی برق نیاز است که ساختار صنعت برق را هم مدنظر داشته باشیم؛ اینکه ساختار صنعت رقابتی است یا انحصاری. در صورت انحصاری بودن ساختاری یکپارچه و عمودی خواهد داشت و در صورت رقابتی بودن، ساختار مجزا و منفک عمودی و افقی پیدا می‌کند. (در حلقه‌های زنجیره‌ی تامین) در حالت انحصاری که ساختار عمودی دارد و هر حلقه دارای یک تولیدکننده با قدرت انحصاری است، برای محاسبه‌ی هزینه‌ی تمام شده می‌بایست اصول Double Marginalization را در نظر بگیریم؛ به این معنا که وقتی بنگاه‌ها قدرت بازار داشته باشند، قیمت را بالاتر از هزینه نهایی تعیین می‌کنند، که باعث از دست دادن رفاه می‌شود. این مشکل زمانی برجسته می‌شود که ما شرکتی با قدرت بازار داشته باشیم که ورودی دیگری را از شرکت دیگری بخرد که آن شرکت هم دارای قدرت بازار باشد. تولیدکننده‌ی نهاده شرکت دوم هنگام فروش آن به بنگاه دیگر، قیمت آن را بالاتر از هزینه‌ی نهایی تعیین می‌کند. بنگاه دوم هم محصول نهایی خود را که از ورودی بنگاه اول استفاده کرده، مجدداً با قیمت بالاتر از هزینه‌ی نهایی معین می‌کند. این بدین معناست که ورودی‌ها دو بار بالاتر از هزینه‌ی نهایی به بازار عرضه می‌شوند: یک بار توسط تولید کننده ورودی و یک بار دیگر توسط شرکتی که از ورودی برای تولید محصول نهایی خود استفاده می‌کند؛ در حقیقت دو حاشیه سود در قیمت کالای نهایی منعکس شده‌است.

هر دو شرکت می‌خواهند سود خود را حداکثر کنند و در نتیجه با ایجاد یک قیمت خرده فروشی که به طور قابل توجهی بالاتر است و مقداری که به طور قابل توجهی پایین‌تر است (از آنچه در صورت ادغام دو شرکت می‌تواند باشد) سعی در رسیدن به این هدف دارند. نمودار زیر به روشنی این مسئله را بیان می‌کند:

^۱CGE (Computable General Equilibrium)



شکل (۹-۲) منحنی درآمد و هزینه نهایی دو بنگاه انحصاری در حالت Double Marginalization

در نمودار بالا شرکت بالادستی (تولیدکننده نهاده‌ی شرکت پایین دستی) را با حرف «u» upstream و شرکت پایین دستی را با حرف «d» downstream نشان داده‌ایم؛ مطابق با الگوی بازار انحصاری سود چنین بنگاهی در نقطه‌ای حداکثر می‌گردد که درآمد نهایی با هزینه نهایی برابر گردد. در صورتی که شرکت در مقدار بیشتری بفروشد، هزینه آخرین واحد تولید شده از درآمد پیشی گرفته و افزایش تولید، تنها موجب زیان بنگاه است. برای تحلیل نمودار ابتدا از شرکت بالادستی شروع می‌کنیم که تامین کننده‌ی شرکت پایین دستی محسوب می‌شود. شرکت بالادستی برای بیشینه کردن سود خود، در نقطه‌ی تلاقی منحنی‌های درآمد نهایی خود (MR_u) و هزینه نهایی خود (MC_u) یعنی q_u تولید خواهد کرد. با توجه به اینکه تقاضای شرکت بالادستی تماماً توسط شرکت پایین دستی صورت می‌گیرد، پس می‌توان منحنی تقاضای شرکت بالادستی (D_d) را همان منحنی درآمد نهایی شرکت پایین دستی (MR_d) دانست و در نتیجه در مقدار q_u ما شاهد تمایل پرداخت به قیمت p_u هستیم که توسط شرکت پایین دستی پرداخت می‌گردد؛ در حقیقت شرکت بالا دستی به اندازه‌ی مابه‌التفاوت هزینه نهایی خود (MC_u) و قیمت p_u به ازای هر واحد کالای تولیدی حاشیه سود دریافت می‌کند. حال از دیدگاه شرکت پایین دستی که این قیمت را پرداخت کرده، این مبلغ پرداختی برای هر واحد به مثابه همان هزینه نهایی نهایی برای شرکت پایین دستی است؛ پس کفایت با تلاقی دادن منحنی هزینه نهایی خود (همان قیمت ثابت $MC_d = p_u$) با منحنی درآمد نهایی (MR_d) به مقدار بهینه‌ی تولید این شرکت برسیم که دقیقاً معادل مقدار تولید بهینه‌ی شرکت بالادستی است ($q_u = q_d$) چرا که این شرکت‌ها هردو حلقه‌ی به هم پیوسته‌ی زنجیره‌ی تامین بوده و به صورت یکپارچه و عمودی با هم در ارتباطند و محصول تولیدی یک شرکت دقیقاً نهاده دیگری است که به کمک آن به تولید محصول نهایی می‌انجامد. در این مقدار (q_u) میزان تمایل به پرداخت مصرف‌کنندگان برابر p_d می‌باشد که با هزینه نهایی نهایی بنگاه پایین دستی تفاوت دارد و یک حاشیه سود مضاعف نیز برای ایشان در اینجا به وجود می‌آورد. سود بنگاه بالادستی طبق توضیحات فوق برابر مساحت مستطیل قرمز کمرنگ و سود بنگاه پایین دستی برابر مستطیل قرمز پررنگ خواهد بود. از آنجایی که صنعت برق تا مدت‌ها انحصار طبیعی به شمار می‌آمد و حتی هنوز هم با وجود موج تجدید ساختار کاملاً رقابتی نشده و در بسیاری از کشورها همچنان انحصاری باقیمانده است، توجه به چنین اصولی در محاسبه‌ی

هزینه‌ی تمام شده‌ی برق ضروری به شمار می‌رود. (مثلا ارتباط دو بخش توزیع و انتقال که هریک در کشور ما در دست یک بخش انحصاری مشخص است)

۳-۲- استخراج، شناسایی و تدوین چالش‌های صنعت برق‌رسانی در بازه‌های زمانی بلندمدت، میان‌مدت و کوتاه مدت

۳-۲-۱- مقدمه و چارچوب موضوع

فرایند تامین برق، چه برق‌رسانی روستایی و چه برق‌رسانی شهری با چالش‌های فراوانی روبرو می‌باشد؛ به طور مثال اعطای یارانه‌های عظیم دولتی به این صنعت همان‌طور که پیشتر هم گفته شد هزینه‌ی فرصت بالایی دارد و برآمده از ساخت انحصاری این صنعت می‌باشد. میزان کارایی این یارانه‌ها نیز مورد سوال است. از طرفی دیگر خصوصا در مبحث برق‌رسانی به مناطق دورافتاده، تلفات توزیع برق مطرح است؛ سالانه در ایران حدود ۱۰ درصد از برق تولید شده در فرایند توزیع تلف می‌شود و نیاز است تا در تامین برق این مناطق این قید مهم نیز لحاظ گردد. نوسازی زیرساخت‌ها و تاسیسات این صنعت از جمله راه‌کارهای کاهش این تلفات است که با یک تحلیل ارزیابی اقتصادی، می‌توان بازدهی آن را در درازمدت سنجید و در صورت مثبت بودن نتایج آن، اقدام به اجرای پروژه کرد. چالش دیگر این صنعت، هزینه‌ی از دست‌رفته‌ی^۱ تکنولوژی‌های موجود است؛ این مفهوم در مقابل هزینه‌ی آینده‌نگرانه^۲ مطرح می‌شود. در هزینه‌ی آینده‌نگرانه می‌توانی از پرداخت هزینه در صورت بروز هر اتفاقی، جلوگیری کرد و کنترل آن را (در صورت عدم منفعت داشتن آن) امکان پذیر باشد. ولی در مورد هزینه‌ی از دست رفته (یا اصطلاحا غرق‌شده) که در گذشته چنین هزینه‌هایی رخ نداده و دیگر نمی‌توان از پرداخت آن صرف نظر کرد. درست مثل تکنولوژی‌های به کاررفته در صنعت برق که هر چه بیشتر از آن بهره بگیریم، هزینه‌ی از دست رفته آن توجیه پذیرتر می‌شود. مطابق با آموزه‌های اقتصاد کلاسیک، آوردن چنین هزینه‌ای در محاسبات، خطاست. چرا که دیگر هیچ گونه کنترلی بر آن نداریم و امکان بازپس گیری وجود ندارد. لذا محاسبه‌ی چنین هزینه‌ای در برآورد و ارزیابی طرح‌های برق‌رسانی موجب گمراه شدن می‌گردد. به همین خاطر در اقتصاد رفتاری آموزه‌ای تحت عنوان «مغالطه‌ی هزینه‌ی غرق شده»^۳ وجود دارد که افراد به خاطر هزینه‌ی غیرقابل بازگشتی که در گذشته انجام داده‌اند اقدام به اتخاذ تصمیمات غلط در آینده می‌کنند تا صرفا توجیهی برای پرداخت هزینه‌ی غرق شده در گذشته بیابند، حتی با علم به این حقیقت که تصمیم جایگزین، مطلوبیت وی را حداکثر می‌کرد (اما هزینه‌ی غرق شده را نادیده می‌گرفت) بنابراین لازم است در تحلیل هزینه - فایده‌ی پروژه‌های برق‌رسانی، از اشاره به چنین هزینه‌ای صرف نظر کنیم و صرفا هزینه‌های قابل کنترل (آینده‌نگرانه) لحاظ شود تا نتیجه‌ی دقیق حاصل شود. از جمله چالش‌های دیگر می‌توان به ناکارایی نهاده‌های تولید، مالکیت دولتی و کمبود منابع مالی اشاره کرد؛ در رابطه با ناکارایی نهاده‌ها می‌توان مسئله‌ی سوزاندن مازوت در نیروگاه‌های حرارتی را مثال زد. خصوصا در سال‌های اخیر که در زمستان (و بعضا تابستان) با مسئله‌ی کمبود گاز مواجه هستیم، نیروگاه‌های گازی و سیکل ترکیبی چاره‌ای جز سوزاندن مازوت ندارند. درحالی که سوخت مازوت سبب خوردگی تجهیزات توربین گازی می‌گردد و این نیروگاه‌ها علاقه‌ای به مصرف این سوخت ندارند چرا که هزینه‌ی بهره‌برداری

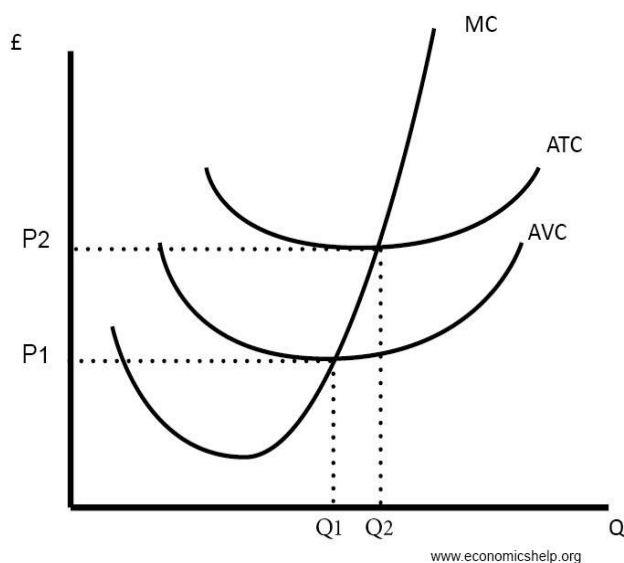
Sunk cost^۱Prospective cost^۲Sunk cost fallacy^۳

آن‌ها را بالا می‌برد. در خصوص مالکیت دولتی نیز، اتخاذ سیاست‌هایی که بهره‌وری صنعت برق را تحت چنین مالکیتی افزایش دهد، دشوار تلقی می‌گردد. البته پروسه‌ای همچون تجدید ساختار حتی در حالت مالکیت دولتی هم سعی در ایجاد یک بازار رقابتی دارد تا با منظور کردن قید هزینه و پررنگ نمودن آن، هزینه‌ی تولید را بیش از قبل کاهش دهند و جهت برنده شدن در مناقصات قیمت‌های رقابتی پیشنهاد دهند. در زمینه‌ی کمبود منابع مالی، که از چالش‌های بلندمدت صنعت به شمار می‌رود، دولت‌های درحال توسعه بیشتر تحت تاثیر هستند، خصوصا که مناطق وسیعی در این کشورها توسعه نیافته باقی مانده‌اند و صرفا چند ناحیه اندک صنعتی توسعه یافته مشاهده می‌گردد. در رابطه با مناطق دورافتاده و روستایی این مسئله بیشتر نمود پیدا می‌کند و هزینه‌های بالای انتقال برق به این نواحی از جمله چالش‌های پیش روی دولت‌هاست که در ادامه بیشتر به آن خواهیم پرداخت.

می‌توان چالش‌های پیش روی صنعت برق‌رسانی را از نظر بازه زمانی به دو دسته‌ی چالش‌های کوتاه مدت (تا حداکثر چهار سال) و بلندمدت (بیشتر از چهار سال) تقسیم کرد.

۲-۳-۲- چالش برق‌رسانی در کوتاه مدت

در کوتاه مدت تکنولوژی‌های تولید، انتقال و توزیع برق ثابت در نظر گرفته می‌شوند و امکان جانشینی نهاده جایگزین وجود ندارد. همچنین قیمت برق در این بازه زمانی کوتاه ثابت است و ورود و خروج بنگاه‌ها (در این مدت زمان کم) به صنعت صفر در نظر گرفته می‌شود. همچنین عامل تولید نیروی کار نیز در این حالت، ثابت فرض می‌گردد. یکی از چالش‌هایی که در این حوزه قرار می‌گیرد مسئله‌ی هدفمندسازی یارانه‌هاست که به معنی حذف یارانه‌ی انرژی به منظور تخصیص بهینه‌تر منابع آن می‌باشد.



شکل (۲-۱) هزینه‌ی بنگاه در کوتاه مدت

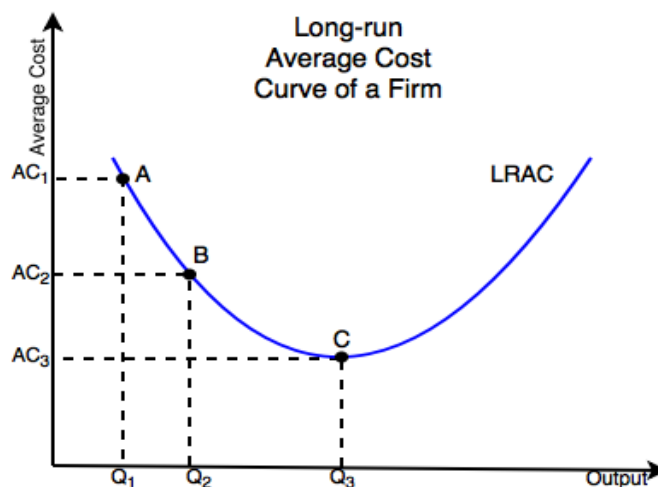
براساس آنچه در نمودار می‌بینیم در صورتی که قیمت بالاتر از حداقل ATC باشد تولید با سود همراه خواهد بود و بنگاه به کار خود ادامه می‌دهد، اما در صورتی که قیمت بین P_1 و P_2 قرار داشته باشد، بنگاه با وجود زیان‌ده بودن باز به تولید خود ادامه می‌دهد و در صورتی که قیمت به پایین‌تر از حداقل AVC برسد دیگر در کوتاه مدت تولید را ادامه نمی‌دهد.

یکی از چالش‌هایی که در این حوزه قرار می‌گیرد مربوط به کمینه کردن هزینه‌های تولید با توجه به نیروگاه‌های موجود است. نیروگاه از نظر پوشش بار مصرف به سه دسته تقسیم می‌شوند؛ نیروگاه‌های بار پایه که عمدتاً شامل نیروگاه‌های اتمی و یا سوخت فسیلی می‌شود. در ایران نیروگاه‌های حرارتی در این دسته قرار می‌گیرند. این نیروگاه‌ها این امکان را دارند که برای بازه‌های زمانی طولانی حتی تا یک روز به طور مداوم کار کنند. دسته‌ی بعدی مربوط به نیروگاه‌های بار میانه است که نسبت به نیروگاه‌های بار پایه هزینه ثابت کمتر و هزینه متغیر بیشتری دارند. دسته‌ی آخر مربوط به نیروگاه‌های بار پیک است؛ در این مرحله عمدتاً از نیروگاه‌های گازی استفاده می‌شود. در چنین شرایطی در صورتی که دولت سقف قیمتی را تعیین کند که این سقف قیمت پایین‌تر از هزینه متغیر نیروگاه‌های بار پیک باشد، در کوتاه مدت برای این بنگاه‌ها ادامه فعالیت به صرفه نخواهد بود و از بازار خارج می‌شوند و باعث می‌شود بخش بیشتری از بار توسط نیروگاه‌های بار پایه یا میانی تامین گردد که در این صورت سبب می‌شود هزینه‌ی تمام شده برق افزایش پیدا کند.

یکی از چالش‌هایی که هم بعد کوتاه مدت دارد هم بلند مدت مربوط به هزینه غرق شده، هدر رفته شده و یا sunk cost است فرض کنید مجموعه شرکت توزیع برق (توانیر) بنابر پیش‌بینی خود اقدام به تاسیس خط انتقال به یک منطقه خاص می‌کند ولی شرایط آنگونه که انتظار دارد پیش نمی‌رود و نمی‌تواند از این هزینه استفاده لازم را داشته باشد. در کوتاه مدت لازم است که شکست در سرمایه‌گذاری را بپذیرد و از انجام سرمایه‌گذاری بیشتر و یا انجام هزینه برای آن پروژه صرف نظر کند. در بلند مدت که توانایی تغییر در سرمایه‌گذاری دارد باید سعی کند سرمایه‌گذاری خود را اصلاح کند و از منابع موجود به گونه‌ای استفاده کند که به بهره‌وری حداکثری خود برسد.

۲-۳-۳- چالش برق‌رسانی در بلندمدت

در بلند مدت شرایط متفاوت است همه عوامل موثر در بازار می‌توانند تغییر کنند. قیمت برق تغییر می‌کند بنگاه‌ها می‌توانند به صنعت وارد یا خارج شوند، تکنولوژی تغییر کند و یا مصرف به سمت کالاهای جانشین تغییر کند. تنها شرطی که بنگاه در بلند مدت به فعالیت خود ادامه دهد این است که قیمت از حداقل LAC بیشتر باشد. در صورتی که این شرط تامین شود بنگاه به فعالیت خود ادامه می‌دهد و در صورتی که قیمت به کمتر از آن برسد بنگاه از بازار خارج می‌شود.



شکل (۲-۱۱) منحنی هزینه‌ی بنگاه در بلندمدت

در کنار نگاه خوشبینانه‌ای که به برق‌رسانی مناطق روستایی و دور افتاده وجود دارد اما در بسیاری از موارد اهداف پیش‌بینی شده محقق نمی‌شوند و در برخی حتی شاهد پسرفت‌هایی بوده‌ایم؛ این باور که با برق‌رسانی، تولید ناحیه افزایش پیدا می‌کند بنابر مشاهدات تجربی مورد سوال است. چرا که برق تامین شده در این مناطق دورافتاده کیفیت برق مناطق شهری را ندارد و نوسانات آن موجب اختلال و حتی توقف بنگاه‌های تولیدی می‌گردد. به همین خاطر توجه به این نکته ضروریست که برق‌رسانی زمانی مؤثر است که با دیگر برنامه‌های جامع توسعه‌ی منطقه‌ای همراه شود تا عواید حاصل از برق‌رسانی حداکثر گردد.

مطابق مشاهدات تجربی، سرمایه‌گذاری بخش خصوصی در برق‌رسانی مناطق دورافتاده در اندک مواردی موفق و کارا بوده‌است و به طور کلی تمایل کمی برای فعالین بخش خصوصی برای سرمایه‌گذاری در این حوزه وجود دارد. (به علت نرخ‌های اندک بازدهی) به همین خاطر نیاز به ورود شرکت‌های نیمه دولتی است تا در یک ساخت انحصاری وارد عمل شود و پروژه‌ی برق‌رسانی را انجام دهد. اما موانعی همچون قوانین سفت و سخت و بروکراسی ناکارآمد در عملکرد این شرکت‌ها تاثیر می‌گذارد. همچنین ساختار غیر رقابتی که در آن به فعالیت می‌پردازند در کارایی این شرکت‌ها اثرگذار است. به همین خاطر در اصول اقتصاد برق‌رسانی بر رقابتی کردن هر

چه بیشتر بازار این صنعت (حتی با وجود مالکیت دولتی) تاکید شده است. اما در یک سیستم رقابتی و آزاد که بخش‌های مختلف تولید، توزیع و انتقال از هم جدا شده‌اند و دولت نقش تنظیم حداقلی دارد، این ریسک بالا می‌رود که عدم هماهنگی بین این بخش‌ها رخ دهد و در بدترین حالت تعادل سیستم به هم بخورد. ریسک عدم هماهنگی در شرایطی که زیرساخت‌ها و تجهیزات طرف عرضه توانی بیشتر از میزان مصرف داشته باشند قابل مدیریت است، اما در شرایطی که تقاضا اندکی بیشتر از سرمایه‌گذاری در زیرساخت‌ها و افزایش ظرفیت نیروگاه‌ها رشد کند (شایع در کشورهای درحال توسعه) موجب خاموشی‌های گسترده می‌گردد که مدیریت آن دشوار است. از سویی دیگر از آنجاییکه حتی در کشورهای در حال توسعه، این مناطق دورافتاده و با جمعیت اندک هستند که هنوز انرژی خود را از طریق برق تامین نمی‌کنند، میان سیاستمداران تمایل اندکی برای جلب آرای ایشان از طریق برق‌رسانی وجود دارد و توجه به این مناطق برای ایشان هزینه‌ی فرصت بالایی دارد. مسئله‌ی دیگر، تامین مالی این پروژه‌ها است؛ همان‌طور که گفته شد برق‌رسانی روستایی چالش کشورهای درحال توسعه به شمار می‌رود که هنوز فاقد زیرساخت‌های لازم هستند. برخلاف کشورهای توسعه‌یافته که در این مسائل چندان با قید بودجه مواجه نیستند، برخی کشورهای درحال توسعه فاقد سرمایه‌ی کافی برای تامین برق این مناطق هستند. در مسئله تامین سرمایه چند چالش وجود دارد:

- کمبود ظرفیت‌های تامین مالی داخلی برای پروژه‌های بزرگ
- بالا بودن هزینه‌ی تمام شده‌ی پول در تامین مالی ریال: مسئله کاهش مداوم ارزش ریال باعث می‌شود تامین مالی ریالی برای سرمایه‌گذاران پروژه‌های نیروگاهی صرفه اقتصادی نداشته باشد.
- محدود بودن سقف وام‌دهی بانک‌های داخلی: بر اساس مصوبه بانک مرکزی ایران بانک‌های داخلی نمی‌توانند بیش از ۲۰ درصد از نسبت کفایت سرمایه‌ی خود را به یک واحد صنعتی وام دهند، این نسبت در بسته‌ی سیاستی و نظارتی سال ۱۳۸۸ به ۵ درصد کاهش یافته در نتیجه اکثر بانک‌های داخلی با توجه به سرمایه‌ی کم آن‌ها نمی‌توانند پروژه‌های نیروگاهی را تامین مالی کنند.
- کوتاه مدت بودن اعتبارات: با توجه به اینکه منابع مالی بانک‌های داخلی از طرف افراد جامعه سپرده می‌شود و با توجه به نیاز متغیر سپرده‌گذاران به پول نقد، بانک‌ها تمایلی به دادن وام‌های بلند مدت (معمولاً بین ۷ تا ۱۰ سال) ندارند.
- عدم صدور ضمانت نامه‌های پرداخت و پوشش ریسک کشوری به سرمایه‌گذاران داخلی: وزارت اقتصاد در جهت جذب سرمایه‌ی خارجی به سرمایه‌گذاران خارجی دو ضمانت نامه تحت عنوان ضمانت‌نامه‌ی پرداخت (PG¹) بدهی‌های پروژه از فروش برق به توانیر در صورت قصور و عدم توانایی توانیر در بازپرداخت و ضمانت‌نامه‌ی تضمین پوشش ریسک‌های سیاسی کشور و امکان تبدیل عایدی‌های پروژه به ارز و خروج ارز از کشور بر اساس قانون تشویق و حمایت از سرمایه‌گذار خارجی صادر می‌کند که در مقابل هیچ ضمانت نامه‌ای برای سرمایه‌گذار داخلی صادر نمی‌شود.
- درجه بالای ریسک کشوری: یک از مهم‌ترین راه‌ها برای تامین مالی نیروگاه‌ها استفاده از منابع خارجی است. در شرایط کنونی با توجه به درجه‌ی بسیار بالای ریسک کشور (پله ۶ از سنجه ۷ پله‌ای OECD²) هیچ سرمایه‌گذاری تمایل به سرمایه‌گذاری در ایران ندارد این عدم تمایل در حدی است که دولت ایران با وجود دادن ضمانت نامه پرداخت قادر به جذب منابع مالی از طریق خطوط اعتباری از منابع خارجی نمی‌باشد.

1 postgraduate certificate

2 Organisation for Economic Co-operation and Development

- تحریم اقتصادی کشور: تحریم‌ها علاوه بر مشکل جذب سرمایه خارجی باعث شده ایران نتواند از اکثر سازمان‌های مالی جهانی وام دریافت کند. همچنین سرمایه‌های خود ایران نیز بلوکه شده و امکان استفاده از آن نیست.
- محدودیت استفاده از منابع موسسات بین‌المللی و منطقه‌ای: بنابر دلایلی که پیشتر ذکر شد هیچ کدام از موسسات بین‌المللی مایل به سرمایه‌گذاری و اعطای وام به ایران نمی‌باشد. تنها منبع بالقوه که دسترسی به آن ممکن است بانک توسعه اسلامی (IDB¹) است که این منبع نیز با دو چالش مواجه است اولین اینکه این بانک معمولاً صنایع کوچک را پوشش می‌دهد و میزان حداکثر وام آن بین ۵۰ تا ۱۰۰ میلیون دلار است، بنابراین نمی‌توان با آن پروژه‌های با ابعاد ۳۰۰ میلیون دلار را تامین مالی کرد. چالش دوم مربوط به اسلامی بودن است (پروژه‌ها به صورت اجاره به شرط تملیک هستند)
- انتشار اوراق قرضه و اوراق اسلامی: انتشار اوراق نقش مهمی را در تامین مالی پروژه‌های نیروگاهی بر عهده دارند. اوراق قرضه‌ی اسلامی (صکوک) نیز مقبولیت بالایی در کشورهای اسلامی دارند. اما متأسفانه این اوراق در ایران کاربرد زیادی ندارد دلیل آن را می‌توان عدم وجود بستر مناسب و همچنین نبود رتبه‌بندی بین‌المللی برای شرکت‌های ایرانی دانست.
- عدم بلوغ بازارهای مالی ایران: در کشورهای توسعه یافته عمده اعتبارات از طریق بازار سرمایه تامین می‌شود اما در ایران بازار سرمایه به نظام بانکی وابسته است و حجم کمی از تامین مالی را انجام می‌دهد. علاوه بر این، بازار بورس اوراق بهادار کشور از درجه نقدینگی بالایی برخوردار نیست.

جدول (۲-۲) جایگاه کشورها از نظر میزان انتشار اوراق صکوک

کشور صادر کننده	امارات	بحرین	مالزی	قطر	عربستان	پاکستان	انگلستان	کویت	سایر
مبلغ انتشار (M\$)	۷,۰۸۵	۲,۲۵۸	۱,۲۰۶	۹۷۰	۸۱۸	۷۳۴	۳۱۴	۲۵۰	۱۸۵۵
نسبت (درصد)	٪۴۵,۰	٪۱۴,۴	٪۷,۷	٪۶,۲	٪۵,۲	٪۴,۷	٪۲,۰	٪۱,۶	٪۱۱,۸

از جمله چالش‌های برق‌رسانی در کشورهای درحال توسعه می‌توان به قیمت‌گذاری پایین و غیراقتصادی برق و در برخی موارد دخالت بیش از حد دولت اشاره کرد. چرا که گاهی برق‌رسانی نه به خاطر تقاضای اجتماعی که بیشتر به خاطر فشار بین‌المللی در این کشورها انجام می‌شود و به خاطر عدم وجود بستر نهادی متناسب و فقدان تقاضای مؤثر حتی آثار اجتماعی سوء هم برجا می‌گذارد.^۲

در جدول زیر مقایسه‌ی ویژگی‌های دو منطقه‌ی شهری و روستایی در زمینه‌ی برق‌رسانی مشاهده می‌شود؛ همان‌طور که انتظار می‌رفت، توجیه اقتصادی اندکی بری برق‌رسانی به مناطق روستایی وجود دارد و با چالش‌های فراوانی در تامین برق به این نواحی وجود دارد:

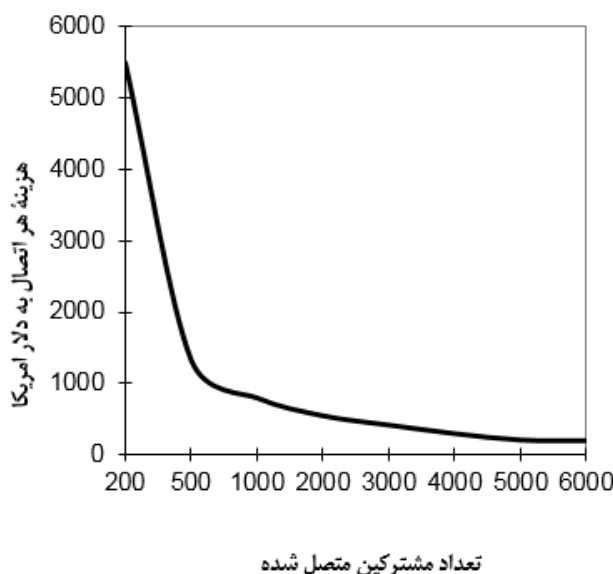
جدول (۳-۲) مقایسه‌ی ویژگی‌های معمول مناطق شهری و روستایی در پروژه‌های برق‌رسانی

1 Islamic Development Bank

^۲ با توسعه و نوآوری انرژی‌های تجدید پذیر همچون توربین‌های بادی، سلول‌های خورشیدی، زیست-توده، زمین-گرمایی و توربین‌های برقی، این تمایل بوجود آمده‌است که بجای اتصال این مناطق دورافتاده به شبکه‌ی سراسری برق، از شیوه‌ی تامین غیرمتمرکز برق با احداث چنین نیروگاه‌های تجدید پذیری در این مناطق استفاده شود. خصوصاً که این شیوه هزینه‌های بالای سازگاری برق منطقه‌ای با شبکه‌ی سراسری را ندارد و از سویی دیگر محیط زیست این مناطق را آلوده نمی‌کند و موجب عدم تعادل در شبکه‌ی برق سراسری نیز نمی‌گردد.

ویژگی‌ها	مناطق شهری و صنعتی	مناطق روستایی
چگالی بار الکتریکی در منطقه (kW/km^2)	۵۰۰ تا ۱۰۰.۰۰۰	۲ تا ۵۰
تراکم جمعیت (km^2 / نفر)	> ۵۰۰	۱ تا ۷۵
تعداد مصرف کنندگان به ازای هر کیلومتر خط انتقال	> ۷۵	۱ تا ۷۵
چگالی مصرف (kWh/km^2)	۲.۰۰۰.۰۰۰ تا > ۰۰۰	۵۰۰ تا ۲۰۰.۰۰۰
بهای تمام شده به ازای هر کیلووات ساعت (برحسب ۰/۰۱ دلار آمریکا)	۱۰ تا ۱۵	شبکه‌ی سراسری: ۱۲ تا ۵۰ بر مبنای سوخت دیزل: ۲۵ تا ۱۰۰ و بیشتر سلول خورشیدی: ۵۰ تا ۵۰۰
هزینه‌ی سرمایه‌گذاری به ازای اتصال هر مشترک به شبکه (بر حسب دلار آمریکا و منهای هزینه‌های تولید و انتقال برق)	< ۵۰۰	۵۰۰ تا ۷۰۰۰ (میانگین ۱۲۰۰) ^۱
ابعاد اجتماعی	محدود	نیازمند پشتیبانی مالی و ارائه راه حل برای تحقق اهداف اجتماعی
ابعاد فنی/سازمانی	پروژه‌های بسیار بزرگ که بعضاً به تکنولوژی‌های پیشرفته‌ی قدرت نیازمند هستند و تنها در مقیاس بزرگ بازار مصرف توجیه اقتصادی دارند	تکنولوژی‌های متفاوتی در مقیاس کم را می‌طلبد؛ نیازمند پشتیبانی شدید از مصرف کننده و دارای نرخ بالای نیروی کار به سرمایه
جنبه‌های فرهنگی-اجتماعی	دارای اهمیت اندک	مهم
جنبه اقتصادی	فرصت‌های سودآور تجاری	فرصت‌های تجاری با سود محدود

^۱ در برخی موارد این هزینه به ۱۰۰۰۰۰۰ دلار به ازای هر اتصال می‌رسد.



شکل (۱۲-۲) منحنی هزینه‌ی اتصال مشتریان روستایی به شبکه‌ی سراسری برق

نمودار بالا به روشنی توضیح می‌دهد که در مقایسه با هزینه‌ی اتصال مناطق صنعتی و شهری به شبکه‌ی سراسری (با میانگین کمتر از ۵۰۰ دلار به ازای اتصال هر مشترک) اتصال مناطق دور افتاده به شبکه‌ی سراسری توجیه اقتصادی چندانی ندارد و در صورت اعمال تعرفه‌ی قابل پرداخت برای مشترکین روستایی، تحلیل هزینه - فایده‌ی پروژه‌ی برق‌رسانی به مناطق روستایی همواره نتایج منفی نشان می‌دهد. از طرفی در صورت اعمال تعرفه‌ی واقعی و منعکس کردن هزینه‌های سرسام آور اتصال این مناطق به شبکه، مشترکین روستایی توانایی پرداخت چنین مبلغ بالایی را ندارد (با وجود این حقیقت که نسبت به خانوار شهری مصرف بسیار پایین‌تری دارند). باوجود تمام این چالش‌ها در برق‌رسانی به مناطق روستایی که در بازه بلندمدت مورد بحث است اما این تصور که برق‌رسانی به این مناطق غیرممکن است خطاست؛ چرا که پروژه‌های بسیار بزرگتری با توجیه اقتصادی، باتکنولوژی پیشرفته‌تر و پیچیدگی فنی بیشتر و حتی مقبولیت اجتماعی کمتر صورت گرفته‌اند. به طور مثال تامین برق ایستگاه بین‌المللی فضایی به مراتب دشوارتر از برق‌رسانی به چند صد خانوار روستایی خواهد بود. بنابراین با در نظر گرفتن موارد زیر، امکان برق‌رسانی موفق به چنین مناطقی دور از انتظار نیست:

۱. فضای پایدار سیاسی و اجتماعی که یکی از ابتدایی‌ترین ملزومات مؤثر در روند برق‌رسانی وجود پایداری در شرایط اجتماعی و سیاسی منطقه است.

۲. بستر مناسب نهادی، به طوری که با راه‌اندازی نهاد تنظیم‌گر مقررات مناسب در بخش برق، بنگاه‌ها را تشویق به سرمایه‌گذاری در چنین پروژه‌هایی کند.

۳. حمایت جامعه بین‌المللی: با وجود فقر بخش قابل توجهی از جمعیت روستایی و تمایل آنها به پرداخت سهم بزرگی از درآمد خود به منابع پایدار انرژی، نیاز به سیاست‌های حمایتی در تامین مالی اولیه‌ی چنین پروژه‌هایی وجود دارد. در چند سال گذشته

جنبش‌های جهانی متعددی در رابطه با سیاست‌گذاری نوین بین‌المللی انرژی شکل گرفته‌اند، جنبش‌هایی همچون سازوکار تسهیل جهانی محیط زیست^۱، جنبش اجرای مشترک^۲، سازوکار توسعه‌ی پاک^۳، طرح ابتکاری تحول بازار فتوولتائیک^۴ و گروه توسعه‌ی خورشیدی^۵. گرچه بیشتر آنها در راستای توسعه‌ی پایدار و ملاحظات محیط زیستی شکل گرفته‌اند و برق‌رسانی روستایی در اولویت اصلی آنها قرار ندارد، اما این واقعیت که حدود دو میلیارد نفر از ساکنین کره‌ی زمین هنوز به برق دسترسی ندارند و در آینده‌ی نه چندان دور برق‌رسانی به ایشان صورت خواهد گرفت، انگیزه‌ای برای این سازمان‌ها به منظور سرمایه‌گذاری در توسعه‌ی انرژی پاک در مناطق دورافتاده ایجاد خواهد کرد.

۴. فرآیند برق‌رسانی مناسب: به منظور پاسخگویی به تقاضای انرژی می‌بایست تمام فرصت‌های محلی موجود برای تولید برق در نظر گرفته شود و برق‌رسانی ترجیحاً جزئی از برنامه توسعه یکپارچه روستایی باشد. برق‌رسانی غیرمتمرکز به مناطق روستایی دور افتاده از طریق انرژی‌های تجدیدپذیر همچون سلول‌های خورشیدی بیش از گذشته مورد توجه قرار گرفته‌است (برای تأمین نیازهای اولیه)، اما به مرور زمان و با افزایش تقاضای برق به یک منبع قدرتمند انرژی نیاز داریم که یا از طریق احداث نیروگاه در ناحیه و یا از طریق اتصال به شبکه‌ی سراسری (هر کدام که هزینه‌ی کمتر و مزیت بیشتری داشتند) قابل تحقق است و به همین خاطر برق‌رسانی به مناطق دورافتاده نیاز به برنامه‌ریزی دقیق با توجه به موارد بالا دارد. همچنین لازم است تا به کارگاه‌های کوچک تولیدی به عنوان تولیدکنندگان کوچک و مستقل برق در این نواحی توجه بیشتری شود و از ایشان در تأمین برق منطقه استفاده گردد.

۵. پیگیری یک استراتژی مدون و دقیق: می‌بایست با اتخاذ یک استراتژی مناسب بین شمار زیاد ذی‌نفعان و ملاحظات بهره‌وری و کارایی، یک ابزار چندمنظوره‌ی سیاستی در تحقق برق‌رسانی روستایی در دستور کار قرار گیرد تا تعارض منافع بخش‌های مختلف مانع از تحقق این جنبه از توسعه‌ی روستایی نگردند.

۶. کارآمدی سازمان متولی امور برق در دولت: خدمات برق در کشورهای توسعه‌یافته و در حال توسعه با یکدیگر قابل مقایسه نیستند و زیرساخت و فناوری‌های به کار رفته در کشورهای مختلف، متفاوت هستند؛ به همین خاطر نیاز است که تصمیم‌گیرندگان راه‌حل‌های متناسب با شرایط جغرافیایی منطقه‌ی مورد برق‌رسانی اتخاذ کنند. اما نظریات مشترک و جهان شمولی در حیطه مدیریت سازمانی وجود دارد؛ نظریه‌های کلاسیک مدیریت بر امور داخلی متمرکز هستند و تا حدود زیادی از آثار خارجی غافل می‌شوند، بنابراین برای حل مشکلات سازمان، نامناسب به نظر می‌رسند. تئوری عدم قطعیت^۶ شرایط و محیطی که مشکلات در آن اتفاق می‌افتد را نیز در نظر می‌گیرد و به دنبال آن، از بین تئوری‌های موجود اصول سازمانی و مدیریتی مناسب را انتخاب می‌کند. بنابراین این نظریه مبنایی را فراهم می‌کند که بتوان با آن سازمان را به عنوان یک سیستم اجتماعی - فنی در تعامل با محیط تعریف کرد و نتیجتاً در شرایط کنونی ابزاری مناسب برای طراحی ساختار سازمانی و مفاهیم مدیریتی مرتبط به شمار می‌رود.

1 the Global Environment Facility (GEF)

2 Joint Implementation (JI)

3 the Clean Development Mechanism (CDM)

4 Photovoltaic Market Transformation Initiative (PVMTI)

5 Solar Development Group (SDG)

6 Contingency theory

۲-۳-۳-۱- چالش‌های جانشینی برق با سوخت‌های فسیلی

در سطح یک کشور باید فراتر از نگاه بخشی به یک مسئله نگاه کنیم؛ اگر مسئله تامین گاز و برق را دو مسئله جدا از یکدیگر بدانیم به صورت بهینه نمی‌توانیم عمل کنیم و تلفات زیادی خواهیم داشت بنابر این لازم است به مسئله تامین انرژی به صورت یکپارچه نگاه شود برق نسبت به گاز چند مزیت دارد، اول مربوط به امنیت است، به این معنی که در صورت وقوع زلزله و یا حوادث این چینی استفاده از گاز می‌تواند باعث بروز مشکل در شبکه گاز شود و در نتیجه آتش سوزی به وجود بیاید. مورد بعدی مربوط به مسائل محیط زیستی است، استفاده از گاز چه در نیروگاه برای تولید برق چه مصرف آن به صورت خانگی یا صنعتی، موجب آلودگی‌های زیادی می‌شود که به محیط زیست آسیب می‌رساند. در مقابل برق انرژی پاک به شمار می‌رود و مصرف آن موجب بروز آلودگی و هزینه‌های اجتماعی نمی‌شود.

مواردی که درباره جایگزینی دیگر سوخت‌ها با برق گفته شد بیشتر مربوط به هزینه فرصت و هزینه‌های اجتماعی بود اما در رابطه با هزینه‌های اقتصادی، این مسئله وجود دارد که با توجه به اینکه مرکز تامین گاز و مرکز مصرف انرژی با یکدیگر فاصله دارند (به عنوان مثال در ایران مرکز تولید گاز در جنوب ایران و در منطقه عسلویه و مرکز عمده مصرف انرژی در تهران است) این سوال مطرح می‌شود که بهینه‌یابی فاصله‌ای آن چگونه است، آیا نیروگاه تبدیل گاز به برق باید نزدیک محل مصرف انرژی باشد یا محل تولید آن؟ نتایج پژوهش اسماعیل‌نیا و همکاران (۱۳۸۷) نشان می‌دهد که بهترین گزینه برای حداقل کردن هزینه‌ی تامین برق مصرف‌کنندگان به لحاظ اقتصاد ملی (بدون در نظر گرفتن وجود زیرساخت‌های فعلی) احداث نیروگاه در کنار محل تولید گاز و انتقال برق تا نقطه مصرف است.

۲-۳-۳-۲- چالش‌های بازتوانی نیروگاه‌ها

یکی از چالش‌های شبکه برق کشور در بلندمدت مسئله راندمان نیروگاه‌ها است. در بلندمدت بسیاری از نیروگاه‌ها به پایان عمر مفید خودشان رسیده‌اند و یا در حال رسیدن هستند. به علاوه تعداد قابل توجهی از نیروگاه‌های بخار با وجود عمر نه چندان زیاد، دارای راندمان قابل قبولی نمی‌باشند بنابر این لازم است به مسئله بازتوانی آنها پرداخت. به طور کلی روش‌های بازتوانی نیروگاه‌ها با سوخت‌های متعارف به دو دسته تقسیم می‌شود.

- بازتوانی کامل^۱

بازتوانی به وسیله جایگزینی بویلر موجود با یک بویلر بازیاب حرارت (تبدیل سیکل بخار به سیکل ترکیبی) متداول‌ترین روش بازتوانی می‌باشد. غالباً نیروگاه‌هایی برای انجام این عملیات مدنظر قرار می‌گیرند که دارای عمر بالای ۲۵ سال باشند.

- بازتوانی ناقص

- روش جعبه هوای داغ^۲

این روش با اضافه کردن توربین‌های گاز به واحد موجود و فرستادن خروجی‌های اگزوز سیکل توربین گاز به جعبه هوای داغ بویلر موجود انجام می‌شود. نیروگاه‌های مدنظر برای انجام این روش نیروگاه‌های جدید و بزرگ‌تر هستند. این روش از جمله روش‌هایی است که پیشرفت‌های تکنولوژی توربین‌های گاز بر قابلیت‌های آن به طرز قابل ملاحظه‌ای می‌افزاید.

1 HRBR

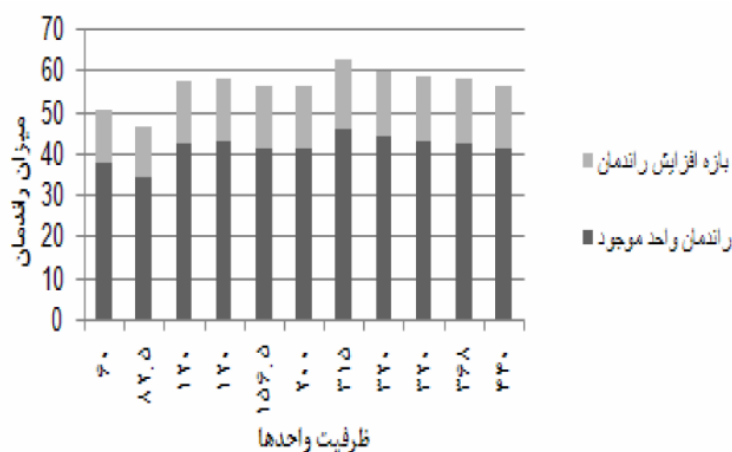
2 HWBR

-روش گرمایش آب تغذیه^۱

در این روش از هوای خروجی از توربین گاز برای گرمایش آب تغذیه بویلر موجود استفاده می‌شود. نیروگاه‌های مناسب برای انجام این روش همان نیروگاه‌های مناسب برای روش جعبه هوای داغ هستند.

-روش بویلر کمکی^۲

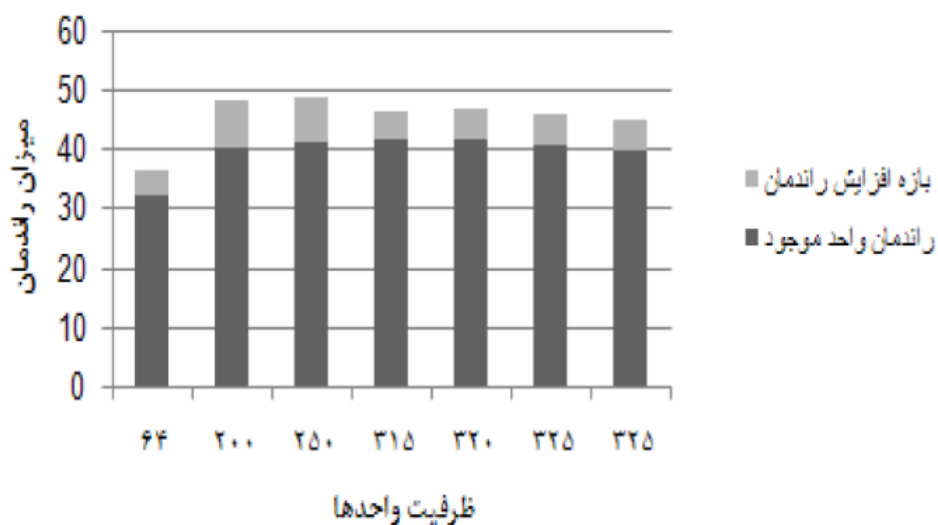
این روش شامل اضافه کردن مجموعه توربین گاز و بویلر به واحد، بدون برداشتن بویلر موجود می‌باشد. بویلر بازیاب حرارت می‌تواند به شکل‌های مختلفی به سیکل موجود اضافه شود. روش بویلر کمکی به دو دلیل در انجام بازتوانی در مقایسه با سایر روش‌ها استفاده نمی‌شود. در این روش شاهد طرح‌های متنوعی در اضافه کردن توربین گاز به سیکل بخار موجود هستیم که در هرکدام از آنها با توجه به مکان قرارگیری و ظرفیت توربین گاز، رنج تغییرات زیاد در راندمان واحد مربوطه را سبب می‌شود. علاوه بر آن در مواردی که عملاً به انجام این روش پرداخته شده در خصوصیات سیکل ایجاد شده نسبت به روش‌های جعبه هوای داغ و گرمایش آب تغذیه، جنبه رقابت پذیری کمتری وجود دارد. در زیر سه روش را با هم مقایسه مقایسه می‌کنیم (حسینعلی پور و مهرپناهی، ۱۳۸۸)



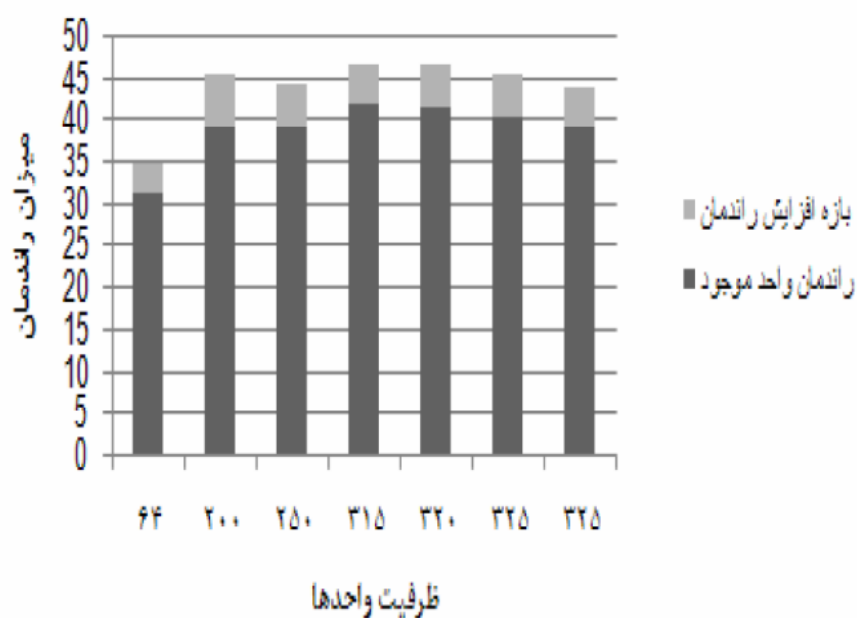
شکل (۲-۱۳) مقدار راندمان افزایش یافته نسبت به ظرفیت واحدها در روش HRBR

1 FEHR

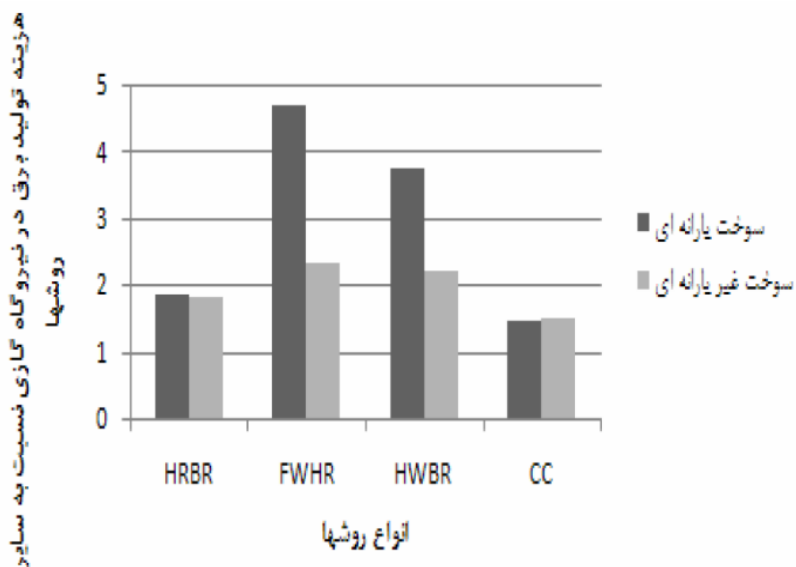
2 Supl.BR



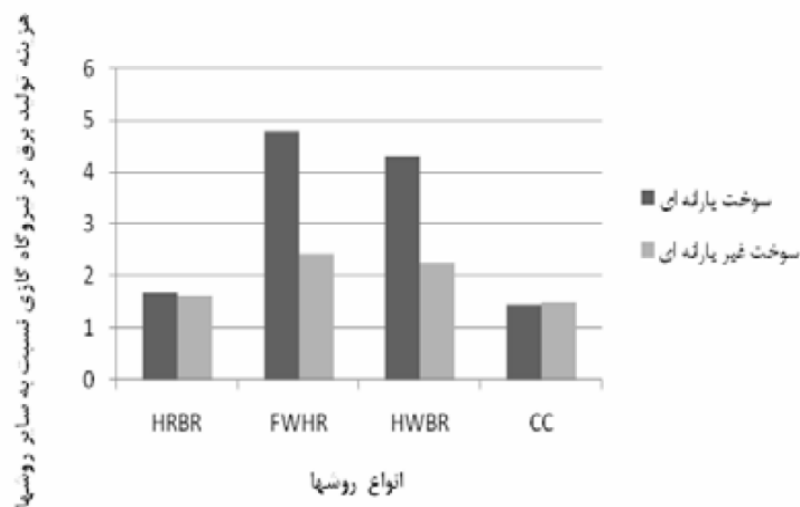
شکل (۲-۱۴) مقدار راندمان افزایش یافته نسبت به ظرفیت واحدها در روش FWHR



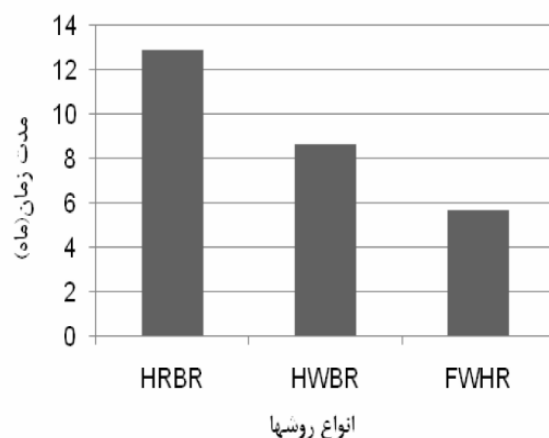
شکل (۲-۱۵) هزینه تولید برق در نیروگاه گازی نسبت به سایر روش‌ها



شکل (۱۶-۲) مقدار راندمان افزایش یافته نسبت به ظرفیت واحدها در روش HWBR



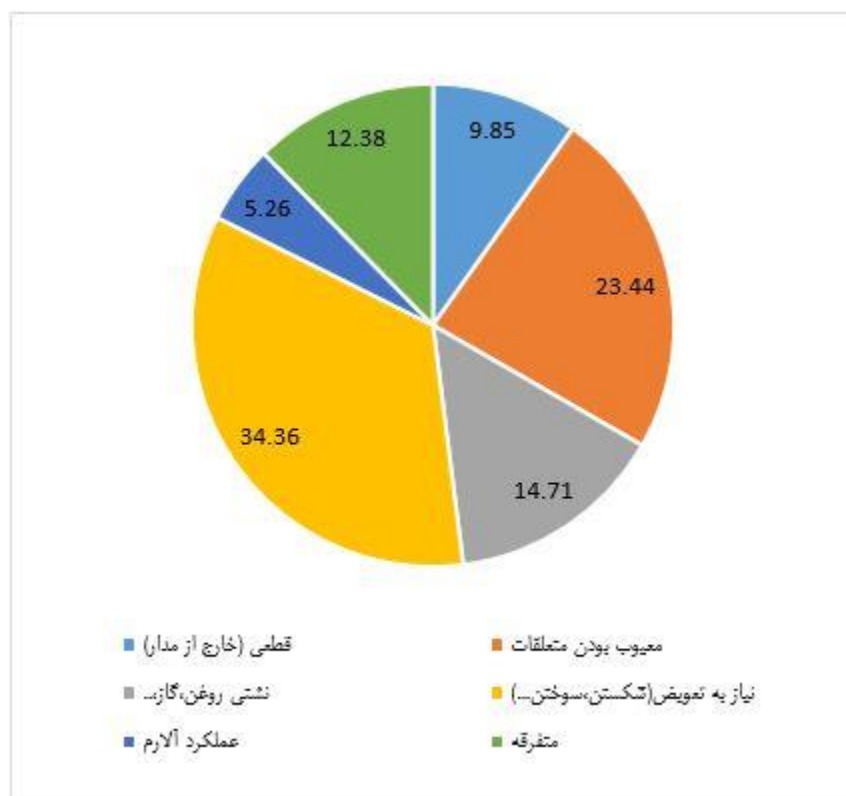
شکل (۱۷-۲) هزینه تولید در نیروگاه گازی نسبت به سایر روشها



شکل (۲-۱۸) میانگین زمان تقریبی بازگشت سرمایه

- هزینه‌های نگهداری شبکه

در بازه زمانی بلندمدت ممکن است برای شبکه توزیع برق مشکلاتی به وجود بیاید. این یکی از یی است که در بلندمدت باید انتظار آن را داشته باشیم. بنابراین لازم است به تعمیر و نگهداری بپردازیم. تعمیرات پیشگیرانه مبتنی بر زمان به سه دسته تقسیم می‌شود. تعمیر و نگهداری زمان ثابت، تعمیر و نگهداری بر اساس عمر تجهیزات و تعمیر و نگهداری ترکیبی. عمدتاً معایب تجهیزاتی هستند که منجر به هزینه برای تعمیر شبکه می‌شوند که به آن در نمودار روبرو اشاره شده است.



شکل (۲-۱۹) احتمال وقوع آسیب در شبکه‌ی توزیع برق

۲-۴- تدوین اصول و چهارچوب اقتصاد خاموشی

۲-۴-۱- مقدمه و چارچوب موضوع

امروزه انرژی الکتریکی یکی از زیرساخت‌های اساسی رشد و توسعه جوامع به حساب می‌آید و میزان دسترسی به برق و سرانه خاموشی هر شهروند از مولفه‌های کلیدی شاخص‌های توسعه هستند. با توجه به رشد تقاضای برق در جوامع، کشورها نیازمند سرمایه‌گذاری مستمر در توسعه و نگهداری صنعت برق هستند. در کشورهایی که تمام یا بخش مهمی از صنعت برق آنها دولتی است، این مساله فشار هزینه‌ای بر بودجه دولت وارد می‌کند و همین مساله منجر به ایجاد خلاء میان عرضه و تقاضا خصوصا در کشورهای در حال توسعه، با فشارهای مالی بالا و توان تامین مالی پایین می‌شود. در حل بحران‌های مربوط به تامین برق شناخت علل و نوع خاموشی‌ها اولین مساله ای است که باید به آن پرداخته شود. عمده‌ترین مواجهه با بحران خاموشی مجموعه رویکردهای سمت عرضه و تقاضا مورد نیاز است که به کار بستن صحیح آنها مستلزم درک دلایل وقوع خاموشی است.

برآورد هزینه‌های مربوط به قطع برق دومین قدمی است که به منظور اتخاذ سیاست‌های درست باید مورد توجه قرار گیرد. تصمیم‌گیری در ارتباط با افزایش قدرت برق به دلیل بعد مالی که برای دولت دارد عمده‌ترین تاثیر مناسبات سیاسی قرار می‌گیرد. همگن نبودن

الگوی تقاضای برق در فصول مختلف سال و طرح مشکل کمبود برق تنها در زمان‌های خاصی از سال، به تعلل در تصمیم‌گیری پیرامون عرضه برق و خارج کردن این تصمیم از دایره تحلیل‌های اقتصادی دامن می‌زند. این مساله اهمیت درک صحیح و محاسبه برآوردی از هزینه‌های قطعی برق را آشکارتر می‌کند.

در نهایت در حل بحران‌های مربوط به تامین برق، تمایز میان سیاست‌های اثرگذار در کوتاه مدت و سیاست‌های موثر بر حل ریشه‌ای این بحران در بلند مدت حائز اهمیت بسیار است. میزان سرمایه‌گذاری موردنیاز در صنعت برق با توجه به ظرفیت‌های موجود و همچنین پیش‌بینی رشد تقاضای آتی جامعه رقمی قابل محاسبه است که بی توجهی به آن، در بلند مدت قطعاً خلا مشکل کمبود برق را خصوصاً در فصول پر مصرف سال ایجاد و پدیده خاموشی و عدم دسترسی مطلوب به این انرژی حیاتی را تکرار و تشدید خواهد کرد. از این رو، اتخاذ سیاست درست در مدیریت انرژی هر کشور نیازمند شناخت مراحل فوق، انجام محاسبات مرتبط و نتیجه‌گیری و اقدام جمعی از سوی دولت، بخش خصوصی و مردم است.

۲-۴-۲- تعریف خاموشی

در ادبیات انرژی الکتریکی، واژه outage به معنی خاموشی و قطع برق به کار می‌رود. هر گونه نوسان در ولتاژ، افت فرکانس و به طور کلی هر گونه نوسان در سیستم برق که آن را از حالت استاندارد تعریف شده خارج کند خاموشی نام دارد (موناسینگه^۱، ۱۹۷۹). اگر این حادثه در مقیاس بزرگ در یک شبکه سراسری به خصوص رخ دهد به آن خاموشی سراسری یا Blackout گویند. خاموشی یکی از راه‌کارهای کنترل و کاهش مصرف برق در یک بازار نامتعادل است. هرگاه تقاضا بیش از عرضه باشد، این روش اولین و در دسترس ترین اقدامی است که می‌توان انجام داد. برای مقادیر کوچک شکاف بین عرضه و تقاضا ممکن است از افت فرکانس نیز استفاده می‌شود. اگرچه این کار به نوعی کم فروشی و یا به تعبیر مناسب‌تر تحویل کالایی با مرغوبیت و کیفیت پایین‌تر محسوب می‌شود، اما چنانچه در ساعات کوتاهی از اوج بار و به میزان بسیار کمی (نسبت به فرکانس نامی) اتفاق افتد، هزینه‌هایی به مراتب کمتر از خاموشی بر جامعه تحمیل خواهد کرد. (شکوری گنجوی و همکاران، ۱۳۸۷)

اهمیت بررسی علت خاموشی به این دلیل است که هزینه‌های خاموشی با توجه به علت رخ داد آن متفاوت است. خاموشی ناشی از کمبود ظرفیت، هزینه‌های به مراتب بالاتر از خاموشی ناشی از کمبود انرژی خواهد داشت؛ زیرا خاموشی ناشی از کمبود ظرفیت معمولاً بدون اطلاع قبلی و مقطعی خواهد بود. در خاموشی ناشی از کمبود انرژی، به دلیل آنکه صنعت برق می‌تواند برنامه‌ریزی خاموشی را در دستورکار قرار دهد، معمولاً خاموشی با اعلان قبلی و با تکرار کمتری همراه است. (شکوری گنجوی، ۱۳۸۷)

۲-۴-۳- علل وقوع خاموشی

میزان کمبود احتمالی عرضه برق بستگی مستقیم به پیش‌بینی از سطح مصرف آتی خواهد داشت. بر اساس پیش‌بینی آژانس بین‌المللی انرژی انرژی تا سال ۲۰۴۰ مصرف کنندگان نهایی انرژی الکتریکی در دنیا، ۴۰ درصد افزایش در مصرف نهایی ایجاد می‌کنند. تجزیه و تحلیل علت و مدت زمان کمبود برق اولین مرحله در مقابله با بحران قطعی برق است. پیش‌بینی مدت زمان قطعی برق بستگی

مستقیم به دلیل بروز این اتفاق دارد. کمبود برق می‌تواند ناشی از عوامل بسیاری از جمله ناکافی بودن و یا ریسک عرضه نهاده‌های تولید انرژی، مشکلات بخش انتقال یا توزیع برق باشد. شناخت علت کمبود برق در تعیین معیارهای صرفه‌جویی در انرژی و طراحی سیاست‌های موردنیاز به منظور مقابله با مشکل قطعی برق، حیاتی است. زیرا اثربخشی هر معیار می‌تواند بسته به ماهیت کمبود برق متفاوت باشد (آژانس بین‌المللی انرژی، ۲۰۰۵). همچنین علت کمبود برق را می‌توان در سه دسته کلی تقسیم‌بندی کرد این دسته بندی در جدول (۴-۱) ارائه شده است.

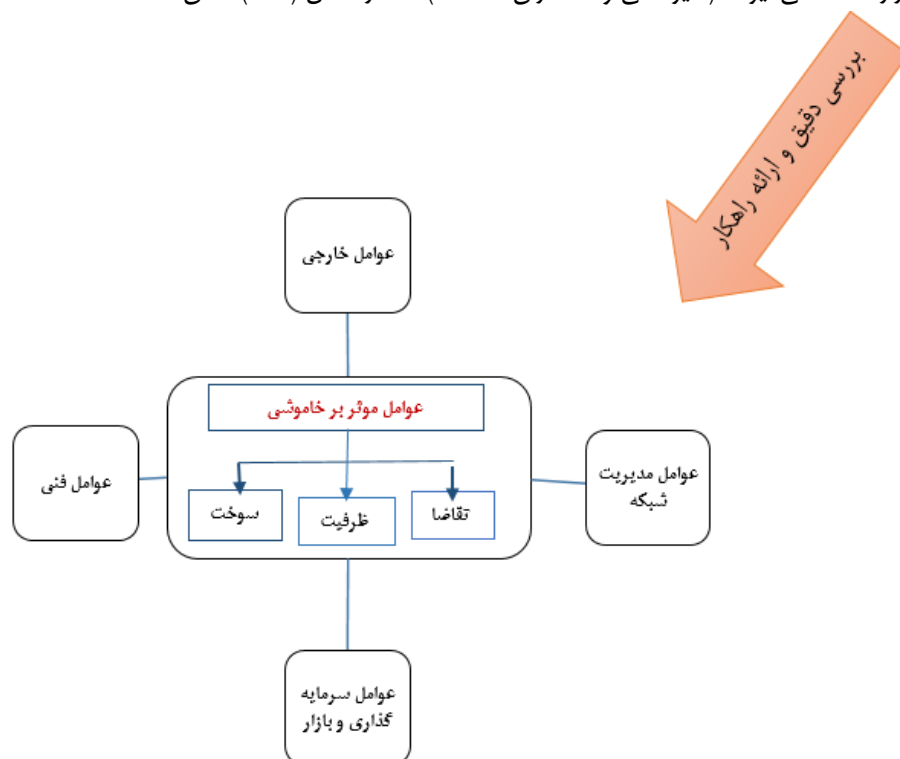
جدول (۲-۴) علل وقوع خاموشی

نوع محدودیت	تعریف	دلایل
انرژی اولیه	تقاضای انرژی اولیه برای تولید برق بیش از نهاده انرژی در دسترس است.	اختلالات در عرضه انرژی اولیه مانند گاز و گازوییل
ظرفیت تولید	کاهش میزان انرژی تولیدی نیروگاه در یک بازه زمانی مشخص	از کار افتادگی نیروگاه ها؛ از دست دادن ظرفیت انتقال یا توزیع؛
رشد تقاضا	زیرساخت‌های اساسی تولید برق برای پاسخگویی به تقاضا به ویژه در طول ساعت‌های اوج کافی نیست	رشد تقاضای پیک از ظرفیت پیشی می‌گیرد

ماخذ: شکوری گنجوی

شاخص‌های ارزیابی خاموشی‌های سراسری شامل: بار ازدست رفته، مدت زمان خاموشی و تعداد مشترکین و مصرف کنندگان خاموش شده می‌باشد و بزرگی هر خاموشی از دید شبکه، فعالان صنعت برق و مصرف کنندگان با استفاده از این سه شاخص ارزیابی خواهد شد.

دلایل کمبود برق ذکر شده در جدول (۱) که می‌تواند منجر به خاموشی گردد از چهار عامل خارجی، مسائل فنی، مدیریت شبکه و سرمایه‌گذاری و بازار نشأت می‌گیرند. (ملیزسکی و همکاران^۱، ۲۰۱۲) که در شکل (۴-۱) نشان داده شده است.



شکل (۲-۲۰) عوامل کلیدی موثر بر خاموشی

- **عوامل خارجی:** به مجموع عوامل غیر سازمانی چون طوفان، سیل، آتش سوزی و ... اطلاق می‌شود که باعث از کار افتادن دارایی‌های شبکه و یا تغییر شدید بار و مصرف می‌شود.
- **عوامل فنی:** به نحوه ایجاد اختلال و گسترش خطا در شبکه اشاره دارد و علت های فنی اعم از هماهنگی‌های حفاظتی، اضافه بارخطوط، ساختار شبکه و ... را بیان می‌کند. عوامل فنی که در ایجاد خاموشی‌های سراسری دخیل بوده‌اند به شرح زیر است:
وجود شبکه‌های مستقل متعدد با سطوح ولتاژ مختلف، حفاظت را با پیچیدگی و مشکلات متعددی مواجه می‌کند، عدم تعبیه و اشکال در سامانه کنترل پایداری، در صورت ایجاد خطا در این سامانه، خطا به سرعت گسترش یافته و منجر به خاموشی سراسری می‌شود، عدم عملکرد صحیح حفاظت عوامل فنی که در ایجاد خاموشی‌های سراسری دخیل بوده‌اند به دسته‌های مختلفی تقسیم می‌شوند. دسته بندی عوامل فنی را می‌توان به شرح زیر انجام داد:
- اشکال در سامانه کنترل پایداری در صورت ایجاد خطا در سامانه

- وجود شبکه‌های مستقل متعدد با سطوح ولتاژ مختلف که منجر به اختلال در حفاظت شبکه می‌شود
- عدم عملکرد صحیح حفاظت، خطا به سرعت گسترش یافته و منجر به خاموشی سراسری می‌شود
- تولید ناکافی برق و طراحی نامناسب شبکه (تحقق شرط (N-1) و پیش‌بینی نامناسب اضافه بار
- در نظر گرفتن ملاحظات صادرات و واردات برق و توپولوژی (صدراالسادات زاده).

- عوامل مدیریت شبکه: شامل جریان صحیح و دقیق اطلاعات و همچنین اپراتوری صحیح و توازن تولید و مصرف است. به عبارت دقیق‌تر عوامل مدیریت شبکه خود به دو دسته دیسپاچینگ و غیر دیسپاچینگ تقسیم می‌شوند. عوامل مربوط به دیسپاچینگ شامل مواردی نظیر عدم تبادل اطلاعات، عدم اپراتوری صحیح، عدم وجود سامانه کنترل اضطراری، عدم تعمیرات و سامانه امنیت شبکه همچنین زیرساخت‌های سامانه جهت مواجهه با حادثه از عوامل مؤثر در خاموشی، از دید مدیریت شبکه است. این موارد به طور تخصصی در حیطه وزارت نیرو قرار دارد. اما عوامل مربوط به غیر دیسپاچینگ شامل مواردی نامناسب بودن مدیریت در شرایط پیک مصرف، عدم پایشگری دقیق شرایط موجود، عدم تدوین دقیق سناریوهای خاموشی، عدم یکپارچگی مدیریت واحد که اخذ تصمیم در این حیطه نیازمند اطلاعات دقیق و کاربردی، شناخت جامعه هدف و کار کارشناسی و نظارت گسترده در تمامی ابعاد برای مشترکین خانگی و صنعتی دارد. لذا وزارت نیرو در این زمینه نیازمند همکاری سازمان‌ها و ارگان‌های مربوط در قالب نظام تعامل می‌باشد.

- عوامل سرمایه‌گذاری و بازار: به مجموعه رویه‌های بازار برق و سرمایه‌گذاری مناسب و کافی اشاره دارد تا نقش آنها را در خاموشی سراسری بیان نماید در واقع این عامل به میزان و کیفیت سرمایه‌گذاری و همچنین رویه‌های بازار برق اشاره دارد. این عامل در دسته‌های متنوعی قابل بررسی است که به شرح آن پرداخته شده است:

سرمایه‌گذاری ناکافی، فرسودگی، سرمایه‌گذاری نادرست، تنظیم مقررات ناصحیح، عدم مدیریت صحیح بازار بدین (مدنی و همکاران ۱۳۹۵)

۲-۴-۴- نمونه‌های خاموشی در ایران و جهان

۲-۴-۴-۱- نمونه‌های خاموشی در جهان

در حالت کلی خاموشی به دو دسته برنامه‌ریزی شده و برنامه‌ریزی نشده تقسیم می‌شود؛ اگرچه تقسیم‌بندی‌های دیگری نیز برای خاموشی وجود دارد اما از موضوع این گزارش خارج است، خاموشی برنامه‌ریزی شده عبارت است از قطع برق مشترکین با قصد قبلی و خاموشی برنامه‌ریزی نشده عبارت است از هرگونه خاموشی پیش‌بینی نشده در تاسیسات و تجهیزات که منجر به قطع برق مشترکین شود (شاهی مرید و همکاران، ۱۳۹۹).

اگر نقص ایجاد شده در خطوط، پست‌ها و مراکز تولید در طول شبکه گسترش یابد می‌تواند منجر به اختلالاتی می‌شود که در نهایت خاموشی برنامه‌ریزی نشده را در پی خواهد داشت؛ همچنین توجه به نکته بسیار ضروری است که تغییر غیرمنتظره و ناگهانی بار نیز باعث ایجاد اختلال در شبکه شده که در نتیجه خاموشی برنامه‌ریزی نشده به دنبال دارد (همان). بزرگترین خاموشی‌های برنامه‌ریزی نشده در جهان حدود ۳۰ مورد است که علل متفاوتی داشته‌اند در جدول (۴-۲) نمونه‌ای از این خاموشی‌های برنامه‌ریزی نشده که بر اثر رشد بار و ناپایداری ولتاژ به وقوع پیوسته است معرفی می‌شود.

جدول (۲-۵) خاموشی‌های سراسری جهان

شماره	کشور / شهر و سال وقوع	علل
۱	مسکو (۲۰۰۵)	رشد بار و ناپایداری ولتاژ
۲	لس آنجلس (۲۰۰۵)	رشد بار و ناپایداری ولتاژ
۳	آلمان، فرانسه، ایتالیا (۲۰۰۶)	رشد بار و ناپایداری ولتاژ
۴	ایالات متحده (۲۰۱۱)	رشد بار و ناپایداری ولتاژ
۵	مکزیک (۲۰۱۱)	رشد بار و ناپایداری ولتاژ

ماخذ: اکبر ابراهیمی، ۱۳۹۰

۲-۴-۴-۲- تجربیات جهانی

۱. متقاعد کردن مشترکین در مورد علت رخ داد خاموشی:

مشترکین درک درستی از علل خاموشی نداشته و آن را مرتبط با تجدید ساختار و بهانه‌ای برای گرانی می‌دانستند. در این زمینه در نروژ، زلاندنو و برزیل از روش ساده قانع نمودن مردم با نمایش مخازن خالی سدها استفاده شد اما در کالیفرنیا و توکیو که انتقال پیام دشوار تر بود ابتدا برای غلبه بر عدم اعتماد عمومی و تصور ساختگی بودن بحران، اقدام شد (شریف یزدی و همکاران) ۱۳۸۸.

۲. خاموشی اجباری به عنوان جریمه تخلف:

- در برزیل کاهش الزامی ۲۰ درصدی مصرف نسبت به دوره مشابه سال قبل، توسط کلیه مشترکین اجرایی شد و در صورت عدم توجه مشترکین، قطع اشتراک برق به عنوان جریمه تخلف در نظر گرفته شد (همان).
۳. برای متعهد کردن مشترکین برای شرکت در برنامه‌های خاموشی، اقدام به تبلیغات گسترده و مستمر شد. در نروژ، زلاندنو، برزیل و کالیفرنیا، استفاده از طنز و فکاهی در نمایش تلویزیونی و آگهی تبلیغاتی نقش مهمی در تشویق مردم برای مشارکت کاهش مصرف مشترکین داشت (همان).
۴. اعلام احتمال وقوع خاموشی به مشترکین شرکت برق سوئد در یک جمعه بسیار سرد متوجه ناکافی بودن ظرفیت برای تامین بار ابتدای هفته کاری در روز دوشنبه باز هم سردتر خواهد شد در این روز تقاضای صنایع نیز اضافه می‌شد. لذا با صدور بیانیه ای رسمی احتمال وقوع خاموشی را به مشترکین هشدار داد و تقاضا کرد از هرگونه مصرف اضافی در روز دوشنبه خودداری کنند. اما در کالیفرنیا و برزیل از برنامه جیره بندی مشترکین استفاده شد (همان).
۵. ترغیب مشترکین به خاموش کردن وسایل پر مصرف:
- به دلیل نرخ بالای تورم در برزیل، مردم از فریزهای بزرگ برای نگهداری از خرید ماهانه خود استفاده می‌کردند. پس از شروع بحران کمبود برق، مسئولین کشور مشترکین را متقاعد کردند که فریزها خاموش کنند و میلیون‌ها برزیلی استفاده از فریز را کنار گذاشتند. با این اقدام ۲۰ درصد از مصرف برق مشترکین کاهش یافت (همان).
۶. بازفروش دیماند صنایع
- صنایع دارای قرارداد بلند مدت و ثابت خرید برق، در صورت داشتن اجازه بازفروش برق به نرخ بازار، می‌توانند منابع تامین مناسبی در صورت احتمال وقوع خاموشی باشند. در نروژ، زلاندنو و ناحیه شمال غرب آمریکا، صنایع ذوب آلومینیوم و دیگر معدنی؛ با بازفروش دیماند خریداری به بهای توافقی، اضافه بار تقاضاشده را پاسخ داده و از وقوع خاموشی جلوگیری نمودند. در شمال غرب آمریکا و کالیفرنیا، چندین کارخانه ذوب آلومینیوم، فعالیت‌های تولیدی را متوقف کردند و با استفاده از بازفروش دیماند ۵۰۰۰ مگاوات برق با سود قابل ملاحظه برای صنایع، مازاد تقاضا را پاسخ دادند (همان).
۷. جابه جایی دیماند صنایع
- در ژاپن برای کاهش تقاضا در پیک، بسیاری از صنایع عملیات را به زمان شب و تعطیلات پایان هفته که تقاضای برق پایینتر است تغییر می‌دهند و از پاداش این تغییر استفاده می‌کنند. اقداماتی مانند گسترش فرهنگ خاموش کردن چراغ‌های غیر ضروری برای کاهش کلی برق موثر بوده است (همان).

۲-۴-۳- نمونه‌های خاموشی در ایران

تعداد خاموشی‌های برنامه‌ریزی نشده در ایران ۳ مورد است که رشد تقاضای بار منجر به رخ داد آن نشده است که در جدول (۳-۴) زمان وقوع به همراه علل آن آورده شده است.

جدول (۶-۲) خاموشی سراسری اتفاق افتاده در ایران

شماره	تاریخ وقوع	علل
۱	۱۳۶۹/۵/۷	عملکرد بی دلیل بوخهولتس، خروج راکتورهای ثابت خطوط
۲	۱۳۸۰/۲/۳۰	توانایی نامناسب سامانه در پاسخ به اغتشاش، برنامه‌ریزی نامناسب تعمیر و نگهداری، خروج غیر ضروری برخی خطوط انتقال، بارزدایی نامناسب
۳	۱۳۸۲/۱۱/۱۲	عملکرد ناموفق کلید، گسترش خطابه خطوط ۴۰۰ کیلو ولت انتقال

ماخذ: اکبر ابراهیمی، ۱۳۹۰

هر گونه خاموشی از جمله خاموشی برنامه‌ریزی شده برای مشترکین برق مطلوب نیست و هزینه‌های جبران ناپذیری را بر مشترکین تحمیل می‌کند حتی اگر این خاموشی‌ها، خاموشی‌های برنامه‌ریزی شده و به قصد کاهش بار تقاضا شده باشد.

بیشترین خاموشی‌های رخ داده در ایران خاموشی‌های برنامه‌ریزی شده که برای مدیریت مصرف، در زمان رشد بار اتخاذ شده‌اند. از جمله خاموشی‌های برنامه‌ریزی شده در زمان رشد بار، می‌توان به خاموشی تابستان سال ۱۳۹۷ اشاره کرد که خاموشی‌های برنامه‌ریزی شده در ۳۴ روز به اجرا درآمد و این خاموشی‌ها در سال‌های ۹۸ و ۹۹ نیز با شدت‌های مختلفی تداوم داشته است. اما نکته حائز اهمیت آن است که در صورت وقوع خاموشی‌های گسترده و مکرر، امکان تداوم تولید وجود ندارد. تجربه ایتالیا دقیقاً به این نکته اشاره دارد هنگامی که کاهش تقاضا کافی نبود، برق مناطق تصادفاً و بدون هشدار، به صورت گسترده قطع می‌شدند و این امر به دلیل ضعف شفافیت، برنامه‌ریزی و عملیات موثر در ساعات پیک مصرف بود که منجر به قطع برق مشترکین صنعتی به صورت متناوب و بدون هشدار و اطلاع‌رسانی بود. عدم برنامه‌ریزی صحیح به بروز مشکلات متعدد و وضعیت غیر عادی و دلسردی برای سرمایه‌گذاری جدید گردید. بخشی از این موارد در خاموشی‌های اخیر ایران به چشم می‌خورد (توانیر، ۱۳۹۰).

۲-۴-۵- اقتصاد خاموشی (مبانی نظری)

در علم اقتصاد در بازارهای رقابتی هنگامی که تقاضا از عرضه پیشی می‌گیرد، مازاد تقاضا به وجود آمده و در این شرایط عرضه آنی توان پاسخ‌گویی به افزایش تقاضا را ندارد لذا مکانسیم بازار با استفاده از قیمت‌ها در جهت اصلاح مازاد تقاضا عمل می‌کند. مازاد تقاضا یا بیشتر بودن نرخ رشد تقاضای برق از نرخ رشد عرضه، به دو دلیل زیر رخ می‌دهد:

۱. افزایش روز افزون مشترکان برق و عدم توجه کافی به مدیریت مصرف برق
 ۲. عدم توجه به سرمایه‌گذاری‌های لازم برای توسعه ظرفیت‌های تولید و انتقال و توزیع
- این دو موضوع منجر به بروز خاموشی در بازار برق می‌گردد. کلیه بخش‌های اقتصادی، بر اثر وقوع خاموشی متحمل زیان (هزینه) می‌شوند که سود هر بخش، فرصت‌های سرمایه‌گذاری در آن بخش را تحت تأثیر قرار خواهد داد. مقدار این زیان متأثر از وابستگی فعالیت‌های هر بخش به انرژی الکتریکی می‌باشد.
- محاسبه مقدار زیان وارد شده به مشترکان مختلف بر اثر قطع برق از چندین جهت حائز اهمیت است از جمله این موارد شامل (بینستوک، ۱۹۹۱):^۱

- آگاهی مصرف‌کنندگان از نقش و جایگاه انرژی الکتریکی در فعالیت‌های جاری ایشان،
- فراهم آمدن معیار و مبانی پرداخت خسارت توسط عرضه‌کننده برق به مشترکان در صورت وقوع خاموشی
- امکان قیمت‌گذاری برق براساس هزینه نهایی توسط عرضه‌کننده که در این صورت مشترکان می‌توانند انرژی الکتریکی را با قابلیت اطمینان بالایی در ازای پرداخت هزینه مربوطه در دسترس داشته باشند.
- فراهم آمدن امکان برنامه‌ریزی میان مدت و بلند مدت توسعه بهینه شبکه تولید برق کشور

**در ادبیات
اقتصاد
خاموشی به
زیان ناشی
از خاموشی،
هزینه
خاموشی
گفته
می‌شود و
بین هزینه
مستقیم و
غیر مستقیم**

خاموشی
تمایز وجود
دارد.
هزینه‌های
مستقیم
زیان ایجاد
شده در
ارزش
دارایی‌ها
(به عنوان
مثال زیان
ناشی از
آسیب
دیدن
تجهیزات
حساس در
اثر قطع
برق) است
و هزینه‌های
غیر مستقیم
شامل
تبعات و
نتایج قطعی
برق به
عنوان یکی
از نهاده
های اصلی
تولید در

و بنگاه‌ها
 کالای
 مصرفی
 خانوارها
 است (ونزل
 و وولف^۱،
 ۲۰۱۳). از
 آنجایی که
 هزینه
 مستقیم
 خاموشی
 نسبت به
 نوع قطعی
 برق متفاوت
 خواهد بود،
 اقتصاددانان
 عمدتاً بر
 هزینه‌های
 غیر مستقیم
 برای
 ارزیابی
 آسیب
 پذیری
 اقتصادی
 ناشی از
 کمبود برق
 تمرکز

می‌کنند
(بیاس ژک
و
همکاران^۱،
۲۰۱۳).

۲-۴-۵-۱ عوامل موثر بر هزینه در اقتصاد خاموشی

هزینه ناشی از خاموشی در اقتصاد خاموشی به نوع فعالیتی که تحت تاثیر خاموشی قرار می‌گیرد، زمان وقوع خاموشی، مدت خاموشی، تعداد وقوع خاموشی، شرایط آب و هوایی، اعلام کردن و یا اعلام نکردن قبلی آن، منبع خاموشی و سطح اطمینان سیستم بستگی دارد. هرچه سطح اطمینان سیستم بالاتر باشد، خانوارها و بنگاه‌ها نیاز کمتری به اقدامات احتیاطی می‌بینند و بنابراین در صورت وقوع خاموشی زیانهای بزرگتری متوجه آنان می‌شود. نکته مهم آن است که منبع خاموشی نیز در هزینه مالی خاموشی اثرگذار است به طور مثال هزینه خاموشی ناشی از ضعف شبکه یا کمبود تولید می‌تواند در هزینه مالی خاموشی ناشی از آن تاثیر گذار است. نکته مهمی که در کاهش اثرات منفی قطع برق کمک می‌کند اطلاع‌رسانی سریع قطع برق است زیرا آگاهی از زمان قطع برق منجر به آماده کردن تمهیدات لازم برای آن شرایط می‌شود (شیواکومار و همکاران^۲، ۲۰۱۴). قطعی برق علاوه بر کاهش تولید و رفاه مصرف کننده، می‌تواند اثرات مخربی را از طریق وابستگی های زنجیره تامین و تغییرات رفتاری ایجاد کند (ونزل و وولف^۳، ۲۰۱۳).

هزینه خاموشی ارتباط نزدیکی با نوع استفاده از برق دارد. استفاده از برق در حالت کلی به دو صورت است:

۱. استفاده از برق به منزله کالای واسطه ای و نهاده تولید

۲. استفاده از برق به منزله کالای نهایی

از این نظر خسارات ناشی از خاموشی در دو بخش قابل بررسی است:

الف) خسارات خاموشی در واحدهای تولیدی. چهار دلیل عمده منجر به هزینه‌های غیر مستقیم قطع برق در صنایع و خدمات تجاری می‌شود:

۱. از دست رفتن سود به دلیل تحت تاثیر قرار گرفتن تولید

۲. کاهش بهره‌وری در هنگام قطع برق و باز تولید محصولات

۳. آسیب دیدن مواد و تجهیزات به دلیل قطع برق

۴. هزینه‌های اضافی نیروی کار مانند اضافی کاری که در اثر قطع برق (شیواکومار و همکاران، ۲۰۱۴)

1 -Piaszeck et al.

2 -SHivakumar et al.

3 -Wenzel & Wolf

۵. ب) خسارات خاموشی در بخش مصرف کننده گان خانگی که در مواردی همچون فاسد شدن مواد غذایی، خرابی وسایل الکتریکی، استفاده نکردن از بهینه از اوقات فراغت، نداشتن روشنایی برای مطالعه، نابسامانی در برگزاری مهمانی‌ها، ایجاد اختلال در انجام ندادن کارهای خانه داری، تماشا نکردن برنامه دلخواه از تلویزیون و به طور کلی کاهش رفاه مصرف کنندگان را شامل می‌شود (همان).

۲-۴-۵-۲ روش‌های برآورد هزینه در اقتصاد خاموشی

روش‌های برآورد هزینه خاموشی متناسب با نوع مصرف کننده و خصوصیات منطقه بررسی می‌شود و سپس پرسش‌نامه‌هایی بر مبنای اطلاعات مورد نیاز روش اتخاذ شده تهیه و با جمع‌آوری نمونه از منطقه مورد بررسی هزینه خاموشی محاسبه می‌گردد. در بررسی این نتایج اختلافات زیادی در تخمین هزینه خاموشی در مناطق مختلف مشاهده می‌شود. این اختلافات عمدتاً ناشی از اختلاف در خصوصیت خاموشی مورد بررسی (مانند: زمان وقوع خاموشی، مدت خاموشی، تکرار خاموشی، نوع خاموشی به صورت اعلان شده یا بدون آگاهی و غیره)، روش برآورد هزینه خاموشی، استراتژی مدیریت خاموشی، مدیریت بار و مصرف برق و تفاوت در ساختار اجتماعی-اقتصادی می‌باشد. از طرفی دقت محاسبات نیز به دلیل محدودیت دقت داده‌های آماری (تعداد نمونه‌ها و کیفیت نمونه‌ها شامل نوع سوالات پرسش‌نامه‌ها و روش‌های مختلف نمونه‌گیری) و وابستگی محاسبات به مفاهیم ذهنی (نداشتن اتفاق نظر روی به کارگیری تئوری) محدود می‌گردد (شکوری و همکاران، ۱۳۸۷)

مصرف کنندگان نهایی برق بسیار متنوع هستند این امر باعث می‌شود که هزینه‌های خاموشی یا وقفه در عرضه برق برای هر مصرف کننده متفاوت باشد. همچنین این نکته نیز بسیار حائز اهمیت است که استراتژی مدیریت خاموشی می‌تواند بر هزینه خاموشی تأثیر عمده‌ای داشته باشد. به طور مثال، اگر خاموشی به دلیل کمبود ظرفیت باشد و مدیریت خاموشی از طریق محدود کردن تقاضای پیک (با استفاده از ساز و کار قیمتی یا جیره بندی) صورت گیرد، هزینه‌ی کمتری را نسبت به مدیریت خاموشی از طریق کاهش ذخائر نهایی عملیاتی خواهد داشت. زیرا در حالت دوم، خاموشی به طور برابر بین مصرف کنندگان توزیع می‌گردد، در حالیکه مصرف کنندگان مطلوبیت‌های متفاوتی دارند. (شکوری گنجوی، ۱۳۸۷) بنابراین برای برآورد مالی هزینه خاموشی باید تأثیر خاموشی را از جنبه‌های مختلفی مورد بررسی قرار داد به عنوان مثال وقفه در عرضه برق برای بیمارستان پیامدهای بسیار متفاوتی با یک کارخانه خواهد داشت.

روش‌های مختلفی برای ارزیابی هزینه خاموشی وجود دارد که بر اساس نوع داده‌های مورد استفاده می‌توان این روش‌ها در شکل (۲-۴) نشان داده شده است که در چهار دسته عمده تقسیم‌بندی می‌شود: ۱- رویکرد مبتنی بر بازار ۲- رویکردهای مبتنی بر ترجیحات بیان شده ۳- رویکرد مبتنی بر تابع تولید ۴- مطالعه موردی. دو روش اول به دنبال کشف تمایل به پرداخت مصرف کنندگان برای برق به منظور جلوگیری از وقوع خاموشی هستند (پیاس ژک و همکاران^۱، ۲۰۱۳).

¹ -Piaszeck et al.



شکل (۲-۲۱) روش‌های برآورد هزینه خاموشی

- رویکرد مبتنی بازار (ترجیحات آشکار شده)^۱

رویکرد مبتنی بر بازار به جای ارزش‌گذاری امنیت عرضه، بر اساس رفتار واقعی بازار قضاوت می‌کنند. به عبارت دقیق‌تر مخارج در تجهیزات پشتیبان و استفاده از قراردادهای مبتنی بر قطع برق می‌تواند اطلاعاتی را نشان دهد که خانوارها و صنایع چگونه خاموشی برق را ارزش‌گذاری می‌کنند. هزینه‌های مربوط به اقدامات احتیاطی نیز می‌توان برای بررسی هزینه خاموشی استفاده کرد به طور مثال، هزینه‌های خاموشی را می‌توان بر اساس سرمایه‌گذاری‌هایی که بر روی خرید ژنراتورهای پشتیبان صورت می‌گیرد، ارزیابی کرد (بینستوک^۲، ۱۹۹۱). همچنین مخارج صورت گرفته برای تسهیلات پشتیبانی، قراردادهای قطع برق و بیمه‌های مربوط به قطعی (شیواکومار و همکاران، ۲۰۱۴) و یا هزینه‌های بنگاه‌ها برای حفظ ظرفیت رزرو به عنوان یک پروکسی از هزینه‌های خاموشی استفاده می‌شود (بنتال و روید^۳، ۱۹۸۲). مازاد رفاه مصرف کننده در بازار برق نیز می‌تواند به عنوان نماینده‌ای از هزینه‌های خاموشی برآورد کرد (براون و جانسون^۴، ۱۹۶۹) برای این منظور با توجه به حساسیت تقاضا در پاسخ به تغییرات قیمت برق، نیاز به ارزیابی توابع تقاضا است.

- رویکردهای مبتنی ترجیحات بیان شده^۵

1 - Revealed Preferences

2- Beenstooock

3 - Brntal & Ravid

4-Brown & Johnson

5 - Stated Preferences

در این روش از مردم سوال می‌شود که از خاموشی برق چقدر متاثر می‌شوند و چقدر حاضرند برای بهبود آن بپردازند. به عبارت دیگر در این روش در قالب پرسش‌نامه تمایل به پرداخت (یا تمایل به دریافت) افراد جهت اجتناب از خاموشی بیشتر (یا تحمیل خاموشی بیشتر) مورد سوال قرار می‌گیرد (احمدیان و همکاران، ۱۳۹۲) در واقع در حالتی که بازاری برای مبادله کالا وجود ندارد (مثل خاموشی برق در بخش خانگی) مناسبترین روش برای ارزش‌گذاری روش ترجیحات بیان شده است که در آن سعی می‌شود افراد را در موقعیت‌هایی قرار داد که به ابراز و بیان ترجیحاتشان درباره‌ی کالای غیر بازاری ترغیب شوند (عباس زاده و همکاران، ۱۳۹۲). این روش به دنبال یافتن ارزش مالی تمایل به پرداخت مصرف‌کنندگان برای جلوگیری از وقوع خاموشی است معمول‌ترین روش ارزش‌گذاری غیر بازاری در رویکرد ترجیحات آشکار شده روش ارزش‌گذاری مشروط (CVM^1) است که به صورت مستقیم و با استفاده از پرسش‌نامه در نظر سنجی‌ها برای آشکار شدن ترجیحات سوالاتی از قبیل ارزش خسارت و کاهش رفاهی که در هنگام قطع برق احساس می‌کنید چقدر است؟ برای یک میزان کاهش مشخص در خاموشی برق چه میزان حاضرید بپردازید؟ در ازای چه میزان پول حاضرید خاموشی‌ها افزایش یابد تا خسارت وارده به شما جبران شود؟ (پیاث ژک و همکاران، ۲۰۱۳)

اجرای پرسش مستقیم در روش CVM دارای انتقاداتی است که مهم‌ترین آنها عبارتند از: ۱- رفتار استراتژیک، ۲- اثر توالی و محدوده یا اثر محاط کردن، ۳- اثر رضایت خاطر ۴- اختلاف بین تمایل به پرداخت (WTP) و تمایل به دریافت (WAT) گرفتن^۲ و همکاران، (۲۰۰۴)

در سال‌های اخیر برای برطرف کردن انتقادات مذکور روش جایگزینی برای روش CVM با عنوان روش تجربه‌ی انتخاب (CE) ارائه شده است که در آن، به جای پرسش مستقیم تمایل به پرداخت (WTP) یا تمایل به دریافت، (WTA) از مجموعه آلترناتیوها به پرسش شوندگان ارائه می‌شود که در برگیرنده مشخصه‌های مختلف کالای مورد بررسی است؛ سپس، از آنها خواسته می‌شود که از میان آلترناتیوها ی ارائه شده یکی را که بیشتر از همه ترجیح می‌دهند، انتخاب کنند؛ به سبب اینکه قیمت نیز به منزله یکی از مشخصه‌ها در آلترناتیوهای مختلف درج می‌شود، امکان ارزش‌گذاری را فراهم می‌کند بنابراین، در روش CE ، به واسطه نوع پرسش غیر مستقیم، نه تنها مشکلات موجود در روش CVM پیش نمی‌آید، بلکه امکان ارزش‌گذاری مشخصه‌ها و ابعاد مختلف کالای غیربازاری نیز فراهم می‌شود که در روش CVM فقط ارزش‌گذاری یک بعد کالا امکان پذیر است (عباس زاده و همکاران، ۱۳۹۲).

یکی از مناسب‌ترین اما پرهزینه‌ترین تکنیک برای محاسبه هزینه خاموشی برای در واحدهای تولیدی تکنیک بررسی جامع مصرف کننده است. در این تکنیک از مصرف کنندگان برق خواسته می‌شود کلیه اقداماتی را که برای کاهش آثار نامطلوب قطع برق روی فعالیت‌های خود به کار می‌گیرند مشخص نمایند. لحاظ نمودن هزینه مرتبت با این اقدامات از یکسو، و لحاظ نمودن هزینه‌های مستقیم و غیرمستقیم ناشی از قطع برق به همراه صرفه‌جویی‌های احتمالی مرتبط با خاموشی از سوی دیگر، هزینه خاموشی مصرف کننده را مشخص می‌کند. به بیان ریاضی در صورت استفاده از تکنیک بررسی جامع مصرف کننده خواهیم داشت:

صرفه‌جویی‌های ناشی از خاموشی-هزینه‌های مرتبط با خاموشی + ارزش تولیدات از دست رفته = هزینه خاموشی مصرف کننده

ارزش تولید از دست رفته) یا هزینه‌های مستقیم ناشی از قطع برق) برابر تفاضل درآمد انتظاری مصرف کننده در شرایط عادی و درآمد انتظاری طی دوره زمانی خاموشی می‌باشد. درآمد انتظاری طی دوره زمانی خاموشی می‌تواند ناشی از جبران تولید یا اضافه کاری یا

1 - Contingent Valuation Method

2 - Grafton

افزودن شیفیت کاری پس از وصل برق و یا استفاده از ژنراتور اضطراری در زمان قطع برق باشد. به این ترتیب ارزش تولیدات از دست رفته معادل ارزش محصولی است که به دلیل قطع برق نمی‌توان آن را تولید کرد.

۲-۴-۵-۳- رویکرد مبتنی بر تابع تولید

رویکرد تابع تولید، مستقیماً هزینه‌های قطع برق را از ترجیحات آشکار شده و یا اظهار شده استنتاج نمی‌کند بلکه از پیوندهای موجود در اقتصاد کلان استفاده می‌کند و از نقش برق به عنوان نهاده کلیدی تولید استفاده می‌کند. با فرض یک رابطه تولیدی خاص، زیان ایجاد شده در فرآیند تولید در پاسخ به کمبود انرژی برق از طریق میزان کاهش ظرفیت پس از دسترسی کم به این نهاده تخمین زده می‌شود. همچنین به دلیل هزینه‌ای ناشی از قطعی برق برای خانوارها، برق به عنوان یک نهاده در تولید مطلوبیت در اوقات فراغت دیده می‌شود (موناشینگ و گلسون^۱، ۱۹۷۹) بنابراین در این روش، اثرات خاموشی برق از طریق تولید از دست رفته^۲ بنگاه‌ها و همچنین فراغت از دست رفته^۳ خانوارها مورد بررسی قرار می‌گیرد (احمدیان و همکاران، ۱۳۹۲). برای مقابله با محدودیت‌های موجود، معمولاً در ادبیات فرم بسیار ساده و کاربردی که پذیرفته شده روابط داده - ستانده است. بر اساس این چارچوب، نوییج و همکاران^۴ (۲۰۰۷) و بلیم^۵ (۲۰۰۵) هزینه‌های قطعی برق را به ترتیب برای مناطقی در هلند و استرالیا با استفاده از رویکردهای تابع تولید محاسبه کرده‌اند و از پیوندهای داده ستانده نیز در تحلیل‌ها استفاده شده است (پیاس ژک و همکاران، ۲۰۱۳).

۲-۴-۵-۴- مطالعات موردی

آخرین رویکردی مورد بررسی در ادبیات موضوع، مطالعات موردی است که در قالب دو دیدگاه عمده مطرح می‌شود. در دیدگاه اول اثرات یک قطعی برق یک ساعته مورد بررسی قرار می‌گیرد و سپس هزینه مالی آن برآورد می‌شود. دیدگاه دیگر این است که پس از وقفه ایجاد شده در عرضه برق، بررسی‌های مستقیم انجام شود. مزیتی این روش، آن است که قطعی واقعی برق مورد مطالعات قرار می‌دهد روی و فرضیه قطعی برق (از طریق پرسش در پرسش‌نامه) بررسی نمی‌کند. همچنین در مطالعه موردی می‌توان سایر شرایط (مانند موقعیت جغرافیایی، زمان وقوع و مدت وقفه) نیز وارد شود که ممکن است برای نتیجه‌گیری کلی استفاده شود. در تحلیل نقاط قوت و ضعف سه روش عمده مطرح شده، برخی مطالعات نشان داده‌اند که ترجیحات آشکار شده (رفتار بازار) مبنای اساسی تری نسبت به ارزیابی ذهنی (نظرسنجی) برای برآورد هزینه‌های قطع برق ارائه می‌دهند، زیرا در این روش آنچه را که مردم انجام می‌دهند را نشان داده می‌دهد و به آنچه که از طریق پرسش‌نامه بیان می‌کنند توجهی نمی‌کند (شیواکومار و همکاران، ۲۰۱۴). با این وجود هر دو روش، عمدتاً مبتنی بر تحلیل پرسش‌نامه‌ای هستند بنابراین تحت تاثیر روش‌های انتخاب جامعه و نمونه مورد بررسی و تورش‌های احتمالی می‌باشند. ضمن آنکه در ارائه پرسش‌نامه معمولاً باید ارزش پایه‌ای از بار از دست رفته محاسبه و به افراد ارائه شود تا قادر به پاسخگویی بهتر و منطقی‌تر باشند. روش و رویکرد تابع تولید، از این نقاط ضعف مستثنی بوده و به کمک داده‌های اقتصاد کلان به ارزیابی هزینه قطعی برق می‌پردازد. این نکته در کنار سادگی این روش، آن را به یکی از ابزارهای اصلی محاسبه VOLL در کشورهای مختلف تبدیل کرده است. با این وجود در به کارگیری این روش باید به چند نکته بسیار مهم توجه داشت.

^۱ -Munashinge & Gellerson

^۲ - Lost Production

^۳ - Lost Leisure

^۴ -Nooij et al

^۵ -Bliem

نخست آن که این روش تنها ارزش تولیدات از دست رفته در زمان قطعی برق را ملاک محاسبه ارزش از دست رفته در بخش تولیدی قرار می‌دهد. برای مثال به تأثیرات بر زنجیره تامین یا خرابی مواد اولیه و تجهیزات تولیدی یا کالاهای مصرفی خانوارها نمی‌پردازد، در نتیجه در تحلیل نتایج این روش باید موارد لحاظ نشده را در نظر گرفت. یا به عبارت بهتر، این روش ارزش بار از دست رفته در بخش تولید و مصرف را کمتر از حد واقعی آن استخراج می‌کند اما برای ارائه تحلیل پایه و کسب دید کلی از ارزش خسارت های وارده در بخش تولیدی روشی مناسب با کاربرد بالا در مطالعات اقتصادی است.

۲-۴-۶- تأثیر روش‌های برآورد هزینه در اقتصاد خاموشی بر نحوه همکاری در نظام تعامل

روش‌های برآورد هزینه خاموشی به سیاست‌گذاران کمک می‌کند تا بهترین و مناسب‌ترین سیاست را از بین استراتژی‌های مدیریت خاموشی اتخاذ کنند. اتخاذ سیاست‌های خاموشی برنامه‌ریزی شده و اجرای آنها نیازمند شناخت جامعه هدف و ترجیحات آنهاست. روش‌های مذکور، اطلاعات جامعی را در زمینه چگونگی ارزش‌گذاری خانوارها و صنایع در مورد خاموشی برق، هزینه اقدامات احتیاطی، تمایل به پرداخت یا دریافت خانوارها و بنگاه‌ها جهت اجتناب از خاموشی، ترجیحات افراد و بنگاه‌ها در مورد نحوه خاموشی، انتخاب آلترناتیو برتر از دید مصرف‌کننده در بین آلترناتیوهای موجود، پیوندهای اقتصاد کلان در بخش تولید و زیان ناشی از خاموشی را در اختیار سیاست‌گذاران قرار می‌دهد. در برآورد هزینه خاموشی نیازمند اطلاعاتی در ابعاد مختلف از جمله نوع و خصوصیت خاموشی، تفاوت در ساختار اجتماعی- اقتصادی، نمونه‌ها و روش‌های مختلف نمونه‌گیری و پرسش‌نامه‌های تخصصی و ... است.

کاهش خاموشی‌ها تحت تأثیر مدیریت مصرف انرژی الکتریکی به صورت محلی و منطقه‌ای است که این امر تحت تأثیر عوامل مختلف ملی قرار دارد. هدف اصلی طرح جامع مدیریت مصرف در نظر گرفتن نقش و جایگاه سیاست‌های کلان ملی در برنامه‌های مدیریت مصرف منطقه‌ای و نحوه تعامل با این سیاست‌ها و همچنین فرآیند بهبود برای ارتقای مداوم مدیریت مصرف برق و کاهش خاموشی‌ها است. در یک طرح کلی، پروژه‌های مدیریت مصرف، دارای محورهای مختلفی برای اجراست که نحوه‌ی اثربخشی آنها متفاوت خواهد بود. پتانسیل اجرایی محورهای مختلف مدیریت مصرف در سطح هر استان با توجه به شرایط فنی شبکه، فرهنگ مصرف و توزیع بار در تعرفه‌های مختلف، باید شناسایی و اولویت بندی شود، و پس از تحلیل بار در آن حوزه، طرح جامع مناسب و برنامه لازم برای تحقق پتانسیل در هر حوزه تدوین گردد. لذا برای برآورد صحیح و اتخاذ تصمیمات کارآمد باید همکاری‌های لازم بین نهادهای و ستادهای اجرایی صورت گیرد. از جمله همکاری‌های نهادهای مجری با توجه به رویکرد مورد استفاده در جدول (۳-۴) (۴) آمده است.

جدول (۲-۷) نمونه ای از همکاری نهادهای با توجه به رویکردهای مختلف

روش برآورد هزینه	اطلاعات مورد استفاده	مجری ستادی
رویکرد مبتنی بازار	- قراردادهای قطع برق و بیمه - برآورد هزینه‌های رزرو بنگاه‌ها - برآورد مازاد رفاه مشترکین خانگی	- اتاق بازرگانی - سازمان شهرک‌های صنعتی - شورای برنامه‌ریزی توسعه و شورای تامین
رویکردهای مبتنی ترجیحات بیان شده	- شناسایی گروهک‌های درآمدی - بررسی تمایل به پرداخت / دریافت متناسب با نوع گروهک درآمدی	- شورای برنامه‌ریزی توسعه و شورای تامین - سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی استانی
رویکرد مبتنی بر تابع تولید	- استخراج ماتریس داده - ستانده - الویت بندی صنایع	- شورای برنامه‌ریزی توسعه و شورای تامین - سازمان شهرک‌های صنعتی - سازمان مدیریت و برنامه‌ریزی استانی

ماخذ: یافته‌های تحقیق

۲-۴-۷- کاربرد اقتصاد خاموشی در مدیریت تقاضای برق در زمان پیک

هرچه خانوارها و بنگاه‌ها اقدامات احتیاطی بیشتری را در مقابله با خاموشی اتخاذ کنند وقوع خاموشی زیان کمتری را متوجه آنان می‌کند لذا راه کارهایی که بتواند در جهت افزایش آمادگی و اتخاذ اقدامات احتیاطی برای آنان باشد هزینه‌های ناشی از خاموشی را نیز کاهش خواهد داد. راه کارها و سیاست‌های اتخاذ شده در اقتصاد خاموشی با توجه به دلیل کمبود آن متفاوت است. سیاست‌های اتخاذ شده در خاموشی‌هایی که به دلیل کمبود ظرفیت تولید یا کمبود عرضه است با سیاست‌های خاموشی به دلیل مازاد تقاضا (مثلا خاموشی در ساعات پیک) متفاوت است. در خاموشی‌هایی که به دلیل مازاد تقاضا در ساعات پیک است باید راه کارهایی که مصرف برق را در طی زمان‌های کلیدی کاهش می‌دهد، تمرکز کرد. این راه کارها از طریق تغییر بار، تقاضا در طول دوره‌ی پیک، مصرف کاهش می‌دهد، اما مصرف کلی برق را کاهش نمی‌دهد. در مورد خاموشی ناشی از خشکسالی و یا اختلال در نهاده تولید انرژی از جمله سوخت باید اقداماتی با هدف کاهش کلی مصرف برق انجام داد. تغییر رفتار مصرفی خانوارها و همچنین تغییرات در الگوهای مصرف برق در بخش تولیدی هرچند امری ضروری است اما عموماً در کوتاه مدت به استثنای اتخاذ سیاست‌های قهری مانند اعمال سهمیه‌بندی‌ها، چندان کاهش در مصرف ایجاد نمی‌کند و تغییر الگوهای تقاضا عموماً نیازمند استمرار سیاست‌ها و در نظر گرفتن زمان بلند مدت به منظور مشاهده اثر بخشی آنهاست. این در حالی است که پیش‌بینی‌های صورت گرفته از روند تقاضای برق نشان از رشد این تقاضا در سال‌های پیش رو دارد.

پس از عبور میزان مصرف برق از ظرفیت عملی تولید و ورود وضعیت شبکه به محدوده قرمز در نیمه نخست تیرماه، تعداد بروز خاموشی‌های پراکنده در کشور زیاد می‌شود و برای کنترل پیک مصرف، خاموشی‌های برنامه‌ریزی شده در دستور کار وزارت نیرو قرار گرفته است. نکته حائز اهمیت آن است که نبود برنامه مناسب برای خاموشی می‌تواند صدمات جبران ناپذیری را به کشور (به خصوص

بخش صنعت کشور) تحمیل کند؛ از این جهت، باید مواردی همچون اطلاع مشترکین از زمان خاموشی‌ها، مدت زمان خاموشی و ... در اجرای این برنامه در نظر گرفته شود.

جدیدترین ضوابط اجرایی جهت خاموشی برنامه‌ریزی شده یا کاهش بار تقاضا شده در پاییز ۱۳۹۸ توسط شرکت توانیر و معاونت هماهنگی توزیع تجدیدنظر و به تصویب رسیده است. به طور کلی در این آیین‌نامه در بخش خاموشی برنامه کاهش/قطع بار در بخش‌های مختلف در دستور کار است. مهم‌ترین هدف این برنامه، تشویق مشترکین به همکاری با صنعت برق در راستای کاهش و کنترل پیک بار است. خاموشی‌های برنامه‌ریزی شده در کشور در قالب برنامه پاسخ‌گویی قطع/کاهش بار در بخش‌های مختلف صنعت، کشاورزی، عمومی و ادارات در ابعاد مختلف اجرایی شده است.

برنامه کاهش یا قطع بار به صورت بومی‌شده در ایران در حال اجرا است. مهم‌ترین تفاوت این برنامه با حذف بار آن است که، برنامه I/C با برنامه‌ریزی قبلی بوده و نیز در برخی بخش‌ها مانند صنایع، پرداخت تشویقی به دلیل کاهش یا قطع بار صورت خواهد گرفت. در سال ۱۳۹۷ دستورالعملی برای اجرای برنامه‌های خاموشی در بخش‌های مختلف توسط شرکت توانیر ارائه گردید. به طور کلی می‌توان این برنامه را یکی از برنامه‌های عملیاتی شده در صنعت برق کشور دانست. این طرح بیشتر بر مشترکین مسکونی و تجاری تاکید دارد و بر اساس آن هیچ تشویقی به آنها پرداخت نمی‌گردد. اما در بخش‌های صنعتی و کشاورزی به علت تاثیرگذاری بیشتر و تعداد محدودتر معمولاً قراردادهایی به منظور کاهش مصرف در ساعات پیک منعقد می‌گردد که پاداش نیز به آنها تعلق می‌گیرد (توانیر، ۱۳۹۰).

۲-۴-۷-۱- کاربرد اقتصاد خاموشی در مدیریت تقاضای برق بخش صنعت

۱. در راستای اجرای اقدامات مدیریت سمت تقاضا در بازه اوج بار شبکه سراسری و جلوگیری از قطع برق واحدهای صنعتی در سال ۸۹ وزرای صنایع و نیرو تفاهم‌نامه‌ای امضا کردند که طبق آن واحدهای صنعتی در ماه‌های اوج بار شبکه با انجام هر یک از چهار طرح زیر می‌توانند از طرح‌های تشویقی وزارت نیرو بهره‌مند شوند (توانیر، ۱۳۹۰). این چهار طرح در شکل (۲-۲۲) نشان داده شده است.



شکل (۲-۲۲) موارد اقتصاد خاموشی در بخش صنعت

در زیر به توضیح موارد دوم تا چهارم پرداخته می‌شود.

۲. کاهش بار برنامه‌ریزی شده در ساعات اوج بار شبکه:

دوره همکاری در این برنامه از ۲۰ خرداد ماه الی ۱۵ شهریور ماه و حداکثر به مدت ۲۲۰ ساعت می‌باشد. دو بازه ساعات همکاری موردنیاز ۱۲ الی ۱۸ و یا ۲۰ الی ۲۳ می‌باشد که مشترک می‌تواند ساعات همکاری خود را درون این دو بازه انتخاب نماید. همچنین مشترک می‌تواند ساعات همکاری خود را در اختیار شرکت برق منطقه‌ای/ توزیع قرار دهد. در این صورت مطابق با برنامه ذخیره عملیاتی ساعات و روزهای موردنیاز یک روز قبل به مشترک اعلام خواهد شد. حداقل قدرت کاهش یافته باید برابر با ۱۰ درصد متوسط دیماند مصرفی مشترک باشد. یک هفته قبل از شروع برنامه باید تفاهم‌نامه همکاری فی‌مابین شرکت و مشترک امضا شده و در سامانه مدیریت بار پیک ثبت شود. یک نسخه از تفاهم‌نامه نیز باید برای دیسپاچینگ ملی ارسال شود و مشترکین همکار مشمول دریافت پاداش همکاری می‌شوند (همان).

۳. کاهش/قطع بار برنامه‌ریزی شده ۲۴ ساعته (انجام تعمیرات/ تعطیلات سالانه)

مشترکین صنعتی معمولاً هر سال دوره زمانی کوتاهی را به تعطیلات و تعمیرات سالانه خود اختصاص می‌دهند، که در این دوره مصرف برق آنها نیز به شدت کاهش می‌یابد. از طرفی شبکه برق در تابستان دارای یک دوره اوج بار سالانه است. لذا در صورت برنامه‌ریزی، زمان‌بندی مناسب و انطباق دوره تعطیلات و تعمیرات سالانه صنایع با زمان اوج بار شبکه، عملاً مقدار قابل توجهی از نیاز مصرف شبکه کاسته می‌شود. در زمان اوج مصرف در سال ۹۷، ۷۲۸ مگاوات از محل اجرای طرح تعطیلات و تعمیرات به شبکه سراسری برق کمک شد (همان).

بازه زمانی اجرای طرح از ابتدای تیر الی ۱۵ مرداد ماه می‌باشد. حداقل بازه همکاری ۵ روز غیرمستمر است. ۷ روز قبل از شروع برنامه باید تفاهم‌نامه همکاری فی‌مابین شرکت و مشترک امضا شده و در سامانه مدیریت پیک بار ثبت شود. در صورت تغییر در بازه زمانی توافق شده اولیه، مشترک باید ۷ روز قبل کتبا مراتب را به شرکت اعلام نماید. مشترک مجاز خواهد بود در روز شروع همکاری حداکثر تا ساعت ۸ صبح کاهش بار را اعمال کند و در روز انتهایی همکاری نیز می‌تواند از ساعت ۲۲ شروع به بارگیری نماید. در این صورت مقدار پاداش انرژی در روز اول و آخر تعدیل خواهد شد. در صورت تمایل مشترک امکان اجرای برنامه از ساعت ۱۰ صبح الی ۲۲ وجود خواهد داشت. در این حالت پاداش قدرت مشارکت نصف خواهد شد. مشترک مشارکت کننده در این برنامه مشمول دریافت پاداش خواهد (همان).

۴. تعیین ساعت کار برنامه‌ریزی شده

بازه زمانی اجرای طرح از ابتدای تیر الی انتهای مرداد ماه می‌باشد. صنایعی که دارای یک شیفت کاری هستند می‌توانند در این برنامه مشارکت نمایند. صنایع همکار باید ساعت کاری خود را از ساعت ۶ صبح (و یا زودتر) الی ۱۳ تنظیم نمایند. دیمان مصرفی این مشترکین باید از ساعت ۱۳ الی ۱۷ نسبت به ساعات کاری روز ۸۰ درصد کاهش داشته باشد. حداقل بازه همکاری ۵ روز مستمر است. به ازای هر روز همکاری ۴ ساعت پاداش همکاری مورد محاسبه قرار خواهد گرفت. مشترک مشارکت کننده در این برنامه مشمول دریافت پاداش خواهد شد (همان).

یکی از برنامه‌هایی که در زمان وقوع حوادث اضطراری در شبکه اجرا می‌شود برنامه ذخیره عملیاتی صنایع است که جز برنامه‌های پاسخ‌گویی بار اضطراری (EDRP) می‌باشد. این برنامه در واقع برنامه ذخیره عملیاتی در مواقع مورد نیاز و با هدف ایجاد تعادل فی‌مابین تولید، ذخیره گردان و بار مصرفی شبکه سراسری با ضوابط مربوطه اجرا می‌شود. این برنامه یک نوع برنامه غیرالزام‌آور است که شرکت در آن اختیاری است. مشترک در صورت قطع بار خود، پاداش دریافت می‌کند، اما در صورت عدم قطع بار، جریمه‌ای برای وی در نظر گرفته نخواهد شد.

اجرای طرح در طرح ذخیره عملیاتی در صنایع، صنایعی ۲۰۰ کیلووات و بالاتر که امکان اندازه‌گیری بار ساعت به ساعت آنها وجود دارد، تفاهم‌نامه‌ای را با شرکت برق به امضا می‌رسانند و بر مبنای آن اعلام می‌کنند که در زمان پیک، چند ساعت و چند مگاوات امکان کاهش مصرف دارند. بعد از امضای تفاهم‌نامه با مشترک صنعتی، شرکت برق زمانی که نیاز به همکاری باشد از مشترک می‌خواهد مصرف برق خود را کاهش دهد. بازه زمانی اجرای طرح از ۱۶ خرداد تا ۱۵ شهریور به غیر از روزهای پنج‌شنبه و جمعه و تعطیلات رسمی است. حداکثر مدت همکاری هر مشترک برای کاهش بار ۲۰۰ ساعت در طی دوره همکاری و حداقل ساعات ۱۲ الی ۲۲ به تشخیص مرکز دیسپاچینگ ملی و ابلاغ توانیر است. در صورت نیاز دیسپاچینگ ملی و تمایل مشترک، می‌توان بیش از ۲۰۰ ساعت همکاری از مشترک اخذ نمود.

درخواست اضطراری کاهش بار تا حداکثر ۲ ساعت قبل از کاهش بار بوده که توسط دیسپاچینگ ملی/ محلی به مشترک اعلام می‌شود. مدت زمان درخواست، حداکثر ۸ ساعت در هر مورد درخواست کاهش بار به تشخیص مرکز دیسپاچینگ ملی و ابلاغ توانیر است.

شرکت‌ها موظف به نصب لوازم اندازه‌گیری برای قرائت بار ساعت به ساعت مشترکان مشمول می‌باشند. درخواست کاهش بار به مشترکان همکار تا حد ممکن برابر بوده و از تجمع درخواست کاهش بار در بین معدودی مشترک پرهیز شود. تخصیص سهمیه

کاهش بار به مشترک همکار باید به گونه‌ای باشد که تعداد ساعت‌های تایید شده مشارکت در برنامه از تعهد مشترک همکار (۲۰۰ ساعت و یا متناسب با تفاهم نامه) تجاوز نکند. حداقل میزان دیماند مشارکت در طرح معادل ۱۰٪ میانگین دیماند مصرفی می‌باشد و به مشترک زمانی عدم همکاری تعلق خواهد گرفت که ۵۰٪ از ساعات ابلاغ شده در یک روز را همکاری ننماید. در صورتی که مشترک بیش از ۲ بار طی اجرای طرح عدم همکاری در روز مشارکت داشته باشد، به ازای هر بار عدم همکاری ۱۰ درصد از پاداش همکاری و در اولویت مدیریت بار قرار می‌گیرد. مشترکین همکار مشمول دریافت پاداش همکاری هستند در تابستان سال ۹۶ از محل اجرای برنامه ذخیره عملیاتی، مصرف برق ۱۳۰۳ مگاوات کاهش یافت و برای مصرف وارد شبکه سراسری شد. اقدامات طرح‌های ذخیره‌سازی در صورتی صحیح است که کاملاً داوطلبانه و یا حداقل با اطلاع قبلی در شرایط بحرانی شبکه برای مشترکین صنعتی انجام شود. اما در سال‌های گذشته مکرراً مشاهده شده است که برخی خاموشی‌های ناگهانی و اجباری در بخش صنایع رخ داده و این بخش‌ها را با آسیب جدی روبرو کرده است (توانیر، ۱۳۹۰).

بر اساس پژوهش انجام شده توسط وزارت نیرو تحت عنوان "زیان ناشی از قطع برق در کارخانجات" هزینه خاموشی برای واحدهای صنعتی با استفاده از روش ارزش تولیدات از دست رفته با استفاده از اطلاعات سال ۱۳۶۰ برابر با ۱۰۷ میلیارد ریال برآورد گردیده است (احمدیان، ۱۳۹۲). هزینه خاموشی برای واحدهای صنعتی بر حسب کیلو وات ساعت در جدول (۴-۵) محاسبه شده است.

جدول (۲-۸) هزینه خاموشی (MDC) مشترکان صنعتی

هزینه خاموشی (هزار ریال برکیلو وات ساعت)	خاموشی لحظه ای	خاموشی یک ساعته	خاموشی دو ساعته	خاموشی چهار ساعته
۲۶/۰۳	۱۲/۸۶۶	۱۰/۴۱۴	۹/۲۲۲	

ماخذ: احمدیان، ۱۳۹۲

۲-۴-۷-۲ کاربرد اقتصاد خاموشی در مدیریت تقاضای برق بخش خانگی

اگرچه که بخش خانگی دارای ظرفیت قابل ملاحظه‌ای جهت کاهش یا قطع بار در زمان پیک مصرف است اما تاکنون اقدامی جهت کاهش و قطع بار صورت نگرفته است. اما هرگونه خاموشی زیان جبران ناپذیری را به خانوار تحمیل می‌کند به طور کلی خانوارها در اثر خاموشی با دو نوع خسارت مواجه می‌شوند؛ از دست دادن امکانات جهت استفاده از اوقات فراغت و از دست دادن کالاهایی مثل مواد غذایی در یخچال. البته در تابستان مسائل دیگری نیز وجود دارد. می‌توان هزینه خاموشی را برای خانوار را فقط به برآورد اوقات فراغت از دست رفته که به وسیله ارزش نهایی زمان فراغت توسط خانوار ارزش گذاری می‌شود محدود کرد (احمدیان، ۱۳۹۲).

از آنجایی که ارزش زمان فراغت برای شاغلین و جمعیت بدون شغل متفاوت می‌باشد و از طرف دیگر این ارزش برای جمعیت غیرفعال و جمعیت بیکار تقریباً مشابه می‌باشد، در جدول (۴-۶) متوسط ساعات سپری شده توسط افراد به تفکیک دو گروه جمعیت دارای شغل و جمعیت بدون شغل ارائه می‌گردد.

جدول (۲-۹) متوسط ساعات سپری شده در افراد ۱۵ ساله و بیشتر به تفکیک وضع فعالیت‌های اقتصادی

جنس و گروه‌های فعالیت گذران وقت	کل	فعال			غیر فعال	
		شاغل	بیکار	خانه دار	محصل	دارای درآمد بدون کار سایر
مرد و زن	۲۴	۲۴	۲۴	۲۴	۲۴	۲۴
اشتغال و فعالیت‌های مرتبط برای مزد	۲:۴۶	۷:۲۵	۰:۲۱	۰:۰۰	۰:۰۱	۰:۰۳
تولید کالا برای استفاده نهایی خود	۰:۰۴	۰:۰۲	۰:۰۲	۰:۰۶	۰:۰۲	۰:۰۲
خدمات خانگی بدون مزد برای اعضای خانوار و خانواده	۲:۵۱	۱:۰۴	۱:۴۹	۵:۳۳	۱:۱۴	۲:۱۸
خدمات مراقبتی بدون مزد برای اعضای خانواده	۰:۲۵	۰:۱۴	۰:۱۲	۰:۴۷	۰:۱۰	۰:۱۰
کارداوطلبانه بدون مزد، کارآموزی و سایر کارهای بدون مزد	۰:۰۲	۰:۰۱	۰:۰۳	۰:۰۳	۰:۰۲	۰:۰۲
یادگیری	۰:۲۳	۰:۰۳	۰:۱۷	۰:۰۲	۳:۴۷	۰:۰۱
معاشرت و ارتباط	۱:۳۶	۱:۱۰	۱:۵۴	۱:۵۰	۱:۱۸	۲:۲۰
فراغت	۴:۱۹	۳:۱۶	۶:۵۲	۳:۵۸	۵:۳۴	۶:۱۵
رسیدگی و خود مراقبتی	۱۱:۳۴	۱۰:۴۴	۱۲:۳۰	۱۱:۴۲	۱۱:۵۲	۱۲:۴۴

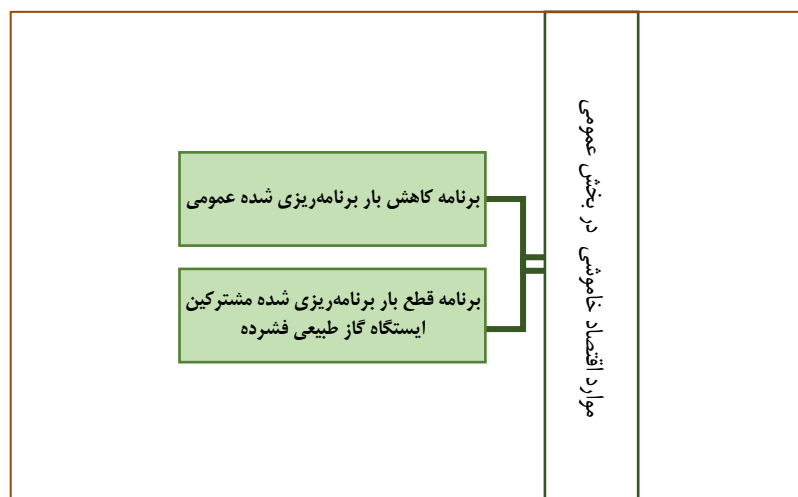
ماخذ: مرکز آمار ایران

هر فرد شاغل به طور متوسط در روز ۱۶:۳۵ ساعت اوقات فراغت و ۷:۲۵ مشغول به کار است و هر فرد بیکار به طور متوسط ۲۳:۳۹ اوقات فراغت و ۰:۲۱ مشغول به کار است. براساس نمونه گیری های مرکز آمار ایران و یافته‌های محققان متوسط نرخ دستمزد ساعتی در ایران در سال ۹۸ برابر با ۱۹۷۱۷۹ ریال بوده است. برای افراد دارای شغل ارزش یک ساعت فراغت برابر ۱۹۷۱۷۹ ریال بوده

و برای افراد بدون شغل نصف ارزش فوق در نظر گرفته می‌شود. چون این گروه افراد زمان فراغت بیشتری نسبت به شاغلین دارند و همچنین افراد بیکار معمولاً مهارت پایینی برخوردار هستند و در صورت اشتغال به کار دستمزد ساعتی کمتری را نیز دریافت می‌کنند. ارزش زمان این گروه کمتر می‌باشد. البته این مطلب بدان معنی نیست که ارزش زمان فراغت برای این افراد صفر است. براساس سرشماری سال ۱۳۹۵ جمعیت شاغل ایران ۲۲۶۷۰۹۸۸ می‌باشد و با توجه به متوسط نرخ دستمزد می‌توان ارزش ساعات فراغت جمعیت شاغل و بیکار را به دست آورد. همچنین هزینه خاموشی برای خانوار از حاصل ضرب ارزش فراغت خانوار در مدت زمان خاموشی تحمیل شده بر خانوار به دست خواهد آمد.

۲-۴-۷-۳- کاربرد اقتصاد خاموشی در مدیریت تقاضای برق بخش عمومی

اگرچه که حجم تقاضای بخش عمومی نسبت به مصارف بخش صنعت و خانگی حجم قابل توجهی نیست اما اقدامات مربوط به خاموشی در این بخش می‌تواند از بروز خاموشی در سایر بخش‌ها جلوگیری کند. در شکل (۳-۴) اقدامات خاموشی صورت گرفته در این بخش ارائه شده است.



شکل (۲-۲۳) موارد اقتصاد خاموشی در بخش عمومی

الف) برنامه کاهش بار برنامه‌ریزی شده عمومی
به منظور تشویق مشترکین دیماندی اداری و سایر مصارف جهت مشارکت در برنامه پاسخ‌گویی بار برای مدیریت مصرف در ساعات اوج بار شبکه سراسری، برنامه کاهش بار برنامه‌ریزی شده عمومی و سایر مصارف انجام می‌گردد. این برنامه شامل دو حوزه اداری و خاموش بودن کلیه تجهیزات اداری و روشنایی‌های غیرضروری در ادارات و خاموش بودن کلیه تجهیزات و روشنایی‌های غیرضروری در اصناف می‌باشد.

طول دوره همکاری از ابتدای تیر تا انتهای مرداد ماه است. ساعات اوج بار در مشترکین اداری از ساعت ۱۱ الی ۱۵ و در مشترکین سایر مصارف با توجه به تشخیص شرکت می‌باشد. مشترکی می‌تواند در طرح شرکت نماید که دارای وسایل اندازه‌گیری و یا دیتالاگر مناسب برای ثبت پروفیل بار روزانه باشد. حداقل بازه قابل قبول همکاری در طی دوره زمانی اجرای طرح حداقل ۵ روز کاری متوالی است. در صورت قرار گرفتن روزهای تعطیل در بازه همکاری این روزها ملاک محاسبه نبوده و باید بلافاصله بعد از روزهای تعطیل، مشترک اقدام به همکاری نماید (توانیر، ۱۳۹۰)

مشترک می‌تواند در صورت اعلام همکاری در بازه یک ماهه از ۵ روز همکاری متوالی معاف بوده به شرط آنکه در این بازه یک ماهه، ۸ روز همکاری داشته باشد. متوسط دیماند مصرفی در هر روز، از میانگین دیماند مصرفی چند ساعت قبل از ساعت توافق شده برای همکاری مورد محاسبه قرار خواهد گرفت (عمومی - اداری ۲ ساعت قبل و سایر مصارف ۳ ساعت قبل). مقدار کاهش قدرت از تفاضل متوسط دیماند مصرفی و متوسط دیماند ساعات همکاری در هر روز به دست خواهد آمد. در رابطه پاداش بهای قدرت، باید متوسط مقدار کاهش‌های قدرت در روزهای همکاری درج شود. مشترک باید یک هفته پیش از همکاری، تفاهم‌نامه را امضا نموده و شرکت موظف است بلافاصله تفاهم‌نامه را در سامانه مدیریت پیک بار کشور ثبت نماید. شرکت موظف است طی مدت ۱۵ روز بعد از اتمام توافق‌نامه بررسی نماید پروفیل بار روزهای همکاری در سامانه مدیریت پیک بار، بارگذاری شده باشد و در صورت عدم وجود پروفیل بار در سامانه، اقدام لازم را به عمل آورد (توانیر، ۱۳۹۰)

ب) برنامه قطع بار برنامه‌ریزی شده مشترکین ایستگاه گاز طبیعی فشرده

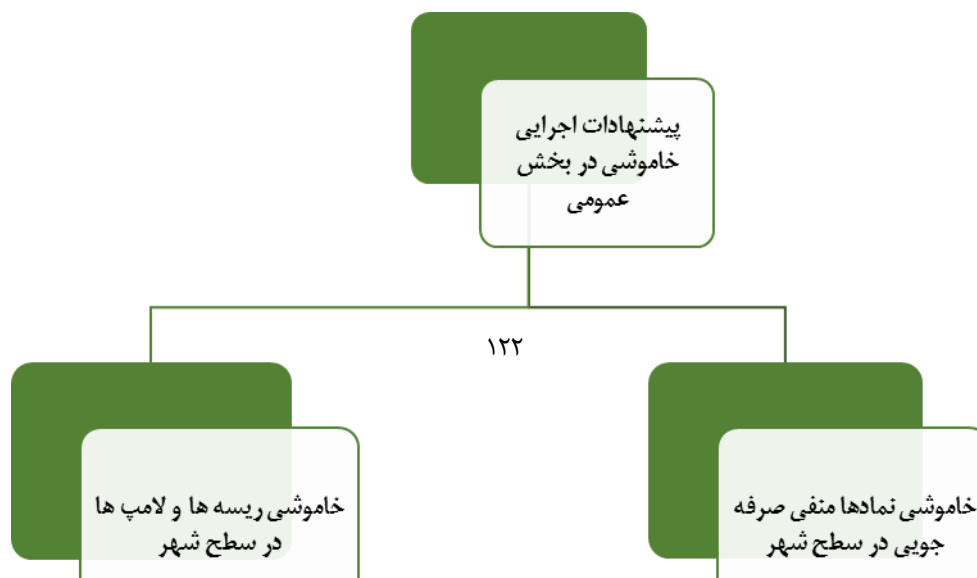
همکاری مشترکین دیماندی ایستگاه‌های پمپ گاز طبیعی فشرده (CNG) جهت مشارکت در برنامه پاسخ‌گویی بار برای مدیریت مصرف در ساعات اوج بار شبکه سراسری برق یکی دیگر از موارد قطع بار برنامه‌ریزی شده است. طول دوره همکاری از ابتدای تیر تا انتهای مرداد ماه است. حداقل بازه همکاری قابل قبول ۵ روز کاری می‌باشد. حداقل زمان همکاری ۲ ساعت در روز است. مشترکینی که در کل روزهای کاری هفته ماه‌های تیر و مرداد همکاری داشته باشند، مقدار پاداش همکاری آنها ۲ برابر خواهد شد (توانیر، ۱۳۹۰)

ج) خاموش نمودن وسایل برقی و سیستم‌های سرمایشی پس از اتمام ساعات کار اداری

برای این امر مشترکین می‌توانند از تنظیم‌کننده‌های زمانی بر روی دستگاه‌های الکترونیکی نظیر چاپ‌گرها، رایانه‌ها و نظایر آن به منظور جلوگیری از روشن ماندن آنها در زمان‌های غیر کاری استفاده کنند.

- پیشنهادات اجرایی خاموشی در بخش عمومی

اگرچه اقدامات خاموشی در بخش عمومی توانسته ۶ درصد مازاد تقاضا را کاهش دهد اما می‌توان همچنان از ظرفیت آن استفاده کرد. پیشنهادات خاموشی در این بخش در شکل (۲-۱-۲۴) ارائه شده است.



شکل (۲-۲۴) پیشنهادات اجرایی خاموشی در بخش عموم

الف) خاموشی نمادهای منفی صرفه‌جویی در سطح شهرها:

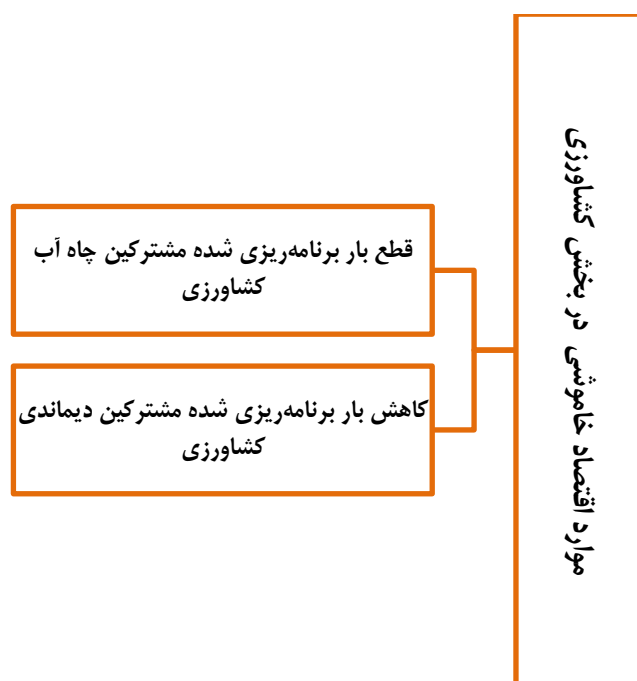
روشن بودن لامپ‌های معابر در صبح و نیز روشنایی خیره کننده برخی سازمان‌ها، مراکز تجاری، رستوران‌ها و حتی سبزی‌فروشی‌ها در صبح، تأثیر بسیاری از تبلیغات کاهش مصرف و ضرورت آن را خنثی می‌کند. اگرچه ممکن است سهم نسبی این مصارف کم باشد اما تأثیر نمادین آنها زیاد است. لذا پیشنهاد می‌شود برای رفع نمادهای منفی اقدام شود.

ب) خاموشی ریسه‌های لامپ در سطح شهر

سازمان‌ها می‌توانند بجای استفاده از ریسه‌های با لامپ‌های پرمصرف از پارچه‌ها و پرچم‌های رنگی و زیبا، استفاده از تزئینات رنگی و استفاده از ریسه‌های با لامپ LED جهت کاهش و یا حذف مصرف برق در اعیاد استفاده نمایند.

۲-۴-۷-۴- کاربرد اقتصاد خاموشی در مدیریت تقاضای برق بخش کشاورزی

با هدف مشارکت مشترکین تأثیرگذار در پیک بار شبکه سراسری و مدیریت سمت تقاضا ۲ برنامه قطع بار برنامه‌ریزی شده مشترکین چاه آب کشاورزی (تعرفه الف) و کاهش بار برنامه‌ریزی شده مشترکین دیماندی کشاورزی (تعرفه‌های ب و ج) برای مشترکین تعرفه‌های کشاورزی، تدوین شده است این برنامه‌ها در شکل (۲-۲۵) نشان داده شده است.



شکل (۲-۲۵) موارد اقتصاد خاموشی در بخش کشاورزی

الف) قطع بار برنامه‌ریزی شده مشترکین چاه آب کشاورزی (تعرفه الف):

در سال ۹۷، ۵۵ هزار مشترک کشاورزی در این طرح شرکت کردند و به دنبال این مشارکت، در زمان اوج مصرف ۱۳۷۰ مگاوات از بار شبکه سراسری کاهش یافت. طول دوره همکاری از ۱۵ خرداد الی ۱۵ شهریور ماه است. در صورت همکاری در تیر و مرداد ماه مقدار ۱۵ درصد به پاداش همکاری افزوده خواهد شد. در مناطق دارای تعرفه غیر گرمسیر و گرمسیر حداکثر مقدار انرژی مصرفی مجاز در زمان اوج بار به ترتیب ۱۵۰ و ۳۰۰ کیلووات ساعت است.

ب) کاهش بار برنامه‌ریزی شده مشترکین دیماندی کشاورزی (تعرفه‌های ب و ج)

دوره همکاری در ماه‌های تیر و مرداد است. ساعات اوج بار با توجه به تشخیص شرکت می‌تواند از ساعت ۱۲ الی ۱۶ و یا ۱۹ الی ۲۳ باشد. در صورت تمایل مشترک برای کاهش بار فقط ۲ ساعت در روز، در صورت کاهش بار از ساعت ۱۳ الی ۱۵ این همکاری بلامانع است. مشترک باید یک هفته پیش از همکاری، تفاهم‌نامه را امضا نموده و شرکت موظف است بلافاصله تفاهم‌نامه را در سامانه مدیریت پیک بار کشور ثبت نماید. مشترکین شرکت کننده در برنامه پاسخ‌گویی بار پاداش در نظر گرفته می‌شود. (توانیر، ۱۳۹۰)

۲-۴-۸- نتیجه کلی کاربرد اقتصاد خاموشی در مدیریت تقاضا

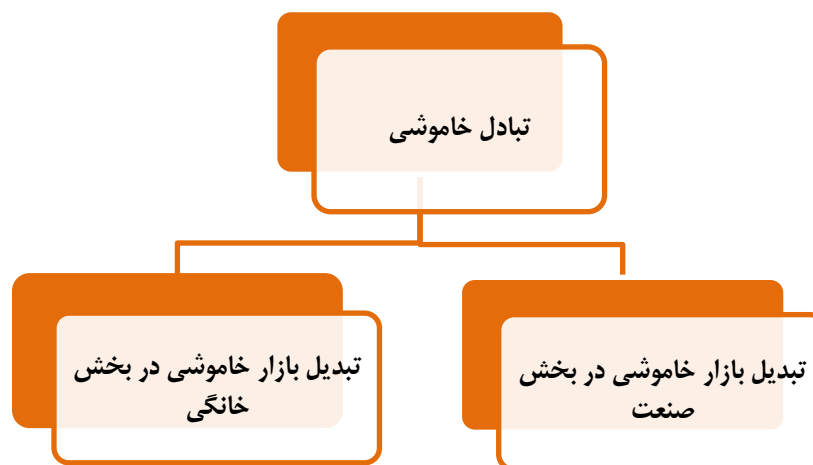
بار کاهش یافته بر اساس هر یک از برنامه‌های خاموشی اجرا شده در سال ۹۶ در جدول (۷) ارائه شده است. بیشترین کاهش بار مربوط به بخش صنعت با مجموع ۴۹ درصد (طرح ذخیره عملیاتی و طرح کاهش/قطع بار برنامه‌ریزی شده بخش صنعت) می‌باشد. پس از آن، بخش کشاورزی با اجرای طرح کاهش/قطع بار برنامه‌ریزی شده، با ۴۴ درصد در جایگاه دوم قرار گرفته است. نکته قابل تامل از این جدول آن است که، سهم کاهش بار در بخش مشترکین عمومی و سایر مصارف در مجموع کمتر از یک درصد است. این مسأله عدم توجه و ایجاد زیرساخت‌های لازم را در بخش مشترکین عمومی که درصد بالایی از مشترکان صنعت برق را تشکیل می‌دهند، نشان می‌دهد.

جدول (۲-۱۰) حجم کاهش بار با استفاده از برنامه

ردیف	برنامه پاسخگویی بار	بار کاهش یافته	درصد کاهش بار
۱	طرح ذخیره عملیاتی صنایع	۱۱۹۲	۳۳/۱
۲	طرح کاهش/قطع بار برنامه‌ریزی شده مشترکین صنعتی	۵۷۳	۱۵/۹
۳	طرح کاهش/قطع بار برنامه‌ریزی شده مشترکین کشاورزی	۱۵۸۵	۴۴
۴	طرح کاهش/قطع بار برنامه‌ریزی شده مشترکین عمومی	۲۰	۰/۶
۵	طرح کاهش/قطع بار برنامه‌ریزی شده مشترکین سایر مصارف	۳	۰/۱
۶	طرح استفاده از مولدهای خودتامین/اضطراری	۲۳۰	۶/۴
	مجموع	۳۶۰۲	۱۰۰

۲-۴-۹- امکان تبادل خاموشی در پیاده‌سازی تبادلات خاموشی

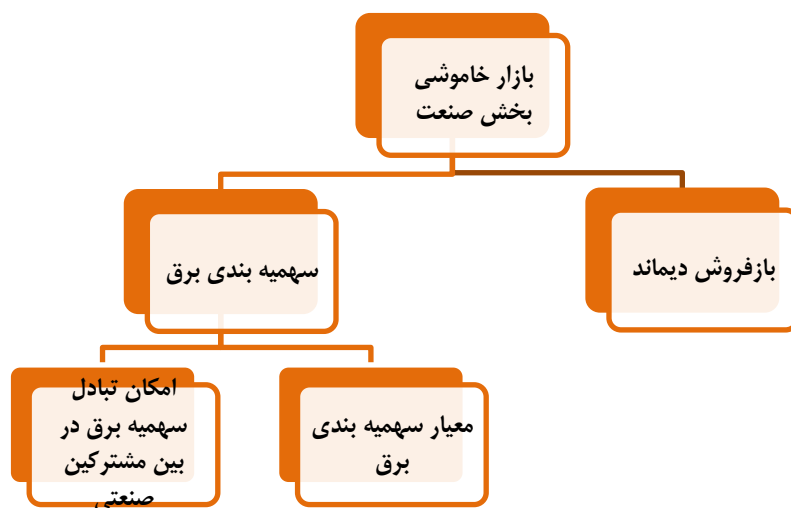
اگرچه در ادبیات اقتصادی، خاموشی به عنوان کالا محسوب نمی‌شود اما امکان تبادل آن می‌تواند زیان ناشی از خاموشی را برای مشترکین صنعتی و خانگی را کاهش دهد. این تبادل می‌تواند در ابعاد مختلف و بین گروه‌های مختلف شکل گیرد. بر اساس یافته‌های محققین، تشکیل دو بازار برای تبادل خاموشی مشترکین بخش صنعت با یکدیگر و همچنین مشترکین بخش خانگی با یکدیگر پیشنهاد می‌شود.



شکل (۲-۲۶) امکان تبادل خاموشی

۲-۴-۹-۱- تشکیل بازار خاموشی در بخش صنعت

وقوع خاموشی زیان جبران ناپذیری را به صنایع و همچنین کشور وارد می‌کند اما برنامه‌ریزی مناسب جهت مشارکت این بخش علاوه بر کاهش مازاد تقاضای بار می‌تواند هزینه خاموشی بر این بخش را برطرف نماید. یکی از مهم‌ترین راه‌کارهای پیشنهادی تشکیل بازار خاموشی است که در آن امکان تبادل خاموشی بین صنعت و دولت و همچنین امکان تبادل خاموشی بین صنایع فراهم شود و از این طریق هزینه‌های ناشی از خاموشی را نیز کاهش خواهد داد. راه‌کارها و سیاست‌های اتخاذ شده در اقتصاد خاموشی با توجه به دلیل کمبود آن متفاوت است. این سیاست‌های خاموشی‌های که به دلیل به دلیل مازاد تقاضا اتخاذ می‌شوند از طریق تغییر بار تقاضا در طول دوره‌ی پیک، مصرف کاهش می‌دهد، اما مصرف کلی برق را کاهش نمی‌دهد. این دو راه‌کار در شکل (۳-۷) نشان داده شده است.



شکل (۲-۲۷) پیشنهاد تشکیل بازار خاموشی در بخش صنعت

الف) بازفروش دیماند

اجازه بازفروش دیماند برق صنایع دارای قرارداد بلند مدت و ثابت خرید برق به نرخ بازار و تحمیل خاموشی اجباری بر صنعت خود و مبادله آن با شرکت توزیع می‌تواند حجم قابل ملاحظه‌ای از مازاد تقاضای برق را پاسخ دهد و از این طریق صنعت می‌تواند علاوه بر کسب سود از فروش خاموشی و از وقوع خاموشی در سایر بخش‌ها و نیز زیانهای حاصل از خاموشی در صنعت جلوگیری کند. این پیشنهاد در کشورهایی همچون نروژ، زلاندنو و ناحیه شمال غرب آمریکا اجرا شده است.

ب) سهمیه‌بندی برق

سهمیه‌بندی برق صنایع مکانیسم دیگری برای کاهش بار تجاری در بین کاربران نهایی صنعتی است (ESMAP). سهمیه‌بندی برق نیازمند دو ابزار است. ۱- معیاری برای سهمیه بندی برق ۲- امکان تبادل سهمیه برق در بین مشترکین صنعتی (بازار خاموشی).

۱. معیار سهمیه بندی برق

سهمیه برق هر صنعت در یک استان، باید به صنایع مادر و کلیدی استان توجه شود. صنایع مادر بیشترین سهمیه را در بین صنایع داشته باشند. همچنین صنایعی که محصولات آنها علاوه بر تولید واردات بین استانی دارد می‌تواند جز صنایعی باشد کمترین سهمیه را دارند. معیار سهمیه برق هر صنعت در هر استان و صنایع یک استان می‌تواند با توجه به جدول داده ستانده استانی، تعیین شود. جدول داده - ستانده^۱ در اقتصاد، یک مدل ریاضیاتی است که وابستگی متقابل میان بخش‌های مختلف یک اقتصاد ملی یا اقتصادهای منطقه‌ای مختلف را نمایش می‌دهد. عناصر کلیدی این جدول، روابط فنی و تکنولوژیکی در برگیرنده مقادیر داده و ستانده در فرایند تولید هستند. جدول داده - ستانده کاربرد های متفاوتی در برنامه‌ریزی منطقه‌ای دارد. این جدول که ارتباط عرضه و تقاضا را میان

1 - Input-output model

گروه وسیعی از فعالیتهای اقتصادی نشان می‌دهد، قادر است بخش‌های کلیدی را در سطح ملی یا منطقه‌ای نشان دهد. (میلر و بلیر)^۱ (۲۰۰۹)

با استفاده از جدول داده - ستانده می‌توان میزان اهمیت هر بخش در مقایسه با دیگر زیربخش‌های اقتصادی بررسی نمود. در این چارچوب تحلیلی، بررسی روابط بین بخشی از طریق شاخص‌های پیوند پیشین^۲ و پسین^۳ صورت می‌گیرد. شاخص‌های پیوند پیشین و پسین به گونه‌ای محاسبه می‌شوند که امکان مقایسه شدت و ضعف روابط بین بخشی و لذا تعیین بخش‌های کلیدی در اقتصاد را فراهم می‌کند. شاخص پیوند پیشین میزان تقاضای یک بخش را برای استفاده از تولید سایر بخش‌ها معین می‌سازد. هرچه این شاخص در یک بخش بزرگتر باشد، خاموشی در آن ضرر بزرگتری را به سایر بخش‌ها وارد می‌کند. شاخص پیوند پسین، معیاری برای سنجش نیازمندی سایر بخش‌ها به ستانده یک بخش خاص می‌باشد. به عبارت دقیق‌تر توسعه آن بخش، محرک توسعه سایر بخش‌ها خواهد بود و سرمایه‌گذاری در آن بخش از الویت بالاتری برخوردار است. نکته حائز اهمیت آن است که اگر وابستگی تعداد بیشتری از زیربخش‌های اقتصادی به ستانده یک بخش را ملاکی برای تعیین ضروری بودن ستانده آن بخش در نظر گرفته شود، شاخص پیوند پسین این مفهوم را منعکس نمی‌کند و بزرگ بودن این شاخص، نتیجه ارتباط قوی یک بخش با یک یا چند بخش خاص است. برای تعیین میزان گستردگی روابط یک بخش با دیگر بخش‌ها لازم است ضریب یا شاخص تغییرات پیوند پسین محاسبه شود. هرچه مقدار ضریب تغییرات مربوط به یک بخش کوچکتر از یک باشد، آن بخش به طور یکنواخت‌تری با سایر بخش‌ها در ارتباط است. یکی از مهم‌ترین شاخص‌های پیوند پسین و پیشین شاخص هیرشمن^۴ و راسموسن^۵ است.

جدول داده - ستانده به روش‌های گوناگونی تهیه می‌شود که می‌توان آن را به چهار گروه: ۱- روش سهم مکانی ۲- تعادل کالایی ۳- راس ۴- اقتصاد سنجی تقسیم کرد. با توجه به داده‌های موجود در حساب‌های منطقه‌ای کشور روش سهم مکانی در ایران قابل استفاده است.

در روش‌های سهم مکانی تلاش می‌شود که با استفاده از حداقل داده‌های منطقه (نظیر اشتغال و ستانده) و با استفاده از جدول داده - ستانده ملی، به برآورد جدول منطقه‌ای اقدام شود.

در این نوع جدول داده - ستانده، بخش تخصصی مشخص می‌شود. منظور بخش تخصصی بخشی است که دارای سهم مکانی بیش از دو در منطقه باشد. به کارگیری این روش، مزایایی چون در نظر گرفتن اندازه منطقه، لحاظ نمودن سهم بخش عرضه‌کننده و تقاضا کننده به طور همزمان، و امکان برآورد جدول داده - ستانده دو منطقه‌ای را دارد.

در این روش برآورد صادرات مجدد و صادرات در روش‌های مکانی با توجه به داده‌های حساب‌های منطقه‌ای ایران، امکان پذیر نیست. منظور از صادرات مجدد، صادرات و واردات هم‌زمان یک کالا یا خدمت مشخص است. در روش‌های سهم مکانی فرض می‌شود که در یک بخش مفروض و در خصوص کالایی معین، صادرات و یا واردات صورت می‌پذیرد و این امکان وجود ندارد که در خصوص

1 - Miller and Blair

2 -Backward Linkage

3 -Forward Linkage

4 -Hirschman

5 -Rusmussen

کالایی مشخص، صادرات و واردات به صورت هم زمان انجام شود. و در این روش جریان هم زمان صادرات و واردات کالای مشابه یا یکسان تعریف می‌شود. (کورت و جکسون، ۲۰۱۵)

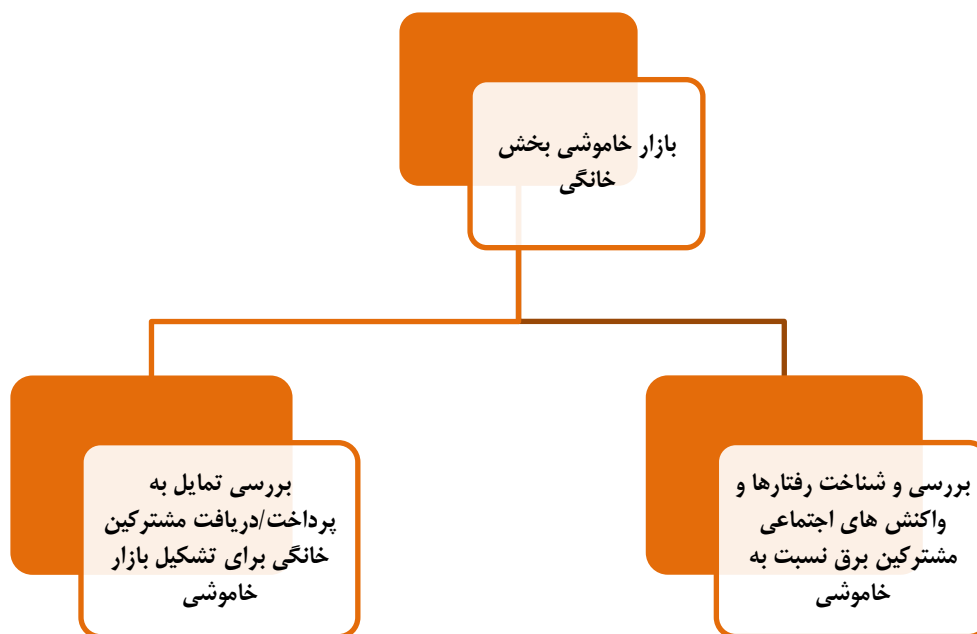
ضریب فنی محاسبه شده در جدول داده - ستانده ضریب فنی داخل منطقه را مشخص می‌کند. ضرایب تکنولوژی (فنی) به نهاده‌هایی اشاره دارد که در داخل منطقه تولید می‌شوند. در واقع این ضریب، با استفاده از ضریب فنی داخل منطقه‌ای، می‌توان مناطق (استان‌ها) را از نظر تامین نهاده در داخل استان مقایسه کرد و وابستگی هر استان به استان دیگر را بررسی کرد. استانی که تامین کننده نهاده سایر استان‌ها است در سهم بین استان‌ها قرار گیرد.

امکان تبادل سهمیه برق در بین مشترکین صنعتی

پس از تشکیل بازار اوراق سهمیه مجاز برق، این سهمیه مجاز توسط واحدهای صنعتی و تجاری قابل داد و ستد می‌شود. در این روش واحدهای صنعتی مایل نیستند از سطح استاندارد تعریف شده فراتر بروند و میزان مصرف خود را از سطح مجاز کمتر می‌کنند و می‌توانند ظرفیت باقیمانده خود را معامله کنند.

۲-۹-۴-۲- تشکیل بازار خاموشی در بخش خانگی

بخش خانگی حدود ۳۱ درصد از تقاضای بار را به خود اختصاص داده است اما جز معدود خاموشی‌های برنامه‌ریزی شده در برخی سال‌ها، برنامه کاهش باری در این قسمت اجرایی نشده است. از آنجایی که بسیاری از ویژگی‌های مشترکین خانگی در هر استان با توجه به موقعیت جغرافیایی، فرهنگ و... هر استان تعیین می‌شود لذا قبل اجرای برنامه خاموشی برنامه‌ریزی شده برای مشترکین خانگی پیشنهاد می‌گردد با استفاده از پرسش‌نامه بررسی و شناخت رفتارها و واکنش‌های اجتماعی مشترکین برق در هر استان پرداخته شود. پیشنهادات بخش خانگی در شکل (۴-۹) ارائه شده است.



شکل (۲-۲۸) پیشنهاد تشکیل بازار خاموشی در بخش

الف) بررسی و شناخت رفتارها و واکنش‌های اجتماعی مشترکین برق نسبت به خاموشی در راستای بررسی و شناخت رفتارها و واکنش‌های اجتماعی مشترکین برق، شناخت و درک تنگناها و نارسایی‌های حاصل از خاموشی‌ها و قطع برق و بررسی رابطه واکنش‌های اجتماعی مشترکین با متغیرهای مختلف و برنامه‌ریزی جهت اصلاح عملکرد در ارتباط با خدمات رسانی به مشترکین در سطح شهر اهواز به بررسی دیدگاه‌ها و نطقه نظرات آنها در ابعاد مختلف، از هر منطقه تعداد ۱۵۰۰ مشترک در سطح شهر اهواز به عنوان نمونه انتخاب گردیده و سپس اقدام به توزیع پرسش‌نامه گردید و براساس تجزیه و تحلیل اطلاعات جمع‌آوری شده و نتایج حاصل از یافته‌های تحقیق پیشنهاداتی متناسب با شرایط اجتماعی، فرهنگی شهر اهواز ارائه گردید (چال اشتری، ۱۳۸۲) در این نظر سنجی سیزده فرضیه متخلف مورد بررسی قرار گرفت از مهم‌ترین آنها می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

۱- واکنش‌های اجتماعی مشترکین نسبت به قطع برق بامدت و تعداد قطعی‌های برق متفاوت است.

در این پژوهش تفاوت معنی داری بین متغیر واکنش‌های اجتماعی مشترکین نسبت به قطع برق با مدت و تعداد قطعی‌های برق مشاهده نگردید. به بیان دیگر با توجه به عدم تأیید آن تفاوتی از لحاظ میانگین واکنش‌های اجتماعی بین ۴ گروه زمانی مشخص از نظر طول زمان خاموشی و قطع برق وجود ندارد. لذا می‌توان گفت که در نمونه مورد نظر تعداد و میزان و شدت واکنش‌های اجتماعی و رفتاری منفی مشترکین در مدت زمان ۱۵ دقیقه تا ۶۰ دقیقه در دامنه یکسانی می‌باشد. در واقع با توجه به شرایط اقلیمی شهر اهواز و وجود گرمای طاقت فرسا و بالای ۵۰ درجه، مشترکین حتی انتظار یک دقیقه خاموشی و قطع برق را نیز ندارند. بنابراین با توجه به اینکه معمولاً هر چقدر زمان خاموشی‌ها بیشتر باشد، آثار منفی بیشتری بدنبال خواهد داشت اما نتایج تحلیل فوق حاکی از این مسئله مهم

می‌باشد که مردم در شرایط گرمای شهر اهواز تصور هیچ‌گونه قطعی برق حتی به میزان یک دقیقه را هم ندارند. بنابر این فرضیه مذکور مورد تأیید قرار نگرفته است.

۲- بین واکنش‌های اجتماعی مشترکین نسبت به قطع برق با توزیع عادلانه برق رابطه وجود دارد. در این پژوهش رابطه معنی داری بین متغیر واکنش‌های اجتماعی مشترکین نسبت به قطع/ توزیع عادلانه برق برای مردم با ضریب همبستگی ۰.۲۱ مورد تأیید قرار گرفته است. به بیان دیگر هر چقدر توزیع برق در بین مشترکین عادلانه تر باشد (از نظر تعداد و میزان قطعی‌های برق در یک مدت زمانی مشخص) میزان شدت واکنش‌های اجتماعی و رفتاری مشترکین نیز به همان نسبت در جهت کاهش یا افزایش تغییر خواهد کرد.

۳- واکنش‌های اجتماعی مشترکین نسبت به قطع برق و آشنایی مشترکین با پرداخت خسارت در این پژوهش تفاوت معنی داری بین میانگین واکنش‌های اجتماعی مشترکین نسبت به قطع برق با میزان آشنایی مردم با پرداخت خسارت از سوی شرکت برق وجود دارد. در نتیجه این فرضیه در سطح ۰/۰۵ مورد تأیید قرار گرفت و به سطح جامعه قابل تعمیم می‌باشد. بنابراین می‌توان نتیجه گرفت که میانگین واکنش‌های اجتماعی افرادی که اظهار نموده‌اند که از پرداخت خسارت اصلاً آگاهی ندارند بالاتر از افرادیست که اظهار آگاهی آنها از پرداخت خسارت زیادتر بوده است.

۴- بین واکنش‌های اجتماعی مشترکین نسبت به قطع برق با زمان خاموشی‌ها و تداخل آن با برنامه‌های تلویزیونی در این پژوهش رابطه معنی داری بین متغیر واکنش‌های اجتماعی مشترکین نسبت به قطع برق تداخل آن با برنامه‌های تلویزیونی در سطح کمتر از ۰/۰۱ با ضریب همبستگی ۰/۲۰ و سطح اطمینان ۹۹٪ مورد تأیید قرار گرفته است. به عبارت دیگر هر چقدر زمان قطع برق و خاموشی‌ها با زمان تماشای برنامه‌های تلویزیون بیشتر توأم بوده است به همان نسبت نیز باعث بروز واکنش‌های اجتماعی شدیدتری نسبت به ساعت‌های غیرهمزمانی در نزد مشترکین شده است.

۵- واکنش‌های اجتماعی مشترکین نسبت به قطع برق و شناخت مردم از مشکلات تامین برق در این پژوهش رابطه معنی داری بین متغیر واکنش‌های اجتماعی مشترکین نسبت به قطع برق با به شناخت مردم از مشکلات تامین برق در سطح ۰/۰۱ با ضریب همبستگی ۰/۱۰ مورد تأیید قرار گرفته است.

- پیشنهادات بر اساس نظر سنجی صورت گرفته به شرح زیر است:

۱. با توجه به نتایج حاصل از یافته‌های تحقیق، نزدیک به ۷۰ مشترکین از نحوه اطلاع رسانی در زمینه خاموشی‌ها و قطع برق اعلام عدم رضایت می‌نمایند، در این خصوص برنامه‌ریزی جهت اطلاع‌رسانی لازم از طریق رسانه‌های پیشنهادی صورت پذیرد. به طور کلی هرگاه مردم بدانند که برق آنها در ساعات و اوقات مشخصی از شبانه روز یا طول هفته قطع می‌گردد، از لحاظ روانی بهتر با این امر برخورد داشته، وسایل برقی خود را به منظور پیش‌گیری از سوختن مجهز به محافظ نموده و در نتیجه دچار خسارت مادی نخواهند شد، از سوی دیگر قادر به برنامه‌ریزی مناسب تری جهت استفاده از اوقات زندگی، تفریح و سایر امور روزمره خود خواهند شد. لذا پیشنهاد می‌گردد، ساعات و برنامه زمان بندی خاموشی‌ها و قطع برق، به طور مکرر و همه روزه در ساعت معین و از طریق اخبار صدا و سیما اعلام گردد تا مردم همواره از کانال و برنامه خاص و مشخصی این اطلاعات را تهیه و دنبال نمایند.

۲. با توجه به اینکه بیش از ۸۰٪ مردم اظهار داشته‌اند که در حد کم و خیلی کم با مشکلات و مسایل مربوط به تامین برق در جامعه آشنایی دارند و همچنین با عنایت به اینکه نزدیک ۷۰٪ از مردم عنوان داشته‌اند که آگاهی از مشکلات و نارسایی‌های

موجود در این زمینه، باعث کاهش واکنش‌های اجتماعی آنها در هنگام قطع برق می‌گردد، ضروریست اقدامات لازم جهت آگاه سازی مردم از طریق روش‌های پیشنهادی صورت گیرد.

۳. با عنایت به اینکه براساس نتایج این پژوهش بیش از ۵۵٪ از مشترکین اطلاع‌رسانی و آموزش از طریق رادیو و تلویزیون را در انتخاب نخست خود می‌دانند، پیشنهاد می‌گردد کلیه سیاست‌ها و برنامه‌های شرکت توزیع برق، که به نوعی مرتبط به بحث آموزش و اطلاع رسانی در ابعاد و زمینه‌های مختلف می‌باشد، از این کانال ارتباط جمعی پیگیری و دنبال شود.

۴. استفاده از نیروهای تحصیل کرده و آموزش دیده جهت پاسخگویی، چرا که بیان مناسب و توأم با احترام و ارائه اطلاعات صحیح و به موقع به مردم در هنگام قطع برق، باعث کاهش میزان واکنش‌های رفتاری و احساس ناراضی‌ی مشترکین می‌گردد.

۵. نقش رسانه‌های ارتباط جمعی و استفاده از آنها در متحول ساختن دیدگاه‌های عمومی و ارائه

آموزش‌های همگانی در زمینه برق انکارناپذیر می‌باشد، لذا پیشنهاد می‌گردد:

- برنامه‌ریزی جهت انجام مصاحبه‌های مطبوعاتی و رادیو تلویزیونی مسئولان به صورت تقویم شده و با اعلام قبلی و طرح موضوعات مشخص حول محور مسایل صنعت برق و همچنین مشکلات مردم گام اساسی در زمینه ایجاد ارتباط متقابل وسازنده بامشترکین می‌باشد.

- برخورد جدی با مقوله آموزش‌های عمومی در زمینه برق، به عنوان یکی از اساسی‌ترین ابزارهای ایجاد آگاهی، ارتقاء بخشی و شکل دهی به نگرش‌ها و در نهایت فرهنگ‌سازی در زمینه‌های مختلف از جمله بهینه سازی مصرف و فراهم نمودن روش‌های اعمال مدیریت مصرف.

- پیشنهاد می‌گردد، به منظور انجام فعالیت‌های اساسی و ریشه‌ای در سطح مدارس و همچنین هماهنگ نمودن فعالیت‌ها، و اقدامات انجام شده در جهت فرهنگ سازی و نهادینه کردن آموزش‌های مرتبط با مسایل متنوع صنعت برق، کمیته‌ای در سطح استان با ترکیب مسئولین آموزش و پرورش، نمایندگان برق منطقه‌ای و شرکت توزیع و مدیران نواحی آموزش و پرورش تشکیل گردیده و کلیه سیاست‌گذارهای تبلیغی، فرهنگی و آموزشی دراین کمیته بررسی و تصویب گردد.

- اختصاص بخشی از کتب دوره دبستان، راهنمایی و دبیرستان در خصوص مباحث مربوط به صنعت برق در بخش‌ها و زمینه‌های مختلف نیز و در راستای فرهنگ سازی بسیار ضروری بنظر می‌رسد.

- برنامه‌ریزی جهت افزایش سطح فکری و آموزشی کودکان و نوجوانان نسبت به دانستنی‌های ضروری برق، از طریق سرمایه‌گذاری آموزشی برای ساخت سریال‌ها، اجرای نمایش‌ها و تئاترهای عروسکی، انتشار کتب آموزشی، شعر، نقاشی، تکثیر نوارهای موسیقی برای کودکان و نوجوانان، که همگی از جمله برنامه‌های موثر و قابل اجرا جهت صرفه‌جویی در مصرف برق می‌باشد، که می‌تواند توسط نهادهای فرهنگی و هنری و صدا و سیما تولید و سفارش شوند.

ب) بررسی تمایل به پرداخت/دریافت مشترکین خانگی برای تشکیل بازار خاموشی

پژوهشی در شهر ریاض در مورد مصرف کننده خانگی صورت گرفته است بررسی داده‌های درآمد و میانگین مصرف ماهانه واحدهای مسکونی در شهر ریاض، همبستگی قوی و مثبت بین مصرف انرژی الکتریکی و درآمد خانوار را نشان می‌دهد که با این فرض اساسی

موافق است که مصرف انرژی در سطح خانوار یک شاخص کلیدی برای افزایش درآمد و استاندارد زندگی است (عبدالله و همکاران^۱، ۲۰۱۷) سپس "تمایل به پرداخت" مصرف کننده های خانگی در ازاء قطع برق در ساعت های ۱۱ قبل از ظهر و ۱۲ ظهر در تابستان در گروه های مختلف درآمدی مورد بررسی قرار داده شد.

در بین خانوارهایی که تمایل به پرداخت برای قطعی برق نداشتند با استفاده از پرسش نامه اقدامات مقدماتی که مصرف کننده در طول قطعی برق، برای جلوگیری از اثرات نامطلوب آن انجام می دهد مورد بررسی قرار گرفت.

همچنین در مورد خانوارهایی که تمایل به پرداخت برای قطع برق داشتند با استفاده از پرسش نامه موارد زیر مورد بررسی قرار گرفت:

۱. تمایل به پرداخت برای قطع برق روزانه در طول دوره تابستان را برای دوره های ۲۰ دقیقه، ۱ ساعت، ۴ ساعت و ۸ ساعت فرض کنند.

۲. تعداد قابل توجهی از پاسخ دهندگان مایل به پرداخت نرخ بالاتری حتی تا ۳۰٪ بالاتر از هزینه شارژ نرمال برای جلوگیری از قطع طولانی مدت برق هستند. تمایل به پرداخت زمانی کمتر می شود که افزایش تعرفه بیشتر پیشنهاد شود یا قطعی های کمتر متناوب پیشنهاد شود.

۲-۴-۱- راه کارهای مقابله با خاموشی در سمت عرضه

توجه به این نکته حائز اهمیت است که اقتصاد خاموشی می تواند در نتیجه کمبود عرضه (عدم توان سیستم قدرت در پاسخ گویی به تقاضای بار موجود است). سه راه حل کلی برای جبران کمبود عرضه وجود دارد:

۱. برنامه ریزی براساس ذخیره ثابت

در این روش درصد مشخصی از ظرفیت به عنوان ذخیره مورد نیاز سیستم، با توجه به تجربیات کارشناسان یا کشورهای مشابه، تعیین می گردد. و با فرض توجه به روند افزایش سالیانه حداکثر بار و حفظ ذخیره ی مورد نیاز، ظرفیت نیروگاهی لازم طی دوره مطالعه محاسبه می گردد. درصد ذخیره ی عنوان شده باید به گونه ای باشد که اثرات خروج های اضطراری و تعمیرات نیروگاه ها را شامل گردیده و عوامل دیگر مانند ذخیره گردان و یا تاخیرات احتمالی در اجرای طرح های احداث نیروگاه ها را پوشش دهد.

۲. برنامه ریزی بر اساس ریسک ثابت

در این روش برنامه ریزی توسعه تولید با فرض حفظ قابلیت اطمینان^۲ سیستم در محدوده ی مشخص انجام می پذیرد. در این صورت یکی از شاخص های قابلیت اطمینان مورد نظر قرار گرفته و برنامه ریزی براساس حفظ این شاخص در محدوده ی مورد نظر انجام می شود. به عنوان نمونه، یک شاخص مورد استفاده احتمال عدم تامین بار^۳ (LOLP) می باشد. بدین ترتیب برنامه ریزی توسعه سیستم تولید می تواند به گونه ای باشد که شاخص LOLP در هیچ یک از سال های دوره مطالعه از مقدار مشخصی فراتر نرود. قابلیت دسترسی^۴ واحدهای نیروگاهی در این روش تاثیر زیادی بر مقدار افزایش ظرفیت تولید دارد. هرگاه نیروگاه های سیستم قابلیت دسترسی بالاتری داشته باشند، به تبع آن ریسک بروز خاموشی کاهش یافته و نیاز به ظرفیت سازی کاهش می یابد.

۳. برنامه ریزی براساس قیمت خاموشی

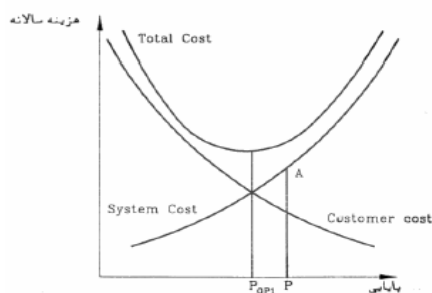
1 Abdullah. Al-Shaalan

2 - Reliability

3 - Loss of Load Probability

4 - Availability

۴. در این روش هزینه خاموشی عامل تعیین کننده جهت برنامه‌ریزی توسعه تولید است. به منظور درک بهتر موضوع به نمودار زیر توجه شود.



شکل (۲-۲۹) نمودار تغییرات هزینه سالانه بر حسب قابلیت اطمینان

افزایش ظرفیت تولید موجب افزایش هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری می‌گردد که مجموع این هزینه‌ها در نمودار بالا به عنوان system Cost معرفی شده است. از سوی دیگر افزایش ظرفیت تولید موجب افزایش قابلیت اطمینان و کاهش مقدار خاموشی خواهد گردید. هرگاه قیمت خاموشی به ازای هر کیلووات ساعت تامین نشده مورد نظر قرار گیرد، هزینه‌های خاموشی با افزایش ظرفیت تولید کاهش خواهد یافت. این مولفه در شکل (۴-۱۰) به عنوان Customer Cost معرفی شده است. مجموع دو مولفه عنوان شده تابع هزینه^۱ را تعیین می‌نماید که دارای یک نقطه کمینه به ازای مقدار مشخصی از ظرفیت (و یا قابلیت اطمینان) خواهد بود. به این ترتیب در این روش تنها تابع هزینه به عنوان معیار بوده و نقطه بهینه نقطه ای است که این تابع را حداقل می‌نماید. (موحد و همکاران، ۱۳۸۲).

۲-۵- تدوین اصول و چهارچوب تعیین تعرفه‌ها و واگذاری انشعاب

۲-۵-۱- تدوین اصول و چهارچوب تعیین تعرفه‌ها و واگذاری انشعاب

یک طراحی و ساختار رضایت‌بخش تعرفه از این جهت حایز اهمیت است که هم منجر به ارتقای کاربری کوتاه مدت سیستم می‌شود و هم از سویی دیگر راهنمای پاسخگویی تقاضا به شکلی کارا در بلندمدت است. علت این امر آن است که تعرفه‌های معقول حاوی اطلاعاتی در خصوص مسئولیت‌پذیری طرف‌های ذی‌نفع در قبال هزینه‌های تامین و عرضه برق است. این امر بدین معنی است که به عنوان مثال، تولیدکننده برق برای تولید برق هزینه‌ای متحمل می‌شود و شرکت توزیع یا انتقال که برق خود را از نیروگاه خریداری می‌کند باید در قبال هزینه‌های تحمیل شده به نیروگاه جهت تولید برق مسئولیت‌پذیر باشد و این امر در قیمت برق معامله شده بین این دو باید بازتاب داده شود. به بیانی دیگر، طرف‌ها باید هزینه‌های مربوط به تامین و عرضه برق را به رسمیت بشناسند و این امر در

¹ Total Cost

تعرفه‌های برق باید نمایان باشد. لذا طراحی تعرفه‌ها هم در بازارهای آزادسازی شده^۱ هم بازارهای تنظیم مقررات شده سنتی^۲ حایز اهمیت است.

۲-۵-۲- اهداف طراحی تعرفه برق به لحاظ نظری

به صورت نظری، طراحی تعرفه‌های برق باید دو هدف کلی زیر را تامین کند:

- اولین هدف این است که پول موردنیاز جهت پرداخت هزینه‌های فعالیت‌هایی که درآمدشان تحت کنترل است، تامین شود. این که چه بخش‌هایی از صنعت برق مشمول این امر شوند به نوع ساختار بازار برق بستگی دارد. تولید و خرده‌فروشی تنها در صورتی در تعرفه جای دارند که بازار سنتی مبتنی هزینه خدمات^۳ برقرار باشد یا بازارهایی که در آن رگولاتور تعرفه پیش‌فرضی وضع می‌کند که به برخی مشترکین اجازه می‌دهد تحت تعرفه‌های ادغامی قرار گیرند، به جای اینکه یک پیشنهاد مناسب از خرده‌فروش دریافت نمایند. این هدف طراحی ساختار را به گام اول مرتبط می‌سازد: انتخاب سازوکار جبران هزینه‌ها و تعیین سهم هریک از کسب‌وکارها/فعالیت‌ها از آن.
- هدف دوم ارسال سیگنال اقتصادی درست به هر مشترک در جهت استفاده اقتصادی-اجتماعی بهینه از برق است. رفتار مصرف‌کننده منطقی تحت تاثیر قیمت کنونی و تغییرات احتمالی آن در آینده است. مشترکی که بر مبنای یک نرخ زمان مصرف^۴ بهای انرژی خود را نمی‌پردازد، طبعاً مشوقی برای انتقال بخشی از مصرف خود از زمان‌های اوج مصرف به زمان‌های خارج از اوج نمی‌بیند. چنین تعرفه‌هایی به وضوح فاقد سیگنال‌های اقتصادی درست به مصرف‌کننده جهت استفاده بهینه از منابع هستند. در ادامه، مشخص می‌شود که با این حال ایجاد توازن بین این دو هدف ممکن است دشوار باشد. درآمدهای شرکت‌های برق که متناسب با سیگنال اقتصادی بهینه باشند ممکن است با درآمدهای متضمن رضایت شرکت‌های برق متفاوت باشد.

۲-۵-۳- مبانی تئوریک طراحی تعرفه

همان‌طور که پیش‌تر نیز بیان شد، نرخ‌گذاری برق شامل مجموعه‌ای از گام‌هاست که با عنایت به دو هدف عمده برداشته می‌شوند: تامین پول کافی جهت پوشش هزینه‌های کسب‌وکارهای دخیل، و ارسال سیگنال اقتصادی صحیح به مصرف‌کنندگان. هریک از گام‌های فرایند تعرفه‌گذاری مستلزم معیارهای تصمیم‌گیری مناسب مبتنی بر اصول رگولاتوری و رویکردهای تئوریک است. در این بخش علاوه بر بحث راجع به اصول و رویکردهای ضروری در طراحی تعرفه، توضیحات مفصلی نیز در خصوص ساختارهای تعرفه ارائه می‌شود.

۲-۵-۳-۱- اصول رگولاتوری

سه گامی که طراحی تعرفه به آن‌ها تقسیم شده است می‌تواند بسته به اهداف مورد نظر رگولاتوری به گونه‌های مختلفی ارایه شود. این اهداف یا اصول تعیین‌کننده ویژگی‌های یک ساختار تعرفه بهینه و ایده‌آل هستند.

1 liberalized
2 Regulated systems
3 Cost-of-service regulation
4 Time-of-use

جدول (۱۱-۲) اصول رگولاتوری در وضع تعرفه‌ها

اصول تعرفه‌گذاری						
برابری ^۱	بهره- وری ^۲	پایداری ^۳	سادگی ^۴	جمع- پذیری ^۵	سازگاری ^۶	شفافیت ^۷
						ثبات ^۸

حداقل به صورت تئوریک، یک اجماع کلی در خصوص اصول رگولاتوری که باید در نرخ‌های برق رعایت شود وجود دارد. در حالی که این اصول جهت‌هایی را در وضع تعرفه‌ها ترسیم می‌کنند، اما درجه‌ای از آزادی را نیز برای تفسیر و تعبیر باز می‌گذارند. به لطف همین آزادی عمل در تفسیر، گونه‌های متعددی از طراحی‌های تعرفه قابل تصور است.

قوانین، مقررات و بخش‌نامه‌های اجرایی در هر کشور که مبنای وضع تعرفه‌ها هستند همگی روی برخی اصول بنیادین اتفاق نظر دارند:

- پایداری اقتصادی^۹ یا کفایت درآمدها^{۱۰}: این اصل نقطه شروع حرکت به سمت تعرفه‌هاست. هر شرکتی که یک کسب‌وکار/فعالیت تنظیم‌شده^{۱۱} را دارد، باید قادر به تامین مالی خود و علاوه بر ایجاد سرمایه‌گذاری‌های جدید جهت ادامه فعالیت در آینده باشد. این اصل مستقیماً مرتبط با گام اول تعرفه‌گذاری، یعنی محاسبه هزینه‌های مجاز است. تعرفه طراحی‌شده باید متضمن پوشش این هزینه‌ها و پرداخت بهای برق مطابق بازار باشد.

- بهره‌وری اقتصادی^{۱۲} در تخصیص منابع: از نقطه نظر علم اقتصاد، بهره‌وری به این معنی است که کالا یا خدمات از سوی کسی مصرف شوند که بیشترین بهره را از آن می‌برد. با چنین تعریفی، بهره‌وری می‌تواند با ایجاد یک سیگنال قیمتی (که برای کوتاه مدت و بلندمدت بهینه است) به دست آید به صورتی که به هر مصرف‌کننده را وادارد تا به میزانی از منابع مصرف کند که کاراترین حالت برای کل سیستم باشد. بر اساس نظریات اقتصادی، زمانی چنین هدفی برآورده می‌شود که قیمت به هزینه نهایی/حاشیه‌ای نزدیک شود. لذا هزینه‌ها باید به گونه‌ای توزیع شوند که تا حد امکان بازتاب‌دهنده هزینه تحمیلی مصرف‌کننده به سیستم باشد تا مصرف‌کنندگان شاهد نتایج نوع مصرف خود باشند. به بیانی دیگر، هزینه‌های فراهم آوردن برق باید به گونه‌ای توزیع شود که هر مشترک همان میزانی را بابت بهای مصرفی خود بپردازد که به شبکه هزینه وارد کرده است. این اصل بهره‌وری شامل همه گام‌های طراحی تعرفه می‌شود: سازوکار جبران هزینه‌ها باید مشوق بهره‌وری باشد، هزینه‌های مجاز باید کارا باشند (در غیر این صورت مصرف‌کنندگان منابع را به صورت مناسب مصرف نمی‌کنند)، و در نهایت روش‌های طراحی تعرفه، هم در بعد ساختار تعرفه و هم برقراری قیمت‌ها، باید در جهت گسترش رفتار مصرفی بهره‌ور باشند. به طور خلاصه، نرخ‌های بهره‌ور مناسب‌ترین سیگنال‌ها

1 equity

2 efficiency

3 sustainability

4 simplicity

5 additivity

6 consistency

7 transparency

8 stability

9 Economic sustainability

10 Revenue sufficiency

11 Regulated business

12 Economic efficiency

را به مصرف‌کننده می‌دهد و ابزار توانمندی برای مصرف انرژی به گونه‌ای بهره‌ور است. در عمل، این اصل قیمت‌گذاری نهایی به جهت ماهیت پیچیده فعالیت‌های مورد بحث (از تولید تا توزیع) تنها می‌تواند به صورت یک راهنمای کلی در نظر گرفته شود؛ این عوامل می‌توانند شامل سرمایه‌گذاری‌های نامتوازن در شبکه، شدت صرفه‌جویی در مقیاس^۱، یا بازارهای برق با هزینه‌های عملیاتی غیرخطی باشد.

- برابری یا عدم تبعیض در دسترسی به خدمات یا تخصیص منابع. مطابق یک قاعده کلی، عدم تبعیض به این معنی است که برای مصرف برابر برق باید بهای برابری نیز پرداخت شود، فارغ از این که ماهیت مصرف‌کننده چه باشد یا برق توسط مشترک به چه مصرفی می‌رسد. بنابراین، برابری به این معنی نیست که هزینه‌های یکسانی باید به همه مشترکین شبکه تخصیص داده شود. به همین جهت این اصل، *انصاف*^۲ نیز نامیده می‌شود. از نقطه نظر شبکه برق، این اصل تضمین می‌کند که نرخ‌های اعمال شده هیچ رقیبی^۳ را در شبکه برق در موقعیت برتری نسبت به دیگری قرار نمی‌دهد. هر کشور کمابیش تدابیری را جهت پیاده‌سازی این اصل اندیشیده است که در برخی موارد، بسته به انعطاف‌پذیری تعریف *برابری*، مطابق با برخی انواع تبعیض قیمتی^۴ است. یک نمونه آن مصرف‌کنندگان کم‌درآمد است: آیا این منصفانه است تا این دسته از مصرف‌کنندگان از برق، که به عنوان خدمات پایه تعریف می‌شود، محروم شوند، زیرا قادر به پرداخت بهای آن نیستند؟ یا این منصفانه‌تر است تا این گروه نرخ‌های پایین‌تری بابت برق مصرفی خود بپردازند؟
- *شفافیت*، مکمل اصل عدم تبعیض است. هدف تضمین شفافیت در تعریف متدلوژی نرخ‌گذاری، کاربرد آن به صورت مشخص در هریک از کسب‌وکارها/فعالیت‌های صنعت برق، و انتشار رویه‌ها و نتایج است. انتشار تعرفه‌ها و شرحی روشن و قابل درک از روش محاسبه آن‌ها تنها ابزار جهت اعتبارسنجی برقرار بودن سایر اصول (پایداری، برابری، بهره‌وری و ...) است.
- جمع‌پذیری تعرفه‌ها ماحصل اصول شفافیت و پایداری است. این بدان معنی است که نرخ‌های نهایی باید حاصل مجموع همه اجزای هزینه‌ای مربوط به هر گروه از مشترکین باشد. نرخ‌ها باید بر مبنای بالا به پایین محاسبه شوند و این کار با تحلیل همه اجزای هزینه‌ها آغاز می‌شود. علاوه بر این، تعرفه‌هایی که مصرف‌کنندگان از بین آن‌ها حق انتخاب دارند باید دارای ساختاری منسجم باشند. یعنی مجموع پرداختی‌ها از سوی همه مشترکین برای هر جزو باید برابر با مجموع هزینه‌های معین شده برای آن جزو باشد. همچنین تاثیر هریک از اجزای هزینه‌ای (که از طریق پرداختی مشترکین باید جبران شود) بر تعرفه به صورت مجزا قابل بررسی است. این موضوع سازگار با اصل بهره‌وری اقتصادی است و می‌تواند به مشترکین نشان دهد که نرخ‌های پرداختی آنان از چه اجزایی تشکیل شده است. جمع‌پذیری از مسلمات یک طراحی تعرفه شفاف و منطقی است.
- برخی دیگر از معیارها که ممکن است به نظر بدیهی به نظر آیند اما باید در نظر گرفته شوند به شرح زیر است:
- *سادگی* روش‌های مورد استفاده، تا حد امکان، البته بدون قربانی کردن سایر اصول. این اصل در راستای تسهیل فهم و پذیرش تعرفه‌ها و روش محاسبه آن‌هاست.

¹ Strong economies of scale

² fairness

^۳ در اینجا رقیب همان مشترک است.

⁴ Price discrimination

- ثبات روش‌های مورد استفاده، تا شرکت‌های تنظیم‌شده (تحت نظارت رگولاتور) در معرض کمترین عدم قطعیت رگولاتوری قرار گیرند. شرکت‌ها باید قادر باشند تا پیش‌بینی‌های خود را با درجه‌ای از قطعیت داشته باشند. ریسک بیش از حد می‌تواند منجر به بازدارندگی نسبت به سرمایه‌گذاری شود که برای بهره‌برداری مناسب شبکه برق امری ضروری است.
 - سازگاری با آزادسازی و چارچوب رگولاتوری در هر کشوری در تمامی زمان‌ها، به طور مشخص، میزان آزادسازی صنایع بر انتخاب روش تخصیص و حتی خود ساختار تعرفه تاثیر می‌گذارد.
- علاوه بر موارد فوق، معیارهای مهم‌تری در رگولاتوری هر کشور می‌تواند حایز اهمیت باشد. نمونه‌هایی از این دست عبارتند از: حمایت از مصرف‌کنندگان کم‌درآمد، برقراری نرخ‌های یکنواخت در سراسر یک منطقه یا کشور، و همچنین ملاحظات زیست‌محیطی.
- یک مساله مرتبط با این بحث، دشواری (یا بهتر از بگوییم ناممکنی) برآورده ساختن همه این معیارها، حداقل به طور کامل، در آن واحد است. این امر برخی اوقات به دلیل کمبود دانش فنی است، اما معمولاً علت اصلی آن وجود تزاخم بین خود اصول و معیارهاست. برای مثال، اصل بهره‌وری گاهی اوقات ممکن است با اصل کفایت (قیمت‌های نهایی/حاشیه‌ای، به ویژه در بحث شبکه‌ها، متضمن پوشش کامل هزینه‌ها نیستند)، برابری (تخصیص هزینه‌ها به شکلی بهینه لزوماً متضمن برابری اجتماعی نیست)، یا سادگی (درگیری با فرایندهای بسیار پیچیده) در تزاخم باشد. با این حال، همه این معیارها و اصول باید در ذهن باشند تا مشخص شود هر تصمیم به چه دلیلی گرفته شده است، چه اهدافی دنبال شده است و چه مواردی جهت نیل به آن کنار گذاشته شده‌اند. هدف نهایی، رسیدن به یک توازن معقول بین همه اصول بحث‌شده در این بخش است.
- در چند دهه اخیر، افزایش بهره‌وری مساله محوری در تنظیم مقررات صنعت برق بوده است. اما سؤالاتی در خصوص طراحی تعرفه‌ها قابل طرح است: منظور از بهره‌وری چیست؟ نتایج دنبال کردن چنین هدفی چیست؟ آیا بهره‌وری باید تنها اصل حاکم بر تعرفه‌های برق باشد؟ آیا این معیار حتی جزو مهم‌ترین معیارهاست؟ چه معیارهای دیگری می‌تواند در نظر گرفته شود؟ طراحی تعرفه چگونه می‌تواند موجب تقویت بهره‌وری شود؟ آیا هزینه‌های حاشیه‌ای/نهایی^۱ می‌تواند به عنوان سیگنال‌های اقتصادی استفاده شود؟ همان‌طور که پیش‌تر نیز عنوان شد، طراحی تعرفه‌های برق از اهمیت بسیاری برخوردار است، با این حال همه عوامل دخیل در این موضوع با عمق کافی مورد بررسی قرار نگرفته است. این امر از این جهت تعجب‌برانگیز است که بالاخره هر سیستم برق نهایتاً باید یک روشی برای برقراری نرخ‌های برق داشته باشد. یک پاسخ برای توضیح این وضعیت می‌تواند عدم وجود شفافیت باشد که در بسیاری از کشورها و مناطق معمول بوده و هست زیرا تعیین نرخ‌های برق می‌تواند به عنوان یک ابزار سیاسی بسیار با ارزش تلقی شود.
- در هر صورت، پیش از لیست کردن اهداف اصلی که در تعیین تعرفه‌ها که باید از سوی رگولاتورها مورد توجه قرار گیرد، باید فرایند تعرفه‌گذاری واجد شرایط باشد. اینکه تعرفه یا نرخ به چیزی اطلاق می‌شود معمولاً روشن است زیرا نرخ‌گذاری برای سالیان متمادی است که انجام می‌شود. اما گام‌های موردنیاز برای رسیدن به یک ساختار تعرفه^۲ نهایی، یا به بیان دیگر نتیجه ملموس این فرایند، چندان روشن نیست.
- طراحی تعرفه معمولاً به سه گام بنیادین زیر تقسیم‌بندی می‌شود:

¹ Marginal costs² Tariff structure

الف) انتخاب روش‌های جبران هزینه‌ها^۱ و سطح آن برای هریک از فعالیت‌های صنعت برق (تولید، انتقال، توزیع، خرده‌فروشی، بهره‌برداری سیستم)

ب) تعریف ساختار تعرفه متناسب با مصرف‌کنندگان نهایی

پ) تخصیص هزینه‌های مجاز^۲ به آن ساختار تعرفه

در ارایه هریک از این فازها، باید از اصول کلی نرخ‌گذاری تبعیت کرد که در این بخش این اصول بیان می‌شوند.

گام اول شامل دو فاز است: انتخاب سازوکار جبران هزینه‌ها و همچنین تخصیص هزینه‌ها. هردوی این موارد به نوع فعالیت (مثلاً تولید یا توزیع) بستگی دارد. البته قابل توجه است که عبارت طراحی تعرفه گاهی اوقات به اشتباه (حتی در برخی مقالات علمی) تنها به این مرحله اطلاق شده است. در حالی که دو گام دیگر، یعنی برقراری یک ساختار تعرفه و همچنین تخصیص هزینه‌ها به این ساختار نیز از اجزای اصلی طراحی تعرفه هستند. نقطه آغازین بحث در مورد گام اول، این فرض است که رگولاتور، در راستای اصول نرخ‌گذاری، کل هزینه‌های شناخته‌شده مرتبط با هر فعالیت تنظیم‌شده صنعت برق (مثلاً توزیع) را محاسبه کرده است یا ابزار مناسب جهت برآورد هزینه‌های فعالیت‌ها و کسب و کارهای رقابتی را داراست.

گام دوم مربوط به تعریف ساختار تعرفه است. طراحی این مرحله شامل ایجاد دسته‌های مشترکین یا گروه‌های تعرفه، بازه‌های زمانی بین صدور قبض، و شرایط مربوط به هریک از این دسته‌هاست. معیارهای طراحی باید تا حد امکان با همه اصول رگولاتوری مطابقت داشته باشد. همان‌طور که در ادامه می‌آید، برخی اصول، محدودکننده یا حداقل ترسیم‌کننده خط‌مشی‌هایی برای طراحی ساختار تعرفه هستند.

گام پایانی نیز شامل تخصیص هزینه‌ها به ساختار تعرفه است. یعنی توزیع هزینه بین همه اجزای ساختار تعرفه. مانند همه گام‌های دیگر، تخصیص هزینه‌ها نیز باید مطابق با اصول رگولاتوری باشد.

ممکن است گمان شود که هریک از گام‌های فوق می‌تواند جداگانه انجام پذیرد. با این حال، طراحی تعرفه همواره یک فرایند خطی نیست. هزینه‌های شناخته‌شده می‌تواند تاحدودی مستقلاً محاسبه شود اما تعریف ساختار تعرفه و محاسبه مقادیر قابل پوشش تحت هر یک از اجزای آن کاملاً با هم در ارتباطند، زیرا فرایند تخصیص هزینه‌ها به تنهایی می‌تواند منجر به بروز نیاز جهت افزودن تقسیم‌بندی‌ها یا اجزای جدید در ساختار تعرفه شود.

۲-۵-۴- طراحی ساختار تعرفه

^۱ remuneration

^۲ منظور از هزینه‌های مجاز، allowed costs است. این هزینه‌ها از این جهت مجاز (allowed) نامیده می‌شوند که کسب و کارهای انحصاری که تحت نظارت و کنترل نهادهای تنظیم مقررات/رگولاتوری هستند تنها بر اساس سقف درآمد تعیین شده یا سازوکارهای مشابه، می‌توانند هزینه‌های معینی داشته باشند. یعنی رگولاتور محاسبه می‌کند که بر اساس نوع فعالیت، ابعاد و سایر ویژگی‌ها، این شرکت در سال مجاز به چه میزان هزینه است و از این رو این هزینه‌ها هزینه‌های مجاز خوانده می‌شوند. بدیهی است که این محدودیت از این جهت روی هزینه‌های شرکت‌های انحصاری (مثل توزیع‌کنندگان برق) وجود دارد که با افزایش بدون نظارت هزینه شرکت، اولین گروهی که متضرر می‌شوند عموم مردم (مصرف‌کنندگان) هستند.

این بخش با توجه به اصول عنوان شده در بخش پیشین، بر طراحی ساختار تعرفه تمرکز دارد. ابتدا محرک‌های هزینه^۱ را تحلیل می‌کند و رابطه آن‌ها را با متغیرهایی که قابل صورتحساب دادن هستند بررسی می‌کند. در ادامه توضیح داده می‌شود که چگونه زمان و مکان بر مصرف برق تاثیر می‌گذارد. در خاتمه نیز ساختار تعرفه و عوامل موثر در طراحی آن بیان می‌شوند.

۲-۵-۴-۱- محرک‌های هزینه

تئوری اقتصاد تابع هزینه را به عنوان بخشی جدایی‌ناپذیر در تحلیل هر فرایند در نظر می‌گیرد. برای یک طراحی بهینه تعرفه، مشخص است که ایجاد یک نرخ برای همه مشترکین چندان مناسب نیست. ساختار تعرفه باید بازتاب‌دهنده هزینه‌های سیستم و رفتار مشترکین باشد. این تعرفه باید با دسته‌بندی فعالان طرف تقاضا علاوه بر عوامل هزینه که رفتارشان در سیستم مشابه فرض می‌شود، طراحی شود. ساختار تعرفه وظیفه دارد تا اطلاعات موجود در خصوص هزینه‌ها را با متغیرهای مسئول آن هزینه‌ها وفق دهد تا مخارج پوشش داده شوند. لذا ساختار به دنبال این است که نشان دهد چه متغیرها یا اجزایی از سیستم عامل هزینه هستند و تا چه سطحی در این امر دخیل هستند. این متغیرها یا اجزا محرک‌های هزینه نام دارند، زیرا می‌توانند هزینه‌های ایجاد شده را توضیح دهند یا تخمین بزنند. تعریف این محرک‌های هزینه در طراحی تعرفه از اهمیت بسیار بالایی برخوردار است و باید با دقت و مراقبت بسیاری مطالعه شوند تا هزینه‌های مرتبط با فعالیت‌های تنظیم‌شده صنعت برق را به درستی بازتاب دهند.

در خصوص نیروی الکتریکی، سهم بیشتر هزینه‌های سیستم توسط دو متغیر اساسی تعیین می‌شود: ظرفیت نصب‌شده^۲ هر مشترک (معمولاً پیک تقاضای آن تجهیزات)، و انرژی مصرف‌شده در هر انشعاب در هر زمانی. بر این اساس، تعداد زیادی از محرک‌های هزینه بر مبنای ظرفیت موجود^۳ و انرژی مصرف‌شده در هر انشعاب و در هر ساعتی از طول سال قابل تعریف است. با این حال، در فرایند تعرفه‌گذاری واقعی (و در راستای اصول سادگی و شفافیت) تعداد معینی از فاکتورها تعریف می‌شود که به وسیله آن‌ها تابع هزینه با بیشترین دقت ممکن قابل تخمین است.

بخشی از هزینه سیستم می‌تواند به شکل معقولی مرتبط با مخارجی فرض شود که تابعی از ظرفیت موجود آن مصرف‌کننده است و بازتاب‌دهنده ظرفیت آنی مورد تقاضاست. این موضوع، از نقطه نظر نرخ‌گذاری، منتج به معرفی هزینه ظرفیت^۴ می‌شود. یک مساله مهم در این رابطه، مشخص کردن این است که کدام پارامتر ظرفیت به عنوان محرک هزینه استفاده شود. گزینه‌های موجود عبارتند از: اوج توان مصرف‌شده^۵ (در صورت امکان اندازه‌گیری)، و ظرفیت تعریف شده در قرارداد یا ظرفیت نصب‌شده. نوع ظرفیت انتخاب شده به نوع کنتور (تجهیز اندازه‌گیری) نصب‌شده، و همچنین نوع قرارداد عقدشده با مشترک بستگی دارد.

هزینه‌های مرتبط با انرژی یا توان مصرفی هر مشترک نیز قابل تعریف است. در این موارد، مشترکین بر مبنای ارزیابی مصرف انرژی در یک دوره زمانی از پیش تعیین‌شده، بهای برق مصرفی خود را می‌پردازند. این بازه زمانی می‌تواند از چند ماه تا یک ساعت باشد، اگر تجهیزات اندازه‌گیری هوشمند^۶ نصب باشند. این تجهیزات همچنین تجهیزات اندازه‌گیری بازه‌ای^۷ یا زمان مصرف^۸ نام دارند.

-
- 1 Cost drivers
 - 2 Installed capacity
 - 3 Available capacity
 - 4 Capacity charge
 - 5 Peak power consumed
 - 6 Smart meter
 - 7 interval
 - 8 Time-of-use

علاوه بر این هزینه‌های اصلی، برای هر مشترک مقدار ثابتی در صورتحساب می‌آید که پوشش‌دهنده هزینه‌های مربوط به نقطه عرضه^۱/اتصال (مانند هزینه‌های مدیریت/خدمات مشترکین) است، یعنی هزینه‌هایی که به تعداد مشترکین بستگی دارد. همچنین اغلب نظام‌های رگولاتوری یک هزینه انشعاب یک‌جا برای پوشش مخارج فراهم آوردن برق برای مشترک جدید دارند. منظور از یک‌جا این است که این هزینه یک بار هنگام برقراری انشعاب دریافت می‌شود و دیگر به صورت مستمر چنین پرداختی از سوی مشترک صورت نمی‌گیرد. جدول (۲-۱-۱۲) خلاصه‌ای از محرک‌های هزینه و هزینه‌های مرتبط با هریک را نشان می‌دهد.

جدول (۲-۱۲) - محرک‌های هزینه

محرک هزینه	هزینه‌های مرتبط
انرژی	هزینه‌های مرتبط با میزان انرژی مصرف شده در طول یک بازه زمانی معین
ظرفیت*	هزینه‌های مرتبط با پیک تقاضا یا احتمال رسیدن به آن حد از تقاضا *:

ظرفیت نصب شده، ظرفیت قراردادی یا ظرفیت پیک	
هزینه- های اتصال مشترک به شبکه	انشعاب
هزینه- های مرتبط با تعداد مصرف- کنندگان متصل به شبکه عرضه برق	مصرف- کننده

۲-۵-۴-۲- تمایز زمانی و مکانی

یک فاکتور که در طراحی تعرفه باید در نظر گرفته شود این است که هزینه تامین برق به زمان و مکان مصرف آن بستگی دارد. هزینه تامین یک کیلووات ساعت برق در یک منطقه شهری و در شب طبعاً با هزینه تحویل همان مقدار برق در یک منطقه روستایی و در طول روز یکسان نیست. بنابراین محل مشترک و زمانی از روز که مصرف انجام می شود محرک های هزینه را تشکیل می دهند. در رابطه با تمایز مکانی، باید خاطر نشان کرد که شبکه مورد نیاز جهت حمل یک کیلووات ساعت برق به محل مصرف آن بستگی دارد و متعاقباً هزینه های مربوط نیز به موقعیت مکانی وابسته است. ای تفاوت در هزینه عمدتاً ناشی از میزان سرمایه گذاری شده در شبکه است، اما علاوه بر آن به تلفات انرژی در طول مسیر انتقال و توزیع، ازدحام^۱، نگهداری و تعمیرات، خدمات و غیره بستگی دارد. لذا

¹ congestion

کیلووات‌ساعت‌ها (kWh) می‌توانند بر اساس محل انشعاب متمایز باشند. این تمایز هم‌چنین می‌تواند به کسب‌وکار شبکه و چگونگی اداره آن بستگی داشته باشد. یک مصرف‌کننده در مناطق روستایی، برای مثال، هزینه‌های توزیع بالایی را منجر می‌شود. اما اگر این مصرف‌کننده در مناطق صادرات (یعنی محلهایی که تولید مازاد تقاضاست)^۱ باشد، هزینه‌های انتقال بسیار پایین یا حتی منفی هستند. هزینه عرضه یک کیلووات‌ساعت هم‌چنین بر اساس زمان‌های مختلف هر روز متغیر است. زیرا باید تفکیک بین زمان‌های پیک و زمان‌های خارج پیک^۲ قایل شد. از یک سو، هنگامی که برق در زمان پیک مصرف می‌شود، پیک افزایش پیدا می‌کند، و سرمایه‌گذاری - های بیشتری در شبکه و نیروگاه‌ها را می‌طلبد تا جوابگوی مصرف در این اوقات باشد. از سویی دیگر، حین پیک، نیروی الکتریکی در نیروگاه‌ها با هزینه نهایی بالاتری تولید می‌شود (هزینه سوخت) که منحصر به تولید برق در زمان‌های تولید است و در نتیجه هزینه‌های تولید نیز بالا می‌رود. هم‌چنین از آنجایی که تلفات شبکه به نسبت مجذور شدت^۳ افزایش می‌یابد، هرچه بار بیشتر بر شبکه باشد، تلفات بیشتری به ازای هر کیلووات‌ساعت ایجاد می‌شود. همانند تمایز مکانی، هزینه‌های مرتبط با زمان نیز به شدت به فاکتورهای شبکه بستگی دارند. برای مثال، یک کاربر ممکن است در زمان‌های خارج از پیک برق مصرف کند اما همچنان بر شبکه اثر منفی بگذارد در صورتی که مصرفش مقارن با پیک محلی^۴ باشد.

هر دو تمایز زمانی و مکانی باید بر محرک‌های هزینه اعمال شوند تا یک ساختار تعرفه ایجاد شود. این بدین معناست که یک تک‌نرخ برای انرژی یا توان مصرفی قابل کاربرد نیست و به جای آن بهای مصرفی به محل مصرف و زمانی که مصرف انجام می‌شود بستگی دارد. طراحی یک نرخ ثابت نیز به همین دلیل معقول نیست.

به طور خلاصه، ساختار تعرفه باید نسخه ساده شده‌ای از واقعیت باشد. ساختارهای تعرفه‌ای بسیار پیچیده منجر به کاهش نابرابری، یارانه (سوبسید)، افزایش بهره‌وری، و کاهش تبعیض می‌شود. در عین حال، جزئیات بسیار زیاد به معنی پیچیدگی بیشتر در شرایطی است که در زمان کنونی ممکن است به لحاظ اجتماعی چندان مقبول یا توجیه‌پذیر نباشد. یک ساختار تعرفه بیش از حد پیچیده هم‌چنین ممکن است شامل محاسبات افراطی و غیرمعقول باشد و هزینه‌های صدور قبض/صورت حساب (شامل پردازش داده و اندازه‌گیری‌ها) را افزایش دهد.

لذا ساختار مناسب باید بازتاب‌دهنده پیچیدگی‌ها باشد، اما تا حد معینی. دسته‌بندی مشترکین، شامل موارد متعدد مربوط به هر گروه، باید برقرار شود اما با در نظر گرفتن این نکته که واقعیت باید ساده شود. دسته‌بندی مشترکین باید با دقت و کمترین خطای ممکن تعریف شود.

با در نظر گرفتن همه این ملاحظات، هر کشور یک ساختار تعرفه‌ای متناسب با ویژگی‌های سیستم شبکه قدرت و رگولاتوری خود اتخاذ کرده است. برخی ویژگی‌های کلی به شرح زیر است:

- طبقه‌بندی‌های مختلف تعرفه برای گروه‌های مصرف‌کنندگان بر اساس منشا هزینه‌ای مشابه ایجاد شده است که آن را از هزینه‌های مربوط به سایر گروه‌ها مجزا می‌سازد. اولین مساله در اینجا ولتاژ انشعاب است. اما علاوه بر این، مشترکین موجود در هر طبقه‌بندی باید الگوی مصرفی و شرایط جغرافیایی مشابهی داشته باشند.

1 Exporting areas

2 Off-peak

3 intensity

4 Local peak

- در شرایطی که بحث‌های زیادی پیرامون پرهیز از تقسیم‌بندی و تفکیک بیش از حد وجود دارد، با این حال گروه‌بندی‌هایی مناسب است ایجاد شوند که سیگنال جغرافیایی^۱ درست را القا کنند. در مقطع کنونی، وجود سازوکارهای قیمت‌گذاری گره‌ای^۲ و همچنین توزیع‌کنندگان متعدد که قیمت‌های متفاوتی را به مصرف‌کنندگان پیشنهاد دهند به صورت سیاسی و اجتماعی در تعداد قابل توجهی از کشورها قابل قبول است. این یک نوع از تبعیض/تمایز مکانی^۳ است. در سایر کشورها، برعکس، نرخ یکسانی در همه‌جا برقرار است و هر دو مشترکی که ولتاژ انشعابشان برابر است در یک تقسیم‌بندی تعرفه جای می‌گیرند.
- تعرفه‌ها ممکن است بر اساس هر ساعتی در سال متفاوت باشند. طبق یک قاعده، ساعت‌ها بر اساس بازه‌های زمانی که دارای الگوی مصرفی یکسانی هستند دسته‌بندی می‌شوند و همه ساعت‌های موجود در هر بازه نرخ یکسانی دارند. بازه‌های تعرفه ساعت‌ها را بر اساس سهم آن‌ها در هزینه‌های ایجاد شده تقسیم‌بندی می‌کنند. چنین دسته‌بندی‌ای شامل دو گام است: بلوک‌های فصلی (در صورت وجود) ابتدا تعریف می‌شوند و سپس بازه‌های ساعتی درون هر فصل ایجاد می‌شود. بازه‌ها معمولاً مطابق قیمت‌های انرژی یا تقاضای کل سیستم تعیین می‌شوند با وجود اینکه دقیق‌ترین رویه این است که بازه‌ها بر اساس هزینه فعالیت‌های مختلف (تولید، توزیع، ...) در هر ساعت تعریف شود. به طور کلی، قیمت و تقاضا به شدت با هزینه‌های تولید و انتقال مرتبط هستند و نسبتاً کمتر با هزینه‌های توزیع در ارتباطند. زیرا الگوهای اشباع شبکه^۴ توزیع در سطوح ولتاژی معین یا برخی نواحی معین ممکن است به طور قابل توجهی از پروفایل کل سیستم متمایز باشد. در پایان، تعریف بازه‌های ساعتی مستلزم یک مصالحه عملی است تا متضمن این باشد که هر بازه نرخ همواره پوشش‌دهنده ساعت‌های یکسانی است: برای نمونه در روزهای کاری، همه ساعت‌ها از ۱۶:۰۰ تا ۲۲:۰۰ باید اوقات پیک در نظر گرفته شود. همچنین، بازه‌های تعرفه‌ای تعریف شده برای هر دسته از مشترکین باید مطابق مشخصات و ویژگی‌های تجهیزات اندازه‌گیری نصب‌شده در محل انشعاب آن دسته از مشترکین باشد.

۲-۵-۳- ساختار تعرفه

گروه‌های تعرفه و بازه‌ها در کنار محرک‌های هزینه به منظور بناکردن ساختار تعرفه مورد استفاده قرار می‌گیرند. این معمولاً به شکل یک جدول است که گروه‌های تعرفه در سطرها، و بازه‌های تعرفه در ستون‌ها مشخص شده‌اند. هر خانه از این جدول دربردارنده هزینه مربوط به ظرفیت، انرژی مصرف‌شده، و تعداد مصرف‌کنندگان است. هزینه‌های هر کسب و کار یا فعالیت (تولید، توزیع، ...) باید به این سه محرک تخصیص یابد که در بخش‌های بعدی این موضوع مفصلاً بحث شده است. زمانی که هزینه‌ها برای همه بازه‌های ساعتی در یک گروه تعرفه‌ای تعریف نشده است، چند ستون با هم در یک ستون ادغام می‌شوند. یک نمونه مفهومی از ساختار تعرفه در جدول (۲-۱۳) آمده است.

جدول (۲-۱۳) نمونه ساختار تعرفه (P نشانگر تعداد بازه‌های زمانی در هر تعرفه است)

زمستان			تابستان		
پیک	شانه	خارج پیک	خارج پیک	شانه	پیک

1 Location-based signal

2 Nodal pricing

3 Spatial discrimination

4 Grid saturation

					€/kW	P=1	LV<1kV
					€/kWh		
					€/مشتری		
		€/kW			€/kW	P=2	
		€/kWh			€/kWh		
		€/مشتری			€/مشتری		
	€/kW		€/kW		€/kW	P=3	MV>1kV و <33kV
	€/kWh		€/kWh		€/kWh		
	€/مشتری		€/مشتری		€/مشتری		
	€/kW		€/kW		€/kW	P=3	
	€/kWh		€/kWh		€/kWh		
	€/مشتری		€/مشتری		€/مشتری		
€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	P=6	HV>33kV و <72
€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh		
€/مشتری	€/مشتری	€/مشتری	€/مشتری	€/مشتری	€/مشتری		
€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	P=6	
€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh		
€/مشتری	€/مشتری	€/مشتری	€/مشتری	€/مشتری	€/مشتری		
€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	€/kW	P=6	EHV>72kV و <220
€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh		
€/مشتری	€/مشتری	€/مشتری	€/مشتری	€/مشتری	€/مشتری		

۲-۵-۴-۴-۴-۲- رویکردهای مبتنی بر هزینه نهایی

ساختار تعرفه به همراه گروه‌های تعرفه، بازه‌های زمانی و محرک‌های هزینه در مرحله سوم تعرفه‌گذاری استفاده می‌شوند: تخصیص اجزای هزینه به خانه‌های ساختار تعرفه (مثل خانه‌های جدول ساختار تعرفه فوق). این یک کار فوق‌العاده پیچیده است و هیچ یک روش جهان‌شمولی برای آن وجود ندارد. با معرفی تحلیل مربوط به تخصیص هریک از اجزای هزینه، این بخش رویکردهای تئوریک ممکن در این زمینه را تشریح می‌کند.

بر اساس تاریخ، اولین روش‌های مبتنی بر نظریه جهت طراحی تعرفه‌های برق بر اساس حسابداری شرکتی^۱ بوده است. به همین جهت این روش‌ها عمدتاً به رویکردهای حسابداری شهره‌اند. این روش‌ها با دقت تمام در اغلب ایالت‌های آمریکا طراحی و پیاده‌سازی شدند و هنوز هم در برخی ایالت‌ها (و همچنین برخی کشورهای دارای بازار برق ادغام عمودی^۲) کاربرد دارند. هدف اصلی رویکرد حسابداری، بازبایی همه اجزای هزینه موجود در حساب شرکت، و تعیین مواردی است که این اجزای هزینه به آن‌ها تخصیص یافته‌اند (خانه‌ها یا همان سلول‌های جدول ساختار تعرفه). با این که این روش در زمان خود گامی بلند رو به جلو بود، اما سیگنال اقتصادی مناسب را به

1 Corporate accounting

2 Vertical integration

مصرف‌کنندگان ارسال نمی‌کند. زیرا در این روش معیار توزیع هزینه‌ها بهینه نیست و از نقطه نظر تئوری تعرفه‌گذاری معقول، کاربرد آن توصیه نمی‌شود.

از آغاز نیمه قرن بیستم، پیشرفت‌هایی در برخی کشورها به منظور کاربرد اصول اقتصادی کلاسیک در طراحی تعرفه برق صورت گرفت. لذا کاربرد تئوری مارژینالیسم^۱ و به ویژه هزینه‌های نهایی بلندمدت^۲ به عنوان مبنایی برای سیگنال اقتصادی مناسب در قیمت‌گذاری برق مورد توجه قرار گرفت. ایده پایه‌ای کاربرد تئوری مارژینالیسم برای این منظور این است که نرخ‌های حاصل از این روش عادلانه‌تر هستند و حاوی سیگنال‌های اقتصادی‌ای هستند که رفاه اجتماعی را بیشینه می‌سازند. مطالعات اولیه نشان دادند که مناسب‌ترین سیگنال از طریق روش هزینه‌های نهایی بلندمدت (LTMC) ایجاد می‌شود که به صورت افزایش هزینه‌های زیرساختی شبکه و هزینه‌های بهره‌برداری و نگهداری به ازای افزایش مستمر تقاضا در طول زمان تعریف می‌شود. هم هزینه بهره‌برداری و هم هزینه‌های فراهم آوردن تجهیزات (هزینه‌های سرمایه‌گذاری) هم جهت با تقاضا افزایش می‌یابند. برای کاربرد در سیستم‌های برق، روش LTMC معمولاً با روش هزینه اضافی بلند مدت^۳ جایگزین می‌شود. علت این است که افزایش‌های محدود^۴ جهت محاسبه هزینه نهایی در این صنعت، که تصمیم‌ها در خصوص سرمایه‌گذاری در تجهیزات جدید به صورت گسسته هستند، مناسب‌تر است. مزیت اصلی استفاده از نرخ‌های مبتنی بر هزینه نهایی این است که می‌کوشد تا هر مصرف‌کننده خودش هزینه‌هایی را که بر اثر استفاده به سیستم وارد می‌کند متحمل شود. یک مشکل اما این است که نرخ‌های نهایی/حاشیه‌ای^۵ معمولاً هزینه‌های مجاز را به طور کامل پوشش نمی‌دهند، به خصوص در مورد شبکه‌ها به دلیل صرفه‌جویی به مقیاس. به همین دلیل معمولاً این نرخ‌ها مستلزم تعدیل‌ها و تغییرات قابل توجهی هستند که ممکن است نهایتاً سیگنال اقتصادی مورد نظر به مصرف‌کننده را مخدوش کنند. یک مساله دیگر این است که روش LTMC یا LTIC به سختی قابل برآورد شدن هستند و بر مبنای مفروضات سوال‌برانگیزی بنا شده‌اند. با این حال این روش‌ها حتی امروز نیز هنوز در کشورهای زیادی کاربرد دارند، به ویژه برای طراحی تعرفه شبکه که در ادامه در مورد آن بحث خواهد شد.

با ظهور سیاست‌های آزادسازی و تجدیدساختار صنعت انرژی، برق در بازارهای عمده‌فروشی و با قیمت‌های کوتاه مدت مبادله می‌شود. نشان داده شده است که کاربرد هزینه‌های کوتاه مدت نهایی کاراترین سیگنال اقتصادی برای بهره‌برداری شبکه قدرت است. هزینه نهایی کوتاه مدت^۶، میزان افزایش در هزینه‌های بهره‌برداری سیستم ناشی از یک واحد افزایش تقاضا در هر زمان و هر نقطه از شبکه است. در اغلب کشورها، طراحی بازار عمده‌فروشی برق در جهت استفاده از STMC (معمولاً به صورتی ساعتی، یا هر نیم‌ساعت، یا حتی هر ۵ ثانیه) به عنوان سیگنال اقتصادی بهینه جهت مبادله انرژی تحول یافته است. بنابراین روش STMC بدون آب‌هامی در مورد زمان و مکان به راحتی برای کاربرد در صنعت برق در دسترس است. مزیت اصلی کاربرد روش STMC این است که سیگنال اقتصادی ناشی از آن هم پاسخ مصرف‌کنندگان به هزینه تامین برق را بهینه می‌سازد و هم پاسخ تولیدکنندگان را. تفاوت اصلی روش LTMC برای شبکه و روش STMC برای انرژی بدین شرح است: در حالیکه LTMC به مجموع هزینه‌های شبکه ارجاع می‌دهد، STMC هزینه‌های انرژی الکتریکی را در نظر می‌گیرد. لذا این دو روش نه تنها در بحث بلندمدت و کوتاه مدت بودن متفاوتند، که

1 Marginalist theory/marginalism

2 Long-term marginal costs (LTMC)

3 Long-term incremental costs (LTIC)

4 Finite increments

5 Marginal rates

6 Short-term marginal cost (STMC)

زیربنای نظری آن‌ها نیز با یکدیگر فرق می‌کند. در حالیکه LTMC تلاشی است جهت تعیین مسئولیت افزایش تقاضا در هر نقطه/گره در گسترش شبکه، STMC به دنبال عوایدی است که شبکه با خریدن برق ارزان‌تر در برخی گره‌ها و تحویل آن (منهای تلفات) در گره‌ای دیگر با قیمت بالاتر در کوتاه مدت می‌تواند کسب کند. تحت چند شرط ایده‌آل از جمله پیوستگی و تداوم سرمایه‌گذاری‌ها، غیاب صرفه‌جویی به مقیاس، هر دو رویکرد قادر خواهند بود تا هزینه‌های شبکه را به صورت کامل به کاربران تخصیص دهند. اما به طور کلی، روش STMC تنها قادر به پوشش کسری از هزینه‌های شبکه است و به همین دلیل برای استفاده در طراحی تعرفه نامناسب است.

مساله تخصیص هزینه‌های شبکه در موازات فرایند تجدیدساختار و آزادسازی قرار دارد. در نظام‌های رگولاتوری سنتی تنها مصرف‌کنندگان می‌بایست هزینه‌های شبکه را پرداخت کنند و تقریباً در همه جای دنیا تعرفه‌های تنظیم‌شده کاربر نهایی^۱ برای مشترکین یک گروه تعرفه‌ای با ولتاژ یکسان، یکنواخت بودند، یعنی بدون هیچ‌گونه تمایز جغرافیایی. برعکس، زمانی که فعالیت انتقال جداسازی می‌شود و در سطح عمده‌فروشی رقابت ایجاد می‌شود، تخصیص هزینه‌های انتقال اهمیت می‌یابد. و اکنون این موضوع مهم است که سیگنال‌های مکانی^۲ مناسبی به سرمایه‌گذاران جدید در حوزه تولید، و حتی بعضی اوقات به مصرف‌کنندگان عمده ارسال شود. و در شبکه‌های توزیع آینده که مشحون از قابلیت‌هایی نظیر تولید پراکنده^۳ و پاسخگویی تقاضا^۴ است، سیگنال‌های مکانی می‌تواند ابزار رگولاتور مناسبی باشد.

از آنجایی که طبق دلایل بالا، کاربرد بدون تسامح اصول مارژینالسیم ناتوان از ارائه پاسخی مناسب به مساله تخصیص هزینه‌های شبکه است، این روش باید با رویکردهای پرداخت از سوی ذی‌نفع^۵ یا علیت هزینه^۶ تکمیل یا جایگزین شود. نقطه آغازین در این رویکردها این است که هزینه‌های پرداختی از سوی کاربران شبکه باید متناسب با مسئولیت/سهم هر کاربر از هر آیتیم هزینه‌ای باشد. دشواری اصلی در استفاده از این رویکردها مسایل واقعی در مرحله پیاده‌سازی است، زیرا این روش‌ها مستلزم درک جامعی از تابع برنامه‌ریزی مورد استفاده شرکت (اعم از تولید، توزیع، ...) است تا امکان تخصیص دقیق هزینه‌ها به دست آید.

۲-۵-۵- هزینه دسترسی و نرخ ادغامی

همان‌طور که پیش‌تر نیز بیان شد، مقررات موجود برای هر صنعت برق اثرات مستقیمی بر سطوح تعرفه (درآمدهای مجاز)^۷ دارد. اما مهم‌ترین فاکتور رگولاتوری که بیشتری تاثیر را بر روش اتخاذ شده برای طراحی تعرفه دارد، سطح آزادسازی در آن صنعت است که نه تنها نرخ‌ها، بلکه انتخاب روش تخصیص و ساختار تعرفه را نیز تحت تاثیر می‌گذارد.

¹ End-user regulated tariff

² Locational signal

³ Distributed generation (DG)

⁴ Demand response

⁵ Beneficiary pays

⁶ Cost causality

⁷ Allowed revenue

دو نوع کلی از تعرفه‌های برق می‌تواند در هر بازار برقی در نظر گرفته شود. در یک بازار کاملاً آزادسازی شده، تعرفه‌ها لازم نیست تا به گونه‌ای طراحی شوند که کسب‌وکارهای تولید و خرده‌فروشی را شامل شوند. مصرف‌کنندگان از طریق تعرفه دسترسی^۱، هزینه‌های شبکه را می‌پردازند و برق مصرفی خود را از تامین‌کننده/خرده‌فروش انتخابی خود و با قیمت آزاد خریداری می‌کنند. در این حالت، تنها قیمت تنظیم‌شده، تعرفه دسترسی است که پوشش‌دهنده مخارج تمام فعالیت‌هایی است که هزینه آن از سوی رگولاتور تعیین می‌شود؛ نظیر شبکه، بهره‌برداری سیستم، و انواع مختلف یارانه. در ادامه چگونگی طراحی یک تعرفه دسترسی بیان می‌شود.

زمانی که بازار برق آزادسازی نشده است، قیمت انرژی الکتریکی و هزینه‌های مدیریت مشترکین باید در بهای برق لحاظ شود که این حالت را تعرفه ادغامی^۲ نامند. در عمل، زمانی که بازار برق در فرایند آزادسازی یا حتی بعد از آزادسازی کامل قرار دارد، اگر رگولاتور تصمیم بگیرد که تعرفه پایه/پیش‌فرض^۳ (مربوط به حالتی که خرده‌فروشی وجود دارد) ایجاد کند، این تعرفه (ادغامی) با تعرفه دسترسی همزیستی دارد. این موارد در ادامه گزارش مورد بررسی قرار می‌گیرد.

۲-۵-۶- تعرفه دسترسی

تعرفه دسترسی یا استفاده از سیستم^۴ پوشش‌دهنده اجزای هزینه سیستم برق است که لاجرم باید از سوی کاربران شبکه پرداخت شود؛ چه به صورت مجزا (در یک بازار برق آزادسازی شده) و چه به صورت بخشی از یک تعرفه ادغامی. این اجزای هزینه‌ای که از سوی رگولاتور تعیین می‌شوند شامل هزینه‌های مربوط به کسب‌وکارهای تنظیم‌شده در کنار سایر هزینه‌هایی است که رگولاتور تشخیص می‌دهد باید از سوی همه مصرف‌کنندگان پرداخت شود. این بخش متدولوژی تخصیص اجزای هزینه‌ای که بخشی از تعرفه دسترسی را تشکیل می‌دهند را تحلیل می‌کند. این هزینه‌ها می‌توانند به سه دسته مجزا تقسیم شوند:

۱. هزینه‌های استفاده از شبکه انتقال و توزیع. این‌ها معمولاً تشکیل‌دهنده بخش عمده تعرفه دسترسی هستند. هیچ یک روش جهان‌شمول و مورد اتفاق نظری برای تخصیص هزینه‌های شبکه در دست نیست و مجموعه‌ای از معیارهای برای کاربرد در این زمینه استفاده می‌شوند.

۲. هزینه‌های مجاز مدیریت مشترکین که شرکت‌های توزیع جهت ارائه خدمات به مشترکین متحمل می‌شوند.

۳. سایر هزینه‌های تنظیم‌شده شامل هزینه‌های رسیده از سیستم رگولاتوری قبلی و هزینه‌های کنونی که قابل اطلاق به فعالان سیستم قدرت هستند فارغ از اینکه اینها فعالان آزادسازی شده بازار برق هستند یا خیر. برخی از متداول‌ترین هزینه‌های این قسمت شامل موارد زیر است:

هزینه‌های عملیاتی بهره‌بردار سیستم^۵، کمیسیون رگولاتوری، یا بهره‌بردار بازار^۶ (این هزینه ممکن است با تخصیص هزینه‌ای به فعالان باز پوشش داده شود)

¹ Access tariff

² Integral tariff

³ Default tariff

⁴ Use of system (UoS)

⁵ System Operator

⁶ Market Operator

هزینه‌های متروک^۱. در سیستم‌هایی که تحت تغییرات شدید رگولاتوری هستند، رگولاتور ممکن است تشخیص دهد که عدالت ایجاب می‌کند تا آن پرداخت‌هایی به آن دسته از فعالان سابق بازار که در اثر تغییرات متضرر می‌شوند انجام شوند. این هزینه‌ها ممکن است از سوی همه مشترکین دریافت شود.

هزینه‌های مرتبط با سیاست‌های انرژی و محیط‌زیست. این موضوع ممکن است شامل ارایه یارانه به انرژی‌های تجدیدپذیر، برنامه‌های افزایش بهره‌وری انرژی و نظیر آن باشد.

(۱) روش‌های تخصیص هزینه‌های شبکه

همان‌طور که پیشتر بیان شد، هیچ روش جهان‌شمول و مورد تفاوتی برای تخصیص هزینه‌های انتقال و توزیع به جدول تعرفه وجود ندارد. لذا این موضوع همچنان مورد مناقشه و تحقیق است.

در اغلب این بخش، هزینه‌های انتقال و توزیع با هم در نظر گرفته می‌شوند علیرغم اینکه رویه‌های مجزایی برای هریک از این فعالیت‌ها وجود دارد. علت اینکه در اینجا این دو بخش با هم یکجا در نظر گرفته می‌شوند این است که می‌توان شبکه انتقال را تنها سطح ولتاژ بالاتری از شبکه توزیع در نظر گرفت. در بسیاری از کشورها، شبکه انتقال بخشی از درآمد موردنیازش از مشترکین و بخش دیگری از آن توسط تولیدکنندگان تامین می‌شود زیرا توسط هردوی اینها استفاده می‌شود و به هر دوی اینها را منتفع می‌سازد. تنها تفاوت موجود در تخصیص هزینه‌ها تحت چنین شرایطی این است بخشی از هزینه که از سوی تولیدکنندگان متحمل می‌شود باید از مجموع کاسته شود و مابقی به مشترکین تخصیص یابد. در شبکه توزیع نیز ممکن است تجهیزات تولید پراکنده وجود داشته باشد که نیازمند به طراحی تعرفه جداگانه‌ای است.

- رویکرد حسابداری

تلاش‌های آغازین برای ایجاد یک متدولوژی بر مبنای کاربرد اصول بهره‌وری اقتصادی جهت تعیین نرخ‌های مربوط به شبکه در قالب رویکرد حسابداری صورت گرفته است. از حسابداری جهت تخصیص اجزای هزینه به خانه‌های جدول تعرفه استفاده می‌شود. یکی از مهم‌ترین ویژگی‌های این نوع طراحی تعرفه (که بیشتر در آمریکا کاربرد داشته است) ایجاد یک رویه برای سیستماتیک ساختن فرایند نرخ‌گذاری است. این رویه قابل ترجمه به یک فرایند تخصیص هزینه سه مرحله‌ای است.

متغیرهای صورتحساب که از طریق آن‌ها هزینه‌ها دریافت می‌شوند در گام اول تعریف می‌شوند. همان‌طور که در زیر آمده است، این سوال دارای یک جواب مشخص نیست و راه‌حل‌های متعددی برای آن ارایه شده است. نخستین رویکردها به این مساله (رویکرد حسابداری) این موضوع را روشن کرد که هزینه شبکه به صورت کامل نتیجه ظرفیتی که برای آن طراحی شده است، نیست. لذا تخصیص همه هزینه‌های شبکه به هزینه ظرفیت^۲ پیشنهاد شد، به استثنای شبکه موسوم به شبکه توزیع مینیمم^۳ که یک شبکه فرضی

^۱ هزینه‌های متروک (stranded costs) نوعی بدهی به جا مانده برای شرکت‌های برق است. برای مثال، در طول زمان هزینه تولید برق به واسطه تکنولوژی‌های جدید کاهش می‌یابد. حال فرض کنید شرکتی ۲۰ سال پیش سرمایه‌گذاری کرده و نیروگاهی احداث نموده. اگر شرکتی جدیدی در دوره کنونی وارد صنعت برق شود، طبعاً هزینه‌های تولیدی آن به واسطه تکنولوژی‌های جدید کمتر است و در نتیجه قیمت نهایی آن نیز پایین‌تر است. لذا مشترکین شرکت قدیمی را رها می‌کنند و به شرکت جدید می‌پیوندند. این باعث می‌شود تا نه تنها شرکت قبلی درآمدهای خود را از دست دهد، بلکه بدهی‌های حاصل از سرمایه‌گذاری قبلی وی نیز باقی خواهد ماند. لذا معمولاً رگولاتورها بخشی از بدهی شرکت قدیمی را به شرکت جدید یا مشترکین آن اضافه می‌کنند. این بخش هزینه‌های متروک نام دارد.

^۲ Capacity charge

^۳ Minimum distribution grid

است که همه مشترکین را به هم متصل می‌سازد اما حامل برق نیست. هزینه این شبکه فرضی به متغیر تعداد مشترکین تخصیص می‌یابد، یعنی از طریق یک مقدار ثابت در قبض هر مشترک دریافت می‌شود.

گام دوم در این رویکرد تخصیص هزینه شامل توزیع هزینه‌ها بین بازه‌های نرخ تعریف شده است. مطابق رویکرد حسابداری، این امر منحصراً شامل تقسیم هزینه تخصیص یافته به ظرفیت است. در این زمینه روش‌های متعددی وجود دارد. یکی از این روش‌ها، روش احتمال سهم از پیک^۱ است. در این روش هزینه‌ها بین بازه‌های تعرفه، به نسبت احتمال تقارن ساعت‌های موجود در آن بازه با ساعات پیک شبکه، توزیع می‌شوند.

در پایان، گام سوم شامل تخصیص هزینه‌ها به گروه‌های تعرفه است. بار دیگر، تعداد قابل توجهی از روش‌ها جهت پاسخ به این مساله به وجود آمده‌اند. روش‌های پیک منطبق تقاضا^۲ و پیک غیرناگهانی تقاضا از جمله معروف‌ترین این روش‌ها هستند. علیرغم اینکه رویکردهای مبتنی بر حسابداری به لحاظ بهره‌وری چندان مناسب عمل نکردند، اما نقطه حرکتی بودند برای طراحی تعرفه بر مبنای روش‌های علیت هزینه^۳.

- رویکردهای مبتنی بر هزینه نهایی

کاربرد روش هزینه نهایی کوتاه مدت (STMC) که در سطح انتقال در برخی سیستم‌های قدرت پیاده‌سازی شده است، می‌تواند منجر به کسب درآمدی شود که قادر به پوشش بخشی از مخارج شبکه است. باید توجه شود که کاربرد عملی این روش در شبکه‌های انتقال تنها منجر به پوشش کمتر از ۲۰٪ هزینه‌ها شده است. هر نوع روش اصلاح شده STMC که قادر به پوشش کامل مخارج شبکه باشد، به طور کامل فلسفه زیربنایی این روش را مختل می‌کند. لذا حتی در سیستم‌های قدرتی که روش STMC را در سطح انتقال پیاده‌سازی کرده‌اند نیز روش دیگر جهت طراحی تعرفه باید استفاده شود. کاربرد روش STMC برای شبکه‌های توزیع مضرات بیشتری دارد زیرا میزان پوشش هزینه‌ها از طریق آن حتی پایین‌تر است و به مصرف‌کنندگان سیگنال‌هایی را می‌رساند که ناقض برخی اصول پایه‌ای طراحی تعرفه از جمله ثبات و برابری است. در واقع، روش STMC با توجه به ویژگی‌های شبکه برای دو دسته خیل مشابه از کاربران می‌تواند کاملاً متفاوت باشد. برای مثال اگر یک کاربر در ابتدای یک خط فیدر^۴ قرار داشته باشد، هزینه نهایی کوتاه مدت (STMC) وی می‌تواند بسیار کمتر باشد از کاربری که در سوی دیگر این خط قرار دارد. این وضعیت می‌تواند به دلیل برنامه‌ریزی و بهره‌برداری ناهماهنگ شبکه باشد که با اضافه شدن یک خط جدید یا ایجاد تنظیمات جدید در شبکه، سیگنال‌های اقتصادی بسیار بی‌ثبات خواهند شد.

به همین جهت، کاربرد اصول هزینه نهایی در طراحی تعرفه برای شبکه تنها محدود به بحث هزینه نهایی بلندمدت خواهد بود که در بخش بعدی بیان می‌شود. روش دیگر که به صورت گسترده‌ای در نرخ‌گذاری‌های مربوط به شبکه کاربرد دارد، روش علیت هزینه یا پرداخت از سوی ذی‌نفع است.

نرخ‌های شبکه مبتنی بر هزینه نهایی بلندمدت

¹ Probability of contributing to peak (PCP)

² Coincident peak demand

³ Cost causality methods

⁴ Feeder line

اولین پیشنهادها در خصوص کاربرد روش LTMC در تعرفه‌های شبکه در نیمه قرن بیستم مطرح شد. توجه اقتصاددانان در این زمینه این بود که مصرف‌کنندگان باید پرداخت‌کننده هزینه‌های تحمیلی خود به یک شبکه کاملاً توسعه‌یافته باشند زیرا این مصرف‌کنندگان نیستند که مسئول برنامه‌ریزی شبکه هستند.

در حالی که روش LTMC به صورت نظری دارای جذابیت‌هایی در طراحی تعرفه است، کاربرد عملی این روش چند مساله ایجاد می‌کند. ابتدا، LTMC باید به درستی تعریف شود زیرا معنی آن در قالب شبکه‌های برق چندان واضح نیست. در واقع علیرغم اینکه روش‌های متعددی مبتنی بر این رویکرد ارایه شده‌اند، هیچ اجماعی روی نحوه محاسبه LTMC وجود ندارد. البته چندان دور از انتظار هم نیست که با وجود نامنظم بودن سرمایه‌گذاری‌ها در شبکه‌های برق و همچنین صرفه‌جویی به مقیاس سنگین در این صنعت، پیاده‌سازی روش‌های هزینه نهایی غیرممکن باشد. علاوه بر این، پیاده‌سازی این روش‌ها در شبکه‌های واقعی مستلزم مدل‌های برنامه‌ریزی بسیار پیچیده جهت اجرای محاسبات است. در پایان، کاربرد روش‌های LTMC در تعرفه‌های شبکه معمولاً عدم پوشش کامل هزینه‌های فعالیت‌های تنظیم شده را در پی دارد. این عدم پوشش هزینه‌ها باعث می‌شود تا ناگزیر تعدیل‌هایی در درآمدهای این کسب‌وکارهای تنظیم‌شده ایجاد شود و با افزایش دامنه این تعدیل‌ها و تغییرات، سیگنال‌های ارسالی به مصرف‌کنندگان و کل بازار برق به کلی مختل می‌شود.

برای شبکه‌های برق، هزینه نهایی بلندمدت (LTMC) معمولاً با هزینه افزایشی بلندمدت^۱ (LTIC) جایگزین می‌شود تا مساله نامرتب بودن سرمایه‌گذاری‌ها^۲ بر طرف شود. روش LTIC همچنین قابل محاسبه با مدل‌های برنامه‌ریزی هستند که در این مدل‌ها شبکه فعلی به صورت مبنا در نظر گرفته می‌شود و برنامه بهینه توسعه شبکه برای یک روند طرف تقاضا محاسبه می‌شود. مشکل تازه روش LTIC این است که نتایج آن به شدت وابسته به میزان نزدیک یا دور بودن شبکه موجود از شبکه ایده‌آل است. منظور از شبکه ایده‌آل شبکه بهینه برای یک سطح مشخص از تقاضاست. این مساله در روش LTIC می‌تواند به این صورت حل شود که مدل شبکه مبنا، همان شبکه ایده‌آل برای سطح مورد از تقاضا در نظر گرفته شود. اما این شبکه ممکن است کاملاً متفاوت با شبکه موجود باشد و در نتیجه نتایج سوال‌برانگیز باشند.

۲-۶- آنچه باید از روش‌های LTIC و LTMC آموخت

طراحی تعرفه مبتنی بر هزینه‌های بلندمدت یا هزینه افزایشی بلندمدت همچنان مورد تحقیق و پژوهش است. در ابتدا، منطق پشت این رویکردها طراحی تعرفه‌های شبکه جهت ارسال سیگنال اقتصادی مناسب تحت شرایط ایده‌آل بوده‌است. اما LTIC و LTMC همچنین می‌توانند به عنوان تلاش‌هایی جهت شناسایی طرف‌های مسئول در برابر سرمایه‌گذاری‌ها تعبیر شود. منظور از طرف‌های مسئول کسانی است که با پرداخت تعرفه، سهم خود در استفاده از شبکه‌ای که برای ایجاد آن سرمایه‌گذاری شده است را ایفا می‌کنند. با این حال این روش‌ها حاوی مسایل و مشکلاتی بوده‌اند که مانع پیاده‌سازی آن‌ها به منظور طراحی تعرفه‌های شبکه بوده‌اند.

^۱ Long-term incremental cost

^۲ نامرتب بودن سرمایه‌گذاری‌ها (Investment lumpiness) به این معنی است که سرمایه‌گذاری‌ها در صنعت برق به صورت یکجا و سنگین است. یعنی مثلاً جهت احداث یک نیروگاه، یا شبکه، ۱۰۰ میلیون دلار سرمایه‌گذاری انجام می‌شود و این سرمایه‌گذاری به صورت یکجا و در طول یک سال است. و این سرمایه‌گذاری هر سال صورت نمی‌گیرد بلکه هر چندسال یک بار، به صورت یکجا و نه سرمایه‌گذاری‌های کوچک در طول زمان، صورت می‌گیرد.

یکی از عمده‌ترین مسایل مرتبط با این رویکردها نیاز به وفق دادن درآمدهاست که منجر به مختل شدن سیگنال‌های ارسالی به مصرف‌کنندگان و بازار است. اگر این سیگنال‌های نهایتاً مخدوش شوند، محاسبه نرخ‌ها از طریق هزینه‌نهایی ممکن است مآلاً بی‌حاصل بماند.

یک مساله مهم دیگر این است که روش‌های LTMC و LTIC با ابزارهای توسعه بهینه^۱ محاسبه می‌شوند که ممکن است شامل معیارهای سوال‌برانگیز باشد یا دستکاری^۲ شوند.

در پایان، رویکردهای LTIC و LTMC بر شبکه‌های فشار قوی انتقال و توزیع متمرکز هستند و نسبت به شبکه‌های با ولتاژ پایین بی‌تفاوت هستند.

تعرفه‌های شبکه مبتنی بر علت هزینه

به صورت ایده‌آل، یعنی در غیاب سرمایه‌گذاری‌های نامرتب، عدم وجود صرفه‌جویی به مقیاس، و فقدان محدودیت‌های پایایی غیراقتصادی، و عدم حضور خطا در برنامه‌ریزی‌ها، قیمت‌گذاری نهایی یک روش تئوریک معقول جهت تخصیص مسئولیت/سهم هر شخص از سرمایه‌گذاری‌هاست. با این حال محدودیت‌های موجود در روش‌های LTMC که در بخش پیش به آن‌ها اشاره شد، باعث بروز رویکردهای مستقیم‌تری جهت کاربرد اصول تخصیص هزینه^۳ بر مبنای علت هزینه^۴ یا پرداخت از سوی ذی‌نفع^۵ شده است. ایده محوری این خانواده جدید از رویکردها، در نظر گرفتن تخصیص هزینه به عنوان یک محصول جانبی از فرایند برنامه‌ریزی شبکه است: تقویت شبکه^۶ به عنوان کارترین روش جهت مقابله رشد تقاضا باید توجیه‌پذیر باشد، زیرا هزینه تقویت شبکه کمتر از مجموع سود حاصل برای همه کاربران شبکه است. لذا فرایند برنامه‌ریزی باید شامل اطلاعات کافی جهت تعیین چگونگی تخصیص هزینه‌ها باشد. این خانواده جدید از رویکردها و مدار روش‌های حسابداری است از این جهت که تأکید دارد از ابتدا کلیت هزینه‌ها تخصیص یابند. با این حال این رویکردها از معیارهای اقتصادی بسیار کاراتری جهت تخصیص هزینه برخوردارند. این روش‌ها دارای مزایایی هستند که از نقطه‌نظر پیاده‌سازی بسیار مناسب هستند. برخی از این ویژگی‌ها عبارتند از:

- در صورتی که علت/منشا^۷ هزینه‌های صورت گرفته به درستی شناسایی شوند، سیگنال اقتصادی صادرشده بسیار کارا خواهد بود. اصل علت^۸ می‌تواند علاوه بر تقویت شبکه، شامل جایگزینی همه زیرساخت‌های فعلی در پایان دوره عمر آن شود.
- این روش‌ها بسیار مقاوم^۹ هستند زیرا متضمن بازیابی/پوشش هزینه‌ها هستند. در اصل، این روش‌ها از هزینه مجاز شروع می‌کنند که بین همه محرک‌های هزینه، بازه‌ها و گروه‌های مشترکین بر اساس سهم هریک از هزینه‌ها، توزیع می‌شود. در صورت موفقیت

¹ Optimal expansion

² Subject to manipulation

³ Cost allocation

⁴ Cost causality

⁵ Beneficiary pays

⁶ Grid reinforcement

⁷ cause

⁸ Causality principle

⁹ robust

- در تخصیص هزینه‌ها، یک مزیت این روش نسبت به رویکرد LTMC این است که دیگر نیازی به وفق دادن درآمد^۱ (افزودن مبلغی به مقدار محاسبه شده جهت مطابقت با درآمد مورد تایید) نخواهد بود.
- این روش‌های علیت هزینه سیگنال‌هایی هستند که (اگر معیارهای درست جهت شناسایی علت‌های هزینه‌ها به کار رود) با اصل عدم تبعیض سازگار خواهد بود. زیرا هر دو کاربری که مسئول/سهیم در هزینه یکسانی از شبکه باشند، مثل هم پرداختی خواهند داشت.
- با این که این رویکردها در تئوری پیچیده هستند (چون شامل شناسایی علت مربوط به هر هزینه هستند که مستلزم درک عمیق از تابع برنامه‌ریزی هر شرکت برق است)، در پیاده‌سازی امکان ساده کردن آن به شکلی معقول وجود دارد که منجر به طراحی تعرفه‌های ساده و شفاف می‌شود.
- لذا پیاده‌سازی عملی شامل طراحی سازوکارهایی جهت شناسایی طرف‌های مسئول/سهیم برای هر بخش هزینه‌ای در کسب‌وکار شبکه است. تابعی که بازتاب‌دهنده رابطه بین هزینه‌ها و علت‌های آن‌ها است تابع علیت هزینه^۲ نام دارد. در خصوص رویکردهای علیت هزینه نیز همانند روش‌های پشین (مثل LTMC) هیچ یک روش مورد اجماعی وجود ندارد و راه کارهای متعددی ارایه شده است. طبق یک قاعده کلی، دانش لازم برای این کار باید از جانب متخصصان برنامه‌ریزی شبکه استخراج شود تا دلایل مربوط به سرمایه‌گذاری مشخص شود و بر این مبنا هزینه‌های شبکه به هر خانه/سلول (جدول تعرفه) تخصیص یابد (محرك هزینه، بازه زمانی، دسته/گروه مشترکین).
- در شبکه‌های برق، تقریباً همه هزینه‌ها می‌توانند ثابت در نظر گرفته شوند زیرا اغلب آن‌ها هزینه‌های سرمایه‌ای مرتبط با زیرساخت‌های شبکه هستند و هزینه‌های بهره‌برداری، نگهداری و تعمیرات آن می‌توانند به عنوان کسری از هزینه‌های سرمایه‌ای در نظر گرفته شوند. تابع علیت برای این هزینه‌ها چیزی جز فرایند تصمیم‌گیری منجر به سرمایه‌گذاری در شبکه نیست. لذا تابع برنامه‌ریزی شبکه باید مورد مطالعه قرار گیرد و تحلیلی از ویژگی‌های مصرف‌کنندگان و وزن هر ویژگی که بر تصمیم‌های مربوط به هر سرمایه‌گذاری اثر می‌گذارد، صورت پذیرد. تابع علیت می‌تواند بر حسب میزان پیچیدگی و تفکیک مورد نظر در ساختار تعرفه نهایی، با جزییات بیشتر یا کمتری فرموله شود. پیاده‌سازی نرخ‌های شخصی‌سازی شده به طور طبیعی به این دو دلیل ناشدنی است: اول، میزان اطلاعات موردنیاز و مدیریت آن ناممکن است. دوم، با توجه به ویژگی‌های توزیع نیرو، کاربرد علیت هزینه برای تک تک مشترکین منجر به ایجاد نرخ‌های بسیار تبعیض‌آمیز خواهد شد. به بیان دیگر، هیچ یک شبکه یا هیچ شبکه ایده‌آلی وجود ندارد و به هیچ طریقی نمی‌توان شبکه‌ای را بر شبکه دیگر ترجیح داد اگر هزینه‌های آن‌ها یکسان باشد. این بدان معنی است که هزینه‌های تخصیص داده شده به هر دسته از مخارج در هر شبکه‌ای متفاوت است و هزینه‌های ناشی شده از یک مصرف‌کننده نمی‌تواند به صورت منحصر به فرد در نظر گرفته شود بلکه به شبکه انتخاب شده بستگی دارد.
- جدول تعرفه در نتیجه باید بازتاب‌دهنده، و در عین حال ساده‌کننده، تابع علیت به دست آمده باشد. تقسیم‌بندی‌های موجود در جدول تعرفه باید با در نظر گرفتن این ساده‌سازی‌ها و تقسیم‌بندی متغیرها و گروه‌های مصرف‌کنندگان که عامل هزینه‌های مشابهی هستند، ایجاد شود.

¹ Revenue reconciliation² Cost causality function

طبق یک قاعده کلی، چهار گام مشخص در محاسبات تعرفه شبکه مبتنی بر اصل علت هزینه وجود دارد. این چهار گام در ادامه تشریح می‌شوند:

گام اول. محرک‌های هزینه: هزینه ظرفیت و هزینه انرژی

گام اول در محاسبه نرخ‌های شبکه چگونگی تقسیم هزینه کل بین محرک‌های هزینه است. در برخی روش‌ها یک هزینه ظرفیت^۱ دیده شده است در حالی که در اغلب موارد یک هزینه مصرف انرژی^۲ یا به ندرت یک هزینه ثابت^۳ در نظر گرفته می‌شود. علت وجود یک هزینه ظرفیت این باور است که سرمایه‌گذاری‌های شبکه تنها بر اساس حداکثر تقاضایی که شبکه متحمل می‌شود تعیین می‌گردد. اما این باور چندان دقیقی نیست زیرا مصرف انرژی نیز به جهت نیاز به حداقل کردن تلفات شبکه و همچنین افزایش پایداری^۴، متغیری مهم و گاهی اوقات تعیین‌کننده در میزان سطح سرمایه‌گذاری است. از سویی دیگر، هزینه شبکه در برخی سیستم‌ها به جهت فقدان دانش کافی نسبت به پیک بارهای فردی کاملاً بر مبنای حجم (€/kWh) است.

در مواردی که هزینه ظرفیت یا هزینه انرژی یگانه بهای دریافتی نیست، اغلب رویکردهای به منظور تقسیم هزینه بین نرخ انرژی و نرخ ظرفیت مبتنی بر معیارهای موردی^۵ است. یکی از این معیارها که در روش‌های زیادی کاربرد دارد، این است که فرض شود برای هر گروه از مصرف‌کنندگان، هزینه نزدیک‌ترین شبکه (معمولاً شبکه دارای سطح ولتاژ آن مصرف‌کننده) از طریق هزینه ظرفیت پوشش داده شود زیرا طراحی شبکه بر مبنای پیک تقاضای منطقه‌ای^۶ است. هزینه شبکه‌های دورتر (سطوح ولتاژ بالاتر) اما از طریق هزینه انرژی در بازه اوج پوشش داده می‌شود زیرا معمولاً فرض می‌شود که این پیک در هزینه‌های آن بخش از شبکه نقش دارد. ارزیابی سهم هریک از هزینه‌های ظرفیت و انرژی در بازایی هزینه‌های مربوط به شبکه به صورت یک فرایند دویخشی به شکل زیر است:

ابتدا مدل مرجع شبکه^۷ تنها با در نظر گرفتن محدودیت ظرفیت (و نه انرژی مورد تقاضا در هر نقطه عرضه) جهت طراحی شبکه بهینه استفاده می‌شود. این شبکه مطابق با معیار کیفی N-1 (یا هر معیار کیفی دیگری بنابر مقررات) طراحی می‌شود. هزینه فرضی شبکه، در صورتی که این تنها معیار طراحی باشد، در کنار هزینه واحد هر kW از ظرفیت قراردادی که به هر مشترک تخصیص داده می‌شود، قابل محاسبه است.

محاسبات شبکه بهینه^۸ این بار با در نظر گرفتن هم ظرفیت و هم انرژی مورد تقاضای مصرف‌کنندگان تکرار می‌شود. این شبکه نیز با در نظر گرفتن هزینه تلفات، مطابق معیارهای کیفی SAIFI و SAIDI در نظر گرفته شده برای آن منطقه طراحی می‌شود. این تحلیل، به ویژه برای شبکه‌های با ولتاژ متوسط و بالا، به شبکه‌ای می‌انجامد که هزینه آن بیشتر از مقدار محاسبه شده در مرحله قبلی است. تفاوت بین هزینه‌های شبکه در این دو مرحله، مقداری است که باید به هزینه مصرف انرژی مشترکین تخصیص یابد.

¹ Capacity charge

² Energy use charge

³ Fixed charge

⁴ reliability

⁵ Ad hoc criteria

⁶ Local peak demand

^۷ مدل‌های مرجع شبکه (reference network models) ابزارهای هستند که با استفاده از پارامترهای تعیین‌کننده در برنامه‌ریزی شبکه در هر منطقه، نظیر الگوهای مصرفی مختلف، ویژگی‌های زمین، هزینه اجزای مورد نیاز جهت تامین ظرفیت قراردادی و ... طراحی بهینه شبکه را میسر می‌سازند.

⁸ Optimal grid

گام دوم. تعریف یک مدل شبکه

همان‌طور که پیش‌تر بیان شد، هزینه‌های شبکه معمولاً بر مبنای سطح ولتاژ توزیع می‌شوند. از آنجایی که شبکه‌های واقعی، به ویژه شبکه‌های توزیع، دارای دامنه وسیعی از ولتاژها هستند، به طور معمول از نوعی شبکه ساده‌شده در محاسبه تعرفه‌ها استفاده می‌شود. با این مدل، هزینه هر سطح ولتاژ می‌تواند به بازیگران/فعالان مسئول/سهیم در آن هزینه (معمولاً مصرف‌کنندگان پایین‌دستی متصل به شبکه در آن سطح ولتاژ) تخصیص یابد.

برای این منظور، استفاده از مدل آشنای شبکه^۱ که در آن وجود ترانس‌ها بین سطوح ولتاژی غیرمتوالی دیده شده است، توصیه می‌شود. با این طرح از شبکه، و با در نظر داشتن تلفات شبکه، میزان تحویل نیروگاه در هر نقطه و آمار مصرف؛ جریان‌های سطوح بین‌ولتاژی^۲ و سهم متناظر هریک از آن‌ها به سادگی قابل محاسبه است. شکل ۱ نمونه‌ای از شبکه با سطوح ولتاژی پیشنهادی از سوی کمیسیون ملی انرژی اسپانیا^۳ را نشان می‌دهد. در این شکل از تاثیر احتمالی وجود تولید پراکنده (DG) صرف‌نظر شده است.

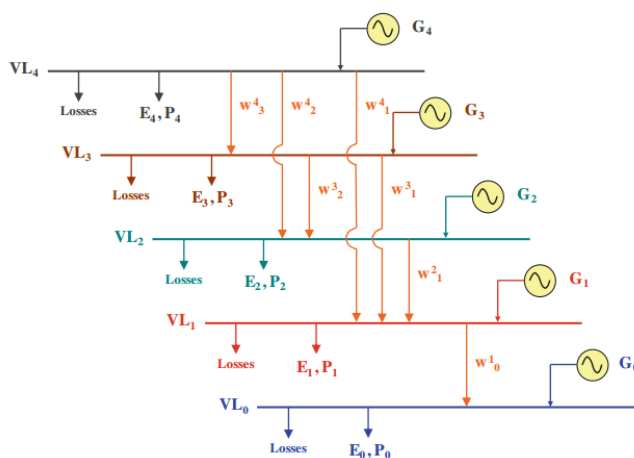
داده‌های زیر که مرتبط با مدل شبکه هستند جهت تخصیص هزینه‌های سطوح ولتاژی مختلف به بازه‌های تعرفه و گروه‌های مصرف‌کنندگان، ضروری هستند:

- انرژی (E_i) و ظرفیت (P_i) - خواه ظرفیت قراردادی، پیک، یا میانگین باشد - برای هر بازه تعرفه و دسته‌بندی/گروه
 - تلفات برای هر سطح از ولتاژ و بازه تعرفه
 - برق تولیدی نیروگاه (G_i) تحویل شده در هر سطح از ولتاژ و در هر بازه تعرفه
 - جریان‌های (W_j) بین سطوح مختلف ولتاژ برای هر بازه تعرفه
 - منحنی‌های بار هر سطح از ولتاژ برای هر بازه تعرفه
 - پروفایل بار برای هر دسته/گروه مصرف‌کنندگان در هر بازه تعرفه
- این مدل شبکه و داده‌های مربوط به آن جهت توزیع هزینه‌های هر سطح ولتاژ بین کاربران مسئول/سهیم (معمولاً مصرف‌کنندگان متصل به شبکه در آن سطح و سطوح ولتاژی پایین‌دستی) کاربرد دارد. البته با این فرض که نیرو از سطوح ولتاژ بالاتر به سطوح پایین‌تر جاری می‌شود.

¹ Cascade grid model

² Inter-voltage level flows

³ Spain National Energy Commission

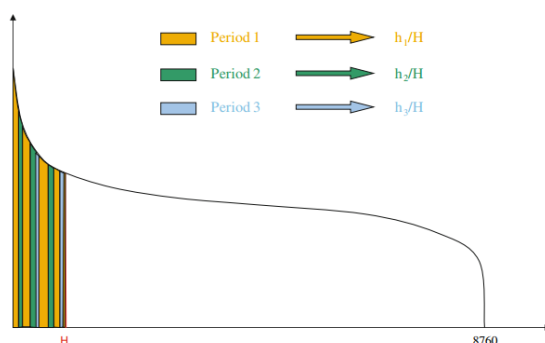


شکل (۲-۳) مدل پیشنهادی شبکه (آبشاری) از سوی کمیسیون ملی انرژی اسپانیا

به عنوان نکته آخر، اگر بنا باشد نرخ‌های متفاوت در مناطق مختلف برقرار باشد (مثلاً نرخی مختلف برای هر توزیع‌کننده)، مدل شبکه و داده‌های مربوطه باید مطابقاً (بر همان مبنا) شکسته شوند.

گام سوم، توزیع هزینه‌ها بین بازه‌های تعرفه

زمانی که مشخص شد چه نسبتی از هزینه‌ها از طریق هزینه ظرفیت و چه نسبتی از طریق هزینه انرژی پوشش داده شود، هزینه باید بین بازه‌های تعرفه^۱ توزیع شود. این موضوع از این جهت اهمیت دارد که هزینه شبکه نه تنها به انرژی مصرفی یا پیک ظرفیت، که به زمان مصرف نیز بستگی دارد.



شکل (۲-۳) توزیع هزینه ظرفیت بین بازه‌های تعرفه

¹ Tariff periods

رویه استاندارد این است که هزینه‌های انرژی به نسبت انرژی مصرف‌شده در هر بازه تعرفه، برای آن بخش از هزینه‌های شبکه که از طریق هزینه انرژی بازیابی می‌شوند، توزیع شود. یعنی هزینه واحد^۱ در همه بازه‌ها یکسان است.

توزیع هزینه‌های ظرفیت اما دارای پیچیدگی بیشتری است. برخی از روش‌های پیچیده و باقابلیت آغازین در این زمینه هنوز هم در بسیاری از رویه‌های امروزی کاربرد دارند. این روش‌ها از دل نیاز به وجود بازه‌های ساعتی و تلاش جهت بازتاب وجود زمان‌هایی مختلف از روز که علیرغم حضور در بازه پیک سیستم، از دیدگاه توزیع هزینه‌های شبکه پیک محسوب نمی‌شوند (و برعکس)، بیرون آمده‌اند. سه دلیل برای این امر قابل شناسایی است. اول، بازه‌ها پیشاپیش انتخاب شده‌اند و تقاضا در معرض تغییرات پرنوسان است. دوم، هنگام تعریف بازه‌های تعرفه، مرزهای روشن و غیرقابل تغییری باید ایجاد شود؛ مثلاً پیک روزهای کاری بین ساعت ۱۶ تا ۲۲ تعریف شده‌است حتی اگر این از روزی به روز دیگر در تغییر باشد. سوم، درحالی‌که هزینه‌های شبکه به صورت جداگانه برای هر سطح ولتاژ توزیع می‌شود، پیک هر سطح ولتاژی ممکن است لزوماً با پیک کل سیستم مقارن نباشد.

یکی از بارزترین روش‌ها در این زمینه احتمال مشارکت در پیک^۲ است که هزینه ظرفیت برای هر سطح ولتاژ را تقسیم می‌کند به تعداد H ساعت بیشترین تقاضا در آن سطح. تقسیم هزینه ظرفیت بر مبنای سهم هر بازه تعرفه در پیک تقاضای هر سطح، با استفاده از درصد ساعت‌های موجود در هر بازه که به آن H ساعت تعلق دارد، انجام می‌شود. این روش در ساختارهای تعرفه‌ای متعددی استفاده شده است و همچنان نیز مورد استفاده است.

گام چهارم. توزیع هزینه بین دسته‌های تعرفه

هنگامی که هزینه‌ها به محرک‌های هزینه تخصیص یافتند و بین بازه‌های تعرفه توزیع شدند، آخرین گام در تخصیص آن‌ها به هر خانه/سلول از جدول تعرفه تقسیم آن‌ها به گروه‌ها/دسته‌های مصرف‌کنندگان^۳ است.

برای هزینه مصرف انرژی، روش طبیعی و متداول تقسیم (هزینه‌ها) به نسبت میزان مصرف ثبت‌شده برای هر دسته یا گروه در هر بازه تعرفه است. لذا هزینه انرژی در هر بازه تعرفه به نسبت انرژی مصرف‌شده توسط هر گروه/دسته تعرفه‌ای در آن بازه است.

برای هزینه ظرفیت اما، هیچ روش روشن یا مورد توافقی وجود ندارد. روش‌های متعددی برای تخصیص هزینه‌های شبکه به مشترکین وجود دارد. در برخی از این روش‌ها، تخصیص هزینه شامل تبعیض جغرافیایی است، به گونه‌ای که هزینه‌ها در یک منطقه از شبکه (نظیر یک پست (substation) و همه تجهیزات پایین‌دستی) به نسبت مصرف و فاصله (در اینجا فاصله مصرف‌کننده تا پست) بین مصرف‌کنندگان تقسیم می‌شود.

در عمل، گزینه‌های متعددی برای مواجهه با این موضوع از اولین تحلیل‌ها به کار رفته است. دو مورد از اصلی‌ترین گزینه‌ها در این زمینه روش پیک منطبق^۴ و روش پیک نامنطبق^۵ است. در روش پیک منطبق، هزینه بر اساس ارزش تقاضا در حین پیک در هر دسته برای بازه تعرفه مربوطه است. مطابق این روش، هزینه ظرفیت گروهی از مصرف‌کنندگان با تقاضای پیک بسیار بالا ثابت باقی می‌ماند اگر پیک آن‌ها با پیک بازه تداخل نکند. سیگنال حاصل از این روش برای تجهیزات ولتاژ بالا مورد استفاده همه مصرف‌کنندگان بهینه

¹ Unit charge

² Probability of contribution to peak (PCP)

³ Consumer categories

⁴ Coincident peak method

⁵ Non-coincident peak method

است اما ممکن است برای شبکه‌های محلی که جهت مدیریت پیک ظرفیت در یک منطقه طراحی شده‌اند چندان کارا نباشد. در روش پیک نامنطبق، هزینه‌ها مطابق پیک هر دسته در خلال بازه تعرفه توزیع می‌شوند، فارغ از اینکه با پیک آنها با پیک بازه منطبق باشد یا نباشد. این روش سیگنال‌های مناسب‌تری برای شبکه‌های محلی ایجاد می‌کند اما نه شبکه‌هایی که مورد استفاده همه مصرف‌کنندگان است.

۲- روش‌های تخصیص هزینه‌های مدیریت مشترکین

گروه دوم از هزینه‌ها که جهت محاسبه هزینه دسترسی باید تخصیص داده شوند، هزینه‌های مجاز مدیریت مشترکین یا هزینه‌های تجاری^۱ است که از شرکت توزیع آنها را متحمل می‌شود. این هزینه‌های مستقیماً در رابطه با مدیریت فنی و مربوط به همه مصرف‌کنندگان متصل به شبکه است. اغلب این هزینه‌ها با اندازه‌گیری^۲ و صدور قبض^۳ مرتبط و خدمات مشترکین در ارتباط است. راه حل رایج جهت تضمین تخصیص کارای این هزینه‌های مدیریت مشترکین، ایجاد یک هزینه ثابت^۴ به ازای هر مشترک است. این هزینه ثابت که معمولاً به صورت ماهانه است برای هر گروه تعرفه‌ای متفاوت است زیرا هزینه‌های مرتبط با گروه‌های مختلف مشترکین ممکن است کاملاً متفاوت باشند. در عمل نیز، هزینه‌های مدیریت برای یک مشترک صنعتی بزرگ ممکن است چندین برابر یک مشترک خانگی باشد.

۳- متدولوژی برای تخصیص سایر هزینه‌ها

تخصیص سایر هزینه‌های تنظیم‌شده^۵ به هزینه دسترسی معمولاً موضوعی باز و بدون اجماع سراسری است. با این حال قابل توصیه‌ترین معیار استفاده از اصل علیت جهت تعیین بهینه‌ترین تخصیص به لحاظ اقتصادی است. این امر شامل تحلیل و شناسایی انگیزه یا علت مربوط به هر یک از اجزای هزینه‌ای و تلاش جهت تخصیص آن به بازیگران و ذی‌نفعان مسئول/سهیم در آن آیتیم هزینه‌ای است. در بخش زیر تعدادی از متداول‌ترین اجزای مشمول در هزینه دسترسی آمده است:

- هزینه‌های سازمانی. از آنجایی که این هزینه‌ها معمولاً تشکیل‌دهنده بخش غیرقابل توجهی از هزینه‌های تنظیم‌شده هستند، استفاده از یک معیار تخصیص پیچیده چندان معقول نیست. راه حل سنتی معمولاً استفاده از درصدی از هزینه دسترسی یا هزینه انرژی هر مشترک است.
- هزینه‌های متروک^۶. تخصیص این هزینه‌ها به ماهیت و حجم آنها بستگی دارد. البته در این مورد اصل علیت قابل استفاده نیست زیرا این هزینه‌ها در یک دوره زمانی پیشین اتفاق افتاده‌اند. راه حل معمول استفاده از درصد ثابتی از مبلغ قبض، یا یک هزینه ثابت یا در صورت زیاد بودن این هزینه، استفاده از هزینه اضافی انرژی^۷ است.
- هزینه‌های مرتبط با سیاست‌گذاری‌های انرژی و محیط‌زیستی. بخشی از این هزینه‌ها که توسط شرکت‌های برق متحمل می‌شود معمولاً به هزینه انرژی، که نزدیک‌ترین محرک این هزینه است، تخصیص می‌یابد. هدف دنبال‌شده در برنامه‌های تشویق انرژی‌ای تجدیدپذیر این است این دسته از منابع بخشی از ترکیب تولید نیرو را شکل دهند. لذا هرچه انرژی بیشتری مصرف شود، مستلزم

¹ Commercial costs

² metering

³ billing

⁴ Fixed charge

⁵ Regulated costs

⁶ Stranded costs

⁷ Energy surcharge

تولید نیروی تجدیدپذیر و سرمایه‌گذاری‌های مربوطه بیشتری است و در نتیجه هزینه‌های مرتبط با آن نیز بیشتر خواهد بود. با این حال نباید هزینه نهایی انرژی مخدوش شود. و دلایل منطقی زیادی وجود دارد که بخش عمده‌ای از تامین مالی مورد نیاز جهت گسترش انرژی‌های تجدیدپذیر از سایر مصارف انرژی غیرالکتریکی، نظیر حرارتی یا حمل‌ونقل تهیه شود که در کاهش تصاعد گازهای گلخانه‌ای نیز سهم هستند.

۷-۲- تعیین تعرفه‌های نهایی

همه گام‌های توصیف شده در این بخش می‌انجامد به تخصیص هر آیت هزینه‌ای به خانه‌های جدول ساختار تعرفه. با استفاده از اصل جمع‌پذیری، هزینه کل تخصیص داده می‌شود به هر خانه از جدول، که هر یک از این خانه‌ها با دسته تعرفه (گروه مصرف‌کنندگان)، بازه تعرفه (بازه‌های ساعتی)، و محرک هزینه (ظرفیت، انرژی، یا تعداد مشترکین) تعریف می‌شود. نرخ‌های نهایی نیز تنها با تقسیم هریک از این هزینه‌های کل بر محرک هزینه مربوطه محاسبه می‌شود.

آن دسته از هزینه‌هایی که تنها به تعداد مصرف‌کنندگان بستگی دارند باید به میانگین تعداد مصرف‌کنندگان در هر گروه/دسته تقسیم شوند که حاصل یک هزینه به ازای هر مصرف‌کننده و معمولاً در هر ماه است. هزینه انرژی معمولاً به هم مقدار انرژی برآورده شده برای هر گروه از مصرف‌کنندگان تقسیم می‌شود که حاصل یک هزینه به ازای هر kWh است. در پایان، هزینه ظرفیت بر ظرفیت برآورده شده که جهت تخصیص هزینه‌ها استفاده شده است (ظرفیت قراردادی، ظرفیت پیک منطبق، ظرفیت پیک غیرمنطبق، یا میانگین ظرفیت) تقسیم می‌شود و ماحصل محاسبه هزینه به ازای هر kW است.

برای آن دسته از مصرف‌کنندگان که دارای تجهیزات اندازه‌گیری‌ای هستند که قادر به ارائه داده‌های مورد نیاز برای این متغیرها جهت صدور قبض است، کار بسیار ساده و تمام است. اما در حال حاضر بسیاری از این مصرف‌کنندگان دارای چنین تجهیزاتی نیستند و حتی آن‌هایی هم که دارای چنین تجهیزات اندازه‌گیری دقیقی هستند ممکن است مشمول چنین تعرفه‌های پیچیده‌ای نباشند. لذا برخی خانه‌ها در جدول باید با هم ادغام شوند تا جهت ساده‌سازی، نرخ‌های مربوط به مشترکین تعیین شود.

برای مثال، اگر یک ساختار تعرفه با شش بازه نرخ طراحی شده باشد اما برای مصرف‌کنندگان خانگی تنها دو بازه وجود داشته باشد، هزینه‌های موجود در خانه‌های جدول باید با هم ادغام شوند. این فرایند معمولاً بر اساس پروفایل‌های بار هر دسته مورد بحث صورت می‌گیرد به گونه‌ای که مبالغ مربوط به سلول‌های که قرار است ادغام شوند با هم جمع می‌شوند و بر مجموع محرک‌های هزینه مربوطه تقسیم می‌شوند. این نوع از تنظیم جهت تعیین نرخ‌های نهایی هم‌چنین قابل کاربرد در تعرفه‌های ادغامی هستند که در ادامه به آن پرداخته می‌شود.

یک نکته دیگر در خصوص طراحی فرمت نهایی تعرفه‌های وضع شده به مصرف‌کنندگان نهایی باقی می‌ماند. نه تنها میزان هزینه شبکه که از سوی مصرف‌کننده نهایی قابل پرداخت است حایز اهمیت است، بلکه فرمت هزینه (مثلاً €/kWh یا €/kW یا هزینه سالانه) و خود فرایند محاسبه آن‌ها حایز اهمیت است زیرا فرمت‌های مختلف و روش‌های محاسبه گوناگون منجر به ایجاد مشوق‌های اقتصادی جدیدی برای مصرف‌کنندگان می‌شود. هنگامی که مقدار هزینه قابل دریافت از هر مشترک مطابق روش‌های که در بخش‌های پیشین محاسبه شد، فرمت هزینه می‌تواند انتخاب شود تا هرگونه اثر سو احتمالی به حداقل برسد.

۷-۲-۱- تعرفه ادغامی

- در اغلب کشورها، نوعی تعرفه ادغامی^۱ یا جامع^۲ که دربرگیرنده همه اجزای هزینه‌ای قابل پرداخت از سوی مصرف‌کنندگان باشد، موردنیاز است. این شامل هزینه دسترسی به‌علاوه هزینه استفاده از انرژی (یا همان قیمت انرژی تولیدی)، و هزینه‌های مدیریت مشترکین است. تعرفه ادغامی ممکن است در یکی از شرایط زیر به کار رود:
- تعرفه‌های ادغامی تنظیم‌شده^۳ که در آن هزینه تولید برق یکی از چند هزینه تنظیم‌شده در نرخ پرداختی از سوی مصرف‌کنندگان (در بازار آزادسازی‌نشده^۴) است.
 - در اغلب بازارهای برق آزادسازی‌شده، حداقل برای یک بازه زمانی، مصرف‌کنندگان می‌توانند انتخاب کنند که نرخ‌های خود را مطابق تعرفه‌های تنظیم‌شده بپردازند (که تعرفه پیش‌فرض نام^۵ دارد).
- زمانی که صنعت برق در فرایند آزادسازی قرار داد (یعنی زمانی که هنوز همه مصرف‌کنندگان در بازار شرکت ندارند) یا حتی بعد از آزادسازی (زمانی که تعرفه‌های پیش‌فرض جهت حمایت از برخی گروه‌های مصرف‌کنندگان در دسترس است)، تعرفه ادغامی معمولاً با تعرفه دسترسی همزیستی دارد. فارغ از شرایط، رگولاتور باید روش تخصیص دو آیتم هزینه‌ای اضافه به تعرفه دسترسی را مشخص کند تا تعرفه‌های ادغامی به دست آید. به طور مشخص، این دو آیتم هزینه‌ای عبارتند از هزینه تولید و هزینه مدیریت مشترکین.
- الف) روش تخصیص هزینه‌های تولید
- گام اول در گنجانیدن هزینه‌های تولید در جدول تعرفه، محاسبه کل هزینه (تولید) قابل توزیع بین مصرف‌کنندگان است. چگونگی تعیین این مبلغ لزوماً به نوع مدل رگولاتوری بستگی دارد.
- در بازارهای تماماً آزادسازی‌شده، این آیتم مستقیماً از هزینه خرید برق قابل محاسبه است. لاجرم معیارهایی باید ایجاد شود تا مشخص شود چه نوع قیمتی برای این منظور باید استفاده شود: قیمت تحویل آنی^۶، قیمت پیشاپیش^۷، در بازارهای سازماندهی‌شده، یا قیمت قراردادهای دوطرفه. در هر صورت نوعی مشوق جهت تحریک خرده‌فروشان به خرید برق به صورت بهره‌ور باید در نظر گرفته شود.
 - در جایی که بازار آزادسازی شده اما همه مصرف‌کنندگان به خرده‌فروشی دسترسی ندارند، قیمت انرژی در بازار انرژی (قیمت آنی، پیشاپیش، قرارداد دوطرفه) می‌تواند مورد استفاده قرار گیرد. در اینجا نیز مشوق‌هایی جهت خریداری برق به صورت بهینه باید وجود داشته باشد.
 - در پایان، در جایی که بازار آزادسازی نشده است، درآمدهای مجاز برای تولید از طریق کل هزینه‌های قابل‌پیش‌بینی بخش تولید در بازه مورد نظر جهت اعمال تعرفه، تعیین می‌شود. در ادامه فرض بر این است که بازار برق کاملاً سازماندهی‌شده وجود دارد.
- قدیمی‌ترین روش‌های تخصیص هزینه‌های مجاز تولید بر مبنای معیارهای فاقد عمومیت و عمدتاً حسابداری بوده است. یکی از معمول‌ترین روش‌ها جهت تقسیم هزینه‌های مربوط به ظرفیت و انرژی، این بوده است که هزینه‌های متغیر تولید برق به بخش انرژی تعرفه (€/kWh) و هزینه‌های ثابت (هزینه‌های سرمایه‌گذاری و بهره‌برداری، نگهداری و تعمیرات مستقل از تولید) به بخش ظرفیت

¹ integral² comprehensive³ Regulated integral tariff⁴ Non-liberalized⁵ Default tariff⁶ Spot price⁷ Forward price

تعرفه (€/kW) تخصیص یابد. در مورد نیروگاه‌های برق‌آبی، به جای تخصیص هزینه کل به ظرفیت، بخشی از هزینه سرمایه‌گذاری به جهت پشت دست انداختن هزینه سوخت کنار گذاشته می‌شود و در نتیجه به هزینه انرژی تخصیص می‌یابد. هزینه انرژی (در روش‌های اولیه) معمولاً به صورت شهودی بین بازه‌های تعرفه تخصیص می‌یافت. یکی از روش‌های مورد استفاده برای هزینه‌های ظرفیت روش BIP^1 است که فناوری‌های تولید نیرو را به یکی از این سه دسته تقسیم می‌کند: پایه^۲ (که در تمام طول سال فعال است)، مداخله‌کننده^۳ و پیک^۴ که تنها در ساعات اوج مصرف سال فعال هستند. هزینه‌های فناوری‌های (به کار رفته در) پیک بخ پیک زمستان تخصیص می‌یابد، فناوری‌های مداخله‌کننده به طور مساوی به پیک زمستان و تابستان، و هزینه‌های پایه به صورت مساوی به پیک‌های زمستان و تابستان و بازه‌های غیرپیک تخصیص می‌یابد.

دسترسی بیشتر به اطلاعات و پیشرفت ابزارهای IT، زمینه توسعه روش‌های پیچیده‌تر و کاراتر را فراهم آورد. در دهه ۷۰ و ۸۰ میلادی، پیشرفت زیادی در ایجاد رویکرد محاسبه قیمت تولید بر مبنای روش LTMC صورت گرفت. مطابق این روش، هزینه نهایی تولید به صورت افزایش در هزینه کل تولید به ازای افزایش پایدار در تقاضای یک دوره زمانی محاسبه می‌شود که شامل هزینه‌های عملیاتی (بهره‌برداری و نگهداری و تعمیرات) و هزینه سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های جدید است. معمولاً این هزینه‌های LTMC با ابزار برنامه‌ریزی و بهره‌برداری سیستم قادر به شکستن هزینه‌ها بر مبنای زمان و حتی ناحیه جغرافیایی هستند. روش‌های LTMC معمولاً به عنوان جانشین روش‌های STMC به کار می‌روند و لذا به بخش انرژی تعرفه تخصیص می‌یابند.

مزیت اصلی استفاده از روش LTMC این است که این روش یک سیگنال بلندمدت به مصرف‌کنندگان می‌فرستد که موجب تقویت بهره‌وری بلندمدت اقتصادی است. با این حال این روش دارای دو عیب است. از یک سو، از آنجایی که سیگنال کوتاه مدت (هزینه واقعی در هر زمانی) از بین می‌رود، مصرف‌کنندگان تغییری در روند قیمت‌ها مشاهده نمی‌کنند به ویژه در مواقع استثنایی (نظیر خشکسالی، تقاضای بالا یا از کارافتادگی نیروگاه‌ها). ناتوانی در رویارویی با چنین شرایطی امنیت عرضه را به خطر می‌اندازد و به لحاظ اقتصادی کارا نیست. از سوی دیگر، این روش معمولاً متضمن بازیابی/پوشش هزینه‌های مجاز تولید نیست. بسته به مقررات مربوط به پوشش هزینه‌های تولید، درآمدهای کسب شده از این روش ممکن است بیشتر یا کمتر از مقادیر مجاز باشد و در نتیجه مستلزم تغییرات و تعدیل‌های باشد که سیگنال‌های مربوطه را مخدوش می‌کند.

به هر روی، با آزادسازی صنعت برق، استفاده از روش LTMC نیز رو به کاهش گذاشت با این حال برخی نویسندگان همچنان معتقد به کاربرد این روش به ویژه برای اقتصادهای مرحله انتقالی هستند.

آزادسازی صنعت برق و ظهور بازارهای عمده‌فروشی منجر به کاربرد گسترده روش STMC به عنوان سیگنال بهینه برای جبران هزینه‌های بخش تولید و ایجاد تعرفه‌های تولید نیرو شد. این هزینه‌های نهایی (یا قیمت‌های تحویل آبی بازار) به صورت هزینه انرژی مستقیماً به مصرف‌کنندگان انتقال می‌یابند به صورتی که هزینه بین آن‌ها به نسبت انرژی مصرف‌شده در هر زمانی توزیع می‌شود. علاوه بر این، این هزینه‌های نهایی می‌تواند مبنایی برای تمایز جغرافیایی (زیرا هزینه‌های آبی در هر نقطه متفاوت از نقطه دیگر است)

¹ Base, intermediate, peak

² base

³ intermediate

⁴ peak

و همچنین تمایز زمان مصرف^۱ (زیرا معمولاً قیمت‌ها به صورت ساعتی تعیین می‌شوند) استفاده شود. در سیستم‌هایی با بازار عمده‌فروشی، این روش شفاف‌ترین سیگنال و ساده‌ترین برای پیاده‌سازی است.

برخی عنوان می‌کنند که یک عیب روش STMC نوسانات^۲ آن است. این درست است که قیمت بازار عمده‌فروشی، که نمایانگر قیمت واقعی انرژی در هر زمانی است، ممکن است تلاطم‌های شدیدی داشته باشد و بسته به شرایط، مقادیر بسیار کوچک یا بزرگی به خود بگیرد. برخی دیگر نیز عنوان می‌کنند که در شرایط کنونی اغلب کاربران توانایی واکنش به قیمت‌گذاری بی‌درنگ^۳ را نداشته باشند. در واقعیت امر، همه مصرف‌کنندگان، چه آن‌هایی که تجهیزات اندازه‌گیری هوشمند دارند و چه آن‌هایی که ندارند، به یک اندازه در معرض قیمت‌های متلاطم انرژی هستند. تنها تفاوت این است که آن دسته از مصرف‌کنندگان که دارای تجهیزات اندازه‌گیری هوشمند هستند نسبت به قیمت‌های بی‌درنگ اطلاعات دارند و می‌توانند واکنش نشان دهند در حالی که مصرف‌کنندگان دارای تجهیزات اندازه‌گیری ساده در معرض همان قیمت‌ها هستند بدون اینکه بتوانند کاری در این زمینه انجام دهند.

روند بدون توقف کنونی، این است که کاربران بیشتری به منظور تحقق بهره‌وری اقتصادی و مدیریت طرف تقاضا، از سیگنال‌های زمان مصرف^۴ استفاده کنند. برای مصرف‌کنندگان با ولتاژ پایین، این سیگنال‌ها معمولاً نرخ‌های زمان مصرف هستند که با استفاده از مدل‌های سیستم قدرت به صورت پیشاپیش از روی مقادیر برآوردی STMC محاسبه می‌شوند. یک مساله که باید در نظر گرفته شود این است که با وجود اینکه سیگنال‌های قیمتی باثبات‌تر مصرف‌کننده را کمتر در معرض قیمت‌های آنی ساعتی قرار می‌دهد، اما این سیگنال‌های باثبات‌تر از دیدگاه بهره‌برداری سیستم دارای بهره‌وری پایین‌تری هستند. در برخی کشورها، رگولاتورها تامین‌کنندگان را ملزم می‌کنند تا قراردادهای خرید برق منعقد کنند تا در برابر تلاطمات قیمت‌های کوتاه مدت ریسک را کاهش دهند.

پرداخت ظرفیت: رگولاتور ممکن است به دنبال تضمین یک سطح مشخص از پایداری برای سیستم قدرت باشد. به بیان ساده، این امر می‌تواند شامل ایجاد الزام به منظور ایجاد حداقل ظرفیت تولیدی مشخصی بیشتر از تقاضای پیک باشد. تحت یک چارچوب رگولاتوری بازارمحور، این حاشیه (ظرفیت) رزرو^۵ می‌تواند از طریق سازوکارهای رگولاتوری محقق شود که ترجمان آن به صورت بازایی/پوشش ظرفیت^۶ (از طریق پرداختی‌ها) برای سرمایه‌گذاری در تولید است. از آنجایی که چنین سازوکارهایی در هر بازار برقی متفاوت است، بازتاب آن‌ها در نرخ‌ها باید مطابق معیارهای طراحی تعرفه باشد.

طبق یک قاعده کلی، هزینه مربوط به ایجاد این ظرفیت موردنیاز، بر عهده همه مصرف‌کنندگان است. از آنجایی که نگرانی اصلی در دسترس بودن تولید/نیرو در بازه‌های حساس است (معمولاً حین پیک)، مناسب‌ترین متغیر برای تخصیص این هزینه باید ظرفیت پیک هر مصرف‌کننده که مقارن با پیک سیستم است، باشد. در عمل، معمولاً این متغیرها ظرفیت قراردادی^۷، یا مصرف واقعی^۸ (kW) حین بازه‌های پیک است. این هزینه منطقاً باید جزیی از بخش ظرفیت (€/kW) تعرفه مصرف‌کنندگان باشد.

¹ Time of use differentiation

² volatility

³ Real-time pricing (RTP)

⁴ Time-of-use (TOU)

⁵ Reserve margin

⁶ Capacity remuneration

⁷ Contracted capacity

⁸ Actual power consumption

در رویکردهایی که پیشنهاددهنده استفاده از یک مدل برنامه‌ریزی جهت محاسبه LTMCها هستند، پرداخت ظرفیت در همان مدل گنجانده می‌شود، اگر مدل جهت در نظر گرفتن محدودیت حاشیه رزرو طراحی شده باشد. برای این منظور، LTMC باید به هزینه انرژی و هزینه ظرفیت تقسیم شود.

اصلاح درآمد: این بخش تنها در مورد سیستم‌های قدرت که تحت تنظیم مقررات سنتی هزینه خدمات^۱ مقررات هستند مصداق دارد. همان‌طور که پیش‌تر نیز بیان شد، زمانی که بازار برق آزادسازی نشده‌است، مخارج بخش تولید از طریق هزینه مجاز تعیین شده برای بازه مورد نظر تامین می‌شود. البته این هزینه مجاز لزوماً مطابق با درآمدهای حاصل از هزینه نهایی (بلند یا کوتاه مدت) و پرداختی ظرفیت (در صورت وجود) نیست. در چنین شرایطی، نرخ محاسبه شده باید از طریق هزینه‌های مکمل تامین شود که به اصلاح درآمد^۲ معروف است.

این نکته حایز اهمیت است که در سیستم‌های قدرت تحت تنظیم مقررات سنتی، می‌توان به مصرف‌کنندگان همان سیگنال‌های بهینه کوتاه مدتی را ارسال کرد که مصرف‌کنندگان در بازارهای برق رقابتی دریافت می‌کنند. قیمت تحویل آبی برق در بازارهای کاملاً رقابتی مطابق با هزینه‌های نهایی کوتاه مدتی (STMC) است که به صورت پیشاپیش برآورد می‌شود. و در صورت وجود تجهیزات اندازه‌گیری پیشرفته، در هر دو حالت (بازار برق سنتی و رقابتی) می‌توان قیمت‌گذاری بی‌درنگ را پیاده‌سازی کرد. تفاوت اصلی این است که مطابق قواعد بازار، قیمت بازار آن چیزی است که تولیدکننده دریافت می‌کند و مصرف‌کننده پرداخت می‌نماید. در شرایط تنظیم مقررات هزینه خدمات (بازار برق سنتی)، تولیدکننده باید همه هزینه‌های مجاز خود را پوشش دهد و این مبلغ ممکن است متفاوت از میزان پرداختی مشترکین تحت تعرفه‌های مبتنی بر هزینه نهایی باشد. نقش اصلاح درآمد نیز همین است که تولیدکنندگان تحت تنظیم مقررات مدل هزینه خدمات با قیمت‌گذاری هزینه نهایی وفق داده شود.

این هزینه مکمل^۳ باید به گونه‌ای تخصیص داده شود که تا حد امکان مانع از مخدوش شدن سیگنال هزینه‌های نهایی شود. برای تحقق این هدف، از روش‌هایی استفاده می‌شود که تخصیص هزینه‌ها در آن‌ها مطابق کشش تقاضای مصرف‌کنندگان است. البته این پیاده‌سازی این روش‌ها در عمل بسیار دشوار است و ممکن است به اصل برابری خدشه وارد کنند. به همین جهت روش‌های مضربی^۴ (ضرایبی که نسبت تعرفه در هر بازه را مشخص می‌کنند) یا روش‌های تجمیعی^۵ (ضرایب نشان‌دهنده قدرمطلق اختلاف بین هزینه‌ها) مورد استفاده قرار می‌گیرد.

۲- روش تخصیص هزینه‌های مدیریت مشترکین

علاوه بر هزینه‌های تولید، خرده‌فروشی که برق را (برای کاربران تحت نرخ‌های تنظیم‌شده) می‌خرند نیز متحمل هزینه‌های مدیریت مشترکین می‌شوند. این هزینه‌ها عموماً از طریق یک هزینه ثابت به ازای هر مشترک دریافت می‌شود. این مخارج معمولاً بین گروه‌های تعرفه‌ای مختلف فرق می‌کند زیرا هر دسته از مشترکین مقادیر هزینه‌ای متفاوتی را منجر می‌شوند. اگر نرخ تعیین شده برای یک دسته/گروه معین به صورت تعرفه پیش‌فرض برای گروه کوچکی از مصرف‌کنندگان باشد، می‌توان هزینه‌های مدیریت مشترکین را افزایش داد تا این دسته از مصرف‌کنندگان نیز در بازار مشارکت کنند.

¹ Cost-of-service regulation

² Revenue reconciliation

³ Supplementary charge

⁴ Multiplier methods

⁵ Additive methods

۲-۸- مسایل جانبی

این بخش مسایلی را مرور می‌کند که اگرچه به صورت بنیادی در قلب فرآیند طراحی تعرفه وجود ندارند، اما بر نتیجه نهایی اثراتی می‌گذارند.

۲-۸-۱- تعدیل تعرفه

فرایند تعرفه‌گذاری معمولاً شامل استفاده از پیش‌بینی پارامترها برای بازه‌های تعرفه‌ای است؛ از جمله انرژی مصرف‌شده توسط هر گروه، اوج تقاضا، یا تعداد مصرف‌کنندگان در هر دسته. در نتیجه به منظور تضمین اینکه همه هزینه‌های مجاز یا دریافتی‌ها بر اساس قیمت واقعی انرژی، به صورت کامل محقق می‌شوند سازوکارهای تعدیل تعرفه^۱ باید طراحی شوند تا محاسبات بازبینی شود و هرگونه اختلاف بین مقادیر واقعی و پارامترهای برآوردی شناسایی و برطرف شود.

این تعدیل‌ها، بسته به آیتیم هزینه‌ای مورد بازبینی، می‌تواند در بازه‌های زمانی متفاوتی انجام شود. اغلب اینها سالانه انجام می‌شود، زمانی که محاسبه نرخ‌ها برای سال بعد انجام می‌شود. اما در برخی موارد، بازبینی‌های شش‌ماهه، سه ماه یا حتی ماهانه نیز بسته به نوع رگولاتوری حاکم بر بازار ممکن است صورت گیرد. یکی از متداول‌ترین تعدیل‌های موردنیاز، هزینه انتقال مخارج انرژی است که به مصرف‌کنندگان وارد می‌شود. در پایان باید خاطر نشان شد که تعدیل‌های خاص ممکن است در صورت بروز اختلاف حساب‌های شدید انجام شود زیرا آثار هزینه‌ای آن ممکن است به قدری سنگین باشد که قابل تعویق نباشد.

۲-۸-۲- هزینه انشعاب

هزینه‌های انشعاب شبکه مبالغی هستند که به صورت یکجا جهت اتصال مشترک به سیستم دریافت می‌شوند. دو فلسفه اصلی در رابطه با طراحی هزینه انشعاب وجود دارد: تعرفه‌های هزینه عمیق^۲ و هزینه خفیف^۳.

در تعرفه‌های عمیق، مشترک هزینه اتصال وی به شبکه و سایر اقدامات در شبکه‌های بالادستی که جهت اتصال وی لازم است را می‌پردازد. برای مثال اگر این امر مستلزم توسعه یک پست یا تجهیز خطوط باشد، این هزینه‌ها در مبلغ مربوط به انشعاب آورده می‌شود. این رویکرد حاوی یک سیگنال مکانی بسیار قوی است زیرا هزینه‌های اتصال به یک شبکه اشباع‌شده می‌تواند بسیار بالا باشد. و اگر هم این تعرفه به درستی طراحی نشود ممکن است موجب تبعیض بین مشترکین متصل به یک شبکه، بسته به زمان برقراری انشعاب آن‌ها، شود. برای مثال، زمانی که عملیات تقویت و بازسازی یک شبکه تکمیل می‌شود، مشترک جدید ممکن است هزینه بسیار پایین‌تری بپردازد در حالی که مشترک دیگری با دقتاً همان مشخصات و پروفایل پیش از این اقدامات هزینه بالاتری (جهت تقویت شبکه) بپردازد.

در تعرفه‌های خفیف، مشترک تنها هزینه خدمات اتصال به شبکه را می‌پردازد. سایر اقدامات تقویتی جزئی از هزینه‌های شبکه به حساب می‌آید و تحت هزینه دسترسی پوشش داده می‌شود. این نرخ تبعیض‌آمیز نیست گرچه سیگنال مکانی آن ممکن است به قدرت روش

¹ Tariff adjustment

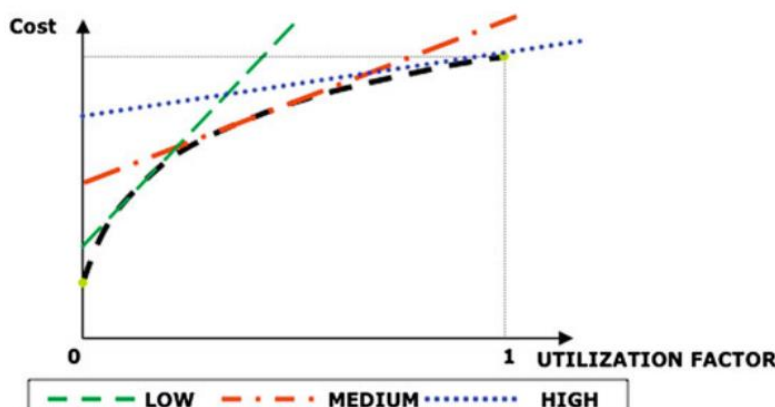
² Deep cost

³ Shallow cost

تعرفه عمیق نباشد. یک گزینه مناسب‌تر برای مشترکین، هزینه انشعاب مخارج محور فوق خفیف^۱ است که تنها شامل تجهیزات استفاده شده تا محل خط (اتصال) و نه خود خط می‌شود. روش‌های دیگری نیز هستند که به هزینه‌های شبه‌خفیف شهره‌اند و به ابعاد مشترک، محل، بار مناطق مجاور، ولتاژ و غیره بستگی دارد.

۲-۸-۳- ضریب کاربری

حتی بدون وجود تجهیزات اندازه‌گیری پیشرفته نیز می‌توان بر اساس میزان انرژی مصرف‌شده، یا به عبارت دقیق‌تر ضریب کاربری^۲، بین مصرف‌کنندگان کوچک و متوسط در یک سطح ولتاژ تمایز قایل شد. ضریب کاربری (UF) یک مصرف‌کننده به صورت کل انرژی مصرفی بخش بر ظرفیت قراردادی تعریف می‌شود. حداکثر مقدار ممکن UF برابر ۸۷۶۰ (یا ۰.۱ به صورت نرمالیزه شده) است که متعلق به مصرف‌کنندگانی است که تقاضایشان در هر ساعت از سال برابر ظرفیت قراردادی‌شان است.



شکل (۲-۳۲) تابع هزینه شبکه بر اساس مقدار ضریب کاربری

اگر مخارج شبکه برای تعداد زیادی مصرف‌کننده واقعی بازای مقادیر مختلفی از ضریب کاربری به دقت محاسبه کرد، می‌توان یک منحنی از این داده‌ها به دست آورد. البته این منحنی باید تعیین اعتبار شود اما به طور کلی باید شکلی مشابه نمودار شکل ۳ داشته باشد. از آنجایی که منحنی حاصل از داده‌های تجربی نمی‌تواند به سادگی برای تعرفه‌هایی با ساختار ساده استفاده شود، در منحنی مربوطه به کمک سه خط مستقیم برآورد شده است. یکی از این خط‌ها منطبق بر هزینه‌های شبکه برای مصرف‌کنندگان با UF پایین است، دیگری برای UF‌های متوسط و خط سوم برای مصرف‌کنندگان با UF بالاست. این خطوط مستقیم برای تعریف سه دسته از تعرفه‌های ساده استفاده می‌شود زیرا تنها از دو بخش تشکیل شده‌اند:

^۱ Super-shallow cost-based connection charge

^۲ Utilization factor (UF)

- یک بخش ظرفیت (بر حسب €/kW که بر ظرفیت قراردادی یا پیک برآورد شده مشترک مورد نظر اعمال می‌شود): این مقدار محل تلاقی خط مستقیم با محور عمودی است که نشان‌دهنده هزینه اتصال به شبکه است حتی اگر انرژی مصرف‌شده صفر باشد.
- بخش انرژی (بر حسب €/kWh که متناسب با ضریب کاربری است و برای انرژی مصرف‌شده است) باید توجه داشت که مصرف‌کنندگانی با ضریب کاربری پایین، که معمولاً در اوقات پیک مصرف دارند، هزینه ظرفیت پایین‌تری دارند در حالیکه هزینه انرژی بالاتری نسبت به سایر مصرف‌کنندگان با UF بالاتر دارند. توضیح این مساله روشن است: چون مصرف‌کنندگان با ضریب کاربری پایین دارای مصرف متمرکز در زمان پیک هستند، ضریب انطباق آنها با پیک لزوماً کمتر از مصرف‌کنندگانی با UF نزدیک به ۰.۱ است. هم‌چنین از آنجایی که انرژی مصرفی از سوی مصرف‌کنندگان با UF پایین، به طور میانگین، گران‌تر از انرژی مصرفی توسط مصرف‌کنندگان با UF بالاتر است، میانگین هزینه انرژی آنها نیز بیشتر از مصرف‌کنندگان با UF بالاست.
- ضریب کاربری به طور متداول در عمل برای طراحی تعرفه‌ها برای مصرف‌کنندگان سطح ولتاژ پایین و متوسط کاربرد دارد. ضریب کاربری باعث می‌شود تا این تعرفه‌ها بهتر با پروفایل بار مصرف‌کنندگان سازگار شوند بدون اینکه نیازی به استفاده از تجهیزات اندازه‌گیری پیشرفته باشد.

۲-۸-۴- نرخ‌های توان راکتیو

انرژی راکتیو بر تلفات انرژی و تنظیم ولتاژ که دو مورد کلیدی در بهره‌برداری مناسب سیستم است، تاثیر می‌گذارد. بیشتر توان راکتیو در تجهیزات کاربر مصرف می‌شود. لذا بهتر است مصرف‌کنندگان در کنترل توان راکتیو مشارکت کنند تا سطح ولتاژ حفظ و تلفات سیستم کمینه شود. بنابراین سیگنال‌هایی به صورت هزینه‌های مشخص در این خصوص باید به مصرف‌کننده ارسال شود. هنگام طراحی هزینه‌های توان راکتیو، سیگنال باید در انطباق با نوع مصرف‌کننده باشد. لذا کلید یک طراحی هزینه توان راکتیو خوب از یک سو در مشخصات دستگاه اندازه‌گیری است و از سوی دیگر ظرفیت صحیح توان راکتیو مصرف‌کننده است. هزینه‌های راکتیو با عنایت به این که مشترکین با ولتاژ پایین توانایی محدودی در تغییر رفتار مصرفی خود دارند، معمولاً به مصرف‌کنندگان ولتاژ پایین اعمال نمی‌شود.

برای مصرف‌کنندگان عمده اما دستگاه‌های اندازه‌گیری توان راکتیو نصب می‌شود تا مصرف یا مصرف و تولید اندازه‌گیری شود. برخی تجهیزات اندازه‌گیری نیز قابلیت ثبت به صورت زمان مصرف را دارند. زمانی که انرژی الکتریکی به صورت فازور^۱ باشد، هزینه‌ها معمولاً به صورت کسینوس یا تانژانت مقدار مصرف است. البته این پارامتر بیش از حد ساده‌کننده مساله توان راکتیو، به خصوص برای مصرف‌کنندگان عمده است. تعرفه‌هایی که تنبیه‌کننده مصرف توان راکتیو در اوقات پیک و تولید آن در بازه‌های خارج پیک باشد نیز عموماً پیاده‌سازی می‌شود.

¹ phasor

۲-۸-۵- یارانه‌ها

همان‌طور که در این گزارش بیان شد، از نقطه نظر کارایی اقتصادی، طراحی خوب تعرفه متضمن این است که نرخ‌ها بازتاب‌دهنده هزینه‌های متحمل‌شده واقعی باشد. این امر منجر به استفاده بهینه از سیستم، تضمین تداوم بلندمدت، سرمایه‌گذاری و جلوگیری از یارانه متقاطع^۱ بین مصرف‌کنندگان در گروه‌های تعرفه‌ای مختلف می‌شود. با این حال برخی گروه‌ها از کاربران (مصرف‌کنندگان کم‌درآمد) ممکن است قادر به پرداخت هزینه‌هایی که به سیستم تحمیل می‌کنند نباشند. می‌توان از یارانه جهت امکان دسترسی این گروه به خدمات استفاده کرد. از دیدگاه اقتصادی-اجتماعی، این یارانه‌ها توجیه پذیرند زیرا انرژی الکتریکی برای برخی نیازهای پایه‌ای موردنیاز است و از این جهت یک حق جهانی به شمار می‌رود. دو گونه از یارانه‌ها در جهان پیاده‌سازی شده است:

- یارانه‌های ادغامی در تعرفه، که معمولاً به صورت تصاعدی است و با مصرف بیشتر، هزینه پرداختی نیز بیشتر می‌شود. این یارانه‌ها به گونه‌ای طراحی شده‌اند که حداقل نیاز به برق با هزینه‌ای پایین تامین شود و با مصرف بیشتر بهای پرداختی نیز اضافه خواهد شد. این روش از نقطه نظر بهره‌وری اقتصادی توصیه نمی‌شود زیرا مقدار برق یکسانی در آن واحد برای یک گروه از مصرف‌کنندگان مشمول یارانه می‌شود و برای گروه دیگر گران‌تر محاسبه می‌شود.

- یارانه‌های آشکار^۲، یا مستقل از تعرفه که گروه‌های ذی‌نفع در آن شناسایی می‌شوند و پرداخت‌های مستقیم جهت پوشش هزینه‌های برق به آن‌ها صورت می‌گیرد. مزیت اصلی این گونه یارانه‌ها این است که سیگنال ارسالی نرخ‌ها را مخدوش نمی‌کند و عیب اصلی آن‌ها نیز معضلاتی است که ممکن است در شناسایی گروه‌های ذی‌نفع وجود داشته باشد.

منابع مالی موردنیاز جهت پوشش یارانه‌ها می‌تواند از منابع خارجی (یارانه‌های عمومی) یا منابع داخلی (به صورت یک هزینه تنظیم‌شده در تعرفه برق پوشش داده شود) باشد.

نوع دیگری از یارانه که در فرایند نرخ‌گذاری اجتناب‌ناپذیر است (در غیاب دستگاه‌های اندازه‌گیری هوشمند که قادر به اندازه‌گیری در بازه‌های ساعتی باشند) یارانه متقاطع بین مصرف‌کنندگان موجود در یک کلاس یا گروه تعرفه‌ای است. توزیع هزینه بین مصرف‌کنندگان یک گروه بر اساس شباهت‌های رفتاری (الگوهای مصرفی) علت ذاتی این مساله است. فارغ از اینکه دسته‌های تعرفه‌ای چقدر پالایش شده باشند، الگوهای مصرفی درون هر گروه همواره تغییر می‌کند. در واقع در این حالت مصرف‌کنندگانی که پروفایل بار آن‌ها انطباق کمتری با قیمت‌های ساعتی بالاتر دارد به مصرف‌کنندگانی که تقاضایشان با اوج قیمت‌های ساعتی تقارن بیشتر دارد، یارانه می‌پردازند.

۲-۸-۶- تولید پراکنده

ظهور مولدهای مقیاس کوچک یا همان تولید پراکنده^۳ در حال تغییر پارادایم برنامه‌ریزی و بهره‌برداری شبکه است. تنظیم مقررات مربوط به این موارد بسیار موردی است و تاثیر آن بر تعرفه‌گذاری جای بحث فراوان دارد. در حال حاضر هیچ رویکرد مورد توافقی برای طراحی تعرفه‌های DG وجود ندارد. روش معقول در عین حال این خواهد بود که اثر هزینه‌ای نفوذ DG در یک مدل مرجع شبکه تحلیل شود تا زمانی که این مطالعات به ایجاد یک قاعده کلی بیانجامد.

¹ Cross-subsidy

² Explicit subsidies

³ Distributed generation (DG)

یک مساله مورد مناقشه دیگر نحوه برخورد با تولید پراکنده در سطح خانگی، مثل پنل‌های خورشیدی روی سقف، است که در همان نقطه تقاضای مشترک به شبکه توزیع متصل هستند. اگر دستگاه‌های اندازه‌گیری مجزایی برای تولید و مصرف در کار باشد، هزینه مربوط به هریک به راحتی قابل محاسبه است. اگر یک دستگاه اندازه‌گیری برای هردوی این موارد به کار رود (اندازه‌گیری خالص)^۱ آنگاه تعرفه خاصی برای این دسته جدید از مشترکین قابل طراحی است. مشکل زمانی ایجاد می‌شود که هزینه توزیع به کاررفته برای دستگاه اندازه‌گیری خالص (هم تولید و هم تقاضا) یک هزینه صرفاً حجمی (€/kWh) باشد. چرا این مساله مشکل‌ساز است؟ زیرا تولید در محل مانع از پرداخت هزینه شبکه به تقاضای موجود می‌شود و به اشتباه مشمول نوعی یارانه می‌شود. درست است که تولید محلی باعث کاهش استفاده از شبکه می‌شود، اما نه به میزان ۱۰۰٪ کاهش در هزینه‌های شبکه در تقاضای محلی به ازای هر کیلووات‌ساعت انرژی تولیدی.

۲-۸-۷- فرمت تعرفه

قالب یا فرمت تعرفه حایز اهمیت است و می‌تواند مستقل از خود فرایند تعیین مقدار عددی تعرفه باشد. این مساله شامل تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگان می‌شود زیرا هر دوی آنها در هزینه‌های شبکه دخیل هستند. منطق علیت هزینه آنگونه که در این گزارش بیان شد، زمانی که برای یک تولیدکننده پیاده‌سازی شود، باید منجر به نوعی ساختار هزینه‌ای شود که بخشی از آن مربوط به انرژی (€/kWh) و بخش دیگر به ظرفیت (€/kW) و بخشی نیز به صورت پرداخت یکجا^۲ (€ بر سال) است. مساله اینجاست که ممکن ما نخواهیم هزینه‌های فوق را در همین قالب دریافت کنیم. برای مثال، قابل توجه است که هزینه انرژی (€/kWh) ممکن است در قیمت‌های پیشنهادی حراج برق نیروگاه نهان باشد. به طور کلی ساختار منتج از فرایند محاسبه تعرفه می‌تواند نکته مهمی در تعیین قالب یا فرمت تعرفه نهایی دریافتی باشد. اما مسایل دیگری نیز باید در نظر گرفته شود. تنها مبلغ قابل دریافت نهایی باید محفوظ باشد. این مفهوم با ظهور تصرف‌کننده‌ها (یعنی نهادهایی که هم تولید می‌کنند و هم مصرف می‌کنند) در آینده اهمیت بیشتری پیدا می‌کند. در پایان، یک نکته دیگر این است که تعرفه‌های شبکه به ازای هر واحد (€/kW) نباید آنطور که مرسوم است به یک نقطه/گره ضمیمه شود زیرا تعرفه‌های شبکه به رفتار مصرف‌کننده یا تولیدکننده متصل به آن گره بستگی دارد. لذا قطعاً یک نیروگاه هسته‌ای، یک نیروگاه قله‌ای^۳، یا مزرعه بادی متصل به یک گره نباید هزینه‌های شبکه یکسانی (€/kW) بپردازند.

۲-۸-۷-۱- تجربه سایر کشورها در برنامه‌های پاسخگویی بار قیمتی با اصلاح تعرفه‌ها

جدای اصول تعرفه‌گذاری که می‌بایست در طراحی تعرفه‌های کارآمد به کار گرفته شود، برای عبور از پیک نیز می‌توان از وضع تعرفه‌هایی خاص کمک گرفت که کشورهایی مانند فرانسه، کوبا، آمریکا (کالیفرنیا) و برزیل از آن استفاده کردند. در این کشورها دولت قیمت برق را برای همه مصرف‌کنندگان خانگی با تمرکز بر مشترکان پرمصرف به صورت پلکانی افزایش داد.

¹ Net metering

² Lump sum

³ Peaking units

در کشور فرانسه که بزرگترین تولیدکننده برق در بین کشورهای اروپایی است، اولین اصلاحات اساسی در نظام تعرفه برق، تحت عنوان الگوی تعرفه سبز^۱ در حدود ۶۰ سال قبل اجرا شد. در سال‌های اخیر نیز نوع خاصی از تعرفه‌گذاری برق به نام تعرفه تمپو^۲ اعمال می‌شود که مشترکان خانگی و تجاری کوچک می‌توانند بر اساس آن با شرکت‌های تامین برق قرارداد امضا کنند. تعرفه سبز یکی از شیوه‌های تعرفه‌گذاری است که برای مشترکین غیرخانگی با توان مصرفی متوسط و بالا به کار برده می‌شود. جدول (۱۴-۲) دسته‌بندی این نوع تعرفه را نشان می‌دهد. قیمت‌گذاری برق برای مشترکان مختلف بر حسب میزان توان مصرفی و همچنین مقدار مصرف مطابق جدول (۲-۱۵) محاسبه می‌شود.

جدول (۲-۱۴) تعرفه سبز در فرانسه

Counter power (kVA)	Rate type (Color)	Type of site
3 to 36	Blue tariff	Individuals, small professionals
42 to 240	Yellow fare	professionals
250 to 3000	Green Rate A5	Businesses, communities
3000 to 10000	Green Rate A8	Very big sites
10000 to 40000	Green Rate B	Very big sites
> 40000	Green Rate C	Very very big sites

جدول (۲-۱۵) نرخ تعرفه سبز برای طبقات مختلف مشترکین

نوع مشترک	قیمت توان مصرفی برای هر کیلووات بر سال	متوسط قیمت برق بر هر کیلووات ساعت
توان پایین (آبی)	بین ۱۰ تا ۲۰ یورو	۹ سنت
توان متوسط (زرد)	بین ۳۰ تا ۴۲ یورو	۷ سنت
توان بالا (سبز)	بین ۲۴ تا ۱۰۰ یورو	۵ سنت

حدود ۹۹ درصد از مشتریان تعرفه‌گذاری سبز با نوع A5 پوشش داده می‌شوند که توان مصرفی آنها بین ۲۵۰ تا ۳۰۰۰ کیلووات است. قیمت‌گذاری نوع A5 علاوه بر میزان تقاضای مصرفی، بر حسب زمان مصرف و همچنین ساعات کل استفاده در طول سال متفاوت است. بدین ترتیب که در طول روز قیمت‌ها در زمان‌های مختلف متفاوت است و در زمان اوج بار بیشینه است. همچنین مشترکانی که توان مصرفی خود را در طول سال بیشتر استفاده می‌کنند (مشترکان دیماندی) قیمت برق به ازای هر کیلووات ساعت آنها کمتر محاسبه می‌شود. قیمت‌گذاری برق در تعرفه A5 در جدول (۲-۱۵) زیر آورده شده است. همان طور که مشاهده می‌شود مشترکانی که از توان مصرفی خود در کل سال بیشتر استفاده می‌کنند (Very long use)، هزینه ثابت توان مصرفی سالیانه آنها بالاتر بوده، اما قیمت برق آنها برای هر کیلووات ساعت مصرف کمتر است. در مقابل مشترکانی که دوره مصرف آنها در کل سال کمتر است، هزینه ثابت توان

1 Tariff Vert

2 Tempo

مصرفی سالیانه کمتری پرداخت کرده، اما قیمت برق آنها به ازای هر کیلووات ساعت مصرف بیشتر است. به عبارتی با کمتر استفاده کردن از نیروگاه‌های تولید برق در طول سال، قیمت تمام شده برق افزایش می‌یابد و به منظور بازگشت سرمایه برای تولید برق، این هزینه از مشترکان دریافت می‌شود. همچنین قیمت برق برای همه مشترکان در زمان اوج بار (full hours) از دیگر ساعات طول یک شبانه‌روز بیشتر بوده و قیمت برق در ساعات کم‌باری نیز از همه ساعات کمتر است.

جدول (۱۶-۲) تعرفه سبز برای انواع مشترکان در زمان‌های مختلف

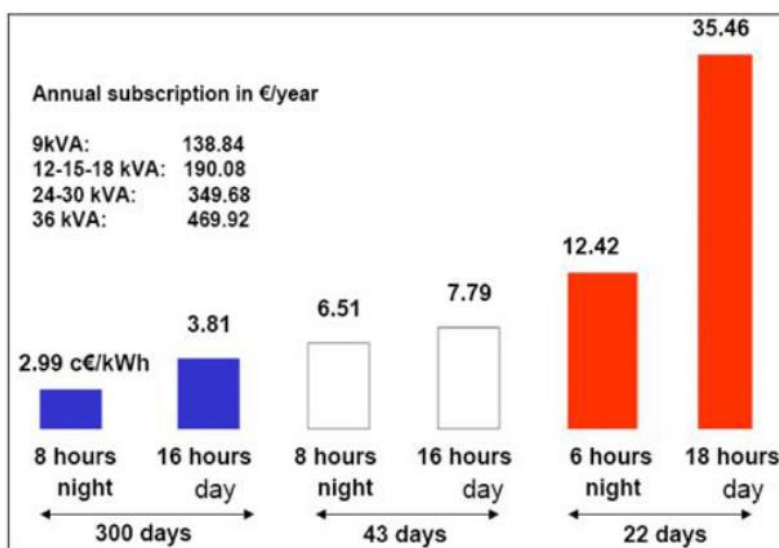
Scales Tariff Green Option A5 Base at 01/08/2015						
	Annual fixed bonus (€ / kVA)	Energy price (c € / kWh)				
		Winter			Summer	
		Point	Full hours	Off-peak hours	Full hours	Off-peak hours
Very long use	74.16	7.154	5,820	4,452	4,458	2,280
Long uses	54.60	10.421	6.667	4,606	4,525	2,881
Average uses	43.20	14.210	7,772	4,934	4.60	2,877
Short uses	30.24	21.387	9,782	5,305	4.60	2,727

اما تعرفه‌گذاری تمپو، یک نظام قیمت‌گذاری نسبتاً پیچیده است که ۶ نرخ مختلف از قیمت برق را در زمان‌های مختلف ارائه می‌دهد. بر اساس تعرفه تمپو قیمت برق با توجه به شرایط آب‌وهوایی، مناسبت‌های روزهای سال و ساعت‌های شبانه‌روز تعیین می‌شود. در این نوع تعرفه‌گذاری به طور کلی سه رنگ وجود دارد: آبی، سفید و قرمز که به ترتیب نشان‌دهنده قیمت پایین، متوسط و بالا هستند. همچنین شرکت تامین کننده برق فرانسه، رنگ روزهای مختلف سال را مشخص می‌کند. رنگ هر روز بر اساس پیش‌بینی تقاضای برق برای آن روز مشخص می‌شود که میزان تقاضا عمدتاً توسط آب و هوا تحت تاثیر قرار می‌گیرد. همچنین امکان دارد که اپراتور شبکه انتقال فرانسه، در صورت بروز اتفاقات خاص در شبکه برق، رنگ روز را تغییر دهد.

علاوه بر رنگ خاص هر روز، ساعات هر روز نیز تقسیم‌بندی ویژه‌ای دارد که شامل سه دسته ساعت اوج بار، ساعات عادی یا میان‌باری و کم‌باری می‌شود. در تعیین قیمت برق بر اساس تعرفه تمپو موارد زیر از سوی شرکت تامین کننده برق رعایت می‌شود:

۱. سال تمپو در اول سپتامبر و روز تمپو از ۶ صبح شروع می‌شود.
۲. تعداد روزها در هر سال از هر رنگ ثابت است (۳۰ روز آبی، ۴۳ روز سفید و ۲۲ روز قرمز).
۳. یکشنبه همیشه یک روز آبی است و روزهای قرمز نمی‌توانند در تعطیلات یا آخر هفته یا بیش از پنج روز کاری در یک ردیف قرار گیرند.

در روزهای آبی، قیمت برق به مراتب کمتر از سایر روزهاست، در روزهای سفید قیمت برق متعادل‌تر است و در روزهای قرمز هم قیمت برق بسیار بالا بوده و حتی به ۹ برابر قیمت در روزهای آبی نیز می‌رسد. به طور معمول سردترین روزهای زمستان، روزهای قرمز هستند. تعیین قیمت برق متناسب با تقاضا و افزایش آن در زمان اوج بار موجب می‌شود که مردم به مصرف کمتر در این زمان‌ها تشویق شوند. در شکل ۲۳ قیمت‌گذاری برق بر اساس سه رنگ آبی، سفید و قرمز در نظام قیمت‌گذاری تمپو نشان داده شده است. همان‌طور که در مشاهده می‌شود، قیمت‌گذاری در هر روز با رنگ‌های آبی، سفید و قرمز برای ساعات کم‌باری و اوج بار متفاوت است. بر اساس قیمت‌گذاری تمپو، میزان مصرف در روزهای سفید ۱۵ درصد و در روزهای قرمز ۴۵ درصد در مقایسه با روزهای آبی کمتر شده است.



شکل (۲-۳۳) مقایسه تعرفه‌گذاری برق فرانسه در روزهای مختلف

در کوبا، قیمت برق برای همه مصرف‌کنندگان خانگی به استثنای مشترکان در پله اول مصرفی مطابق جدول ۶ افزایش یافت. در برزیل ۸۰ درصد برق مصرفی سال قبل هر مشترک به عنوان سهمیه‌اش در نظر گرفته شد و برای میزان مصرف بالاتر از آن، قیمت برق افزایش زیادی پیدا کرد به طوری که برای مصارف بین ۲۰۰ تا ۵۰۰ کیلووات ساعت ۵۰ درصد افزایش قیمت و برای مصارف بیش از ۵۰۰ کیلووات ساعت ۲۰۰ درصد افزایش قیمت در نظر گرفته شد.

جدول (۲-۱۷) تغییرات تعرفه در کوبا برای مقابله با اوج بار

قیمت (دلار بر کیلووات ساعت)		پلکان‌های مصرفی (کیلووات ساعت)
تعرفه جدید	تعرفه قدیمی	
۰/۰۹	۰/۰۹	۱۰۰-۰
۰/۳۰	۰/۲۰	۱۵۰-۱۰۱
۰/۴۰	۰/۲۰	۲۰۰-۱۵۱
۰/۶۰	۰/۲۰	۲۵۰-۲۰۱
۰/۸۰	۰/۲۰	۳۰۰-۲۵۱
۱/۳۰	۰/۳۰	بیش از ۳۰۰

Source: <https://www.oeb.ca/rates-and-your-bill/electricity-rates/historical-electricity-rates>.

در ایالت کالیفرنیا آمریکا نیز طرح تخفیف تعرفه‌ای موسوم به ۲۰/۲۰ اجرا شد. بر اساس این طرح به مشترکان خانگی که در زمان اوج مصرف تابستان ۲۰ درصد کمتر از سال گذشته برق مصرف می‌کردند، ۲۰ درصد تخفیف در هزینه برق داده شد. به طور مشابه برای مشترکان بزرگ تجاری و صنعتی نیز این تخفیف ۳۰ درصد در نظر گرفته شد. علاوه بر اقدامات فوت کمیسیون خدمات عمومی کالیفرنیا برای کنترل بحران برق در ژوئن ۲۰۰۱ قیمت برق مشترکین خانگی دو شرکت SCE و PG&E را با تمرکز بر مشترکین پرمصرف مطابق جدول ۷ افزایش داد. این سیاست سبب شد تا توان مصرفی در زمان اوج بار حدود ۱۲ درصد نسبت به سال ۲۰۰۰ کاهش یابد.

جدول (۲-۱۸) تغییرات تعرفه در کالیفرنیا با تمرکز بر مشترکان پرمصرف

درصد افزایش تعرفه	پله مصرفی مشترک
بدون افزایش	۱
بدون افزایش	۲
۱۲	۳
۲۹	۴
۴۷	۵

Source: W. a. Lazar, New England Demand Response Initiative, 2002.

۲-۷-۸-۲- ساختار تعرفه‌ها در ایران

همان‌طور که در بخش قبل بیان شد، اصول تعرفه گذاری برق یک موضوع چند بعدی است و از جنبه‌های مختلف قابل بررسی می‌باشد، آنچه در این بخش از گزارش به آن پرداخته می‌شود نحوه تقسیم‌بندی مشترکین است که یکی از اصول طراحی تعرفه‌های برق است. از منظر مدیریت مصرف، طبقه بندی مشترکین، نحوه و الگوی مصرف و تعامل با آنها در زمان‌های مختلف اهمیت دارد، همچنین بر اساس اهداف این پروژه که تعامل سایر نهادها از جمله استانداری‌ها با مشترکین برق است نیز اهمیت این موضوع دو چندان می‌شود.

براساس مطالعات صورت گرفته، معیارهای متنوعی بر اساس شرایط و اهداف خاص سیاست‌گذاری برای دسته بندی مشترکین وجود دارد، از جمله تقسیم بندی براساس سطح ولتاژ، تقسیم بندی جغرافیایی، ضریب بار، میزان مصرف، سطح ولتاژ، نوع مصرف، شرایط اقلیمی و غیره. در این بخش در ابتدا منطق و چگونگی دسته بندی مشترکین برق بیان می شود و در ادامه طبقه بندی مشترکین در کشور و میزان مصرف در گروه های مختلف مشترکین در استان های مختلف کشور به منظور اعمال سیاست های مناسب مدیریت مصرف در هر منطقه ارایه می گردد.

الف) انواع دسته بندی مشترکین برق

تقسیم بندی مشترکین باید همواره براساس عوامل تشکیل دهنده هزینه ها باشد و نه نوع فعالیت اقتصادی مشترکین. البته معمولاً نوع فعالیت اقتصادی (مثلاً تعرفه های کشاورزی، صنعتی یا تجاری) در وضع تعرفه ها ملاک بوده است اما این روش بازتاب دهنده مناسبی برای مخارج مربوط به انرژی تامین شده نیست. برای تقسیم بندی مشترکین معیارهای مختلفی وجود دارد که در ذیل به آنها اشاره می شود:

- دسته بندی براساس ضریب بار (هزینه های انرژی)

مشترکین کوچک تر نیز می توانند براساس نوع فعالیت اقتصادی شان، مثلاً خانگی، تجاری یا کشاورزی، دسته بندی شوند زیرا این موارد با تقریب مناسبی می توانند با ضریب بار مرتبط شوند.

برای مشترکین عمده اما تقسیم بندی براساس نوع فعالیت اقتصادی مناسب نیست زیرا هزینه های انرژی بر اساس نیاز مشترک و تاثیر وی بر پروفایل بار و سهمش از هزینه ها تعیین می شود. لذا برای این دسته از مشترکین استفاده از ضریب بار برای دسته بندی مناسب تر است.

زمانی که تعرفه هایی از قبل وجود دارد و نیاز است تا تعرفه های جدیدی تنظیم شود، تعرفه های مشابه بین واحدهایی که دارای مشترکین مشابه هستند می توانند ادغام شوند تا تعرفه جدیدی شکل گیرد.

- تقسیم بندی جغرافیایی (هزینه های شبکه)

تقسیم بندی جغرافیایی به منظور تخصیص هزینه های شبکه صورت می گیرد. محل قرارگیری انشعاب مشترک بر هزینه های تامین برق وی تاثیر دارد. این تقسیم بندی دارای سه دسته شهری، روستایی و برق رسانی است.

الف) شهری (تراکم بالا)، روستایی (تراکم پایین) و برق رسانی

بسته به میزان تراکم که بالا، پایین یا به منظور برق رسانی باشد، شرکت توزیع تصمیم می گیرد که انشعاب مربوطه را به هریک از این سه دسته اختصاص دهد، زمانی که تفاوت قابل توجهی در هزینه های شبکه بین هریک از این سه وجود دارد.

این امر به منظور اطمینان از این بابت است که هزینه ها به درستی تخصیص یابند و از برقراری یارانه متقاطع^۱ جلوگیری شود.

تقسیم بندی شهری به تامین برق در مناطق شهری مشخص شده در ولتاژی بالاتر از ۲۲ کیلوولت اطلاق می شود. تقسیم بندی روستایی مربوط به نواحی وسیع تحت امور کشاورزی است و برق رسانی نیز مربوط به مناطقی است که برنامه های برق رسانی در آنها وجود دارد و به همین منظور مشخص شده اند.

ب) فاصله از مرکز و تلفات

1 Cross subsidies

محل جغرافیایی یک انشعاب بر تلفات برق تاثیر دارد. هرچه فاصله انشعاب از منشأ عرضه بیش‌تر باشد، تلفات نیرو نیز بیش‌تر است. از آن‌جایی که تلفات برای کسب و کار توزیع هزینه محسوب می‌شود، این هزینه‌ها باید به مشترکین بر اساس میزان تلفات تعیین شده‌ان‌ها تخصیص داده شود. تلفات برای مناطق شهری و روستایی متفاوت است و در نتیجه ضریب تلفات مربوط به نیز برای شبکه‌های شهری و روستایی بر اساس موقعیت جغرافیایی فرق می‌کند. ولتاژ نیز بر تلفات تاثیر دارد و در بخش بعدی این موضوع با جزییات بیشتری بررسی می‌شود.

- تقسیم‌بندی ولتاژ

هزینه‌های شبکه بر اساس سطح ولتاژ آن شبکه فرق می‌کند. هرچه ولتاژ شبکه پایین‌تر باشد، تلفات بیشتر است و در نتیجه تجهیزات بیشتری برای تامین برق مشترکین موردنیاز است که باعث افزایش هزینه‌های شبکه می‌شود. لذا مقادیر مطلق هزینه‌ها برای تامین برق در سطوح ولتاژ بالاتر کمتر از ولتاژهای پایین است. تقسیم‌بندی‌ها بر اساس ولتاژ باید تا حد امکان بر اساس مبنای روشن و معقولی از اختلاف هزینه‌ها بین ولتاژهای مختلف تعیین شود. ضریب تلفات لذا بر اساس ناحیه جغرافیایی و سطوح ولتاژ بیان می‌شوند.

- تقسیم‌بندی میزان عرضه و سطح خدمات

مشترکین بر اساس میزان برق تامینی یا عرضه‌شده و سطح خدمات ارائه‌شده به آن‌ها تقسیم‌بندی می‌شوند. این تقسیم‌بندی تنها مربوط به هزینه‌های بخش خرده‌فروشی و خدمات مشترکین است. هیچ تمایز دیگری بر این اساس بین هزینه‌ها نباید باشد. به عبارت دیگر، هزینه‌های خرید انرژی و هزینه‌های شبکه، مستقل از نوع مشترک بر اساس همان مبنای مشترک c/kWh یا R/kVA قابل دریافت است.

۹-۲- دسته‌بندی مشترکین برق در ایران

در کشور ما دسته‌بندی مشترکین برق از دوجنبه قابل بررسی است: یکی انواع مصرف‌کنندگان انرژی برق یا اصطلاحاً "ماهیت مصرف" آن‌ها و دیگری توجه به اقلیم‌های گوناگون آب و هوایی گسترده در مناطق مختلف کشور می‌باشد. در ادامه شرح هر یک از دسته‌بندی‌های فوق ارائه می‌گردد.

دسته بندی براساس ماهیت مصرف: در سال‌های اخیر کوشش‌های بسیاری برای کارایی هرچه بیشتر تعرفه‌های برق به عمل آمده است. در وضع حاضر پنج تعرفه اصلی برق در بخش‌های خانگی، عمومی، کشاورزی، صنعتی و سایر مصارف تعریف شده است و هر یک از آن‌ها نیز در داخل خود بر حسب ماهیت مصارف مشترکین به نرخ‌های متفاوتی تبدیل شده‌اند. علاوه بر آن در داخل هر یک از تعرفه‌ها نیز تعرفه «آزاد» منظور شده تا برای مصرف‌کنندگانی که به دلایلی هزینه برقراری انشعاب را پرداخت نکنند اعمال می‌گردد^۱.

۹-۲-۱- تعرفه‌های برق خانگی

^۱ گزارش ارزیابی عملکرد وزارت نیرو: بخش برق، ۱۳۸۱

تعرفه برق خانگی به صورت یک قسمتی (بهای انرژی) می‌باشد. لیکن در مواردی که قدرت (دیماند) مشترکین معادل ۳۰ کیلووات و یا بیشتر باشد تعرفه‌های برق به صورت دو قسمتی بهای قدرت (دیماند) و بهای انرژی می‌باشد. علاوه بر بهای انرژی و بهای دیماند در موارد مشمول، مبلغی ثابت ماهیانه یا آبونمان از مشترکین با توجه به نوع انشعاب (تک فاز یا سه فاز)، دریافت می‌شود که جزئیات آن در بند ۷ شرایط عمومی تعرفه‌های برق آمده است. تعرفه‌های خانگی به دو بخش خانگی عادی و خانگی آزاد تقسیم می‌شوند. مشترکین خانگی عادی هزینه‌های عمومی برقراری انشعاب برق را پرداخت نموده و مشترک عادی صنعت برق به حساب می‌آیند در تعرفه‌های برق خانگی عادی علاوه بر تقسیم‌بندی فوق تقسیم‌بندی دیگری براساس شرایط اقلیمی و شرایط منطقه‌ای برحسب استان‌های مختلف (مناطق عادی، مناطق گرمسیر (گرم ۱، گرم ۲، گرم ۳، گرم ۴)) وجود دارد. هدف از تقسیم‌بندی‌های فوق برقراری عدالت اجتماعی و توزیع عادلانه یارانه بین گروه‌های مختلف مشترکین می‌باشد به طوریکه مناطق گرمسیری یک، تا ۱۲۰۰ کیلووات و گرمسیری دو تا ۸۰۰ کیلووات ساعت و گرمسیری سه تا ۶۵۰ کیلووات ساعت و گرمسیری چهار تا ۵۰۰ کیلووات ساعت نسبت به مناطق عادی از تخفیف ویژه‌ای برخوردار می‌گردند. در هر گروه، مشترکین براساس مصارف ماهیانه در طبقات مصرفی معین شده قرار گرفته و صورتحساب برق براساس نرخ مصوب هر طبقه مصرفی مورد محاسبه قرار می‌گیرد در این میان طبقات مصرفی (۴۰ تا ۶۰) و (۴۱ تا ۶۰) کیلووات ساعت همراه از تخفیف ویژه‌ای برخوردارند و سایر مشترکین با ساختار تصاعدی بهای برق را می‌پردازند و در نهایت از یک مصرف معین به بعد یک سقف قیمت برای مشترکین لحاظ می‌شود.

۲-۹-۱-۱- تعرفه برق خانگی آزاد

مشترکین خانگی آزاد، از پرداخت هزینه‌های عمومی برقراری انشعاب معاف بوده لیکن بهای انرژی بالاتری را نسبت به مشترک خانگی عادی در هر پله مصرفی پرداخت می‌نمایند به عبارت دیگر این هزینه انشعاب در دوره بلند مدت بر روی بهای انرژی سرشکن شده است. از این مشترکین همانند مشترکین عادی حداقل بها و بهای دیماند برای مشترکین با قدرت ۳۰ کیلووات و بالاتر نیز دریافت می‌شود. برای آگاهی بیشتر به قسمت سایر شرایط تعرفه خانگی آزاد مراجعه شود. رقم ثابت ماهیانه نیز در مورد این مشترکین دو برابر حالت خانگی عادی می‌باشد. علاوه بر مبالغ فوق برای مشترکین برق خانگی آزاد در ماه‌های گرم سال شامل (تیر، مرداد و شهریور) بهای برق مصرفی ۲۰ درصد افزوده می‌شود.

۲-۹-۲- تعرفه‌های عمومی

تعرفه‌های عمومی نیز به دو تعرفه عمومی عادی و عمومی تقسیم می‌شوند، در تعرفه‌های عمومی عادی به غیر از انشعاب‌های با قدرت کم‌تر از ۳۰ کیلووات، تعرفه دو قسمتی دریافت می‌گردد که براساس سطوح ولتاژ تغذیه تقسیم‌بندی شده‌اند که از سطوح ولتاژ بالاتر به سطوح ولتاژ پایین بهای انرژی بالاتری دریافت می‌گردد. در ماه‌های تیر، مرداد، شهریور به بهای برق مصرفی مشترکین ۲۰ درصد افزوده می‌شود که در این میان برخی مشترکین از جمله تصفیه‌خانه و شبکه‌های تصفیه فاضلاب و ... مشمول افزایش بهای برق در ماه‌های اوج بار نمی‌شوند.

۲-۹-۲-۱- تعرفه برق عمومی آزاد

مشترکین فوق یک یا دو قسمتی (بهای دیماند و انرژی) بالاتری را نسبت به مشترکین عادی می‌پردازند که این اضافه‌بها، سرشکن هزینه‌های عمومی برقرارای انشعاب برق در طول دوره بلند مدت می‌باشد. در تعرفه فوق مشترکین براساس سطوح ولتاژ تغذیه، تعرفه‌های دو قسمتی متفاوتی را پرداخت می‌نمایند.

در ماه‌های اوج بار شامل تیر، مرداد، شهریور به بهای برق مصرفی این مشترکین ۲۰ درصد افزوده می‌شود.

۲-۹-۳- تعرفه برق کشاورزی

مشترکین کشاورزی که درحد قدرت مجاز مندرج در پروانه که توسط سازمان آب منطقه‌ای ذی‌ربط صادر گردیده است با توجه به نوع فعالیت تقسیم‌بندی شده و فقط بهای انرژی می‌پردازند. در ماه‌های اوج بار شامل تیر، مرداد، شهریور به بهای برق مصرفی ۲۰ درصد افزوده می‌شود (مصارف مازاد بر قدرت مجاز مشمول بند ۶۱-۴ آیین‌نامه تکمیلی می‌گردد).

۲-۹-۳-۱- تعرفه برق کشاورزی آزاد

در این تعرفه با توجه به فعالیت و سطوح ولتاژ تقسیم‌بندی شده و تعرفه یک و دو قسمتی مربوط به خود را می‌پردازند. در ماه‌های تیر، مرداد، شهریور به بهای مصرفی برق ۲۰ درصد افزوده می‌شود.

۲-۹-۴- تعرفه برق صنعتی

تعرفه صنعتی به دو تعرفه صنعتی عادی و آزاد تقسیم می‌شود. در تعرفه صنعتی عادی، مشترکین براساس سطوح ولتاژ تغذیه تقسیم‌بندی شده و تعرفه یک و دو قسمتی (بهای انرژی و بهای قدرت (دیماند)) می‌پردازند. در این تعرفه صنایع خاص چون صنایع کشاورزی (مرغداری، زنبورداری، دامداری) و کارخانه آرد و خمیرمایه، کارخانه‌های تولید قارچ، یخ، چای و شالی‌کوبی‌ها به‌دلیل حمایت بیشتر دولت از تخفیف بیشتری برخوردار می‌باشند. در این تعرفه در ماه‌های اوج بار یعنی تیر، مرداد، شهریور به بهای برق مصرفی ۲۰ درصد افزوده می‌شود. این مشترکین دارای تعرفه جداگانه برای روزهای جمعه می‌باشند که پایین‌تر از نرخ سایر روزها می‌باشد. مشترکین صنعتی با قدرت کمتر از ۳۰ کیلووات و بیش‌تر، تعرفه‌ای به‌صورت گزینه‌ای لحاظ شده و مشترکین می‌توانند در طول سال دو بار گزینه مورد عمل را انتخاب کنند که این امر کمک زیادی را با توجه به ضریب بار صنایع به مشترکین می‌نماید.

۲-۹-۴-۱- تعرفه برق صنعتی آزاد

در این تعرفه همه مشترکین براساس سطوح ولتاژ تغذیه طبقه‌بندی می‌شوند و تعرفه یک و دو قسمتی (بهای انرژی و بهای دیماند) که بیش‌تر از حالت عادی است، می‌پردازند که این مازاد همان‌طور که قبلاً اشاره شد، سرشکن هزینه انشعاب در طی یک دوره بلندمدت می‌باشد. در این تعرفه نیز در ماه‌های تیر، مرداد، شهریور به بهای برق مصرفی ۲۰ درصد افزوده می‌شود.

۲-۹-۵- تعرفه برق سایر مصارف

مشترکینی که در تعرفه‌های یاد شده قرار نمی‌گیرند از جمله مشترکین تجاری، شامل این تعرفه می‌گردند. در تعرفه فوق مشترکین براساس سطوح ولتاژ طبقه‌بندی شده و به‌جز انشعاب‌های با قدرت کمتر از ۳۰ کیلووات، از تعرفه دو قسمتی (بهای انرژی و بهای

قدرت) برخوردارند. در این تعرفه نیز در ماه‌های تیر، مرداد، شهریور به بهای برق مصرفی ۲۰ درصد افزوده شده و حداقل بهای برق نیز از مشترکین دریافت می‌گردد.

۲-۹-۵-۱- تعرفه برق سایر مصارف آزاد

در این تعرفه مشترکین براساس سطوح ولتاژ تقسیم شده و نرخي بالاتر از نرخ تعرفه عادی می‌پردازند که مازاد پرداخت، سرشکن هزینه انشعاب در بلندمدت می‌باشد. در ماه‌های تیر، مرداد، شهریور به بهای برق مصرفی ۲۰ درصد افزوده می‌شود. از تمامی مشترکین اعم از خانگی، عمومی، کشاورزی، صنعتی، سایر مصارف و آزاد در مورد مشمول حداقل بهای خاص خود و یا رقم ثابت ماهیانه (آبومان) دریافت می‌گردد. رقم ماهیانه برای مشترکین خانگی معادل حداقل بهای برق بوده و مشترک مزبور با پرداخت حداقل بهای برق رقم ثابت ماهیانه را پرداخت نخواهد کرد. رقم ثابت ماهیانه برای مشترکین بالای ۳۰ کیلووات ساعت وجود ندارد و در مورد مشترکین زیر ۳۰ کیلووات ساعت با توجه به انشعاب (تک فاز یا سه فاز) دریافت می‌گردد. رقم ثابت ماهیانه در مورد مشترکین تعرفه آزاد دو برابر تعرفه عادی می‌باشد.

۲-۱۰- دسته‌بندی مشترکین برق براساس اقلیم‌های آب و هوایی

با توجه به اهمیت شرایط اقلیمی کشور، قیمت‌های برق در تعرفه‌ها نمی‌تواند از حدی بالاتر باشد. وزارت نیرو در تعیین و تفکیک تعرفه‌های برق بخش خانگی با توجه به تفاوت‌های اقلیمی کشور از نظر آب‌وهوایی به پنج منطقه جداگانه اقداماتی را انجام داده است که شامل یک منطقه عادی و چهار منطقه گرمسیر است. مناطق گرمسیر یک تا سه دارای درجه حرارت بالا و آب‌وهوای مرطوب و منطقه چهار دارای آب‌وهوایی خشک با متوسط بیشینه دمای بیشتر از ۴۰ درجه می‌باشد. دسته‌بندی‌های استانی این مناطق تقریباً هر ساله توسط وزارت نیرو قابل تغییر و جابه‌جایی می‌باشد.^۱

تاثیر یارانه‌های مصرف:

مسئله مهم دیگری که دسته‌بندی تعرفه‌های برق را تحت شعاع قرار می‌دهد، میزان پراکندگی و اختلاف بین حداقل و حداکثر نرخ در گروه‌های مختلف مشترکین است، که هر ساله این اختلاف در حال افزایش است. بدیهی است که یکی از مهم‌ترین دلایل پراکندگی مشترکین با یارانه‌ای بودن ساختار تعرفه مرتبط است. به علت یارانه‌ای بودن ساختار تعرفه، کوشش شده که برای بسیاری از شاخه‌های مصرف، تعرفه‌های متعددی تعیین گردد و این مساله باعث شده است تعرفه‌های جاری دارای تنوع بیش از اندازه گردد و هر نوع مصرف‌کننده‌ای با هر ماهیتی بتواند در آن جای گیرد.^۲

۲-۱۱- میزان مصرف برق در گروه‌های مختلف مصرف و به تفکیک استان‌های کشور

با توجه به اینکه انواع روش‌های مدیریت مصرف، ویژه گروه‌های مختلف مشترکین طراحی می‌گردد و همچنین با در نظر گرفتن شرایط گوناگون و متنوع مصرف در کشور، آگاهی از میزان مصرف در گروه‌های مختلف مشترکین در استان‌های کشور به منظور اعمال

۱ دفتر امور زیربنایی مرکز پژوهش‌های مجلس، گزارش ارزیابی عملکرد وزارت نیرو ۸۹-۹۲

۲ گزارش ارزیابی عملکرد سال ۸۴-۸۶

سیاست‌های مناسب مدیریت مصرف به ویژه در دوران پیک مصرف حائز اهمیت است. در ذیل با استفاده از اطلاعات آمار تفصیلی صنعت برق، درصد ترکیب مصرف را در هر یک از دسته‌های مشترکین و به تفکیک استان‌ها نشان داده‌ایم.

جدول (۲-۱۹) - ترکیب مصرف را در هر یک از دسته‌های مشترکین و به تفکیک استان‌ها (درصد)

ردیف	نام استان	تعرفه خانگی	تعرفه عمومی	تعرفه کشاورزی	تعرفه صنعت و معدن	سایر مصارف (تجاری)
1	شهرستان تبریز	35.6	10.8	7.3	34.7	11.6
2	استان آذربایجان شرقی	30.0	6.1	25.0	32.3	6.7
3	آذربایجان غربی	40.1	8.7	23.3	18.9	8.9
4	اردبیل	39.9	9.9	16.9	24.6	8.8
5	استان اصفهان	22.7	4.7	22.5	45.2	4.9
6	شهرستان اصفهان	35.4	11.5	12.6	28.8	11.7
7	چهار محال و بختیاری	30.0	6.8	36.6	20.7	5.8
8	مرکزی	24.8	5.9	21.1	43.0	5.2
9	همدان	35.5	9.5	35.3	13.0	6.8
10	لرستان	38.5	11.9	30.7	13.2	5.7
11	استان البرز	35.2	10.7	11.5	30.6	12.0
12	تهران بزرگ	40.6	26.6	1.4	9.2	22.2
13	استان تهران	30.4	8.1	14.4	35.2	11.9
14	قم	39.6	10.3	11.6	28.3	10.2
15	شهرستان مشهد	40.6	12.7	9.6	24.5	12.7
16	استان خراسان رضوی	26.7	4.6	48.3	15.9	4.4
17	خراسان جنوبی	30.7	11.2	30.2	21.4	6.5
18	خراسان شمالی	38.9	9.6	24.4	19.9	7.3
19	شهرستان اهواز	63.6	10.8	6.8	10.0	8.7
20	استان خوزستان	66.4	9.5	10.2	9.3	4.7
21	کهگیلویه و بویراحمد	51.7	18.4	9.7	13.3	6.9

22	زنجان	17.7	5.0	19.5	53.1	4.8
23	قزوین	20.4	6.2	21.9	46.4	5.1
24	سمنان	20.8	8.5	22.1	43.0	5.6
25	سیستان و بلوچستان	59.8	16.2	14.4	3.2	6.4
26	کرمانشاه	44.5	20.6	14.2	12.1	8.5
27	کردستان	46.0	9.5	25.2	11.8	7.4
28	ایلام	50.1	9.2	28.7	4.7	7.3
29	شیراز	33.0	12.0	27.9	15.9	11.1
30	استان فارس	41.9	5.2	38.6	9.3	5.1
31	بوشهر	70.3	12.9	5.6	2.8	8.4
32	شمال استان کرمان	28.0	6.9	41.1	16.7	7.2
33	جنوب استان کرمان	43.8	7.9	39.7	5.1	3.5
34	گیلان	47.0	10.4	11.2	19.0	12.5
35	استان مازندران	44.9	10.2	14.0	21.1	9.8
36	غرب استان مازندران	53.1	10.5	11.8	12.0	12.7
37	گلستان	45.8	9.2	19.1	18.3	7.6
38	هرمزگان	63.6	15.2	10.6	3.6	7.0
39	یزد	20.6	5.3	13.2	55.7	5.2
جمع کل شرکت‌های توزیع نیروی برق		41.5	11.2	17.4	20.7	9.2

همان‌طور که در جدول فوق مشاهده می‌شود ۴۱ درصد مصرف برق در کل کشور در بخش خانگی، ۲۰ درصد در بخش صنعت، ۱۷ درصد در بخش کشاورزی، ۱۱ درصد در بخش عمومی و ۹ درصد در بخش تجاری است. لیکن تقسیم این مصرف‌ها در استان‌های مختلف بنا به موقعیت جغرافیایی و یا میزان صنعتی بودن آنها متفاوت است. برای مثال استان‌های گرمسیر و جنوبی که از تعرفه گرمسیری برخوردار هستند در بخش خانگی در حدود ۶۰ تا ۷۰ درصد مصرف را به خود اختصاص داده‌اند و استان‌هایی نظیر اصفهان، مرکزی، قزوین و زنجان قطب صنعتی کشور هستند و استان‌های چهارمحال و بختیاری، خراسان رضوی و شمال کرمان بیشترین مصرف برق را در بخش کشاورزی داشته‌اند.

بر این اساس بهتر است در هر استان بر اساس عمده ترین گروه‌های مصرف روش‌های مدیریت مصرف و تعامل رتبه‌بندی گردد و خصوصاً در زمان‌های پیک مصرف اصلی‌ترین گروه‌های هدف مورد نظر قرار گیرند. در بخش خانگی که بیشترین مصرف برق در کشور را در بر دارد روش‌های مبتنی بر اقتصاد رفتاری بسیار کمک کننده است. یا در بخش صنعتی علاوه بر طرح‌های کنونی استفاده از بازار خاموشی و خرید و فروش سهمیه انرژی می‌بایست مورد توجه قرار گیرد. در ذیل ترکیب مصرف به تفکیک هر استان ارایه می‌شود.

شهرستان تبریز و استان آذربایجان شرقی: همان‌طور که انتظار می‌رود در مراکز استان‌ها مصرف برق خانگی به دلیل ساختار شهرنشینی در رده بالاتر مصرف برق قرار دارد. در تبریز با اختلاف ناچیزی مصرف برق صنعتی وجود دارد. همچنین مجدداً به دلیل اینکه تبریز یکی از مراکز استان با جمعیت زیاد می‌باشد میزان مصرف برق تجاری و عمومی نیز با حدود ده درصد کل مصرف در جایگاه بعدی قرار دارد. مصرف برق کشاورزی هم به همان دلیل مذکور در رده آخر می‌باشد. در سایر شهرستان‌های استان آذربایجان شرقی به دلیل صنعتی بودن استان و وجود کارخانه‌ها و شهرک‌های صنعتی متعدد، مصرف برق صنعتی در رده اول قرار دارد. برق کشاورزی نیز با اختلاف ناچیزی در رده بعد از برق خانگی است و مصارف تجاری و عمومی هم با حدود ۶ درصد مصرف در انتهای لیست قرار دارند.

استان آذربایجان غربی: در این استان برق خانگی جایگاه اول و مصرف برق در بخش کشاورزی در جایگاه بعد قرار دارد. مصرف برق در بخش صنعت هم در رده سوم است. برق تجاری و عمومی هم با حدود ۸ درصد مصرف در جایگاه آخر هستند.

اردبیل: در این استان با نسبت کمتری در مقایسه با استان‌های فوق‌الذکر مصرف برق صنعتی و کشاورزی وجود دارد، که به احتمال زیاد تفاوت در مساحت استان و میزان جمعیت دلیل این تفاوت است.

استان اصفهان و شهرستان اصفهان: این استان یکی دیگر از مناطق صنعتی کشور است که با داشتن ۴۵ درصد مصرف برق در بخش صنعت، پتانسیل بسیاری برای تعامل و پیاده‌سازی روش‌های مدیریت مصرف با این بخش دارد. مصرف برق در بخش کشاورزی و خانگی هم با حدود ۲۲ درصد در جایگاه بعدی قرار دارد و مصارف عمومی و تجاری هم در رده آخر هستند. مصارف برق در این استان نشان دهنده ارزش افزوده بالاتر در کشور در مقایسه با سایر استان‌ها است. بیشترین مقدار مصرف در شهر اصفهان نیز به بخش خانگی و پس از آن صنعتی اختصاص دارد. مصارف تجاری، عمومی، کشاورزی هم با حدود ۱۱ درصد در رده بعد هستند.

چهارمحال و بختیاری: این استان بیشترین مصرف برق را در بخش کشاورزی دارد و پس از آن خانگی و صنعتی. مصارف عمومی و تجاری با مقادیر کمتری در جایگاه آخر هستند.

استان مرکزی: این استان نیز با حدود ۴۳ درصد مصرف برق صنعتی دارد و جایگاه مصارف برق خانگی و کشاورزی با حدود ۲۰ درصد در مرتبه دوم است و مصارف عمومی و تجاری نیز با حدود ۵ درصد در رتبه آخر است. مصارف برق در این استان نشان دهنده ارزش افزوده بالاتر در کشور در مقایسه با سایر استان‌ها است.

استان همدان: این استان بیشترین مصرف برق را در بخش کشاورزی دارد و البته به همان میزان برق خانگی. مصرف صنعتی، عمومی و تجاری به ترتیب ولی با مقادیر خیلی کمتری نسبت به مصرف کشاورزی در جایگاه‌های بعد قرار دارند.

استان لرستان: این استان پس از مصرف برق خانگی بیشترین میزان مصرف را در بخش کشاورزی دارد و پس از آن با اختلاف بیشتر مصارف صنعتی، عمومی و تجاری قرار دارد.

استان البرز: در این استان نیز برق صنعتی پس از خانگی بیشترین میزان مصرف است. برق تجاری، کشاورزی و عمومی نیز به ترتیب در جایگاه‌های بعد هستند.

تهران بزرگ و استان تهران: این دو شرکت توزیع به دلیل اینکه برق مصرفی در پایتخت را با بیشترین میزان جمعیت پوشش می‌دهند رفتار کاملاً متفاوتی با سایر استان‌ها و شهرستان‌ها دارند. در تهران بزرگ، مصرف برق عمومی و تجاری به نسبت سایر استان‌ها بالاتر است و مصرف برق کشاورزی نیز به همین دلیل در پایین‌ترین مقدار نسبت به سایرین است. برق خانگی با ۴۰ درصد در رتبه اول و برق صنعتی با ۹ درصد در رتبه چهارم است. در استان تهران رفتار مصرف برق به دلیل وجود کارخانه‌ها و شهرک‌های صنعتی به سمت مصرف برق صنعتی می‌رود و بیشترین میزان مصرف را به خود اختصاص می‌دهد. مصرف برق کشاورزی هم بعد از خانگی به نسبت زیاد تر است و برق تجاری و عمومی هم همانند سایر استان‌ها در رده آخر هستند.

استان قم: در این منطقه از کشور پس از مصرف برق در بخش خانگی، برق صنعتی بیشترین مصرف را دارد و کشاورزی، عمومی و تجاری هم با حدود ۱۰ درصد در رده‌های بعد هستند.

شهرستان مشهد و استان خراسان رضوی: در مشهد پس از مصرف در بخش خانگی، بخش صنعت بیشترین مصرف را دارد و مصارف عمومی و تجاری هم به نسبت بالاتر است. در استان نیز برق کشاورزی بیشترین مصرف برق را در کشور داراست و پس از آن مصرف برق صنعتی وجود دارد. سایر مصارف بسیار پایین‌تر است.

خراسان جنوبی و شمالی: این دو استان تقریباً رفتار مصرفی یکسانی را دارند. هر دو در بخش کشاورزی مصرف بالایی دارند و پس از در بخش صنعتی بیشترین مصرف را دارند.

شهرستان اهواز، استان خوزستان، بوشهر و هرمزگان: نکته قابل توجه در هر چهار شرکت توزیع، وجود تعرفه برق گرمسیری است که سبب مصرف بالای برق در بخش خانگی با بیش از ۶۰ درصد شده است که نسبت به میانگین کل کشور خیلی بالاتر است. لذا روش‌های مدیریت مصرف در این استان‌ها بهتر است بر روش‌های مبتنی بر اقتصاد رفتاری باشد. نسبت سایر مصارف نیز در مقایسه با سایر استان‌ها پایین‌تر است. در استان هرمزگان مصرف برق عمومی هم نسبتاً بالاست.

کهگیلویه و بویراحمد: در این استان نیز پس از برق خانگی که نسبتاً زیاد است، مصرف برق در بخش عمومی هم نسبت به سایر استان‌ها بالاتر است. برق صنعتی نیز در جایگاه بعد قرار دارد.

زنجان، قزوین و سمنان: این سه استان نیز رفتار مصرفی مشابهی دارند. در هر سه میزان مصرف برق در بخش صنعت بالاتر از میانگین کشور است و پس از آن مصرف برق در بخش کشاورزی قرار دارد و تقریباً مشابه با کشاورزی، مصرف برق خانگی است. مصارف برق در این استان نشان دهنده ارزش افزوده بالاتر در کشور در مقایسه با سایر استان‌ها است.

سیستان و بلوچستان: مصرف بخش خانگی و عمومی به ترتیب بالاتر از میانگین کشور است. پس از آن مصرف برق کشاورزی بیشترین مقدار را در استان داراست.

کرمانشاه: در این منطقه پس از مصرف خانگی بیشترین میزان مصرف برق در بخش عمومی است که از میانگین کشور نیز بالاتر است. مصرف برق در بخش کشاورزی و صنعتی هم در رده بعد قرار دارد.

کردستان: در این استان پس از مصرف خانگی بیشترین میزان مصرف برق در بخش کشاورزی است و مصرف برق در بخش صنعتی هم در رده بعد قرار دارد.

ایلام: این استان نیز یکی از استان‌هایی است که میزان مصرف برق در بخش خانگی در آن بالاتر است و پس از آن مصرف برق در بخش کشاورزی است. سایر مصارف پایین‌تر است.

شیراز و استان فارس: بیشترین میزان مصرف برق در این دو شرکت توزیع پس از خانگی در بخش کشاورزی و پس از آن صنعتی است. همان‌طور که انتظار می‌رود در مرکز استان میزان مصرف برق عمومی نیز به نسبت بالاتر است.

شمال و جنوب استان کرمان: در این مناطق بیشترین میزان مصرف برق در پمپاژ آب چاههای کشاورزی است که به نسبت کشور نیز بالاتر است. در شمال استان میزان مصرف برق در بخش صنعت نیز کمی بالاتر است ولیکن سایر مصارف برق پایین است.

گیلان، مازندران و گلستان: در استان‌های شمالی کشور بیشترین میزان مصرف برق به دلیل جمعیت بالای این منطقه در بخش خانگی است. پس از آن در بخش صنعت و کشاورزی مصرف نسبتاً بالاتر است و بخش عمومی هم با ۱۰ درصد در جایگاه بعد قرار دارد.

استان یزد: مصرف برق صنعتی نسبت به میانگین کشور در این استان بالاتر است و پس از آن برق خانگی و کشاورزی قرار دارد.

فصل سوم

تدوین الزامات اقتصادی پایدارسازی تقاضا و عرضه برق

(۲-۲- تدوین اصول مدیریت تقاضا و بهینه‌سازی)

پیشگفتار

پایداری عرضه و تقاضای برق از جمله اهداف کلان برنامه‌ریزان اقتصادی و حوزه انرژی کشور است. با توجه به عدم توازن سیستماتیک میان ظرفیت‌های عرضه و حجم و اوج مصرف توان و انرژی برق در «بازه‌ی زمانی بسیار گرم» و نیز تعهدات الزامی جمهوری اسلامی ایران به تبادل و بازرگانی برق با کشورهای همسایه ضرورت دارد علاوه بر برنامه‌ریزی و توسعه ظرفیت‌ها در بخش عرضه (احداث نیروگاه و توسعه و به‌سازی شبکه)، بخش تقاضا و مصرف و مدیریت آن مورد تاکید خاص قرار گیرد. در بخش عرضه با توجه به الزام قانونی حاکمیت وزارت نیرو بر موسسات برق، منطق دستوری و نیز بهره‌گیری از ظرفیت‌های قانونی نهادهایی از جمله صندوق توسعه ملی و سازمان برنامه و بودجه توسعه ظرفیت جدید نیروگاهی، اجرایی خواهد بود. اما در مورد بخش تقاضا و مصرف، وزارت نیرو در مصدق قانونی نظام دستوری قرار ندارد. در این چهارچوب سهم منطق اقلانی بیشتر از منطق اجباری است؛ بنابراین مدیریت تقاضا و مصرف باید در یک «سبد متوازن اقدامات اقلانی و اقدامات اجباری» دنبال شود. ظرفیت‌های وزارت نیرو برای انجام اقدامات متوازن اقلانی و اجباری با محدودیت مواجه است. محدودیتی که برای ظرفیت‌های فنی شبکه سراسری برق قابل تحمل نیست. بنابراین ضرورت دارد، ظرفیت قانونی و نهادی کشور که انجام سبد متوازن اقلانی - اجباری را ممکن می‌سازد، مورد استفاده قرار گیرد. وزارت نیرو در این زمینه دو تجربه مشخص دارد، تجربه جلب مشارکت‌های منطقه‌ای برای مواجهه با ریزگردها و تجربه جلب مشارکت استانی برای بازه‌ی زمانی بسیار گرم ۱۳۹۷؛ این تجارب نشان داد که سایر دستگاه‌های اجرایی از جمله استانداری‌ها در زمینه ایجاد هماهنگی‌های استانی و درون‌استانی برای بسیج امکانات هر استان برای هماهنگ‌سازی اقدامات دستگاه‌های اجرایی و نیز تغییرات انطباقی رفتار متقاضیان و مصرف‌کنندگان حقیقی و حقوقی تاثیر بسزایی دارند.

در این راستا و بر مبنای شرح خدمات پروژه این گزارش حاوی نتایج مرتبط با بند ۲-۲ از مرحله دوم می‌باشد، در این گزارش خانم مریم کوشکباغی با تخصص برق، وحید قربانی پاشاکلائی، مریم محمدی و عاطفه خسروی با تخصص اقتصاد، و سایر همکاران پروژه‌ای با تخصص برق و صنایع، همکاری نموده‌اند. همچنین از نظرات ارزشمند آقایان کیومرث حیدری و حسن مردانی در تمامی مراحل بهره گرفته شده است. ویراستاری گزارش نیز با تلاش‌های خانم فاطمه صفریان مقدم صورت پذیرفته است.

۳-۱- تدوین اصول بهینه‌سازی تقاضا و مصرف برق و پیش‌بینی سازوکارهای آن

۳-۱-۱- مقدمه

انرژی در خط مقدم توسعه اجتماعی و اقتصادی قرار دارد. امروزه، حفاظت از انرژی جزء عامل‌های راهبردی حکمرانی محسوب می‌شود. انرژی برق یکی از این عنصرهای حیاتی جریان زندگی بشر است. این انرژی از بُعد سازگاری با طبیعت، کم‌ترین آسیب را به محیط‌زیست وارد می‌کند و از بُعد کالاهای اقتصادی جانشینی ندارد، در حالی که خود برای اکثر حامل‌های انرژی قابلیت جانشینی دارد. با افزایش و تنوع وسایل برقی، رشد جامعه مصرفی، گرمایش جهانی، افزایش جمعیت و بسیاری از عوامل دیگر، مصرف انرژی برق در ایران و جهان با سرعت بیشتری نسبت به دیگر حامل‌های انرژی رو به افزایش است. از این رو امروزه، مدیریت مصرف انرژی از دغدغه‌های اصلی سیاست‌گذاران در سراسر دنیا محسوب می‌شود. کنترل مصرف فرآیندهای ساده‌ای نیست و به استفاده از فناوری‌های جهانی و مشارکت همگانی نیاز دارد.

در ایران صنعت برق یکی از صنایع حسّاس و زیربنایی است که انرژی موردنیاز تمامی بخش‌های خانگی، صنعتی، بهداشت و درمان، کشاورزی و حمل‌ونقل را تامین می‌کند. این صنعت به دلیل وابستگی مستقیم تمامی بخش‌های اقتصادی کشور به برق، تاثیر مستقیمی بر توسعه دارد و بدون آن جریان حیاتی کشور متوقف خواهند شد؛ حتی در برخی مناطق گرمسیر جنوبی، امکان زیستن را از بین می‌رود. به طور کلی صنعت برق، صنعتی سرمایه‌بر است و در مراحل تولید، انتقال و توزیع انرژی الکتریکی، سرمایه‌گذاری و هزینه زیادی را به خود اختصاص می‌دهد، به طوری که به طور متوسط بین ۶ تا ۸ سال از زمان مطالعه، طرح، نصب و راه‌اندازی تا شروع بهره‌برداری و به طور متوسط ۱۰ تا ۱۵ سال برای برگشت سرمایه زمان لازم دارد. از طرفی ذخیره اقتصادی انرژی الکتریکی در مقیاس زیاد امکان‌پذیر نمی‌باشد. بنابراین شرکت‌های برق باید هم‌زمان با مصرف انرژی الکتریکی که میزان آن تابعی از پارامترهایی نظیر فصل سال، زمان، روز و شرایط آب‌وهوایی (درجه حرارت، مقدار رطوبت، روشنایی هوا، سرعت باد و ...) می‌باشد، اقدام به تولید برق نمایند. با وجود اهمیت بالای صنعت برق، در حال حاضر این صنعت پایه در ایران، وضعیت مناسبی ندارد. بنگاه‌های تولیدکننده برق، سمت عرضه بازار برق را تشکیل می‌دهند. این بنگاه‌ها که تحت مالکیت دولت فعالیت می‌کنند، لزوماً بر مبنای معیارهای اقتصادی تصمیم نمی‌گیرند و بعضاً تصمیم آنها در تعیین سطح تولید، میزان و ترکیب نهاده‌های تولید (نیروی کار، مواد اولیه مانند نفت و گاز و ...) در فرآیندی غیر از بیشینه کردن سود اقتصادی تعیین می‌شود. لذا این بنگاه‌ها بیش از آنکه در تخصیص منابع، سود محور و تجاری باشند، وظیفه‌محور و اداری‌اند.

حجم بالای بدهی‌های این صنعت موجب تاخیر در پرداخت هزینه‌های برق تولیدی به نیروگاه‌ها و تعویق در اجرای برنامه‌های توسعه سیستم شده است.

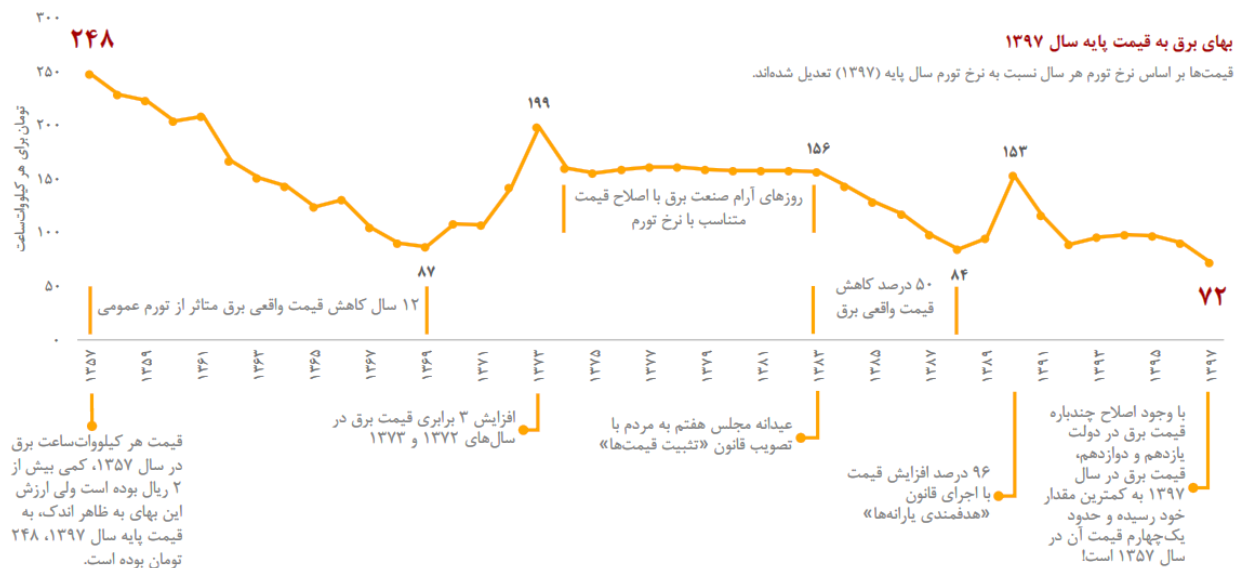
از طرفی به دلیل سرمایه‌بر بودن این صنعت، منابع مالی^۱ موردنیاز برای توسعه ظرفیت در این صنعت قابل توجه است و تثبیت قیمت در سطحی نازل در کنار تورم دو رقمی هزینه‌ها را به طور مستمر افزایش می‌دهد. این در حالیست که از یک سو به دلیل محدودیت شدید بودجه عمرانی، امکان سرمایه‌گذاری مستقیم دولت در این صنعت وجود نداشته و از سوی دیگر، به دلیل حجم بالای بدهی‌ها و تعرفه‌های پایین انرژی انگیزه کافی در بخش خصوصی به منظور سرمایه‌گذاری وجود ندارد.

محدودیت سرمایه‌گذاری در بخش‌های انتقال و توزیع نیز موجب حبس توان شده و انرژی تولیدی نیروگاه‌ها را نمی‌توان به نقاط مصرف بزرگ (مانند استان تهران) منتقل کرد و در نتیجه قطعی برق در این نقاط را سبب می‌شود. تفاوت میان محدودیت تولید و محدودیت انتقال/توزیع در این است که در صورت کمبود تولید، امکان قطع برق در نقاط مختلف شبکه به منظور کاهش اجباری مصرف ممکن است ولی محدودیت انتقال/توزیع، تغذیه بارها در نقاط خاصی را با اختلال مواجه می‌کند که در این صورت برق کل کشور در معرض تهدید قرار خواهد گرفت.

۳-۱-۲- چالش‌ها و مسائل کلیدی صنعت برق ایران مرتبط با بهینه‌سازی تقاضا و مصرف برق

قیمت پایین برق به همراه رشد سطح عمومی قیمت‌ها سبب شده تا قیمت نسبی این کالا کاهش پیدا کرده و خانوار و بنگاه سبد کالای خود را بر اساس این علامت‌دهی شکل دهند و به مرور وزن مصرف برق را در سبد مصرفی خود افزایش دهند. شکل (۳-۱) روند کاهشی تعرفه حقیقی برق را نشان می‌دهد. بنابراین، بازار برق که با علامت‌دهی قیمت‌های پایین در سمت تقاضا با رشدی بسیار بالا مواجه است، در سمت عرضه با ضعف افزایش ظرفیت مواجه می‌شود که به ناچار بازار را با کمبود مواجه می‌سازد.

۱ طبق سند راهبردی کسب‌وکارهای صنعت برق تا سال ۱۴۰۴ نیاز به سرمایه‌گذاری حداقل ۲۳ و حداکثر ۵۸ میلیارد دلاری در صنعت برق کشور است.



شکل (۱-۳) سری زمانی تعرفه برق به قیمت پایه سال ۱۳۹۷^۱

در شکل (۲-۳) مهم‌ترین چالش‌ها و مسائل کلیدی صنعت برق که به عدم توسعه و عدم توازن عرضه و تقاضای آن منجر شده است، نشان داده شده است:

¹Source: <https://b2n.ir/364537>



شکل (۲-۳) چالش‌ها و مسائل کلیدی صنعت برق ایران

چالش‌های فوق مستقیماً مدیریت تقاضا و مصرف برق را تحت تاثیر قرار می‌دهد. توضیحات هر کدام از مسائل فوق در ذیل بیان می‌گردد:

۱- نظام قیمت‌گذاری ناکارآمد و غیرشفاف (عدم تعادل درآمدها و هزینه‌ها، انباشت بدهی و مصرف غیربهبینه برق): در حال حاضر مطابق قانون سازمان برق مصوب ۱۳۴۶، نظام تعرفه‌گذاری برق برعهده وزارت نیرو است. قیمت فروش برق خرده‌فروشی به مشترکان با استفاده از رویه‌ای انجام می‌شود که اولاً شفاف نیست، ثانیاً بنابر ادعای مسئولان وزارت نیرو، به صورت تکلیفی و دستوری است و کمتر از قیمت تمام شده‌ها است. این مسئله باعث شده جریان مالی برق دچار عدم توازن شود و وزارت نیرو با کسری بودجه سیستماتیک مواجه شود. در نتیجه سالیانه بر بدهی‌های دولت به بخش تولیدکنندگان برق افزوده می‌شود. از طرف دیگر به دلیل عدم شفافیت نظام قیمت‌گذاری، ذی‌نفعان و مخاطبان بر قیمت‌ها صحنه نمی‌گذارند و عملاً علامت نادرستی از قیمت برق به مصرف‌کنندگان

داده می‌شود. در نتیجه مصرف برق بهینه نبوده و اتلاف زیادی در بخش مصرف ایجاد می‌شود. این مسئله عوارض دیگری نیز دارد که مهم‌ترین آن غیر اقتصادی شدن طرح‌های بهینه‌سازی مصرف انرژی و استفاده از انرژی تجدیدپذیر است.

۲- کاهش سرمایه‌گذاری برای توسعه ظرفیت تولید و شبکه برق (عدم تامین برق موردنیاز و بروز خاموشی):

روند سرمایه‌گذاری در صنعت برق در پنج سال اخیر کاهش چشم‌گیری داشته است که به موجب آن بخش زیادی از طرح‌های توسعه‌ای این صنعت در بخش تولید، انتقال و توزیع به اجرا در نیامده است. این مسئله باعث شده به تقاضای رو به رشد مصرف پاسخ داده نشود. لذا بحران خاموشی‌ها ایجاد شده است و از طرف دیگر دسترسی به برق برای رشد صنعت و اقتصاد کشور با کمبود مواجه شده است. این مسئله منجر به تعطیلی و بیکاری تعداد قابل توجهی از واحدهای پیمان‌کاری و ساخت تجهیزات برق شده که نتیجه آن بحران رکود و بیکاری زنجیره تامین این صنعت بوده است. این مسئله در بلندمدت به وابستگی کشور به کالا و خدماتی منجر می‌شود که تا کنون تولید می‌شده‌اند و با تعطیلی آنها در آینده برای توسعه نیازمند واردات خواهند شد.

۳- فرسودگی تجهیزات تولید و انتقال و توزیع برق (کاهش ضریب آمادگی شبکه و اتلاف بالای برق):

بخش عمده‌ای از تجهیزات شبکه برق، عمر مفید خود را طی کرده‌اند و فاقد کارایی لازم برای عرضه بهینه برق هستند؛ لذا اولاً ایمنی شبکه در حد استاندارد نیست، ثانياً اتلاف برق در بخش‌های زیادی از شبکه برق بالاست. بنابراین راندمان تولید و عرضه برق پایین آمده و قیمت تمام شده‌ها بالا خواهد بود.

۴- عدم پرداخت مطالبات و جرائم دیرکرد بخش خصوصی (کاهش توان مالی و اجرایی شرکت‌های تولیدی و پیمان‌کاری و تعطیلی واحدها):

با توجه به اینکه در سال‌های اخیر، مطالبات بخش خصوصی پس از اجرای تعهدات، یا پرداخت نشده و یا با تاخیرهای طولانی و بدون جبران خسارت دیرکرد پرداخت شده است، باعث شده جریان مالی شرکت‌ها دچار اختلال شود؛ لذا بخش زیادی از آنها ضررده شده و عملاً رو به تعطیلی رفته‌اند. پیامد بلندمدت این موضوع، از بین رفتن سرمایه‌گذاری‌های زیادی است که در طول چند دهه در صنعت برق ایجاد شده که به دلیل مشکلات مالی با بحران مواجه شده‌اند.

۵- توقف پروژه‌ها به دلیل عدم جبران افزایش قیمت نهاده‌ها (افزایش نرخ ارز و فلزات):

با توجه به اینکه در نظام قراردادی، شرایط عمومی و خصوصی قراردادهای، به نحوی تدوین شده است که تمامی ریسک‌های ناشی از تغییر قیمت مواد اولیه و تجهیزات را به طور یک جانبه به پیمان‌کاران و تولیدکنندگان تجهیزات تحمیل می‌شود، در شرایط کنونی که قیمت ارز با چنین روند پرشتابی افزایش یافته، عملاً ادامه اجرای پروژه با مبالغ قراردادی غیرممکن شده، در نتیجه پروژه‌ها متوقف شده و ضرر مالی بزرگی به شرکت‌های صنعتی وارد شده است. اصرار بر اجرای قراردادهای از سوی کارفرمایان دولتی بدون در نظر داشتن تغییرات پیش آمده، به تحمیل تمامی ضررهای اقتصادی به بدنه بخش خصوصی منجر شده است.

۶- چالش تامین مواد خام و فلزات موردنیاز تولیدکنندگان:

با توجه به اینکه عرضه فلزات و مواد خام موردنیاز واحدهای تولیدی در انحصار شرکت‌های بزرگ است و واردات مواد اولیه به دلیل مشکلات ارزی دچار اختلال شده، دسترسی تولیدکنندگان به مواد خام با چالش همراه است. در این شرایط هزینه تولید کالا و تجهیزات برقی افزایش زیادی داشته و همچنین سوداگران بازارهای مالی با خرید و فروش فلزات دسترسی تولیدکنندگان را به مواد اولیه دچار اختلال کرده‌اند. با ادامه این وضعیت، فعالیت واحدهای تولیدی متوقف شده و بیکاری نیروی کار را به همراه دارد که در نتیجه این امر، ظرفیت‌های تولیدی و صنعتی کشور در بلندمدت از بین می‌رود.

۷- آثار منفی مالی و فنی تحریم ها در صنعت:

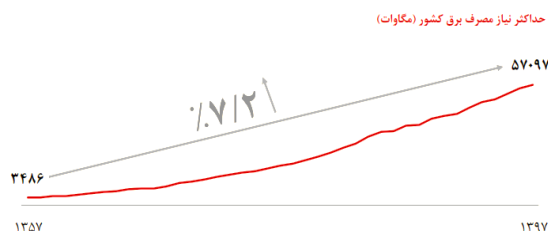
قطع همکاری شرکت‌های اروپایی و آمریکایی به دلیل تحریم و عدم فروش محصولات موردنیاز صنعت به شرکت‌های ایرانی یکی از آثار مستقیم تحریم‌هاست. این مسئله در کنار عدم همکاری برای انتقال فناوری به شرکت‌های ایرانی به اختلال در عرصه ساخت و تولید محصولات منجر شده است. از سوی دیگر بروز تحریم‌ها، باعث بروز مشکل در نقل و انتقالات مالی با کشورهای دیگر شده که در نتیجه صادرات کالا دچار اختلال شده است. به ویژه با در نظر داشتن اینکه صنعت برق بزرگترین سهم صادرات خدمات فنی و مهندسی کشور را داشته است آثار مخرب این موضوع بر اقتصاد این صنعت بسیار شدید است.

بنابر مطالب فوق‌الذکر، هر سال با شروع فصل گرما، یکی از چالش‌های مهم کشور و وزارت نیرو، تامین برق موردنیاز کشور و عبور از پیک سالیانه مصرف برق است.

پیک مصرف برق همان‌طور که در شکل ۳ نشان داده شده است، در طی چهار دهه گذشته به طور متوسط سالیانه ۷.۲ درصد رشد داشته است و اگر قرار باشد وزارت نیرو برای پاسخ‌گویی به میزان پیک مصرف تابستانه، تنها اقدام به احداث نیروگاه‌های جدید^۱ نماید، باید ظرفیت صنعت برق کشور (تولید، انتقال و توزیع) هر ۱۰ سال یک بار ۲ برابر شود تا بتواند پیک موردنیاز را تامین کند.

این در حالی ست که احداث نیروگاه جدید تنها برای تامین مصرف برق در ساعات پیک تنها در یک ماه از سال برای رفع پیک استفاده می‌شود و جهت اقتصادی بودن احداث چنین نیروگاهی (تولید برق در ساعات پیک و تعطیلی در ساعات غیرپیک)، لازم است که قیمت فروش برق افزایش پیدا کرده تا بیکاری در ساعات غیرپیک را جبران کند.

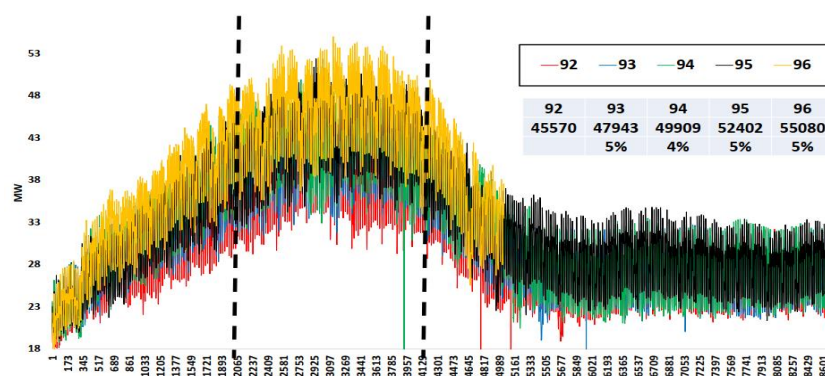
در شکل (۳-۳) منحنی ساعتی مصرف برق برای سال‌های ۱۳۹۲ تا ۱۳۹۶ در ساعات پیک سال که از اواسط خرداد ماه تا اواسط شهریور ماه است نشان داده شده است.



شکل (۳-۳) سری زمانی پیک مصرف برق^۲

۱ هزینه احداث هر مگاوات نیروگاه برق در حدود ۱ میلیون دلار برآورد می‌شود.

² Source: <https://b2n.ir/458873>



شکل (۳-۴) منحنی ساعتی پیک برق برای سال‌های ۱۳۹۲ تا ۱۳۹۶

مشکلات ساختاری و به تبع آن عدم سرمایه‌گذاری در صنعت برق در سال‌های اخیر به صورت جدی، عدم تعادل تولید و مصرف در زمان پیک (فصول گرم سال) و محدودیت انتقال در سیستم را موجب شده است. با این حال، وزارت نیرو با قطع اجباری برق صنایع، انرژی مورد نیاز مشترکان خانگی را تامین کرده است. این رویکرد، با وجود تحمیل هزینه‌های سنگین به صنایع، از خسارات اجتماعی - سیاسی ناشی از قطع برق در مناطق مسکونی جلوگیری می‌کند ولی دارای اثربخشی موقتی بوده و همان‌طور که اتفاقات تابستان ۱۳۹۷ نشان داد، عدم تعادل تولید و مصرف می‌تواند موجب قطعی‌های گسترده در سطح کشور شود.

علاوه بر محدودیت تولید، ناکافی بودن ظرفیت انتقال و توزیع در شهرهای بزرگی مانند تهران سبب شده است که در صورت وقوع اشکالات فنی، ظرفیت رزرو کافی در شبکه به منظور پوشش خروج اضطراری تجهیزات وجود نداشته و برق مشترکان قطع شود. به علاوه، قطع برق شهروندان به دلیل محدودیت انتقال در شرایط پیک مصرف نیز اجتناب‌ناپذیر است. بدیهی است که در صورتی که برای بهبود وضعیت شبکه برق چاره‌ای سریع و کارآمد اندیشیده نشود، میزان قطعی‌های برق^۱ روزبه‌روز افزایش یافته و خسارات اقتصادی، نارضایتی‌های اجتماعی و تبعات سیاسی گسترده‌ای را به دنبال خواهد داشت.

در مقابل انجام سرمایه‌گذاری‌های جدید در بخش تولید حرارتی و متمرکز برق می‌توان به دو راه کار کلی برای حل چالش تامین برق در ایام پیک مصرف کشور اشاره کرد. راه کار اول مدیریت تقاضا و بهینه‌سازی مصرف برق (پیک‌سایی)^۲ است که در این فصل به تفصیل معرفی می‌گردد. راه کار دوم ناظر بر سمت عرضه و تولید پراکنده برق به جای تولید متمرکز است که در فصل ۲-۳ بدان پرداخته می‌شود.

در این گزارش به راه کار اول یعنی مدیریت تقاضا و بهینه‌سازی مصرف برق (پیک‌سایی) پرداخته شده است. در فصل دوم گستره موضوعی پیک‌سایی و ضرورت اجرای آن مورد بررسی قرار گرفته است. در فصل سوم، انواع روش‌ها و سازوکارهای رایج پیک‌سایی در

^۱ بخش انتقال و فوق توزیع حدود ۹۰ دقیقه در سال به مشترکان خاموشی تحمیل می‌کند (که با خاموشی ۶۰۰ دقیقه‌ای ناشی از توزیع، مشترکان برق حدود ۷۰۰ دقیقه در سال خاموشی دارند). خاموشی ۹۰ دقیقه‌ای در سال انتقال و فوق توزیع، به تنهایی از کل خاموشی کشورهای توسعه یافته بیشتر است و از سوی دیگر بی‌تردید با دقیق‌تر شدن مکانیزم‌های ثبت خاموشی در آینده نزدیک، اعداد واقعی خاموشی از این هم بیشتر خواهد شد.

دنیا معرفی شده است. در ادامه به ترتیب مدیریت تقاضا و مصرف برق در بازه زمانی بسیارگرم، کوتاه مدت و میان مدت و بلند مدت پرداخته شده است.

۳-۱-۳- اصول کلی بهینه‌سازی تقاضا و مصرف برق

مدیریت انرژی الکتریکی که از آن تحت عنوان مدیریت مصرف برق (DSM)^۱ نام برده می‌شود، شامل مجموعه‌ای از فعالیت‌های به هم پیوسته بین صنعت برق و مشترکین به منظور کاهش پیک و تسطیح منحنی بار مصرفی شبکه است، به نحوی که باعث افزایش رفاه اجتماعی در قالب ایجاد سود و منفعت توأمان برای مشترکین، شرکت‌های تامین‌کننده برق و جامعه می‌شود.

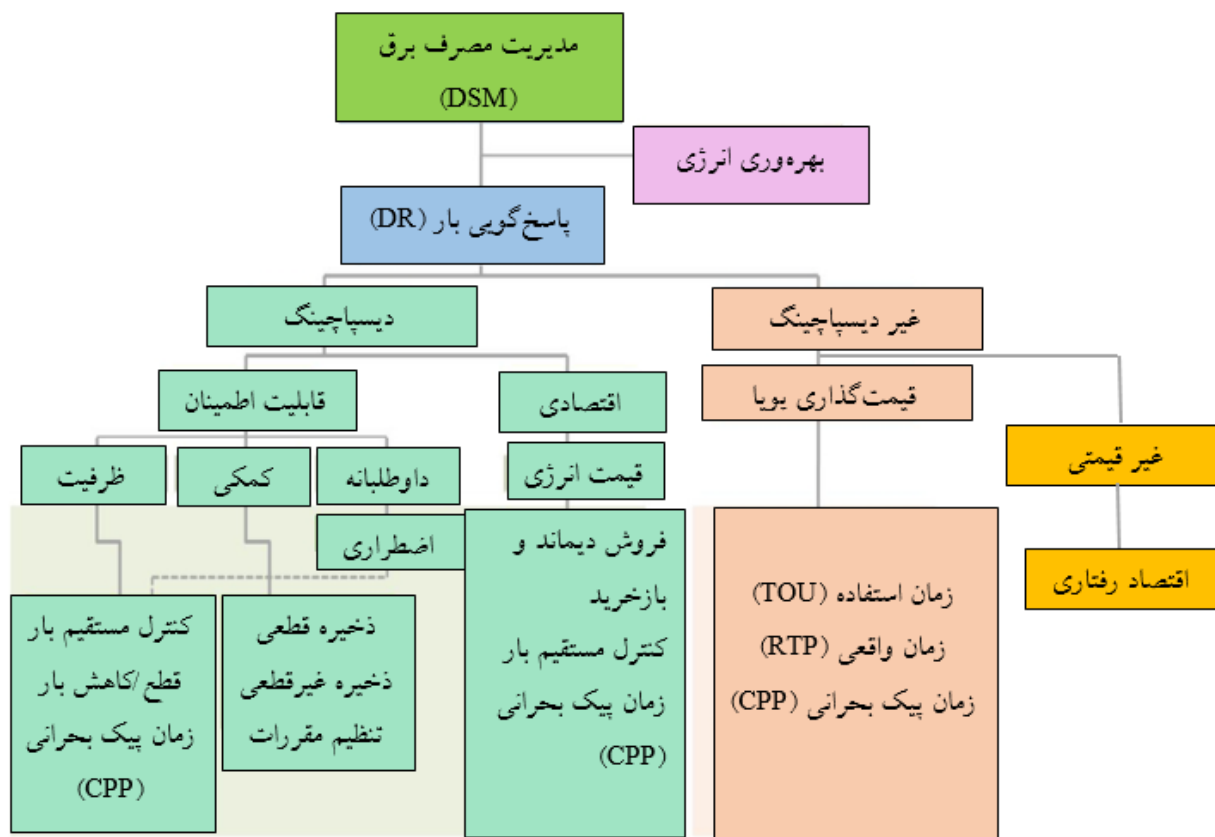
این فعالیت‌ها معمولاً از سوی شرکت‌های برق طراحی شده و با تایید رگولاتورهای برق قابلیت اجرا پیدا می‌کنند و مشترکین با اجرای داوطلبانه آنها به مزایای خاص آنها مانند مشوق‌های مالی، جلوگیری از جهش‌های قیمت برق و افزایش کیفیت سرویس مانند تقویت قابلیت اطمینان یا کیفیت بهتر ولتاژ در تامین برق نائل می‌آیند و شرکت‌های برق نیز از منافع این کار در قالب تعویق در سرمایه‌گذاری در بخش‌های تولید، انتقال و توزیع بهره‌مند می‌شوند.

برای جامعه نیز مدیریت مصرف برق به کاهش آلاینده‌های زیست‌محیطی و بهبود کارایی و بهره‌وری و در نتیجه رفاه اجتماعی منتهی می‌شود.

پس از تجدید ساختار در صنعت برق برنامه‌های مدیریت مصرف به دو دسته برنامه‌های افزایش بهره‌وری انرژی و برنامه‌های پاسخ‌گویی بار تقسیم شدند.

در شکل (۳-۵)، نمای کلی از این تقسیم‌بندی و روش‌های مختلف پاسخ‌گویی بار نشان داده شده است که در ادامه به طور کامل مورد بررسی قرار خواهند گرفت.

1 Demand side management



شکل (۳-۵) نمای کلی برنامه‌های مدیریت مصرف برق

۳-۱-۳-۱-۱ اصول بهینه‌سازی تقاضا و مصرف برق از طریق افزایش بهره‌وری و بهبود تکنولوژی

- تعریف بهره‌وری انرژی

بنابر تعریف ارائه شده از طرف دپارتمان انرژی آمریکا (DOE¹) و آژانس حفاظت از محیط زیست (EPA²)، افزایش بهره‌وری انرژی، استفاده از انرژی کمتر برای تامین سطح یکسان و یا بهبود یافته‌ای از خدمات برای مصرف‌کننده با یک روش مناسب اقتصادی می‌باشد. به عبارتی افزایش بهره‌وری انرژی به معنای کاهش مصرف انرژی در تمام بازه‌های زمانی و نه لزوماً در ساعات اوج بار است.

1 US Department of Energy

2 Environmental Protection Agency

این کاهش مصرف از طریق تغییر در مسائل فنی و بهره‌برداری مانند استفاده از لامپ‌ها و وسایل کم‌مصرف، بهبود مصرف برق تجهیزات گرمایشی، سرمایشی و سایر وسایل قابل حصول می‌باشد.

۳-۱-۲- بهینه‌سازی تقاضا و مصرف برق، بهره‌وری انرژی و بهبود تکنولوژی در مشترکان صنعتی

بار صنعتی بنا بر تعریف باری است که واحد مصرف‌کننده برای تولید یک یا گروهی از کالاها و خدمات مشابه صنعتی دریافت می‌نماید. ساختار بار صنعتی عبارتست از:

- روشنایی
- فرایند تولید
- گرمایش و سرمایش
- بارهای متفرقه

۱. روشنایی

مولفه‌های بهینه‌سازی تقاضا و مصرف در بخش صنعتی و در موضوع بار روشنایی به شرح زیر است:

- استفاده از نور طبیعی با نصب پنجره‌های مناسب و رنگ‌آمیزی روشن دیوارها در طول روز
- توجه به میزان روشنایی استاندارد و طراحی روشنایی مناسب در محل کار، استفاده از نور مصنوعی در حد نیاز و روشنایی موضعی برای فرایند تولید
- استفاده از لامپ‌هایی با بازدهی بیشتر و مصرف کمتر
- تمیز کردن لامپ‌ها و توجه به بهره‌وری آنها
- استفاده از چشم الکترونیک و تایمر برای روشنایی معابر و محل‌هایی که نیاز به نور دائم ندارند
- در نظر گرفتن حرارت لامپ‌های پُر وات در تهویه

۲. فرایند تولید

مهم‌ترین مولفه بار مصرف‌کنندگان صنعتی، مولفه فرایند تولید است. این بخش شامل دستگاه‌هایی است که مستقیماً در امر تولید دخالت دارند. مهم‌ترین عناصر مصرف‌کننده انرژی الکتریکی در این دستگاه‌ها، موتورهای و کوره‌های الکتریکی هستند. در ادامه به نکاتی در زمینه استفاده بهتر از این وسایل اشاره می‌شود:

الف: موتورهای الکتریکی:

- استفاده از موتورهای با دور قابل تنظیم
 - توجه به کارکردن موتورهای با ولتاژ نامی و در صورت نیاز کمک گرفتن از تنظیم‌کننده‌های ولتاژ تغذیه (تغییر در ولتاژ تغذیه می‌تواند باعث افزایش تلفات انرژی شود)
 - برابر بودن بار موتورهای با توان نامی آنها (در صورتی که به قدرت کمتری نیاز است، از موتور با قدرت کمتر استفاده شود)
 - ایجاد تهویه مناسب برای محیط کار موتورهای (زیرا گرمای محیط در میزان تلفات انرژی موتور نقش دارد).
 - برنامه‌ریزی مناسب زمانی برای استفاده از موتورهای و جلوگیری از خاموش و روشن کردن بی‌رویه آنها
- ب: کوره‌های الکتریکی:

- امکان استفاده از سیستم‌های کنترل اتوماتیک و نصب تجهیزات مناسب کنترل مصرف برق در کوره‌ها
 - به‌کارگیری از طرح‌های جدید کوره‌های کم‌مصرف و پربازده
 - افزایش مواد روان‌ساز به شارژ کوره که منجر به کاهش مصرف برق می‌شود
 - استفاده از روش‌های پیش گرمایش
 - عایق‌بندی مناسب که منجر به کاهش تلفات تبادل حرارتی کوره با محیط می‌شود
 - تنظیم جریان و ولتاژ مناسب، در جهت افزایش راندمان کوره‌ها
 - با افزایش سرعت تخلیه کوره و یا در مواردی شکستن سرباره، از اتلاف انرژی الکتریکی جلوگیری می‌شود
۳. سیستم گرمایشی و سرمایشی

به علت وسعت فضای بخش‌های تولیدی کارخانه‌ها و کارگاه‌ها، دستگاه‌های سردکننده یا گرم‌کننده مربوطه نسبت به بخش‌های خانگی و تجاری از ظرفیت و قدرت بالاتری برخوردار هستند. از این رو از هواساز و سایر واحدهای گرمایش صنعتی استفاده می‌شود. سرمایش بخش‌های اداری کارخانه‌ها در اکثر موارد مشابه بار تجاری است. نکاتی که در این بخش باید مورد توجه قرار گیرند عبارتند از:

- در زمان طراحی سیستم‌های گرمایشی و سرمایشی با توجه به شرایط آب و هوایی، موقعیت جغرافیایی و جهت ساختمان از حداکثر نور و گرمای خورشید و تهویه طبیعی استفاده شود.
 - امکان استفاده از سیستم‌های جذبی به جای سیستم‌های تراکمی بررسی شده و در صورت کارایی از سیستم جذبی استفاده گردد.
 - امکان عایق‌کاری دیوارها، کف و سقف سالن‌ها و ساختمان‌ها به خصوص در زمان ساخت بناهای جدید به منظور جلوگیری از اتلاف انرژی مد نظر قرار گیرد.
 - امکان استفاده از آب‌کندانسور به عنوان آب گرم مصرفی کارخانه بررسی شده و از اتلاف آب گرم در محیط کار جلوگیری شود.
 - ظرفیت سیستم تهویه باید با نیاز واقعی منطبق باشد و سیستم‌هایی که تنها با درصدی از ظرفیت خود کار می‌کنند، از مدار خارج شوند.
 - نسبت به تمیز کردن و سرویس به موقع سیستم اقدام شده و ضمن عایق‌کاری مناسب لوله‌ها و اتصالات از نشتی آن‌ها جلوگیری به عمل آید.
 - جهت تنظیم سرما و گرمای محیط از ترموستات استفاده شده و با توجه به نیاز فصل، درجه آن به طور مناسب تنظیم گردد.
۴. بارهای متفرقه

دستگاه‌هایی در واحدهای صنعتی وجود دارد که از لحاظ نوع استفاده به سه مولفه مطرح شده متعلق نیستند. برخی از این دستگاه‌ها عبارتند از فن، آب سرد کن، رایانه، دستگاه تکثیر، دستگاه‌های مورد استفاده در بخش‌های خدمات، تعمیر و نگهداری. بدیهی است رعایت شرایط عملکرد صحیح هر دستگاه و استفاد بهینه از آن‌ها در راستای برنامه‌های مدیریت مصرف امری مطلوب است.

۴. نکته‌های عمومی

- با ایجاد شرایط مطلوب جهت برق‌رسانی کارخانه و نصب ترانسفورماتور مناسب، از تلفات اضافی جلوگیری می‌شود.

- با طراحی سیستم توزیع داخلی، تلفات شبکه توزیع به حداقل ممکن کاهش می‌یابد.
- با نصب خازن مناسب، ضریب توان بهبود می‌یابد.
- نگهداری و تعمیرات به موقع، تمیز کردن فیلترها و روغن کاری تجهیزات در تثبیت راندمان آن‌ها موثر است و بازدید دوره‌ای از اتصالات الکتریکی تجهیزات برقی، از بروز عیوب الکتریکی جلوگیری می‌کند.
- در مطالعه و اجرای طرح‌های افزایش ظرفیت تولید و توسعه واحد، بهینه‌سازی مصرف برق لازم است مورد توجه قرار گیرد.

۳-۱-۳-۳- بهینه‌سازی تقاضا و مصرف برق، بهره‌وری انرژی و بهبود تکنولوژی در مشترکان کشاورزی

بخش کشاورزی نقش اساسی و حیاتی در اقتصاد ملی و تولید مواد غذایی کشورها را دارا می‌باشد. لذا استفاده موثر از انرژی نقش اساسی در پایداری تولید، بهینه‌سازی اقتصادی سیستم، حفظ ذخایر سوخت‌های فسیلی و کاهش آلودگی هوا دارد. اگر چه افزایش سطح مکانیزاسیون در سیستم‌های رایج کشاورزی موجب افزایش تولید گردیده اما مصرف انرژی در بخش کشاورزی به طور روز افزون افزایش و کارایی انرژی مصرفی کاهش یافته است.

راه کارهای افزایش بهره‌وری انرژی مصرفی در بخش کشاورزی عبارتند از:

- استفاده از الکتروپمپ‌های شناور به جای شفت و غلاف در مناطقی که امکان جایگزینی وجود دارد.
- انتخاب مناسب الکتروپمپ‌های کشاورزی با توجه به دبی استحصال، عمق چاه و ... به منظور استفاده از الکتروموتور و پمپ در بهترین نقطه راندمان
- استفاده از الکتروپمپ‌های با راندمان بالا
- آموزش کشاورزان به منظور استفاده از سیستم‌های پمپاژ در ساعات غیرپیک مصرف برق، نگهداری و بهره‌برداری بهینه از سیستم‌های پمپاژ و ...
- بهینه‌سازی مصرف انرژی در سیستم‌های آبیاری تحت فشار
- بهینه‌سازی مصرف انرژی در پروسه خشک کردن انواع محصولات کشاورزی (غلات، میوه‌جات، سبزی جات و ...)

۳-۱-۳-۴- بهینه‌سازی تقاضا و مصرف برق، بهره‌وری انرژی و بهبود تکنولوژی در ساختمان اداری و مسکونی

بهینه‌سازی مصرف انرژی در ساختمان را می‌توان در ۵ گروه تعریف کرد:

۱. شهرسازی و طراحی شهری: با طراحی مناسب بافت شهری، تعیین نحوه استقرار مناسب ابنیه در زمین و نیز تهیه ضوابط ارتفاعی و حجمی مناسب، می‌توان انطباق حجمی بناها را با شرایط اقلیمی تامین نمود.
 ۲. طراحی معماری: طراحی معماری به لحاظ نورگیری، ابعاد بازشوها، جهت ساختمان، استقرار فضاها با توجه به جهت تابش خورشید و سایر شرایط اقلیمی بخشی از اهداف بهینه‌سازی مصرف انرژی در ساختمان را تامین می‌کند.
- به عنوان مثال چند راه کار برای طراحی مناسب ساختمان که منجر به کاهش مصرف در حوزه روشنایی شود عبارتست از:
- استفاده از لامپ‌هایی با بازده بالاتر (لامپ فلورسنت با راندمان بالا یا LED)
 - استفاده از حسگر اتوماتیک و کلیدهای زمان‌دار در راهروها، پارکینگ‌ها، انباری‌ها و ...
 - استفاده از رنگ‌های روشن در محیط و تمیز کردن سطوح منابع نور
 - استفاده از نور خورشید با تنظیم پرده و کرکره و چیدمان مناسب اجزا در محیط

- تعمیر و نگهداری منظم سیستم روشنایی
- استفاده از انرژی‌های نو مانند سیستم‌های فتوولتائیک (باتری خورشیدی) جهت تولید برق و استفاده در روشنایی
- ۳. عناصر و اجزای ساختمان: از آنجایی که کنترل تاثیر شرایط محیطی بر فضاهای داخلی از طریق جداکننده این دو، صورت می‌گیرد، لذا نقش عناصر و اجزای ساختمانی جداکننده شامل دیوارها، پنجره، در، سقف، کف و نحوه ترکیب و تلفیق آن‌ها با یکدیگر تعیین کننده میزان مطلوب عبور حرارت و صدا می‌باشد. عناصر و اجزای ساختمانی مزبور باید دارای مشخصات فنی استاندارد بوده و اجرا و نصب آن‌ها نیز تابع ضوابط اعلام شده از سوی تولیدکنندگان باشد.
- شاید نقش صنعتی‌سازی تولید ساختمان در این بخش بیشتر از سایر بخش‌ها دیده شود زیرا با قانونمند کردن رعایت ضوابط و استانداردهای معمول در تولید و اجرای عناصر مزبور و ملزم نمودن طراحان و سازندگان در استفاده از مصالح دارای تاییدیه‌های لازم از مراجع ذیربط می‌توان به بخشی از اهداف صنعتی‌سازی ساختمان مبنی بر ارتقای کیفیت ساخت و بهینه‌سازی مصرف انرژی دست یافت. بدیهی است در صورت رعایت مدولاسیون در تولید این محصولات، امکان استفاده از آن‌ها در روش‌های طراحی و تولید صنعتی ساختمان افزایش می‌یابد.
- ۴. سیستم‌های تاسیساتی (مکانیکال و الکتریکال): امروزه با پیشرفت فناوری در همه عرصه‌ها، طراحی و ساخت سیستم‌های تاسیساتی، مکانیکی و الکتریکی مورد استفاده در ساختمان‌سازی نیز با پیشرفت‌های قابل توجهی همراه بوده است. افزایش راندمان ماشین‌ها و سیستم‌های تاسیساتی، کاهش مصرف انرژی را در مقایسه با سیستم‌های قدیمی‌تر به همراه داشته است. کاهش ابعاد، سهولت تعمیر و نگهداری از دیگر مشخصات استفاده از سیستم‌های پیشرفته امروزی است.
- با هوشمندسازی ساختمان‌ها، امکان کنترل بر مجموعه سیستم‌های تاسیساتی و بهره‌برداری از آن‌ها با توجه به تغییر شرایط جوی طی روز و سال، امکان‌پذیر گشته است. از تمامی امکانات مزبور در حال حاضر در ساختمان‌های با اجرای سنتی و صنعتی می‌توان استفاده کرد. بدیهی است در یک سیستم ساخت صنعتی، توقع و انتظار این است که از سیستم‌های پیشرفته و نوین تاسیساتی نیز استفاده گردد؛ با این حال هزینه سرمایه‌گذاری اولیه زیاد این سیستم‌ها می‌تواند منجر به افزایش قیمت تمام‌شده ساختمان‌ها شود.
- ۵) اجرا: بدیهی است انجام نظارت و کنترل بر نحوه اجرای طراحی و ساخت ساختمان‌ها، ضامن تامین اهداف کمی و کیفی آن‌ها می‌باشد. در سیستم اجرایی صنعتی ساختمان، کنترل اجرای ساختمان به نحو بسیار مطلوب‌تری انجام می‌گیرد و از این رو در صورت رعایت ۴ بند اولیه ذکر شده، در سیستم صنعتی‌سازی ساختمان، می‌توان تحقق اجرای مناسب را نیز انتظار داشت.

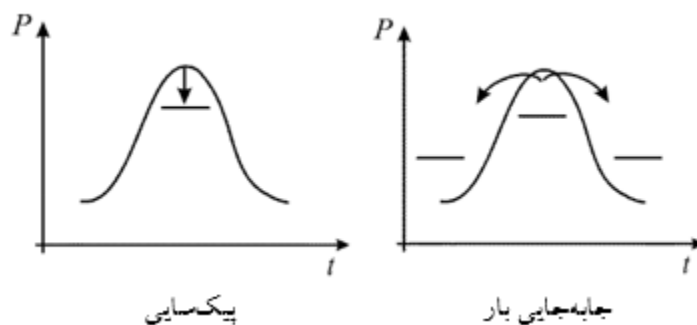
۳-۱-۴- اصول بهینه‌سازی تقاضا و مصرف برق از طریق پاسخ‌گویی بار

در این بخش اصول بهینه‌سازی تقاضا و مصرف برق از طریق پاسخ‌گویی بار به عنوان یکی از مهم‌ترین راه کارهای حل مسئله خاموشی در زمان پیک بار مورد بررسی قرار خواهد گرفت.

۳-۱-۴-۱- پاسخ‌گویی بار و گستره موضوعی آن

- تعریف پیک‌سایی

پیک سایی، برنامه کاهش پیک تقاضا^۱ در ساعات اوج بار است بطوری که مجموعه اقدامات انجام شده منجر به افزایش ذخیره چرخان تولید برق در شبکه شده و نیاز به احداث نیروگاه جدید جهت تامین افزایش مصرف برق در ساعات اوج بار را کاهش می‌دهد. پیک‌سایی با جابه‌جایی بار^۲ تفاوت دارد. پیک‌سایی بار به این معناست که مصرف‌کنندگان مصرف خود را در زمانی که قیمت برق بالاست و یا پیشامدی رخ داده، کاهش می‌دهند اما مصرف‌شان را در سایر زمان‌ها افزایش نمی‌دهند. مثلاً یک مصرف‌کننده‌ی خانگی، ممکن است برخی از مصرف‌روشنایی خود را کاهش دهد و یا سیستم تهویه هوا را در حالتی که برق کمتری مصرف کند قرار دهد و یا یک مصرف‌کننده تجاری ممکن است تجهیزات اداری‌اش را خاموش کند. اما در جابه‌جایی بار، مصرف‌کنندگان برای مصرف برق خود برنامه‌ریزی مجدد می‌کنند و بخشی از مصرف خود را از ساعاتی که قیمت برق در آن بالاست و یا برنامه‌های پاسخ‌گویی بار در آن مطرح است به ساعات دیگر انتقال می‌دهند. در شکل (۳-۶) تفاوت دو استراتژی مدیریت پیک بار (پیک‌سایی و جابه‌جایی بار) در بازار برق نشان داده شده است.



شکل (۳-۶) استراتژی‌های مدیریت پیک بار در بازار برق

پیک تقاضا برق به دلیل اینکه تنها گاهی اوقات و در زمان‌های کوتاهی از روز رخ می‌دهد، فاکتور حساسی برای شبکه برق است. رویکرد متعارف برای پاسخ به پیک بار افزایش ظرفیت نیروگاه‌ها است. این درحالیست که چنین رویکردی، علاوه بر اینکه از نظر اقتصادی مقرون به صرفه نیست، از نظر استفاده از ژنراتورها نیز ناکارآمد است زیرا شرکت‌های برق باید ظرفیت تولید را تنها برای استفاده در ساعات محدودی در طول روز حفظ کنند. علاوه بر این معایب متعددی از جمله مصرف زیاد سوخت، انتشار کربن دی‌اکسید، افزایش هزینه‌های حمل و نقل و نگهداری و خراب شدن سریع‌تر تجهیزات به همراه دارد. بنابراین پیک‌سایی رویکرد بهتری برای غلبه بر معایبی است که اضافه کردن ظرفیت با خود به همراه دارد. در جدول (۳-۱) مزایای پیک‌سایی برای شرکت‌کنندگان بازار ذکر شده است.

جدول (۳-۱) اثرات و مزایای بالقوه پیک‌سایی

1 reduce demand peaks
2 Load shifting

شرکت‌کنندگان در بازار	عملکرد	تاثیر یا مزایا
تولیدکننده انرژی	تولید برق از منابع اولیه	پیک‌سایی می‌تواند جایگزینی برای نیروگاه‌های گران و با کارایی پایین زمان پیک باشد.
اپراتورهای D&T	مدیریت امنیت لحظه‌ای سیستم قدرت و هماهنگ کردن منبع برق به مصرف‌کنندگان	پیک‌سایی نیاز به به‌روز کردن هزینه‌بر سیستم‌های D&T را به تاخیر می‌اندازد و امکان استفاده طولانی‌مدت از این سیستم‌ها را فراهم می‌کند.
معامله‌کننده‌های برق	خرید برق به طور مستقیم از تولیدکننده یا از عرضه‌کننده‌های برق و فروش آن با قیمت‌های رقابتی	معامله‌گران برق می‌توانند از اختلاف قیمت برق سود ببرند. آنها می‌توانند در زمان‌های غیرپیک که قیمت برق کم است، انرژی را ذخیره و در زمان پیک که قیمت برق و تقاضا آن بالاست به مشتریان انرژی را عرضه کنند.
مصرف‌کنندگان برق	کاربران نهایی برق (بخش خانگی، تجاری، صنعتی و ...)	صورت‌حساب ماهانه برق می‌تواند با جابه‌جایی مصرف از زمان‌های پیک به غیرپیک که قیمت برق در آن کمتر است، کاهش یابد.

- تعریف پاسخ‌گویی بار

پاسخ‌گویی بار به طور کلی به عنوان مشارکت مصرف‌کنندگان کوچک در بازار برق، روبرو شدن آنها با قیمت‌های لحظه‌ای بازار و پاسخ‌گویی به آن تعریف می‌شود.

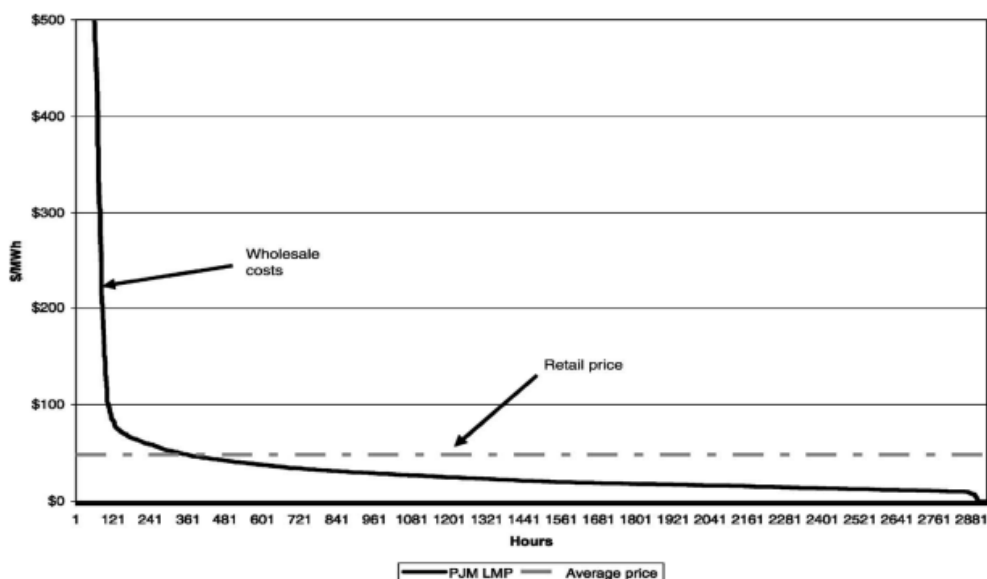
بنابر تعریف ارائه شده DOE در فوریه ۲۰۰۶، پاسخ‌گویی بار، تغییر در مصرف انرژی الکتریکی توسط مصرف‌کنندگان از مقدار عادی الگوی مصرف در پاسخ به تغییر در قیمت برق در طی زمان و یا هزینه‌های تشویقی تعیین شده برای کاهش مصرف برق، در ساعاتی که قیمت برق در بازار بالا و یا قابلیت اطمینان سیستم در خطر است، می‌باشد.

به طور کلی هدف از پاسخ‌گویی بار، کاهش مصرف برق در ساعات بحرانی می‌باشد. ساعات بحرانی ساعاتی

- ضرورت اجرایی برنامه‌های پاسخ‌گویی بار

با اجرای برنامه‌های پاسخ‌گویی بار، مقدار مصرف در ساعات اوج توسط مصرف‌کنندگانی که خود حاضر به کاهش مصرفشان هستند، کاهش یافته و به تبع از صرف هزینه‌ی اضافه ایجاد ظرفیت تولید برای مدت زمان کوتاه پیک بار، جلوگیری می‌شود.

از طرفی دیگر قیمت برق در ساعات مختلف روز به شدت متغیر می‌باشد، این موضوع به دلیل تغییر بار موردنیاز سیستم در دوره‌ها و ساعات مختلف و همچنین تغییر در ظرفیت موجود تولید و خطوط انتقال (به دلیل وقوع پیشامدهای اتفاقی) می‌باشد. در ساعات پرباری برای تامین توان می‌بایست از واحدهای گران‌تر نیز استفاده نمود که این مهم سبب افزایش قیمت بازار خواهد شد. این درحالیست که با وجود متغیر بودن قیمت بازار، مصرف‌کنندگان در همه حال هزینه ثابتی (قیمت بازار خرده‌فروشی) که متوسط هزینه‌ی تولید، انتقال و توزیع است را می‌پردازند. این مسئله در شکل (۷-۳) نشان داده شده است.



شکل (۷-۳) تغییرات قیمت بازار عمده‌فروشی و ثابت بودن قیمت بازار خرده‌فروشی

این قطع ارتباط بین قیمت واقعی برق و هزینه‌ی پرداختی توسط مصرف‌کنندگان، منجر به استفاده ناصحیح از منابع می‌شود. زیرا بارها به دلیل اینکه از قیمت واقعی برق در ساعات مختلف مطلع نمی‌باشند، انگیزه کافی برای تطبیق خود با سمت تغذیه‌کننده‌شان را نخواهند داشت.

بنابراین قیمت ثابت برق، سبب مصرف زیاد در ساعات که در آن قیمت واقعی برق بالاتر از مقدار میانگین و مصرف کمتر در ساعات کم‌باری که قیمت واقعی برق کمتر از مقدار میانگین است، می‌شود. بنابراین قیمت برق در ساعات اوج به دلیل استفاده از ژنراتورهای گران‌قیمت‌تر برای تامین بارهای غیرپاسخ‌گوی مصرف‌کنندگان افزایش می‌یابد.

همچنین عدم پاسخ‌گو بودن بارها، به ژنراتورها، فرصت افزایش قیمت پیشنهادی‌شان را در شرایط رقابتی با ژنراتورهای گران‌تر به منظور دستیابی به سود بیشتر و به عبارتی اعمال قدرت بازار^۱ می‌دهد. به این ترتیب در ساعات اوج ممکن است به دلیل قدرت بازار، قیمت برق در بازار افزایش بیشتری یابد.

از طرفی پاسخ‌گویی بار می‌تواند قابلیت اطمینان سیستم را افزایش دهد. چرا که در این برنامه بارها می‌توانند با کاهش مقداری از مصرف خود، مشکل قیود ظرفیت سیستم و یا محلی را برطرف کنند.

در مواقع اضطراری و یا هنگامی که سطح ذخیره سیستم کم می‌باشد، شرکت برق به ناچار به منظور جلوگیری از برون‌رفت‌های پی‌درپی^۲ و حفظ یکپارچگی سیستم باید توان مصرف‌کنندگان را جیره‌بندی کند. اما ارائه خدمات کاهش بار توسط مصرف‌کنندگان سبب کاهش ضررهای ناشی از قطع برق به طور ناخواسته می‌شود. زیرا شرکت داوطلبانه مصرف‌کنندگان در برقراری تعادل تولید و مصرف در مواقع اضطراری به صرفه‌تر و مناسب‌تر از قطع اجباری آنها خواهد بود.

همچنین می‌توان از قیمت‌های واقعی برق مرتبط برای کاهش بار برای حل مشکلات ظرفیت‌های محدود سیستم استفاده کرد. زیرا مصرف‌کنندگان به قیمت‌های بالای برق در ساعات اوج بار با کاهش مصرف‌شان پاسخ خواهند داد. در نتیجه اعمال تغییرات قیمت بازار عمده‌فروشی به بارها، سبب کاهش مصرف و در نتیجه قیمت بازار در ساعات پرباری و همچنین آزادسازی بخشی از ظرفیت سیستم می‌شود که سیستم قدرت، با کمبود توان مواجه است.

به طور کلی روش‌های پاسخ‌گویی بار را می‌توان به سه دسته کلی تقسیم‌بندی کرد:

۱. برنامه‌های پاسخ‌گویی بار مبتنی بر قیمت برق ($PBDR^3$)

۲. برنامه‌های پاسخ‌گویی بار مبتنی بر تشویق ($IBDR^4$)

۳. برنامه پاسخ‌گویی بار مبتنی بر دانش اقتصاد رفتاری

IBDR خود به دو دسته کلاسیک و بر مبنای بازار تقسیم‌بندی می‌شود. در روش‌های کلاسیک که شامل کنترل مستقیم بار (DLC^5) و بارهای قابل قطع (I/C^6) می‌باشد، مصرف‌کنندگان هزینه‌ی تشویقی به صورت اعتبار مصرف برق^۷ و یا تخفیف برای شرکت در برنامه دریافت می‌کنند.

در روش‌های مبتنی بر بازار شرکت‌کنندگان در ازای عملکردشان مبلغی با توجه به مقدار کاهش مصرف‌شان دریافت می‌کنند. روش مبتنی بر دانش اقتصاد رفتاری رویکرد جدیدی در حوزه انرژی است که عوامل غیرقیمتی موثر بر مصرف انرژی و برق را شناسایی می‌کند. برخی از این عوامل به ویژگی‌های اقتصادی و اجتماعی خانوارها مانند سن، جنس، سطح تحصیلات و سطح درآمد خانوارها و برخی دیگر به مسائل روان‌شناختی افراد از جمله عقاید و نگرش‌های آنها در مورد مصرف برق مربوط می‌شوند. تقسیم‌بندی این روش‌ها در شکل (۳-۸) نشان داده شده است.

1 market Power

2 cascading blackouts

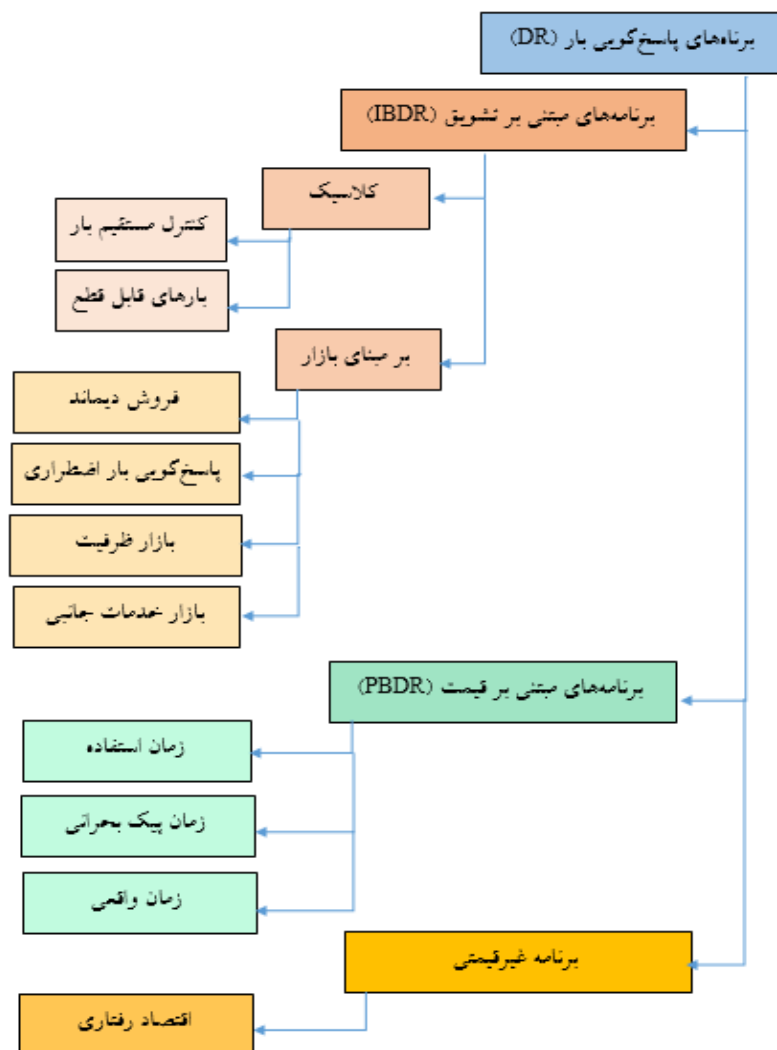
3 Price-based demand response

4 Incentive-based demand response

5 Direct Load Control programs

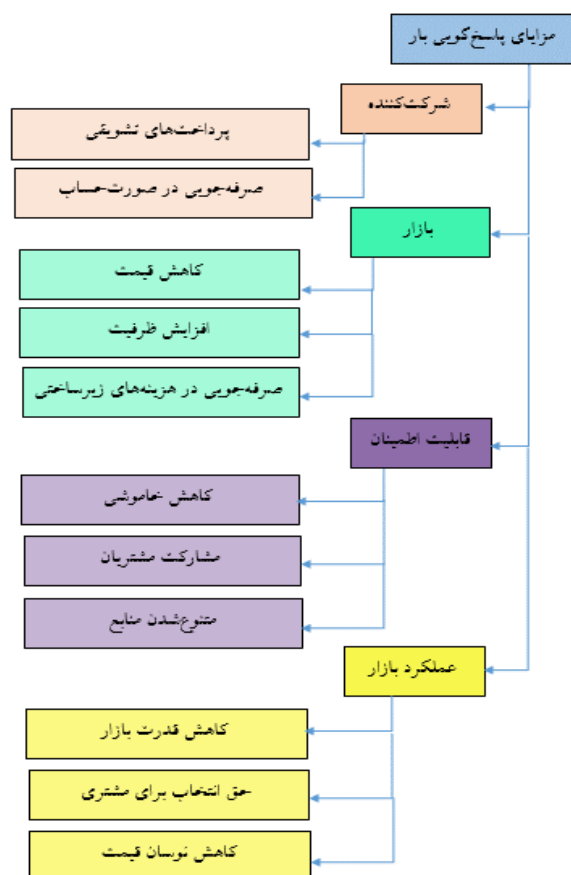
6 Interruptible/Curtailable Load programs

7 Bill Credit



شکل (۳-۸) انواع برنامه‌های پاسخ‌گویی بار

مطابق شکل (۳-۹)، مزایای پاسخ‌گویی بار در چهار گروه شرکت‌کننده^۱، بازار^۲، قابلیت اطمینان^۳ و عملکرد بازار^۴ طبقه‌بندی می‌شوند.



شکل (۳-۹) مزایای برنامه‌های پاسخ‌گویی بار

شرکت‌کنندگان

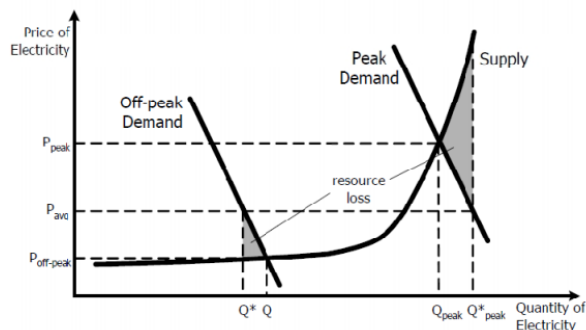
شرکت‌کنندگان در برنامه‌های پاسخ‌گویی بار، از طریق کاهش مصرف برق در زمان بالا بودن قیمت برق، هزینه قبوض برق خود را کاهش می‌دهند.

همچنین مصرف‌کنندگان با شرکت در برنامه‌های پاسخ‌گویی بار مبلغ تشویقی در ازای قبول کاهش مصرف‌شان دریافت می‌کنند.

بازار

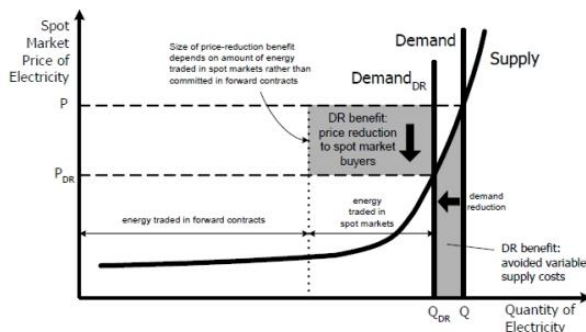
-
- 1 Participant
 - 2 Market-wide
 - 3 Reliability
 - 4 Market performance benefits

از نظر اقتصادی کارایی بهینه زمانی حاصل می‌شود که قیمت واقعی کالا به مصرف‌کنندگان اعمال شود. نقطه تسویه بازار که تقاطع منحنی تولید و مصرف برق است، در ساعات پرباری و کم‌باری، در شکل زیر نشان داده شده است. چنانچه مصرف‌کنندگان در تمامی ساعات با قیمت برق متوسط روبرو باشند، مقدار مصرف به صورت Q^* و Q^*_{peak} خواهد بود. این نقاط از منحنی مصرف بارها با توجه به قیمت P_{avg} حاصل می‌شود. مقدار مصرف Q^* کمتر از مقدار Q که از دیدگاه اقتصادی است، می‌باشد و مصرف‌کنندگان در ساعات کم‌باری کمتر از مقدار هزینه پرداختی، برق مصرف می‌کنند. اما در ساعات پرباری مقدار مصرف Q^*_{peak} بیشتر از Q_{peak} است و مبلغ پرداختی برای هزینه برق کمتر از هزینه تمام شده برق نیروگاه‌ها است. این دو عدم تعادل بین هزینه برق پرداختی توسط مشتریان و هزینه تمام شده برق سبب کاهش سطح رفاه اجتماعی می‌شود که در شکل (۱۰-۳) هاشور خورده است.



شکل (۱۰-۳) منحنی تولید و مصرف، نقطه تعادل بازار

از طرف دیگر، چنانچه قیمت واقعی برق به مصرف‌کنندگان اعمال شود، در ساعات پرباری که قیمت برق بالا است مصرف‌کنندگان با کاهش یا انتقال مصرف به ساعات دیگر مصرف خود را کاهش می‌دهند که سبب کاهش قیمت بازار لحظه‌ای خواهد شد. این تغییرات در شکل (۱۱-۱) نشان داده شده است.



شکل (۱۱-۳) تاثیر پاسخ‌گویی بار بر قیمت بازار

در بازارهای برق بخشی از انرژی به صورت قراردادهای بلندمدت معامله می‌شود. با کاهش قیمت بازار لحظه‌ای در اثر پاسخ‌گویی بارها، قیمت برق در این قراردادها کاهش می‌یابد زیرا احتمال خطر روبرو شدن مصرف‌کنندگان با قیمت بالا در بازارهای لحظه‌ای (در صورت نیاز به آن) کاهش یافته و در نتیجه چنانچه شرکت‌های تولیدی در قراردادهای بلندمدت حاضر به فروش برق با قیمت پایین نباشند، مصرف‌کنندگان ترجیح خواهند داد که از بازار لحظه‌ای برق خود را تامین کنند.

بنابراین برنامه‌های پاسخ‌گویی بار به طور کلی سبب کاهش قیمت برق خواهد شد که این موضوع مزیتی برای تمام مصرف‌کنندگان برق (اعم از شرکت‌کنندگان در برنامه‌های پاسخ‌گویی بار و دیگران) می‌باشد.

مزیت دیگر پاسخ‌گویی بار برای بازار برق، کاهش نیاز به نصب ظرفیت نیروگاهی بیشتر است. به این ترتیب که در ساعات محدودی در طول یک سال، مقدار مصرف انرژی الکتریکی زیاد است و برای پوشش این توان نیاز به نصب واحدهای نیروگاهی جدید است. از آنجا که هزینه نصب نیروگاه بسیار بالا است، استفاده از برنامه‌های پاسخ‌گویی بار که بار پیک سیستم را در طی چند ساعت در طول یک سال کاهش می‌دهد، سبب جلوگیری از صرف هزینه و در نتیجه کاهش صورت‌حساب برق تمامی مشتریان می‌شود. علاوه بر این، برنامه‌های پاسخ‌گویی بار سبب کاهش نیاز به نصب ظرفیت خطوط انتقال و توزیع جدید و در نتیجه صرفه‌جویی در هزینه خواهد شد.

قابلیت اطمینان

در یک برنامه پاسخ‌گویی بار با طراحی مناسب، مشتریان می‌توانند به کاهش خطر قطع برق کمک کنند. در عین حال، شرکت‌کنندگان ریسک قرار گرفتن در معرض خطر قطع برق اجباری را برای خود نیز کاهش می‌دهند. از طرف دیگر، اپراتور، گزینه‌ها و منابع بیشتری برای حفظ قابلیت اطمینان سیستم خواهند داشت، بنابراین قطع اجباری سیستم و عواقب آن کاهش می‌یابد.

بهره‌بردار سیستم برای حفظ قابلیت اطمینان، بخشی از ظرفیت نیروگاه‌های موجود را برای تامین ذخیره موردنیاز سیستم به صورت آماده به کار قرار می‌دهد. بارهای پاسخ‌گو نیز می‌توانند بخشی از ذخیره موردنیاز سیستم را تامین کنند. به عبارتی برنامه‌ی پاسخ‌گویی بار با تامین ذخیره‌ی کمکی، به نوعی بهبود دهنده‌ی قابلیت اطمینان سیستم خواهد بود.

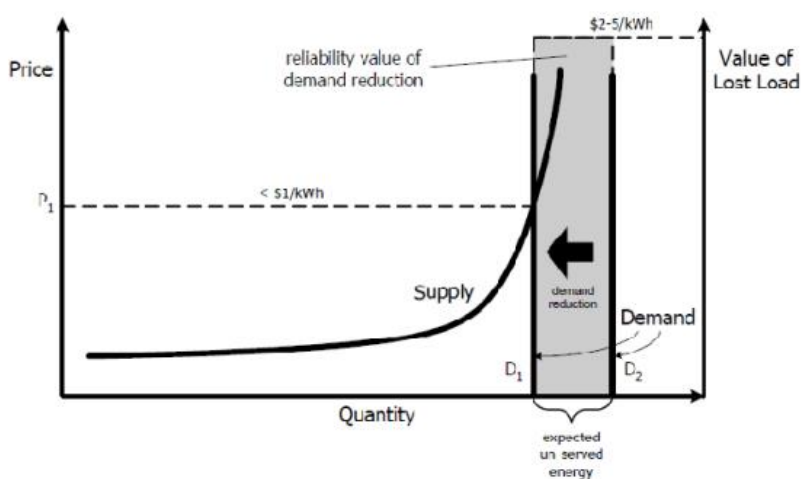
در بین برنامه‌های پاسخ‌گویی بار، پاسخ‌گویی اضطراری نوعی ذخیره‌ی اضافه و تکمیلی را برای سیستم فراهم می‌کند. در این برنامه‌ها معمولاً برخلاف برنامه‌های پاسخ‌گویی ظرفیت، به شرکت‌کننده پیش از اجرای کاهش بار پولی پرداخت نمی‌شود. چرا که فراخوانی کاهش بار این شرکت‌کنندگان قابل پیش‌بینی و حتی محتمل نیست، اما ممکن است کاهش بارشان مورد استفاده قرار گیرد.

در برنامه‌های ظرفیت، در واقع پاسخ‌گویی بار در عوض ظرفیت نصب‌شده‌ی نیروگاه مورد استفاده قرار می‌گیرد. به این معنی که شرکت‌کنندگان در ساعات پیک با کاهش بار، وظایف تامین توان نیروگاه نصب نشده‌ای که بدون پاسخ‌گویی بارها می‌بایست نصب می‌شد را انجام می‌دهند.

اما پاسخ‌گویی در مواقع اضطراری، در حالتی که پس از استفاده از ذخیره‌های موجود و کاهش بار شرکت‌کنندگان در برنامه‌های ظرفیت، سطح ذخیره سیستم همچنان کم باشد (پس از وقوع یک پیشامد اتفاقی یا افزایش ناگهانی بار)، مورد استفاده قرار می‌گیرد. در این حالت با اجرای برنامه‌های پاسخ‌گویی بار از شرکت‌کنندگان در برنامه‌های پاسخ‌گویی اضطراری خواسته می‌شود تا مصرف خود را کاهش داده و به این صورت بخشی از ذخیره سیستم آزاد می‌شود و ژنراتورهای تامین‌کننده‌ی ذخیره، دوباره در حالت آماده به کار قرار خواهند گرفت، تا در صورت وقوع پیشامد بعدی امنیت سیستم حفظ شود. بدین ترتیب پاسخ‌گویی بار سبب افزایش قابلیت اطمینان سیستم می‌شود.

در این برنامه به اندازه سطح قابلیت اطمینانی که برای سیستم فراهم می‌کنند پول پرداخت خواهد شد. در شکل (۱-۱۲) اگر فرض شود که بار سیستم D_1 است، چنانچه در اثر یک پیشامد مانند خروج یک واحد تولید، منحنی تولید به سمت چپ حرکت کند یا در اثر افزایش بار منحنی مصرف به سمت راست حرکت کند و مقدار مصرف به D_2 برسد، منحنی تولید و مصرف نقطه تقاطعی نخواهند داشت و با اجرای برنامه‌های پاسخ‌گویی بار، منحنی بار به D_1 انتقال می‌یابد.

برای محاسبه میزان قابلیت اطمینان سیستم می‌توان از معیار $VOLL^1$ استفاده کرد. به این معنی که با در نظر گرفتن یک مقدار متوسط برای ارزش بار از دست رفته‌ی کل سیستم، مقدار ارزش قابلیت اطمینان تامین شده توسط بارهای پاسخ‌گو به برنامه‌ی کاهش بار اضطراری به صورت مساحت سطح هاشور خورده بدست می‌آید.



شکل (۳-۱۲) افزایش قابلیت اطمینان سیستم با اجرای برنامه‌های پاسخ‌گویی بار

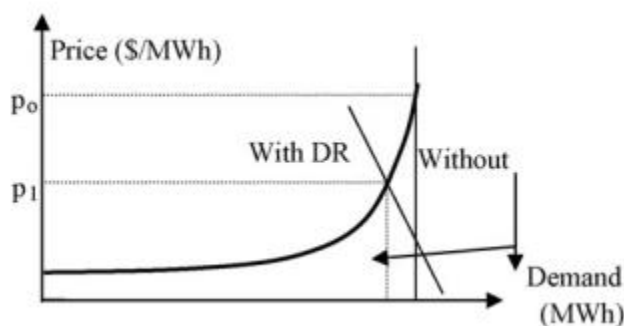
عملکرد بازار

شرکت‌کنندگان در برنامه DR حتی اگر رقابت خرده‌فروشی در دسترس نباشد گزینه‌های بیشتری در بازار دارند. مصرف‌کنندگان می‌توانند مصرف‌شان را مدیریت کنند زیرا این فرصت را دارند که با برنامه‌های مبتنی بر بازار و قیمت‌گذاری پویا، بر بازار تاثیر بگذارند. در واقع، این محرک اصلی برای بسیاری از شرکت‌ها برای ارائه برنامه‌های DR به ویژه برای مصرف‌کنندگان بزرگ است. کاهش نوسان قیمت در بازار نقدی^۲ یکی دیگر از بهبودهایی است که اتفاق می‌افتاد. اعمال قیمت واقعی بازار به مصرف‌کنندگان، برای خرده‌فروشان انگیزه‌های جدیدی برای فعالیت ایجاد می‌کند. شرکت‌های تولیدی ممکن است با ارائه ندادن بخشی از توان قابل تولید خودشان در بازار سبب افزایش قیمت بازار شوند.

1 Value of Lost Load

2 spot market

برنامه‌های پاسخ‌گویی بار این مزیت را دارند که مانع اعمال قدرت بازار توسط شرکت‌های تولیدی می‌شوند. در طی بحران برق کالیفرنیا، یک کاهش کوچک در تقاضا (۵٪) توانست منجر به کاهش ۵۰٪ قیمت در بازه ۲۰۰۰-۲۰۰۱ شود. این پدیده به این دلیل است که هزینه تولید در نزدیکی بیشینه ظرفیت تولید به صورت نمایی افزایش می‌یابد. بنابراین یک کاهش کوچک در تقاضا، کاهش بزرگی در هزینه تولید را سبب می‌شود و مطابق شکل (۱-۱۳)، قیمت برق را کاهش می‌دهد. در این مثال، منحنی تقاضای اصلی با یک خط عمودی نشان داده شده است. برنامه‌های پاسخ‌گویی بار شیب نمودار تقاضای اصلی را منفی می‌کنند و کاهش اندک تقاضا به کاهش چشمگیر قیمت منجر می‌شوند. علاوه بر این برنامه‌های پاسخ‌گویی بار مزایای زیست محیطی زیادی دارند و شامل بهره‌برداری بهتر از زمین^۱ در نتیجه جلوگیری از ایجاد زیرساخت‌های الکتریکی جدید مانند واحدهای تولیدی^۲ و خطوط انتقال و توزیع؛ بهبود کیفیت هوا و آب در نتیجه استفاده کارآمد از منابع؛ و کاهش آسیب به منابع طبیعی می‌باشد.



شکل (۳-۱۳) اثر برنامه‌های پاسخ‌گویی بار بر قیمت‌ها در بازار برق

۳-۴-۱-۳- هزینه‌های پاسخ‌گویی بار

برنامه‌های پاسخ‌گویی بار با هزینه‌های متفاوتی همراهند. شکل (۱-۱۴) طبقه‌بندی از هزینه‌های اولیه و جاری را برای شرکت‌کنندگان و اجراکنندگان این برنامه‌ها نشان می‌دهد.

شرکت‌کنندگان در برنامه ممکن است برای مشارکت در برنامه نیاز به نصب تکنولوژی‌هایی مانند ترموستات هوشمند، کنترل اوج بار^۳، سیستم مدیریت انرژی و ژنراتور تولید داخلی داشته باشند. همچنین لازم است که یک برنامه یا استراتژی پاسخ‌گویی ایجاد شود تا بتواند در صورت بروز اتفاقی، پیاده‌سازی شود. این هزینه‌های اولیه معمولاً توسط شرکت‌کنندگان پرداخت می‌شود. با این حال، کمک‌های فنی باید توسط برنامه فراهم شود.

هزینه‌های جاری مشارکت بسته به برنامه پاسخ، ممکن است متفاوت باشند. اگر مشتری تصمیم به تنظیم مجدد ترموستات بگیرد، ممکن است به کاهش رفاه مشتری منجر شود که تعیین کمی آن، دشوار است. تعیین سایر هزینه‌های مرتبط مانند زیان کسب‌وکار یا

1 better land utilization

2 generation units

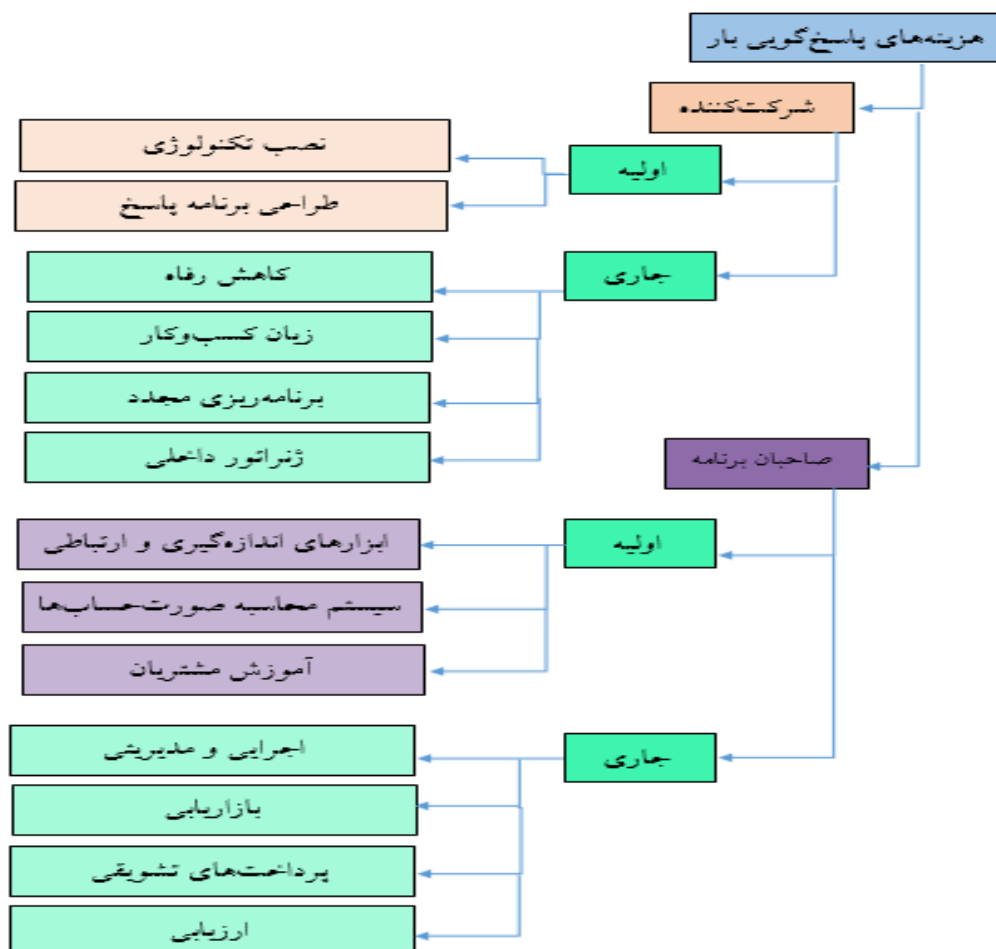
3 peak load controls

تغییر برنامه فعالیت‌های صنعتی از نظر اقتصادی، آسان‌تر است. در صورتی که مشتری شرکت‌کننده تصمیم بگیرد از ژنراتور تولید داخلی به عنوان پشتیبان^۱ استفاده کند، لازم است که هزینه سوخت و بهره‌برداری از ژنراتور پشتیبان در نظر گرفته شود. اجراکنندگان برنامه هم هزینه‌های اولیه و در حین اجرای سیستم^۲ را متحمل می‌شوند. در بیشتر برنامه‌ها هزینه‌های ابزارهای اندازه‌گیری و ارتباطی^۳ به عنوان هزینه اولیه هستند.

شرکت‌های برق برای اندازه‌گیری، ذخیره و انتقال انرژی مصرفی در فواصل موردنیاز به عنوان مثال خواندن ساعتی قیمت‌های زمان واقعی باید سیستم‌های اندازه‌گیری پیشرفته نصب کنند. هزینه‌های اجرایی برنامه، شامل هزینه‌های اداری و مدیریتی برنامه است. علاوه بر این پرداخت‌های تشویقی به عنوان بخشی از هزینه‌های جاری IBP در نظر گرفته می‌شوند. ارتقا سیستم صورت‌حساب‌ها قبل از استقرار بیشتر برنامه‌های پاسخ‌گویی بار، خصوصاً در برنامه‌های PBP که تعرفه‌های برق با زمان تغییر می‌کند، ضروری است. یکی دیگر از مولفه‌های مهم هزینه قبل از استقرار هر برنامه این است که مشتریان واجد شرایط در مورد مزایای بالقوه برنامه آموزش ببینند. لازم است که گزینه‌های مختلف برنامه‌های پاسخ‌گویی بار برای شرکت‌کنندگان بالقوه توضیح داده شود و استراتژی‌های ممکن مشخص شود.

یک برنامه پاسخ‌گویی بار موفق تا حد زیادی به آموزش مشتریان وابسته است. بازاریابی مداوم برای جذب شرکت‌کنندگان جدید ضروری است. علاوه بر این، ارزیابی مداوم این برنامه‌ها برای توسعه رویکرد بهتر رسیدن به اهداف غایی برنامه‌ها حائز اهمیت است.

1 Backup onsite generation unit
2 initial and running system wide costs
3 metering and communication costs



شکل (۳-۱۴) هزینه‌های برنامه‌های پاسخ‌گویی بار

۳-۱-۴-۴- برنامه‌های پاسخ‌گویی بار بر مبنای قیمت

شرکت‌های برق از طریق عقد قراردادهای بلندمدت، استفاده از تولیدات داخلی (تولیدات پراکنده) و یا خریدن برق از بازار لحظه‌ای موظف به تامین برق موردنیاز مشتریان خود می‌باشند. از آنجا که قیمت برق با توجه به زمان و مکان متغیر می‌باشد، دریافت قیمت برق با نرخ ثابت از مشتریان، برای شرکت‌های برق که با متغیر بودن قیمت برق بازار عمده‌فروشی روبرو هستند، ایجاد ریسک می‌نماید.

از دیدگاه اقتصادی اعمال قیمت واقعی برق به مصرف‌کنندگان سبب افزایش کارایی خواهد شد. بنابراین ایده‌ی اولیه این قیمت‌گذاری‌های پویا اعمال قیمت واقعی برق به مصرف‌کنندگان بوده است. از طرفی دیگر اعمال تعرفه‌های متغیر با زمان چه در سیستم قدرت تجدید ساختار یافته و چه در سیستم‌های سنتی، سبب بهبود منحنی مصرف بارها و کاهش بار در ساعات اوج مصرف می‌شود.

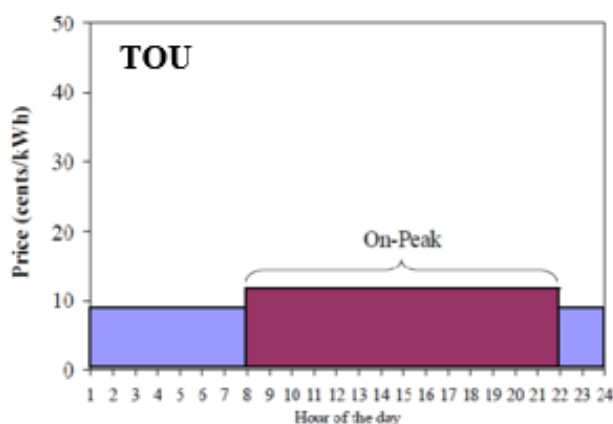
تعرفه‌های برق متغیر در زمان که شامل نرخ‌های TOU^1 ، RTP^2 و CPP^3 می‌باشد، جز این دسته هستند. در این روش تعرفه‌ی برق متناسب با هزینه‌ی تولید انرژی در هر بازه‌ی زمانی تغییر می‌کند. با اعمال این تعرفه‌های متغیر در زمان (نرخ بالاتر در ساعات پرباری)، مصرف‌کنندگان به کاهش مصرف در ساعات پرباری و یا در مواقع اضطراری و انتقال مصرف‌شان به ساعات کم‌باری تشویق می‌شوند. به طور معمول پاسخ‌گویی بار در طی یک روند تصمیم‌گیری داخلی توسط مصرف‌کننده اجرا خواهد شد و تمامی اقدامات برای اصلاح مصرف، اختیاری است.

برنامه‌های پاسخ‌گویی زمان استفاده (TOU)

این برنامه از متداول‌ترین برنامه‌های تعرفه متغیر در زمان است که از طریق تغییر در قیمت برق در ساعات مختلف مشتریان را به بهبود الگوی مصرف برق‌شان (افزایش مصرف در ساعات غیرپیک و کاهش مصرف در ساعات پیک) تشویق می‌کند. راه مناسب برای تشویق مشتریان به کاهش مصرف، مطلع ساختن آنها از قیمت واقعی برق در بازار و دریافت این قیمت در ازای مصرف برق‌شان می‌باشد. اما قیمت برق در بازار به سرعت تغییر می‌کند و اکثر مشتریان زمان و تجهیزات کافی برای پاسخ‌گویی به این تغییرات لحظه‌ای را در اختیار ندارد. بنابراین استفاده از چند بازه زمانی در طول یک روز برای اعمال تعرفه‌های مختلف برق به این دسته از مصرف‌کنندگان منطقی‌تر به نظر می‌رسد.

در روش TOU تعرفه‌ی برق به صورت قیمت‌های متفاوت برای بازه‌های زمانی مختلف در طول روز تعیین می‌شود. این تعرفه به طور معمول به صورت میانگین هزینه تولید و انتقال توان در هر بازه زمانی در نظر گرفته می‌شود. تعرفه TOU معمولاً از یک بازه زمانی به بازه‌ی دیگر طی یک روز و یا فصل به فصل تغییر می‌کند و معمولاً برای چند ماه و یا چند سال از پیش تعیین می‌شود. در این روش، قیمت انرژی معمولاً در سه حالت پرباری^۴، میان‌باری^۵ و کم‌باری^۶ بر اساس قیمت متفاوت انرژی در هر حالت محاسبه و دریافت می‌شود. نمونه‌ای از این قیمت‌گذاری در شکل (۳-۱۵) نشان داده شده است.

1 Time of use
2 Real Time Pricing
3 Critical Peak Pricing
4 On Peak
5 Mid peak
6 Off peak

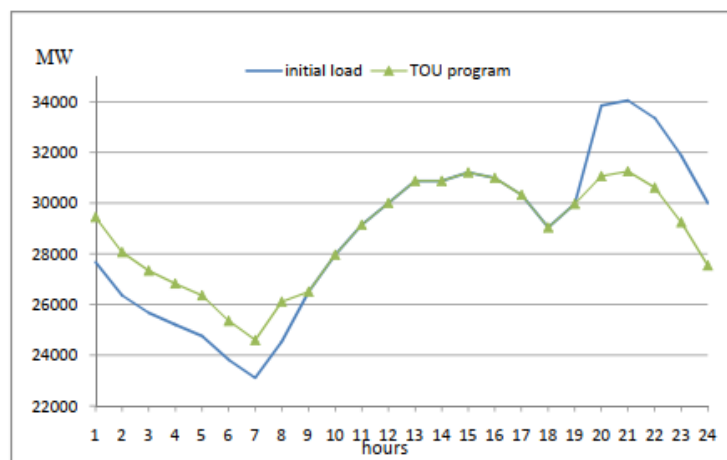


شکل (۳-۱۵) نمونه‌ای از قیمت‌گذاری زمان استفاده

همچنین این تعرفه‌ها می‌تواند برای هر ساعت، روز، هفته یا ماه به صورت متفاوتی قیمت‌گذاری شود. این تعرفه‌ها توسط مصرف‌کنندگان بزرگ صنعتی و تجاری به طور گسترده بکار می‌رود و به وسایل اندازه‌گیری برای ثبت مصرف، در بازه‌های زمانی که قیمت برق در آن متفاوت است، نیاز دارد.

کنتورهای سنتی و همچنین کنتورهای با قابلیت خواندن مصرف از راه دور برای این برنامه‌ها چندان مناسب نمی‌باشند اما پیشرفت تکنولوژی اندازه‌گیری به سمت AMI^۱ شرایط مناسبی برای ایجاد این برنامه‌ها را فراهم کرده است.

در شکل (۳-۱۶) تاثیر برنامه‌ی زمان استفاده (TOU) بر الگوی مصرف یک بار نشان داده شده است. معمولاً استفاده از این تعرفه‌ها در بخش خانگی، سبب صاف‌تر شدن منحنی مصرف از طریق کاهش مصرف در دوره‌های با قیمت بالا و افزایش مصرف در دوره‌های با قیمت پایین می‌شود.



شکل (۳-۱۶) تاثیر برنامه TOU بر منحنی مصرف مشتریان

۲- برنامه‌های قیمت‌گذاری زمان واقعی (RTP)

در این روش قیمت برق متناسب با قیمت بازار عمده‌فروشی در طول روز متغیر می‌باشد و بر خلاف تعرفه‌های TOU و CPP، قیمت برق از پیش قابل تعیین نیست.

از نظر اقتصادی RTP مناسب‌ترین برنامه پاسخ‌گویی بار برای بازار برق رقابتی است و کارایی اقتصادی بیشتری با اعمال دقیق قیمت متغیر با زمان به مصرف‌کنندگان حاصل می‌شود.

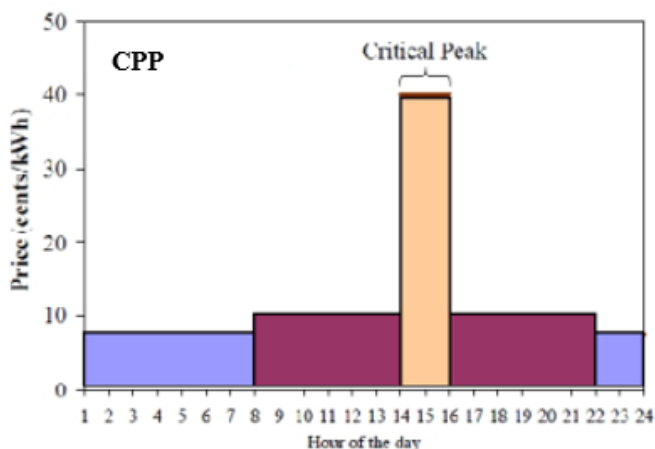
قیمت واقعی برق در زمان واقعی یا یک روز قبل به مصرف‌کنندگان اطلاع داده می‌شود. RTP با فراهم کردن انگیزه‌ی لازم در بارها برای پاسخ‌گویی به قیمت‌های بالای بازار سبب بهبود وضعیت بازار می‌شود، زیرا می‌تواند مانع اعمال قدرت بازار و تثبیت قیمت شود و قابلیت اطمینان سیستم را تقویت می‌کند. بیشترین کاربرد روش RTP برای مصرف‌کنندگان بزرگ می‌باشد، زیرا مواجه شدن با قیمت‌های واقعی بازار عمده‌فروشی در عمل برای مصرف‌کنندگان خانگی امری دشوار است.

۳- برنامه‌های قیمت‌گذاری زمان پیک بحرانی (CPP)

برخی بارها توانایی به اجرا درآوردن روش RTP را دارا نمی‌باشند. این درحالیست که روبرو شدن بارها با قیمت‌های واقعی بازار خصوصاً در ساعات پیک بسیار با اهمیت می‌باشد. در روش TOU، مطرح شد که این روش به نوعی نوسانات قیمت را در غالب چند تعرفه‌ی کلی به بارها اعمال می‌کند.

به منظور برآورده کردن نیاز به کاهش مصرف در ساعات بحرانی سال که در آن ساعات مصرف برق بسیار بالا (به عنوان مثال گرمای بسیار شدید) و یا قابلیت اطمینان سیستم در خطر است (وقوع یک پیشامد اتفاقی) و یا قیمت بازار عمده‌فروشی بسیار بالا می‌باشد، استفاده از قیمت‌گذاری زمان بحرانی راه حل مناسبی است.

تعرفه‌ی CPP در واقع تعرفه‌ای است که در ساعات بحرانی به برنامه‌ی قیمت‌گذاری ثابت و یا TOU اضافه می‌شود. نمونه‌ای از این تعرفه‌ها در شکل (۳-۱۷) نشان داده شده است.

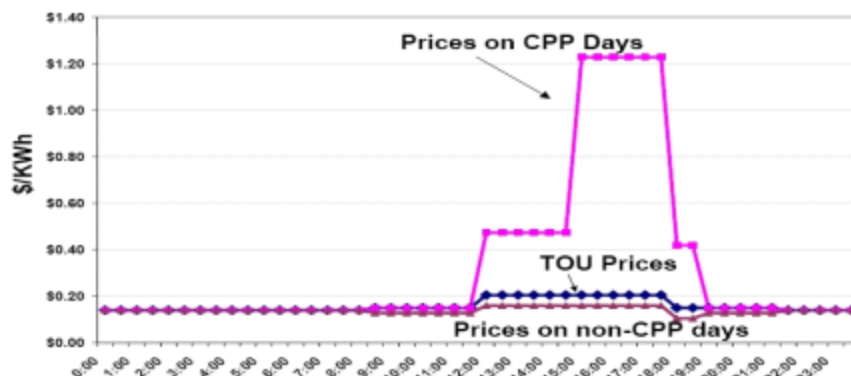


شکل (۳-۱۷) نمونه‌ای از قیمت‌گذاری زمان بحرانی

ساعات بحرانی تنها در چند روز از سال (زمانی که سیستم و یا بازار با بحران روبرو است) اتفاق می‌افتد. به طور معمول مصرف‌کنندگان از روز قبل، از این افزایش قیمت‌ها اطلاع پیدا می‌کنند. البته در برخی موارد به منظور تضمین کاهش بار از کنترل خودکار استفاده می‌شود. این روش به دلیل از پیش تعیین شدن قیمت‌ها از مزایای اقتصادی کمتری نسبت به روش RTP برخوردار است اما به دلیل اینکه برخلاف روش RTP، خطر روبرو شدن با تغییرات قیمت ناگهانی را ندارد، روش مناسب‌تری است.

شرکت‌کنندگان در این برنامه در ساعات غیر از ساعات بحرانی از تخفیف در قیمت برق برخوردار می‌شوند. با وجود اینکه این برنامه مبتنی بر قیمت می‌باشند، این واقعیت که در زمان به خطر افتادن سیستم قابل استفاده می‌باشند، این برنامه را در دسته‌ی برنامه‌های مبتنی بر قابلیت اطمینان نیز قرار داده است. شواهد تجربی نشان می‌دهند که این برنامه‌ها می‌توانند در ساعات بحرانی به به اندازه‌ی کافی، مصرف را کاهش دهند.

به عنوان مثال در کالیفرنیا استفاده از تعرفه CPP نسبت به حالت عادی در طول دو ساعتی که گرمای شدید وجود داشته، باعث کاهش ۴۱٪ از بار مصرفی شده است. این در حالیست که بدون استفاده از کنترل مصرف‌کنندگان انتهایی، مقدار این کاهش در بازه زمانی ۵ ساعت به میزان ۱۳٪ بوده است. شکل (۱-۱۸) نمونه‌ای از قیمت‌گذاری CPP را نشان می‌دهد.



شکل (۳-۱۸) مقایسه برنامه TOU و CPP از دیدگاه قیمت پرداختی مشتریان

برنامه‌ی CPP به چهار دسته تقسیم می‌شود:

(۱) CPP دوره ثابت

در این روش زمان و دوره افزایش قیمت از قبل تعیین می‌شود اما روزهایی که طی آن‌ها پیک بحرانی رخ می‌دهد، مشخص نمی‌باشد. در ضمن تعداد ماکزیمم روزهایی که در طی یک سال شرکت کننده در برنامه فراخوانی می‌شود، نیز از قبل معین می‌شود. شرکت کنندگان به طور معمول از روز پیش اطلاع داده می‌شوند.

(۲) CPP دوره متغیر

در این روش زمان، بازه زمانی و روزهایی که طی آن‌ها افزایش قیمت رخ می‌دهد نامشخص است و معمولاً در همان روز پیک بحرانی به مشتری اطلاع داده می‌شود.

(۳) CPP قیمت پیک متغیر

در این برنامه قیمت برق برای زمان‌های کم‌باری و میان‌باری از قبل برای هر ماه و یا هر بازه‌ی زمانی دیگر تعیین می‌شود و برای ساعات پیک، قیمت برق با توجه به قیمت آن در بازار همان روز، تعیین می‌شود. مزیت این روش ایجاد ارتباط بین قیمت برق در بازار عمده‌فروشی و خرده‌فروشی می‌باشد.

(۴) CPP با تخفیف پیک بحرانی

در این برنامه مشتری تعرفه ثابتی را برای مصرف برق پرداخت می‌کند اما به علت اینکه در زمان پیک بحرانی مصرف خود را کاهش داده است به او تخفیف می‌دهند و قسمتی از وجه پرداختی مشتری مسترد می‌گردد.

۳-۱-۴-۵- برنامه‌های پاسخ‌گویی بار مبتنی بر تشویق

در این برنامه‌ها به بارهای شرکت کننده در پاسخ‌گویی بار مبالغی تشویقی اختصاص می‌یابد که این مبالغ جدا از هزینه‌ی پرداختی بارها برای مصرف برق می‌باشد. این مبالغ تشویقی می‌تواند به صورت اعتبار مصرف برق و یا پرداخت پول به صورت قراردادهای از پیش تعیین شده و یا در ازای کاهش بار اندازه‌گیری شده باشد.

مشارکت بارها به صورت اختیاری می‌باشد. البته در برخی از برنامه‌های پاسخ‌گویی بار، جریمه‌ای برای مشترکانی که در برنامه اعلام مشارکت می‌کنند، ولی در زمان مربوطه بار خود را کاهش نمی‌دهند، در نظر گرفته می‌شود. به منظور اندازه‌گیری مقدار کاهش بار برای تعیین مقدار پرداختی به مشتریان، برنامه‌های پاسخ‌گویی بار روش‌هایی را برای تعیین حد عادی مصرف بارها در مقابل مقدار کاهش یافته‌شان به کار می‌برند.

این برنامه‌ها برخلاف برنامه‌های پاسخ‌گویی بار مبتنی بر قیمت که پیش‌بینی و اندازه‌گیری میزان کاهش مصرف در آنها دشوار می‌باشد، ابزار مناسبی برای شرکت‌های برق و بهره‌بردار سیستم برای برآورد هزینه و همچنین حفظ قابلیت اطمینان سیستم فراهم می‌کنند. در ادامه این برنامه‌ها معرفی می‌شوند.

۱- کنترل مستقیم بار (DLC)

در این برنامه شرکت برق و یا بهره‌بردار سیستم می‌تواند مصرف برق مشتریان را از راه دور توسط یک سویچ کنترل نماید و مصرف برخی از تجهیزات الکتریکی آنها را به منظور پوشش پیشامدهای اتفاقی محلی و یا سیستم، قطع و یا به تعویق بیندازند. در این برنامه در یک زمان کوتاه قبل از قطع به مشترکین اطلاع داده می‌شود و مبلغی به عنوان تشویق که معمولاً به صورت اعتبار مصرف برق است، برای این مشارکت به مصرف‌کنندگان پرداخت خواهد شد. به طور معمول در این برنامه به شرکت‌کنندگان اجازه تخطی از برنامه کنترلی داده نمی‌شود و چنانچه شرکت‌کننده از این برنامه تخطی کند، مبلغ تشویقی به مصرف‌کننده پرداخت نخواهد شد.

در این برنامه تعیین زمان دقیق قطع و وصل بار و مدت زمان روشن ماندن وسیله بسیار مهم است و معمولاً برای بارهای خانگی و یا مصرف‌کنندگان صنعتی کوچک به کار می‌رود.

از انواع معمول این روش، برنامه‌ای می‌باشد که مصرف برق سیستم تهویه هوا و یا آبگرمکن شرکت‌کنندگان را به تعویق می‌اندازد. در این روش یک کلید کنترل از راه دور به کندانسور تهویه‌کننده هوا و یا المنت آبگرمکن وصل می‌شود.

با این کار در ساعات اوج بار با قطع این بارها، مصرف برق کاهش می‌یابد. بسته به سیکل کاری^۱ اعلام شده، مصرف می‌تواند در کل دوره و یا در بخشی از دوره اوج بار و یا پیشامد قطع شود (این سیکل کاری معمولاً ۱۵ دقیقه در یک ساعت می‌باشد).

در سال‌های اخیر کلیدهای کنترلی پیشرفته شده و هر کلید به صورت مجزا قابل آدرس‌دهی می‌باشد که قابلیت کنترل محلی و دقیق‌تری را در میزان کاهش بار فراهم کرده و استفاده از تکنولوژی‌های ارتباطی عمومی نیاز به نصب و نگهداری شبکه‌های ارتباطی گران‌قیمت را کاهش داده است.

از نمونه دیگر این روش می‌توان به نصب ترموستات‌های هوشمند و قابل برنامه‌ریزی اشاره کرد. برنامه‌های کنترل مستقیم باری که از این ترموستات‌ها استفاده می‌کنند، از راه دور امکان کنترل درجه‌ی این ترموستات‌ها را از راه دور دارا می‌باشند. بدین معنی که در تابستان در هنگام نیاز شرکت برق درجه این ترموستات‌ها را بالا می‌برد تا مصرف برق کاهش پیدا کند. پس از برطرف شدن پیشامد، درجه‌ی حرارت ترموستات مجدداً به حالت قبل برمی‌گردد.

یکی از دلایل محبوبیت این روش نسبت به روش‌های مبتنی بر قیمت، عدم نیاز این روش به سیستم‌های اندازه‌گیری پیشرفته و سازگاری آنها با سیستم‌های اندازه‌گیری سنتی می‌باشد.

1 Duty Cycle

۲- قطع/کاهش بار (I/C)

در این روش مصرف‌کنندگان با شرکت برق و یا بهره‌بردار قرارداد می‌بندد که هر زمان که لازم باشد، مصرف برق‌شان را کم و یا قطع کنند و بدین طریق مصرف‌کنندگان نوعی ذخیره‌ی چرخان را برای سیستم فراهم می‌کنند.

این قرارداد به این صورت است که مشتریانی که در این برنامه شرکت می‌کنند، به ازای کاهش مصرفی که در زمان وقوع حوادث می‌دهند، اعتبار مصرف برق و یا تخفیف دریافت می‌کنند و شرکت‌کنندگانی که در موقع لزوم، مصرف خود را کاهش ندهند، جریمه می‌شوند. این جریمه ممکن است به صورت قیمت برق بسیار بالا (که در اثر وقوع پیشامدهای اتفاقی است) و یا کنار گذاشتن از برنامه‌های پاسخ‌گویی بار باشد.

از تفاوت‌های این برنامه با برنامه‌های بازار ظرفیت (CAP^1) و برنامه‌های پاسخ‌گویی بار اضطراری ($EDRP^2$) می‌توان به این موضوع اشاره کرد که در این برنامه پیشنهاد کاهش مصرف و قطع بار از سوی خود مشتری صورت می‌گیرد. این در حالیست که در CAP پیشنهاد برنامه از طرف شرکت برق و یا بهره‌بردار است.

در این برنامه شرکت‌های برق به دلیل حفظ قابلیت اطمینان سیستم و کاهش بار پیک و در نتیجه جلوگیری از روشن و یا آماده نگه‌داشتن واحدهای گران‌قیمت برای ذخیره سیستم، سود می‌برد و مصرف‌کنندگان نیز در ازای قابلیت تغییر و کاهش مصرفشان از شرکت برق پول و یا اعتبار مصرف برق دریافت کرده و سود می‌برند.

این برنامه بیشتر برای بارهای صنعتی و تجاری بزرگ قابل استفاده می‌باشد. اندازه‌ی بارهایی که بخواهند در این برنامه شرکت کنند از ۲۰۰ کیلووات تا ۳ مگاوات می‌باشد که البته این اندازه‌ها در بازارها و موقعیت‌های مختلف، متفاوت می‌باشد.

شرکت‌کنندگان در این برنامه، می‌بایست قابلیت کاهش مصرفشان را ظرف ۳۰ تا ۶۰ دقیقه بعد از اطلاع از سمت شرکت برق داشته باشند. این اطلاع توسط سیستم اندازه‌گیری پیشرفته (AMI) به بارها داده می‌شود. این برنامه پاسخ‌گویی بار برای مصرف‌کنندگانی که ۲۴ ساعت در ۷ روز هفته در حال تولید کالایی می‌باشند، بیمارستان‌ها و مدارس مناسب نیست.

۳- برنامه‌های فروش دیماند/بازخريد (DB^3)

این روش که از جدیدترین برنامه‌های پاسخ‌گویی بار می‌باشد، مشترکین عمده، مقدار بار قابل کاهش را همراه با قیمت به بهره‌بردار مستقل شبکه (ISO^4) پیشنهاد می‌دهند و پس از اجرای عملیات بازار چنانچه پیشنهاد پذیرفته شود، مشتری موظف به اجرای قرارداد می‌باشد، در غیر این صورت با جریمه روبرو خواهد بود.

این برنامه راه‌حلی برای جلوگیری از افزایش قیمت بازار است، به این معنی که در زمان‌هایی که قیمت برق بالا می‌باشد، چنانچه قیمت پیشنهادی از سمت مصرف‌کنندگان برای کاهش مصرفشان کمتر از قیمت انرژی باشد، بارها مجدداً توزیع می‌شود و بارها موظف به کاهش مصرفشان خواهند شد.

این برنامه‌ها برای مصرف‌کنندگان زیادی جذاب است زیرا قیمت برق را برای مشتریان ثابت نگه می‌دارد و از طرفی مصرف‌کنندگان می‌توانند برق خریداری شده‌شان را با قیمت بالاتر به فروش برسانند.

1 Capacity Market

2 Emergency DR programs

3 Demand Bidding

4 independent system operator

این برنامه‌ها از طریق تشویق مصرف‌کنندگان بزرگ برای ارائه‌ی پیشنهاد فروش انرژی خریداری شده‌شان در قیمت پیشنهادی از طرف خود بارها و یا تشویق مصرف‌کنندگان برای تعیین میزان توانی که در ازای مبلغ پیشنهادی از سمت شرکت برق، مایل به کاهش آن هستند، اجرا می‌شود.

فروش برق در این برنامه می‌تواند در بازار روز-بعد^۱ و یا بازار لحظه‌ای^۲ باشد. در بازار روز-بعد شرکت‌کنندگان در این برنامه می‌توانند از روز قبل پیشنهاد کاهش مصرف‌شان را ارائه دهند و چنانچه پیشنهاد آنها در این بازار مورد پذیرش واقع شود، این بارها موظف به کاهش مصرف‌شان در روز واقعه می‌باشند و چنانچه مصرف خود را کاهش ندهند جریمه خواهند شد (مدل اجرایی در بازار NYISO^۳ به این صورت است). در مدلی دیگر، بارها برای کاهش مصرف‌شان فراخوانی می‌شوند و چنانچه مصرف خود را کاهش دهند، به قیمت تسویه بازار پول دریافت خواهند کرد که این مدل در ISO-NE^۴ مورد استفاده قرار می‌گیرد.

۴- برنامه‌های پاسخ‌گویی بار اضطراری (EDRP)

در این برنامه شرکت‌کنندگان بابت قطع بار در حوادث اضطراری که در آنها قابلیت اطمینان سیستم در خطر است مبلغی به عنوان جایزه دریافت می‌کنند، که این مبلغ از پیش اعلام می‌شود.

در این روش، می‌توان جریمه‌ای برای شرکت‌کنندگان در صورت کم نکردن مصرف‌شان در این مواقع اضطراری در نظر گرفت و یا قطع بار به صورت اختیاری باشد و اگر مشتری قطع بار را انجام ندهد جریمه نشود، اما معمولاً جریمه در نظر گرفته نمی‌شود و مشارکت کاملاً اختیاری می‌باشد. چون میزان کاهش بار در این برنامه‌ها از پیش قابل تعیین شدن نیست و برنامه به صورت اختیاری می‌باشد، بهره‌بردار سیستم نمی‌تواند در برنامه‌ریزی بهره‌برداری از این برنامه استفاده کند.

۵- برنامه‌های بازار ظرفیت (CAP)

این روش به مشتریانی که می‌توانند در زمان پیشامدهای اتفاقی مقدار از قبل تعیین شده‌ای مصرف خود را کم کنند، ابلاغ می‌شود. در این برنامه برخلاف بارهای قابل قطع، ISO پیشنهاد کاهش ظرفیت را به بارها می‌دهد. در این روش مشترکین متعهد می‌شوند که مقدار معینی از بار خود را در مواقع لزوم کاهش دهند و در غیر این صورت جریمه شوند.

به عبارتی دیگر بهره‌بردار سیستم، نوعی بیمه برای حفظ قابلیت اطمینان سیستم قدرت فراهم می‌کند و مبلغی را نیز از پیش می‌پردازد تا در صورت نیاز با فراخوانی، مصرف‌کننده‌ی مربوطه با کاهش مصرف، تعادل سیستم را حفظ کند. همانند بیمه، ممکن است عملاً نیازی به کاهش این بارها نشود اما مبلغ تشویقی به خاطر آمادگی برای قطع، پرداخت می‌شود.

شرکت‌کنندگان در این برنامه‌ها باید بتوانند از مطمئن و قابل دسترس بودن این ظرفیت‌ها مطلع شوند. به عنوان مثال در NYISO، شرکت‌کنندگانی با ظرفیت قابل کاهش بالای ۱۰۰ کیلووات و مدت زمان کاهش حداقل چهار ساعت که قادر به کاهش مصرف، ۲ ساعت قبل از اعلام شرکت برق هستند، در این برنامه‌ها در نظر گرفته می‌شوند.

1 Day ahead
2 Spot market
3 New-York Iso
4 ISO New England

این موضوع به دلیل مطمئن شدن از اینکه در صورت نیاز این بارها پاسخ‌گو می‌باشند خواهد بود. همان‌طور که گفته شد، مشتری در ازای تعهد خود مبلغی را از قبل دریافت می‌کند (مثل اینکه شرکت برق خود را بیمه کرده باشد). این مبلغ در بازار ظرفیت معمولاً توسط بازار عمده‌فروشی (ISO/RTO^1) مشخص می‌شود.

همچنین در صورت کاهش مصرف در هنگام حادثه، مبلغ اضافه‌ای به این شرکت‌کنندگان پرداخت می‌شود. برنامه‌ریزی ظرفیت معمولاً جریمه‌های زیادی را برای شرکت‌کنندگانی که در مواقع لزوم پاسخ‌گو نیستند در نظر می‌گیرد. اپراتور مستقل سیستم این منابع را شناسایی می‌کند و مانند ظرفیت نصب شده تولید در نظر می‌گیرد و مرتباً آمادگی قطع بار فوق را بازرسی می‌کند.

NYISO در سال ۲۰۰۲ از برنامه‌های ظرفیت برای کمبود ذخیره‌اش برای حفظ سیستم استفاده کرد و بعد از خاموشی آگست سال ۲۰۰۳ از این برنامه‌ها برای بازیابی سیستم‌اش کمک گرفت. ISO-NE و PJM² در سال ۲۰۰۵ از این برنامه‌ها برای جلوگیری از خاموشی کلی در اثر موج گرمای زیاد استفاده کردند. شرکت‌کنندگان در برنامه‌های پاسخ‌گویی بار به دلیل تضمین پرداخت پول تشویقی در برنامه‌ی ظرفیت و بهره‌برداران سیستم به دلیل ایجاد منابعی که در صورت نیاز می‌توانند از آن استفاده کنند، به این برنامه‌ها علاقه‌مند می‌باشند.

۶- برنامه‌های خدمات جانبی (A/S^3)

در این برنامه مشترکین، قطع و یا کاهش بار خود را به صورت ذخیره بهره‌برداری^۴ در بازار به ISO پیشنهاد می‌دهند. اگر پیشنهاد آنها قبول شود، قیمت تسویه بازار^۵ را بابت آماده نگه داشتن قطع بارشان دریافت می‌کنند. همچنین اگر به کاهش بار این مشترکین نیاز باشد، شرکت‌کنندگان توسط ISO فراخوانی خواهند شد. در این صورت به آنها قیمت بازار لحظه‌ای انرژی نیز پرداخت می‌شود. این نوع بارها باید سرعت پاسخ‌گویی‌شان زیاد باشد تا در هنگام وقوع پیشامد بتوانند به سرعت عمل کنند.

مدت زمان پاسخ‌گویی بسته به نوع حادثه و ذخیره‌ی ارائه شده متفاوت است اما به طور معمول نیاز به این کاهش بار در حد چند دقیقه (و نه چند ساعت) و میزان کاهش بار معمولاً بالا می‌باشد. این محدودیت‌ها، تنوع بارهایی که می‌توانند در این برنامه‌ها شرکت کنند را کاهش داده است. شرکت‌کنندگان این برنامه می‌توانند مصرف‌کنندگان صنعتی که قادرند مصرف برق‌شان را بدون اینکه به تجهیزات آسیبی برسد، سریعاً کاهش دهند باشد.

این بارها می‌تواند پمپ‌های بزرگ آبرسانی، کوره‌های قوس الکتریک، کمپرسورهای هوا باشد. CAISO^۶ به بارها اجازه مشارکت و ارائه پیشنهاد قیمت در بازار ذخیره غیرچرخان، تکمیلی را می‌دهد. شرکت‌کنندگان اصلی در این برنامه در CAISO پمپ‌های بزرگ آبرسانی می‌باشند.

۳-۱-۴-۶- بررسی برنامه‌های پاسخ‌گویی بار در چند سیستم قدرت دنیا

با توجه به ویژگی‌ها و مزایایی که برای برنامه‌های پاسخ‌گویی بار ذکر شد، اجرای برنامه‌های پاسخ‌گویی بار می‌تواند سبب بهبود بهره‌برداری از سیستم قدرت از دیدگاه اقتصادی، حفظ قابلیت اطمینان و کارایی بیشتر بازار خرده‌فروشی و عمده‌فروشی شود. به منظور

1 regional transmission organization

2 Pennsylvania–New Jersey–Maryland

3 Ancillary services market

4 Operating reserve

5 Market Clearing Price

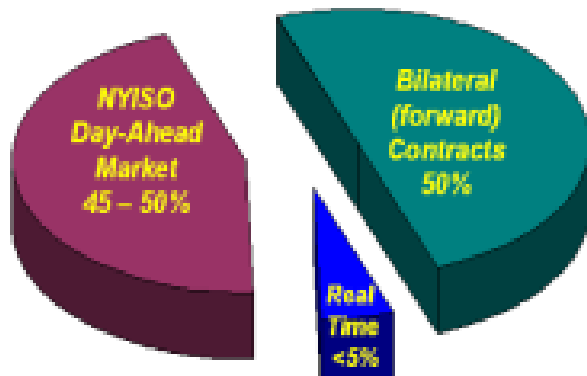
6 California Iso

اجرای این برنامه‌ها، بررسی این برنامه‌ها در کشورهای دیگر و استفاده از تجربیات و نتایج حاصله از اجرای این برنامه‌ها می‌تواند مفید باشد. در اینجا چند نمونه از اجرای این برنامه‌ها در ISO های مختلف مورد بررسی قرار می‌گیرد.

شرکت‌های برق در آمریکا از اوایل دهه‌ی ۱۹۷۰ برنامه‌های کنترل مستقیم بار و تعرفه‌های کاهش و قطع بار را به اجرا در آوردند. هر دوی این برنامه‌ها با فراخوانی اجرا می‌شدند و مبالغی تشویقی (به صورت دلار در کیلووات ماه^۱ و یا اعتبار مصرف برق و یا تخفیف برای هر کیلووات) به شرکت‌کنندگان قبل از اجرای این برنامه‌ها در ازای در اختیار گذاشتن حق کاهش بارشان پرداخت می‌شد. در ابتدا علاقه‌مندی به برنامه‌های مدیریت مصرف با افزایش سیستم‌های تهویه که باعث مصرف بیشتر و ایجاد پیک در منحنی مصرف می‌شدند، افزایش یافت. در اواسط دهه‌ی ۱۹۹۰ با تجدیدساختار و ایجاد بازارهای برق عمده‌فروشی و خرده‌فروشی، توجه به سمت طراحی و اجرای این بازارها جلب شد و برنامه‌های مدیریت مصرف کمرنگ شدند. اما با بروز مشکلاتی در سیستم قدرت (مانند بحران انرژی در بازار برق ایالت Western در سال ۲۰۰۰-۲۰۰۱، تغییرات زیاد در قیمت برق، اعمال قدرت بازار، قابلیت اطمینان در طی اوج بار سیستم)، اجرای برنامه‌های مجدد مدیریت مصرف و پاسخگویی بار مورد توجه قرار گرفت. EPACT^۲ هدف اصلی سیاست انرژی ملی آمریکا را حذف موانع غیرضروری بازار عمده‌فروشی و خرده‌فروشی برای شرکت‌کنندگان پاسخگویی بار در بازارهای انرژی، ذخیره و خدمات جانبی اعلام کرد. در ادامه برنامه‌های پاسخگویی بار در برخی از ایالات مورد بررسی قرار خواهد گرفت.

برنامه‌های پاسخگویی بار در NYISO

سازمان NYISO، سازمانی دولتی است که در دسامبر ۱۹۹۹ به منظور مدیریت بازار عمده‌فروشی برق و بهره‌برداری از خطوط انتقال ولتاژ بالای شبکه نیویورک تاسیس شد. حجم معاملات این بازار در سال ۲۰۰۴ بالغ بر ۲.۷ میلیارد دلار تخمین زده شده است. شکل (۱۹-۳) حجم معاملات انجام شده بازار فوق را به تفکیک نوع معاملات نشان می‌دهد.



شکل (۱۹-۳) درصد معاملات انجام شده در بازار نیویورک

برنامه‌های پاسخگویی بار در NYISO را می‌توان به دو دسته تقسیم‌بندی کرد:

1 \$/kW-month

2 Energy Policy Act

- **برنامه‌های مبتنی بر قابلیت اطمینان:** فعال‌سازی این برنامه‌ها توسط NYISO با هدف تکمیل تولید- در زمانی که پیش‌بینی می‌شود که ذخیره بهره‌برداری کم است- به دو صورت برنامه‌های پاسخ‌گویی بار اضطراری (EDRP) و برنامه ظرفیت نصب شده برای موارد خاص (ICAP-SCR¹) می‌باشد. هر دو برنامه در مواقعی که سیستم با کمبود توان روبرو است، برای حفظ قابلیت اطمینان سیستم و با خاموش کردن مصرف‌کنندگان بزرگ اجرا می‌شوند. معمولاً مصرف‌کنندگان صنعتی و تجاری در این برنامه‌ها شرکت و در مقابل مبالغی را از NYISO دریافت می‌کنند.
- **برنامه‌های اقتصادی:** در این برنامه منابع پاسخ‌گو، زمان پاسخ‌گویی را با ارائه پیشنهاد قیمت مشخص می‌کنند که به دو صورت پاسخ‌گویی بار روز-بعد (DADRP) و برنامه‌های خدمات جانبی سمت بار (DSASP) می‌باشند.
- در سال‌های ۲۰۰۱ تا ۲۰۰۵ بیش از ۲۳۰۰ مشترک مختلف در این برنامه‌ها شرکت کرده‌اند. نقش بازار در این بین پرداخت ۱۵ میلیون دلار به عنوان مشوق شرکت در این برنامه‌ها بوده و بیش از ۷۵ میلیون دلار درآمد از منبع صرفه‌جویی حاصل شده است. درآمد حاصل شده و هزینه اجرای برنامه‌های افزایش قابلیت اطمینان سیستم در سال ۲۰۰۱ به ترتیب برابر ۴۸ و ۳۳ میلیون دلار و در سال ۲۰۰۳ به ترتیب برابر ۵۴ و ۷۲ میلیون دلار بوده است. همچنین درآمد حاصل شده و هزینه اجرای برنامه اقتصادی مدیریت مصرف در سال ۲۰۰۱ به ترتیب برابر ۰.۲ و ۰.۲۱ میلیون دلار و در سال ۲۰۰۳ به ترتیب ۲.۲ و ۰.۲ میلیون دلار بوده‌اند.
- الف) برنامه‌های مبتنی بر قابلیت اطمینان
- برنامه‌های پاسخ‌گویی بار اضطراری (EDRP)
- در این برنامه، مصرف‌کنندگان در پاسخ به فراخوانی در بازه‌ی کوتاهی قبل از زمان موردنیاز مصرف خود را به صورت اختیاری در ازای دریافت مبلغی کاهش می‌دهند. شرکت‌کنندگان در این برنامه‌ها را می‌توان به ۴ دسته تقسیم کرد:
۱. شرکت‌های تامین‌کننده بار (LSE^۲) که بارهای نهایی‌شان، قادر به کاهش مصرف است.
 ۲. مصرف‌کنندگان کوچکی که برای تامین بارشان مانند یک LSE به طور مستقیم از طریق NYISO اقدام می‌کنند.
 ۳. شرکت‌های جمع‌کننده مشتری^۳ که تعدادی از مصرف‌کنندگان نهایی را که قادر به کاهش مصرف‌شان هستند را به صورت یک بلوک، جمع می‌کنند. این شرکت‌ها باید مورد تایید NYISO باشند و با توجه به قراردادی که با مصرف‌کنندگان دارند، پیشنهاد کاهش بار ارائه می‌دهند و به صورت شرکت‌کنندگان محدود در NYISO لحاظ می‌شود.
 ۴. شرکت‌کنندگان نهایی شرکت‌کننده در برنامه‌های کاهش بار (EUC^۴) باید از طرف NYISO برای کاهش بار مورد پذیرش واقع باشند. انرژی موردنیاز این نوع شرکت‌کنندگان از طرف LSE تامین می‌شود اما ترجیح این شرکت‌کنندگان به مشارکت انفرادی در این برنامه است. این بارها باید توانایی کاهش حداقل ۱۰۰ کیلووات را داشته باشند و به صورت شرکت‌کنندگان محدود در NYISO در نظر گرفته می‌شوند.
- شرکت در برنامه‌های EDPR اختیاری می‌باشد و هیچ‌گونه جریمه‌ای برای شرکت‌کنندگانی که در زمان فراخوانی پاسخ‌گو نمی‌باشند، در نظر نمی‌گیرد. برای مشارکت در این برنامه‌ها، لازم است که شرکت‌کنندگان از مشتریان برق NYISO باشند و قادر به قطع مصرف

1 Installed Capacity -Special Case Resources

2 Load-Serving Entitie

3 Curtailment Customer Aggregators

4 Curtailment Program End Use Customers

از شبکه توزیع و تامین بار توسط ژنراتورهای محلی بوده و یا بتوانند مقدار قابل اندازه‌گیری و مشخصی از مصرف خود را کاهش دهند. شرکت‌کنندگان باید قادر به کاهش بار حداقل ۱۰۰ کیلووات، ظرف مدت ۲ ساعت از زمان فراخوانی باشند و تجهیزات لازم برای اندازه‌گیری مصرف به صورت ساعتی را دارا باشند.

منابع خصوصی سمت بار می‌توانند در هر یک از برنامه‌های ICAP SCR یا EDRP شرکت کنند ولی به طور هم‌زمان در هر دو برنامه نمی‌توانند شرکت کنند. SCR هایی که در NYISO ثبت نام نموده‌اند ولی ظرفیت خود را نفروخته‌اند، برای آن بازه از زمان که ظرفیت فروخته نشده دارند، به لیست شرکت‌کنندگان در EDRP اضافه خواهند شد و در صورت فعال شدن EDRP، فراخوانده خواهند شد. مصرف‌کنندگانی که دارای ژنراتورهای اضطراری در محل هستند، شامل بیمارستان‌ها، مراکز اطلاعاتی، ساختمان‌های اداری و مراکز صنعتی واجد شرایط شرکت در EDRP هستند. این شرکت‌کنندگان ساعات مشارکتشان بر طبق ژنراتوری که استفاده می‌کنند، تعیین می‌شود.

در بازار NYISO، پیک بار صبح و عصر پیش‌بینی می‌شود و چنانچه میزان ذخیره در این ساعات و یا در پاسخ به شرایط اضطراری کم باشد، NYISO برنامه EDRP را اجرا می‌کند. در صورتی که این کمبود از روز قبل، قابل پیش‌بینی باشد، از روز قبل به شرکت‌کنندگان در برنامه‌های EDRP اطلاع داده می‌شود.

به منظور فراخوانی، پیامی (از طریق ایمیل یا تماس تلفنی خودکار^۱) به شرکت‌کنندگان در برنامه EDRP فرستاده می‌شود و از شرکت‌کنندگان خواسته می‌شود که با توجه به موقعیت موجود، نحوه عملکرد خود را مشخص کنند. پس از این فراخوانی، شرکت‌کنندگان در صورت پاسخ‌گویی به فراخوانی، میزان توانی که می‌توانند کاهش دهند را مشخص می‌کنند و چنانچه بنابر دلایلی این بارها توانایی پاسخ‌گویی ندارند، می‌بایست به NYISO اطلاع دهند.

تامین‌کنندگان خدمات کاهش بارها (CSPs^۲) اطلاعات مصرف بار تمامی شرکت‌کنندگان و همچنین بار پایه آنها را در دوره‌ی اضطراری برای NYISO ارسال می‌کند. این اطلاعات در NYISO تحلیل می‌شود و صحت آنها مورد بررسی قرار می‌گیرد. سپس به میزان کاهش در بار هزینه‌ی مورد نظر به CSPها پرداخت می‌شود و آنها به بارهای شرکت‌کننده اختصاص می‌دهند.

۲- برنامه ظرفیت نصب شده- برنامه موارد خاص (ICAP SCR)

در این برنامه شرکت‌کنندگان می‌پذیرند که بنابر درخواست، مصرف خود را کاهش دهند. در ازای این پذیرش چه حادثه رخ بدهد و از این کاهش بار استفاده شود و چه حادثه‌ای رخ ندهد، مبلغی از قبل به این شرکت‌کنندگان پرداخت می‌شود. شرکت‌کنندگان باید طبق قرارداد در زمان درخواست NYISO مصرف خود را کاهش دهند. درخواست کاهش بار از طرف NYISO از دو ساعت قبل به شرکت‌کنندگان ابلاغ می‌شود. البته امکان نیاز به کاهش بار معمولاً از روز قبل از زمان موردنیاز (در صورت پیش‌بینی شدن) به شرکت‌کنندگان اعلام می‌شود. به شرکت‌کنندگان قیمت بازار ظرفیت ICAP پرداخت می‌شود و در صورت عدم کاهش مصرف، آنها جریمه می‌شوند. میزان کاهش بار در این برنامه حداقل ۱۰۰ کیلووات می‌باشد.

ب) برنامه‌های اقتصادی

۱- برنامه‌ی پاسخ‌گویی بار روز-بعد (DADRP)

1 Automated phone call

2 Curtailment Service Providers

برنامه‌ی پاسخ‌گویی بار روز-بعد از اول جولای سال ۲۰۰۳ فعالیت خود را آغاز کرد. در این برنامه‌ها LSE و DRP¹ ها هستند و به شرکت‌کنندگان اجازه داده می‌شود که در کنار شرکت‌های تولیدی برای کاهش مصرف (مانند تولید توان شرکت‌های تولیدی) قیمت ارائه دهند. تنها شرط مهم محدودکننده شرکت در این بازار حداقل توان قابل کاهش (یک مگاوات) می‌باشد. چنانچه کاهش مصرف برق این شرکت‌کنندگان با توجه به پیشنهاد قیمت‌شان سبب کمتر شدن هزینه‌های بهره‌برداری شود، پیشنهاد آنها مورد پذیرش قرار می‌گیرد. در این صورت مصرف‌کنندگان موظف به کاهش مصرف‌شان خواهند بود و در ازای این کاهش مصرف به آنها قیمت بازار روز-بعد (LBMP²) پرداخت خواهد شد. همچنین در صورت لزوم مبلغی اضافه، برای جبران ناشی از ضرر کاهش مصرف به شرکت‌کنندگان پرداخت می‌شود. گاهی نیز به این شرکت‌کنندگان پس از کاهش مصرف (بر طبق آنچه از روز قبل تعیین شده است) مبالغی تشویقی پرداخت می‌شود. این مبالغ به DRP و یا LSE پرداخت می‌شود و آنها با توجه به میزان کاهش بار این مبالغ را به شرکت‌کنندگان تخصیص می‌دهند.

۲- برنامه‌های خدمات جانبی سمت بار (DSASP³)

خدمات جانبی در واقع خدماتی هستند که انتقال توان از منابع به بارها را تضمین و بهره‌برداری امن از سیستم قدرت را امکان‌پذیر می‌کنند. در سال ۲۰۰۸، NYISO امکان مشارکت در تامین خدمات جانبی را برای مصرف‌کنندگان فراهم کرد. این مصرف‌کنندگان باید دارای قابلیت بهره‌برداری انعطاف‌پذیر بوده و دارای کنترل خودکار باشند. مشارکت در تامین خدمات جانبی به سه صورت ذخیره سنکرون⁴ (که در مدت ۵ دقیقه پاسخ می‌دهد)، رگولاسیون⁵ (که در مدت ۶ ثانیه پاسخ می‌دهد) و ذخیره غیرسنکرون⁶ (که می‌تواند توسط ژنراتورهای پشتیبان تامین شود) می‌باشد.

شرکت‌کنندگان می‌توانند توسط یک نماینده که مسئولیت مسائل مالی را برعهده دارد (این نماینده پیشنهاد تامین خدمات جانبی توسط یک و یا چند مصرف‌کننده را ارائه می‌دهد) یا توسط مصرف‌کننده‌ای که خود مسئولیت کاهش مصرف را برعهده دارد، در برنامه مشارکت کنند.

بررسی پاسخ‌گویی بار در بازار NE⁷

بهره‌بردار مستقل سیستم قدرت در نیوانگلند (ISO-NE)، سه نوع برنامه پاسخ‌گویی بار را به مصرف‌کنندگان پیشنهاد می‌دهد:

برنامه پاسخ‌گویی بار در زمان واقعی

برنامه پاسخ‌گویی بار قیمت زمان بحرانی

قطع بار

الف) برنامه پاسخ‌گویی بار زمان واقعی

در این برنامه بهره‌بردار مستقل سیستم قدرت (ISO)، به مصرف‌کنندگان کوچک برای کاهش بار اطلاع می‌دهد. اگر مصرف‌کنندگان برای پاسخ‌گویی موافقت کنند و مصرف خود را کاهش دهند، پرداخت‌هایی را دریافت خواهند کرد. این برنامه اصولاً مانند یک برنامه

1 Demand Reduction Providers

2 location-based marginal price

3 Demand Side Ancillary Services Program (DSASP)

4 Synchronous Reserve

5 Regulation

6 Non-Synchronous Reserves

7 New England

پاسخ‌گویی بار اضطراری است اما فقط در روزهای غیرتعطیل هفته و بین ساعات ۷ صبح تا ۶ بعدازظهر اجرا می‌شود. مصرف‌کنندگان که در این برنامه شرکت می‌کنند باید توانایی کاهش حداقل ۱۰۰ کیلووات را داشته باشند. همچنین آن‌ها باید از دستگاه‌های اندازه‌گیری و سیستم‌های ارتباطی ویژه‌ای که قادرند در مدت ۵ دقیقه بار مصرفی مشارکت‌کنندگان را ثبت کنند، بهره‌مند باشند. علاوه‌براین مشارکت‌کنندگان باید قادر باشند بار مصرفی خود را ظرف ۳۰ تا ۱۲۰ دقیقه بعد از اعلام ISO کاهش دهند. در صورتی که مصرف‌کنندگان بار خود را کاهش دهند، قیمت تسویه انرژی در یک ضریب تراکم^۱ ضرب شده و مبلغ بدست آمده (که زیر ۱۰۰ دلار است) به آن‌ها پرداخت خواهد شد.

(ب) برنامه پاسخ‌گویی قیمت زمان بحرانی

بهره‌بردار مستقل سیستم قدرت (ISO)، فرصتی را برای مصرف‌کنندگان فراهم کرده است، تا آن‌ها بتوانند به صورت اختیاری و داوطلبانه در زمانی که قیمت‌های تسویه بازار بیش از ۱۰۰ دلار است، مصرف خود را کاهش دهند. این برنامه در بازار NE، فقط در روزهای غیرتعطیل هفته و از ساعت ۷ صبح تا ۱۱ شب اجرا می‌شود. مصرف‌کنندگانی که در این برنامه شرکت می‌کنند نیاز به دستگاه‌های اندازه‌گیری از راه دور^۲ دارند و باید توانایی کاهش حداقل ۱۰۰ کیلووات را داشته باشند. اطلاع‌رسانی می‌تواند از طریق سیستم‌های ارتباطی یا از طریق ایمیل، وب‌سایت ISO صورت گیرد.

(ج) قطع بار

مشارکت‌کنندگان در این برنامه باید به دستگاه‌های اندازه‌گیری مجهز باشند که به طور ساعتی مصرف برق آن‌ها را اندازه بگیرد. در این برنامه بارها به سه دسته بار پیک، میانه و غیرپیک بر اساس زمان اطلاع‌رسانی تقسیم می‌شوند. مدت زمان قطع بار در هر یک از دسته‌های فوق متفاوت است. مصرف‌کنندگان از زمان اطلاع‌رسانی حداکثر ۱۲ ساعت فرصت دارند که پاسخ‌گویی را انجام دهند. در این برنامه پرداخت ویژه‌ای برای قطع مصرف به مشارکت‌کنندگان تعلق نمی‌گیرد اما آن‌ها برای کل برق مصرفی خود قیمت کمتری به صورت تخفیف در صورت حساب‌شان دریافت می‌کنند. لازم به ذکر است که امروزه برنامه‌های پاسخ‌گویی بار روز-بعد^۳ جایگزین برنامه‌های قطع بار شده‌اند.

(د) برنامه‌های پاسخ‌گویی بار روز-بعد

در این برنامه مصرف‌کنندگان نهایی مقدار کاهش مصرف خود را همراه با قیمت در بازار روز-بعد پیشنهاد می‌دهند. حداقل مقدار کاهش ۱۰۰ کیلووات می‌باشد و قیمت پیشنهادی در بازار روز-بعد باید در محدوده ۵۰ تا ۱۰۰۰ دلار در مگاوات ساعت قرار گیرد. در صورت قبول پیشنهاد، مصرف‌کنندگان ملزم به کاهش بار هستند و در غیر این صورت جرایمی به آن‌ها تعلق می‌گیرد. مبلغ جریمه بیش از قیمت‌های منطقه‌ای روز-بعد و یا بیش از قیمت پیشنهادی می‌باشد.

بهره‌بردار مستقل سیستم قدرت در نیوانگلند (ISO-NE)، معتقد است که در نهایت هیچ پرداختی برای برنامه‌های پاسخ‌گویی بار نباید صورت گیرد، اما تحقق این موضوع کار ساده‌ای نیست، زیرا در عمل روبرو شدن با سیگنال‌های قیمت زمان واقعی برای مصرف‌کنندگان جزئی کار دشواری است. بنابراین برنامه‌های پاسخ‌گویی همچنان به پرداخت‌های تشویقی برای ایجاد انگیزه در مصرف‌کنندگان نیاز دارند.

1 Congestion multiplier

2 Interval metering

3 Day-ahead

بررسی پاسخ‌گویی بار در بازار PJM

بهره‌بردار مستقل سیستم قدرت در پنسیلوانیا، نیوجرسی و مریلند (PJM)، یک سازمان انتقال برق منطقه‌ای (RTO) است که شامل سه ایالت پنسیلوانیا^۱، نیوجرسی^۲ و مریلند^۳ می‌باشد. این سازمان فعالیت خود را در اول ژانویه ۱۹۹۸ در آمریکا آغاز نمود. این بازار انرژی، از دو بازار روز-بعد و بازار تعادل زمان واقعی تشکیل شده است. در بازار روز-بعد، قیمت‌های تسویه برای هر ساعت محاسبه می‌شوند. در حالیکه در بازار تعادل زمان واقعی، این قیمت‌ها هر ۵ دقیقه یکبار محاسبه می‌شوند. به طور کلی برنامه‌های پاسخ‌گویی بار در بازار PJM را می‌توان به سه دسته کلی برنامه‌های اقتصادی، اضطراری و ذخیره هم‌زمان^۴ تقسیم کرد. بعضی از مراجع برنامه مدیریت بار فعال^۵ (ALM) را نیز مطرح کرده و آن را به عنوان یک برنامه پاسخ‌گویی اضطراری برشمرده‌اند. تنها تفاوت برنامه مدیریت بار فعال و برنامه اضطراری در نحوه مشارکت مصرف‌کنندگان می‌باشد. لازم به ذکر است که تمام برنامه‌های موجود در بازار PJM بر مبنای پرداخت‌های تشویقی انجام می‌گیرد که در ادامه بررسی می‌شوند.

الف) برنامه‌های پاسخ‌گویی بار اقتصادی

این برنامه برای مصرف‌کنندگان و تامین‌کنندگان خدمات قطع بار تشویق‌هایی را در نظر گرفته تا توانایی آنها را برای کاهش مصرف در زمان‌هایی که قیمت‌های حاشیه‌ای محلی (LMP^۶) بالاست، افزایش دهد. این برنامه اولین بار در ژوئن ۲۰۰۲ فعالیت خود را آغاز کرد و در سامبر ۲۰۰۴ به کار خود پایان داد. مشارکت‌کنندگان در این برنامه دو گزینه روز-بعد و زمان واقعی را برای انتخاب دارند.

ب) برنامه پاسخ‌گویی بار اقتصادی روز-بعد

در این برنامه مصرف‌کنندگان نهایی مقدار کاهش مصرف خود را در بازار روز-بعد پیشنهاد می‌دهند. اگر این پیشنهاد پذیرفته شود به آنها به ازای مقدار کاهش بار، پرداخت‌هایی بر اساس قیمت حاشیه‌ای محلی روز-بعد تعلق می‌گیرد. اگر PJM پیشنهادی را بپذیرد و LMP کمتر از ۷۵ دلار بر مگاوات ساعت باشد، PJM مقدار LMP روز-بعد را با کم کردن هزینه‌های خدمات تولید و انتقال به مصرف‌کنندگان پرداخت می‌کند اما اگر از LMP بیشتر یا مساوی با ۷۵ دلار بر مگاوات ساعت باشد، PJM همان مقدار LMP روز-بعد را به مصرف‌کنندگان می‌پردازد. دلیل این اختلاف نیز مشخص است، زیرا زمانی که قیمت‌ها بالاتر است و مصرف‌کننده پاسخ‌گویی را انجام می‌دهد، باید مبلغ بیشتری را در مقایسه با مصرف‌کننده‌ای که در قیمت‌های پایین پاسخ‌گویی را انجام می‌دهد، دریافت کند. جمع کل پرداختی به مصرف‌کننده نهایی یا نمایندگان آنها (LSE/CSP) نمی‌تواند از ارزش کل مقدار پیشنهادی کمتر باشد. برای شرکت در این برنامه، شرکت‌کنندگان حتما باید عضو PJM باشند و یا می‌توانند به عنوان CSP در این برنامه فعالیت کنند. مصرف‌کنندگان نهایی که بر اساس قیمت‌های حاشیه‌ای محلی با تولیدکنندگان انرژی قرارداد منعقد می‌کنند، در این برنامه نمی‌توانند شرکت کنند. حداقل پیشنهاد برای کاهش بار در این برنامه ۱۰۰ کیلووات است و دستگاه‌های اندازه‌گیری ساعتی باید دارای دقت ۲٪ باشند.

ج) برنامه پاسخ‌گویی بار اقتصادی زمان واقعی

1 Pennsylvania

2 New Jersey

3 Maryland

4 Synchronized Reserves Program

5 Active Load Management

6 Locational Marginal Prices

در این برنامه مصرف‌کنندگان به صورت اختیاری در زمان‌هایی که قیمت برق بالاست، مصرف خود را کاهش داده و مبالغی را بر اساس LMPهای زمان واقعی دریافت می‌کنند. شرکت‌کنندگان در این برنامه که حتماً عضو PJM و یا CSP می‌باشند، باید شروع و پایان پاسخ‌گویی را از طریق ایمیل به PJM اعلام کنند. مشارکت‌کنندگان در این برنامه باید توانایی کاهش حداقل ۱۰۰ کیلووات را داشته باشند و آن دسته از مصرف‌کنندگانی که بر اساس LMP با تولیدکنندگان انرژی قرارداد منعقد می‌کنند، مجاز به شرکت در این برنامه نیستند. در این برنامه نیز دقت دستگاه اندازه‌گیری و نحوه پرداخت مشابه برنامه قبل است.

د) برنامه‌های پاسخ‌گویی بار اضطراری

در این برنامه مصرف‌کنندگان توسط PJM تشویق می‌شوند تا بار مصرفی خود را در شرایط اضطراری به صورت داوطلبانه کاهش دهند و هیچ‌گونه جریمه‌ای برای عدم مشارکت مصرف‌کنندگان در نظر گرفته نمی‌شود. مقدار ظرفیت قابل تولید برای تولیدکنندگان و مقدار بار قابل کاهش برای مصرف‌کنندگان برای شرکت در این برنامه باید بیش از ۱۰۰ کیلووات باشد. تولیدکنندگان و مصرف‌کنندگانی که مایلند در این برنامه شرکت کنند حتماً باید عضو PJM باشند، اگر چنین امکانی فراهم نیست می‌توانند به عنوان CSP در این برنامه فعالیت کنند. این برنامه بعد از اطلاع‌رسانی توسط PJM درباره ماکزیمم تولید اضطراری و قبل از مراحل اول و دوم برنامه بار فعال (ALM) انجام می‌شود. مدت زمان پاسخ‌گویی در این برنامه حداقل ۲ ساعت می‌باشد و در صورت پاسخ‌گویی مبلغی بیش از LMP منطقه‌ای^۱ و یا بیش از ۵۰۰ دلار به مگاوات ساعت به مشارکت‌کنندگان پرداخت خواهد شد. بعضی مراجع برنامه پاسخ‌گویی بار اضطراری در بازار PJM را به دو دسته فقط انرژی^۲ و اضطراری کامل^۳ تقسیم می‌کنند.

برنامه فقط انرژی، به مصرف‌کنندگانی که در طی وقوع حوادث مصرف خود را کاهش داده و یا از تولید داخلی استفاده می‌کنند مبالغی بر اساس LMP ساعتی همان منطقه پرداخت می‌کند. اما در برنامه اضطراری کامل علاوه بر مبلغ فوق، مبلغی نیز به مصرف‌کننده جهت آماده نگه‌داشتن بار خود برای قطع پرداخت می‌شود. پاسخ‌گویی در برنامه فقط انرژی به صورت اختیاری صورت می‌گیرد اما در برنامه اضطراری کامل به دلیل پرداخت‌های اضافی که صورت می‌گیرد، اجباری می‌باشد. فقط اعضای PJM و CSPها می‌توانند در این برنامه‌ها شرکت کنند. در هنگام وقوع حوادث اضطراری اطلاع‌رسانی توسط PJM به CSPها صورت می‌گیرد و CSPها نیز باید مصرف‌کنندگان خود را برای کاهش بار مطلع سازند. PJM همه مبالغ تشویقی تعلق گرفته به مصرف‌کنندگان را به CSPها پرداخت نموده و آنها بین مصرف‌کنندگان توزیع می‌کنند. حداقل زمان پاسخ‌گویی ۲ ساعت است و حداقل ظرفیت قابل تولید توسط تولیدکنندگان یا حداقل بار قابل کاهش برای مصرف‌کنندگان برای شرکت در این برنامه‌ها ۱۰۰ کیلووات می‌باشد. مقدار بار مصرفی مشارکت‌کنندگان در طی حوادث با بار پایه^۴ مصرف‌کننده (CBL^۵) مقایسه شده و اختلاف موجود مقدار کاهش بار و در نتیجه مقدار پرداختی‌ها را مشخص می‌کند.

ه) مدیریت بار فعال (ALM)

LSEها فراهم‌کننده خدمات مدیریت بار فعال به شمار می‌آیند و به آنها به میزان باری که می‌توانند روزانه برای قطع فراهم کنند اعتبار مالی تعلق می‌گیرد. مشارکت‌کنندگان در این برنامه می‌توانند حداکثر ۱۰ مرتبه در یک دوره برنامه‌ریزی شده، قطع بار را انجام دهند.

1 Zonal LMP

2 Energy-Only

3 Full emergency

۴ بار پایه، مقدار بار مصرفی در زمان‌های معمولی است.

5 Customer baseline load

مدت زمان پاسخ‌گویی به طور دقیق مشخص نیست اما حداکثر ۶ ساعت می‌باشد. LSEها می‌توانند برای تعیین کردن میزان قطع و یا کاهش بار با مصرف‌کنندگان قرارداد منعقد کنند. این برنامه (بعد از برنامه‌های اضطراری و اقتصادی و قبل از برنامه‌های کاهش ولتاژ و حداکثر تولید اضطراری)، همه روزه به جز ایام تعطیل از ساعت ۸ تا ۱۲ شب قابل اجرا است. PJM وظیفه اطلاع‌رسانی به LSEها را دارد و آنها به مصرف‌کنندگان کاهش بار را اطلاع می‌دهند.

هیچ پرداخت واقعی به LSEها تعلق نمی‌گیرد و هر LSE موظف است مقدار معینی از ظرفیت را برای سیستم UCAP¹² فراهم کند. مواردی که LSEها به مشارکت‌کنندگان در برنامه ALM پیشنهاد می‌دهند، توسط PJM معین نشده است و PJM هیچ اطلاعی از موضوعات رد و بدل شده بین LSEها و مصرف‌کنندگان ندارد و تنها از LSEها توقع دارد که بتوانند مقدار کاهش باری را که متعهد شده‌اند، فراهم کنند. اگر LSEها نتوانند به تعهد خود عمل کنند و مقدار کاهش بار موردنیاز را تامین کنند، از طرف PJM به آنها جریمه‌ای تعلق می‌گیرد.

ی) برنامه ذخیره هم‌زمان

در این برنامه به مصرف‌کنندگان نهایی برای کاهش مصرف برق در طی وقوع حوادث غیرقابل پیش‌بینی مانند خروج اجباری نیروگاه یا خرابی خطوط انتقال، تشویق‌های مالی تعلق می‌گیرد. مشارکت‌کنندگان در این برنامه باید قادر به کاهش بار خود در کمتر از ۱۰ دقیقه باشند.

۳-۱-۴-۷- برنامه پاسخ‌گویی بار مبتنی بر دانش اقتصاد رفتاری

یکی از مواردی که سیاست‌گذاری بر پایه اقتصاد کلاسیک منجر به تغییر رفتار مناسب مصرف‌کنندگان نشده است، حوزه مصرف انرژی بوده است. تحقیقات نشان داده‌اند که اگرچه در کشورهای پیشرفته نظیر آمریکای شمالی و اروپا مردم به اهمیت کاهش مصرف انرژی باور دارند و تغییر رفتار در حوزه انرژی در موارد بسیاری می‌توانسته مزیت‌های مالی قابل‌قبولی برای افراد جامعه به وجود بیاورد، با این وجود افراد تغییر چندان در رفتار مصرفی خود نداشته‌اند.

نسل جدید مطالعات اقتصادی به سمت ارائه نظریاتی رفته است که با روان‌شناسی دقیق رفتارهای انسانی و عوامل مؤثر بر شکل‌گیری و مدیریت رفتارهای انسان، ابزارهایی مؤثر جهت پیش‌بینی و مدیریت رفتارهای انسانی ارائه نماید.

با وجودی که در دو روش قبلی پاسخ‌گویی بار تلاش می‌شد که از طریق روش‌های قیمتی و تشویقی، انگیزه‌ای برای کاهش مصرف برق در ساعات اوج ایجاد کرد، اما یافته‌های اقتصاد رفتاری نشان می‌دهد که عوامل روانشناختی دیگری، که به اندازه انگیزش بر رفتار افراد تاثیرگذار است، وجود دارند که می‌توان با استفاده از آنها تغییر رفتار مطلوب اجتماعی را در میان آحاد اجتماع ایجاد کرد. به عبارت دیگر، اینگونه فرض می‌شود که تصمیم‌گیری افراد عقلانی است و با فراهم آوردن انگیزش کافی و مناسب، آنها رفتاری را انجام می‌دهند که هم به نفع خود و هم به جامعه است. با این حال، تحقیقات نشان داده‌اند که مقوله رفتار مصرف‌کننده مسئله‌ای پیچیده است و عوامل متعددی بر آن تاثیرگذار است.

UCAP1 قسمت از منابع تامین‌کننده قابلیت اطمینان در بازارهای آمریکا (PJM و NY) است که به عنوان ظرفیت نصب شده در تابستان مورد بهره‌برداری قرار گرفته تا از خروج اجباری نیروگاه‌ها جلوگیری شود.

در بیشتر مواردی که افراد جامعه برای موضوعی اقدام به تصمیم‌گیری می‌کنند، تصورشان آن است که تصمیماتی که اتخاذ می‌کنند هوشمندانه، منطقی و همساز با ارزش‌ها و تمایلات‌شان است، این در حالی است که پیشرفت‌های اخیر علم روانشناسی اجتماعی و اقتصاد رفتاری نشان داده است که منحرف شدن از تصمیم عقلانی و منطقی رویه معمول زندگی روزمره افراد جامعه است. در این بخش به شناسایی عوامل و متغیرهایی که از نگاه علم اقتصاد رفتاری بر رفتار مصرفی افراد تاثیرگذار هستند، پرداخته می‌شود.

- اقتصاد رفتاری؛ تعریف و ابعاد موضوعی

اقتصاد رفتاری با تدقیق در سیستم شناختی و فرایند رفتاری، دستاوردهای نوینی را به سیاست‌گذاران عرضه کرده است. در طول دهه گذشته، اقتصاد رفتاری با ترکیب آموزه‌های روانشناسی و قانون‌های اقتصادی ابزار سیاست‌گذاری عمومی را توسعه داده است. این علم از یک فعالیت حاشیه‌ای در حکمرانی، به رویکردی شناخته و پذیرفته تبدیل شده است. در این فصل، تلنگر را به‌عنوان کاربرد بیش‌های اقتصاد رفتاری در سیاست‌ها برای عاملی جهت تغییر رفتار توصیف می‌کنیم. با مرور برخی از مفروضات اصلی آن نحوه عملکرد و تاثیرگذارباش را بیان می‌نماییم.

اثبات استعداد افراد در اخذ تصمیم‌گیری‌های زیان‌آور برای خودشان یا عموم مردم دشوار نیست. صدها مطالعه علمی بر این نکته مهر تایید زده‌اند که بسیاری از تصمیم‌گیری و پیش‌بینی‌های انسان‌ها ناقص و سوگیرانه هستند. این خطاهای پیش‌بینی‌پذیر که از ساده‌ترین و روزمره‌ترین انتخاب‌های افراد تا تصمیمات حیاتی آنها را دربرمی‌گیرند، با پیش‌فرض‌های اساسی پیشین در تعارض‌اند؛ رفتارهای انسان آنچنان هم عقلایی و تابع سود نیست.

اقتصاد رفتاری با ترکیب بینش‌هایی از علم روانشناسی، علوم اعصاب، جامعه‌شناسی، سیاست و حقوق، تبیین کامل‌تری از رفتار انسان ارائه می‌دهند و جعبه ابزار سیاست‌گذاری را غنی‌تر ساخته‌اند. آن‌ها فرضیات متعارف را ساده‌سازی شده واقعیت نمی‌داند و باور دارد این فرضیات غیرواقع‌گرایانه، گمراه‌کننده سیاست‌گذاری‌های عمومی و فعالیتهای خصوصی هستند. مدل‌های اقتصادی نیز باید فرضیاتی را در نظر بگیرند که در آن، هنجارها، فشار همتایان، فرهنگ، مذهب، تفاوت سلیقه‌ها و اولویت‌ها، روابط قدرت، جنسیت و رفتارهای گذشته لحاظ شده باشد. به‌علاوه، فرضیات باید واقعیت محیط قانونی و به‌طور کلی محیط محرک در اجتماعات و جوامع مختلف را در نظر بگیرند.

اقتصاد رفتاری با دید گسترده‌تری به رفتار خطاهای پیش‌بینی‌پذیری را از رفتار انسان‌ها شناسایی کرده است. این خطاها بستر مداخلاتی بدون دردسر سیاست‌گذاری‌های سنتی را ارائه می‌دهد. یکی از این سوگیری‌های اثبات‌شده رفتار رمه‌ای است. بر این اساس افراد تمایل دارند از رفتار دیگران و جمع تقلید کنند، به‌خصوص وقتی با پیامدهایی بسیار نامطمئن سروکار دارند. شاید بتوان هجوم سرمایه‌ها به سمت بازار ارز و یا صف‌های طولانی دریافت کد بورسی و بسیاری دیگر از چنین رفتارهایی را با این فرض تبیین و کنترل کرد. برخی دیگر از این خطا و سوگیری‌های اثبات‌شده به‌شرح زیر است:

○ فشار همتایان: یکی از دلایلی که نشان می‌دهد چرا افراد طوری رفتار نمی‌کنند که انگار در تنهایی و به دور از دیگران تصمیم می‌گیرند، این است که همسایگان، اطرافیان یا همتایان آن‌ها روی اولویت‌ها و انتخاب‌هایشان تاثیر می‌گذارند. دوری‌گزیدن از همتایان و ترجیح دادن گروهی از همتایان بر گروهی دیگر، اغلب هزینه‌های اقتصادی و روان‌شناختی زیادی در پی خواهد داشت.

○ احتمال وقوع^۱: برجستگی و تازه‌بودن رخدادها ارتباط نزدیکی با احتمال وقوع آن رخداد دارد؛ برای مثال افراد در هنگام پرواز با هواپیما از سقوط آن نگرانی بیشتری دارند تا تصادف خودرو، در حالی که آمار سوانح و مرگ و میرهای حاصل از تصادفات رانندگی بسیار بیشتر از سوانح هوایی است. به‌طور کلی وقایعی که به‌تازگی رخ داده یا برجسته‌تر می‌شوند، به میزان بسیار بیشتری بر رفتار تأثیر می‌گذارند؛ وقتی زمین‌لرزه‌های رخ می‌دهد، میزان خرید بیمه زلزله بسیار رشد می‌کند، اما همین که چند ماهی از زلزله گذشت و دیگر اتفاقی نیفتاد، آمار فروش بیمه زلزله کاهش می‌یابد. چنین خطاهایی حتی بر سیاست‌گذاری‌های دولت نیز تأثیر می‌گذارد؛ زیرا مقامات رسمی، منابع و تلاش خود را بر چیزی که برای مردم هراس‌آمیزتر است متمرکز می‌کنند و بدین ترتیب به خطر واقعی توجه کمتری خواهد شد

تمایل به حفظ وضع موجود^۲: آدمیان تمایلی عام دارند که موقعیت فعلی خود را در وضعیت ثابت قلمداد کنند. این پدیده را «خطای تمایل به وضعیت موجود» نامیده‌اند، در موقعیت‌های بسیاری مصداق می‌یابد. این خطا تضمین‌کننده این موضوع است که اگر یک گزینه به عنوان گزینه پیش‌فرض برگزیده شود، سهم بسیار بیشتری از انتخاب‌ها به این گزینه اختصاص پیدا می‌کند گویی حفظ حالت اولیه ترجیح دارد.

شناخت کامل‌تر رفتار و خطاهایش پیش‌بینی و کنترل بهینه‌تر آن را موجب می‌شود. تلنگرها کاربرد یافته‌های اقتصاد رفتاری در سیاست‌ها هستند. امروزه، بسیاری از کشورها از آورده‌های علوم رفتاری برای طراحی و اجرای سیاست‌گذاری‌های خود استفاده می‌کنند. تلنگرها در عین سادگی خروجی و نتایج بسیاری را به‌وجود آورده‌اند.

- اقتصاد رفتاری و تغییر و تأثیرگذاری بر رفتار مصرفی

ایده اصلی تلنگر بر این موضوع مبتنی است که مردم عموماً به‌طریقی غیرعقلانی عمل می‌کنند و پیامد این رفتارهای غیرعقلانی می‌تواند بدهی زیاد، آسیب‌های سلامتی و تخریب محیط‌زیست باشد. لذا می‌توان با تغییرات ساده و بازطراحی محیط تصمیم‌گیری، رفتارهایی را موجب شد که علاوه‌براینکه به‌لحاظ مالی، سلامتی و زیست‌محیطی بهینه هستند، به‌نفع خود افراد تصمیم‌گیرنده نیز باشند. این مداخلات تحت عنوان معماری انتخاب^۳ شناخته می‌شوند. معماری انتخاب به‌شیوه‌های مختلفی اشاره دارد که در آن انتخاب‌ها به مصرف‌کنندگان ارائه می‌گردد و بر تصمیم آن‌ها تأثیر می‌گذارد. معمار انتخاب به کسی گفته می‌شود که به سازمان‌دهی زمینه‌ای می‌پردازد تا افراد در آن تصمیم بگیرند (میرشجاعیان، ۱۳۹۷). جدول (۱-۲) شش اصل تلنگر برای تأثیرگذاری و تغییر رفتار را نشان می‌دهد.

1 availability heuristic

2 Status quo b

3 Choice architecture

جدول (۲-۳) اصول تلنگر در اقتصاد رفتاری

اصول	توضیح اجمالی
انگیزش‌ها	افراد تنهای در صورتی به انگیزش‌هایی مانند قیمت و هزینه پاسخ می‌دهند که چشمگیر باشند.
درک نقشه‌برداری از انتخاب‌ها	افراد، نیازمند رسم نقشه‌هایی هستند که انتخاب‌هایشان را به نتایج آنها ارتباط دهند.
پیش‌فرض‌ها	پیش‌فرض‌ها به دلیل تورش حال و بار اضافی انتخاب‌ها از اهمیت به سزایی برخوردارند.
گرفتن بازخورد	افراد یاد می‌گیرند. پس زמاین که کارها به خوبی یا بدی پیش می‌رود،

انتظار انتخاب خطا	بازخورد کارآمد است.
انتظار انتخاب خطا	احتمال خطا برای همه انسان‌ها وجود دارد.
سازمان بخشیدن به انتخاب‌های پیچیده	هرچه انتخاب‌ها پیچیده‌تر باشند، احتمال آن که اثر موقعیت افزایش یابد بیشتر است. ساده‌سازی مناسب این گونه وضعیت‌هاست

تلنگرها با طیف گسترده‌ای از مداخلات به دنبال تغییر رفتار هستند؛ آن‌ها می‌توانند با ایجاد انگیزه مالی، مثل ترک سیگار در برابر پرداخت پول به خیریه یا از طریق تهیه اطلاعات مربوطه، مانند ارائه بازخورد مصرف انرژی و حتی با مسدود کردن فعالانه انتخاب‌های نامناسب، مانند به تاخیر انداختن هزینه‌های کم‌اهمیت به دنبال تغییر رفتار باشند. در نهایت، تلنگرها ممکن است به دنبال دستیابی به نتایج متفاوتی اعمال شوند؛ آن‌ها می‌توانند یک پاسخ واحد، مثل استفاده از کلاه ایمنی حین موتورسواری را تحریک کنند، یک تغییر طولانی مدت رفتاری، مانند ترک سیگار یا هر دو را ایجاد کنند (کوستر و هایجدن ۲۰۱۵).

تلنگرها به دنبال طراحی راه کارهای بزرگ برای مسائل نیستند. آنها با تجزیه مسائل به چالش‌های کوچکتر، در پی حلشان به صورت مجزا هستند. هر کدام از تلنگرها و بسیاری از نوآوری‌های دیگر از آن، اگر به حد کافی استمرار داشته باشند، تفاوت زیادی به وجود می‌آورند. قدم‌های کوچک از آزمودن هر تلنگری می‌تواند تلنگری به دولت‌ها به سمت سبک علمی شواهدمحورتر برای حکومت کردن باشد. در ادامه، برخی از تلنگرهای طرح شده نامبرده می‌شوند:

- تعیین پیش فرض‌هایی، از قبیل ثبت نام خودکار در طرح‌های مستمری‌بگیری یا برنامه‌های اهدای عضو در کنار گزینه خروج از طرح.
- ساده کردن یا روشن ساختن مندرجات فرم‌ها و رویه‌ها به طوریکه نادیده گرفته نشوند.
- طراحی اختارها و یادآوری کننده‌ها برای اعلام زمان اقدامات، به طوریکه از آن اقدام چشم‌پوشی نشود.

- قراردادن گزینه‌های بهینه در ابتدای فهرست انتخاب‌ها. در شرایط برابر، احتمال بیشتری می‌رود که مردم نخستین قلم در فهرست را انتخاب کنند.
 - قراردادن انتخاب‌های بهینه در جایی که بیش از سایر گزینه‌ها دیده شوند.
 - افزودن اطلاعات اضافی، مثل محاسبه کالری در رستوران‌های فست‌فودی.
 - توسل به زیان‌گریزی مردم، بابت از دست‌دادن چیزی که آن‌ها از قبل داشته‌اند، مثل استفاده از این پیام: «اگر در مصرف انرژی صرفه‌جویی نکنید، این مبلغ زیان خواهید کرد»
 - متعهد کردن افراد به یک اقدام، مانند برنامه‌ریزی جزئیات رأی دادن
 - استفاده از «لنگر سازی»، مثلاً ارائه پیشنهادی اولیه، انتخاب‌های بعدی افراد را در حدودی نزدیک همان پیشنهاد متمرکز می‌کند.
 - اعلام کردن نحوه عملکرد سایر افراد، این اطلاعات مقادیر زیادی از فشار اجتماعی را به مردم وارد می‌کند.
 - مروری بر ادبیات اقتصاد رفتاری در حوزه مدیریت مصرف برق
- یافته‌های علوم رفتاری از فاصله رفتار واقعی افراد و مدل‌های تبیین بر پایه انتخاب‌های عقلانی انسان حکایت دارد. در این مدل‌ها فرض می‌شود؛ افراد در تصمیم‌گیری درباره استفاده کارتر از انرژی، به مقایسه هزینه‌ها و منافع ناشی از آن می‌پردازند. تحقیق‌ها نشان می‌دهد که عوامل اجتماعی، شناختی و رفتاری در توضیح اینکه چرا تعداد زیادی از مردم هنوز تغییراتی که می‌توانند به راحت‌تر شدن محل زندگی و کاهش هزینه‌های انرژی بی‌انجامند، را اعمال نکرده‌اند. مثلاً، اگرچه تعداد زیادی از مردم درباره محیط‌زیست اعلام نگرانی می‌کنند (ترجیحات بیان شده)، اما این لزوماً به معنای شکل‌گیری قدم‌های جدی برای کاهش مصرف انرژی نیست (ترجیحات آشکار شده). به همین منوال، اگر چه بسیاری از فناوری‌های جدید دارای منافع قطعی برای استفاده‌کنندگان از آنان هستند و استفاده از آن‌ها اقدام عقلانی خواهد بود، بسیاری هنوز شروع به استفاده نکرده‌اند. بنابراین، این فصل به دنبال ارائه الگویی تحلیلی مبتنی بر یافته‌های علوم رفتاری در سراسر دنیا است تا نشان دهد که در کنار عوامل سنتی، همچون قیمت انرژی، عوامل دیگری همچون سادگی استفاده از یک فناوری، ادراک اجتماعی فرد از میزان استفاده هموعان خود و ... نیز بر میزان مصرف انرژی از جمله برق تاثیرگذار است. ضمن این توضیحات نمونه‌هایی از مطالعات علوم رفتاری سراسر دنیا در زمینه مصرف انرژی مطرح می‌شود.
- تغییر رفتار در حوزه انرژی و محیط‌زیست: رفتار مصرف‌کننده و به‌طور کلی رفتار افراد جامعه، پیچیده و چندبعدی است. در بیشتر مواردی که افراد جامعه برای موضوعی اقدام به تصمیم‌گیری می‌کنند، تصورش آن است که تصمیم‌هایی که اتخاذ می‌کنند هوشمندانه، منطقی و همساز با ارزش‌ها و تمایلاتشان است، این در حالی است که پیشرفت‌های اخیر علوم روانشناسی اجتماعی و اقتصاد رفتاری نشان داده‌اند منحرف شدن از تصمیم عقلانی و منطقی، رویه معمول زندگی روزمره افراد جامعه است (کانمن، ۲۰۰۳؛ تیلر و سانسین، ۲۰۰۹).
- اگرچه ایده‌های جایگزین برای مدل کردن رفتار (مانند، سایمون، ۱۹۵۵) از گذشته مطرح بوده است، اما همچنان اکثریت اقتصاددانان و سیاست‌گذاران از همان نظریه‌های کلاسیک برای تغییر رفتار در مصرف‌کنندگان استفاده می‌کردند. یکی از مواردی که سیاست‌گذاری با رویکرد اقتصاد نئوکلاسیک در تغییر رفتار مصرف‌کننده بی‌تاثیر بوده است، حوزه مصرف انرژی در منازل است. تحقیقات نشان داده‌اند

که اگرچه در کشورهای پیشرفته، همچون آمریکای شمالی و اروپا مردم نگران مسئله تغییر اقلیم^۱ هستند و به اهمیت کاهش مصرف انرژی باور دارند، با این وجود این نگرانی و آگاه‌بودن از وضعیت نتوانسته به رفتار مناسب تبدیل گردد (آبراهامس و استگ، ۲۰۱۱؛ کلماس و آگیمن، ۲۰۰۲).

تغییر رفتار می‌تواند مزیت‌های مالی قابل توجهی برای افراد جامعه به‌وجود بیاورد و ممکن است تعداد زیادی از افراد تمایل جدی به تغییر رفتارشان داشته باشند، با این وجود مشاهده می‌شود که تغییر رفتار برای مدت طولانی، در بسیاری از افراد صورت نمی‌پذیرد. شکاف میان آگاهی و عمل^۲ و یا شکاف میان قصد انجام عمل و خود^۳ عمل توجیه کننده این اتفاق است (کندی و همکاران، ۲۰۰۴؛ شیرا، ۲۰۱۱).

بر اساس شکاف بین آگاهی و عمل، رفتار همیشه در راستای نیت نیست. با وجود آنکه بسیاری از افراد نگران بروز پدیده تغییر اقلیم هستند و به اهمیت کاهش مصرف انرژی باور دارند، شکاف میان آگاهی و عمل در این افراد مشاهده شده است. در نتیجه، نگرانی افراد و آگاهی‌شان از موضوع به رفتار تبدیل نشده است (کلماس و آگیمن، ۲۰۰۲). این رخداد با تبیین‌های بیان‌شده از رویکرد اقتصاد نئوکلاسیک در تضاد است.

مطابق با رویکرد اقتصاد نئوکلاسیک، افراد همیشه از میان نتایج محتمل موارد عقلانی‌تر را ترجیح می‌دهند، همواره تلاش می‌کنند تا منفعت و سود خود را به حداکثر مقدار ممکن برسانند و به‌صورت کاملاً مستقل از دیگر افراد و بر اساس اطلاعات مرتبطی که دارند تصمیم‌گیری و عمل می‌کنند (هنری، ۲۰۱۱). بنابراین، انسان‌ها تصمیمی را می‌گیرند که با وجود محدودیت‌های مالی، بیشترین منفعت را نصیبشان کند. در نتیجه، با فراهم آوردن اطلاعات و در دسترس قراردادن آن برای افراد جامعه و افزایش گزینه‌های انتخاب‌شدنی، می‌توان کمک کرد تا عقلانی‌ترین (و بهترین) گزینه انتخاب شود (فردریک، ۲۰۱۵).

پژوهش‌ها خلاف دیدگاه‌های اقتصاد نئوکلاسیک را نشان می‌دهند. کمپین، آموزش و اطلاع‌رسانی‌های فراوانی برای افزایش آگاهی و تمایل افراد به تغییر رفتار مصرفی انجام شده است. بسیاری از این طرح‌ها نتوانستند خروجی و تغییر رفتار هدف را بدست آورند؛ زیرا اطلاع و آگاهی صرف سبب بروز رفتار نمی‌شود (شولتز، ۲۰۱۳).

شواهد به‌دست‌آمده از علوم روانشناسی اجتماعی و اقتصاد رفتاری نشان می‌دهد؛ نحوه تصمیم‌گیری افراد جامعه به‌طور مرتب و نظام‌مند، از فروض اقتصاد نئوکلاسیک منحرف می‌شوند و از آن تبعیت نمی‌کنند (ویلسون و دولتابادی، ۲۰۰۷). همچنین این شواهد نشان داده‌اند که خطاهای ذهنی در تصمیم‌گیری انسان‌ها وجود دارد که نظریه‌های نئوکلاسیک نمی‌تواند آنها را توضیح دهد. حتی زمانی که محاسبه هزینه‌فایده مشخص می‌کند؛ اتخاذ رفتاری به منفعت مالی مصرف‌کننده منتج می‌شود، باز هم بعضاً افراد رفتار زیانده را بروز می‌دهند. علوم رفتاری برای این رخداد تبیین‌های جامع و گوناگونی را ارائه می‌دهد.

در مقابل بسیاری از سیاست‌ها افراد ترجیح می‌دهند وضعیت موجود را حفظ و از پیش‌فرض‌ها تبعیت کنند، به‌خصوص زمانی که پیچیدگی تصمیم‌گیری زیاد می‌شود (ساموئلسون و زاخازر، ۱۹۸۸) یا آنها لزوماً به دنبال بهترین گزینه نیستند و زمانی که تصمیم‌گیری سخت و نیاز به تحلیل حجم زیادی از اطلاعات داشته باشد، به گزینه قابل قبول قانع می‌شوند (سایمون، ۱۹۵۵). از زیان‌گریزان هستند و هنگام قضاوت سود و زیان، وزن بیشتری را به زیان می‌دهند، به‌خصوص اگر مقدار سود و زیان زیاد باشد (کانمن و همکاران، ۱۹۹۱)؛

1 Climate Change

2 Knowledge-action gap

3 Intention-action gap

با مقایسه اجتماعی^۱ ارزش یک رفتار را می‌سنجند و تمایل دارند از رفتارهای جمعی تبعیت کنند (چیالدینی و تروست، ۱۹۹۸)؛ گزینه‌های آینده را کم‌ارزش‌تر از گزینه‌های موجود در زمان حاضر در نظر می‌گیرند (کریچفیلد و کولینز، ۲۰۰۱) و ...

با توجه به اهمیت روزافزون حوزه انرژی و محیط‌زیست تلاش‌های دولتی و غیردولتی برای بهبود رفتارهای مصرفی و زیست‌محیطی رو به افزایش است. در دو دهه اخیر، از ابزارهای علوم رفتاری برای این هدف استقبال فراوانی شده است. آورده‌های این علم در روش‌های متنوع و انواع انرژی برای دستیابی به اهداف مختلف به کار می‌روند. برای نمونه، مطالعه بر روی بُعد اقتصادی کاهش مصرف انرژی نشان داده است، یکی از راه‌های بسیار کم هزینه کاهش مصرف، تغییر رفتار از طریق مقایسه اجتماعی است؛ زمانی که میزان متوسط مصرف انرژی یک خانوار با سایر خانوارهای همانندشان مقایسه می‌شود، تاثیر اجتماعی^۲ حاصل شده و میانگین مصرف کاهش می‌یابد (الکات، ۲۰۱۱).

در سال ۲۰۱۷، پاکو^۳ و همکاران برای توصیف رفتار مصرف کنندگان با محیط خود به بررسی دانش و نگرش افراد پرداخته‌اند تا نتیجه آن‌ها را در رفتارشان را مشاهده کنند. رویکرد این تحقیق، مبتنی بر تئوری عمل منطقی^۴ ست و سعی بر آن است تا رابطه‌ای میان دانش و رفتار محیطی پیدا کنند. پاکو با طراحی پرسش‌نامه‌ای دانش زیست‌محیطی، نگرش و رفتار پاسخ‌دهندگان را نسبت به انرژی جمع‌آوری کرد. نتایج حاکی از ارتباط ضعیف دانش افراد با نگرش و نوع رفتار آن‌ها داشت. همچنین نتایج نشان داد؛ مردان و دانشجویان مقاطع بالاتر و افرادی که در رشته‌های مهندسی و علوم اجتماعی و علوم انسانی مشغول به تحصیل هستند، از سطح بالاتر دانش زیست‌محیطی برخوردارند. با این حال، در زمینه نگرش و رفتارها به نظر می‌رسد زنان نسبت به این موضوعات آگاهی بیشتری دارند.

ما^۵ و همکاران (۲۰۱۷) با هدف ارزیابی تاثیر فرهنگ بر چگونگی تعامل با محیط‌زیست و چگونگی رفتارهای مصرف‌کننده انرژی، آزمایشی را برگزار کردند. این آزمایش با شرکت ۳۹ دانشجو از ده کشور مختلف ساکن خوابگاه انجام شد. طی آزمایش، ایمیلی با محتوای وضعیت مصرف دیگر دانشجویان هر هفته ارسال می‌شد. دانشجویان پس از ورود به سیستم، داده‌های تفصیلی مصرف انرژی خود و دیگر شرکت‌کنندگان را می‌توانستند به صورت روزانه مشاهده کنند. با تحلیل رفتار مصرفی انرژی دانشجویان و ارتباط آن با پیشینه فرهنگی‌شان، نتایج آزمایش نشان داد که میانگین و واریانس تغییرات در مصرف انرژی بین شرکت‌کنندگان از کشورهای مختلف تفاوت معنی‌داری دارد. همچنین نتایج این موضوع را نشان داد که که فناوری‌های مربوط به محیط‌زیست باید متناسب با زمینه فرهنگی هر کشور طراحی شود. شکل (۳-۲۰)، نتایج این آزمایش را خلاصه می‌کند.

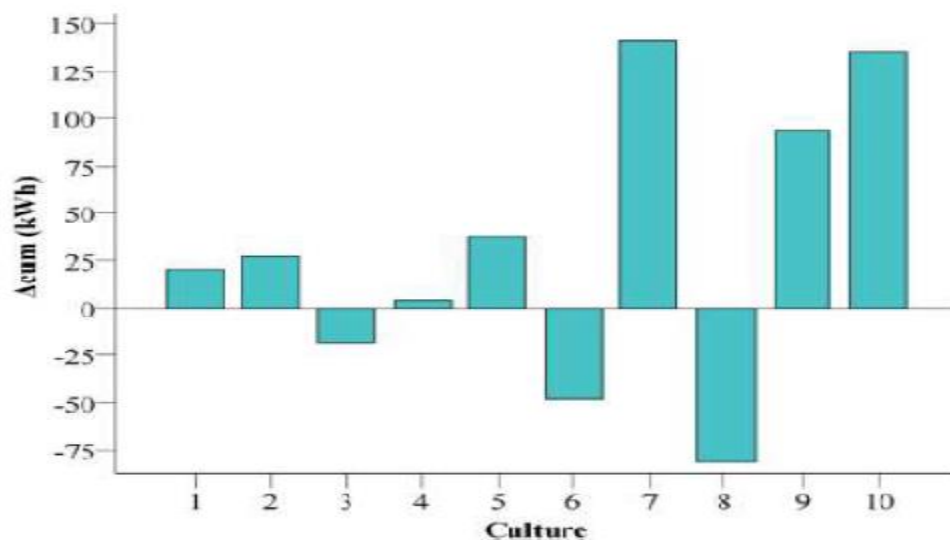
1 Social Comparison

2 Social Influence

3 Paço

4 Theory of Reasoned Action

5 Ma



شکل (۳-۲۰) تغییرات میانگین مصرف انرژی شرکت‌کننده‌ها پس از شرکت در آزمایش بر حسب پیشینه فرهنگی (۱-چین ۲- آلمان ۳-ایتالیا ۴-آمریکا ۵-سوئیس ۶-پرتغال ۷-سوئد ۸-اتیوپی ۹-فرانسه ۱۰-مونته‌نگرو)؛ منبع: ما و همکاران (۱۷۲۰).

اهمیت عوامل روانشناختی بر رفتار مصرف انرژی

ما به شدت از کسانی که اطلاعات را به ما منتقل می‌کنند، تاثیر می‌پذیریم. اعتباری که به اطلاعات می‌دهیم، بسیار زیاد به واکنش‌هایی بستگی دارد که به منبع این اطلاعات نشان می‌دهیم. اعتبار پیام‌دهنده (منبع رسمی یا غیررسمی) نیز به شدت اثرگذار است. شواهد نشان می‌دهد؛ اگر متخصصان اطلاعاتی را بیان کنند، احتمال اینکه مردم این اطلاعات را جدی بگیرند، بیشتر است. در این راستا، پژوهش دیگری بیان کرده است؛ هنگامی که مداخلات سلامتی توسط مربیان بخش سلامت به بیماران عرضه گردید، در مقایسه با مداخله‌هایی که دستیاران آموزش دیده انجام دادند، در تغییر رفتار کارآمدتر بود. همچنین، شباهت‌های جمعیت‌شناسی و رفتاری بین متخصص و دریافت‌کننده پیام، می‌تواند اثربخشی مداخله را بهبود ببخشد.

در فاصله سال‌های ۲۰۰۱ تا ۲۰۰۴، یک مداخله رفتاری توسط گروه پروفیسور رابرت چیلدینی^۱، نویسنده کتاب معروف «تاثیرگذاری»^۲، در شهر سن مارکوس ایالت کالیفرنیا و بر روی مصرف‌کنندگان خانگی انرژی به اجرا درآمد. این مطالعه، در واقع، پس از بحران انرژی الکتریکی سال ۲۰۰۰ که باعث بروز مشکلاتی برای کالیفرنیا شد، صورت گرفت. مطالعات اولیه پروژه نشان داد که اکثریت اهالی کالیفرنیا از اهمیت صرفه‌جویی انرژی الکتریکی مطلع هستند و این نگرش تا پایان مطالعه بدون تغییر قابل توجه باقی ماند. همچنین گام اولیه مطالعه مشخص کرد که ۹۸ درصد اهالی کالیفرنیا اعلام کرده‌اند که در حال صرفه‌جویی مصرف انرژی خانگی خود هستند و میزان مصرف انرژی توسط همسایگان اهمیت و تاثیر کمی بر میزان مصرف افراد دارد. در ادامه مطالعه مشخص شد که از میان چهار پیام «مصرف کمتر برای کمک به محیط‌زیست»، «مصرف کمتر برای صرفه‌جویی مالی»، «مصرف کمتر برای کمک به نسل‌های بعد»

1 Robert Cialdini

2 Influence

و «پیوستن به همسایگان برای کاهش مصرف انرژی»، پیام آخر که تاکید می‌کرد همسایگان در حال کاهش مصرف انرژی خود هستند، به میزان بسیار زیادی افراد را تحت تاثیر قرار داد (چیلدینی و شولتز، ۲۰۰۴).

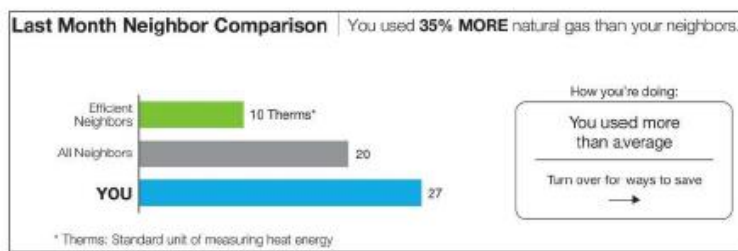
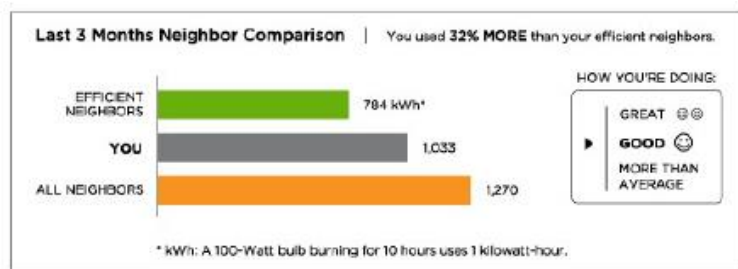
این مطالعه نشان داد که با شناخت مناسب و استفاده از ابزارهای روانشناختی می‌توان مشکلات بسیار بفرنجی نظیر کاهش مصرف انرژی را به میزانی قابل توجه و با شیوه‌ای کم‌هزینه و مسالمت‌آمیز (بدون نیاز به قوای قهریه) بهبود بخشید. Opower، شرکتی که در سال‌های اخیر به علت نوع خدماتش بسیار معروف شده است، توسط دو تحصیل کرده دانشگاه هاروارد به نام‌های آلکس لاسکی^۱ و اُگی کاوازویک^۲ شکل گرفت. این دو نفر توانستند با استفاده از مطالعه ذکرشده، تاثیر قابل توجهی در کاهش مصرف برق ایالات متحده به وجود بیاورند. این شرکت با مقایسه میزان مصرف خانوار شکل (۳-۲۱) با همسایگان (که دارای خانه‌های با اندازه و نوع سیستم گرمایشی - سرمایشی مشابه بودند) توانست افراد را به کاهش مصرف انرژی تشویق نموده، شکاف میان قصد کاهش مصرف و عمل کاهش مصرف را بکاهد. همچنین با تسهیل شرایط کاهش مصرف از طریق ارائه راه کارهای مناسب، توانست میزان مصرف انرژی الکتریکی در کل کشور آمریکا را در فاصله بین سال‌های ۲۰۰۸ تا ۲۰۱۱، به میزان ۲ درصد کاهش دهد (لاسکی و کاوازویک، ۲۰۱۱).

پس از موفقیت شرکت Opower، شرکت‌های مشابهی تاسیس شدند که به انجام مقایسه اجتماعی و تغییر رفتار شهروندان در زمینه کاهش مصرف آب، گاز (شکل ۳-۲۰).

و دیگر موارد پرداختند. برای نمونه، شرکت WaterSmart توانست با استفاده از رویکردی مشابه شرکت Opower (مقایسه اجتماعی و ارائه راه کار کاهش مصرف) موجب کاهش ۵ درصدی مصرف خانگی آب در کشور آمریکا شود. این شرکت علاوه بر کاهش مصرف آب، باعث افزایش رضایتمندی ۳۶ درصدی مصرف -کنندگان از شرکت‌های خدمات آبرسانی شد (WaterSmart، ۲۰۱۵).

1 Alex Laskey

2 Ogi Kavazovic



شکل (۳-۲۱) استفاده از مقایسه اجتماعی در قبوض به منظور کاهش مصارف خانگی در کشور آمریکا برای منابع: (الف) برق (بالا - راست؛ ب) گاز (پایین - راست؛ ج) آب (چپ)

در سال ۲۰۰۷، «دن ییتس»^۱ و «الکس لاسکی»^۲، شرکت آپاور^۳ را در آمریکا تاسیس کردند. چهار سال بعد، آپاور به یکی از پیشگامان برجسته فناوری در مجمع جهانی اقتصاد^۴ بدل شد. رئیس جمهور آمریکا «باراک اوباما» اذعان کرد که آپاور به آمریکا کمک کرده است تا «در مسیر انرژی پاک قرار گیرد».

آپاور دستاندرکار توزیع یا تولید برق نیست بلکه یک برنامه تعامل مشتری برای صنعت خدمات است. با استفاده از قدرت اطلاعات شفاف و تکنیک‌های دانش رفتاری دانشمند بزرگ «رابرت چالدینی»^۵، در پی تغییر نگرش مصرف‌کنندگان در زمینه مصرف انرژی است. آپاور، به ویژه با شرکت‌های خدماتی کار می‌کند تا اطلاعات مصرفی را ردیابی، جمع‌آوری و تحلیل کند و به شیوه‌ای به اطلاع مصرف‌کنندگان برساند تا بتواند آن‌ها را به صرفه‌جویی در مصرف انرژی تشویق کند.

به عنوان مثال، گزارش انرژی طراحی شده در آپاور از راه نمایش یک نمودار ساده، مصرف انرژی خانگی مصرف‌کننده را بدون ذکر نام، با خانه‌های هم‌مترای همسایه مقایسه می‌کند. در بخش دیگری مصرف انرژی آن‌ها را با بهره‌ورترین مصرف انرژی^۶ در میان همسایگان مقایسه می‌کند. آن‌هایی که نتیجه مقایسه‌شان با مصرف خانگی همسایگان خوب باشد، یک شکلک خندان پاداش می‌گیرند و کسانی که در شمار بهره‌ورترین مصرف‌کنندگان انرژی هستند، دو شکلک خندان پاداش می‌گیرند. ارائه دو دسته اطلاعات مقایسه‌ای و نمادی که با عواطف انسانی گره خورده است، ترکیبی است که به ایجاد انگیزش‌هایی برای تغییر رفتار کمک می‌کند. گزارش‌های آپاور همچنین

1 Dan Yates
2 Alex Laskey
3 Opower
4 World Economic Forum
5 Robert Cialdini
6 Most energy efficient

به مصرف‌کنندگان، اطلاعاتی درباره چگونگی مصرف انرژی برای اهدافی خاص می‌دهد. مثلاً مصرف انرژی وسایل سرمایشی آن‌ها را با مصرف همسایگان مقایسه کرده و پیشنهادهای مناسبی برای کاهش مصرف آنها ارائه می‌کند. در برخی از گزارش‌ها این مقایسه، مرحله افزون‌تری نیز دارد که به مصرف‌کنندگان اعلام می‌کند که هزینه سالانه مصرف آن‌ها چقدر است. یکی از نتایج این انگیزش‌های ساده و غیرپولی آن است که آپاور بر اساس نه ارزیابی مستقل، از بیش از ۲۵ مشتری خدماتش در امریکا، به میانگین صرفه‌جویی انرژی ۴٫۲ درصدی دست یافته است. اخیراً آپاور با راه یافتن به بازار بریتانیا با شرکت «خدمات اول»^۱ و «تامین‌کننده مستقل انرژی خانگی» همکاری می‌کند. مشتریان می‌توانند از «انرژی من»^۲ برای مقایسه مصرف انرژی‌شان با همسایگان استفاده کنند و پیشنهادهای مناسبی درباره کاهش مصرف دریافت کنند و در آینده نیز هرگاه مصرف آن‌ها بالاتر از معمول شد هشدارهای پیامکی دریافت کنند.

آپاور بر روی ارائه انگیزش‌های غیرمالی بیشتر برای صرفه‌جویی انرژی برنامه‌ریزی می‌کند. آپاور هم‌اکنون با فیسبوک همکاری می‌کند تا یک برنامه اجتماعی انرژی ایجاد کند. هدف آن این است که «دوستان بتوانند برای مصرف کمتر انرژی با یکدیگر رقابت کنند و یکدیگر را در برابر اهداف کاهش مصرف انرژی پاسخگو کنند». در برنامه آپاور، مشخصه‌ای که «رتبه دوستی» نامیده می‌شود، به مصرف‌کنندگان اجازه می‌دهد تا در شبکه‌های اجتماعی با دیگران بر سر کمترین مصرف انرژی رقابت کنند. مشخصه دیگری به کاربران اجازه می‌دهد خودشان را با خانه‌هایی که هم‌تراز دارند، مقایسه کنند و راهنمایی‌ها و پیشنهادهایی درباره صرفه‌جویی انرژی بیابند و به اشتراک بگذارند.

در همین راستا، در جدیدترین ارزیابی این دست از مداخلات، اورنقی^۳ و همکاران در سال ۲۰۱۸ به بررسی اثر مداخلات رفتاری در حفظ انرژی پرداخت. این آزمایش با هدف آگاه‌سازی مدیران ساختمان، اطلاعات شخصی‌سازی‌شده را در اختیار این افراد قرار داد. آزمایش به این صورت است که افراد داخل یک ساختمان اداری به دو گروه تقسیم می‌شوند و به نصف آن ایمیل‌هایی مبنی بر آگاه‌سازی از هدررفت انرژی داده می‌شود (گروه مداخله). نتیجه نشان می‌دهد که در گروهی که ایمیل به آنها داده شد، مصرف انرژی به نصف رسید. تاثیر تعیین میزان دقیق مصرف انرژی

در فاصله سال‌های ۲۰۰۷ تا ۲۰۱۰ به منظور جا انداختن و مرسوم نمودن استفاده از کنتورهای هوشمند^۴، مجموعه آزمایشات رفتاری در کشور انگلیس توسط دفتر بازرگانی برق و گاز موسوم به OFGEM^۵ انجام گرفت. در مقایسه با کنتورهای هوشمند، استفاده از کنتورهای معمولی باعث می‌شود تا اطلاعات مصرف با فاصله به دست مصرف‌کننده برسد و نتیجتاً به این مساله منجر شود که مصرف‌کنندگان درک مناسبی از میزان و نحوه مصرف وسایل برقی‌شان و هزینه مصرفی این وسایل نداشته باشند (OECD، ۲۰۱۶). این آزمایشات که بر روی ۶۱ هزار خانوار صورت گرفت تلاش کرد تا پاسخ مصرف‌کنندگان را نسبت به انواع مختلف ارائه اطلاعات بررسی نماید (AECOM، ۲۰۱۱). مداخلات رفتاری بکار گرفته شده در این پروژه به شرح ذیل است:

ارائه توصیه و راهنمایی به مصرف‌کنندگان به منظور کاهش میزان مصرف و افزایش بهره‌وری انرژی؛

— ارائه اطلاعات به افراد درون خانوار درباره نحوه و میزان مصرف خانوار در طول زمان و مقایسه آن با گذشته؛

1 First Utility

2 My Energy

3 Oranghi

4 Smart Meters

5 Office of Gas and Electricity Markets

- مقایسه میزان مصرف خانوار با میزان مصرف همسایگان و خانوارهای دارای شرایط مشابه؛
 - تلاش برای مسئول نشان دادن افراد درون خانوار و متعهد نمودن آنها به کاهش میزان مصرف؛
 - ارائه کنش‌های هوشمند گاز و برق؛
 - ارائه تجهیزات نشان‌دهنده میزان لحظه‌ای مصرف انرژی که در صورت بالا رفتن میزان مصرف از حد مجاز، با یک زنگ هشدار به فرد اطلاع می‌داد؛
 - استفاده از دستگاه نشان‌دهنده میزان لحظه‌ای مصرف انرژی به همراه دستگاه کنترل مصرف تجهیزات سرمایشی و گرمایشی؛
 - ارائه مشوق‌های مالی در جهت کاهش مصرف و یا جابجایی زمان مصرف از ساعت اوج مصرف به ساعت‌های دیگر؛
 - اطلاع‌رسانی و تبلیغات از طریق رسانه‌های دیگر نظیر تلویزیون و سایت‌های اینترنتی.
- نتایج آزمایش‌ها نشان داد که موفق‌ترین مداخله از مداخلات رفتاری ذکر شده نصب کنش‌های هوشمند به همراه دستگاه نشان‌دهنده میزان لحظه‌ای مصرف بود. هر کدام از مداخلات میزان لحظه‌ای مصرف و مقایسه میزان مصرف خانوار با همسایگان و دیگر خانوارهای مشابه، توانستند به تنهایی میزان مصرف را یک درصد کاهش دهند، اما نتایج نشان داد که دیگر مداخلات به تنهایی تاثیر معناداری بر کاهش مصرف انرژی ندارند (OECD، ۲۰۱۶). محققان این پروژه توضیح دادند که یکی از دلایل تاثیرگذاری کنش‌های هوشمند آن بوده است که به مصرف‌کنندگان بازخوردی ارائه می‌داده که بواسطه آن یاد می‌گرفتند چگونه رفتار خود را تغییر دهند تا مصرف کمتری داشته باشند. همچنین باور محققان این پروژه بر این است که استفاده از کنش‌های هوشمند و لحظه‌ای میزان مصرف، به درک بهتر و دقیق‌تر مخاطب از مصرف انرژی و برجسته شدن آن در ذهن مصرف‌کننده می‌انجامد.
- تاثیر ارائه مناسب اطلاعات و داده‌ها برای افراد
- در سال ۲۰۱۳، مطالعه‌ای در ۱۰ کشور اروپایی و بر روی حدود ۱۲ هزار مصرف‌کننده صورت گرفت که بر اساس آن تلاش شد تا میزان تاثیرگذاری برچسب‌های انرژی لوازم خانگی بر میزان درک افراد از لوازم خانگی با بهره‌وری انرژی بیشتر و انتخاب این نوع لوازم خانگی تعیین گردد. این مطالعه توسط کمیته اروپایی مصرف‌کنندگان و آژانس مدیریت بهداشت، کشاورزی و غذا (CHAFEA) و به منظور ارتقاء خرید اینترنتی لوازم خانگی با مصرف کمتر به اجرا درآمد. مطالعات انجام شده در گذشته نشان داده بودند که میزان کم انتخاب لوازم خانگی با بهره‌وری انرژی بالا می‌تواند ناشی از ناهم‌خوانی علاقه افراد به خرید لوازم خانگی با بهره‌وری بالای انرژی و رفتار مصرف‌کنندگان در زمان خرید این وسایل باشد، چرا که در زمان خرید، بهره‌وری انرژی یک عامل از میان عوامل مختلفی است که می‌تواند برای مصرف‌کنندگان اهمیت داشته باشد (اکوریس و همکاران، ۲۰۱۴).

Consideration set formation experiment			Final choice experiment		
Co_0	No information (control)		Ch_0	Non-prominent rating-only information (control)	A++
Co_1	Class-only		Ch_1	Class-only	
Co_2	Meaning		Ch_2	Meaning	
Co_3	Frame of reference (FoR)		Ch_3	Frame of reference (FoR)	
Co_4	Meaning + FoR		Ch_4	Meaning + FoR	
			Ch_5	Full label	

شکل (۳-۲۲) بررسی تاثیرگذاری برچسب‌های انرژی (اکوریس و همکاران، ۲۰۱۴)

مخاطبین این مطالعه، به دو گروه آزمایشی «بررسی لوازم خانگی» و «انتخاب لوازم خانگی» تقسیم شدند و از آن‌ها خواسته شد تا از یک سایت اینترنتی فروش محصولات خانگی، ۴ قلم از محصولات خانگی را از میان محصولات موجود برای خرید، در لیست بررسی خود قرار داده و ویژگی‌های آن‌ها را بررسی کنند (گروه بررسی)، یا این که ۴ قلم از لوازم خانگی را که شامل یخچال، تلویزیون، ماشین لباسشویی و لامپ بود، از بین محصولاتی که در لیست مداخله قرار گرفته بود (و دارای تنوع کمتری نسبت به محصولات موجود بودند) انتخاب کنند. در مرحله دوم این مطالعه از مخاطبین خواسته شد تا به یک پرسش‌نامه که در آن سوالاتی درباره مشخصات جمعیت شناختی^۱ و عادات‌های رفتاری این افراد در هنگام خرید^۲ پرسیده شده بود پاسخ دهند (اکوریس و همکاران، ۲۰۱۴). این مطالعه سعی داشت، به طور خاص، موارد ذیل را مورد مطالعه قرار دهد:

چگونه می‌توان از اطلاعات غیرضروری برچسب انرژی کامل کاهش داد و آن را با حفظ تاثیرگذاری بر مخاطب ساده‌تر نمود؛
بهترین زمان برای ارائه اطلاعات مصرف انرژی چه زمانی است، در هنگام بررسی لوازم خانگی برای خرید یا در هنگام خرید آن‌ها.

1 Demographic
2 Purchasing Behavior

مداخلات رفتاری این مطالعه بر مبنای ۳ ایده کلی بود: محتوای متنی برچسب‌های انرژی، محل قرارگیری (یا دسترسی افراد به این اطلاعات) و نحوه نمایش این اطلاعات. در ادامه، و بر اساس ۳ ایده نامبرده، طرح‌های مختلفی برای طراحی برچسب در نظر گرفته شد و تاثیر آنها بر روی مخاطبین بررسی شد (OECD، ۲۰۱۶).

نتایج مطالعه نشان داد که ارائه برچسب تصویری در کنار اطلاعات لوازم خانگی درج‌شده در سایت، بر جلب شدن توجه افراد به میزان مصرف انرژی این لوازم تاثیرگذار بوده است. نتایج نشان داد که استفاده از هر کدام از برچسب‌های طراحی شده برای مرحله «بررسی» تاثیر بیشتری بر جلب توجه مخاطب به عامل مصرف انرژی نسبت به گروه کنترل دارد؛ همچنین در مرحله «انتخاب»، برچسب‌های ۱،۳ و ۴، تاثیرگذاری بیشتری بر روی مخاطب نسبت به گروه کنترل دارد. برچسب ۳ (که با علامت «ch-3» در شکل ۲ مشخص شده است) به دلیل ارائه اطلاعات کامل از درجه‌بندی و نتیجتاً قابلیت مقایسه برای مصرف‌کننده بیشترین میزان تاثیرگذاری را در مقابل برچسب‌هایی که درجه مصرف انرژی را بدون درجه‌بندی ارائه می‌کردند به وجود آورد (اکوریس و همکاران، ۲۰۱۴).

این برچسب باعث افزایش ۱۰ درصدی انتخاب لوازم خانگی با بهره‌وری انرژی بالاتر توسط افرادی شد که از آن‌ها درخواست شد، این وسایل را انتخاب کنند (۶۱ درصد در مقابل ۵۱ درصد برای گروه کنترل)؛ در مرحله خرید اما این اختلاف کمتر بود و این برچسب تنها باعث افزایش ۳ درصدی خرید این محصولات شد (۶۸ درصد در مقابل ۶۵ درصد برای گروه کنترل). در مرحله بررسی بهترین لوازم خانگی نیز برچسب ۱ بهترین برچسب بود و توانست ۵۸ درصد مواقع تاثیرگذار باشد؛ و در مرحله انتخاب لوازم خانگی این برچسب در ۶۷ درصد موارد موثر واقع شد.

این نتایج برای تمام کشورهای مورد مطالعه معنادار بود و تنها اختلافات اندکی وجود داشت. همچنین، تیم مطالعاتی پیشنهاد کرد که از برچسب‌های متفاوتی در فروش محصولات در مغازه‌ها و در سایت‌های اینترنتی استفاده گردد. اما از آنجایی که استفاده از یک برچسب و همه‌گیر شدن آن در شرایط مختلف (محیط آنلاین و غیر آنلاین) روش مناسب‌تری است، پیشنهاد شده است که در مطالعات آینده برچسبی طراحی و مورد مطالعه قرار گیرد که در هر دو شرایط کارکردی بهینه داشته باشد (اکوریس و همکاران، ۲۰۱۴).

از جمله موارد دیگری که مطالعات قابل توجهی بر روی آن انجام پذیرفته است، نحوه ارائه اطلاعات مربوط به مسائل زیست‌محیطی به مردم عادی (افرادی که قدرت درک بالایی از عوامل تاثیرگذار بر مسائل زیست محیطی ندارند) است. مطالعات نشان داده است که اطلاع‌رسانی شفاف درباره هزینه و فایده یک سیاست در حوزه انرژی‌های تجدیدپذیر که گرانتر نیز هست، می‌تواند میزان تمایل به استفاده از چنین انرژی‌هایی را افزایش دهد.



شکل (۳-۲۳) امتیازدهی مصرف انرژی منازل (وزارت انرژی آمریکا، ۲۰۱۷)

در همین راستا، دپارتمان انرژی آمریکا با ارائه تمهیداتی برای امتیازدهی مصرف انرژی منازل^۱ که در شکل (۳-۲۳) آمده است به درک افراد عادی شامل مالکین، خریداران و اجاره‌کنندگان منازل کمک کرده تا فهم بهتری از مصرف انرژی و هزینه‌های مربوط به آن در درون منازل داشته باشند (وزارت انرژی آمریکا، ۲۰۱۷).

علاوه‌براین، این مرکز توانسته است با ارائه راه‌کارهای ساده و جذاب کاهش‌دهنده هزینه‌های مصرف انرژی، کاهش مصرف درون خانوار را تسهیل نموده و انگیزه کاهش مصرف را در آنها به وجود بیاورد. امتیازدهی توسط ارزیاب‌های انرژی که توسط دپارتمان انرژی تعلیم داده شده‌اند، صورت می‌گیرد. امتیاز مصرف انرژی عددی بین ۱۰ - ۱ است و اعداد پایین، مربوط به منازل با هدررفت انرژی بالا و اعداد بالا، به معنی کم هدررفت انرژی در خانه مورد نظر است. افراد با مراجعه به سایتی که در برگه امتیاز ارائه شده، می‌توانند راه‌کارهای ساده و کارآمد برای کاهش مصرف انرژی و ارتقاء امتیاز منازلشان دریافت نمایند.

قبوض ماهانه برق به این معناست که مردم از جزییات رفتارهای مصرفی خود (کدام وسایل انرژی بیشتری مصرف می‌کند، چه قدر از آنها استفاده شده است، چگونه می‌توان هزینه انرژی آن‌ها را کم کرد و ...) اطلاعی نخواهند داشت. گسترش مترهای هوشمند گامی مهم در جهت حل این مشکل خواهد بود: مصرف‌کنندگان قادر خواهند بود با کار با صفحه‌های نمایش (که در خانه نصب می‌شود) و دستیابی به بازخوردهای واقعی از رفتارهای مرتبط با انرژی، به جزییات روند مصرف انرژی خود پی ببرند. گام بعدی پس از گسترش مترهای هوشمند، ارائه‌های پیشنهادهایی در مورد کاراترین روش استفاده از انرژی، انگیزه‌دهی برای شکل‌گیری این گام‌ها و تسهیل کل فرآیند از طریق اتوماسیون خواهد بود (ارهارت-مارتینز^۲ و همکاران ۲۰۱۵).

1 Home Energy Score

2 Erhardt-Martinez

بیگر^۱ و همکاران (۲۰۱۷) به انجام آزمایشی در این حوزه در کشور دانمارک پرداختند. با نصب کنتورهای هوشمند با هدف اعمال سیاست تبعیض قیمتی، توانستند تقاضای روزانه را ۷ تا ۱۱ درصد کاهش دهند. در این آزمایش با نمایش اطلاعات مصرفی به مصرف‌کنندگان و همچنین آگاه کردن آنان از میزان سود و ضرر بابت مصرف انرژی‌ای که دارند، توانست مصرف برق را ۱۶ تا ۲۵ نسبت به قبل از این نصب این دستگاه‌ها کاهش دهند.



شکل (۳-۲۴) نمایش مصرف برای هر فرد، منبع: بیگر و همکاران (۲۰۱۷)

هان^۲ و همکاران (۲۰۱۸) به انجام آزمایشی در حوزه صرفه‌جویی در انرژی در یک ساختمان دانشگاه پرداختند که در آن یک پلتفرم اینترنت اشیا^۳ با حسگر نمونه‌برداری ۱ هرتز برای جمع‌آوری داده‌های مصرف برق استفاده شده است. در این آزمایش از مکانیسم پاداش و بازخورد روزانه استفاده شد که توسط یک نماینده‌های یک هفته تحویل داده میشد. نتایج نشان داد که در طول آزمایش صرفه‌جویی در مصرف حدود ۴,۲۵ درصد انرژی حاصل شد. پس از قطع مداخله و پایان انجام آزمایش، کاهش مصرف، به‌صورت پایدار^۴، به‌مدت ۴۴ روز همچنان ادامه پیدا کرد. این موضوع نشان می‌دهد که افراد با آگاهی از میزان مصرف خود، به اصلاح رفتار مصرفی خود می‌پردازند و این اصلاح رفتاری بلندمدت است. در همین راستا، لیده^۵ و همکاران (۲۰۱۷) با استفاده از شواهد تجربی، نشان دادند که مداخلات رفتاری با تغییر در انتخاب مصرف‌کننده تاثیرات قابل توجهی بر جای می‌گذارند. در این آزمایش نشان داده شد که با پیام‌رسانی و آگاه‌سازی مصرف‌کنندگان، شاهد کاهش ۳,۱ تا ۲,۲ درصدی مصرف برق تابستان هستیم.

1 Bager

2 Hahn

3 Internet of Things

5 Lade

۴ منظور از کاهش پایدار مصرف، صرفه‌جویی ۱۰٪ یا بیشتر از آن است.

به‌عنوان شواهد دیگری، آیدین^۱ و همکاران (۲۰۱۸) به بررسی تاثیر بازخورد مصرفی برق بر مصرف خانواده‌ها می‌پردازند. در این آزمایش میدانی، با استفاده از نمایشگرهای داخلی^۲ میزان مصرف برق هر خانوار به اطلاع آن‌ها می‌رسید. تحلیل بر روی داده‌های بدست آمده از این آزمایش نشان می‌دهد که تقاضای مصرفی برق تا ۲۰ درصد کاهش یافته است. با استفاده از همین رویکرد، رحمان و همکاران (۲۰۱۸) به تاثیر این مکانیسم بر رفتار افراد در مصرف کردن آب می‌پردازد. در این آزمایش با استفاده و توسعه اینترنت اشیا بر روی سینک آشپزخانه در یک ساختمان تجاری، به مطالعه رفتار مصرفی افراد پرداخته شد. این سینک در درجه اول برای شستن لیوان‌ها، بشقاب‌ها و تهیه چای و قهوه مورد استفاده قرار می‌گرفت. برای درک الگوی مصرف آب، داده‌های کاربران مختلف را برای فعالیت‌های متفاوت (مثلاً لیوان و بشقاب شستن) جمع‌آوری، تجزیه و تحلیل و مقایسه شد. پس از هر فعالیت در مورد هدر رفتن احتمالی آب، به مدت سه هفته به مصرف‌کنندگان بازخورد ارائه داده شد. این آگاهی نسبت به میزان مصرف باعث شد تا شاهد بهبود قابل توجهی در رفتار مصرف آب این کاربران (کاهش ضایعات آب تا ۵۰٪) باشیم. این مطالعه به وضوح کاربرد راه‌حل‌های مبتنی بر اینترنت اشیا، که هزینه کمی نیز دارند، در تغییر رفتار مصرف افراد را نشان می‌دهد.

تاثیر اطلاع از مصرف دیگران

هنجارهای اجتماعی و فرهنگی، انتظارات یا قاعده‌های رفتاری در یک اجتماع یا گروه هستند. هنجارها گاه آشکارا اعلام می‌شوند (به عنوان مثال، علامت «سیگار کشیدن ممنوع» در مکان‌های عمومی) و گاه در رفتارهای قابل مشاهده پنهان هستند (به عنوان مثال، دست دادن با کسی که برای اولین بار با او ملاقات می‌کنید). مردم فهم خود را از هنجارهای اجتماعی، اغلب از رفتار دیگران فرا می‌گیرند، این بدین معناست که هنجارها می‌توانند به سرعت توسعه و گسترش یابند. برخی از هنجارهای اجتماعی تاثیر غیرارادی قدرتمندی بر رفتار دارد (مثلاً ساکت بودن در کتابخانه) و می‌تواند بر کنش‌ها به شیوه‌های مثبت یا منفی تاثیر بگذارد. قدرت هنجارها می‌تواند برآمده از مجازات همراهی نکردن با آن‌ها و یا منفعت اجتماعی برآمده از پیروی از آن‌ها باشد. مداخله‌ها به مردم می‌گوید که دیگران در چنین موقعیتی چه کاری انجام می‌دهند.

مثال‌هایی از تاثیر مصرف دیگران بر افراد

در زمینه بازیافت یا استفاده مجدد، زمانی که در تابلوی یکی از اتاق‌های هتل متنی نوشته شده بود که از مهمانان آن اتاق درخواست میکرد حوله‌هایشان را برای محافظت از محیط زیست مجدداً استفاده کنند، ۱,۳۵٪ به آن درخواست عمل کردند. هنگامی که در تابلو از مکانیزم هنجار اجتماعی استفاده شد و گفته شد که «بیشتر مهمانان هتل دستکم یکبار در طول اقامت خود حوله خود را مجدداً استفاده کرده‌اند»، میزان مشارکت به ۱,۴۴٪ رسید و زمانی که تابلو اعلام کرد که «بیشتر کسانی که در این اتاق اقامت کرده‌اند، حوله‌هایشان را مجدداً استفاده کرده‌اند»، میزان همراهی به ۳,۴۹٪ رسید.

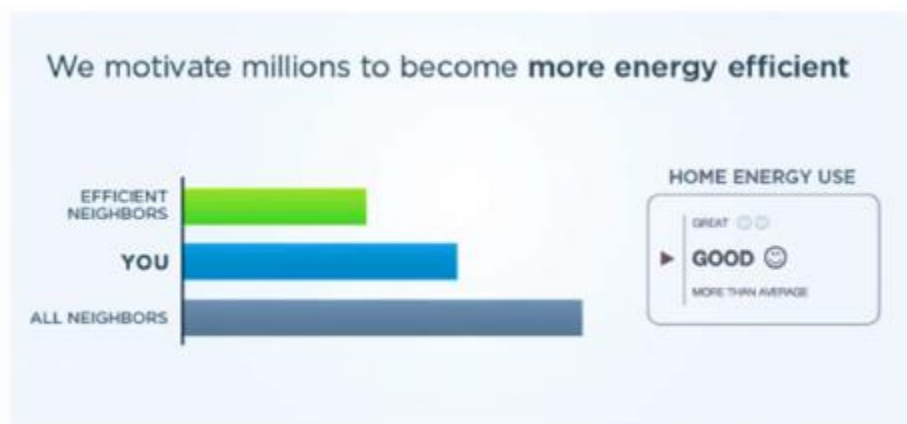
شهر گاردن گروو^۳ در ایالت کالیفرنیا، با چالش رایج رانندگی پرسرعت اهالی در مناطق مدرسه‌ای و دیگر مناطق شهر مواجه بود. به جای اتکای صرف بر برگه‌های جریمه، مسئولان شهری تصمیم گرفتند، حلقه‌های بازخوردی را آزمایش کنند. این بازخوردها علائمی الکترونیکی می‌فرستادند که به رانندگان، حداکثر سرعت مجاز و نیز سرعت واقعی ثبت‌شده‌انها را در رادار نشان می‌داد. علائم سرعت

1 Aydin

2 IHD

3 Garden Grove

رادار، اطلاعاتی بی‌درنگ در اختیار رانندگان قرار میداد و می‌گذاشت آن‌ها واکنشی فوری به اطلاعات و پلیس درونی‌شان نشان دهند، تا این‌که نگران جریمه شدن باشند. این علائم همچنین این حس را منتقل میکرد که سرعتشان مشاهده شده است. این ایستگاه‌های بازبینی راداری بدون جریمه کردن شهروندان، تاثیری به‌سزا در کاهش سرعت در مناطق مدرسه‌ای، ساختمانی و مسکونی داشتند. گاردن گورو به این نتیجه رسید که در مناطقی که علائم راداری وجود داشت، میانگین کاهش سرعت رانندگان ۱۴ درصد بود. دیگر مطالعات نشان می‌داد که وجود علائم رادارهای سرعت ۸٫۵ مایل بر ساعت، سرعت متوسط را کاهش داده است. این تغییر کوچک همچنین نشانگر کاهش چشم‌گیر خطر آسیب‌دیدگی یا مرگ بود. یک علامت هشدار به راننده ماهر با سرعت ۲۰ مایل بر ساعت که بچه‌ای را در ۵۰ پا (حدود ۱۵ متر) جلوتر می‌بیند، میتواند به توقف کامل ماشین در این فاصله منجر شود، اما راننده دیگری که با سرعت ۳۰ مایل بر ساعت حرکت میکند، حتی نمی‌تواند پیش از اصابت با کودک شروع به کاهش سرعت کند. ممکن است هنجارها نیاز به تقویت داشته باشند؛ در برنامه‌ای برای صرفه‌جویی انرژی در مقیاس بزرگ (۸۰۰ هزار خانه)، نامه‌هایی برای شهروندان فرستاده شد که علاوه بر ارائه اطلاعات ساده مصرف انرژی، مقایسه اجتماعی^۱ بین آن شهروند و همسایگان او در زمینه مصرف انرژی انجام می‌داد. نتیجه این طرح کاهش ۲٪ مصرف انرژی نسبت به مصرف پایه و اولیه بود. جالبتر آنکه اثر مداخله بین ماه‌ها به تدریج کم میشد و دوباره، هنگام دریافت نامه بعدی افزایش می‌یافت. به عبارت دیگر، اگر هنجارها فوراً برای مردم آشکار نباشد، ممکن است نیاز به تلاش‌های مکرری باشد تا تاثیرات آن خود-پایدار^۲ گردد.



شکل (۳-۲۵) مقایسه مصرف خانوار با خانوارهای همسایه

کاهش مصرف برق به کمک برجسته کردن عرف‌های اجتماعی
در سال ۲۰۱۵، در شهر کیپ تاون^۳ کشور آفریقای جنوبی، مطالعه‌ای بر روی برخی از عوامل رفتاری اثرگذار بر کاهش میزان مصرف برق کارمندان یک ساختمان دولتی صورت گرفت. این مطالعه که به کمک دانشگاه کیپ تاون و گروه ideas42 صورت گرفت،

1 social comparisons

2 self-sustaining

3 Cape Town

تلاش شد تا راه‌کاری برای افزایش بهره‌وری مصرف برق در ادارات حاصل شود. ساختمانی که مطالعه در آن صورت گرفت یک ساختمان ۲۴ طبقه دولتی بود که داده‌های مصرف انرژی آن برای دو سال مورد بررسی قرار گرفت. در هر طبقه از این ساختمان دو دستگاه انرژی‌سنج نصب شده بود که داده‌های مصرف انرژی را به طور منظم (هر نیم ساعت یکبار) ارائه می‌کرد. بر اساس مطالعات اولیه‌ای که در سال ۲۰۱۲ صورت گرفته بود مشخص شد که شش عامل تاثیرگذار باعث هدررفت انرژی و مانع رفتار مناسب کارمندان می‌شود. این عوامل به شرح ذیل هستند:

۱. افراد برداشت درستی از مسئولیت خود در قبال میزان مصرف انرژی نداشتند و احساس میکردند مسئولیت خاموش نمودن لامپ‌ها و تجهیزات برقی بر عهده دیگران است و نه خود آن افراد؛
 ۲. آن‌ها با تصور اینکه مفید کار کردن در اداره به اندازه کافی به اجتماع کمک میکند، خود را توجیه و در قبال رفتار مناسب زیست‌محیطی احساس مسئولیت نمی‌کردند؛
 ۳. برای آن‌ها مشخص نبود که رفتارهای کوچک و کم‌ارزش هر فرد چگونه می‌تواند بر استفاده مناسب و مفید از انرژی تاثیر بگذارد؛
 ۴. در برخی موارد کارمندان به سادگی فراموش می‌کردند تجهیزات برقی را خاموش نمایند؛
 ۵. کارمندان تلاشی برای انجام رفتار مناسب زیست‌محیطی که معمولاً در خانه‌شان داشتند نمی‌کردند؛
 ۶. آن‌ها نمی‌دانستند دیگر همکارانشان به چه میزان انرژی مصرف میکنند و در نتیجه نقطه مرجعی برای مقایسه نداشتند.
 ۷. دانشگاه کیپ تاون و گروه ideas42 با پذیرفتن و در نظر گرفتن این عوامل به عنوان عوامل اصلی و تاثیرگذار، مداخلات رفتاری طراحی کردند تا بتوان به کمک این مداخلات رفتاری پاسخ کارمندان را مورد ارزیابی قرار داد و به یک راه‌حل پایدار برای کاهش مصرف انرژی و ارتقاء رفتار زیست‌محیطی کارمندان دست یافت. مداخلات رفتاری در نظر گرفته شده توسط این تیم، به طور اهم، شامل موارد ذکر شده در ذیل بود:
- ارائه اطلاعات ساده و قابل فهم که باعث شود کارمندان به آسانی بتوانند این رفتارها را در عمل اجرا نمایند؛
 - ایمیل‌های یادآوری برای روشن کردن وسایل گرمایشی (یا سرمایشی) در ابتدای روز (به منظور کاهش شکایت کارمندان از برنامه کاهش مصرف انرژی) و خاموش کردن تجهیزات برقی، هنگامی که زمان اندکی تا پایان ساعت کاری باقی‌مانده بود؛
 - استفاده از مقایسه اجتماعی میزان مصرف انرژی کارمندان طبقات مختلف؛
 - تعیین افراد خاص در روزهای خاص تحت عنوان «قهرمان انرژی» به منظور انجام مسئولیت خاموش کردن تجهیزات برقی طبقه در آن روز خاص و همچنین مورد سوال قرار دادن افرادی که مشخص شده بود تا پایان ساعات در ساختمان مانده‌اند، اما تجهیزات را خاموش نکرده‌اند.

بر اساس نتایج این آزمایش، اگرچه ارائه اطلاعات درباره میزان مصرف و روش‌های کاهش آن از طریق ایمیل میزان مصرف را ۲ درصد کاهش داد، اما تاثیر این مداخله در رفتار کارمندان معنادار نبود. ایجاد رقابت در درون هر طبقه به وسیله ایمیل‌های اطلاع‌رسانی انجام شد که میزان مصرف فرد را با میانگین مصرف دیگران مقایسه می‌کرد و منجر به کاهش ۷ درصدی مصرف برق شد، که البته این مداخله هم تاثیر معناداری بر تغییر رفتار کارمندان نداشت. مداخله سوم که ترکیبی از رقابت درون طبقه‌ای و انتخاب یک فرد به عنوان «طرفدار صرفه‌جویی در انرژی» بود، توانست حدود ۱۴ درصدی در مصرف برق کاهش ایجاد کند که البته این مداخله توانست تغییر معناداری در رفتار کارمندان و در نتیجه کاهش مصرف انرژی به وجود آورد. نکته مهم در این آزمایش این بود که اولاً مداخلات رفتاری در نظر گرفته شده از جنس تشویق یا تنبیه مالی نبود، در حالی که کاهش مصرف خانگی در کیپ تاون با مشوق‌های مالی انجام

می‌شود. دوما، کاهش ۱۴ درصدی مداخله سوم توانست تمام هزینه‌های ۵ سال تحقیق (از سال ۲۰۱۲ تا ۲۰۱۷) را پوشش داده و بازگشت سرمایه اتفاق بیفتد.

۳-۱-۴-۸- تجربیات کشورهای منتخب در مدیریت مصرف برق

اکثر کشورها برای مقابله با اوج بار به یک روش اکتفا نکرده و بیش از یک ابزار کرده‌اند. نحوه ترکیب استفاده از این ابزارها بسته به زمان در دسترس برای آماده‌سازی شبکه قبل از رسیدن به زمان اوج مصرف، مدت زمان تداوم کمبود برق در زمان اوج مصرف و ساختار بازارهای برق هر منطقه از جهان متفاوت بوده است.

بیشتر کشورها به منظور تشویق مشتریان برای کاهش مصرف در زمان پیک بار از رسانه‌های جمعی مانند تلویزیون، رادیو، روزنامه‌ها و اینترنت که می‌توانند در مدت کوتاهی مشتریان زیادی را برای این هدف همراه کند، استفاده کرده‌اند. آفریقای جنوبی یکی از نمونه‌های موفق استفاده از رسانه جمعی برای عبور از پیک بار، با طرحی تحت عنوان «هشدار برق» بود. در این طرح درجه‌های رنگی که نشانگر میزان مصرف برق بود در ساعت اوج مصرف و در فواصل زمانی ۳۰ دقیقه‌ای از یکی از شبکه‌های اصلی تلویزیون نشان داده می‌شد. درجه‌های رنگی دارای ۴ وضعیت بودند که به شرح ذیل است:

وضعیت سبز: مقدار بار شبکه در وضعیت طبیعی است و از مشتریان خواسته می‌شود که صرفه‌جویی در مصرف برق را به عنوان یک فعالیت روزمره برای دستیابی به بهره‌وری انرژی بالاتر انجام دهند.

وضعیت نارنجی: مقدار بار شبکه در حال افزایش است و از مشتریان خواسته می‌شود از استفاده از لوازم غیرضروری (مانند خشک‌کن، ماشین ظرفشویی و...) اجتناب کنند.

وضعیت قرمز: مقدار بار شبکه بسیار افزایش پیدا کرده است و احتمال قطعی برق بسیار بالا است. از مشتریان خواسته می‌شود از لوازم غیرضروری که مصرف برق بالایی دارند (مانند دستگاه‌های تهویه، بخاری برقی و...) خودداری کنند.

وضعیت قهوه‌ای: مقدار بار شبکه به حالت بحرانی رسیده است و قطعی برق در برخی نقاط شبکه در حال انجام است. از مشتریان خواسته می‌شود به جز وسایل مطلقاً ضروری از سایر لوازم برقی استفاده نکنند.

برآوردها نشان داده است که این اقدام به ویژه در وضعیت قهوه‌ای، در کنترل اوج بار تاثیر به سزایی داشته است. در جدول (۳-۳) خلاصه‌ای از مهم‌ترین ابزارهای ارتباطی در تعدادی از کشورها برای ارتباط با مشتریان در پیک بار آورده شده است.

جدول (۳-۳) مهم‌ترین ابزار ارتباطی برای کاهش اوج بار در چندین کشور جهان

ارتباط با مشترکین	برزیل	آمریکا (کالیفرنیا)	نیوزلند	نروژ	کانادا (انتریو)	ژاپن (توکیو)	آفریقای جنوبی	کوبا	شیلی
کانال‌های ارتباطی									
فعالیت‌های رسانه‌ای	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
خط تلفن مشترکان			✓						
اینترنت		✓	✓						
دیدارهای حضوری						✓			✓
محتوای پیام									
اطلاعات عمومی در مورد بحرانی کمبود برق							✓		
تغییر دادن زمان مصرف	✓			✓					
درخواست برای کاهش مصرف	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓	✓

روش دیگر برای عبور از پیک بار شبکه اصلاح تعرفه برق است که کشورهایی مانند فرانسه، کوبا، آمریکا (کالیفرنیا) و برزیل از آن استفاده کردند. در این کشورها دولت قیمت برق را برای همه مصرف‌کنندگان خانگی با تمرکز بر مشترکان پرمصرف به صورت پلکانی افزایش داد.

در کشور فرانسه که بزرگترین تولیدکننده برق در بین کشورهای اروپایی است، اولین اصلاحات اساسی در نظام تعرفه برق، تحت عنوان الگوی تعرفه سبز^۱ در حدود ۶۰ سال قبل اجرا شد. در سال‌های اخیر نیز نوع خاصی از تعرفه‌گذاری برق به نام تعرفه تمپو^۲ اعمال می‌شود که مشترکان خانگی و تجاری کوچک می‌توانند بر اساس آن با شرکت‌های تامین برق قرارداد امضا کنند. تعرفه سبز یکی از شیوه‌های تعرفه‌گذاری است که برای مشترکین غیرخانگی با توان مصرفی متوسط و بالا به کار برده می‌شود. جدول (۳-۳) دسته‌بندی این نوع تعرفه را نشان می‌دهد. قیمت‌گذاری برق برای مشترکان مختلف بر حسب میزان توان مصرفی و همچنین مقدار مصرف مطابق جدول (۳-۴) محاسبه می‌شود.

جدول (۳-۴) تعرفه سبز در فرانسه

1 Tariff Vert

2 Tempo

Counter power (kVA)	Rate type (Color)	Type of site
3 to 36	Blue tariff	Individuals, small professionals
42 to 240	Yellow fare	professionals
250 to 3000	Green Rate A5	Businesses, communities
3000 to 10000	Green Rate A8	Very big sites
10000 to 40000	Green Rate B	Very big sites
> 40000	Green Rate C	Very very big sites

جدول (۳-۵) نرخ تعرفه سبز برای طبقات مختلف مشترکین

نوع مشترک	قیمت توان مصرفی هر کیلووات بر سال	متوسط قیمت برق هر کیلووات ساعت
توان پایین (آبی)	بین ۱۰ تا ۲۰ یورو	۹ سنت
توان متوسط (زرد)	بین ۳۰ تا ۴۲ یورو	۷ سنت
توان بالا (سبز)	بین ۲۴ تا ۱۰۰ یورو	۵ سنت

حدود ۹۹ درصد از مشتریان تعرفه‌گذاری سبز با نوع A5 پوشش داده می‌شوند که توان مصرفی آنها بین ۲۵۰ تا ۳۰۰۰ کیلووات است. قیمت‌گذاری نوع A5 علاوه بر میزان تقاضای مصرفی، بر حسب زمان مصرف و همچنین ساعات کل استفاده در طول سال متفاوت است. بدین ترتیب که در طول روز قیمت‌ها در زمان‌های مختلف متفاوت است و در زمان اوج بار بیشینه است. همچنین مشترکانی که توان مصرفی خود را در طول سال بیشتر استفاده می‌کنند (مشترکان دیماندی) قیمت برق به ازای هر کیلووات ساعت آنها کمتر محاسبه می‌شود. قیمت‌گذاری برق در تعرفه A5 در جدول (۳-۶) زیر آورده شده است. همان طور که مشاهده می‌شود مشترکانی که از توان مصرفی خود در کل سال بیشتر استفاده می‌کنند (Very long use)، هزینه ثابت توان مصرفی سالیانه آنها بالاتر بوده، اما قیمت برق آنها برای هر کیلووات ساعت مصرف کمتر است. در مقابل مشترکانی که دوره مصرف آنها در کل سال کمتر است، هزینه ثابت توان مصرفی سالیانه کمتری پرداخت کرده، اما قیمت برق آنها به ازای هر کیلووات ساعت مصرف بیشتر است. به عبارتی با کمتر استفاده کردن از نیروگاه‌های تولید برق در طول سال، قیمت تمام شده برق افزایش می‌یابد و به منظور بازگشت سرمایه برای تولید برق، این هزینه از مشترکان دریافت می‌شود. همچنین قیمت برق برای همه مشترکان در زمان اوج بار (full hours) از دیگر ساعات طول یک شبانه‌روز بیشتر بوده و قیمت برق در ساعات کم‌باری نیز از همه ساعات کمتر است.

جدول (۳-۶) تعرفه سبز برای انواع مشترکان در زمان‌های مختلف

ScalesTarif Green Option A5 Base at 01/08/2015

	Annual fixed bonus (€ / kVA)	Energy price (c € / kWh)				
		Winter			Summer	
		Point	Full hours	Off-peak hours	Full hours	Off-peak hours
Very long use	74.16	7.154	5,820	4,452	4,458	2,280
Long uses	54.60	10.421	6.667	4,606	4,525	2,881
Average uses	43.20	14.210	7,772	4,934	4.60	2,877
Short uses	30.24	21.387	9,782	5,305	4.60	2,727

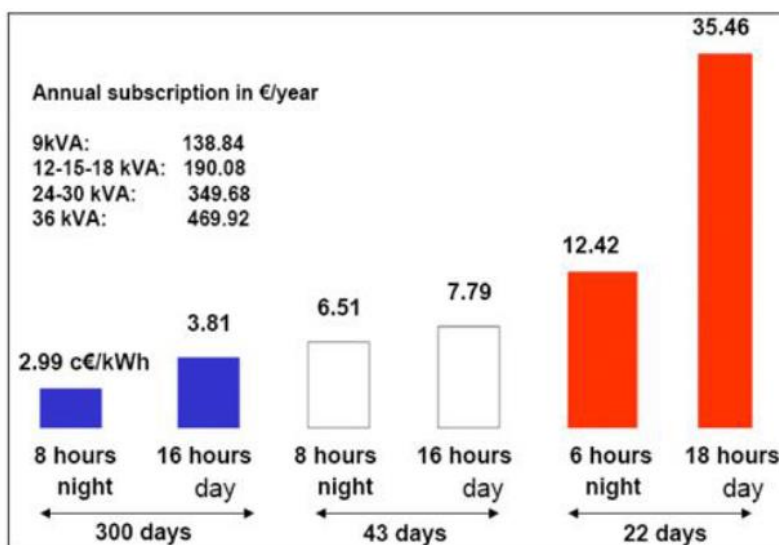
اما تعرفه‌گذاری تمپو، یک نظام قیمت‌گذاری نسبتاً پیچیده است که ۶ نرخ مختلف از قیمت برق را در زمان‌های مختلف ارائه می‌دهد. بر اساس تعرفه تمپو قیمت برق با توجه به شرایط آب‌وهوایی، مناسبت‌های روزهای سال و ساعت‌های شبانه‌روز تعیین می‌شود. در این نوع تعرفه‌گذاری به طور کلی سه رنگ وجود دارد: آبی، سفید و قرمز که به ترتیب نشان‌دهنده قیمت پایین، متوسط و بالا هستند. همچنین شرکت تامین کننده برق فرانسه، رنگ روزهای مختلف سال را مشخص می‌کند. رنگ هر روز بر اساس پیش‌بینی تقاضای برق برای آن روز مشخص می‌شود که میزان تقاضا عمدتاً توسط آب‌وهوا تحت تاثیر قرار می‌گیرد. همچنین امکان دارد که اپراتور شبکه انتقال فرانسه، در صورت بروز اتفاقات خاص در شبکه برق، رنگ روز را تغییر دهد.

علاوه بر رنگ خاص هر روز، ساعات هر روز نیز تقسیم‌بندی ویژه‌ای دارد که شامل سه دسته ساعت اوج بار، ساعات عادی یا میان‌باری و کم‌باری می‌شود. در تعیین قیمت برق بر اساس تعرفه تمپو موارد زیر از سوی شرکت تامین کننده برق رعایت می‌شود:

۱. سال تمپو در اول سپتامبر و روز تمپو از ۶ صبح شروع می‌شود.
۲. تعداد روزها در هر سال از هر رنگ ثابت است (۳۰ روز آبی، ۴۳ روز سفید و ۲۲ روز قرمز).
۳. یکشنبه همیشه یک روز آبی است و روزهای قرمز نمی‌توانند در تعطیلات یا آخر هفته یا بیش از پنج روز کاری در یک ردیف قرار گیرند.

در روزهای آبی، قیمت برق به مراتب کمتر از سایر روزهاست، در روزهای سفید قیمت برق متعادل‌تر است و در روزهای قرمز هم قیمت برق بسیار بالا بوده و حتی به ۹ برابر قیمت در روزهای آبی نیز می‌رسد. به طور معمول سردترین روزهای زمستان، روزهای قرمز هستند. تعیین قیمت برق متناسب با تقاضا و افزایش آن در زمان اوج بار موجب می‌شود که مردم به مصرف کمتر در این زمان‌ها تشویق شوند. در شکل (۱-۲۶) قیمت‌گذاری برق بر اساس سه رنگ آبی، سفید و قرمز در نظام قیمت‌گذاری تمپو نشان داده شده است. همان‌طور که در مشاهده می‌شود، قیمت‌گذاری در هر روز با رنگ‌های آبی، سفید و قرمز برای ساعات کم‌باری و اوج بار متفاوت است.

بر اساس قیمت‌گذاری تمپو، میزان مصرف در روزهای سفید ۱۵ درصد و در روزهای قرمز ۴۵ درصد در مقایسه با روزهای آبی کمتر شده است.



شکل (۳-۲۶) مقایسه تعرفه‌گذاری برق فرانسه در روزهای مختلف

در کوبا، قیمت برق برای همه مصرف‌کنندگان خانگی به استثنای مشترکان در پله اول مصرفی مطابق جدول (۳-۷) افزایش یافت. در برزیل ۸۰ درصد برق مصرفی سال قبل هر مشترک به عنوان سهمیه‌اش در نظر گرفته شد و برای میزان مصرف بالاتر از آن، قیمت برق افزایش زیادی پیدا کرد به طوری که برای مصارف بین ۲۰۰ تا ۵۰۰ کیلووات ساعت ۵۰ درصد افزایش قیمت و برای مصارف بیش از ۵۰۰ کیلووات ساعت ۲۰۰ درصد افزایش قیمت در نظر گرفته شد.

جدول (۳-۷) تغییرات تعرفه در کوبا برای مقابله با اوج بار

پلکان های مصرفی (کیلووات ساعت)	قیمت (دلار بر کیلووات ساعت)	
	تعرفه قدیمی	تعرفه جدید
۰-۱۰۰	۰/۰۹	۰/۰۹
۱۰۱-۱۵۰	۰/۲	۰/۳

۰/۴	۰/۲	-۱۵۱ ۲۰۰
۰/۶	۰/۲	-۲۰۱ ۲۵۰
۰/۸	۰/۲	-۲۵۱ ۳۰۰
۱/۳	۰/۲	بیش از ۳۰۰

Source: <https://www.oeb.ca>

در ایالت کالیفرنیا آمریکا نیز طرح تخفیف تعرفه‌ای موسوم به ۲۰/۲۰ اجرا شد. بر اساس این طرح به مشترکان خانگی که در زمان اوج مصرف تابستان ۲۰ درصد کمتر از سال گذشته برق مصرف می‌کردند، ۲۰ درصد تخفیف در هزینه برق داده شد. به طور مشابه برای مشترکان بزرگ تجاری و صنعتی نیز این تخفیف ۳۰ درصد در نظر گرفته شد. علاوه بر اقدامات فوت کمیسیون خدمات عمومی کالیفرنیا برای کنترل بحران برق در ژوئن ۲۰۰۱ قیمت برق مشترکین خانگی دو شرکت SCE و PG&E را با تمرکز بر مشترکین پرمصرف مطابق جدول ۸ افزایش داد. این سیاست سبب شد تا توان مصرفی در زمان اوج بار حدود ۱۲ درصد نسبت به سال ۲۰۰۰ کاهش یابد.

جدول (۳-۸) تغییرات تعرفه در کالیفرنیا با تمرکز بر مشترکان پرمصرف

پله مصرفی مشترک	درصد افزایش تعرفه
۱	بدون افزایش
۲	بدون افزایش
۳	۱۲
۴	۲۹
۵	۴۷

Source: W. a. Lazar. New England demand response initiative, 2002

یکی از روش‌های ایجاد انگیزه برای تغییر رفتار مصرفی مشترکین، اعطای یارانه در جهت استفاده از لوازم الکتریکی کم‌مصرف است که به چند نمونه اشاره می‌شود. در سال ۲۰۰۲ در ایالت کالیفرنیا، دولت با ارائه تخفیف برای خرید لوازم برقی کم‌مصرف مشترکان بی‌بضاعت، توانست میزان ۱۰۰ مگاوات از مصرف برق بکاهد.

در نروژ، دولت برنامه صرفه‌جویی برق به نام «طرح حمایت از خانه» را راه‌اندازی کرد. در این طرح دولت ۲۰ درصد از کل هزینه‌های جایگزینی برخی وسایل منزل را که حدود ۷۰۰ دلار بود به صورت یارانه‌ای به مشترکان پرداخت کرد.

بیشتر کشورهای جهان طرح تعویض لامپ‌های رشته‌ای با لامپ‌های کم‌مصرف فلورسنت را انجام داده‌اند. بزرگ‌ترین برنامه جایگزینی لوازم برقی در سراسر دنیا متعلق به کشور کویت است که با کمک دولت طی مدت دو سال تقریباً تمام وسایل برقی مهم مورد استفاده مشترکان برق در کویت با وسایل کم‌مصرف‌تر جایگزین شد.

در برزیل در طول بحران ۲۰۰۱، دولت بیش از ۵ میلیون لامپ کم‌مصرف فلورسنت را به صورت رایگان در میان فقرا توزیع کرد. در همان زمان فروش این لامپ‌ها توسط یک شرکت از ۱۴ میلیون در سال ۲۰۰۰ به ۵۰ میلیون در سال ۲۰۰۱ رسید.

در آفریقای جنوبی، دولت یک برنامه ملی برای تبادل لامپ‌های رشته‌ای با لامپ‌های کم‌مصرف را آغاز کرد. این برنامه که در سال ۲۰۰۴ آغاز شد توانست بیش از ۱۸ میلیون لامپ رشته‌ای را با لامپ‌های کم‌مصرف تعویض کند.

۲-۳- تدوین اصول و چارچوب‌های مدیریت تقاضا و مصرف برق؛ در بازه‌های زمانی

بلندمدت، میان‌مدت و کوتاه مدت

۳-۲-۱- مقدمه

مدیریت مصرف برق به صورت برنامه قابل مشارکت از دهه ۸۰ شمسی مورد توجه قرار گرفته است. این برنامه تحت نظارت شرکت توانیر و توسط شرکت‌های توزیع اجرا می‌شود تا بتوان مدیریت تقاضای برق را در زمان‌های پیک به نتیجه رساند. در حال حاضر مشترکینی که مخاطب این برنامه‌ها هستند به صورت مستقیم طبق قراردادی با شرکت توزیع در ساعت‌های پرباری بنا به نیاز شرکت توزیع و طبق توافق قبلی اقدام به کاهش بار می‌کنند.

در این فصل به بررسی روش‌های مختلف کوتاه مدت، میان‌مدت و بلندمدتی که وزارت نیرو در طی سال‌های گذشته، جهت هموارسازی منحنی بار و تامین مصرف برق در ساعات پیک سال به کار گرفته است، می‌پردازیم. روش‌ها در دو طبقه بندی ارائه خواهد شد. روش‌هایی که کاربرد در بازه کوتاه مدت - میان‌مدت دارند شامل: برنامه زمان استفاده (TOU)، برنامه کنترل مستقیم بار مصرفی مشترکان (DLC) به کمک اینترنت اشیا، برنامه کاهش بار برنامه‌ریزی شده عمومی و سایر مصارف، برنامه قطع بار برنامه‌ریزی شده مشترکین ایستگاه گاز طبیعی فشرده، طرح ذخیره عملیاتی کشاورزی؛ و روش‌هایی که کاربرد در بازه بلندمدت دارند شامل تبادل برق با کشورهای همجوار دارای اختلاف ساعت پیک.

۳-۲-۲- برنامه زمان استفاده (TOU) (کاربرد در بازه کوتاه مدت - میان‌مدت)

یکی از برنامه‌های مورد استفاده در بازه کوتاه مدت - میان‌مدت، برنامه زمان استفاده (TOU) می‌باشد که در زیر به تشریح آن پرداخته می‌شود.

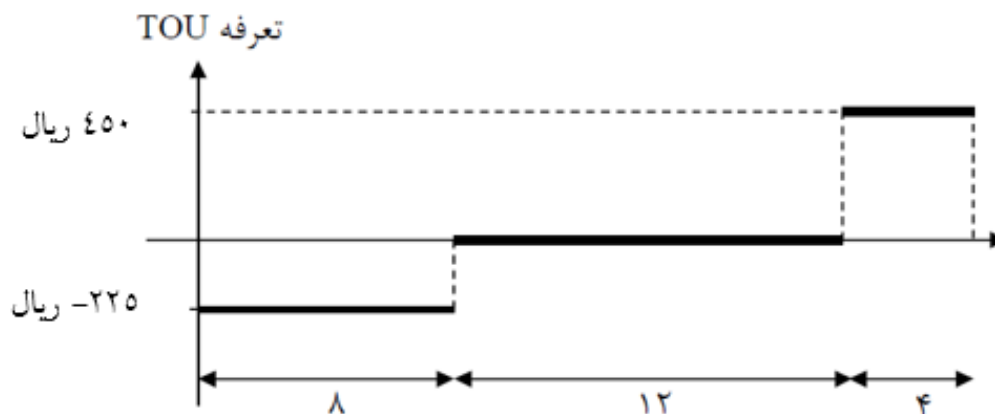
۳-۲-۱- تعریف و گستره موضوعی

برنامه TOU برای مشترکین مجهز به کنتورهای دیجیتال در سه دوره زمانی کم‌باری، میان‌باری و پرباری در شش ماهه اول و دوم سال در کشور پیاده شده است که زمان‌بندی آن مطابق جدول ۱۰ است. در شکل (۱-۲) میزان تعرفه TOU برای هر کیلووات ساعت مصرف انرژی در سال ۹۷ برای مشترکین خانگی آورده شده است. تعرفه TOU برای مشترکین مسکونی در یک دوره ۱۲ ساعته میان‌باری صفر در نظر گرفته شده است. این تعرفه در مناطق عادی برای دوره ۸ ساعته کم‌باری، ۲۲۵ ریال در کیلووات ساعت تخفیف دریافت می‌کنند و در ۴ ساعت پرباری ۴۵۰ ریال در کیلووات ساعت جریمه دریافت می‌کنند. در مناطق گرمسیری ۱ و ۲ هم با ضرایب یک سوم و دو سوم محاسبه می‌شوند.

این روش با توجه به اینکه برای اجرای آن نیاز به نصب وسایل اندازه‌گیری پیشرفته در محل بار مشترک دارد، بسته به اینکه مشترکان مدنظر به این دستگاه مجهز باشند یا نباشند می‌توان جز برنامه‌های مدیریت تقاضا در بازه زمانی کوتاه مدت یا میان‌مدت در نظر گرفت.

جدول (۳-۹) زمان‌بندی برنامه TOU در کشور در سال ۹۷

بازه / زمان	شش ماهه اول سال		شش ماهه دوم سال	
	ساعت	مدت	ساعت	مدت
میان باری	از ساعت ۸ تا ۲۰	۱۲ ساعت	از ساعت ۵ الی ۱۷	۱۲ ساعت
اوج بار	از ساعت ۲۰ تا ۲۴	۴ ساعت	از ساعت ۱۷ الی ۲۱	۴ ساعت
کم باری	از ساعت ۲۴ تا ۸	۸ ساعت	از ساعت ۲۱ الی ۵	۸ ساعت



شکل (۳-۲۷) تعارفۀ TOU برای مشترکین مسکونی در کشور در سال ۹۷

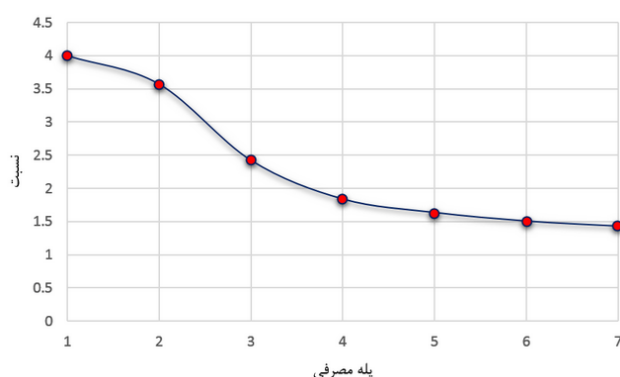
۳-۲-۲-۲-۳ اشکالات اجرای برنامه زمان استفاده (TOU) در کشور

همان طور که در بخش قبل اشاره شد در حال حاضر، شکلی از برنامه زمان استفاده برای مشترکین مجهز به کنتورهای چند تعارفه اجرا می‌گردد، اما نحوه اجرا و تعارفه‌بندی آن در بخش خانگی، میزان تاثیرگذاری و سودمندی برنامه را کاهش داده است. مشکلی که وجود دارد این است که جریمه و تخفیف فعلی بر مبنای روش TOU طراحی نشده است. در روش TOU باید نسبت قیمت اوج برق به کم‌باری برای همه مشترکان یکسان باشد اما به علت اینکه که مقدار جریمه و تخفیف برای مشترکین خانگی ثابت بوده اما مقدار تعارفه‌های برق در پله‌های مختلف مصرفی متفاوت است، نسبت قیمت اوج به زمان کم‌باری برای همه مشترکین یکسان نبوده و با افزایش میزان مصرف، این نسبت کاهش پیدا می‌کند.

با توجه به شکل ۲۸ که بر مبنای تعارفه برق در سال ۹۶ است، قیمت زمان اوج بار به کم‌باری برای مشترکین کم‌مصرف در حدود ۴ برابر و برای مشترکین پرمصرف کمتر از دو برابر است. دلیل این روند کاهشی این است که بهای برق هر مشترک به صورت تصاعدی (پلکانی) با افزایش مصرف آن زیاد می‌شود ولی جریمه اوج بار و تخفیف کم‌باری به ازای هر کیلووات ساعت مصرف برق ثابت است. به بیان دیگر می‌توان گفت که در روش فعلی درصد جریمه اوج بار نسبت به کل بهای برق برای مشترکین پرمصرف بسیار کمتر از مشترکین کم‌مصرف است و در نتیجه مشترکین پرمصرف که معمولاً سهم بیشتری از مصرف برق را در زمان اوج بار دارند، انگیزه کمتری برای کاهش مصرف خود در زمان اوج بار دارند. به عبارتی، مشترکان کم‌مصرف بیشتر از پرمصرف‌ها به علت مصرف برق در اوج بار جریمه می‌شوند.

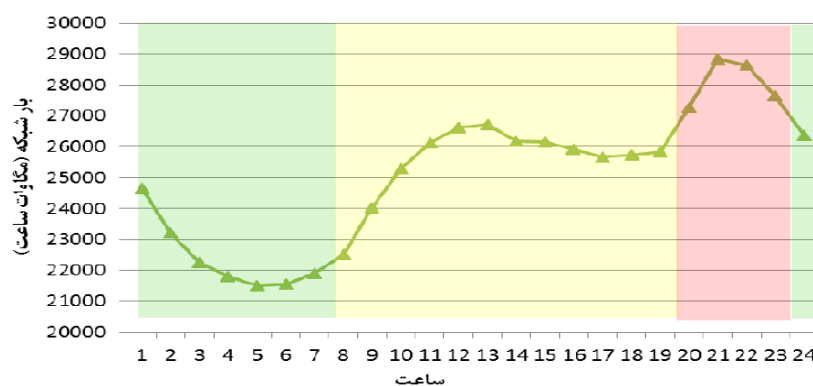
در نظر گرفتن یک جریمه ثابت برای همه مشترکین پرمصرف و کم‌مصرف غیرموثر است و لازم است به این نکته توجه داشت که غالب مشترکین کم‌مصرف در زمان اوج بار از حداقل وسایل ضروری استفاده می‌کنند و نمی‌توان از آنها، انتظار کاهش مصرف در زمان اوج بار را داشت. حال آنکه مشترکین پرمصرف می‌توانند با اصلاح رفتار خود و اجتناب استفاده از وسایل غیرضروری (کولر گازی، ماشین ظرف‌شویی، سونا و ...) در زمان اوج بار، مصرف خود را کاهش دهند و یا اینکه بهای واقعی برق مصرفی خود را در آن بازه بپردازند.

نکته بعدی این است که اختلاف اوج مصرف فصل گرما و سرما بسیار زیاد است و مشکل پیک مصرف برق در فصل تابستان وجود دارد. اما مبلغ جریمه و تخفیف اعمال شده در قبوض برق در تمامی فصول سال ثابت و یکسان بوده است. بنابراین لازم است که مقدار جریمه و تخفیف در فصول مختلف متفاوت باشد.

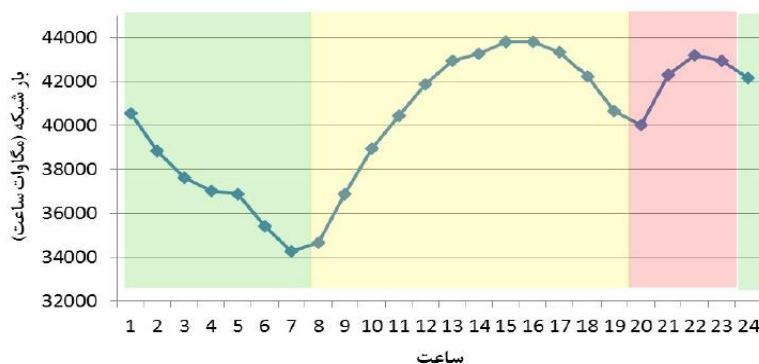


شکل (۳-۲۸) نسبت قیمت زمان اوج به قیمت کم‌باری در پله‌های مختلف مصرفی در سال ۱۳۹۶

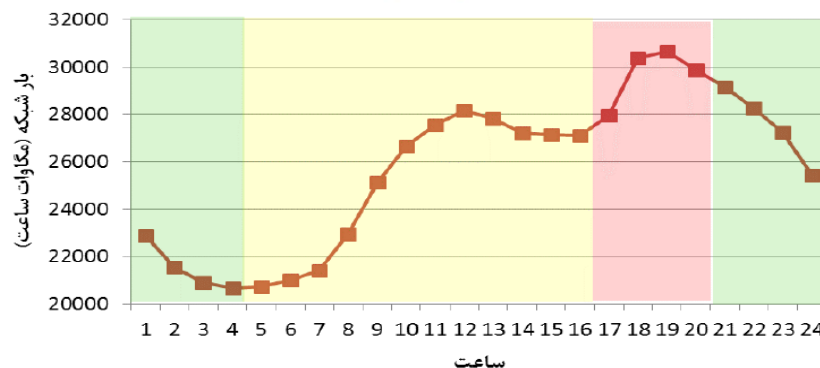
مشکل دیگری که در ارتباط با نحوه اجرای برنامه TOU برای تمام مشترکان در کشور وجود دارد، این است که زمان‌های اعلام شده برای بازه‌های پرباری و کم‌باری برای کل کشور و در تمام ماه‌های سال یکسان و مستقل از الگوی بار مصرفی واقعی آن منطقه است. در شکل (۳-۳) مطابق جدول (۳-۲۹) ساعات اوج بار، میان‌باری و کم‌باری که به ترتیب با رنگ قرمز، زرد و سبز مشخص شده‌اند، به همراه بار شبکه در سه روز از ماه‌های فروردین، مرداد و آذر رسم شده است. همان‌طور که در این شکل مشاهده می‌شود ساعات اعلام شده TOU با آنچه به طور واقعی در الگوی بار دیده می‌شود مطابقت ندارد.



الف) بار ساعتی در تاریخ ۱۳۹۲/۱/۲۰



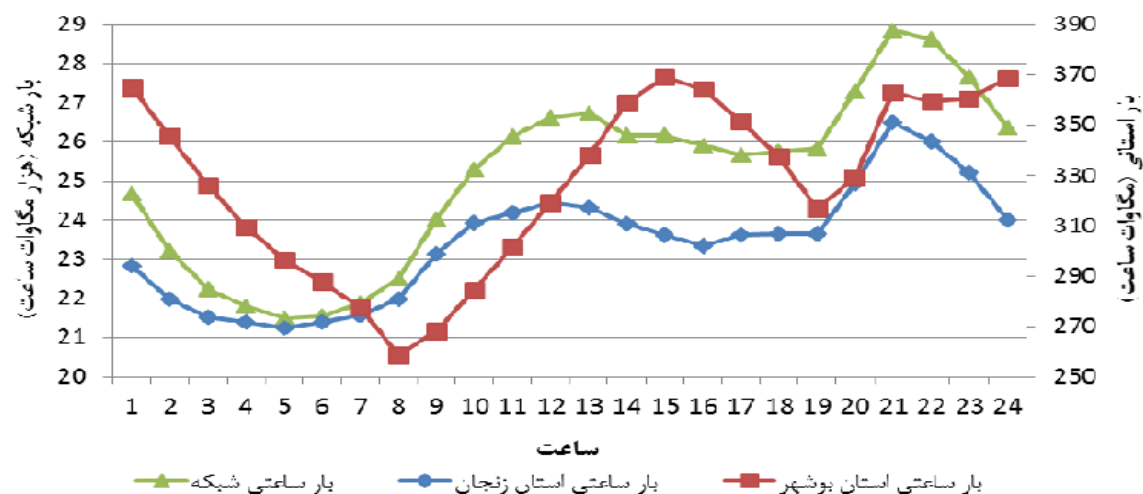
(ب) بار ساعتی در تاریخ ۱۳۹۲/۵/۱۵



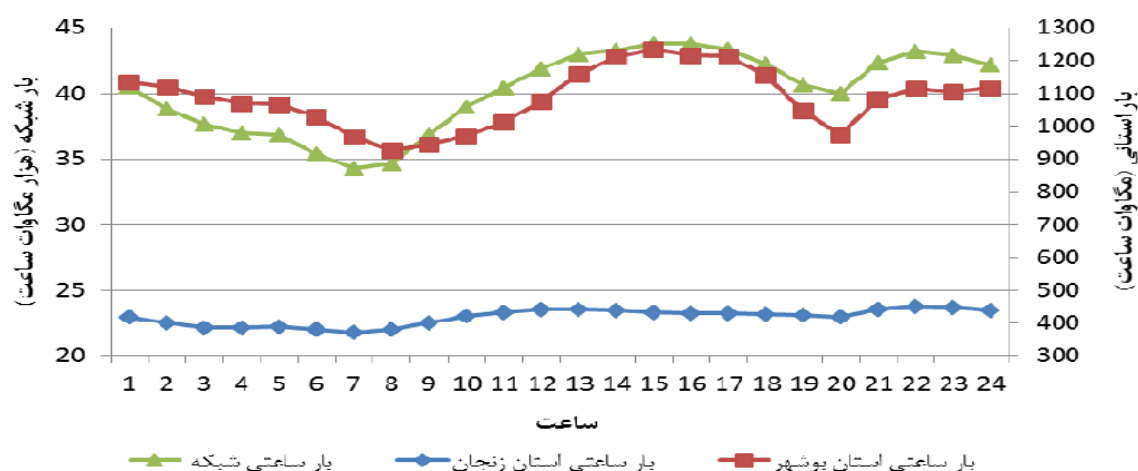
(پ) بار ساعتی در تاریخ ۱۳۹۲/۹/۲

شکل (۳-۲۹) بار ساعتی شبکه و TOU اعلام شده

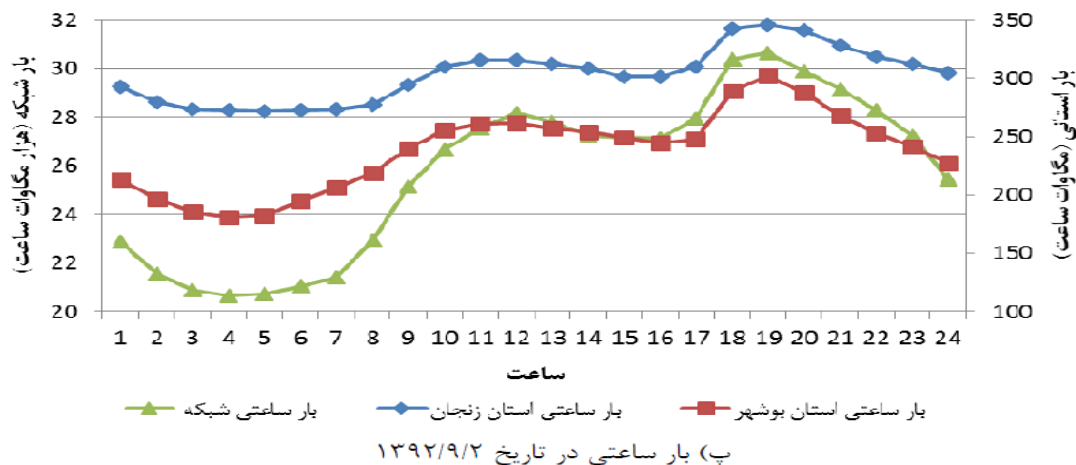
در شکل (۳-۳۰) مقایسه بین الگوی بار کل کشور و دو استان نمونه بوشهر و زنجان در سه تاریخ فوق مشاهده می‌شود. از مقایسه بار این دو استان نمونه با بار کل شبکه در سه تاریخ به این نکته پی می‌بریم که نمی‌توان برای کل مناطق کشور و در تمامی ایام سال، برنامه زمان استفاده یکسانی را به کار برد. بنابراین لازم است که ساعات TOU بنابر طبیعت الگوی بار هر منطقه تعیین شود. مشکل دیگری که در مرحله اجرای برنامه TOU در کشور وجود دارد این است که برخی از کنترهای دیجیتال مشترکین بر اساس تنظیمات اولیه خود و بدون تغییر در کل سال مصرف مشترکین را در ساعات اوج بار، میان‌باری و کم‌باری ثبت می‌کنند و تفاوتی بین نیمه اول و دوم سال طبق جدول (۲-۱) در نظر نمی‌گیرند. از این رو به نظر می‌رسد برنامه TOU اجرا شده در کشور نه تنها در مرحله اجرا به درستی پیاده نمی‌شود، بلکه در طراحی بازه‌های زمانی و تعرفه‌های تشویقی و جریمه نیز نیاز به تجدیدنظر دارد.



الف) بار ساعته در تاریخ ۱۳۹۲/۱/۲۰



ب) بار ساعته در تاریخ ۱۳۹۲/۵/۱۵



شکل (۳-۳) الگوی بار استان‌های بوشهر و زنجان در مقایسه با الگوی کشور

۳-۲-۲-۳- طراحی مجدد برنامه زمان استفاده منطقه‌ای (TOU)

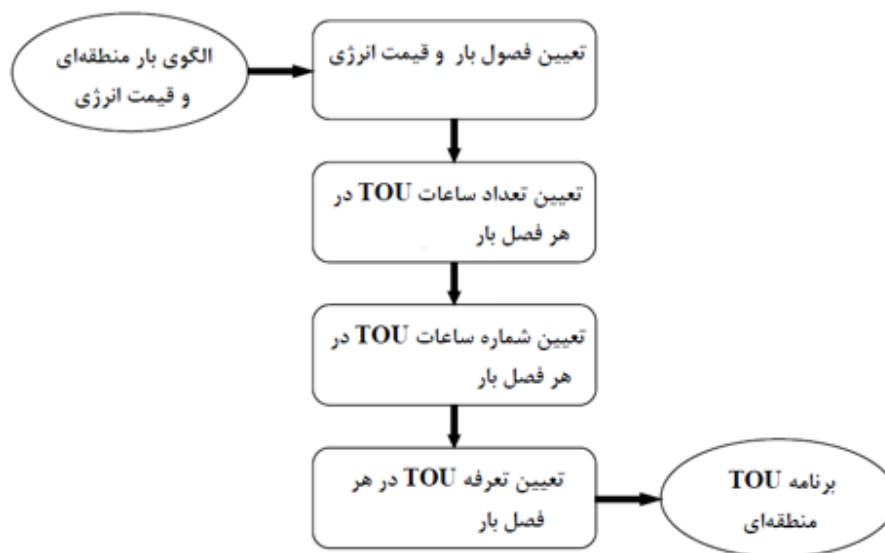
مشترکینی که در طرح فهم به کنتورهای هوشمند مجهز می‌شوند، با توجه به امکانات و قابلیت‌های این دستگاه‌ها هیچ مشکلی در مشارکت در اجرای کلیه برنامه‌های پاسخ‌گویی بار ندارند زیرا این کنتورها قابلیت ثبت داده‌های بار مشترکین در بازه‌های ساعتی و حتی ۱۵ دقیقه‌ای دارند و می‌توانند اطلاعات خود را برای پایگاه داده‌ها و مراکز کنترل ارسال نمایند یا سیگنال‌های فرمان و اطلاعات را دریافت کنند. اما مشترکینی که از کنتورهای دیجیتال فعلی استفاده می‌کنند، نیز می‌توانند در برنامه TOU به طور خاص شرکت کنند. نحوه اجرای این برنامه برای این دسته از مشترکین به این صورت خواهد بود که بر اساس تقسیم‌بندی سال به ایام مختلف که با نظر شرکت‌های مجری برنامه انجام می‌پذیرد، لازم است چند بار در سال (۲ یا ۴ بار در سال) تنظیمات ساعت اوج بار، میان‌باری و کم‌باری در کنتورهای دیجیتال تغییر یابد.

این امر می‌تواند توسط مأمورین قرائت کنتور که به صورت دوره‌ای برای ثبت مقادیر مصرف مراجعه می‌کنند نیز انجام گردد. با توجه به نیاز برنامه TOU به ثبت بار در ساعات خاص شبانه روز، کنتورهای معمولی برق ابزاری مناسبی برای اجرا آن نیستند. برنامه زمان استفاده جدیدی که در ادامه معرفی می‌شود می‌تواند جایگزینی برای برنامه زمان استفاده که در حال حاضر اجرا می‌شود، باشد و برای تمام مشترکینی که به کنتور دیجیتال یا هوشمند مجهز هستند، اجرا شود.

این برنامه می‌تواند با همکاری نهادهای استانی از جمله استان‌داری، شهرداری، فرمان‌داری از جهت تامین منابع مالی برای تجهیز مشترکان خانگی به کنتور سه زمانه، فرهنگ‌سازی و تامین نیروی انسانی متخصص برای نصب تجهیزات با سرعت بیشتری در کشور انجام شود.

برنامه TOU شامل دو فاکتور اصلی ساعت و مبلغ (تشویق مصرف در کم‌باری و جریمه مصرف در اوج بار) است. برای اجرای بهینه این برنامه لازم است هر دو فاکتور به دقت تعیین و به مشترکین ابلاغ شود. در بحث تعیین ساعات TOU لازم است بدانیم که تعداد ساعات اوج بار و کم‌باری در طول سال چقدر است و چگونه تغییر می‌کند و اینکه چه ساعتی از شبانه‌روز، برای این برنامه لحاظ

می‌شود. طبیعی است که نمی‌توان به تعداد روزهای سال برنامه TOU فرض کرد و لازم است کل دوره مورد مطالعه به بازه‌های زمانی هفتگی یا ماهانه تقسیم شود تا در هر بازه زمانی (فصول بار)، برنامه مناسب آن بازه طراحی و تعرفه مناسب هر بازه تعیین شود. فرایند کلی آن در شکل (۲-۵) آورده شده است.



شکل (۳-۳۱) فرایند کلی طراحی برنامه TOU

– تعیین فصول بار با توجه به الگوی بار منطقه‌ای

برای تعیین ساعات بهینه TOU لازم است تغییرات الگوی بار منطقه و قیمت تمام شده انرژی در فصول بار بررسی شود. در این مرحله می‌توان الگوی بار کل منطقه را به عنوان مرجع مطالعات در نظر گرفت که حاصل آن تنظیم برنامه TOU برای کلیه مشترکین منطقه است. اما با توجه به تفاوت سبک مصرف و تعرفه‌های گروه‌های مختلف مشترکین (خانگی، عمومی، کشاورزی، صنعتی و تجاری) یک منطقه، برای اجرای کارآمد این برنامه لازم است که تنظیم این برنامه به تفکیک گروه مشترکین در هر بازه زمانی باشد. اجرای برنامه TOU نیاز به تعریف دوره‌های هفتگی یا ماهانه دارد که در طول هر دوره (فصل بار)، ساعات یکسانی در کل سال به عنوان ساعات اجرای برنامه به مشترکین اعلام شود. به منظور تعیین ساعات بهینه TOU باید فصول بار برای گروه‌های مختلف مشترکین منطقه مشخص شود. هر فصل بار به دوره‌ای اطلاق می‌شود که می‌توان برای کل داده‌های بار ساعتی آن مقدار میانگین و انحراف استاندارد داده‌ها از مقدار میانگین را تعریف نمود به طوری که با انتخاب فصول بار در سال، کمترین انحراف میانگین در کل سال حاصل شود. بنابراین انتخاب فصول بار به صورتی انجام می‌شود که داده‌ها بیشترین نزدیکی را با یکدیگر داشته باشند و تغییر فصل بار از فصلی به فصل دیگر نشان‌دهنده تغییرات قابل توجه در الگوی بار مشترکین منطقه باشد. معمولاً تغییرات الگوی بار منطقه با تغییرات اقلیم هم‌آهنگ است و با توجه به تفاوت اقلیم‌ها در کشور، مسلماً تغییرات اقلیم مناطق مختلف و به تبع آن تغییرات الگوی بار مناطق با یکدیگر یکسان نخواهد بود. می‌توان برای تمام روزهای هر فصل بار شکل واحدی از برنامه TOU (ساعات و تعرفه) را در نظر گرفت.

فصول بار می‌تواند به شکل چندین روز، هفته یا ماه مشخص تعیین شود. با توجه به اینکه در تعریف فصل بار ذکر شد، انحراف استاندارد مقادیر بار ساعتی از میانگین بار فصل ملاک قضاوت درباره نحوه انتخاب فصول بار است، در نتیجه هر چه واحد شمارش در فصول بار کوچک‌تر باشد دقت بیشتر می‌شود. به عنوان مثال تعیین فصول بار بر اساس روزها دقت بیشتر و براساس ماه دقت کمتری دارد. از طرفی ابلاغ و اجرای برنامه TOU بر اساس روزهای مختلف سال مشکل است بنابراین شرکت‌های مجری TOU می‌توانند این برنامه را به صورت هفتگی یا ماهانه مشخص کنند. اگر فرض کنیم که این برنامه به صورت هفتگی اجرا شود و S_i شماره هفته آغازین فصل بار i ام باشد، S_{i+1} شماره هفته آغازین فصل بار $(i+1)$ ام و در نتیجه نشان‌دهنده پایان فصل بار i ام است. بنابراین روزهای قرار گرفته در فصل بار i ام از روز شماره $(1+(S_i-1)*7)$ تا روز شماره $[(S_{i+1}-1)*7]$ سال است که کل مقادیر بار ساعتی در این روزها به عنوان بار فصل i ام محسوب می‌شود. مقدار میانگین بار فصل i ام با توجه به رابطه ۱ بدست می‌آید. که در این رابطه $L(d,h)$ مقدار بار گروهی از مشترکین منطقه در ساعت h از روز d ام سال می‌باشد. همچنین مقدار انحراف استاندارد مقادیر بار از میانگین m_i در فصل بار i ام با رابطه ۲ تعیین می‌شود. با استفاده از روابط بالا، مطالعه آماری ساده‌ای بر داده‌های بار منطقه در کل سال انجام می‌شود و مقادیر S_1 تا S_n (تعداد کل فصول بار) برای تمامی گروه‌های مشترکین با شرط حداقل سازی انحراف استاندارد بار در کل سال بدست آید. بنابراین از این طریق فصول بار منطقه‌ای مشخص می‌شود. در روابط ۱ و ۲ می‌توان به جای بار ساعتی از مقادیر بار بیشینه روزانه ($L_{max}(d)$) و یا بار کمینه روزانه ($L_{min}(d)$) استفاده نمود. در این صورت فصول بار به ترتیب بر اساس میانگین اوج بار روزانه و یا بر پایه میانگین کمترین بار روزانه تعیین می‌شوند. به روش مشابه داده‌های قیمت تمام شده برق $P(d,h)$ را به جای $L(d,h)$ در روابط ۱ و ۲ قرار می‌دهیم تا به استفاده از ترکیب این دو داده به برنامه زمان استفاده بهینه برسیم.

رابطه ۱:

$$m_i = \frac{1}{24 \times [(S_{i+1} - S_i) \times 7]} \sum_{d=[1+(S_i-1) \times 7]}^{[(S_{i+1}-1) \times 7]} \sum_{h=1}^{24} L(d, h)$$

رابطه ۲:

$$S_i = \left[\frac{1}{24 \times [(S_{i+1} - S_i) \times 7 - 1]} \sum_{d=[1+(S_i-1) \times 7]}^{[(S_{i+1}-1) \times 7]} \sum_{h=1}^{24} (L(d, h) - m_i)^2 \right]^{\frac{1}{2}}$$

- تعیین ساعات TOU در هر فصل بار

در هر فصل بار باید بخشی از ساعات شبانه‌روز را به عنوان ساعات اوج بار و کم‌باری و باقی ساعات را به عنوان میان‌باری در نظر گرفت. به این معنا که در فصل بار i ام، تعداد ساعات اوج بار، M_i ساعت میان‌باری و O_i ساعت کم‌باری وجود دارد که حاصل جمع آنها ۲۴ ساعت است. در برنامه فعلی TOU، تعداد ساعات اوج بار و کم‌باری به ترتیب برابر ۴ و ۸ ساعت است. ولی برای افزایش کارایی این برنامه لازم است مطابق الگوی بار و قیمت، تعداد ساعت بهینه‌ای برای مشترکین اعمال شود.

برای تصمیم‌گیری در مورد تعداد ساعات در هر باز می‌توان مطابق رابطه ۳ ساعاتی از شبانه‌روز که بار آنها بیشتر از $a\%$ بار بیشینه روز است را به عنوان تعداد ساعات اوج بار در فصل بار i ام در نظر گرفت که درصد a می‌تواند مقادیری مانند 80% ، 85% و یا 90% باشد. فرض می‌کنیم P_i^d تعداد ساعاتی در روز d ام از سال باشد که بار آنها مساوی یا بیشتر از $a\%$ اوج بار بیشینه همان روز است.

رابطه ۳:

$$L(d, h_j) \geq \frac{a}{100} \times \max_k [L(d, h_k)]$$

$$d = \{[1 + (S_i - 1) \times 7], \dots, [(S_{i+1} - 1) \times 7]\}$$

$$j = 1, 2, \dots, p_i^d$$

$$k = 1, 2, \dots, 24$$

با توجه اینکه تعداد ساعات با بار بیش از $a\%$ در کل روزهای فصل یکسان نیستند، مطابق رابطه ۴ از مقدار متوسط تعداد ساعات در طول فصل بار استفاده می‌شود.

رابطه ۴:

$$P_i = \text{mean}(P_i^d)$$

$$d = \{[1 + (S_i - 1) \times 7], \dots, [(S_{i+1} - 1) \times 7]\}$$

از طرفی برای همکاری مشترکین بهتر است که تعداد ساعات اوج بار در هر فصل، از مقدار مشخصی کمتر باشد و نزدیک‌ترین عدد صحیح به مقدار متوسط تعداد ساعات اوج، به عنوان تعداد نهایی در نظر گرفته شود. تعداد ساعات اوج و کم‌باری باید در رابطه ۵ صدق کند (این قید در برنامه فعلی نیز رعایت شده است).

رابطه ۵:

$$P_t + O_t = 12$$

بر اساس رابطه ۵ و عدد P_i که از رابطه ۴ بدست آمده است تعداد ساعات کم‌باری نیز مشخص می‌شود. تعداد ساعات میان‌باری در تمام سال، ۱۲ ساعت خواهد ماند.

- شماره ساعات TOU

تا این مرحله تعداد ساعات کم‌باری و اوج بار مشخص شد. اکنون باید شماره ساعات آنها مشخص شود. برای این منظور لازم است رشته اعداد بار ساعتی مشترکین به ترتیب نزولی مرتب شود و سپس P_i ساعت ابتدای رشته مرتب شده، به عنوان ساعات اوج بار و O_i ساعت انتهایی رشته، ساعات کم‌باری منطقه را نشان می‌دهد. با توجه به اینکه شماره ساعات اوج بار یا کم‌باری محسوب می‌شوند حتی

در طول یک فصل بار تغییر می‌کند، لازم است در هر فصل بار شماره ساعات اوج و کم‌باری برای هر روز مشخص شود و شماره‌هایی که بیشترین فراوانی را در طول فصل دارند به عنوان ساعات اوج بار و کم‌باری انتخاب شوند.

- تعیین تعرفه بهینه TOU

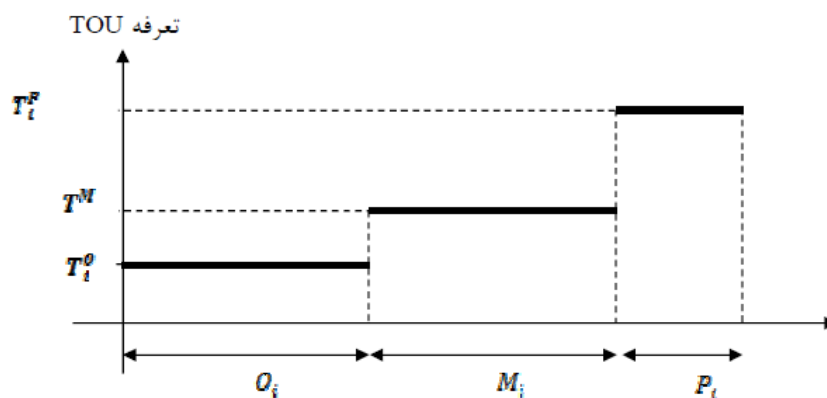
برنامه TOU می‌تواند در کنار تعرفه ثابت، مانند تعرفه پلکانی مشخص شده برای مشترکین خانگی کشور، اجرا گردد که در این صورت هزینه برق مشترکین با توجه به پله‌های تعریف شده مصرف محاسبه می‌شود و سپس مبالغ تشویقی و جریمه اعمال می‌شود. صورت دیگر اجرای برنامه TOU، تعریف تعرفه‌های برق بر اساس زمان استفاده از انرژی است که در این صورت نیازی به تعرفه ثابت نیست و تعرفه‌های TOU مبنای محاسبه کل هزینه قرار می‌گیرند. این نوع تعرفه هم‌اکنون برای مشترکین مصارف عمومی و تولیدی پیاده می‌شود. در شکل ۳۲ مقادیر P_i ، M_i و O_i در برنامه TOU مربوط به فصل بار i ام و تعرفه‌های متناسب با آنها را نشان می‌دهد. با توجه به یکسان بودن تعرفه میان باری در کل سال، مقدار تعرفه آن با فصل بار تغییر نمی‌کند و به همین دلیل اندیس i ندارد. میزان جریمه (C_i^P) و تشویق (C_i) در برنامه TOU مطابق روابط ۶ و ۷ از مآب‌هالتفاوت تعرفه‌های TOU در ساعات غیرمیان‌باری و تعرفه ساعات میان‌باری بدست می‌آید.

رابطه ۶:

$$C_t^P = T_t^P - T^M$$

رابطه ۷:

$$C_t^O = T^M - T_t^O$$



شکل (۳-۳۲) تعرفه TOU در هر فصل بار

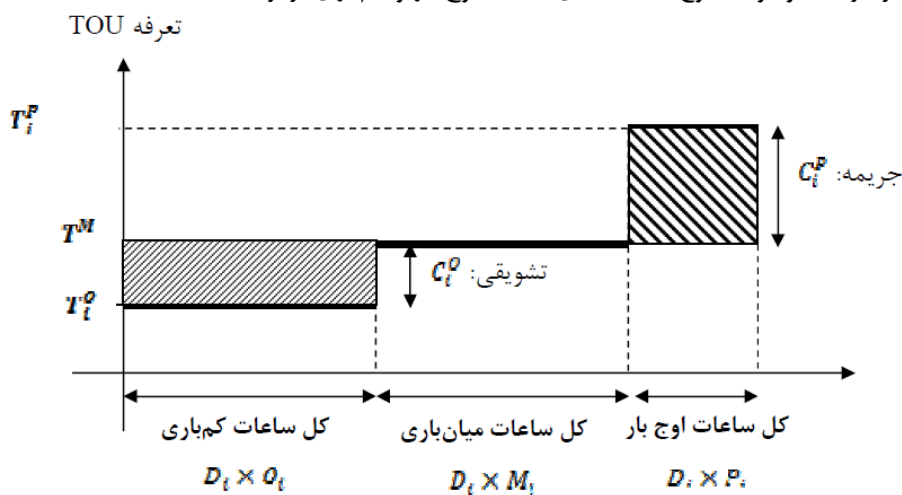
اگر مطابق شکل اول پیاده‌سازی برنامه TOU، یعنی استفاده از TOU در کنار تعرفه ثابت (برای مشترکین خانگی)، تعرفه میان‌باری صفر باشد، در این صورت تعرفه‌های TOU در واقع همان مقادیر تشویقی و جریمه محسوب می‌شوند.

برای تعیین تعرفه بهینه TOU لازم است اصل کلی برابری مساحت زیر منحنی را در نظر گرفت این اصل از رابطه کلی هزینه مصرف برق استخراج شده که یک رابطه پایه در تعرفه‌بندی برق محسوب می‌شود. این رابطه با فرض وجود چندین نوع تعرفه در کل ساعات افق زمانی مورد نظر ارتباط خطی بین آنها مشخص می‌کند. ساده شده رابطه هزینه در بحث تعرفه‌های زمان استفاده با فرض عدم وجود هیچ نوع تعرفه‌بندی ثانویه دیگری در افق مورد نظر، اصل برابری مساحت‌هاست که در اینجا مورد استفاده قرار می‌گیرد. این اصل مطابق رابطه ۸، به این صورت است که مجموع حاصل ضرب جریمه در تعداد ساعات اوج بار برای تمام روزهای فصول بار با مجموع حاصل ضرب تشویق در تعداد ساعات کم‌باری برای تمام روزهای فصول بار برابر شود:

رابطه ۸:

$$\sum_{i=1}^n C_i^O \times O_i \times D_i = \sum_{i=1}^n C_i^P \times P_i \times D_i$$

تعداد ساعات کم‌باری یا اوج بار در افق زمانی برنامه‌ریزی برای برنامه زمان استفاده محاسبه می‌شود. یعنی کل ساعات اوج بار در یک فصل بار در رابطه ۸ قرار داده می‌شود و نه تعداد ساعات اوج بار در یک روز. برای مثال اگر یکی از فصول بار شامل D روز و هر روز در برگیرنده P ساعت اوج بار است، تعداد ساعات اوج بار و کم‌باری در این فصل بار به ترتیب $D \times P$ و $D \times (24 - P)$ است. در شکل (۳-۶) مساحت‌های مورد نظر برای یکی از فصول بار برنامه TOU نشان داده شده است. برای تمامی فصول بار دوره مورد نظر باید این مساحت‌ها در نظر گرفته شود و مجموع مساحت‌های ساعات اوج بار و کم‌باری برابر باشد.



شکل (۳-۳) مساحت‌ها در یکی از فصول بار برنامه TOU

به منظور همکاری مشتریان بهتر است تشویق و جریمه در این برنامه با رعایت سقف مشخصی تعیین شود. به عنوان مثال شرکت‌های مجری میزان جریمه مصرف در اوج بار حداکثر تا ۳ برابر جریمه فعلی در نظر بگیرند. افزایش جریمه نباید مقدار تشویقی را به نحوی تغییر دهد که تعرفه مصرف در ساعات کم‌باری به کمتر از صفر برسد. شرکت‌های مجری برنامه TOU می‌توانند با در نظر گرفتن قید

مجموع تعداد ساعات کم‌باری و اوج بار، قید سقف تعداد ساعات اوج بار، قید برابری سطوح و قید سقف جریمه/ تشویقی می‌توانند برنامه TOU پیشنهادی خود را تنظیم کنند.

۳-۲-۳- برنامه کنترل مستقیم بار مصرفی مشترکان (DLC) به کمک اینترنت اشیا (کاربرد در بازه کوتاه مدت - میان مدت)

اینترنت اشیا^۱، سیستمی از کامپیوترها، ماشین‌های محاسبه، دستگاه‌های دیجیتال و مکانیکی، انسان‌ها و حیوانات است که هر کدام با یک کد مستقل و به عنوان یک وسیله‌ی متمایز، در شبکه حضور دارند و سهم قابل توجهی از تبادل اطلاعات و رفتار و رابطه میان آنها، بدون دخالت و نظارت مستقیم انسان انجام می‌شود.

در این روش حسگرهای هوشمندی که متصل به اینترنت هستند بر روی دستگاه‌های برقی نصب شده و تمامی اطلاعات، داده‌ها، ارتباطات و در بعضی مواقع تجزیه و تحلیل نحوه مصرف و ذخیره انرژی را ثبت می‌کنند.

اغلب این حسگرها مجهز به مدارهای قطع کننده و مدار رله هستند و توانایی ارسال اطلاعات را به نرم‌افزار کنترل کننده دارند تا با استفاده از این اتوماسیون کنترل و نظارت ساده‌تر شود و می‌توان شرایطی را به وجود آورد که میزان مصرف برق در زمان پیک بار کاهش یابد.

در برنامه کنترل مستقیم بار با نصب تجهیزات و دستگاه‌های کنترل، در محل زندگی و یا کار مشترک، شرکت برق اجازه کنترل بار مشترک در زمان‌های از پیش تعیین شده و در زمان پیک مصرف را دارد.

مشترک این اجازه را به شرکت برق می‌دهد که با اعلام قبلی/زمان‌بندی تعیین شده بر اساس تفاهم انجام شده، نسبت به کنترل بار، اقدام نماید. همکاری در کاهش بار، به صورت تشویقی بر روی قبض مشترک اعمال خواهد شد. در زمان عقد قرارداد با مشترکین، موارد مشخصی از قبیل دوره کنترل بار (بر حسب ماه‌های سال)، حداکثر تعداد روزهای اجرای برنامه در یک دوره کنترل، حداکثر تعداد ساعات اجرای برنامه در هر روز، سیکل زمان‌بندی کنترل ادوات، میزان تشویقی به ازای اجرای برنامه و نحوه پرداخت آن به توافق مشترک می‌رسد.

بدیهی است که اجرای برنامه DLC اختلالی در اجرای برنامه‌های زمان محور DR نظیر قیمت‌گذاری زمان استفاده، ایجاد نمی‌کند. نتایج عملی نشان می‌دهد که ترکیب DLC با قیمت‌گذاری دینامیک نتایج بهتری برای مدیریت مصرف به دنبال خواهد داشت.

این روش به صورت پایلوت در ایران در تابستان ۹۸ در ساختمان‌های سه شرکت توزیع برق تهران، خراسان شمالی و غرب مازندران کلید خورد. فاز نخست آن ساخت دستگاه کنترل کننده CEEM است که قابلیت قطع، وصل و تنظیم دمای کولر را با اتصال به اینترنت از طریق سیم کارت داراست.

مرحله‌ی بعدی ایجاد سامانه جهت کنترل بارهای سرمایشی و استقرار سرور موردنظر با قابلیت تنظیم از راه دور چیلرهای گازی می‌باشد که به تعداد ۴۵۰ عدد در این سه شرکت نصب شده و انرژی صرفه‌جویی شده‌ان در تابستان، بیش از ۷۴ مگاوات ساعت است.

این روش را به دلیل اینکه برای اجرای آن نیاز به نصب یک سویچ کنترل از راه دور بر روی سیستم برقی، ایجاد زیرساخت‌های قانونی مانند حفظ حریم خصوصی مشترکان، بیمه وسایل برقی و مسئولیت خراب شدن دستگاه برقی دارد، می‌توان جز برنامه‌های مدیریت تقاضا در بازه زمانی کوتاه مدت و میان مدت در نظر گرفت.

۳-۲-۳-۱- ضوابط اجرایی کنترل مستقیم بار سرمایشی در کشور

برنامه کنترل بار در میان تمام مشترکان شرکت برق قابل اجرا بوده و هر مشترک حقیقی و یا حقوقی می‌تواند در این برنامه مشارکت نماید. بازه ساعت همکاری در مشترکین اداری از ساعت ۱۱ الی ۱۵ و در سایر مشترکین از ساعت ۱۲ الی ۱۶ می‌باشد. مشترک می‌تواند در یکی از دو حالت قطع بار برنامه‌ریزی شده و تنظیم دمای برنامه‌ریزی شده در برنامه مشارکت نماید.

الف) قطع بار برنامه‌ریزی شده

در این حالت مشترک موافقت می‌نماید بارهای سرمایشی خود را به صورت بازه قطع و وصل در اختیار شرکت برق قرار دهد. در این حالت دستگاه سرمایشی در بازه زمانی همکاری به مدت ۴۵ دقیقه در مدار بوده و به مدت ۱۵ دقیقه از مدار خارج می‌شود. مشترکین همکار در این حالت مطابق رابطه زیر پاداش همکاری دریافت خواهند کرد:

۴ برابر نرخ انرژی اوج بار در تعرفه اداری $\times$ مقدار انرژی صرفه‌جویی شده = پاداش بهای انرژی همکاری (ریال)

خلاصه این برنامه به شرح جدول (۳-۱۰) است:

جدول (۳-۱۰) خلاصه برنامه قطع بار برنامه‌ریزی شده

ردیف	عنوان	شرح
۱	نوع برنامه	قطع بار برنامه‌ریزی شده
۲	بازه تاریخ اجرای برنامه	ابتدای تیر الی انتهای مرداد
۳	بازه روزهای اجرای برنامه	روزهای کاری هفته
۴	بازه ساعت اجرای برنامه	مشترکین اداری ۱۱ الی ۱۵
		سایر مشترکین ۱۲ الی ۱۶
۵	مدت زمان کار دستگاه سرمایشی	۴۵ دقیقه
۶	مدت زمان قطع دستگاه سرمایشی	۱۵ دقیقه

ب) تنظیم دمای برنامه‌ریزی شده

در این حالت مشترک موافقت می‌نماید تنظیم دمای بارهای سرمایشی خود را در اختیار شرکت برق قرار دهد. توسط این برنامه دستگاه سرمایشی در بازه زمانی همکاری بر روی دمای ۲۴ درجه سانتی‌گراد تنظیم شده و مشترک امکان تغییر در دمای ترموستات را نخواهد داشت. مشترکین همکار در این حالت مطابق رابطه زیر پاداش همکاری دریافت خواهند کرد:

۲ برابر نرخ انرژی اوج بار در تعرفه اداری $\times$ متوسط دیمانده مصرفی تجهیز قبل از اجرای برنامه = پاداش دیمانده همکاری (ریال)
 پاداش دیمانده همکاری $\times$ تعداد روز همکاری قابل قبول = پاداش کل (ریال)

منظور از روز کاری قابل قبول، روزی است که در آن ۴ ساعت همکاری قابل قبول تایید گردد. در حالت اضطراری یعنی زمانی که شبکه سراسری برق در وضعیت بحرانی قرار گیرد، در آن روز حداکثر به مدت یک ساعت سیستم سرمایشی از مدار خارج خواهد شد. هر سیستم سرمایشی که در این وضعیت خاموش گردد علاوه بر پاداش فوق مطابق با رابطه زیر مشمول پاداش خواهد گردید.

۲ برابر نرخ انرژی اوج بار تعرفه اداری $\times$ متوسط دیمانده مصرفی تجهیز قبل از قطع $\times$ تعداد ساعت قطع بار = پاداش همکاری اضطراری
 خلاصه این برنامه به شرح جدول (۳-۱۱) است:

جدول (۳-۱۱) خلاصه برنامه تنظیم دمای برنامه‌ریزی شده

ردیف	عنوان	شرح
۱	نوع برنامه	تنظیم دمای برنامه‌ریزی شده
۲	بازه تاریخ اجرای برنامه	ابتدای تیر الی انتهای مرداد
۳	بازه روزهای اجرای برنامه	روزهای هفته کاری
۴	بازه ساعت اجرای برنامه	مشترکین اداری ۱۱ الی ۱۵
		سایر مشترکین ۱۲ الی ۱۶
۵	مقدار دمای تنظیمی	۲۴ درجه سانتی گراد

	دستگاه	
	سرمایشی	

۳-۲-۳-۲- تجهیز کنترل کننده و بستر ارتباطی اجرای برنامه کنترل مستقیم بار

برای اجرای برنامه DLC، از رله‌های کنترل (برای قطع بار) یا ترموستات هوشمند (برای تغییر دمای مرجع) استفاده می‌شود. رله کنترل کننده می‌تواند به عنوان محافظ دستگاه در زمان نوسانات جریان برق نیز عمل کند. در دستگاه‌های تهویه هوا (A/C)، سوییچ کنترل روی سیم کنترل کمپرسور نصب می‌شود یا از ترموستات هوشمند استفاده می‌گردد. در پمپ‌ها و آبگرمکن‌ها، سوییچ کنترل روی سیم کنترل نصب می‌شود. تعداد دفعات معمول خاموش و روشن شدن یک دستگاه تهویه، ۴۰۰۰ تا ۶۰۰۰ بار در تابستان است. اگر یک رله کنترل بار به آن افزوده گردد، ۶۰ تا ۸۰ بار خاموش و روشن شدن بیشتری اتفاق می‌افتد. بنابراین اجرای برنامه DLC تاثیر چندانی بر عمر مفید دستگاه نخواهد داشت.

بستر ارتباطی برای ایجاد ارتباط با مرکز کنترل واقع در شرکت‌های تامین کننده برق و ارسال فرمان به رله‌ها، شامل انواعی از فن‌آوری‌های مبتنی بر سیم مانند خطوط تلفن، اینترنت، فیبر نوری و PLC و نیز فناوری‌های بی‌سیم نظیر وای‌فای، امواج رادیویی، امواج مایکروویو و GPRS می‌باشد. برای افزایش قابلیت اطمینان، بهتر است از چند روش ارتباطی برای کنترل سوییچ‌ها استفاده شود تا در صورت ایجاد مشکل در یک روش، دیگری بتواند جایگزین شود.

به دلیل امکان نصب بد یا خرابی سوییچ کنترل، لازم است تداوم حضور مشترکین به طور مستمر مانیتور شود. ترکیب DLC و AMI به ایجاد ارتباط دوطرفه و اندازه‌گیری بهتر و ارزیابی دقیق‌تر مشترکین مشارکت کننده و تشخیص واحدهای غیرفعال منجر می‌شود. ارتباط یک طرفه یعنی ارسال فرمان به رله‌ها از سوی شرکت به مشترک، ارزان‌تر و توسعه‌پذیرتر ولی به دلیل اینکه مشترک ممکن است بدون اطلاع شرکت از برنامه خارج شده باشد آسیب‌پذیرتر است. اما ارتباط دو طرفه بین مشترک و شرکت در طولانی مدت به مشارکت بیشتر در سایر برنامه‌ها نیز منجر می‌شود.

۳-۳-۲-۳- کنترل بار مستقیم در بخش خانگی

در قراردادهای کنترل بار، عموماً بارهایی را تحت کنترل قرار گرفته می‌شود که راحتی و رضایت مشترکین را چندان تحت تاثیر قرار ندهد و موجب تشویق مشتریان به شرکت در این برنامه‌ها شوند.

با توجه به اینکه عمده بار مصرفی قابل کنترل در بخش خانگی، شامل روشنایی و سیستم گرمایش/ سرمایش می‌باشد، معمولاً شرکت‌های برق، سیستم‌های گرمایش/ سرمایش و آبگرمکن‌های برقی را در نظر می‌گیرند که در صورت قطع آنها مدتی طول می‌کشد تا اثر آن مشخص گردد.

بارهای روشنایی به دلیل آنکه مستقیماً آسایش مصرف کنندگان را تحت تاثیر قرار داده و قابلیت کاهش توان کمتری نسبت به تجهیزات گرمایشی/ سرمایشی دارند، عموماً در برنامه‌های کنترل مستقیم بار در نظر گرفته نمی‌شوند.

هم‌چنین به دلیل قیمت بالای تجهیزات کنترلی، کنترل مستقیم بارهای روشنایی چندان مقرون به صرفه نبوده و بنابراین کنترل این نوع از بارها در برنامه‌های دیگر مدیریت مصرف مانند استفاده از لامپ کم‌مصرف، تعرفه‌بندی و برنامه‌های کنترل غیرمستقیم بار که کنترل بار از طرف مشترک انجام می‌گیرد در نظر گرفته می‌شوند.

با توجه به اینکه پیک بار شبکه سراسری کشور در تابستان است، و از عمده دلایل این افزایش بار بکارگیری تجهیزات سرمایشی به‌خصوص در استان‌های جنوبی کشور می‌باشد (بطوری که از ۵۷ هزار مگاوات پیک بار تابستان سال ۹۷ بیش از ۲۳ هزار مگاوات آن مربوط به تجهیزات سرمایشی بوده است^۱)، بنابراین روش کنترل بار مستقیم در بخش خانگی برای تجهیزات سرمایشی مدنظر است که شرایط و تعهدات آن به صورت زیر می‌باشد:

- ✓ در این برنامه تجهیز مدیریت هوشمند بار سرمایشی، از طریق کارشناسان مورد تایید شرکت برق، بر روی تجهیزات و یا تاسیسات مشترک نصب می‌شود.
- ✓ تجهیز مدیریت هوشمند بار سرمایشی نصب شده، دارای استانداردها و مجوزهای لازم از سوی شرکت برق و سازمان‌های مربوطه می‌باشد.
- ✓ نصب تجهیز کنترلی پس از تایید پیمان کار متخصص از سلامت سیستم سرمایشی موجود و با تایید شرکت برق امکان‌پذیر است.
- ✓ تجهیز مدیریت هوشمند بار سرمایشی نصب شده، از دو طریق فرمان از راه دور و یا برنامه‌ریزی شده از قبل، کنترل می‌شود. اطلاعات به صورت امن و با استفاده از استانداردهای بین‌المللی رمزنگاری شده و هیچ ارتباطی با حریم خصوصی مشترک ندارد.
- ✓ سیستم کنترل به گونه‌ای طراحی شده است که هر گونه خرابی دستگاه کنترل، اختلالی در ادامه کار تجهیزات ایجاد نخواهد کرد.
- ✓ تجهیز مدیریت هوشمند بار سرمایشی توسط شرکت برق تهیه و نصب می‌شود. مشترک هزینه‌ای بابت تجهیز پرداخت نمی‌کند. همواره حق بررسی، سرویس و یا جمع کردن تجهیز نصب شده برای شرکت برق محفوظ می‌باشد.
- ✓ مشترک متعهد می‌شود که با دقت از تجهیز نصب شده نگهداری نماید. در صورت انجام هر گونه فعالیتی که منجر به تخریب یا آسیب رساندن به تجهیز شود، مشترک موظف به جبران خسارت وارده خواهد بود.
- ✓ هرگونه اختلال در تجهیزات منصوبه (نظیر دستکاری دستگاه توسط مشترکین، از کار انداختن دستگاه)، موجب عدم دریافت پاداش توسط مشترک خواهد شد.

۱ با توجه به سهم بالای لوازم سرمایشی در مصرف برق، از سال ۱۳۸۸ به بعد در برخی روزهای تابستان، پیک بار روز شبکه افزایش قابل ملاحظه‌ای نسبت به دیگر فصول سال پیدا می‌کند و بدین معنی است که پیک تابستان از شب به روز منتقل می‌شود. این درحالی است که پیک شب در سایر فصول عمدتاً ناشی از مصارف روشنایی بوده و معمولاً در هنگام غروب آفتاب اتفاق می‌افتد.

از علل رشد نامطلوب بارهای سرمایشی و تهویه مطبوع در کشور، می‌توان به مواردی چون رشد جمعیت، ورود بی‌رویه تجهیزات با راندمان پایین و غیراستاندارد به صورت غیرقانونی، استفاده بی‌سابقه و روزافزون از وسایل و روش‌های تبرید (فناوری خنک کردن از طریق برج‌ها) در مناطق معتدل و مرطوب، تغییر الگوی بومی تهویه مطبوع در مناطق گرم و خشک و معتدل و خشک از کولر آبی به کولر گازی، انطباق نداشتن نیاز سرمایشی ساختمان با سیستم سرمایشی طراحی یا خریداری شده، رفتارهای نادرست مشترکین به دلیل کاهش هزینه مصرف برق در سبد هزینه‌های خانوار، عدم فرهنگ‌سازی مناسب در زمینه استفاده از ادوات سرمایشی در دمای استاندارد توسط ساکنین ساختمان و بی‌توجهی به مساله تعمیر و نگهداری تجهیزات سرمایشی اشاره کرد.

- ✓ اطلاعات استخراج شده از تجهیز نصب شده فقط برای پایش روند مصرف، بررسی عملکرد و محاسبه پاداش مورد استفاده قرار خواهد گرفت. همچنین با درخواست کتبی مشترک حق دسترسی به اطلاعات خود را در هر زمان خواهد داشت.
- ✓ انجام برنامه، تنها در ساعات و روزهای تعیین شده و با هدف کنترل بار صورت می‌گیرد. همچنین در طی انجام برنامه، هر زمان که مشترک کتبا از شرکت برق درخواست نماید می‌تواند از برنامه خارج شود.

۳-۲-۳-۴- کنترل بار مستقیم در بخش کشاورزی

آب‌های زیرزمینی مهم‌ترین تامین‌کننده‌ی منابع آب در بخش کشاورزی محسوب می‌شوند. در گذشته برای انتقال آب از اعماق زمین به سطح، از پمپ‌های دیزلی استفاده می‌شد. اما امروزه به دلیل افزایش قیمت حامل‌های انرژی و افزایش بازدهی و جلوگیری از هدررفت آب، موتور پمپ‌های برقی جایگزین آن‌ها شده‌اند.

در همین راستا تا کنون دولت قوانین زیادی را جهت برقی کردن چاه‌های آب به تصویب رسانده است. بر اساس بند ق تبصره ۲ قانون بودجه سال ۱۳۹۳ و بر اساس مصوبه شماره ۱۵۷۱۵۶ تاریخ ۱۳۹۳/۱۲/۱۰ شورای اقتصاد، وزارت نیرو و شرکت‌های توزیع برق استانی موظفند که برق چاه‌های آب کشاورزی را تامین و شرکت ملی نفت ایران نیز مبلغی را جهت حمایت از کشاورزان متقاضی برق‌دار کردن چاه‌های آب کشاورزی و ایستگاه‌های پمپاژ، جهت اعطای تسهیلات بدون سود در اختیار بانک کشاورزی قرار دهد. بر اساس قراردادی که بین وزارت نفت و وزارت نیرو منعقد شده است، وزارت نفت همه ساله مبلغ ناشی از صرفه‌جویی سوخت (نفت و گاز) را برای تامین بودجه برقی کردن چاه‌های آب اختصاص می‌دهد. وزارت نیرو برای کلیه‌ی چاه‌های آب فعال که فاقد پروانه‌ی بهره‌برداری می‌باشند، مشروط به اجرای آبیاری مدرن و تحت فشار متوسط متقاضی، پروانه بهره‌برداری صادر می‌کند. مسئولیت وزارت نیرو در این قانون مبنی بر برقی کردن چاه‌های آب کشاورزی در صورتی است که صرفه‌جویی حاصل از محل کاهش مصرف سوخت‌های فسیلی امکان‌پذیر باشد. در سال‌های اخیر مصرف برق در بخش کشاورزی با محوریت مصرف آن در چاه‌های کشاورزی (سهم ۷۰ درصدی مصرف برق در چاه‌های کشاورزی از کل مصرف بخش کشاورزی) رشد چشم‌گیری داشته است.

تعرفه برق کشاورزی در سه گروه ۳ الف، ۳ ب و ۳ ج به صورت جدول زیر می‌باشد که با توجه به اینکه پمپ‌های چاه‌های آب یا در حال کار و یا خاموش (صفر و یک) هستند و قابلیت تنظیم ندارند بنابراین غالب برنامه‌های کنترل بار مصرفی کشاورزی ناظر بر کد ۳ الف که پمپاژ آب برای آبیاری محصولات کشاورزی است، می‌باشند. در کنترل بار مستقیم کشاورزی شرکت‌های توزیع یا برق منطقه‌ای با کشاورزان همکار طی قراردادی زمان‌های قطع بار را از قبل مشخص می‌کنند و این زمان‌ها به توافق مشترک می‌رسد.

جدول (۳-۱۲) گروه‌های تعرفه‌ای برق کشاورزی در برنامه‌های کنترل بار مصرفی کشاورزی

عنوان		گروه
پمپاژ آب برای آبیاری (کشاورزی، پمپاژ مجدد،	۱-۳	۳- الف شامل کدهای
		۳- الف شامل کدهای
		۳- الف شامل کدهای
		۳- الف شامل کدهای

		آبیاری تحت فشار و ثقلی)
	-۲ ۳	پمپاژ آب برای تولید محصولات کشاورزی [باغداری، دامداری، مرغداری (حلال گوشت خوراکی)، کارخانه‌های تولید قارچ، واحدهای تولید گل و گیاه، مجتمع‌های پرورش اسب] و تکثیر و پرورش آبزیان در آب‌های داخلی
	-۵ ۴	اتوبوس‌های برقی و قطارهای برقی شهری و حومه (شامل تراموا، قطار سبک شهری، منوریل، مترو)

۳- ب شامل کدهای	۲- ۲	پرورش کرم ابریشم، شیلات، زنبورداری و مصارف غیر پمپاژ آب باغداری، دامداری، مرغداری (حلال گوشت خوراکی) و مجتمع‌های پرورش اسب
	۵- ۲	پمپاژ و تصفیه خانه‌های آب مشروب شهری و روستایی، تصفیه خانه‌ها و شبکه‌های جمع‌آوری فاضلاب و چاه‌های آب زهکشی وابسته به سازمان‌های آب و فاضلاب،
۳-ج شامل کدهای	۴- ۳	مصارف غیر پمپاژ آب کارخانه‌های

		تولید قارچ و واحد‌های تولید گل و گیاه
		کارخانه‌های چای، سردخانه‌های عمومی، شالیکوبی‌ها، ذرت خشک کنی‌ها و کارخانه‌های آرد روستایی (که دارای مجوز به جز مجوز ادارات کل بازرگانی باشند).

۳-۲-۳-۵- نتیجه اجرای کنترل مستقیم بار در بخش اداری در سال‌های اخیر

در سال‌های اخیر کنترل مستقیم بار سرمایشی در چند شرکت به صورت پایلوت اجرا شده که در آن برای تجهیزات سرمایشی (کولر گازی و چیلر) از دستگاهی خارج از وسیله سرمایشی برای قطع بار استفاده شده است. به لحاظ فنی مشکلی در اجرای این روش وجود نداشته ولی مکانیزم انگیزشی که در این طرح به کار رفته است منافع ذی‌نفعان را به خوبی در نظر نگرفته است. یکی از مواردی که منافع ذی‌نفعان لحاظ نمی‌شود در مورد شرکت‌های بهره‌بردار تجهیزات سرمایشی پرهزینه مانند چیلرهای تراکمی است. شرکت‌های توزیع یا برق منطقه‌ای با ادارات دولتی وارد قرارداد می‌شوند و هزینه صرفه‌جویی در مصرف برق از هزینه برق شرکت کسر می‌شود ولی به شرکت بهره‌بردار که مسئولیت نگهداری از این تجهیزات پرهزینه را به عهده دارد مبلغ تشویقی برای مشارکت داده نمی‌شود. بنابراین در وهله اول شرکت بهره‌بردار هیچ انگیزه‌ای برای شرکت در این طرح ندارد و به دلیل احتمالی که برای ایجاد اختلال در عملکرد دستگاه می‌دهد، اجازه نصب چنین وسیله‌ای بر روی تجهیز سرمایشی را نمی‌دهد. چون در صورت خراب شدن دستگاه علاوه بر اینکه هزینه اضافی را متقبل می‌شود هیچ مکانیزم تشویقی هم برای شرکت بهره‌بردار لحاظ نشده است. هم‌چنین به

دلیل اینکه این تجهیزات سرمایشی هزینه بالایی دارند شرکت در این طرح مستلزم پاداش‌های قابل توجه به شرکت‌های بهره‌بردار است تا ریسکی که شرکت بهره‌بردار از مشارکت در این طرح متحمل می‌شود را پوشش دهد.

نکته دیگری که در خصوص شرکت‌های دولتی وجود دارد این است که تشویق از هزینه برق شرکت کسر می‌شود ولی یکی از مهم‌ترین ذی‌نفعان این طرح، کارمندانی هستند که از خاموش شدن وسایل سرمایشی در اوج گرما متاثر می‌شوند. بنابراین اگر قرار باشد که این طرح به صورت ادامه‌دار و موفق با مشارکت شرکت‌های دولتی اجرا شود لازم است که مکانیزمی برای تشویق افرادی که به صورت مستقیم از این طرح متاثر می‌شود وجود داشته باشد.

از دیگر مواردی که می‌توان در خصوص کمبودهای این روش اشاره کرد این است که به دلیل اینکه طرح کنترل مستقیم بار در مراحل ابتدایی خود می‌باشد، هنوز استانداردهای مشخصی برای دستگاه نصب شده بر روی وسایل سرمایشی، پروتکل و بستر مخابراتی مورد استفاده و نرم‌افزارهایی که در شرکت توزیع برای کنترل از راه دور به کار می‌رود وجود ندارد. همچنین قوانین مدون و نهادی برای رسیدگی در خصوص آسیب احتمالی به وسایل سرمایشی پس از نصب دستگاه و مشکلاتی که ممکن است در حین اجرای برنامه برای مشترک یا شرکت برق رخ دهد وجود ندارد.

برنامه کنترل مستقیم بار بسته به اینکه تجهیزات اجرای برنامه در حال حاضر برای مشترکین نصب شده باشد و یا در دست اقدام باشد، از نظر بازه زمانی در کوتاه مدت یا میان مدت قابلیت اجرایی دارد.

۳-۲-۳-۶- راهکار تعاملی برای اجرای بهتر طرح کنترل مستقیم بار

۱- تعامل شرکت‌های توزیع با مشترکان به منظور افزایش مشارکت در برنامه کنترل مستقیم بار به منظور ایجاد انگیزه برای مشارکت افراد در برنامه کنترل مستقیم بار شرکت‌های توزیع می‌توانند، علاوه بر اینکه تجهیز کنترل‌کننده اعم از رله یا ترموستات هوشمند را به صورت رایگان در اختیار مشترک قرار می‌دهند، خدمات بازرسی دوره‌ای و تعمیرات آن را نیز بدون دریافت وجه از مشترک انجام دهند.

همچنین می‌توان از وسایل برقی پربازده به عنوان هدیه مشارکت استفاده کرد. یعنی شرکت مجری برنامه، ادوات پرمصرف مشترکین را با نمونه‌های پربازده به صورت رایگان تعویض کند. روش دیگر جلب مشارکت پرداخت مبلغ تشویقی به صورت مقدار ثابت ماهیانه یا به ازای هر بار اجرای برنامه می‌باشد. مستاجرین نیز با اجازه صاحب ملک می‌توانند در این برنامه شرکت کنند که در این صورت مبلغ ماهیانه ممکن است متفاوت باشد و میان آنها تقسیم شود.

یکی دیگر از راه‌های ایجاد انگیزه بیشتر مشارکت در این برنامه این است که حتی در صورتی که شرکت‌ها با توجه به پایداری شبکه نیاز به اجرای این برنامه در طی دوره از پیش تعیین شده نداشته باشند، در ازای اعلام آمادگی مشترک به تعداد دفعات قطع و یا کاهش بارهای پیش‌بینی و اعلام شده و حداکثر قدرت وسایلی که رله روی آنها نصب شده، به ازای هر کیلووات ساعت آمادگی، معادل نرخ سالیانه آمادگی نیروگاه‌های حرارتی به مشترکین مبلغی تشویقی پرداخت نمایند. پرداخت مبلغ آمادگی می‌تواند در پایان دوره اجرای طرح به شکل تخفیف در صورت حساب برق انجام شود. برای مشارکت بیشتر مشترکین پیشنهاد می‌شود پیش از هر وقفه از طریق تلفن و پیامک به آنها اطلاع‌رسانی شود. امکان تماس و ارتباط با شرکت فراهم باشد و پس از هر وقفه از سوی شرکت پیام تشکر همراه با اعلام میزان صرفه‌جویی حاصل شده برای مشترک ارسال شود.

بازاریابی رودررو با مراجعه به محل و توضیح نحوه اجرای برنامه، برای جلب مشارکت مشترکین جدید و ارتباط مستمر با مشارکت‌کنندگان، از طریق ایجاد واحدی را برای راهنمایی و پاسخ‌گویی، برای ادامه حضور مشترکان ضروری است.

شرکت‌ها بایستی بر اساس وضعیت بار منطقه (و یا احتمالاً اعلام شرکت مدیریت شبکه) به آن دسته از مشترکینی که مشمول خواهند شد و همچنین برای آن دسته از تجهیزاتی که مشمول قطع بار می‌گردند، اطلاع‌رسانی لازم در مورد تعداد روزها و ساعات اجرای این برنامه را پیش از آغاز دوره کنترل بار انجام دهند و در ابتدای هر دوره سالیانه نسبت به بازرسی و تست رله‌های نصب شده، اقدام کنند.

۲- تعامل شرکت‌های توزیع با شرکت‌های مشاور داوطلب

برای اجرای برنامه کنترل مستقیم بار می‌توان از پتانسیل شرکت‌های مشاور داوطلب (به عنوان نهاد تجمیع‌کننده پاسخگویی بار) در جلب مشارکت مشترکین خانگی و کشاورزی استفاده کرد. لذا شرکت‌های توزیع می‌توانند از کلیه شرکت‌های مهندسين مشاور، استارت آپ‌ها، شرکت‌های دانش بنیان، نهادهای پیام رسان، سازمان‌های مردم نهاد و سایر شرکت‌های ذی‌صلاح که مهارت کافی در برقراری ارتباط مؤثر با مشترکین خانگی و تجاری را دارند، در کاهش پیک بار تابستان دعوت کنند. این شرکت‌های مشاور داوطلب می‌توانند هم در حوزه‌های فنی مانند **اینترنت اشیا**، مدیریت از راه دور و اپلیکیشن‌های موبایلی به منظور اطلاع‌رسانی و مدیریت و هم در قالب کار فرهنگی و اطلاع‌رسانی اجتماعی برای مشترکین خانگی و کشاورزی فعالیت کنند. تشویق مشترکین به همکاری در این طرح می‌تواند از روش‌های مختلف روانشناسی، فرهنگی، اجتماعی، فنی و غیره با هماهنگی قبلی با شرکت توزیع نیروی برق هر استان باشد. این روش‌ها با توجه به نوآوری و خلاقیت نهاد تجمیع‌کننده متفاوت می‌باشد.

لازم است نهاد تجمیع‌کننده پاسخگویی بار، نسبت به کاهش مقدار بار، حداقل به میزان مورد توافق با شرکت توزیع نیروی برق، متعهد شود. به ازای مقدار تعهد نهاد تجمیع‌کننده پاسخگویی بار، برای هر کیلووات ساعت پاداش تعهد به آن‌ها تعلق می‌گیرد. همچنین با توجه به میزان بار کاهش یافته در ساعت‌های اوج بار به ازای هر کیلووات ساعت، پاداش مشارکت، به نهاد تجمیع‌کننده پاسخگویی بار تعلق می‌گیرد.

شرکت توزیع نیروی برق لازم است یک جدول شامل پیش بینی زمان و مقدار کاهش بار مورد نیاز در روزهای اجرای برنامه را در اختیار نهاد تجمیع‌کننده پاسخگویی بار قرار دهد. نهاد تجمیع‌کننده پاسخگویی بار نیز باید بر اساس اطلاعات دریافت شده از شرکت توزیع نسبت به مدیریت و کاهش بار متعهد شود. در صورتیکه نهاد تجمیع‌کننده پاسخگویی بار نتواند به اندازه تعهد خود بار را کاهش دهد، معادل پاداش تعهد، به ازای هر کیلووات باری که در هر ساعت با توجه به تعهد این نهاد کمتر کاهش یافته است، جریمه می‌گردد. بدیهی است در این صورت، پاداش تعهد نیز برای این مقدار باری که کاهش نیافته است تعلق نمی‌گیرد.

۳-۲-۴- برنامه کاهش بار برنامه‌ریزی شده عمومی و سایر مصارف (کاربرد در بازه کوتاه مدت -

میان مدت)

به منظور تشویق مشترکین دیماندی اداری و سایر مصارف جهت مشارکت در برنامه پاسخ‌گویی بار برای مدیریت مصرف در ساعات اوج بار شبکه سراسری، برنامه کاهش بار برنامه‌ریزی شده عمومی و سایر مصارف با ضوابط اجرایی ذیل انجام می‌گردد:

- طول دوره همکاری از ابتدای تیر تا انتهای مرداد ماه است.

- ساعات اوج بار در مشترکین اداری از ساعت ۱۱ الی ۱۵ و در مشترکین سایر مصارف با توجه به تشخیص شرکت می‌باشد.
- مشترکی می‌تواند در طرح شرکت نماید که دارای وسایل اندازه‌گیری و یا دیتالاگر مناسب برای ثبت پروفیل بار روزانه باشد.
- حداقل بازه قابل قبول همکاری در طی دوره زمانی اجرای طرح حداقل ۵ روز کاری متوالی است. در صورت قرار گرفتن روزهای تعطیل در بازه همکاری این روزها ملاک محاسبه نبوده و باید بلافاصله بعد از روزهای تعطیل، مشترک اقدام به همکاری نماید.
- مشترک می‌تواند در صورت اعلام همکاری در بازه یک ماهه از ۵ روز همکاری متوالی معاف بوده به شرط آنکه در این بازه یک ماهه، ۸ روز همکاری داشته باشد.
- متوسط دیماندر مصرفی در هر روز، از میانگین دیماندر مصرفی چند ساعت قبل از ساعت توافق شده برای همکاری مورد محاسبه قرار خواهد گرفت (عمومی - اداری ۲ ساعت قبل و سایر مصارف ۳ ساعت قبل).
- مقدار کاهش قدرت از تفاضل متوسط دیماندر مصرفی و متوسط دیماندر ساعات همکاری در هر روز بدست خواهد آمد. در رابطه پاداش بهای قدرت، باید متوسط مقدار کاهش‌های قدرت در روزهای همکاری درج شود.
- پاداش در نظر گرفته شده برای مشترکین شرکت کننده در برنامه پاسخ‌گویی بار به شرح روابط زیر و جداول ۱۲ و ۱۳ می‌باشد:

مقدار متوسط قدرت کاهش یافته × تعداد کل ساعات همکاری = انرژی صرفه‌جویی شده

بهای تخفیف × مقدار انرژی صرفه‌جویی شده = پاداش بهای انرژی

تعداد روز همکاری

$$\times (\text{ضریب تخفیف بهای قدرت} \times \text{بهای قدرت} \times \text{مقدار کاهش قدرت}) = \text{پاداش بهای قدرت}$$
30

پاداش بهای انرژی + پاداش بهای قدرت = کل پاداش

جدول (۳-۱۳) پاداش همکاری در برنامه کاهش بار برنامه‌ریزی شده مشترکین سایر مصارف

بازه همکاری	درصد کاهش قدرت	بهای تخفیف	ضریب تخفیف بهای قدرت
تیرماه	۱۰ درصد و بالاتر	نرخ اوج بار + نرخ میان باری	۱۲
مرداد	۱۰ درصد	نرخ اوج بار +	۱۲

	نرخ میان باری		
۱۳	نرخ اوج بار + نرخ میان باری	۱۱ الی ۲۰ درصد	
۱۴	نرخ اوج بار + نرخ میان باری	۲۱ درصد و بالا تر	

جدول (۳-۱۴) پاداش همکاری در برنامه کاهش بار برنامه‌ریزی شده مشترکین اداری

بازه همکاری	درصد کاهش قدرت	بهای تخفیف	ضریب تخفیف بهای قدرت
تیرماه	۱۰ درصد و بالاتر	نرخ اوج بار + نرخ میان باری	۱۰
مردادماه	۱۰ درصد و بالاتر	نرخ اوج بار + نرخ میان باری	۱۲

- مشترک باید یک هفته پیش از همکاری، تفاهم‌نامه را امضا نموده و شرکت موظف است بلافاصله تفاهم‌نامه را در سامانه مدیریت پیک بار کشور ثبت نماید.
- شرکت موظف است طی مدت ۱۵ روز بعد از اتمام توافق‌نامه بررسی نماید پروفیل بار روزهای همکاری در سامانه مدیریت پیک بار، بارگذاری شده باشد و در صورت عدم وجود پروفیل بار در سامانه، اقدام لازم را به عمل آورد.
- این روش با توجه به اینکه برای اجرای آن نیاز به نصب وسایل اندازه‌گیری پیشرفته در محل بار مشترک دارد، بسته به اینکه مشترکان مدنظر به این دستگاه مجهز باشند یا نباشند می‌توان جز برنامه‌های مدیریت تقاضا در بازه زمانی کوتاه مدت یا میان مدت در نظر گرفت.

۳-۲-۵- برنامه قطع بار برنامه‌ریزی شده مشترکین ایستگاه گاز طبیعی فشرده (کاربرد در کوتاه مدت - میان مدت)

- به منظور تشویق مشترکین دیماندی ایستگاه‌های پمپ گاز طبیعی فشرده (CNG) جهت مشارکت در برنامه پاسخ‌گویی بار برای مدیریت مصرف در ساعات اوج بار شبکه سراسری برق ضوابط برنامه قطع بار برنامه‌ریزی شده‌انها، به شرح زیر است:
- طول دوره همکاری از ابتدای تیر تا انتهای مرداد ماه است.
 - حداقل بازه همکاری قابل قبول ۵ روز کاری می‌باشد.
 - حداقل زمان همکاری ۲ ساعت در روز است.

- مشترکینی که در کل روزهای کاری هفته ماه‌های تیر و مرداد همکاری داشته باشند، مقدار پاداش همکاری آنها ۲ برابر خواهد شد.
- مشترکی می‌تواند در این برنامه شرکت نماید که دارای وسایل اندازه‌گیری و یا دیتالاگر مناسب برای ثبت پروفیل بار روزانه باشد.
- متوسط دیماند مصرفی در هر روز از میانگین دیماند مصرفی ۴ ساعت قبل از ساعت توافق شده برای همکاری مورد محاسبه قرار خواهد گرفت.
- مقدار کاهش قدرت از تفاضل متوسط دیماند مصرفی و متوسط دیماند ساعات همکاری در هر روز بدست خواهد آمد. در رابطه پاداش بهای قدرت، باید متوسط مقدار کاهش‌های قدرت در هر روز همکاری درج شود.
- پاداش در نظر گرفته شده برای مشترکین شرکت‌کننده در برنامه پاسخ‌گویی بار به شرح روابط زیر و جدول (۳-۱۵) می‌باشد:

مقدار متوسط قدرت کاهش یافته $\times$ تعداد کل ساعات همکاری = انرژی صرفه‌جویی شده

بهای تخفیف $\times$ مقدار انرژی صرفه‌جویی شده = پاداش بهای انرژی

$\times \frac{\text{تعداد روز همکاری}}{30}$ (ضریب تخفیف بهای قدرت $\times$ بهای قدرت $\times$ مقدار کاهش قدرت) = پاداش بهای قدرت

پاداش بهای انرژی + پاداش بهای قدرت = کل پاداش

جدول (۳-۱۵) پاداش همکاری مشترکین ایستگاه پمپ گاز طبیعی فشرده

بازه همکاری	درصد کاهش قدرت	بهای تخفیف	ضریب تخفیف بهای قدرت
تیرماه	۱۰ درصد و بالاتر	نرخ اوج بار + نرخ میان باری	۱۰
مردادماه	۱۰ درصد و بالاتر	نرخ اوج بار + نرخ	۱۲

	میان		
	باری		

- شرکت برای پوشش کنترل بار ۴ ساعت پیک روز می‌تواند به گونه‌ای تفاهم‌نامه منعقد نماید که تعدادی از مشترکین از ساعت ۱۲ الی ۱۴ و تعدادی دیگر از ساعت ۱۴ الی ۱۶ در برنامه مشارکت نمایند. شرکت‌هایی که دارای پیک از ساعت ۱۳ الی ۱۷ هستند متناظرا می‌توانند از ساعت ۱۳ الی ۱۵ و یا ۱۵ الی ۱۷ استفاده کنند.
- شرکت باید بلافاصله بعد از تبادل تفاهم‌نامه اطلاعات مشترک را در سامانه پیک بار وارد نموده و حداکثر ۷ روز بعد از اتمام برنامه بررسی نماید پروفیل بار روزهای همکاری در سامانه مدیریت پیک بار، بارگذاری شده باشد و در صورت عدم وجود پروفیل بار در سامانه، اقدام لازم را به‌عمل آورد.
- این روش با توجه به اینکه برای اجرای آن نیاز به نصب وسایل اندازه‌گیری پیشرفته در محل بار مشترک دارد، بسته به اینکه مشترکان مدنظر به این دستگاه مجهز باشند یا نباشند می‌توان جز برنامه‌های مدیریت تقاضا در بازه زمانی کوتاه مدت یا میان‌مدت در نظر گرفت.

۳-۲-۶- طرح ذخیره عملیاتی کشاورزی (کاربرد در کوتاه مدت - میان‌مدت)

با هدف مشارکت مشترکین تاثیرگذار در پیک بار شبکه سراسری و مدیریت سمت تقاضا، دو برنامه قطع بار برنامه‌ریزی شده مشترکین چاه آب کشاورزی (تعرفه الف) و کاهش بار برنامه‌ریزی شده مشترکین دیماندی کشاورزی (تعرفه‌های ب و ج) برای مشترکین تعرفه‌های کشاورزی، تدوین شده است که ضوابط اجرایی آن به شرح زیر می‌باشد.

۳-۲-۶-۱- قطع بار برنامه‌ریزی شده مشترکین چاه آب کشاورزی (تعرفه الف):

در این طرح، بهای انرژی برق مصرفی کشاورزانی که با هماهنگی شرکت‌های توزیع برق چاه‌های آب خود را در ساعات اوج بار در بازه زمانی ۱۵ خرداد تا ۱۵ شهریور قطع نمایند (مشترک حداکثر در این ساعات مجاز به مصرف برق برای مصارف جانبی تا ۵۰ کیلووات ساعت است)، در طول دوره همکاری از پرداخت بهای برق مصرفی معاف می‌باشند. به عبارت دیگر با خاموش کردن موتورهای برقی در زمان اوج مصرف، ۲۰ ساعت باقیمانده شبانه روز را از برق رایگان بهره‌مند می‌شوند. دوره همکاری مورد قبول حداقل ۳۰ روز متوالی و حداکثر سه ماه است.

در سال ۹۷، ۵۵ هزار مشترک کشاورزی در این طرح شرکت کردند و به دنبال این مشارکت، در زمان اوج مصرف ۱۳۷۰ مگاوات از بار شبکه سراسری کاهش یافت. ضوابط اجرایی این طرح به شرح زیر است:

- طول دوره همکاری از ۱۵ خرداد الی ۱۵ شهریور ماه است.
- در صورت همکاری در تیر و مرداد ماه مقدار ۱۵ درصد به پاداش همکاری افزوده خواهد شد.
- در مناطق دارای تعرفه غیرگرمسیر و گرمسیر حداکثر مقدار انرژی مصرفی مجاز در زمان اوج بار به ترتیب ۱۵۰ و ۳۰۰ کیلووات ساعت است.

- در صورتی که مشترکین تعرفه الف با قدرت مصرفی بیشتر از ۱۰۰ کیلووات در برنامه مشارکت نمایند مقادیر اعلام شده در بند قبلی متناسباً تعدیل خواهد شد.
- پاداش در نظر گرفته شده برای مشترکین شرکت‌کننده در برنامه پاسخ‌گویی به شرح ذیل و جدول (۲-۸) می‌باشد:
در صورت همکاری کمتر از ۴ ساعت اوج‌بار در روز از رابطه زیر برای محاسبه تعداد روز همکاری استفاده خواهد شد:
$$\text{یک روز همکاری} = 4 - \text{ساعت کاهش بار}$$

ساعات اوج‌بار فقط ساعات اوج‌بار شبکه سراسری است. در زمان اجرای این برنامه بازه اوج بار از ساعت ۱۲ الی ۱۸ است، که ۴ ساعت از این ۶ ساعت مورد قبول است.
$$\text{پاداش } A = \text{نرخ تعرفه اوج بار} \times \text{مقدار انرژی کاهش یافته} \left(\text{متوسط قدرت مصرفی دوره همکاری} \times \text{مجموع ساعات همکاری در دوره قرائت روز} \right) - \text{مقدار انرژی قرائت شده در اوج بار}.$$

جدول (۳-۱۶) مقدار پاداش قطع بار برنامه‌ریزی شده مشترکین چاه آب کشاورزی (تعرفه الف)

ردیف	تعداد روز و ساعت همکاری	مقدار تخفیف و پاداش
۱	۳۱ روز (۴ ساعت اوج بار)	بخشودگی بهای برق صورت حساب مصرفی $A + \text{پاداش}$
۲	کمتر از ۳۱ روز (۴ ساعت اوج بار)	بخشودگی بهای برق صورت حساب مصرفی به نسبت تعداد روز همکاری
۳	حداقل ۷ روز همکاری متوالی و یا غیرمتوالی ۲۴ ساعته در ماه	بخشودگی بهای برق صورت حساب

- شرکت موظف است در اولین دوره قرائت پس از همکاری مشترک اطلاعات مصرف آن را در سامانه مدیریت پیک بار، بارگذاری نماید.
- مشترک باید یک هفته پیش از همکاری، تفاهم‌نامه را امضا نموده و شرکت موظف است بلافاصله تفاهم‌نامه را در سامانه مدیریت پیک بار ثبت نماید.

۳-۲-۶-۲-۳ کاهش بار برنامه‌ریزی شده مشترکین دیماندی کشاورزی (تعرفه‌های ب و ج)

- دوره همکاری در ماه‌های تیر و مرداد است.
- ساعات اوج بار با توجه به تشخیص شرکت می‌تواند از ساعت ۱۲ الی ۱۶ و یا ۱۹ الی ۲۳ باشد.
- در صورت تمایل مشترک برای کاهش بار فقط ۲ ساعت در روز، در صورت کاهش بار از ساعت ۱۳ الی ۱۵ این همکاری بلامانع است.
- کاهش قدرت مصرفی فقط در بازه توافق شده مورد قبول است.
- حداقل کاهش مورد قبول برای شرکت در برنامه ۱۰ درصد دیماندر مصرفی مشترک است.

- مشتری می‌تواند در طرح شرکت نماید که دارای وسایل اندازه‌گیری و یا دیتالاگر مناسب برای ثبت پروفیل بار روزانه باشد.
- حداقل بازه قابل قبول همکاری در طی دوره زمانی اجرای طرح حداقل ۵ روز کاری متوالی است. در صورت قرار گرفتن روزهای تعطیل در بازه همکاری این روزها ملاک محاسبه نبوده و باید بلافاصله بعد از روزهای تعطیل مشترک اقدام به همکاری نماید. به عنوان مثال در صورتی که مشترک از روز سه‌شنبه اقدام به همکاری نماید، باید در روزهای چهارشنبه، پنج‌شنبه و شنبه، یکشنبه و دوشنبه بعد نیز همکاری نماید تا ۵ روز متوالی حادث شود.
- متوسط دیماند مصرفی در هر روز از میانگین دیماند مصرفی ۴ ساعت قبل از ساعت توافق شده برای همکاری مورد محاسبه قرار خواهد گرفت.
- مقدار کاهش قدرت از تفاضل متوسط دیماند مصرفی و متوسط دیماند ساعات همکاری در هر روز بدست خواهد آمد. در رابطه پاداش بهای قدرت، باید متوسط مقدار کاهش‌های قدرت در روز همکاری درج شود.
- پاداش در نظر گرفته شده برای مشترکین شرکت‌کننده در برنامه پاسخ‌گویی بار به شرح روابط ذیل و جداول (۳-۹) و (۳-۱۰) می‌باشد:

مقدار متوسط قدرت کاهش یافته $\times$ تعداد کل ساعات همکاری = انرژی صرفه‌جویی شده

بهای تخفیف $\times$ مقدار انرژی صرفه‌جویی شده = پاداش بهای انرژی

ضریب تخفیف بهای قدرت $\times$ بهای قدرت $\times$ مقدار کاهش قدرت = پاداش بهای قدرت

پاداش بهای انرژی + پاداش بهای قدرت = کل پاداش

جدول (۳-۱۷) پاداش همکاری در کاهش بار برنامه‌ریزی شده مشترکین دیماندی کشاورزی (تعرفه ب)

بازه همکاری	درصد کاهش قدرت	بهای تخفیف	ضریب تخفیف بهای قدرت
تیرماه	۱۰ الی ۴۰ درصد	نرخ اوج بار + نرخ میان باری	۷
مرداد ماه	۱۰ درصد	نرخ اوج بار + نرخ میان باری	۶

۷	نرخ اوج بار + نرخ میان باری	۱۱ الی ۲۰ درصد	
۸	نرخ اوج بار + نرخ میان باری	۲۱ الی ۴۰ درصد	

جدول (۳-۱۸) پاداش همکاری در کاهش بار برنامه‌ریزی شده مشترکین دیماندی کشاورزی (تعرفه ج)

بازه همکاری	درصد کاهش قدرت	بهای تخفیف	ضریب تخفیف بهای قدرت
تیرماه	۱۰ الی ۴۰ درصد	نرخ اوج بار + نرخ میان باری	۰.۶۵
مرداد ماه	۱۰ درصد	نرخ اوج بار + نرخ میان باری	۰.۶
	۱۱ الی ۲۰ درصد	نرخ اوج بار + نرخ میان باری	۰.۶۵

نرخ اوج بار + نرخ میان باری	۲۱ الی ۴۰ درصد		

- مشترک باید یک هفته پیش از همکاری، تفاهم‌نامه را امضا نموده و شرکت موظف است بلافاصله تفاهم‌نامه را در سامانه مدیریت پیک بار کشور ثبت نماید.
 - شرکت موظف است طی مدت ۱۰ روز بعد از اتمام توافق‌نامه بررسی نماید که پروفیل بار روزهای همکاری در سامانه مدیریت پیک بار، بارگذاری شده باشد و در صورت عدم وجود پروفیل بار در سامانه، اقدام لازم را به عمل آورد.
 - زمینی را کنترل می‌نماید. شرکت‌های آب و برق منطقه‌ای بر اساس لایحه بودجه ۹۹ مجازند که منابع داخلی خود در راستای خرید و نصب کنتورهای حجمی و هوشمند چاه‌های کشاورزی استان اقدام کنند.
- این روش با توجه به اینکه برای اجرای آن نیاز به نصب وسایل اندازه‌گیری پیشرفته در محل بار مشترک دارد، بسته به اینکه مشتریان مدنظر به این دستگاه مجهز باشند یا نباشند می‌توان جز برنامه‌های مدیریت تقاضا در بازه زمانی کوتاه مدت یا میان مدت در نظر گرفت.

برای اجرای بهتر طرح ذخیره عملیاتی کشاورزی چند راه کار تعاملی در ادامه پیشنهاد می شود:

۱. نصب کتورهای هوشمند چند کاره برای چاه‌های کشاورزی

با توجه به اینکه مشترکین کشاورزی دارای پراکندگی بوده و فاصله آنها به طور معمول از مراکز شرکت‌های توزیع نیروی برق زیاد می‌باشد و جهت مدیریت بار نیاز به ایجاد ارتباط اطلاعاتی و امکان فرمان از راه دور می‌تواند برای برخی از مشترکین کشاورزی که دارای مصارف بالا هستند اقتصادی باشد، از جمله رویکردهای کلیدی شرکت‌های توزیع در زمینه کنترل صحیح بار استفاده از لوازم اندازه‌گیری هوشمند است. در این زمینه نیاز است که امکان کنترل میزان بهره‌گیری از مخازن زیرزمینی و همچنین مدیریت میزان و زمان مصرف برق به نحو مناسب از لوازم اندازه‌گیری هوشمند فراهم شود. در این راستا، لازم است که از کنتورهای هوشمندی که مصرف برق موتورهای آب و مصرف آب را به طور هم‌زمان اندازه‌گیری می‌کند استفاده شود. این کنتور به یک ابزار اعتباردهی و کنترلی (شبیه به کارت‌های سوخت) یا مودم کنترل از راه دور مجهز شده که این ابزار در واقع برای مصرف‌کنندگان سهمیه مقداری یا زمانی یا دوره‌ای تعیین می‌نماید و از این طریق مصرف آب‌های زیر زمینی را کنترل می‌نماید. شرکت‌های آب و برق منطقه‌ای بر اساس لایحه بودجه ۹۹ مجازند که منابع داخلی خود را راستای خرید و نصب کنتورهای حجمی و هوشمند چاه‌های کشاورزی استان اقدام کنند.

۲. تصویب قانون بهره‌برداری ۲۰ ساعته از چاه‌های با کاربری کشاورزی

در رابطه با بخش کشاورزی ظرفیتی در حدود هشت هزار مگاوات برای مشترکان دیماندی^۱ وجود دارد. با توجه به اینکه مصرف برق در چاه کشاورزی به صورت روشن و خاموش است و در مقایسه با مشترکین صنعتی حالت میانی ندارد در نتیجه اگر بتوان از ظرفیت کاهش بار کشاورزی استفاده کرد می‌توان به حل بخش بسیار بزرگی از مشکل پیک‌سایی در کشور کمک کرد.

چاه‌های آب کشاورزی پروانه بهره‌برداری ۲۴ ساعته از انشعاب برق دارند و ما نیازمند قانونی هستیم که در ۲۰ ساعت از اوقات شبانه روز مجوز استفاده از برق را به چاه‌های کشاورزی مشترکان این بخش بدهد. در این صورت شرکت‌های توزیع این امکان را دارند که در ۴ ساعت اوج بار شبکه، به صورت قانونی برق این چاه‌ها را قطع نمایند. این قانون به صورت محدود در بعضی از شرکت‌های توزیع کشور انجام شده است و در کاهش پیک شبکه بسیار موثر بوده است. به عنوان مثال، مجوز بهره‌برداری انشعاب برق به کشاورزان در شرکت توزیع فارس و شیراز به صورت ۲۰ ساعته صادر شده و تعهد محضری از صاحبان این انشعابات در خصوص قطع بار در ۴ ساعت پیک بار از آنها اخذ شده است، که نتیجه این همکاری کاهش ۳۰۰ تا ۴۰۰ مگاوات از پیک بار شبکه برق در سال ۹۸ می‌باشد.

۳. اجباری شدن طرح‌های پیک‌سایی

لازم است که طرح ذخیره عملیاتی کشاورزی و سایر طرح‌های پیک‌سایی از حالت تشویق به اجباری تبدیل شوند تا نیاز پیک‌سایی را در بازه کوتاه پیک شبکه مرتفع کنند.

۴. راهبردهای اصلی در زمینه حصول اطمینان از کاربری کشاورزی

با توجه به اینکه انرژی ارائه شده به مشترکین کشاورزی از تعرفه پایین‌تر نسبت به دیگر مشترکین برخوردار بوده و با هدف کاهش قیمت تمام شده محصولات کشاورزی مورد حمایت جامعه قرار می‌گیرد پس لازم است مراقبت‌های کافی از سوی شرکت‌های توزیع جهت حصول اطمینان از کاربری صحیح در مصرف برق مرتبط صورت گرفته و در صورت لزوم برای دیگر مصارف، انشعابات با کاربری متفاوت به آنان واگذار شود. اقدامات موردنیاز در این زمینه از سوی شرکت‌های توزیع شامل موارد زیر است:

اطلاع‌رسانی به مشترکین کشاورزی در مورد کاربری مجاز برای مصارف برق کشاورزی و نحوه واگذاری انشعاب برای سایر مصارف در این زمینه

درج و شفاف‌سازی تعهدات مشترکین کشاورزی در این زمینه در قرارداد مبادله شده با آنها
آموزش مأمورین تشخیص به کنترل کاربری کشاورزی از سوی مشترکین و ارائه گزارش دوره‌ای به شرکت توزیع از سوی مأمورین

نظارت و بازرسی دوره‌ای از سوی شرکت‌های توزیع جهت حصول اطمینان از کاربری کشاورزی که می‌تواند به صورت سالانه توسط مأمورین متخصص صورت پذیرد.

اقدام فوری در واگذاری انشعاب با سایر مصارف در مواردیکه مشترکین کشاورزی دارای مصارف دیگر می‌باشند.

۱ مشترکانی دیماندی مشترکانی هستند که تقاضا خرید برق بالای ۳۰ کیلووات داشته باشند.

- از جمله چالش‌هایی که برای صنعت برق وجود دارد، ارائه ارزان انرژی الکتریکی به مشترکین کشاورزی نسبت به سایر انرژی‌ها است که ممکن است در این حالت مصرف برق جایگزین دیگر مصارف انرژی شود و فشار زیادی به صنعت وارد سازد. از آن جمله به کارگیری سیستم‌های گرمایشی در سیستم‌های کشت گلخانه‌ای می‌توان اشاره نمود که در این صورت نظارت لازم در عدم به کارگیری انرژی الکتریکی در این زمینه‌ها به روش مناسب می‌تواند صورت گیرد.
۵. حصول اطمینان از رعایت سطح دیماند شرکت‌های توزیع لازم است به روش مناسب از رعایت سطح دیماند قراردادی توسط مشترکین کشاورزی اطمینان حاصل نمایند. از جمله روش‌ها در این زمینه می‌توان به موارد زیر اشاره نمود:
- کنترل رعایت دیماند از طریق ثبت بار توسط لوازم اندازه‌گیری و یا نصب ثبات
 - تعیین متوسط مصرف از طریق نسبت انرژی مصرفی در دوره زمانی مورد نظر
 - مانیتورینگ فیدرهای کشاورزی برای مدیریت بار و حفظ قابلیت اطمینان
- همچنین لازم است شرکت‌های توزیع با نصب محدودکننده‌ها، نسبت به مصارف بیش از سطح دیماند جلوگیری نماید.
۶. بهینه‌سازی زمان مصرف برق محدودیت‌های تامین برق و گران بودن انرژی خریداری شده از بازار برق در زمان پیک، عوامل کلیدی است که جابه‌جایی بار از پیک به زمان‌های غیرپیک را ضروری می‌سازد. از جمله مصارفی که لازم است به زمان غیرپیک منتقل شود مصارف کشاورزی است. در این زمینه شرکت‌های توزیع لازم است راهبردهای زیر را به کار گیرند:
- ایجاد تعامل مناسب با مشترکین کشاورزی و جلب مشارکت آنها در جابه‌جایی بار به ساعات غیرپیک
 - به کارگیری روش‌های اطلاع‌رسانی و توسعه فرهنگ مصرف بهینه برق در این گونه مشترکین
 - تعامل با سازمان استانی مرتبط با وزارت کشاورزی به منظور تشویق و جلب نظر مشترکین کشاورزی به رعایت الگوی زمانی مصرف برق
 - به کارگیری نظام تشویقی برای مشترکین کشاورزی که صنعت برق در این زمینه همکاری می‌نماید
 - به کارگیری تجهیزات محدودکننده که مصرف برق در زمان پیک را محدود نماید
 - تفکیک فیدرهای برق مرتبط با مشترکین کشاورزی به منظور امکان اعمال محدودیت زمانی در این زمینه
۷. افزایش راندمان تجهیزات برقی مورد استفاده مشترکین کشاورزی
- با توجه به اینکه عمده مصرف برق در مشترکین کشاورزی مرتبط با چاه‌های آب است و از پمپ‌های آب در این زمینه استفاده می‌شود، همکاری نزدیک با وزارت صنایع و وزارت کشاورزی می‌تواند عامل مناسبی برای حرکت مشترکین کشاورزی به جایگزینی پمپ‌های آب پرمصرف با پمپ‌های آب با بازدهی بالاتر می‌باشد. در این زمینه شرکت توزیع لازم است راهبردهای زیر را به کار بگیرد:
- ایجاد تعامل مناسب با سازمان‌های استانی مرتبط با وزارت کشاورزی و وزارت صنایع در شناسایی و تعیین نحوه افزایش بازدهی پمپ‌های آب
 - فعالیت مشترک با سازمان‌های فوق‌الذکر جهت اطلاع‌رسانی و ایجاد آگاهی در مشترکین کشاورزی

انجام ممیزی انرژی از وضعیت مصرف برق چاه‌های کشاورزی با مشارکت سازمان‌های فوق‌الذکر و ایجاد بانک اطلاعاتی از وضعیت مصرف مشترکین

به‌کارگیری روش‌های تشویقی و محدودکننده جهت تعویض پمپ‌های آب کم‌بازده با پمپ‌های پربازده
به‌کارگیری روش‌های تشویقی در استفاده از الکتروموتورهای راندمان بالا در تجهیزات کشاورزی
حمایت و ایجاد بستر مناسب در به‌کارگیری روش‌ها و تجهیزات نوین در چاه‌های کشاورزی

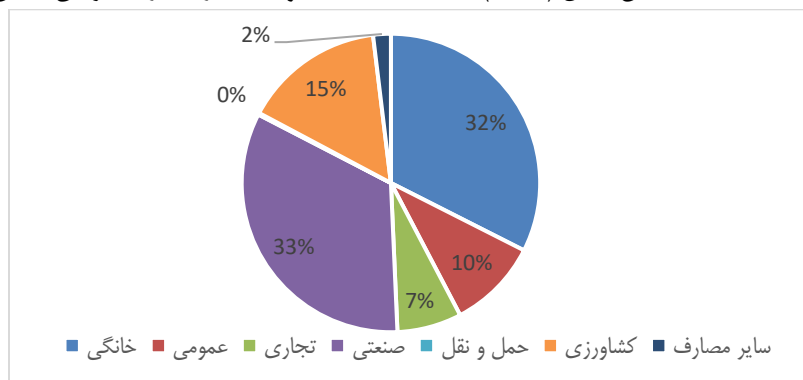
۳-۲-۷- تبادل برق با کشورهای همجوار دارای اختلاف ساعت پیک (کاربرد در بازه بلندمدت)

با توجه به آنکه پیک مصرف برق کشورهای همسایه شمالی در فصل سرما بوده و پیک مصرف برق ایران در فصل تابستان است، واردات برق از کشورهای حوزه قفقاز به ایران در فصل تابستان و صادرات برق از ایران به کشورهای مذکور در فصل غیرتابستان، می‌تواند جهت هموار شدن منحنی بار مصرف برق ایران و در نتیجه پیک‌سایی، مفید باشد.
واردات برق از کشورهای همسایه، با توجه به اینکه نیاز به زیرساخت‌های فنی پیچیده و پرهزینه‌ای دارد و فرایندی بسیار زمان‌بر است جز روش‌های پیک‌سایی در بازه بلندمدت محسوب می‌شود. همچنین پیک سازی با استفاده از ذخیره سازها نیز به عنوان راه کار بلندمدت مطرح است که در بخش ۳-۲-۳ به تفصیل مورد بررسی قرار گرفته است.

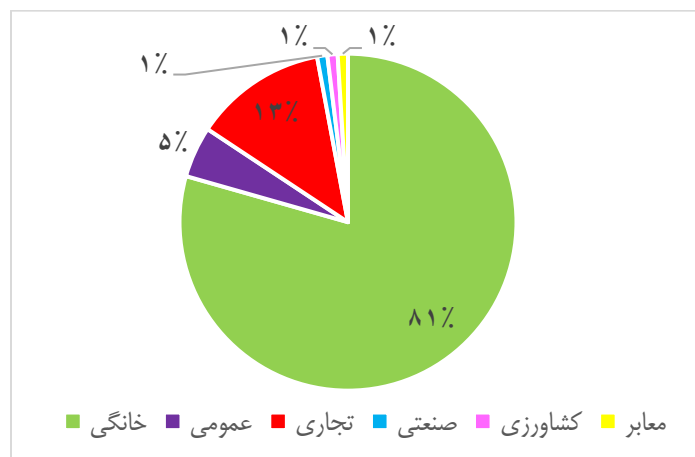
۳-۳- تدوین اصول و چارچوب‌های مدیریت تقاضا و مصرف برق در "بازه زمانی بسیار گرم"

۳-۳-۱- مقدمه و چارچوب موضوع

در این بخش چارچوب‌های مدیریت تقاضا و مصرف برق در "بازه زمانی بسیار گرم" مورد ارزیابی قرار می‌گیرد. استفاده از ظرفیت‌های بخش صنعت در مدیریت تقاضای بازه بسیار گرم بسیار مهم است. شکل ۳۴ متوسط سهم برق مصرفی تامین شده توسط وزارت نیرو به تفکیک مشترکان در بخش‌های مختلف طی سال‌های ۸۸ تا ۹۶ نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود حدود ۳۳ درصد برق مصرفی متعلق به بخش صنعت است. مطابق شکل (۳-۳۳)، به لحاظ تعداد، حدود یک درصد از مشترکان متعلق به این بخش هستند.



شکل (۳-۳۳) متوسط برق مصرفی تامین شده توسط وزارت نیرو به تفکیک بخش‌های مختلف از سال ۸۸ تا ۹۶



شکل (۳-۳۴) پراکندگی مشترکین به تفکیک بخش‌های مختلف^۱

با توجه به اینکه بخش صنعت حدود یک سوم برق را مصرف می‌کند و نسبت به سایر مشترکان کم تعدادتر است در بازه زمانی بسیار گرم و پیک مصرف پتانسیل بسیار خوبی برای پیک‌سایی محسوب می‌شود. علاوه بر این به دلیل اینکه در حال حاضر جهت تعامل مشترکین خانگی و تجاری با شرکت‌های توزیع، برنامه مدون پیک‌سایی برای ایجاد قرارداد وجود ندارد، عمده بار پیک‌سایی در بازه بسیار گرم و اوج مصرف برعهده بخش صنعت است.

در این بخش برنامه‌های کاهش/قطع بار برنامه‌ریزی شده و ذخیره عملیاتی مشترکین صنعتی که هر دو قابلیت اجرا در بازه بسیار گرم را دارند، معرفی می‌شوند.

۳-۳-۲- برنامه کاهش/قطع بار برنامه‌ریزی شده مشترکین صنعتی

در راستای اجرای اقدامات مدیریت سمت تقاضا در بازه اوج بار شبکه سراسری و جلوگیری از قطع برق واحدهای صنعتی در سال ۸۹ وزارت صنایع و نیرو تفاهم‌نامه‌ای امضا کردند که طبق آن واحدهای صنعتی در ماه‌های اوج بار شبکه با انجام هر یک از چهار بند زیر می‌توانند از طرح‌های تشویقی وزارت نیرو بهره‌مند شوند:

۱. جابه‌جایی تعطیلات هفتگی از روز جمعه به یکی از روزهای کاری هفته
 ۲. کاهش بار برنامه‌ریزی شده در ساعات اوج بار شبکه
 ۳. کاهش/قطع بار برنامه‌ریزی شده ۲۴ ساعته (انجام تعمیرات/ تعطیلات سالانه)
 ۴. تعیین ساعت کار برنامه‌ریزی شده
- ضوابط اجرایی برای هر یک از برنامه‌های فوق به شرح زیر می‌باشد:

۱ منبع: داده‌های ترازنامه انرژی سال ۱۳۹۶

۳-۲-۱- جابه‌جایی تعطیلات هفتگی از روز جمعه به یکی از روزهای کاری هفته

- تعیین روز و جابه‌جایی تعطیلات هفتگی صنایع باید با هماهنگی قبلی با شرکت‌های برق منطقه‌ای و توزیع بوده و تعطیلات هفتگی از روز جمعه به روزهای کاری هفته (شنبه تا پنج‌شنبه) منتقل شود.
- دوره همکاری در این برنامه از ابتدای تیرماه تا انتهای مرداد ماه است.
- حداقل دوره همکاری ۴ روز است.
- حداقل قدرت کاهش‌یافته باید برابر با ۷۰ درصد متوسط دیماند مصرفی مشترک باشد.
- یک هفته قبل از شروع برنامه باید تفاهم‌نامه همکاری فی‌مابین شرکت و مشترک امضا شده و در سامانه مدیریت پیک بار ثبت شود. در صورت تغییر در بازه زمانی توافق شده اولیه، مشترک باید ۷ روز قبل کتبا مراتب را به شرکت اعلام نماید.
- شرکت حداکثر ۱۰ روز بعد از اتمام برنامه فرصت دارد تا بررسی نماید پروفیل بار روزهای همکاری در سامانه مدیریت پیک بار، بارگذاری شده باشد و در صورت عدم وجود پروفیل بار در سامانه، اقدام لازم را به‌عمل آورد.
- متوسط قدرت مصرفی مشترک در این برنامه با استفاده از متوسط ماکزیمم قدرت مصرفی روزانه در A روز قبل (با احتساب روزهای تعطیل) مورد محاسبه قرار خواهد گرفت.
- شرکت موظف است حداکثر ۷ روز کاری بعد از شروع برنامه بررسی نماید پروفیل بار A روز قبل از اجرای برنامه در سامانه مدیریت پیک بار، بارگذاری شده باشد و در صورت عدم وجود پروفیل بار در سامانه، اقدام لازم را به‌عمل آورد.
- متوسط دیماند مصرفی روزهای همکاری قابل قبول مشترک عبارت است از متوسط دیماندهای مصرفی همه ساعات همکاری در روزهای همکاری.
- مشترک می‌تواند تا ساعت ۸ صبح در روزهایی که تعطیل می‌نماید، مصرف داشته باشد.
- مشترک مشارکت‌کننده در این برنامه مطابق با روابط زیر و جدول (۳-۱) مشمول دریافت پاداش خواهد شد.

(متوسط دیماند مصرفی روزهای همکاری - متوسط دیماند مصرفی ۳۱ روز قبل) = قدرت مشارکت (کیلووات)

$$\text{میزان مشارکت} = \left(\frac{\text{تعداد روز همکاری با برنامه}}{A} \right) \times \text{قدرت مشارکت}$$

$$\text{میزان انرژی مصرفی در روزهای همکاری} - \left(\frac{\text{تعداد روز همکاری با برنامه}}{A} \right) \times \text{انرژی مصرفی در یک دوره قبل} = \text{صرفه‌جویی شده}$$

تعداد روزهایی که پروفیل بار پیوسته در سامانه بارگذاری می‌شود (حداقل ۲۵ روز و حداکثر ۳۱ روز) = A

جدول (۳-۱۹) پاداش جابه‌جایی تعطیلات هفتگی از روز جمعه به یکی از روزهای کاری هفته

ردیف	محدوده زمان اجرای برنامه	درصد کاهش قدرت	تخفیف بهای (ریال)	تخفیف بهای قدرت (ریال)

۳ *	بهای انرژی میان باری *	۷۰ تا ۱۰۰ درصد	تیرماه	۱
مجموع بهای ۳ گزینه قدرت *	مقدار انرژی صرفه‌جویی شده (Kwh)			
۴ *	بهای انرژی میان باری *	۷۰ تا ۱۰۰ درصد	مردادماه	۲
مجموع بهای ۳ گزینه قدرت *	مقدار انرژی صرفه‌جویی شده (Kwh)			

۳-۳-۲- کاهش بار برنامه‌ریزی شده در ساعات اوج بار

- دوره همکاری در این برنامه از ۲۰ خرداد ماه الی ۱۵ شهریور ماه و حداکثر به مدت ۲۲۰ ساعت می‌باشد.
- دو بازه ساعات همکاری موردنیاز ۱۲ الی ۱۸ و یا ۲۰ الی ۲۳ می‌باشد که مشترک می‌تواند ساعات همکاری خود را درون این دو بازه انتخاب نماید. همچنین مشترک می‌تواند ساعات همکاری خود را در اختیار شرکت برق منطقه‌ای/ توزیع قرار دهد. در این صورت مطابق با برنامه ذخیره عملیاتی ساعات و روزهای موردنیاز یک روز قبل به مشترک اعلام خواهد شد.
- حداقل دوره همکاری ۵ روز است که فقط روزهای کاری هفته قابل قبول است. (با توجه به نیاز شبکه سراسری و اعلام دیسپاچینگ ملی در روزهای نیمه تعطیل و تعطیل نیز می‌توان همکاری نمود).
- هر ۴ ساعت همکاری معادل یک روز همکاری در نظر گرفته خواهد شد.
- حداقل قدرت کاهش یافته باید برابر با ۱۰ درصد متوسط دیماندر مصرفی مشترک باشد.
- مشترکینی که دارای متوسط قدرت مصرفی بالای ۲۰۰ مگاوات هستند در صورت همکاری، حداقل درصد کاهش قدرت آنها در جدول (۳-۱)، به ۶ درصد تبدیل خواهد گردید.
- یک هفته قبل از شروع برنامه باید تفاهم‌نامه همکاری فی‌مابین شرکت و مشترک امضا شده و در سامانه مدیریت بار پیک ثبت شود. یک نسخه از تفاهم‌نامه نیز باید برای دیسپاچینگ ملی ارسال شود.
- متوسط قدرت مصرفی مشترک در این برنامه با استفاده از متوسط ماکزیمم قدرت مصرفی روزانه در ۳۱ روز قبل (با احتساب روزهای تعطیل) مورد محاسبه قرار خواهد گرفت.

- برای محاسبه دیماندها کاهش یافته مشترک، متوسط دیماندهای مصرفی ۳۱ روز قبل با متوسط دیماندهای مصرفی در روزهای همکاری مورد مقایسه قرار خواهد گرفت. این مقایسه با ساعات متناظر خواهد بود.
- متوسط دیماندهای مصرفی روزهای همکاری مشترک عبارت است از متوسط دیماندهای مصرفی در ساعات مورد قبول در روزهای همکاری.
- شرکت موظف است حداکثر ۷ روز بعد از شروع برنامه بررسی نماید پروفیل بار ۳۱ روز قبل از اجرای برنامه در سامانه مدیریت پیک بار، بارگذاری شده باشد و در صورت عدم وجود پروفیل بار در سامانه، اقدام لازم را به عمل آورد.
- شرکت حداکثر ۱۰ روز بعد از اتمام برنامه فرصت دارد تا بررسی نماید پروفیل بار روزهای همکاری در سامانه مدیریت پیک بار، بارگذاری شده باشد و در صورت عدم وجود پروفیل بار در سامانه، اقدام لازم را به عمل آورد.
- مشترکین همکار مشمول دریافت پاداش همکاری به شرح زیر می‌شوند:
 ۱. پاداش دیماندها کاهش یافته
 ۲. پاداش انرژی کاهش یافته
- کل پاداش پرداختی به مشترک همکار مطابق روابط زیر است:

پاداش کل = (پاداش دیماندها + پاداش انرژی)

نرخ خرید دیماندها $\times$ متوسط کل دیماندهای کاهش یافته (kW) = **پاداش دیماندها**

C $\times$ نرخ خرید انرژی $\times$ کل انرژی کاهش یافته (kWh) = **پاداش انرژی**

A $\times$ متوسط بهای دیماندها ۳ گزینه (ریال) = **نرخ خرید دیماندها**

B $\times$ متوسط بهای انرژی اوج بار ۳ گزینه (ریال) = **نرخ خرید انرژی**

- ضرایب جدول (۲-۳) مربوط به ماههای تیر و مرداد و همکاری از ساعت ۱۲ الی ۱۸ می‌باشد. در صورت همکاری از ساعت ۲۰ الی ۲۳ به مقدار ۳۰ درصد کاهش می‌یابند. در ماههای خرداد و شهریور ضرایب این جدول برای همکاری در طی ساعات ۱۲ الی ۱۸ و ۲۰ الی ۲۳ به ترتیب به مقدار ۳۰ و ۴۰ درصد کاهش می‌یابند. در صورت همکاری مشترک در کل روزهای کاری هفته در ماههای تیر و مرداد به مدت ۴ ساعت در بازه ۱۲ الی ۱۸ کل مبلغ پاداش دریافتی ۴۰ درصد افزایش خواهد داشت.

جدول (۳-۲۰) ضرایب تعدیل در محاسبه پاداش همکاری در روش کاهش بار برنامه‌ریزی شده در ساعات اوج بار

ساعت همکاری	ضریب تعدیل ساعت همکاری (C)	ضریب تعدیل انرژی (B)	ضریب تعدیل دیماندا (A)	درصد کاهش قدرت
۲۰-۰	۱	۰.۸۴۷	۰.۰۳	۱۰
۴۰-۲۱	۱.۲	۱.۰۱۶	۰.۰۳۶	۲۰-۱۰
۶۰-۴۱	۱.۴	۱.۱۸۶	۰.۰۴۲	۳۰-۲۱
۸۰-۶۱	۱.۶	۱.۵۲۴	۰.۰۵۴	۴۰-۳۱
۱۰۰-۸۱	۱.۸	۱.۶۹۴	۰.۰۶	۵۰-۴۱
۱۲۰-۱۰۱	۲	۱.۸۶۳	۰.۰۶۶	۶۰-۵۱
۱۴۰-۱۲۱	۲.۲	۲.۲۰۲	۰.۰۷۸	۷۰-۶۱
۱۶۰-۱۴۱	۲.۴	۲.۳۷۱	۰.۰۸۳	۸۰-۷۱
۱۸۰-۱۶۱	۲.۶	۲.۴۵۶	۰.۰۸۶	۹۰-۸۱
۲۰۰-۱۸۱	۲.۸	۲.۵۴۱	۰.۰۸۹	۱۰۰-۹۱

۳-۲-۳-۳- کاهش / قطع بار برنامه‌ریزی شده ۲۴ ساعته (انجام تعمیرات / تعطیلات سالانه)

مشترکین صنعتی معمولاً هر سال دوره زمانی کوتاهی را به تعطیلات و تعمیرات سالانه خود اختصاص می‌دهند، که در این دوره مصرف برق آنها نیز به شدت کاهش می‌یابد. از طرفی شبکه برق در تابستان دارای یک دوره اوج بار سالانه است. لذا در صورت برنامه‌ریزی، زمان‌بندی مناسب و انطباق دوره تعطیلات و تعمیرات سالانه صنایع با زمان اوج بار شبکه، عملاً مقدار قابل توجهی از نیاز مصرف شبکه کاسته می‌شود. در زمان اوج مصرف در سال ۹۷، ۷۲۸ مگاوات از محل اجرای طرح تعطیلات و تعمیرات به شبکه سراسری برق کمک شد. ضوابط اجرایی آن به شرح زیر است:

- بازه زمانی اجرای طرح از ابتدای تیر الی ۱۵ مرداد ماه می‌باشد.
- حداقل بازه همکاری ۵ روز غیرمستمر است.
- ۷ روز قبل از شروع برنامه باید تفاهم‌نامه همکاری فی‌مابین شرکت و مشترک امضا شده و در سامانه مدیریت پیک بار ثبت شود. در صورت تغییر در بازه زمانی توافق شده اولیه، مشترک باید ۷ روز قبل کتبا مراتب را به شرکت اعلام نماید.
- مشترک مجاز خواهد بود در روز شروع همکاری حداکثر تا ساعت ۸ صبح کاهش بار را اعمال کند و در روز انتهای همکاری نیز می‌تواند از ساعت ۲۲ شروع به بارگیری نماید. در این صورت مقدار پاداش انرژی در روز اول و آخر تعدیل خواهد شد.
- در صورت تمایل مشترک امکان اجرای برنامه از ساعت ۱۰ صبح الی ۲۲ وجود خواهد داشت. در این حالت پاداش قدرت مشارکت نصف خواهد شد.
- مشترکینی که دارای متوسط قدرت مصرفی بالای ۲۰۰ مگاوات هستند در صورت همکاری، حداقل درصد کاهش قدرت آنها در جدول ۱۹، به ۶ درصد تبدیل خواهد گردید.

- متوسط قدرت مصرفی مشترک در این برنامه با استفاده از متوسط ماکزیمم قدرت مصرفی روزانه در A روز قبل (با احتساب روزهای تعطیل) مورد محاسبه قرار خواهد گرفت.
- برای محاسبه دیماند کاهش یافته مشترک، متوسط دیماند مصرفی A روز قبل با متوسط دیماند مصرفی در روزهای همکاری مورد مقایسه قرار خواهد گرفت. روز مشارکت در صورتی تایید خواهد شد که در تمام ساعات حداقل کاهش حادث شده باشد.
- شرکت موظف است حداکثر ۷ روز کاری بعد از شروع برنامه بررسی نماید، پروفیل بار A روز قبل از اجرای برنامه در سامانه مدیریت پیک بار، بارگذاری شده باشد و در صورت عدم وجود پروفیل بار در سامانه اقدام لازم را به عمل آورد.
- شرکت حداکثر ۱۰ روز بعد از اتمام برنامه فرصت دارد تا بررسی نماید، پروفیل بار روزهای همکاری در سامانه مدیریت پیک بار، بارگذاری شده باشد و در صورت عدم وجود پروفیل بار در سامانه، اقدام لازم را به عمل آورد.
- شرکت می‌تواند با توجه به نیاز شبکه سراسری و یا شبکه محلی درخواست همکاری را تایید و یا رد نماید.
- مشترک مشارکت کننده در این برنامه مطابق با روابط زیر و جدول (۳-۳) مشمول دریافت پاداش خواهد شد.

(متوسط دیماند مصرفی روزهای همکاری - متوسط دیماند مصرفی دوره قبل) = قدرت مشارکت (کیلووات)

$$\text{میزان مشارکت} = \left(\frac{\text{تعداد روز همکاری با برنامه}}{A} \right) \times \text{قدرت مشارکت}$$

$$\text{میزان انرژی مصرفی در روزهای همکاری} - \left(\frac{\text{تعداد روز همکاری با برنامه}}{A} \right) \times (\text{انرژی مصرفی در دوره قبل}) = \text{انرژی صرفه جویی شده}$$

تعداد روزهایی که پروفیل بار پیوسته در سامانه بارگذاری می‌شود (حداقل ۲۵ روز و حداکثر ۳۱ روز) = A

جدول (۳-۲۱) کاهش / قطع بار برنامه‌ریزی شده ۲۴ ساعته

ردیف	محدوده زمان اجرای برنامه	درصد کاهش قدرت	تخفیف بهای (ریال)	تخفیف بهای قدرت (ریال)
۱	تیرماه	۱۰ تا ۳۰ درصد	۲.۵ * مجموع بهای ۳ گزینه قدرت * میزان مشارکت	بهای انرژی میان باری * مقدار انرژی صرفه جویی شده (Kwh)
		۳۱ تا ۷۰ درصد	۳ * مجموع بهای ۳ گزینه قدرت * میزان مشارکت	
		۷۱ تا ۱۰۰ درصد	۳.۵ * مجموع بهای ۳ گزینه قدرت * میزان مشارکت	

۳ * مجموع بهای ۳ گزینه قدرت * میزان مشارکت	بهای انرژی میان باری * مقدار انرژی صرفه‌جویی شده (Kwh)	۱۰ تا ۳۰ درصد	مردادماه	۲
۳.۵ * مجموع بهای ۳ گزینه قدرت * میزان مشارکت		۳۱ تا ۷۰ درصد		
۴ * مجموع بهای ۳ گزینه قدرت * میزان مشارکت		۷۱ تا ۱۰۰ درصد		

۳-۲-۲-۴- تعیین ساعت کار برنامه‌ریزی شده

- بازه زمانی اجرای طرح از ابتدای تیر الی انتهای مرداد ماه می‌باشد.
- صناعی که دارای یک شیفت کاری هستند می‌توانند در این برنامه مشارکت نمایند.
- صنایع همکار باید ساعت کاری خود را از ساعت ۶ صبح (و یا زودتر) الی ۱۳ تنظیم نمایند.
- دیماندر مصرفی این مشترکین باید از ساعت ۱۳ الی ۱۷ نسبت به ساعات کاری روز ۸۰ درصد کاهش داشته باشد.
- حداقل بازه همکاری ۵ روز مستمر است.
- به ازای هر روز همکاری ۴ ساعت پاداش همکاری مورد محاسبه قرار خواهد گرفت.
- روز قبل از شروع برنامه باید تفاهم‌نامه همکاری فی‌مابین شرکت و مشترک امضا شده و در سامانه مدیریت پیک بار ثبت شود.
- متوسط دیماندر مصرفی مشترک در این برنامه با استفاده از متوسط دیماندر مصرفی هر روز همکاری مورد محاسبه قرار خواهد گرفت.
- برای محاسبه دیماندر کاهش یافته مشترک، متوسط دیماندر مصرفی هر روز با متوسط دیماندر مصرفی ۴ ساعت ۱۳ الی ۱۷ هر روز همکاری مورد مقایسه قرار خواهد گرفت. این مقایسه به صورت ساعت به ساعت خواهد بود.
- شرکت حداکثر ۱۰ روز بعد از اتمام برنامه فرصت دارد تا بررسی نماید پروفیل بار روزهای همکاری در سامانه مدیریت پیک بار، بارگذاری شده باشد و در صورت عدم وجود پروفیل بار در سامانه، اقدام لازم را به عمل آورد.
- شرکت می‌تواند با توجه به نیاز شبکه سراسری و یا شبکه محلی در خواست همکاری را تایید و یا رد نماید.
- مشترک مشارکت کننده در این برنامه مطابق با روابط زیر و جدول (۳-۴) مشمول دریافت پاداش خواهد شد.

(متوسط دیمانده مصرفی از ساعت ۱۳ الی ۱۷ - متوسط دیمانده مصرفی روز همکاری) = قدرت مشارکت روزانه (کیلووات)

متوسط قدرت مشارکت‌های روزانه = قدرت مشارکت کل (کیلووات)

میزان مشارکت = $\left(\frac{\text{تعداد روز همکاری با برنامه}}{31} \right) \times \text{قدرت مشارکت کل}$

(۴ × تعداد روز همکاری × متوسط قدرت‌های مشارکت روزانه) = انرژی صرفه‌جویی شده

جدول (۳-۲۲) میزان پاداش روش تعیین ساعت کار برنامه‌ریزی شده

ردیف	درصد کاهش قدرت	تخفیف بهای انرژی (ریال)	تخفیف بهای قدرت (ریال)
۱	۸۰ تا ۱۰۰ درصد	بهای انرژی میان باری * مقدار انرژی صرفه‌جویی شده (Kwh)	۶ * مجموع بهای ۳ گزینه قدرت * میزان مشارکت

۳-۳-۳- ذخیره عملیاتی صنعتی

در بخش صنعت برنامه‌ها به دو صورت کاهش / قطع بار برنامه‌ریزی شده از طرف مشترک و کاهش بار از طرف شرکت برق طبقه‌بندی می‌شود. کاهش بار از طرف مشترک خود به چهار دسته جابه‌جایی تعطیلات هفتگی، کاهش بار برنامه‌ریزی شده در ساعات اوج بار شبکه، کاهش / قطع بار برنامه‌ریزی شده ۲۴ ساعته (انجام تعمیرات / تعطیلات سالانه) و تعیین ساعت کار برنامه‌ریزی شده تقسیم می‌شوند. در مقابل، به کاهش بار از طرف شرکت برق طرح ذخیره عملیاتی گفته می‌شود.

دیسپاچینگ ملی بر اساس پارامترهایی مانند دما، مصرف روز قبل، توان نیروگاه‌ها و ... تقاضا برق را در روز بعد تخمین می‌زند و میزان کسری برق را طی تعامل لحظه‌ای که با شرکت توانیر دارد به صورت برنامه‌ای در اختیار این شرکت قرار می‌دهد. شرکت توانیر سهمیه پیک‌سازی در روش‌های مختلف از جمله روش ذخیره عملیاتی را به اطلاع شرکت‌های توزیع و برق منطقه‌ای می‌رساند. این شرکت‌ها نیز از طریق سامانه‌های ارتباطی مانند پیامک، ایمیل یا تماس با مشترکان صنعتی میزان کاهش بار را به اطلاع آنها می‌رسانند.

در این روش، ابتدا شرکت‌های برق با مشترکان صنعتی ۲۰۰ کیلووات و بالاتر که امکان اندازه‌گیری بار ساعت به ساعت آنها وجود دارد، وارد مذاکره می‌شوند و تفاهم‌نامه‌ای را به امضا می‌رسانند و بر مبنای آن اعلام می‌کنند که در زمان پیک، چند ساعت و چند مگاوات امکان کاهش مصرف دارند. بعد از امضای تفاهم‌نامه با مشترک صنعتی، شرکت برق زمانی که نیاز به همکاری باشد از مشترک

می‌خواهد مصرف برق خود را کاهش دهد. در مقابل، مطابق با قدرت کاهشی، پاداشی از طرف شرکت برق دریافت می‌کنند. علاوه بر این مشارکت‌کنندگان در این طرح از اولویت خاموشی شرکت برق حذف می‌شوند.

بعد از امضای تفاهم نامه با مشترک صنعتی، شرکت برق زمانی که نیاز به همکاری باشد از مشترک می‌خواهد مصرف برق خود را کاهش دهد. بازه زمانی اجرای طرح از ۱۶ خرداد تا ۱۵ شهریور به غیر از روزهای پنج‌شنبه و جمعه و تعطیلات رسمی است. حداکثر مدت همکاری هر مشترک برای کاهش بار ۲۰۰ ساعت در طی دوره همکاری و حداصل ساعات ۱۲ الی ۲۲ به تشخیص مرکز دیسپاچینگ ملی و ابلاغ توانیر است. در صورت نیاز دیسپاچینگ ملی و تمایل مشترک، می‌توان بیش از ۲۰۰ ساعت همکاری از مشترک اخذ نمود.

درخواست کاهش بار برای واحدهای صنعتی حداکثر تا ساعت ۱۷ در روز قبل از مشارکت صورت می‌گیرد. ابلاغ درخواست همکاری بعد از این ساعت، مشمول درخواست اضطراری خواهد شد که با توجه به نیاز شبکه می‌تواند صورت گیرد. درخواست اضطراری کاهش بار تا حداکثر ۲ ساعت قبل از کاهش بار بوده که توسط دیسپاچینگ ملی / محلی به مشترک اعلام می‌شود. مدت زمان درخواست، حداکثر ۸ ساعت در هر مورد درخواست کاهش بار به تشخیص مرکز دیسپاچینگ ملی و ابلاغ توانیر است. هیچ شرکتی مجاز به تغییر ابلاغ‌های توانیر نبوده و محاسبات پاداش فقط بر اساس صحت‌سنجی ابلاغ‌های توانیر و عملکرد مشترک خواهد بود. در صورت نیاز شرکت‌ها برای کنترل بار منطقه تحت پوشش بر اثر هرگونه حادثه‌ای، در صورت تایید دیسپاچینگ ملی ابلاغ خارج از برنامه به صورت موردی پذیرفته خواهد شد.

متوسط قدرت مصرفی P_{av} در این برنامه از میانگین ساعت‌های متناظر ابلاغ شده برای همکاری در ۱۰ روز کاری قبل (بدون احتساب روزهای تعطیل) از اولین درخواست برای کاهش بار مورد محاسبه قرار گرفته و ملاک برای تمام ابلاغ‌های دیگر خواهد بود. قدرت کاهش یافته P_d عبارت است از تفاضل میانگین بار مصرفی ساعت‌های مشارکت در روز مشارکت P_h از میانگین قدرت مصرفی P_d ($= P_{av} - P_h$) که در محاسبات پاداش همکاری متوسط P_d لحاظ می‌شود.

شرکت‌ها موظف هستند حداکثر تا ۱۶ خرداد نسبت به عقد تفاهم‌نامه با مشترکین مشمول متقاضی اقدام و نسبت به ثبت تفاهم‌نامه در سامانه مدیریت پیک بار اقدام نمایند. مشترکینی که نسبت به امضای توافق‌نامه اقدام کنند در اولویت پایین‌تر قطع احتمالی برق قرار می‌گیرند و در صورت نیاز شبکه به خاموشی برای این مشترکین با هماهنگی قبلی انجام خواهد شد.

شرکت‌ها موظف به نصب لوازم اندازه‌گیری برای قرائت بار ساعت به ساعت مشترکان مشمول می‌باشند. به منظور تخصیص عادلانه و اثربخش ساعات کاهش بار بین مشترکان همکار، خلاصه گزارش عملکرد مشترکان همکار در برنامه، توسط شرکت‌ها تهیه و برای دیسپاچینگ ملی و توانیر ارسال می‌شود. در تعیین مشترکان همکار برای درخواست کاهش بار، باید به نحوی عمل شود که مجموع تعداد ساعت‌های درخواست کاهش بار به مشترکان همکار تا حد ممکن برابر بوده و از تجمع درخواست کاهش بار در بین معدودی مشترک پرهیز شود. تخصیص سهمیه کاهش بار به مشترک همکار باید به گونه‌ای باشد که تعداد ساعت‌های تایید شده مشارکت در برنامه از تعهد مشترک همکار (۲۰۰ ساعت و یا متناسب با تفاهم نامه) تجاوز نکند.

حداقل میزان دیماند مشارکت در طرح معادل ۱۰٪ میانگین دیماند مصرفی می‌باشد و به مشترک زمانی عدم همکاری تعلق خواهد گرفت که ۵۰٪ از ساعات ابلاغ شده در یک روز را همکاری ننماید. در صورتی که مشترک بیش از ۲ بار طی اجرای طرح عدم همکاری در روز مشارکت داشته باشد، به ازای هر بار عدم همکاری ۱۰ درصد از پاداش همکاری و در اولویت مدیریت بار قرار می‌گیرد. مشترکین همکار مشمول دریافت پاداش همکاری به شرح زیر می‌شوند:

۱. پاداش دیماند کاهش یافته

۲. پاداش انرژی کاهش یافته

کل پاداش پرداختی به مشترک همکار مطابق روابط زیر است:

جریمه عدم همکاری - (پاداش دیماند + پاداش انرژی) = پاداش کل

نرخ خرید دیماند $\times$ متوسط کل دیماندهای کاهش یافته (kW) = پاداش دیماند

$C \times$ نرخ خرید انرژی $\times$ کل انرژی کاهش یافته (kWh) = پاداش انرژی

$A \times$ متوسط بهای دیماند ۳ گزینه (ریال) = نرخ خرید دیماند

$B \times$ متوسط بهای انرژی اوج بار ۳ گزینه (ریال) = نرخ خرید انرژی

A = ضریب تعدیل دیماند

B = ضریب تعدیل انرژی

C = ضریب تعدیل ساعت همکاری

ضرایب تعدیل در محاسبه پاداش برنامه ذخیره عملیاتی در جدول (۳-۲۳) آورده شده است:

جدول (۳-۲۳) ضرایب تعدیل در محاسبه پاداش برنامه ذخیره عملیاتی

ساعت همکاری	ضریب تعدیل ساعت همکاری (C)	ضریب تعدیل انرژی (B)	ضریب تعدیل دیماندا (A)	درصد کاهش قدرت
۲۰-۰	۱	۱.۰۱۶	۰.۰۳۶	۱۰
۴۰-۲۱	۱.۲	۱.۳۵۵	۰.۰۴۸	۲۰-۱۰
۶۰-۴۱	۱.۴	۱.۶۹۴	۰.۰۶	۳۰-۲۱
۸۰-۶۱	۱.۶	۱.۸۶۳	۰.۰۶۶	۴۰-۳۱
۱۰۰-۸۱	۱.۸	۲.۰۳۳	۰.۰۷۲	۵۰-۴۱
۱۲۰-۱۰۱	۲	۲.۲۰۲	۰.۰۷۸	۶۰-۵۱
۱۴۰-۱۲۱	۲.۲	۲.۳۷۱	۰.۰۸۳	۷۰-۶۱
۱۶۰-۱۴۱	۲.۴	۲.۵۴۱	۰.۰۸۹	۸۰-۷۱
۱۸۰-۱۶۱	۲.۶	۲.۷۱	۰.۰۹۵	۹۰-۸۱
۲۰۰-۱۸۱	۲.۸	۳.۰۴۹	۰.۱۰۷	۱۰۰-۹۱

در صورت همکاری مشترک در حالت کاهش بار اضطراری، ساعت همکاری در حالت درخواست اضطراری بر مبنای ۲ برابر محاسبه خواهد شد. به عنوان مثال در صورت همکاری ۴ ساعته با درخواست اضطراری، مقدار ۸ ساعت ملاک محاسبه پاداش انرژی خواهد بود. مجموع پاداش مشترکین در صورت حساب برق (حداکثر تا آبان ماه همان سال) محاسبه و اعمال خواهد شد.

به منظور حفظ سطح تولید، مشترک همکار مجاز است به ازای هر روز مشارکت، یک روز از قدرت قراردادی تجاوز نماید که میزان و دوره آن با توجه به محدودیت‌های شبکه و با هماهنگی دیسپاچینگ، در متن تفاهم‌نامه مشخص می‌شود. در بازه‌های تعیین شده جریمه‌ای برای تجاوز از دیماندا اخذ نخواهد شد.

شرکت‌ها موظفند حداکثر تا ۱۰ روز بعد از هر ابلاغ، بررسی نمایند پروفیل بار روز همکاری در سامانه مدیریت پیک بار، بارگذاری شده باشد و در صورت عدم وجود پروفیل بار در سامانه، اقدام لازم را به عمل آورد. شرکت‌های برق منطقه‌ای نیز موظفند یک نسخه از تفاهم‌نامه‌های منعقد با مشترکین و همچنین گزارشات هفتگی عملکرد را در قالب مشخص شده به معاونت راهبری شبکه برق در شرکت مدیریت شبکه برق ارسال نمایند.

۳-۳-۳-۱- چند راهکار تعاملی برای اجرای بهتر طرح ذخیره عملیاتی صنعتی

۱. نصب کنتورهای هوشمند طرح فهام

در بخش صنعتی نیاز است که شرکت‌های توزیع، نصب کنتورهای هوشمند طرح فهام را برای مشترکان صنعتی که می‌خواهند در این طرح شرکت کنند در اولویت قرار دهند.

۲. تعامل شرکت توانیر و شرکت‌های توزیع برق با سازمان صنایع کوچک و شهرک‌های صنعتی

شرکت توانیر و شرکت‌های توزیع برق با سازمان صنایع کوچک و شهرک‌های صنعتی ایران تفاهم‌نامه‌ای امضا می‌کنند و این تفاهم‌نامه را به شرکت‌های صنعتی استانی ابلاغ می‌کنند تا واحدهای صنعتی مستقر در شهرک‌ها برای کنترل بار شبکه سراسری برق همکاری کرده و مصرف برق خود را در ساعات اوج کنترل کنند. براساس این تفاهم‌نامه شرکت‌ها موظف هستند نسبت به عقد تفاهم‌نامه با مشترکان مشمول متقاضی و ثبت تفاهم‌نامه در سامانه مدیریت پیک بار اقدام کنند. مشترکانی که نسبت به امضای توافق نامه اقدام کنند در اولویت پایانی قطع احتمالی برق قرار می‌گیرند. همچنین صنعتگران در صورت همکاری با شرکت توانیر در مصرف بهینه برق می‌توانند از تخفیف در پرداخت هزینه مصرف مطابق ضوابط اجرایی برخوردار شوند.

۳. تشکیل واحد جلب مشارکت

برای معرفی این طرح برای تمام مشترکان صنعتی استان لازم است که واحدهای جلب مشارکت در شرکت‌های برق منطقه‌ای و شرکت‌های توزیع نیروی برق با اختیارات کافی تشکیل شوند. در این زمینه می‌توان از ظرفیت شرکت‌های استارت‌آپی برای جلب مشارکت صنایع بیشتری در این طرح نیز استفاده کرد.

۴. حمایت سازمان بهره‌وری انرژی ایران (سابا)

سازمان بهره‌وری انرژی می‌تواند عهده‌دار نظارت بر عملکرد واحدهای جلب مشارکت، تدوین پیش‌نویس دستورالعمل‌های اجرایی و همچنین انجام اقدامات لازم برای فرهنگ‌سازی، توسعه‌ی پژوهش‌های کاربردی، توسعه منابع انسانی و انتشار اطلاعات کاربردی باشد. علاوه بر این سابا گزارش عملکرد واحدهای جلب مشارکت را به وزارت نیرو ارائه می‌دهد و همچنین در مورد عملکرد آنها برای تهیه فهرست مناطقی که در طرح ذخیره عملیاتی مشارکت کرده‌اند گزارش ادواری منتشر می‌نماید.

منابع

۱. احمدیان، مجید؛ نصرت ... عباس زاده (۱۳۹۲) برآورد ارزش برق عرضه نشده (VOLL) در اثر خاموشی در ایران: رویکرد تولید و فراغت از دست رفته
۲. توانیر (۱۳۹۰) دستورالعمل: راهبردها و نحوه اصلاح الگوی مصرف مشترکین عمومی در جهت بهینه‌سازی مصرف برق و کاهش پیک بار
۳. توانیر (۱۳۹۰) دستورالعمل: راهبردها و نحوه اصلاح الگوی مصرف مشترکین صنعت در جهت بهینه‌سازی مصرف برق و کاهش پیک بار
۴. توانیر (۱۳۹۰) دستورالعمل: راهبردها و نحوه اصلاح الگوی مصرف مشترکین خانگی در جهت بهینه‌سازی مصرف برق و کاهش پیک بار
۵. توانیر (۱۳۹۰) دستورالعمل: راهبردها و نحوه اصلاح الگوی مصرف مشترکین کشاورزی در جهت بهینه‌سازی مصرف برق و کاهش پیک بار
۶. جدی، بابک، رضا غفارپور، علی محمد رنجبر (۱۳۹۷) ارتقا شاخص‌های پدافند غیر عامل با استفاده از برنامه‌ریزی بهینه منابع تجدیدپذیر انرژی در شبکه‌های هوشمند توزیع برق
۷. چال اشتری، مسعود (۱۳۸۲) بررسی واکنش‌های اجتماعی مشترکین نسبت به خاموشی‌ها و قطع برق در شهر اهواز، شرکت توزیع نیروی برق اهواز، همایش کیفیت و بهره‌وری در صنعت برق
۸. شکوری گنجوی حامد، احسان کرمی (۱۳۸۷) ارائه راهکارهایی برای بهبود روش‌های برنامه‌ریزی انرژی الکتریکی ایران، موسسه پژوهش در مدیریت و برنامه‌ریزی انرژی، گروه مدلسازی
۹. شکوری گنجوی حامد، حامد احمدی، محسن کریمی اندانی (۱۳۸۷) مدیریت خاموشی برق در ایران با برنامه‌ریزی عرضه انرژی الکتریکی و در نظر گرفتن مبادلات منطقه‌ای به منظور کمینه کردن هزینه‌ها، بیست و سومین کنفرانس بین‌المللی برق
۱۰. صدرالسادات زاده، محمد، متین، تقی، بررسی حادثه مورخ ۲۳۶۹/۵/۷ شبکه سراسری و نتایج تجربی حاصله از آن، شرکت توانیر
۱۱. مدنی سید پوریا، رضا دشتی (۱۳۹۵) ارائه راهکارهای پدافند غیرعامل جهت جلوگیری از ایجاد خاموشی سراسری در ایران، فصلنامه علمی - ترویجی پدافند غیرعامل سال هشتم، شماره ۲
۱۲. موحد محسن، امینی فرخ (۱۳۸۲) بررسی اثر قیمت خاموشی بر توسعه بهینه سیستم تولید برق کشور، کنفرانس بین‌المللی برق
۱۳. عباس زاده نصرت الله، مجید احمدیان، فرهاد رهبر، حمید ابریشمی (۱۳۹۲) کاربرد روش تجربه انتخاب در تخمین تمایل به پرداخت خانوارها یا ی ران ی برای اجتناب از خاموشی برق، تحقیقات اقتصادی، دوره ۴۸، شماره ۲
۱۴. همایونی فر، مهدی خداپرست مشهدی، محمدرضا لطفعلی پور (۱۳۹۵) مقایسه نتایج برآورد جدول داده - ستانده منطقه‌ای با روش *CHARM* و *AFLQ* (مطالعه موردی: استان بوشهر)، فصلنامه پژوهش‌ها و سیاست‌های اقتصادی
۱۵. آقایی، مجید و رضاقلی زاده، مهدیه (۱۳۹۵). بررسی تاثیر مستقیم و غیر مستقیم مصرف انرژی در بخش‌های منتخب اقتصادی بر فقر و نابرابری در ایران. پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران، شماره ۱۹، صفحه ۵۱-۵۱
۱۶. احمدی زرنندی، محمود، ابراهیمی‌نژاد و اسحاقی، سمیرا (۱۳۹۱). ارزیابی و مقایسه برق‌رسانی خورشیدی نسبت به شبکه توزیع مطالعه موردی توزیع برق جنوب استان کرمان، مجموعه مقالات دومین همایش ملی انرژی باد و خورشیدی
۱۷. حسینعلی پور، سید مصطفی و مهرپناهی، عبدالله (۱۳۸۸). بررسی اقتصادی بازتوانی نیروگاه‌های بخار در مقایسه با احداث نیروگاه‌های گازی. نشریه انرژی ایران شماره ۳۲، صفحه ۴۱-۶۲
۱۸. باقری، ابوالفضل و قاسمی، محمد مهدی (۱۳۹۶). بررسی و ارزیابی تعمیر و نگهداری شبکه توزیع بر اساس شاخص سلامتی مبتنی بر مدیریت ریسک (CBRM) به همراه مطالعه موردی در شرکت توزیع نیرو برق استان گلستان. سی و دومین کنفرانس بین‌المللی برق

۱۹. پورکاشانی، حسن و بابایی، شهرام (۱۳۸۲). شناخت عوامل ایجاد تلفات در شبکه انتقال و توزیع برق تهران. همایش کیفیت و بهره‌وری در صنعت برق، دوره چهارم
۲۰. دفتر روابط عمومی و امور بین‌الملل گروه توسعه و همکاری‌های بین‌المللی (۱۳۹۸). گزارش آماری انرژی‌های تجدیدپذیر ایران در سال ۱۳۹۷
۲۱. حجازی، امین و رجیبی مشهدی، حبیب (۱۳۹۴). بهره‌برداری یکپارچه شبکه گاز و برق با در نظر گرفتن سوخت جایگزین. بیست و سومین کنفرانس مهندسی برق ایران
۲۲. اسماعیل نیا، علی اصغر و زاهدی سرشت، مریم (۱۳۸۶). بهینه‌یابی انتقال گاز و برق (هم‌افزایی گاز و برق). نشریه مطالعات اقتصاد انرژی، دوره ۴، شماره ۱۵، صفحه ۵۵-۷۵
۲۳. رسولی، محمدرضا (۱۳۹۱). نقش رسانه‌ها در نهادینه کردن فرهنگ مدیریت مصرف برق. نشریه فرهنگ ارتباطات، دوره ۲، شماره ۵ صفحه ۹۳-۱۰۵
۲۴. رهبر، فرهاد، حیدری، کیومرث، قهرمانی، هادی (۱۳۹۶). تعیین قیمت بهینه برق: مطالعه موردی شرکت توانیر. پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران، شماره ۲۴، صفحه ۵۷-۸۸
۲۵. اشکوه، حسین، صبحیه، محمد حسین، زرگریپور، حمید، زرآبادی‌پور، سعید (۱۳۹۲). بررسی چالش‌های تامین مالی پروژه‌های نیروگاهی در مشارکت دولتی - خصوصی. ششمین کنفرانس توسعه نظام تامین مالی در ایران
۲۶. تفاوت کالا و خدمات در چیست؟ برگرفته از: تفاوت کالا و خدمات در چیست؟ | متمم (motamem.org)
۲۷. تلفات شبکه توزیع نیروی برق کشور تک رقمی شد (۱۳۹۹). برگرفته از: تلفات شبکه توزیع نیروی برق کشور تک رقمی شد - ایرنا (irna.ir)
۲۸. صفر تا صد ماجرای سوزاندن مازوت در نیروگاه‌ها / مازوت زیاد داریم یا گاز کم است؟ (۱۳۹۹). برگرفته از: صفر تا صد ماجرای سوزاندن مازوت در نیروگاه‌ها / مازوت زیاد داریم یا گاز کم است؟ | خبرگزاری فارس (farsnews.ir)
۲۹. هزینه‌های سرسام آور نیروگاه‌های خاموش (۱۳۹۷). برگرفته از: هزینه‌های سرسام آور نیروگاه‌های خاموش (barghnews.com)
۳۰. ذخیره‌سازی؛ گام بعدی صنعت انرژی (۱۳۹۷). برگرفته از: ذخیره‌سازی؛ گام بعدی صنعت انرژی (barghnews.com)
۳۱. روش‌های جدید ذخیره ساری انرژی (۱۳۹۶). برگرفته از: روش‌های جدید ذخیره سازی انرژی (barghnews.com)
۳۲. ساخت ذخیره‌سازهای برق ضروری است (۱۳۹۵). برگرفته از: ساخت ذخیره سازهای برق ضروری است (barghnews.com)
۳۳. دستورالعمل یارانه‌های متقاطع در حال تدوین است (۱۳۹۸). برگرفته از: دستورالعمل یارانه‌های متقاطع برق در حال تدوین است (barghnews.com)
۳۴. مسیرهای درست اصلاح الگوی مصرف برق کدامند؟ (۱۳۹۹). برگرفته از: مسیرهای درست اصلاح الگوی مصرف برق کدامند؟ (barghnews.com)
۳۵. فخری زاده، فرزاد (۱۳۹۷)، اقتصاد رفتاری به زبان ساده (۱۳۹۷). برگرفته از: اقتصاد رفتاری به زبان ساده - تجارت‌نیوز (tejaratnews.com)
۳۶. بازار خاموشی؛ پیشنهاد مجلس برای عبور از پیک تابستان / لزوم افزایش تهاتر برق با همسایگان (۱۴۰۰). برگرفته از: بازار خاموشی؛ پیشنهاد مجلس برای عبور از پیک تابستان / لزوم افزایش تهاتر برق با همسایگان | خبرگزاری ایلنا (ilna.news)
37. Abdullah M. Al-Shaalan (2017) Investigating Practical Measures to Reduce Power Outages and Energy Curtailments, Journal of Power and Energy Engineering, 5, 21-36
38. Baarsma. B. E, Hop, J. P (2009) Pricing power outages in the Netherlands. Energy 34 (9). p. 1378-1386

39. Becker, G. E (1965). A Theory of the Allocation of Time. The Economic Journal LXXV:493-517
40. Bental, B. S. A Ravid (1982) A Simple Method for Evaluating the Marginal Cost of Unsupplied Electricity, Bell Journal of Economics, vol 13,
41. Bertazzi, A. Fumagalli, E (2005) The use of customer outage cost surveys in policy decision-making: the Italian experience in regulating quality of electricity supply
42. Brown, G. M. B. Johnson (1969) Public Utility Pricing and Output under Risk. American Economic Review. vol 59. Issue 1, 119-28
43. Career, A (2015). Double marginalization: supply chain management concept, link: [Double Marginalization : Supply Chain Management Concept - Career Anna](#)
44. Chattopadhyay, P (2004). Cross-subsidy in electricity tariffs: evidence from India. Journal of Energy Policy 32, pages 673-684
45. Deason, J. Wei, M. Leventis, G. Smith, S. Schwartz, L (2018). Electrification of buildings and industry in the United States: Driver, barriers, prospects, and policy approaches. Lawrence Berkeley National Laboratory
46. Drury, M (2021), Sunk cost, Alicia Tuovila, link: [Sunk Cost Definition \(investopedia.com\)](#)
47. ESMAP (Energy Sector Management Assistance Programme) (2010), Central America Regional Programmatic Study for the Energy Sector
48. Gellerson, M (1982) The economic of rural electrification projects: Theory and case study
49. Global Solar Atlas (2021), link: [Global Solar Atlas](#)
50. Grafton, Q., et al. (2004). The Economics of the Environment and Natural Resources. Wiley-Blackwell. P. J. Maliszewski and C. Perrings, (2012) "Factors in the Resilience of Electrical Power Distribution Infrastructures," Applied Geography, vol. 32, pp. 668-679,
51. H. Alami, (2014) "Effect of Demand Response Programs on Power System Security in Emergencies Considering Passive Defense Criteria," Passive Defence Quarterly, vol. 5, pp. 63-74,.
52. Hausman, W. Hertner, P. Wilkins, M (2008). Global Electrification. Cambridge University Press
53. Heffner, G. L. Maurer. A Sarkar. X Wange (2009) Minding the Gap: World Bank's Assistance to Power Shortage Mitigation in Developing World, Energy Policy
54. International Energy Agency (2010). Comparative study on rural electrification policies in emerging economies
55. James, M (2012). Principal-agent problem. Investopedia staff. link: [Principal-Agent Problem Definition \(investopedia.com\)](#)
56. Kronenberg, T. (2009). "Construction of Regional Input-output tables using Nonsurvey Methods: The role of Cross-hauling". International Regional Science Review. No. 32. Pp. 40-67.
57. Lawton, L. Sullivan. M (2003) A Framework and Review of Customer Outage Cost: Integration and Analysis of Electric Utility Outage Cost Surveys

58. Lee,K. Miguel,E. Wolfram,C (2017). The economics of rural electrification: Evidence from Kenya, policy brief 89339
59. Lors,W. A Wolf (2013) Protection Against Major Catastrophes: An Economic Perspective
60. Munasinghe, M. (1979). The Economics of Power System Reliability and Planning: Theory and Case Study. World Bank Research Publication.
61. Munasinghe, M (1988). The economics of rural electrification projects. Journal of Energy economics,january 1988, pages 3-17
62. of pakistan. The pakistan development, Vol 21,No. 3, page 207-216
63. Schmidthaler,M. Reichl,J (2016). Assessing the socio-economic effects of power outages ad hoc. Journal of springer. Pages 157-161
64. Shivakumar,A,M. Welch,C. Taliotis, M Howells. D Jaksic & Baricevic (2014)Estimating the socio-economic coast of electricity supply interruptions. An Energy Think tank Informing the European Commission INSIGHT-E project.
65. Shuai,M. Chengzhi,W. Shiwen,Y. Hao,G. Jufang,Y. Hui,H. (2018)Review on economic loss assessment of power outages. The 4th international workshop on wireless technology innovations in smart grid (WTISG 2018)
66. Zerriffi,H (2011). Rural Electrification. springer
67. Zomers,A (2003). The challenge of rural electrification. Journal of Energy for sustainable development,volume 7,No. 1. pages 69-76
۶۸. آل محمد، جمال الدین؛ فرامرز شادفر؛ محمدمبین انصاری و عایشه قره توفه، ۱۳۷۴، نقش مدیریت بار برای کاهش پیک شبکه با استفاده از کنترل صنایع، پنجمین کنفرانس سراسری شبکه های توزیع نیروی برق، مشهد، شرکت برق منطقه استان خراسان.
۶۹. اهری، مهدی و جواد افرادی، ۱۳۹۷، ارزیابی روش ذخیره سازی انرژی هوای فشرده در مقایسه با روش‌های مختلف ذخیره سازی انرژی، دومین کنفرانس ملی پیشرفت های نوین در حوزه انرژی و صنایع نفت و گاز، ساوه، موسسه آموزش عالی انرژی.
۷۰. سامی، تقی و سعید عباچی زاده، ۱۳۸۵، طراحی و ساخت سیستم بهینه سازی مصرف انرژی برای روشنایی معابر، اولین کنفرانس بین المللی مدیریت و برنامه ریزی انرژی، تهران، موسسه پژوهش در مدیریت و برنامه ریزی انرژی، دانشکده فنی دانشگاه تهران.
۷۱. رنجبر، علی محمد؛ امیر فرشاد فتحی و علیرضا شیرانی، ۱۳۷۰، اثر تغییر ساعت بر مصرف انرژی الکتریکی، اولین کنفرانس سراسری شبکه های توزیع نیروی برق، بندرانزلی، شرکت برق منطقه ای گیلان.
۷۲. میرشجاعیان، حسین. حسینی، قهرمان. ۱۳۹۸. اقتصاد رفتاری. نویسنده ادوارد کارترایت. تهران: دنیای اقتصاد
۷۳. نوحی، سیدمحمد رضا و سعید محسنی، ۱۳۸۲، مدیریت مصرف انرژی الکتریکی در شهر اصفهان، چهارمین همایش ملی انرژی، تهران، کمیته ملی انرژی جمهوری اسلامی ایران، معاونت امور برق و انرژی وزارت نیرو.
۷۴. ارزیابی ابعاد بحران برق تابستان و راه کارهای مقابله با آن. معاونت پژوهش های زیربنایی و امور تولیدی دفتر مطالعات انرژی. (تیر ۱۳۹۷).
۷۵. اطلاع رسانی به مشترکان برق از طریق پیام صوتی. پیک نشریه داخلی شرکت توزیع نیروی برق خراسان جنوبی. (خرداد و تیر ۱۳۹۸).
۷۶. انرژی، م. ا. راه کارهای بهینه سازی مصرف انرژی. وزارت نیرو. (۱۳۸۱).
۷۷. پور، م. م. موانع و مشکلات توسعه سیستم های تولید هم زمان برق و حرارت در کشور. گروه بهینه سازی عرضه برق و انرژی شماره ۲۰۵ نشریه ناون. (اردیبهشت ۹۲).
۷۸. ترازنامه انرژی ۹۲. معاونت امور برق و انرژی دفتر برنامه ریزی کلان برق و انرژی.

۷۹. ترازنامه انرژی ۹۶. معاونت امور برق و انرژی دفتر برنامه ریزی کلان برق و انرژی. (۱۳۹۶).
۸۰. توصیه‌ها و راه کارهای مؤثر در بهینه‌سازی و کاهش مصرف انرژی در سیستم‌های سرمایشی و تجهیزات و لوازم مربوطه. سازمان بهره‌وری انرژی ایران.
۸۱. دستورالعمل اتصال به شبکه منابع تولید پراکنده (مولدهای مقیاس کوچک). توانیر. (بهمن ۱۳۹۲).
۸۲. دستورالعمل نحوه تعامل با مشترکین خانگی و بهینه‌سازی الگوی مصرف و کاهش پیک بار. شرکت توانیر- معاونت هماهنگی توزیع. (فروردین ۱۳۹۰).
۸۳. دستورالعمل توسعه‌ی مولد مقیاس کوچک. وزارت نیرو امور برق و انرژی. (۱۳۸۷).
۸۴. دو راه کار پیشنهادی برای کاهش پیک بار ۱۳۹۸ شبکه سراسری برق. معاونت پژوهشهای زیربنایی و امور تولیدی دفتر: مطالعات انرژی، صنعت و معدن. (مرداد ۱۳۹۸).
۸۵. تنوع بخشی به تعرفه‌های برق: برنامه زمان استفاده و ساعات اوج بحرانی. معاونت سیستم‌های اندازه‌گیری و شبکه هوشمند (اسفند ۹۵).
۸۶. دفتر مطالعات انرژی، صنعت و معدن (تیرماه ۱۳۹۷). ارزیابی ابعاد بحران تامین برق تابستان و راه کارهای مقابله با آن.
۸۷. ذکر یازده، م. ع. پاسخ‌گویی بار. سازمان بهره‌وری انرژی (سبا).
۸۸. سیستم های ذخیره ساز انرژی برای کاربرد در بخش برق. وزارت نیرو معاونت امور برق و انرژی دفتر برنامه ریزی کلان برق و انرژی. (خرداد ۹۵).
۸۹. حبیبیان، ا. (۱۳۹۶). برنامه‌ریزی استراتژیک و مدیریت سمت تقاضا جهت کاهش پیک بار شبکه. شرکت برق منطقه ای خوزستان
۹۰. (شهریور ۱۳۹۸). سامانه یکپارچه مدیریت شاخص‌های استراتژیک سیمای شرکت‌های برق منطقه‌ای. شرکت توانیر
۹۱. ضوابط اجرایی برنامه‌های پاسخ‌گویی بار. شرکت توانیر معاونت هماهنگی توزیع (پاییز ۹۸).
۹۲. (اسدی، ف. مهر ۱۳۹۸). ضرورت تاسیس رگولاتور مستقل در صنعت برق. معاونت پژوهشهای زیربنایی و امور تولیدی
۹۳. ضوابط اجرایی کنترل بارهای سرمایشی برای کنترل پیک. شرکت توانیر. (بهار ۱۳۹۹).
۹۴. طاهری، ت. ب. (شرکت پیشران انرژی، تهران). اثر بخشی سامانه‌های کنترل هوشمند سیستم سرمایش تراکمی و رادیویی پایانه های حرارتی دمنده دار در بهینه‌سازی مصرف انرژی. RD@PISHRUN.COM.
۹۵. کتابچه‌ی راهنمای توسعه‌ی مولد مقیاس کوچک. (۱۳۸۸).
۹۶. مصرف پنهان. اسداله سیری. (دی ۱۳۸۹).
۹۷. نصب آزمایشی ۱۰۰ مگاوات واحد تولید هم‌زمان برق و حرارت در بیمارستان و دانشگاه‌های دولتی در مناطق مختلف کشور. سازمان بهره‌وری انرژی. (۱۳۹۰).
۹۸. همکاران، ا. ر. بررسی نقش نگرش‌ها و عقاید بر مصرف انرژی الکتریکی خانوارها در ایران. پژوهشنامه اقتصاد انرژی ایران. (۱۳۹۵).
۹۹. همکاران، م. ا. دانش‌نما ویژه‌نامه: تاسیسات ساختمان و بهینه‌سازی مصرف انرژی. سازمان نظام مهندسی استان اصفهان. (۱۳۹۳).
۱۰۰. وثوقی‌فرد، ا. ن. بررسی فنی و اقتصادی روش‌ها و منافع افزایش کارایی مصرف انرژی در کولرهای آبی. سازمان بهره‌وری انرژی ایران.
101. Albadi, M. H., & El-Saadany, E. F. (2008). A summary of demand response in electricity markets. *Electric power systems research*, 78(11), 1989-1996.
102. Abrahamse, W., Steg, L., (2011) Factors related to household energy use and intention to reduce it: The role of psychological and socio-demographic variables, *Human Ecology Review*, (18), pp.30-40.

103. AECOM (2011), "Energy Demand Research Project: Final Analysis", St Albans, <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/59105/energy-demand-research-project-finalanalysis.pdf>
104. Allcott, H., (2011), Social norms and energy conservation, *Journal of Public Economics*, (95) pp. 1082-1095.
105. Anthony Horsley & Andrew Wrobel, 2005. "Continuity of the equilibrium price density and its uses in peak-load pricing," *Economic Theory*, Springer; Society for the Advancement of Economic Theory (SAET), vol. 26(4), pages 839-866, November.
106. Aslam, M., & Ahmad, E. (2018). Impact of Ageing and Generational Effects on Household Energy Consumption Behavior: Evidence from Pakistan. *Energies*, 11(8), 2003. doi: 10.3390/en11082003
107. Aydin, Erdal, et al. "Information Provision and Energy Consumption: Evidence from a Field Experiment." *Energy Economics*, vol. 71, 2018, pp. 403–410., doi: 10.1016/j.eneco.2018.03.008
108. Bager, S., & Mundaca, L. (2017). Making 'Smart Meters' smarter? Insights from a behavioural economics pilot field experiment in Copenhagen, Denmark. *Energy Research & Social Science*, 28, 68–76. doi: 10.1016/j.erss.2017.04.008
109. W. Buckles and W. V. Hassenzahl, "Superconducting magnetic energy storage," in *IEEE Power Engineering Review*, vol. 20, no. 5, pp. 16-20, May 2000.
110. Cialdini, R.B., Trost, M.R., (1998), Social influence: Social norms, conformity and compliance. In: Gilbert D.T., Fiske S.T., Lindzey G., editors. *The handbook of social psychology* (4th ed.), McGraw-Hill, pp. 151–192, New York, US.
111. Cialdini, R.B., Schultz, W.P., (2004). Understanding and motivating energy conservation via social norms. William and Flora Hewlett Foundation.
112. Critchfield, T.S., Kollins, S.H., (2001), temporal discounting: Basic research and the analysis of socially important behavior, *Journal of Applied Behavior Analysis*, (34), pp. 101–122.
113. B. Daryanian, R. E. Bohn and R. D. Tabors, "An experiment in real time pricing for control of electric thermal storage systems," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, no. 4, pp. 1356- 1365, Nov. 1991.
114. Dumciuvienė, D., Cibinskiene, A., Melenhorst, M., & Novak, J. (2018). Determinants of Sustainable Energy Consumption in Schools. *Proceedings*, 2(22), 1382. doi: 10.3390/proceedings2221382.
115. R. C. Dugan and T. E. McDermott, "Distributed generation," in *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 8, no. 2, pp. 19-25, March-April 2002.
116. ECORYS, Tilburg University and GfK (2014), Study on the effects on consumer behavior of online sustainability information displays, Brussels, DOI: 10.2759/52063.
117. Erhardt-Martinez, K., Donnelly, K.A. and Laitner, J.A. (2010). Advanced Metering Initiatives and Residential Feedback Programs: A metareview for household energy-saving

- opportunities. Report no. E105. Washington, DC: American Council for an Energy-Efficient Economy.
118. R. Fowler, O. Elmhirst and J. Richards, "Electrification in the United Kingdom: A Case Study Based on Future Energy Scenarios," in IEEE Power and Energy Magazine, vol. 16, no. 4, pp. 48- 57, July-Aug. 2018
 119. Frederiks, E.R., Stenner, K., Hobman, E.V., (2015), Household energy use: Applying behavioural economics to understand consumer decision-making and behavior, Renewable and Sustainable Energy Reviews (41), pp. 1385–1394.
 120. Guo, Z., Zhou, K., Zhang, C., Lu, X., Chen, W., & Yang, S. (2018). Residential electricity consumption behavior: Influencing factors, related theories and intervention strategies. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 81, 399–412. doi: 10.1016/j.rser.2017.07.046
 121. Han, J., Lee, E., Cho, H., Yoon, Y., Lee, H., & Rhee, W. (2018). Improving the Energy Saving Process with High-Resolution Data: A Case Study in a University Building. Sensors, 18(5), 1606. doi: 10.3390/s18051606
 122. Haque, M., Islam, M., Islam, M., Haniu, H., & Akhter, M. (2017). Life Cycle Cost and Energy Consumption Behavior of Submersible Pumps Using in the Barind Area of Bangladesh. Energy Procedia, 110, 479–485. doi: 10.1016/j.egypro.2017.03.172
 123. Henry, J.F., (2011), The making of neoclassical economics. Oxon, UK: Routledge
 124. Hussain, A., Bui, V. H., & Kim, H. M. (2016, December). Impact quantification of demand response uncertainty on unit commitment of microgrids. In 2016 International Conference on Frontiers of Information Technology (FIT) (pp. 274-279). IEEE.
 125. Javor, D., & Janjic, A. (2016). Application of demand side management techniques in successive optimization procedures. Communications in Dependability and Quality Management, 19(4), 40-51.
 126. Kahneman, D., (2003), Maps of bounded rationality: Psychology for behavioral economics, American Economics Review (93), pp.1449–1475.
 127. Kahneman, D., Knetsch, J.L., Thaler, R.H., (1991), Anomalies: The endowment effect, loss aversion, and status quo bias, Journal of Economics Perspective, (5), pp. 193–206.
 128. Kennedy, T., Regehr, G., Rosenfield, J., Roberts, S.W., Lingard, L., (2004), Exploring the gap between knowledge and behavior: a qualitative study of clinician action following an educational intervention, Academic Medicine, (79), pp. 386–393.
 129. Kusters, Mark, and Jeroen Van der Heijden. "From mechanism to virtue: Evaluating Nudge theory." Evaluation 21, no. 3 (2015): 276-291.
 130. Kollmuss, A., Agyeman, J., (2002), Mind the gap: Why do people act environmentally and what are the barriers to pro-environmental behavior? Environmental Education Research, (8), pp.239– 60.
 131. Lade, G. (2018). Spillovers from Behavioral Interventions: Experimental Evidence from Water and Energy Use. AEA Randomized Controlled Trials. doi: 10.1257/rct.2921-1.0.
 132. Laskey, A., Kavazovic, O., (2011), Energy efficiency through behavioral science and technology, XRDS, (17), pp. 47-51, DOI: 10.1145/1961678.1961687.

133. Lüthje, Boy (2002). "Electronics Contract Manufacturing: Global Production and the International Division of Labor in the Age of the Internet". *Industry and Innovation*. 9 (3): 227–247.
134. IyyankiV. Muralikrishna, Valli Manickam.(2017)"Energy management and audit" in *Environmental Management*, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-811989-1.00009-9>
135. Ma, G., Lin, J., Li, N., & Zhou, J. (2017). Cross-cultural assessment of the effectiveness of ecofeedback in building energy conservation. *Energy and Buildings*, 134, 329–338. doi: 10.1016/j.enbuild.2016.11.008.
136. Mourid, A., Alami, M. E., & Kuznik, F. (2018). Experimental investigation on thermal behavior and reduction of energy consumption in a real scale building by using phase change materials on its envelope. *Sustainable Cities and Society*, 41, 35–43. doi: 10.1016/j.scs.2018.04.031
137. OECD (2016), Behavioral Insights for Environmentally Relevant Policies: Review of Experiences from OECD Countries and Beyond, OECD, Paris, France.
138. Ornaghi, C., Costanza, E., Kittle-Davies, J., Bourikas, L., Aragon, V., & James, P. A. (2018). The effect of behavioural interventions on energy conservation in naturally ventilated offices. *Energy Economics*, 74, 582–591. doi: 10.1016/j.eneco.2018.07.008
139. Paço, A., & Lavrador, T. (2017). Environmental knowledge and attitudes and behaviours towards energy consumption. *Journal of Environmental Management*, 197, 384–392. doi: 10.1016/j.jenvman.2017.03.100
140. Pelegrino, D. H., Santos, R. G. D., & Coelho, R. T. (2019). Experimental evaluation of energy consumption in machine tools: a case study for a two-spindle turning center. *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering*, 41(10). doi: 10.1007/s40430-019-1921-6.
141. Rehman, A.-U., Raza, R., Hassan, N. U., Zhou, Y., Liu, R., Ng, B. K. K., & Yuen, C. (2018). IoT Based Experimental Study to Modify Water Consumption Behavior of Domestic Users. *Lecture Notes of the Institute for Computer Sciences, Social Informatics and Telecommunications Engineering Smart Grid and Innovative Frontiers in Telecommunications*, 200–209. doi: 10.1007/978-3-319-94965-9_20.
142. Samuelson, W., Zeckhauser, R., (1988), Status quo bias in decision making. *Journal of Risk and Uncertainty* (1), pp. 7–59.
143. Schultz, P.W., (2013) Strategies for promoting pro-environmental behavior: Lots of tools but few instructions, *European Psychology* (23) pp. 1–11
144. Sheeran, P., (2011) Intention–behavior relations: a conceptual and empirical review, *European Journal of Social Psychology*, (12), pp. 1–36.
145. Simon, H.A., (1955), A behavioral model of rational choice, *The Quarterly Journal of Economics* (69), pp. 99–118.

146. US Energy Information Administration, Subsequent Events-California's Energy Crisis, Retrieved from:
<https://www.eia.gov/electricity/policies/legislation/california/subsequentevents.html>
147. WaterSmart. (2015). Retrieved from www.watersmart.com:
<http://www.watersmart.com/pressrelease/survey-reveals-watersmart-software-increases-utility-satisfaction-ratings-by-36/>
148. Wilson C., Dowlatabadi, H., (2007), Models of decision making and residential energy use. Annual Review of Environment and Resources (32), pp. 169–203.
149. OECD (2017), Behavioral Insights and Public Policy: Lessons from Around the World, OECD Publishing, Paris.
150. UNDP (2006). Human Development Report 2006 – Beyond Scarcity: Power, Poverty and the Global Water Crisis. United Nations.
151. Watkins, G. P. (1915). "A Third Factor in the Variation of Productivity: The Load Factor". American Economic Review. American Economic Association. 5 (4): 753– 786. JSTOR 1809629
152. Yang F, Sun Q, Han QL et al (2016) Cooperative model predictive control for distributed photovoltaic power generation systems. IEEE J Emerg Sel Top Power Electron 4(2):414–420
Yu, B., & Zhang, J. (2017). Household Energy Consumption Behavior. Life-Oriented Behavioral Research for Urban Policy, 123–148. doi: 10.1007/978-4-431-56472-0_5.
153. Uddin, M., Romlie, M. F., Abdullah, M. F., Halim, S. A., & Kwang, T. C. (2018). A review on peak load shaving strategies. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 82, 3323-3332.
154. <https://www.tvedc.ir/Customers/dr.html>, <https://dotic.ir/news/۶۵۳۳>