

ارائه راه کارهایی برای بهبود روش های برنامه ریزی انرژی الکتریکی ایران

(گزارش پنجم)

ویرایش دوم

گروه مدل سازی

حامد شکوری گنجوی - احسان کرمی

تابستان ۱۳۸۷

فصل ۱ مشکلات و راه کارهای پیشنهادی	۵
. برنامه ریزی انرژی	۶
. مدل انرژی	۱۳
. مدل های انرژی در کشورهای مورد مقایسه	۱۴
. ایجاد مدل(های) انرژی برای کشور	۱۵
. مشکلات ناشی از کمبود اطلاعات و داده	۱۶
. تفاوت های کلی در روند برنامه ریزی انرژی الکتریکی ایران با جهان	۱۷
. پیش بینی بار	۲۰
. بازنگری در نرم افزار جزء به جزء	۲۰
. نقش مدیریت طرف تقاضا در برآورد بار	۲۳
. استفاده از روشهای متنوع برآورد کلان	۲۴
. برنامه ریزی تولید	۲۶
. تعادل بین عرضه و تقاضا	۲۷
. برنامه ریزی هماهنگ تولید و انتقال	۲۹
. برنامه ریزی برای سوخت (حامل های اولیه انرژی)	۳۱
. اهمیت صادرات و واردات برق	۳۲
. نیروگاه های تولید برق - حرارت	۳۳
. استانداردهای زیست محیطی	۳۴
. برنامه ریزی انتقال	۳۵
. ضمیمه: تحلیلی بر خاموشی های گسترده اخیر	۳۷
. آمار تولید برق منتشر شده توسط بانک مرکزی	۳۸
. جوابیه وزارت نیرو به آمار منتشر شده از سوی بانک مرکزی	۳۹
. تحلیل و جمع بندی	۴۵
مراجع	۵۰

۶. ساختار سازمانی بخش انرژی تایلند.....
۷. ساختار سازمانی بخش انرژی کانادا.....
۱۳. ساختار پیشنهادی برای برنامه ریزی جامع انرژی در کشور.....
۱۹. روند برنامه ریزی انرژی الکتریکی در تایلند.....

- جدول ۱-۱. قدرت نصب شده نیروگاه های کشور به تفکیک دوران های مختلف..... ۴۰
- جدول ۱-۲. واحدهای بهره برداری شده طی سال های ۱۳۷۶-۱۳۷۹..... ۴۲
- جدول ۱-۳. واحدهای بهره برداری شده طی سال های ۱۳۷۶-۱۳۸۷..... ۴۳
- جدول ۱-۴. واحدهای بهره برداری شده طی سال های ۱۳۷۶-۱۳۸۷..... ۴۵

فصل ۱

مشکلات و راه کارهای پیشنهادی

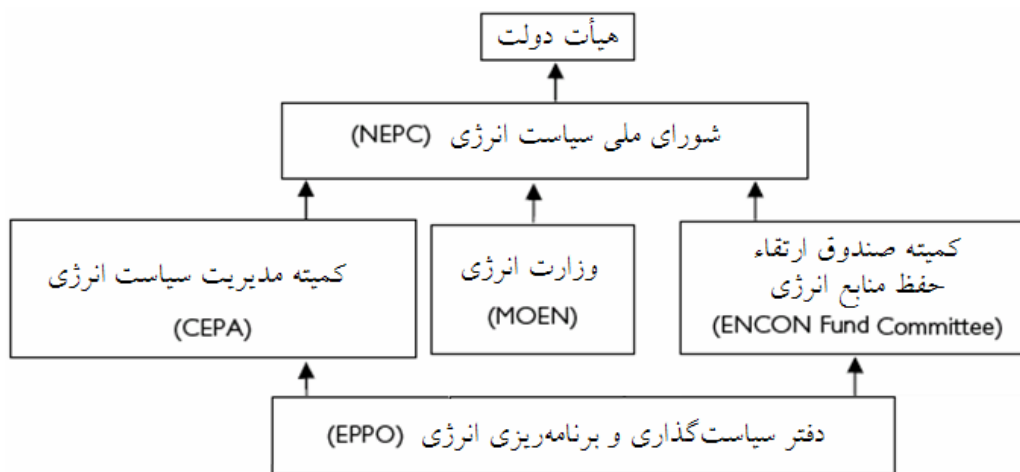
با توجه به روش های علمی موجود در برنامه ریزی تولید و انتقال، راه کارها و تجربیات سایر کشورهای مورد مطالعه (تایلند به عنوان یک کشور در حال توسعه و کانادا به عنوان یک کشور صنعتی و توسعه یافته) که در گزارش های اول تا سوم آمد، و مقایسه آنها با روش های موجود برنامه ریزی تولید و انتقال انرژی (الکتریکی) در کشور که در گزارش چهارم مرورگشت، این گزارش به بیان مشکلاتی که در این خصوص به نظر می رسد و ارائه راه کارهای پیشنهادی در جهت رفع یا دست کم کاهش این مشکلات خواهد پرداخت.

برنامه ریزی انرژی .

در حال حاضر تقریباً تمام کشورهای توسعه یافته (مانند کانادا^۱) و بسیاری از کشورهای در حال توسعه (مانند تایلند^۲) از یک برنامه ریزی کلی برای مدیریت انرژی در کشور بهره مند هستند.

همانطور که در گزارش دوم از این پروژه ذکر شده است، ساختار سازمانی انرژی در تایلند شامل هیأتی تحت عنوان هیأت سیاست ملی انرژی، NEPC است که طرح های استراتژیک ملی و سیاست های وزارت انرژی باید به تصویب این هیأت و هیأت دولت برسد. در واقع برنامه ریزی انرژی الکتریکی زیرمجموعه ای از برنامه ریزی انرژی است که برنامه ریزی انرژی در تایلند توسط NEPC انجام می شود.

جایگاه این نهاد در برنامه ریزی انرژی تایلند در شکل ۱-۱ نشان داده شده است.

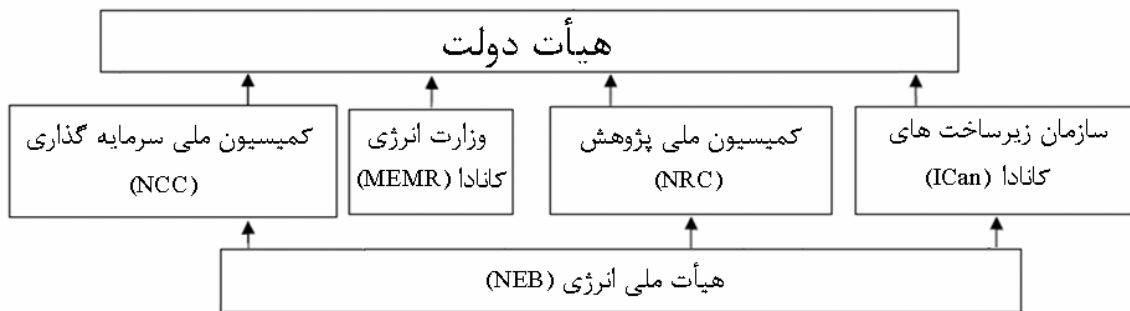


ساختار سازمانی بخش انرژی تایلند .

در کانادا نیز NEB نهاد مربوط به برنامه ریزی انرژی است که نتایج آن در برنامه ریزی انرژی الکتریکی مورد استفاده قرار می گیرد. جایگاه این نهاد نیز در برنامه ریزی انرژی در کانادا در شکل ۱-۲ نشان داده شده است.

- National Energy Board: NEB

- National Energy Policy Council : NEPC



ساختار سازمانی بخش انرژی کانادا

به راستی از منظر تهیه کنندگان این گزارش روشن نیست چرا در کشوری که در خلال بیش از هفتاد سال همواره بیش از ۷۰ درصد از درآمدهای ملی آن از فعالیت‌های بخش نفت حاصل شده است، هرگز یک ساختار یکپارچه در بالاترین سطح برنامه‌ریزی، مدیریت و به طور کلی تصمیم‌گیری در خصوص سیاست‌های کلان انرژی کشور را عهده‌دار نبوده است.

اولین و مهم‌ترین توصیه این گزارش باید این باشد که در کمترین زمان ممکن موانع این یکپارچگی در نظام تصمیم‌گیری مورد شناسایی واقع شده و با دقت و در عین حال جدیت مرتفع شوند، چندانکه تمام نهادهای عضو در آن ساختار مصوب وظایف خود را به خوبی شناخته و عهده‌دار شوند. خوشبختانه چند سال قبل تشکیل شورایی به نام "شورای عالی انرژی" متشکل از وزرای وزارت نفت و وزارت نیرو به تصویب هیأت دولت و سپس مجلس شورای اسلامی رسید؛ اما متأسفانه هرگز در سطح پیش‌بینی شده تشکیل نشد.

شاید یکی از دلایل عدم توفیق این شورا ترکیب مفصل آن بوده باشد. وزرای نفت، نیرو، کشاورزی، صنایع، اقتصاد و رؤسای سازمان مدیریت و سازمان انرژی اتمی اعضای این شورا بوده‌اند که مهم‌ترین ایشان از دید این نوشتار دو وزیر اول یعنی وزیر نفت و وزیر نیرو است که می‌توانند، بلکه باید در خصوص یک برنامه‌ریزی مشترک برای انرژی کشور همدل و همدستان شوند.

در اینجا جای آن نیست که به مشکلاتی غیرعلمی از نوع سیاسی، اجتماعی و فردی اشاره شود، اما به هر حال آسیب‌شناسی در خصوص عدم برنامه‌ریزی کلان برای انرژی کشور خود یک ضرورت مستقل است که باید در جای دیگری و از سوی مراجع بالاتر به آن پرداخت.

آنچه جای آن در این مختصر می‌گنجد تأکید بر ضرورت وجود زمینه‌ها و تمهیدات لازم و هماهنگی‌هایی است که در کل نظام علمی، سیاسی، اقتصادی و اجتماعی برای پیاده‌سازی یک برنامه جامع انرژی لازم است. به عنوان مهمترین این ضرورت‌ها باید به سیاست‌های کلی نظام در مورد خصوصی‌سازی اشاره کرد. نمونه دیگر که یک برنامه-ریزی هرچند علمی را به سادگی به شکست یا توفیق منتهی می‌کند، نظام قیمت‌گذاری و یارانه انرژی است. چه بسا تثبیت قیمت‌های گاز، برق و آب در سال ۱۳۸۳ را بتوان از مهم‌ترین عوامل کمبود برق در سال ۱۳۸۷ برشمرد^۱. در این خصوص، بیش از همه یک مدل جامع ملی انرژی که با یک مدل اقتصاد کلان ملی مرتبط شده باشد، می‌تواند ارزیابی و تحلیل صحیح و قابل اطمینان را ارائه دهد.

جای تأسف مکرر است که با وجود اصرار و تأکید نمایندگان مجلس شورای اسلامی بر لزوم تشکیل شورای عالی انرژی^۲ و برنامه‌ریزی جامع انرژی که بتواند برای آن تصمیم‌سازی کند، در حال حاضر این شورا در حد یک

- «:

()»

)

-

(

(/ /) .

:

کمیسیون فرعی دولت تقلیل جایگاه داده و در سال‌های اخیر نیز هنوز خروجی قابل اعتنایی از نظر برنامه‌ریزی یکپارچه برای انرژی کشور از این کمیسیون فرعی مشاهده نشده است^۱. با این حال، به نظر می‌رسد به جای کمیسیون فرعی، تشکیل یک کمیته کاری و اجرایی که بتواند نتایج اجرای یک (یا چند) مدل انرژی را بررسی (مقایسه) و تحلیل

:

:

:

)

(

:

:

)

(

:

()

()

کند، ضروری است. بدیهی است این کمیته باید وظایف وزارت‌های نفت و نیرو را در خصوص تأمین انرژی اولیه، ثانویه و نهایی تعیین کند.

در اینجا مناسب است که با صرف نظر از اقدامات پیش از انقلاب در خصوص تشکیل شورای انرژی کشور خلاصه‌ای از تاریخچه مصوبات مرتبط با این موضوع مهم و اساسی در کشور مرور شود^۱:

۱- برای اولین بار پس از انقلاب ابتدا در سال ۱۳۶۰ و در راستای تدوین برنامه اول توسعه اقتصادی و اجتماعی جمهوری اسلامی ایران، پیشنهاد تشکیل این شورا در هیأت دولت مطرح شد.

۲- سازمان برنامه و بودجه در همان سال طرحی را درباره نظام برنامه‌ریزی کشور تهیه کرد که در دی ماه ۱۳۶۰ به تصویب شورای عالی اقتصاد رسید و به دنبال آن پیشنهاد تشکیل شورای (عالی) انرژی با هدف ایجاد یک نظام متمرکز برنامه‌ریزی و سیاست‌گذاری انرژی به هیأت وزیران تقدیم شد که در جلسه مورخ ۱۳۶۱/۱۱/۶ به تصویب این هیأت رسید.

۳- در فاصله سال‌های ۱۳۶۲ تا ۱۳۶۵ و همزمان با اجرای برنامه اول، این شورا به ریاست نخست وزیر تشکیل و تصمیمات مهمی را اتخاذ کرده است که البته به طور کامل اجرایی نشد.

۴- سپس تا سال‌های انتهایی دفاع مقدس و پس از آن تا سال ۱۳۷۸، یعنی دو سال پس از تغییر دولت در سال ۱۳۷۶، یک دوره طولانی فترت درباره تشکیل شورای انرژی مشاهده می‌شود. در واقع گویا این موضوع به فراموشی سپرده شده است.

۵- درعین حال مسأله مهم انرژی در برنامه دوم توسعه نیز مدنظر قرار گرفته و بر لزوم مدیریت انرژی و تشکیل شورا تأکید و در کنار آن چند ماده قانونی و از جمله بند «و» تبصره ۱۹ به تصویب مجلس شورای اسلامی رسید.

- ۶- در طول این دوره فترت وزارت نیرو متناسب با اساسنامه خود و به منظور برنامه ریزی بلندمدت برای انرژی، معاونت انرژی را فعال کرد. تشکیل سازمان انرژی های نو ایران از جمله اقدامات در این زمینه بوده است.
- ۷- در پاییز سال ۱۳۷۸ سازمان امور اداری و استخدامی کشور در چارچوب طرح تحول نظام اداری و براساس مطالعات خود در قالب پیش نویس لایحه تشکیلات کلان دولت، پیشنهاد انحلال وزارت نیرو و واگذاری وظایف آن به چهار سازمان را مطرح کرد که با انتقادات کارشناسی وارد شده این پیشنهاد رد و منتفی شد.
- ۸- در همان سال، در جریان بررسی لایحه برنامه سوم توسعه در مجلس شورای اسلامی، بنا بر پیشنهاد نمایندگان مجلس پنجم و در راستای تحول ساختاری در تشکیلات دولتی، مقرر شد (به همراه ادغام تعدادی از وزارتخانه ها) وزارتخانه های نفت و نیرو در هم ادغام شده و وزارت انرژی تشکیل شود. پس از گذشت یک سال از اجرای برنامه سوم، از سوی نمایندگان تقاضای تسریع در اجرای این موضوع که در ماده (۲) قانون برنامه سوم گنجانده شده بود، مطرح شد.
- ۹- هیأت وزیران در جهت اجرای مفاد ماده (۲)، طی دو لایحه جداگانه ادغام وزارتخانه های جهاد و کشاورزی و وزارتخانه های صنایع و معادن را به مجلس تقدیم کرد، اما در مورد تجمیع امور انرژی در وزارت منبعث از ادغام دو وزارت نفت و نیرو اعلام نمود که این امر به دلیل پیچیدگی های زیاد نیازمند بررسی های کارشناسی بیشتر است.
- ۱۰- وزارت نیرو در تاریخ ۱۳۷۹/۵/۹ با ارسال گزارش کارشناسی مستدلی به ریاست جمهور پیشنهاد کرد که به جای ادغام دو وزارت مزبور، شورای عالی (انرژی کشور مطابق مصوبه شماره ۹۰۴۹۶ مورخ ۱۳۶۱/۱/۲۷ هیأت دولت، به عنوان مرجع هماهنگی و برنامه ریزی امور انرژی کشور بازاریابی و تجدید فعالیت کند.
- ۱۱- در اردیبهشت ماه سال ۱۳۸۰، چهل و پنج نفر از نمایندگان مجلس با تقدیم طرح تمرکز امور انرژی بار دیگر بر تشکیل وزارت انرژی تأکید و خواهان اجرای مفاد ماده (۲) قانون برنامه سوم در این خصوص شدند.

۱۲- در تاریخ ۱۳۸۰/۴/۱۰ پیشنهاد سازمان مدیریت و برنامه ریزی کشور با هدف ادغام بخش برق وزارت نیرو با وزارت نفت و تشکیل وزارت انرژی تقدیم هیأت وزیران شد.

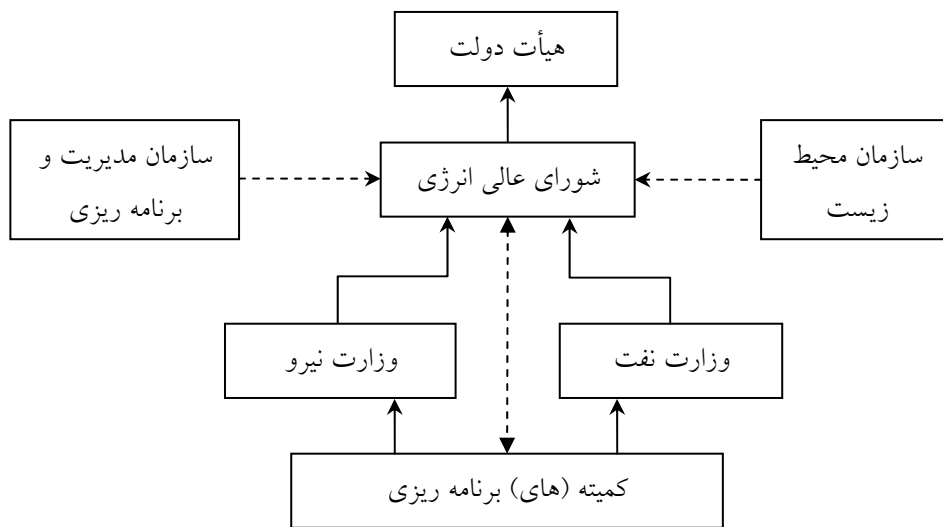
۱۳- در مردادماه همان سال، هیأت دولت به اتفاق آراء پیشنهاد انحلال وزارت نیرو را رد و تشکیل شورای عالی انرژی را برای هماهنگی و برنامه ریزی کلان انرژی کشور تصویب کرد. در همین راستا لایحه اصلاح ماده (۲) قانون برنامه سوم به منظور حذف موضوع «تجمیع امور انرژی در یک وزارتخانه» به مجلس شورای اسلامی تقدیم شد.

۱۴- لایحه مزبور در حضور نمایندگان دولت و کارشناسان دستگاه های اجرایی ذی ربط مورد بحث و بررسی قرار گرفت و در جلسه مورخ ۱۳۸۰/۱۲/۱۵ به تصویب مجلس شورای اسلامی رسید.

۱۵- از تاریخ فوق تا کنون این شورا حتی یک جلسه با حضور کامل اعضای خود تشکیل نداده است.

۱۶- در بهمن ماه ۱۳۸۶ با انحلال برخی شوراهای عالی در کشور، شورای عالی انرژی نیز منحل و به یک کمیسیون فرعی زیر نظر یکی از کمیسیون های دولت تغییر ماهیت داد.

نکته حائز اهمیت و قابل تأکید مجدد در ارتباط با این تاریخچه، لزوم بررسی موانعی است که بر سر راه تشکیل این شورا وجود داشته است که باید از سال های دور تا کنون به آن پرداخته می شد و جای آن در این مجال نیست. به هر حال، اساسی ترین و ساده ترین ساختاری که برای برنامه ریزی جامع و کلان کشور پیشنهاد می شود، مشروط بر آنکه اعضای این ساختار بر اجرای تصمیمات آن متعهد و در برابر سایرین پاسخگو باشند، در شکل ۱-۳ نشان داده شده است.



ساختار پیشنهادی برای برنامه ریزی جامع انرژی در کشور

در ساختار فوق، شورای عالی انرژی با استفاده از توان نیروهای متخصص در زمینه های گوناگون مرتبط، مانند اقتصاد، محیط زیست و انواع فناوری های تولید و مصرف انرژی، به علاوه نمایندگان و کارشناسانی از وزارتخانه ها و دیگر نهادهای مرتبط، کمیته (های) تخصصی را تشکیل می دهد تا براساس سیاست گذاری های کلان کشور (که خارج از این مجموعه، مثلاً در مجلس شورای اسلامی و یا مجمع تشخیص مصلحت تعیین و ابلاغ شده اند) و در چارچوب قوانین مصوب، برنامه ریزی و نتایج آن را به شورا منعکس کنند. شورا نیز که متشکل از بالاترین مقامها از وزارتخانه ها و نهادهای مرتبط است، این نظرات را پس از حکم و اصلاح مصوب و به هیأت دولت ارسال می دارد تا مراحل قانونی و یا اجرایی خود را طی کند.

مدل انرژی

جدای از نرم افزارهای تجاری مرسوم که در سطح دنیا برای مدل سازی انرژی به کار گرفته می شوند و عموماً در کشورهای اروپایی تهیه شده اند، برخی کشورها مانند آمریکا و کانادا نه یک مدل که از چند مدل با روش شناسی های

مختلف برای تحلیل، پیش‌بینی و برنامه‌ریزی در سیستم انرژی خود بهره می‌گیرند^۱ و نتایج آن‌ها را باهم مقایسه می‌کنند.

کشور تایلند تنها از یک مدل برنامه‌ریزی انرژی بهره برده است در حالی که کانادا در بخش‌های مختلف انرژی همانگونه که در گزارشات منعکس شد از مدل‌های مختلفی استفاده کرده است.

مدل‌های انرژی در کشورهای مورد مقایسه

همانگونه که در گزارش دوم از این پروژه آورده شد، در کشور تایلند برای تحلیل برنامه‌ریزی تقاضای انرژی و ضایعات محیطی در سه بخش اصلی حمل و نقل، صنعت و مسکونی مدل برنامه‌ریزی جایگزین‌های دور برد انرژی، LEAP^۲ استفاده شد.

مدل LEAP برای برآورد سیاست‌های توسعه انرژی استفاده شده است. خط مشی اصلی این مدل بر اساس سناریوی مصرف نهایی است. به علاوه این مدل دارای یک پایگاه داده از داده‌های مربوط به تکنولوژی و ضایعات محیطی، TED^۳ برای تخمین ضایعات محیطی ناشی از مصرف انرژی است. در این مدل وضعیت حاضر انرژی در سال شروع به دست می‌آید و سناریوی پایه با توجه به سهم گرایش‌های حاضر توسعه داده می‌شود. مدل LEAP نیازمند داده‌هایی برای سال پایه و سال‌های آینده است که این روند نرخ رشد سال‌های آینده را با استفاده از درونیابی نتیجه می‌دهد.

برای برنامه‌ریزی جامع انرژی در کشور کانادا از مدل WEM^۴ استفاده شده که جزئیات آن در گزارش سوم از این پروژه آورده شده است. به علاوه، برای منابع تجدیدپذیر از مدل انرژی RETScreen استفاده شده است. همچنین برای تدوین برنامه‌های مدیریت مصرف انرژی در بخش خانگی که بزرگترین بخش از مصرف کننده‌های نهایی کانادا را

-
- WEM NEMS EMM – IDEAS – ENERGY
 - Long-range Energy Alternatives Planning
 - Technology and Environmental Database
 - World Energy Model

شامل می‌شود، از مدل CREEM^۱ استفاده می‌شود. ضمن آنکه از مدل NEMS در اتصال شبکه انرژی الکتریکی کانادا به شبکه برق آمریکا استفاده شده است.

۱. ایجاد مدل(های) انرژی برای کشور

در کشور ما نیز تلاش‌هایی برای اجرای چند مدل تجاری مانند EFOM، MESSAGE و MEDEE (به صورت شخصی و به عنوان پایان‌نامه دکتری یا در وزارت نیرو) صورت گرفته است. آنچه حائز توجه بیشتر است، آنکه این مدل‌های تجاری برای امکان‌پذیری اجرا عموماً به مجموعه وسیعی از داده‌ها چه از داخل و چه از خارج سیستم انرژی نیاز دارند. از آنجا که وجود و/یا دسترسی به داده از مهمترین مشکلات در مطالعات پژوهشی کشور محسوب می‌شود، اجرا و به دنبال آن نتایج حاصل از اجرای این مدل‌ها دچار مشکل است.

راه‌کار پیشنهادی در قبال این مشکل آن است که با ایجاد یک (یا چند) مدل بومی که ابتدا از سطوح بالای هم‌فزونی^۲ برخوردار بوده و سپس در طول زمان و با تولید و دسترسی به داده‌های جزئی‌تر در سطوح پایین‌تری توسعه داده شوند، حرکتی در راستای دستیابی به دانش و محصول قابل استفاده و تجربه شده‌ای به نام مدل(های) ملی انرژی آغاز شود. چنین مدلی باید همه حامل‌های انرژی را در سمت عرضه و همه بخش‌های عمده مصرف‌کننده را در سمت تقاضا مدل کند. گفتنی است تلاش‌های مشابه‌ای توسط برخی دانشگاه‌ها آغاز شده که به دلایلی متوقف و بی‌نتیجه مانده است. بدیهی است این حرکت منافاتی با پیگیری و ادامه آنچه تا کنون انجام شده نخواهد داشت و برخلاف بسیاری از تلاش‌های موازی که در کشور به انجام می‌رسد، داشتن چندین مدل برای اقتصاد و انرژی در کشور و آزمون نتایج آنها به کمک هم، کاملاً مفید و بلکه ضروری است. به این ترتیب پس از چند سال و با حوصله-ای که مسئولان امر خواهند داشت، کشور دارای چندین مدل انرژی (مثلاً متعلق به وزارت نیرو، وزارت نفت، دانشگاه (الف) و دانشگاه (ب)) خواهد شد که به یقین در برنامه‌ریزی آینده این موضوع خطیر و حیاتی به کار می‌روند.

- Canadian Residential Energy End-use Model

- Aggregation

مشکلات ناشی از کمبود اطلاعات و داده

بدیهی است ساختن مدل‌های کمی در سطح ملی، مانند مدل جامع انرژی، نیازمند اطلاعات و داده است. پیش از آنکه چنان مدلی طراحی و ابعاد آن روشن شده باشد، نمی‌توان درباره داده‌های مورد نیاز آن و اینکه کدام بخش از داده‌ها از کدام منابع قابل تهیه است و در کدام بخش کمبود داده وجود دارد، نظری داد. به همین دلیل در بخش قبل پیشنهاد شد که مدل جامع ابتدا از سطوح بالاتری از همفزونی برخوردار باشد تا در جمع‌آوری داده برای برآورد و اجرای مدل مشکل زیادی بوجود نیاید. اما در زمره مشکلات کلی از نظر داده می‌توان به چند مورد اشاره کرد:

فقدان داده‌های جزئی در مصارف نهایی به خصوص بخش صنعت و خانگی: بسته به سطح مدل همفزونی و ناهمفزونی در مدل ممکن است به داده‌های جزئی تری نیاز باشد.

راندمان وسایل مصرف‌کننده انرژی: آمار درستی از راندمان وسایل مصرف‌کننده انرژی که در سطح وسیع بین مصرف‌کنندگان بخش‌ها (به خصوص بخش خانگی - تجاری) در حال استفاده است موجود نیست. جمع‌آوری داده‌هایی از این قبیل نیازمند تحقیقات میدانی وسیع است.

ناهمخوانی داده‌های مصرف انرژی: با توجه به انتشار برخی آمار از سوی مراجع مختلف مانند شرکت پخش فراورده‌های نفتی، توانیر، وزات خانه‌ها، مرکز مطالعات بین‌المللی انرژی، سازمان بهینه‌سازی مصرف سوخت و دیگر نهادها و سازمان‌های مختلف مرتبط با موضوع انرژی، گاهی تباین‌های جدی در آمار ارائه شده از این نهادها دیده می‌شود که پژوهشگران را در اعتماد به صحت نتایج حاصل از پژوهش‌های مبتنی بر این آمار دچار تردید می‌کند. شایسته است متولی امر انرژی در کشور (که باید همان شورای عالی انرژی باشد) یکی از این نهادها را (مانند دفتر برنامه‌ریزی برق و انرژی وزارت نیرو که عهده‌دار جمع‌آوری و انتشار داده‌ها و اطلاعات مربوط به انرژی و تراز سالانه آن شده است) مأموریت دهد تا نسبت به این مهم یک اقدام همه‌جانبه انجام دهد و سایر نهادهای مرتبط را نیز موظف به همکاری با آنها کرده و از انتشار داده‌های مشابه بازدارد.

تفاوت های کلی در روند برنامه ریزی انرژی الکتریکی ایران با جهان

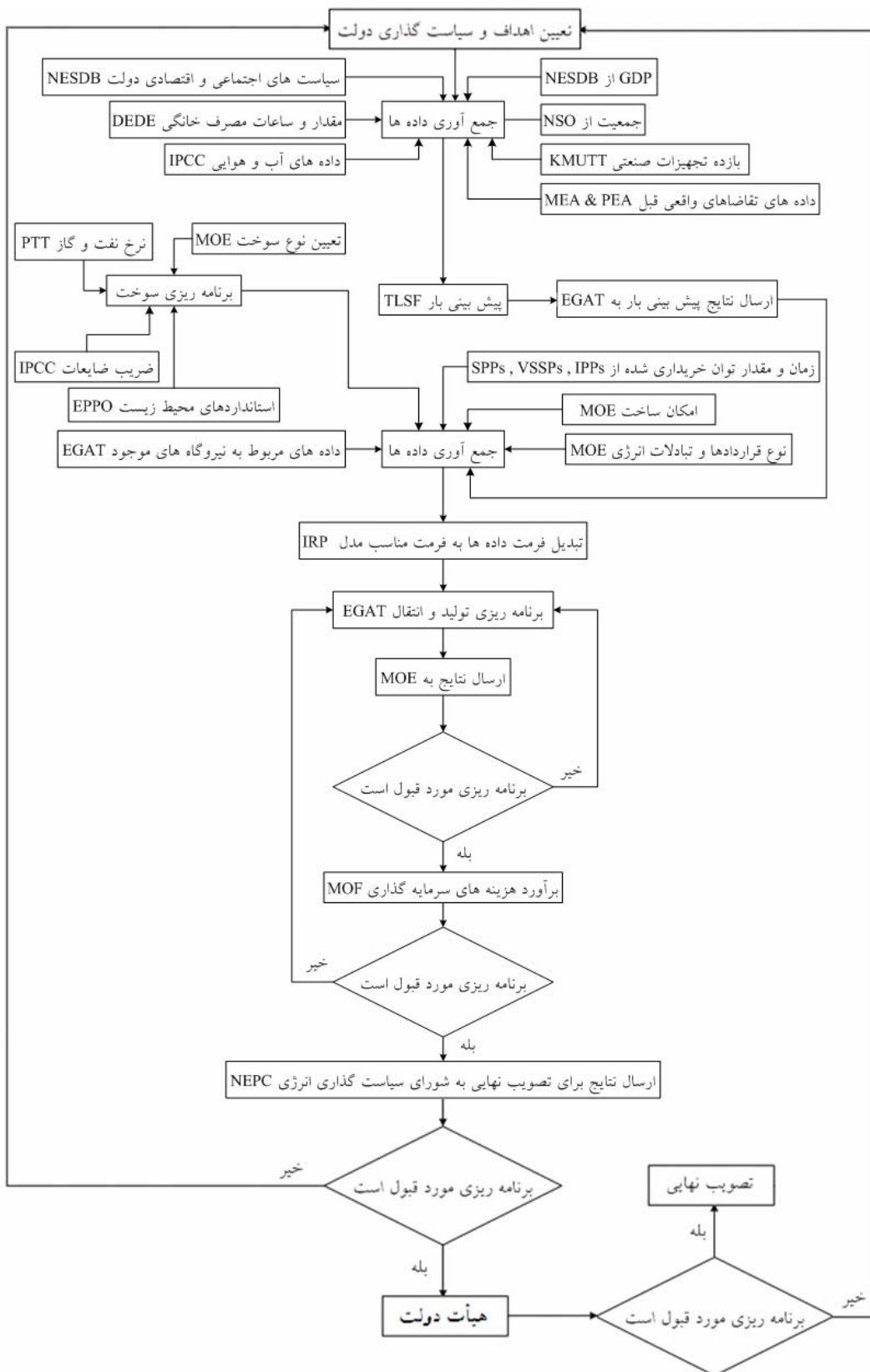
پیش از ورود به مرور جزئی تر از مشکلات برنامه ریزی انرژی الکتریکی در ایران و ارائه راه کارهای پیشنهادی در این خصوص، می توان نکاتی را در مقایسه با دو کشور تایلند و کانادا (و نیز اغلب کشورهای مطرح در جهان) برای مسائل کلی تر و مقدماتی این موضوع طرح کرد که در این بخش به دلیل اهمیت اجمال مرور می شوند. آنگاه در ادامه توضیح بیشتری درباره آن ها نیز خواهد آمد.

شکل ۱-۴ روند برنامه ریزی انرژی الکتریکی در تایلند را نشان می دهد. برای کشور کانادا نیز می توان همین کلیات را که از تلفیق شکل های ۱-۱ تا ۳-۱ از گزارش سوم بدست می آید، برشمرد که به دلیل بزرگی نمودار از تکرار آنها در این جا صرف نظر شد. صرف نظر از پرداختن به جزئیات که در بخش های مختلف گزارش های دوم و سوم از جمله بخش ۳-۵ از گزارش دوم و بخش ۱-۴ از گزارش سوم گذشت، سه نکته در کلیات برنامه ریزی انرژی الکتریکی برای این دو کشور قابل طرح و مهم جلوه می کنند که در کشور ما مشاهده نمی شوند.

پیش از همه نکته ای که در بخش پیش از این گزارش نیز به آن اشاره شد، ارتباطی است که باید بین خروجی های یک مدل جامع انرژی برای یک کشور با مدل برنامه ریزی انرژی الکتریکی آن برقرار شود. مهم ترین نقطه این ارتباط به متغیرهای مقدار و قیمت سوخت مربوط است که در شکل ۱-۴ نیز ملاحظه می شود. در واقع حتی با فقدان یک مدل جامع انرژی نیز باید دست کم یک برنامه ریزی برای تعیین نوع سوخت نیروگاه ها صورت پذیرد که خروجی های آن در زمره ورودی های مورد نیاز برای برنامه ریزی تولید برق قرار می گیرد.

نکته دوم توجه به محیط زیست است. از همین شکل پیداست که برای برنامه ریزی سوخت باید به استانداردهای محیط زیستی توجه کرد، موضوعی که جایی در برنامه ریزی انرژی در ایران ندارد. نه تنها صنعت برق، بلکه هیچ یک از صنایع کشور از نظر تولید آلاینده ها محدودیت تعریف شده و استاندارد را تجربه نکرده اند. وضع مالیات برای این منظور از جمله تجربیات موفق در جهان به منظور کنترل سطح آلاینده هاست.

نکته آخر آنکه با توجه به شکل ۱-۴ یک حلقه کنترلی بیرونی در روند برنامه ریزی دیده می شود که برای کشور ایران دیده نشده است. طبق شکل مزبور، مسئولان برنامه ریزی انرژی موظفند نتایج برنامه خود را نه تنها به شورای سیاست گذاری انرژی کشور که حتی به دولت نیز ارائه داده و جمع هیأت دولت را قانع کنند. چنین حلقه ای در روند موجود برنامه ریزی در ایران دیده نمی شود. جایگاه شورای عالی انرژی نیز در این خصوص خالی است و گویا وزارت نیرو خود به تنهایی عهده دار برنامه ریزی و اجرای آن است و برای این منظور نیز باید به تنهایی مشکلاتی از قبیل تأمین سوخت، سرمایه گذاری در تولید و انتقال را حل کند و با موانعی از قبیل تثبیت قیمت ها نیز دست و پنجه نرم کند. روشن است که در صورت اطلاع و درگیری سایر بخش ها در بدنه دولت، مشکلات بخش نیرو همگانی شده و هریک می توانند، بلکه موظفند، به نوبه خود به حل آنها کمک کنند.



روند برنامه ریزی انرژی الکتریکی در تایلد

پیش بینی بار

فرآیند برنامه ریزی سیستم قدرت شامل سه بخش اصلی پیش بینی بار، برنامه ریزی تولید و برنامه ریزی انتقال است. پیش بینی بار، پایه برنامه ریزی سیستم قدرت را تشکیل می دهد و اطلاعات مربوط به افزایش مصرف مورد انتظار، پروفیل منحنی بار و توزیع بار را فراهم می کند که در برنامه ریزی تولید و انتقال به عنوان داده های اولیه استفاده می شوند. بر عکس، نتایج برنامه ریزی تولید و انتقال می تواند تأثیرش را بر منحنی بار و توزیع بار از طریق هزینه های نهایی و میزان تولید و انتقال توان اعمال کند. به عبارتی در صورتی که برآورد بار مناسبی صورت نگیرد، برنامه ریزی تولید و بالطبع برنامه ریزی انتقال بهینه ای صورت نخواهد گرفت و گاه با واقعیت آینده تفاوت زیادی خواهد داشت. در این حال در اثر افزایش هزینه های نهایی و یا فقدان تولید و عدم توانایی انتقال مناسب تولیدی، بار به طور مناسب برآورده نخواهد شد. بنابراین اولین بخشی که باید به دقت در برنامه ریزی سیستم های قدرت بررسی و روش های آن تصحیح شود، بخش پیش بینی بار است.

بازنگری در نرم افزار جزء به جزء

در حال حاضر برآورد خرد بار به وسیله نرم افزاری حدوداً سی ساله انجام می پذیرد که بنا به گفته کارشناسان هیچ گونه مستنداتی در خصوص نحوه محاسبات آن وجود ندارد. اگرچه همکاران برق منطقه ای و توانیر که با این نرم افزار کار می کنند، به خوبی می توانند از عهده ورود اطلاعات و اخذ نتایج آن برآیند، اما برای یک ارزیابی علمی داشتن اطلاعاتی از روش برآورد نرم افزار ضروری است. در حال حاضر برای گردآوردندگان این گزارش مشخص نیست که با داشتن داده های بار در سال های گذشته، طبق

کدام فرمول و روش شناسی، بار در سال‌های آینده تخمین زده می‌شود؛ آیا یک سری زمانی است؛ آیا یک مدل اقتصادسنجی است؛ و یا با اعمال یک نرخ رشد ساده این برآورد انجام می‌شود؟

برای هر یک از روش‌های فوق خصوصیتی وجود دارد که با توجه به تغییرات بسیار در طول سی سال، به ویژه تغییرات ساختاری، اعتبار نرم‌افزار مورد ابهام قرار می‌گیرد. یک مدل سری زمانی تنها داده‌های بار را مدنظر قرار می‌دهد که فاقد اطلاعات مستقیم از سایر عوامل تأثیرگذار است؛ اما به هر حال با صرف نظر از چنین اطلاعات برون‌زایی که در ساده‌ترین حالت شامل درآمد و جمعیت است، یک مدل سری زمانی خطی بهترین گزینه ممکن برای یک نرم‌افزار که در سی سال پیش تهیه شده به نظر می‌رسد. گزینه دوم یعنی مدل اقتصادسنجی نیز منتفی است چرا که کاربران این نرم‌افزار داده‌های برون‌زایی را به نرم‌افزار وارد نمی‌کنند. توجه شود که در مورد بخش کشاورزی اطلاعاتی مانند عمق چاه و دبی آب وارد می‌شود، اما نرم‌افزار طبق یک قانون فیزیکی که یک رابطه جبری است، بار را برآورد می‌کند. در خصوص بخش خانگی نیز با توجه به نحوه برآورد بار سرانه از طریق نمونه‌گیری آماری، تنها یک رابطه جبری برای برآورد بار در سال جاری به کار گرفته می‌شود و برای سال‌های آینده اطلاعاتی از قبیل نرخ رشد تعداد خانوار وجود ندارد.

استفاده از یک نرخ رشد ثابت نیز که در طول سی سال بهره‌برداری از نرم‌افزار ثابت مانده باشد، یعنی گزینه سوم، بسیار بعید به نظر می‌رسد.

در هر حال پس از این مدت طولانی استفاده از یک نرم‌افزار که توسط کارشناسان خارجی تهیه شده است، ضروری است دست کم آن را مورد آزمون قرار داده و کارایی آن را سنجید. حتی اگر تهیه‌کنندگان نرم‌افزار با شناخت کافی نسبت به شرایط کشور و با تسلط کافی بر ابزارهای مدل‌سازی و تخمین در آن زمان این نرم‌افزار را تهیه کرده باشند، اکنون زمان بازنگری فرارسیده است. چنانچه پس از

درک روش شناسی نرم افزار «جزء به جزء» کارایی آن برای زمان حاضر مورد تردید قرار گیرد، یک مطالعه و پژوهش می تواند راه کارهای زیادی را در خصوص مدل سازی و شبیه سازی از پایین به بالا در اختیار قرار دهد.

یکی از عواملی که شاید مانع از به چشم آمدن ضعف های احتمالی نرم افزار جزء به جزء شده است، آن است که نتایج برآورد بار جزء به جزء بلندمدت که برای ۱۰ سال آینده انجام شده است، هر دو سال یک بار بازنگری می شود. در واقع این دوباره کاری خطاهای نرم افزار و ضعف آن را در برآورد بلندمدت بار به شدت می کاهش دهد. به عبارتی این نرم افزار برآورد بار هر دو سال را شاید با خطای کمی بیان می کند که می دانیم در طی دو سال بار مورد نیاز کشور با توجه به نرخ رشد جمعیت و GDP در طول دو سال تغییرات شدیدی نخواهد داشت که منجر به تناقضات فاحش میان بار واقعی و برآورد شده گردد. یکی از موارد امتحانی برای آزمایش دقت این نرم افزار آن است که مثلاً با وجود داده های جمع آوری شده مورد نیاز نرم افزار در سال های ۱۳۷۰ تا ۱۳۷۶ برآورد بار ۱۰ سال بعد این سالها انجام شود و با بار واقعی سال های ۱۳۸۰ تا ۱۳۸۶ مقایسه شود. در صورتی که خطای بار برآورد شده و بار واقعی از حد مجاز کمتر باشد، می توان به کارایی نرم افزار در حال حاضر رأی داد. در غیر این صورت لازم است تا در استفاده از نرم افزار جزء به جزء در برآورد بلندمدت بار بازنگری کرد. چرا که عملاً برآورد ۱۰ ساله این نرم افزار عملکرد مفیدی نیست و همان برآورد دو سالانه آن قابل استفاده است.

نکته دیگر آن است که چرا مجموع برآوردهای بار ناشی از برآورد خرد که به نحوی حاکی از برآورد بار کلان کشور است با برآورد بار کلان انجام شده در دفتر برنامه ریزی توسعه مقایسه نمی شود؟ و اگر این دو با هم مغایرت داشته باشند این مغایرت چگونه توجیه و مرتفع می شود؟

نقش مدیریت طرف تقاضا در برآورد بار

در برآورد بار در تایلند یک مسأله مهم به چشم می‌خورد و آن استفاده از داده‌های مربوط به پروفیل بار (ساعات مصرف بارهای خانگی، روشنایی، ساعات کار صنعت و ...) و بازده تجهیزات صنعتی است که تأثیر برنامه‌های مدیریت طرف تقاضا، DSM، در تایلند را وارد برنامه برآورد بار آنها می‌کند. با روش‌های نظارتی ویژه مثل نصب کنتورهای چند تعرفه‌ای، الزام به استفاده از برچسب انرژی، جایگزینی موتورها و پمپ‌های الکتریکی فرسوده و قدیمی و مانند آن، این اقدام منجر به مدیریت بهتر سمت تقاضا و در نتیجه بهبود پروفیل بار شده است که در گزارش دوم نیز بدان اشاره شد. در ایران نیز برنامه‌هایی جهت بهبود و مدیریت سمت مصرف و بهینه‌سازی انرژی در حال اجراست. اما مشکل آنجا است که از نتایج به دست آمده در این برنامه‌ها در برآورد بار سال‌های آتی مستقیماً استفاده نمی‌شود.

این مشکل از محدودیت نرم افزار مورد استفاده در برآورد بار و بسته بودن آن، به علاوه نبود اطلاعات و داده‌های کافی در این خصوص ناشی می‌شود. به عبارت دیگر، اگر می‌توانستیم داده‌های مربوط به راندمان تجهیزات الکتریکی و روند بهبود یا افت آنها ناشی از برنامه‌های مدیریت سمت بار و بهینه‌سازی انرژی را در برنامه‌های برآورد بار تأثیر دهیم، پیش‌بینی باری که حاصل می‌شد می‌توانست تأثیر مفید یا غیرمفید بودن برنامه‌های مدیریت سمت بار و بهینه‌سازی انرژی را به خوبی بیان کند. این امر به نوبه خود می‌تواند به برنامه‌ریزی‌های تولید و انتقال هماهنگ با بهینه‌سازی مصرف در کشور منجر گردد. اگر مصرف بدون توجه به این برنامه‌های بهینه‌سازی مسیر خود را دنبال کند و تولید هم مجبور باشد این تقاضای بی‌رویه را به هر قیمتی تأمین کند، روند مطلوبی را نخواهیم داشت و احتمال بروز وضعیت‌هایی مشابه تابستان ۱۳۸۷ بیشتر خواهد بود؛ یعنی تاوان مصرف افزون بر نیاز ازسوی برخی را همه خواهند داد.

استفاده از روش های متنوع برآورد کلان

ابتدا یادآور می شود که برای برنامه ریزی توسعه شبکه و افزایش ظرفیت تولید لازم است برآوردهای بلندمدت قابل اعتمادی از میزان بار و انرژی وجود داشته باشد. به شرحی که در گزارش اول گذشت، روش های متنوعی برای پیش بینی یک متغیر اقتصادی - اجتماعی مانند تقاضا برای مصرف برق وجود دارد که هر یک از آن ها می تواند دست کم به عنوان یک روش قضاوت کننده (داور) بین نتایج حاصل از دو روش که با هم مغایر هستند، به کار گرفته شود. در برآورد بار و انرژی به روش بالا به پایین^۱ نیز چه در سطح کشوری و یا منطقه ای و استانی نیز می توان از روش های متنوعی بهره گرفت تا هر یک برای تأیید یا اصلاح دیگری مفید واقع شوند. همچنین در بین روش شناسی های مختلفی که برای این منظور وجود دارد، روش های سیستمی توانایی بیشتری از خود نشان داده اند. به ویژه آنکه (همانند آنچه در بخش قبل ذکر شد) اعتماد به نتایج پیش بینی های بلندمدت حاصل از مدل های اقتصادسنجی به شدت محل تردید و اشکال است؛ مگر آنکه بتوان با روش هایی بر توانایی شبیه سازی آن ها از سیستم مورد مطالعه صحه گذاشت^۲.

از نمونه های اختلاف قابل توجه در نتایج برآورد بار و انرژی با آنچه در عمل اتفاق افتاده است، می توان به گزارش دفتر مطالعات بار و انرژی و مدیریت مصرف (معاونت برنامه ریزی وزارت نیرو) در خصوص برآورد فروش انرژی تا سال ۱۳۸۲ که در سال ۱۳۷۳ از سوی همین دفتر منتشر شده است اشاره کرد. برآورد ارائه شده در گزارش مزبور، با مقادیر واقعی از سال ۱۳۷۷ به بعد تفاوت واگرایانه

- Top-Down

)

"

"

(

دارد؛ به طوری که میزان فروش برآوردی سال‌های ۱۳۷۹ و ۱۳۸۱ در این گزارش به ترتیب برابر با ۸۶/۱۴ و ۹۴/۹۶ تراواتساعت است^۱، حال آنکه مقدار محقق شده، مطابق آنچه در ترازنامه انرژی آمده است، ۹۰/۴ و ۱۰۵/۱ تراواتساعت بوده است. ملاحظه می‌شود که اختلاف از بدیهی است که برآورد انرژی برای تأمین انرژی اولیه مورد نیاز نیروگاه‌ها امری حیاتی است.

نکته قابل توجهی که باید در برآوردها، اعم از بار و انرژی (یا زمان مصرف)، باید مدنظر قرار گیرد، تهیه مدلی با لحاظ کردن بیشترین تعداد از متغیرهای مؤثر در تقاضای انرژی است. تشخیص این متغیرها و تعیین میزان تأثیر آنها در مدل یک فرایند مهم و تعیین کننده است. علاوه بر لزوم استفاده از تجربیات مدل سازان و کارشناسان این زمینه، باید به روش‌های کاملاً علمی فهرستی از کلیه عوامل محتمل تهیه و سپس تعیین کرد که در کدام مدل و برای چه نوع پیش بینی (کوتاه مدت، میان مدت یا بلندمدت) کدام متغیر مؤثر است. آنگاه، تعریف سناریوهای کارشناسانه برای متغیرهای مزبور اهیتی مضاعف پیدا می‌کند که خود بیش از تعیین اولیه آنها و به کار گیری آنها در مدل است. اینجاست که گفته می‌شود هر قدر متغیرهای برون‌زا بتوانند (از طریق گسترده سازی و سیستمی کردن مدل) به متغیرهای درون‌زا تبدیل شوند، مشروط به صحت مدل، دقت در پیش‌بینی افزایش خواهد یافت.

به عنوان نمونه در زمینه فهرست متغیرهای مؤثر می‌توان به استفاده از ضریب بار که بنا بر گزارش چهارم روند افزایشی آن در نظر گرفته می‌شود، اشاره کرد. اگرچه شکل ۳-۱۳ از آن گزارش حاکی از روند کلی بهبود ضریب بار طی سالیان گذشته است، اما هم در آن شکل می‌توان نمونه‌هایی از کاهش (از ۱۳۷۳ به ۷۴ و از ۱۳۷۶ به ۷۷) مشاهده کرد و هم عملکرد سال‌های اخیر کاهش نسبی را (از

۶۷/۲ در سال ۱۳۸۳ به ۶۶/۱ در ۱۳۸۴ و ۶۵/۹ در ۱۳۸۵) نشان می دهد. اینجاست که به نظر می رسد باید بین تقاضای بار و تقاضای انرژی ارتباطی (در مدل سازی) برقرار کرد تا ضریب بار به صورت درون زا قابل برآورد باشد. یا به عنوان یک ایده جایگزین، ممکن است از این پارامتر برای آزمون صحت و سقم برآوردها بهره گرفت.

همچنین نمونه دیگر روندی است که برای رشد اقتصادی که آن هم از مهم ترین عوامل مؤثر در رشد مصرف برق تلقی می شود، در نظر گرفته می شود. بی گمان برای تعیین نرخ رشد متغیری اقتصادی مانند درآمد ملی در ده سال آینده، چنانچه این متغیر درون زا نیست (مدلی برای برآورد آن در اختیار نیست)، ضروری است از نظرات کارشناسان خبره ای در زمینه اقتصاد استفاده شود.

در نهایت باید به جمعیت و نرخ رشد آن اشاره کرد که در این خصوص نیز بسیار مشاهده می شود که در تعریف سناریوها خطاهای فاحشی رخ می دهد. با یک بررسی ریاضی و آماری که مؤید تحلیل های جمعیت شناسانه است، می توان نشان داد که در چندسال اخیر نرخ رشد جمعیت فزاینده بوده و از متوسط نرخ رشد در دهه ۱۳۷۵ تا ۱۳۸۵ (سرشماری) که برابر با ۱/۶۱ درصد به دست آمده فراتر رفته و به حدود ۲ درصد رسیده است. همچنین می توان نشان داد که این روند تا حدودی ادامه یافته و سپس کاهش خواهد یافت. این در حالی است که برنامه چهارم توسعه و سند چشم انداز ارقام کوچکتری (۱/۵٪ و ۱/۴٪) را برای این متغیر فرض کرده اند.

۲. برنامه ریزی تولید

برنامه ریزی تولید بخش مهم و به بیان بخش اصلی از فرایند برنامه ریزی انرژی الکتریکی است که پس از تخمین بار مورد نیاز انجام می شود. هدف از برنامه ریزی تولید یافتن اقتصادی ترین الگوی توسعه

تولید برای رسیدن به یک سطح مشخص از قابلیت اطمینان به منظور تأمین بار پیش بینی شده و میزان افزایش آن در یک دوره زمانی مشخص است. با توجه به هزینه‌های سرمایه‌ای و بهره‌برداری توسعه و ظرفیت، سؤالاتی که در این زمینه مطرح می‌شود عبارتند از؛

- ظرفیت بهینه برای واحدهای تولیدی جدید چقدر است؟
- چه نوع واحدهای تولیدی باید نصب شوند؟ و از هر نوع با چه ظرفیتی؟
- زمان سرمایه‌گذاری برای واحدهای تولیدی جدید چه وقت است؟
- واحدهای تولیدی جدید در کجا باید احداث شوند؟

تبادل بین عرضه و تقاضا

از مهم ترین موضوعاتی که می توان از آن به عنوان یک مقدمه ضروری برای برنامه ریزی تولید یادکرد، وجود زمینه‌های اقتصادی مناسب برای عرضه برق به عنوان یک محصول و یا یک کالا است. تعادل بین عرضه و تقاضا را باید در بازار هر کالا جستجو کرد. چنانچه بازاری که محصول مورد نظر در آن عرضه می‌شود یک بازار سالم، رقابتی، شفاف و قابل اعتماد نباشد، اجرای دقیق ترین برنامه ریزی‌های ریاضی نیز نمی‌تواند نتایج قابل اعتماد و قابل اجرایی را که منافع ملی در آن لحاظ شده باشد، حاصل کند. مشخص بودن چگونگی فرایند تعیین قیمت، نقش بخش خصوصی و سهم آن از عرضه، وظایف و تعهدات دولت در تأمین و درعین حال کنترل نیاز مصرف، نحوه شکل گیری تقاضا و آهنگ رشد آن همه از موضوعاتی هستند که به عنوان اطلاعات اولیه برای یک برنامه ریزی تولید مورد نیاز هستند.

به نظر می‌رسد علت خاموشی های گسترده سال ۱۳۸۷ را که پس از ۱۵ سال یعنی از سال ۱۳۷۱ (دو سال پس از خاتمه جنگ) تاکنون بی سابقه بوده است، باید در عدم تعادل در بازار این کالا جست‌ا. با فرض صحت چند گزاره زیر که از بدیهیات اقتصاد است و نیاز به استدلال ندارد، به سادگی می‌توان نتیجه گرفت که در حال حاضر در بازار برق تعادلی حکمفرما نیست:

انسان ها به دنبال افزایش سطح رفاه و آسایش خود هستند؛

برق از مهم ترین ابزارهای تأمین رفاه و آسایش تلقی می‌شود؛

مردم تلاش دارند تا توان مالی خود را (دست کم متناسب با تورم و بلکه بیش از آن) افزایش دهند؛

قیمت هر کالا مهم ترین عامل تنظیم عرضه و تقاضاست.

در کنار این بدیهیات مشاهده می‌شود که طی سالیان گذشته قیمت برق متناسب با تورم افزایش نیافته و بلکه با تثبیت آن طی چندسال اخیر قیمت واقعی به شدت کاهش یافته و به تعبیر رئیس اسبق سازمان مدیریت و برنامه ریزی کشور، تقاضا را تحریک کرده است؛ تا آنجا که مصرف کنندگان اعم از بخش خانگی، تجاری یا صنعت، حتی برای مصارف غیرضروری خود نیز برق مصرف کنند و توجهی به روش‌های صرفه جویی و بهینه سازی مصرف نداشته باشند. برنامه های کاهش تقاضای اختیاری حتی با توزیع گسترده محصولات بهینه‌ای مانند لامپ های کم مصرف (یا درآینده لامپ های LED)، با وجود تحمیل هزینه‌های قابل توجه بر بودجه دولتی، کمک زیادی برای این حل مشکل نمی‌کند.

« ... »

از سوی دیگر، هزینه های تولید و عرضه برق نیز کاهش نیافته است. چنانچه به موارد فوق موضوع مهم خصوصی سازی را نیز بیافزاییم (که البته پرداختن به آن خود پژوهش مستقلی است)، روشن است که با این عدم تعادل هیچ سرمایه گذار خصوصی حاضر به تأمین هزینه های هنگفت تولید بدون چشم داشت به بازگشت سرمایه نخواهد بود. در چنین شرایطی بخش دولتی به تنهایی نمی تواند از عهده پاسخ گویی به رشد روزافزون تقاضا برآید. نه سرمایه گذاری با اتکا به منابع خدادادی انرژی که باید برای آیندگان ذخیره شود و یا به نحو بهینه تری مورد استفاده قرار گیرد؛ و نه روش های تشویقی برای صرفه جویی و کاهش مصرف چندان جذآبیتی از نگاه مصرف کننده خواهد داشت.

خلاصه آنکه متغیر مهم قیمت (در همه موارد، اعم از ورودی ها مانند سوخت و خروجی که برق است) باید به طور شفافی در بازار قابل تعیین باشد تا برنامه ریزی ریاضی برای تولید، به منظور بهینه سازی (اعم از کمینه سازی هزینه ها و یا بیشینه سازی سود)، میسر و معنادار گردد. در غیر این صورت، یعنی بدون تعادل واقعی بین عرضه و تقاضا، خاموشی گریزناپذیر است و ناچار باید هزینه های آن را نیز در مدل های برنامه ریزی تولید در سطح ملی لحاظ کرد؛ موضوعی که گرچه پس از دوران دفاع مقدس تا کنون چندان مطرح نبوده اما در آینده باید به طور جدی تری به آن پرداخت.

برنامه ریزی هماهنگ تولید و انتقال

حقیقت آن است که برنامه ریزی تولید نوعی وابستگی درونی به برنامه ریزی انتقال دارد، ولی در روش های حاضر برنامه ریزی های تولید و انتقال در عمل این دو برنامه ریزی به طور مستقل از هم به انجام می رسند. با این حال، لازم است نتایج حاصل از این دو برنامه ریزی در نهایت و از طریق روش های تکرار تا رسیدن به یک برنامه ریزی اقتصادی اصلاح و به تدریج بهینه سازی شوند. کشورهای

توسعه یافته و پیشرفته، با تکیه بر تجارب طولانی در زمینه برنامه ریزی، توسعه و بهره برداری شبکه های قدرت الکتریکی، روش های مناسبی برای این کار ارائه داده اند که رایج ترین روش ها در گزارش های اول، دوم و سوم مورد بررسی واقع شدند. به عنوان مثال در تایلند از همان نرم افزار WASP که در ایران نیز استفاده می شود برای برنامه ریزی تولید استفاده می شود؛ اما به دلیل سیاست گذاری دولت تایلند در جهت کاهش نیروگاه های ذغالی و کاهش CO₂ مالیات کربن و نیز سیاست های ملی کشور در زمینه کاهش رشد و بهینه سازی مصرف، مدلی ملی به نام IRP¹ توسعه داده شده و به فرایند برنامه ریزی WASP ارتباط داده شده است. در IRP علاوه بر انتخاب های ممکن برای طرف عرضه، چندین انتخاب برای طرف تقاضا (بار) نیز در نظر گرفته شده که از داده های DSM به منظور مدیریت سمت بار بهره برداری می کند. مثلاً تأثیر روشنایی بر پروفیل بار سیستم که از بررسی روشنایی خانوارها در بخش خانگی مشخص شده است (برای توضیحات بیشتر به گزارش دوم مراجعه شود).

به دلیل آنکه کشور تایلند از وسعت جغرافیایی کمی برخوردار است، پارامتر مکان بهینه نیروگاه ها که در برنامه ریزی و طول خطوط انتقال می تواند مؤثر باشد، مستقیماً در نرم افزار و در فرایند اولیه برنامه ریزی تولید در نظر گرفته نشده است.

این در حالی است که کانادا به دلیل وسعت زیادی که دارد، تعیین مکان بهینه نیروگاه ها در برنامه ریزی تولید حائز اهمیت است. از این رو در کانادا از نرم افزار JASP استفاده شده است که پارامتر مکان را نیز در برنامه ریزی تولید دخیل می کند. البته در نهایت برای هر دو حالت لازم است تا کارشناسان مربوطه با توجه به تجارب خود و بازبینی های فنی و استفاده از نقشه های GIS مکان های به دست آمده برای نیروگاه ها را به تأیید نهایی برسانند.

در روش برنامه ریزی تولید انجام گرفته در شرکت توانیر به سؤال دوم که در واقع تعیین مکان بهینه نیروگاه‌ها می‌باشد، پاسخی داده نمی‌شود. همانگونه که در گزارش اول ذکر شد، یکی از نرم‌افزارهایی که می‌توان برای بهبود تصمیم‌گیری در مورد مکان نیروگاه از آن بهره‌مند شد، نرم‌افزار JASP است. مسأله اینجاست که مکان به عنوان پارامتر مجهولی در برنامه ریزی تولید در WASP وارد نمی‌شود چون اصولاً این نرم‌افزار فاقد این توانایی است؛ اما در نرم‌افزار JASP این امکان وجود دارد. در توانیر پس از انجام برنامه ریزی در مرحله مطالعات تعیین جایگاه مکان نیروگاه‌ها مشخص می‌شود که مشاورین در واحد GIS توانیر و سابا وظیفه اصلی را در این خصوص برعهده دارند.

برنامه ریزی برای سوخت (حامل های اولیه انرژی)

مسأله بعد فقدان برنامه ریزی برای سوخت نیروگاه‌ها (و نیز منابع تجدیدپذیر انرژی) است که به دلیل نبود یک برنامه ریزی جامع برای انرژی مواجهه با چنین مشکلی طبیعی است^۱. در کشورهای تایلند (توسط مدل انرژی به نام LEAP) و کانادا (با استفاده از مدل انرژی WEM) سوخت مورد نیاز برای بخش تولید از خروجی برنامه ریزی انرژی به دست می‌آید^۲ که در ایران به دلیل عدم برنامه ریزی دقیق و جامع انرژی برپایه یک مدل مناسب، برنامه ریزی سوخت مورد نیاز نیروگاه‌ها به صورت جدی، علمی و قانع کننده انجام نمی‌شود.

با وجود اهمیت انرژی‌های نو که اخیراً به دلیل بالا رفتن قیمت سوخت‌های فسیلی و مسأله آلودگی چشمگیرتر شده است، متأسفانه برنامه ریزی علمی و دقیقی برای این منابع نیز انجام نمی‌شود. این در حالی است که کشوری همچون کانادا برنامه ریزی منسجمی برای انرژی‌های تجدیدپذیر انجام می‌دهد. یکی از

قویترین نرم افزارهای برنامه ریزی انرژی های تجدیدپذیر نرم افزار RETScreen است که براساس مدلی با همین نام پایه ریزی شده است. متأسفانه در حال حاضر این نرم افزار کاملاً تجاری است و به همین دلیل اطلاعات زیادی از جزئیات آن در دسترس قرار ندارد.

اهمیت صادرات و واردات برق

مشکل دیگری که در روند برنامه ریزی تولید به چشم می خورد، مسأله صادرات و واردات برق است. در حال حاضر عدم لحاظ کردن میزان واردات و صادرات برق و انجام برنامه ریزی برای آن براساس گفته های کارشناسان و مسئولان^۱ اولاً به دلیل ناچیز بودن مقدار آن در مقایسه با ظرفیت های تولید در دست احداث و ثانیاً عدم اطمینان از انجام صد در صد این معاهدات و قراردادهای پایبندی به اجرای قراردادهای به دلیل مناسبات و مسائل سیاسی است. اما به هر حال جای خالی پرداختن به این مسأله در برنامه ریزی کشور به چشم می خورد. اگر چه در این خصوص در حد پایان نامه های دانشگاهی مطالعاتی صورت گرفته و هم اکنون نیز در وزارت نیرو در قالب یک پژوهش و به کمک نرم افزار بهینه سازی GAMS^۲ در حال انجام است ولی تاکنون کار جدی برای اجرایی کردن و حل این مشکل صورت نپذیرفته است.

شایان ذکر است که با توجه به نتایج پژوهش های مزبور^۳، به نظر می رسد کشور به دلیل برخورداری از منابع عظیم گاز (و سایر سوخت های فسیلی و حتی منابع تجدیدپذیر) قابلیت تولید و عرضه برق

- General Algebraic Modeling System

بیش از نیاز مصرف خود را داراست. با این توجه، پایین بودن حجم فعلی صادرات برق نمی تواند دلیل کافی برای کم اهمیت بودن موضوع محسوب شود.

نیروگاه های تولید برق - حرارت

در حال حاضر در کشورهای پیشرفته جهان، احداث نیروگاه های تولید همزمان برق و حرارت به عنوان یکی از راه های اساسی بهینه سازی مصرف انرژی مطرح است. بی تردید ارزیابی اقتصادی تولید همزمان به عنوان یک عامل بسیار مهم و تأثیرگذار در امکان سنجی به کارگیری این واحدها محسوب می شود. تولید همزمان برق-حرارت در نیروگاه ها یکی از راه های متداول افزایش راندمان استحصال انرژی از سوخت بوده و از سالیان گذشته در کشورهای صنعتی دنیا به کار برده شده است.

بدین ترتیب علاوه بر برق، بخش عمده ای از نیازهای انرژی به صورت بخار در فرایندهای تولید صنعتی و یا به صورت آبگرم در منازل مسکونی، اداری و تجاری برآورده می شود. استفاده از سیستم های تولید همزمان از سال ۱۹۷۷ به طور جدی در دستور کار دولت ایالات متحده قرار گرفته است و اهمیت آن از نظر اقتصادی باعث شده است سالانه بخشی از سرانه دولت به پروژه های مربوط به تولید همزمان اختصاص یابد. دپارتمان انرژی و آژانس حفاظت از محیط زیست ایالات متحده در سال ۱۹۹۸ اقدامی را برای دو برابر کردن توان تولیدی CHP تا سال ۲۰۱۰ آغاز کردند. تحلیلگران DOE پیش بینی کردند این دو برابر کردن ظرفیت، معادل ۴۰ میلیون تن کاهش کربن، ۰/۹۴ میلیون تن کاهش SO_۲، ۰/۴۲ میلیون تن کاهش NO_x و ۵/۵ بلیون دلار منافع اقتصادی به دنبال خواهد داشت [۵].

در کشور ما نیز طی دهه گذشته مطالعاتی در خصوص امکان سنجی به کارگیری این فناوری در برخی نیروگاه ها انجام شده و یک واحد آزمایشی نیز در خود وزارت نیرو احداث شده است؛ لکن

فعالیت مطالعاتی منسجمی که در برگیرنده تمام نیروگاه‌های حرارتی به تفکیک نوع نیروگاه بوده باشد، به انجام نرسیده است. به عبارت دیگر این نوع نیروگاه‌ها با آنکه دارای برنامه‌ریزی متفاوتی نسبت به نیروگاه‌های سیکل ترکیبی هستند، در برنامه‌ریزی تولید همانند آنها در نظر گرفته می‌شوند. بنابراین، لازم است روش‌های مناسبی برای برنامه‌ریزی و انتخاب این‌گونه نیروگاه‌ها در برنامه‌ریزی‌های تولید آینده لحاظ شود.

استانداردهای زیست محیطی .

مسأله دیگر در برنامه‌ریزی انرژی الکتریکی عدم رعایت استانداردهای زیست‌محیطی در روند برنامه‌ریزی انرژی الکتریکی است. در برنامه‌ریزی تولید که در دفتر معاونت برنامه‌ریزی تولید انجام می‌شود، به دلیل نبود معیارها و داده‌های قابل اعتماد، میزان تولید آلاینده‌های SO_x و CO_2 و محدودیت‌های آنها لحاظ نمی‌شود. این درحالی است که بر مبنای سناریوی منفعل انتشار دی‌اکسیدکربن از ۳۳۸ میلیون تن یا $4/8$ تن به ازای هر نفر در سال ۱۳۷۹ به ۷۶۵ میلیون تن یا $8/1$ تن به ازای هر نفر در سال ۱۴۰۰ خواهد رسید (رشد مثبت سالانه ۴ درصد) و بر مبنای سناریوی فعالانه انتشار CO_2 از ۳۵۳ میلیون تن یا $5/02$ تن به ازای هر نفر در سال ۱۳۷۹ فقط به ۳۳۰ میلیون تن یا $3/5$ تن به ازای هر نفر در سال ۱۴۰۰ خواهد رسید (رشد منفی سالانه $0/32$ درصد).

با استفاده از کنترل انتشار گازهای گلخانه‌ای، انرژی کمتری صرف خواهد شد؛ به طوری که در افق ۱۴۰۰ صرفه‌جویی انرژی مصرفی کشور ذخیره ۹۵۶ میلیون معادل بشکه نفت خام در سال را برای کشور به ارمغان خواهد آورد. همچنین در اثر کنترل انتشار، دی‌اکسیدکربن کمتری تولید شده به طوری که در افق سال ۱۴۰۰، به میزان ۴۳۵ میلیون تن کمتر دی‌اکسیدکربن تولید شده و با توجه به سه نوع ارزش-

گذاری بردی اکسیدکربن (ارزش کاهش هرتن دی اکسیدکربن)، سود حاصل از کاهش انتشار و فرآیندهای کنترل مصرف انرژی در انتهای افق چشم انداز، به ترتیب برابر با ۱۲/۱، ۴۰/۴ و ۳۲۳/۶ میلیارد دلار خواهد بود [۶].

توجه ویژه‌ای که هر دو کشور تایلند و کانادا به شاخص‌های زیست‌محیطی و کنترل آلاینده‌ها معطوف داشته‌اند تأمل برانگیز است؛ به نحوی که کانادا را بر آن داشته تا سیاستی جدی برای توسعه نیروگاه‌های تجدیدپذیر در پیش بگیرد؛ امری که جای خالی آن در برنامه‌ریزی تولید در ایران بسیار به چشم می‌خورد. باید توجه کرد که در روند برنامه‌ریزی تولید و در اجرای نرم‌افزارهای مربوط به آن (مثل WASP) هیچ توجهی به شاخص‌های زیست‌محیطی نمی‌شود. رعایت این نکته در کشورهای تایلند و کانادا موجب صرفه‌جویی قابل توجهی در انرژی و برنامه‌ریزی تولید و افزایش بهره‌وری در برنامه‌ریزی و اجرا شده است.

• برنامه‌ریزی انتقال

به لزوم برنامه‌ریزی توأم و یا دست کم هماهنگ بین تولید و انتقال که اقتصادی بودن خطوط انتقال هم در آن مدنظر قرار می‌گیرد در بخش پیش اشاره شد. یاد آور می‌شود که از مهم‌ترین خطوط انتقال، خطوط بین منطقه ای است که از نظر هزینه احداث قابل توجه هستند. با انجام برنامه‌ریزی توأم این هزینه‌ها لحاظ شده و ضرورت توسعه نیروگاه‌های محلی و به ویژه تولیدگسترده^۱ بیش از پیش روشن می‌شود.^۲ برنامه‌ریزی انتقال مشکلات مخصوص خود نیز دارد که در ادامه اشاره می‌شود.

- Distributed Generation

"...

"

همانگونه که در گزارش‌های دوم و سوم از این پروژه آورده شد، در برنامه‌ریزی انتقال تعیین خطوط برای ایجاد یک شبکه انتقال با قابلیت اطمینان مشخص و تعداد خطوط بهینه هدف اصلی است. در تایلند و کانادا ابتدا با استفاده از نرم‌افزارهای ذکر شده همچون EPRI خطوط بهینه اولیه که شبکه انتقال را تشکیل می‌دهند، به دست می‌آیند. سپس با استفاده از نرم‌افزارهای تحلیل شبکه امکان فنی و عملی نصب این خطوط بررسی می‌شود تا در نهایت شبکه انتقال مورد نظر و یا توسعه بهینه شبکه انتقال به دست آید.

الگوریتم‌ها و نمودارهای جریان رایج و مهم برنامه‌ریزی انتقال نیز در این سه گزارش مورد بررسی قرار گرفته‌اند. روش‌های برنامه‌ریزی انتقال بطورکلی به دو دسته استاتیک و دینامیک تقسیم می‌شود. برنامه‌ریزی استاتیکی علاقه‌مند به نقشه اتصالات شبکه برای یک بار مشخص و ثابت در آینده است و مسأله تغییر اتصالات شبکه در آینده را در نظر نمی‌گیرد. این روش زمان احداث یک خط انتقال جدید را در نظر نمی‌گیرد. برای دوره‌های برنامه‌ریزی طولانی‌تر، دوره زمانی به چندین بخش تقسیم می‌شود که در هر قسمت مسأله تغییرات در نظر گرفته می‌شود. تحت این شرایط، می‌توان تصمیم گرفت که چه زمانی و در کجا باید خط جدیدی نصب نمود. این نوع برنامه‌ریزی، تحت عنوان برنامه‌ریزی دینامیک انتقال مطرح می‌شود.

در برنامه‌ریزی انتقال که در توانیر و شرکت برق منطقه‌ای انجام می‌شود، خطوط جدید براساس تجارب و تحلیل‌های شخصی کارشناسان انتخاب می‌شوند و از هیچ گونه الگوریتم و روش مشخصی برای یافتن خطوط بهینه حتی در مراحل ابتدایی کار استفاده نمی‌شود. با توجه به روش‌ها و الگوریتم‌های موجود که برخی از آنها در گزارش اول ذکر شد می‌توان در تعیین بهینه خطوط اولیه و سپس بررسی کارشناسی آن خطوط اقدام کرد.

مشکل دیگر آن است که برخی تست‌ها همچون بررسی پایداری دینامیکی که در بررسی‌های فنی شبکه انتقال ضروری است، بر روی طرح نهایی انجام نمی‌شود.

سرانجام وجود یک دستورالعمل استاندارد برای انجام تست‌های مشخص و ضروری که کارآمدی طرح را تأیید کند ضروری به نظر می‌رسد.

ضمیمه: تحلیلی بر خاموشی‌های گسترده اخیر

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 دسترس‌ترین اقدامی است که می‌توان انجام داد. ناگفته نماند که برای مقادیر کوچک از شکاف بین عرضه و تقاضا ممکن است از افت فرکانس نیز استفاده شود. اگرچه این کار به نوعی کم‌فروشی 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.

نظر به اهمیتی که هزینه‌های خاموشی در یک جامعه به دنبال دارد و ضروری است که در برنامه‌ریزی تولید به عنوان یک پارامتر مهم در نظر گرفته شود، در این ضمیمه کوتاه مناسبی پیدا شد که به این موضوع اگرچه به اختصار اشاره شود. جای آن دارد که مراجع ذی‌صلاحی مانند شورای عالی انرژی با تشکیل کمیته ویژه‌ای به بررسی جدی این مشکل بپردازند تا از بروز مجدد مانند آن پیشگیری شده باشد.

()

:

"

"

آمار تولید برق منتشر شده توسط بانک مرکزی

در این بخش، بی هیچ دخل و تصرفی خبر منتشر شده در تاریخ ۲۴ مرداد ۱۳۸۷ به نقل از سایت تابناک آورده شده است:

بانک مرکزی با انتشار آمار تولید برق کشور، از کاهش فزاینده رشد تولید برق در کشور در دوران دولت نهم خبر داد. به گزارش خبرنگار «تابناک»، بنا بر آمار رسمی بانک مرکزی، رشد تولید برق کشور که در سال ۱۳۸۳ (سال پایانی دولت قبل) ۸/۹ درصد بوده است، در سال ۱۳۸۴ به ۸/۱ درصد و در سال ۱۳۸۵ به ۷/۴ درصد کاهش یافته و این روند منفی در سال ۱۳۸۶ به تنها ۶/۹ درصد رشد تولید رسیده است.

بنا بر این گزارش، بیش از ۸۵ درصد برق کشور در سال ۱۳۸۶ توسط نیروگاه‌های بخاری و گازی تأمین شده است که علت اصلی کمبود برق در سال جاری نیز ناشی از کاهش شدید رشد تولید در این بخش‌هاست؛ چراکه رشد تولید نیروگاه‌های بخاری از ۳/۸ درصد در سال ۱۳۸۳ به تنها ۲/۵ درصد در سال ۱۳۸۶ رسیده است و رشد تولید برق نیروگاه‌های گازی و سیکل ترکیبی نیز از ۲۰/۵ درصد در سال ۱۳۸۳ به ۱۳/۵ درصد در سال ۱۳۸۶ کاهش یافته است.

کاهش رشد تولید برق کشور که در سال ۱۳۸۷ نیز ادامه داشته، علت اصلی کمبود برق در سال جاری است و در صورتی که روند رشد تولید ۹ درصدی برق در سال ۱۳۸۳ در دولت نهم نیز ادامه پیدا می‌کرد، اکنون به رغم خشکسالی، کشور با کمبود برق روبه‌رو نبود.

جوابیه وزارت نیرو به آمار منتشر شده از سوی بانک مرکزی

در پی انتشار آمار رسمی سالانه بانک مرکزی در خصوص کاهش رشد تولید برق در سه سال اخیر، وزارت نیرو با ارسال جوابیه‌ای، آن گزارش را غیرمستند خواند و توضیحات زیر را ارسال کرد:

یکی از ویژگی‌های انرژی الکتریکی، عدم امکان ذخیره‌سازی آن در مقیاس بزرگ با در نظر گرفتن فن‌آوری‌های موجود بوده و توازن بین تولید و مصرف برق باید به صورت لحظه‌ای برقرار شود و آنچه موجب بروز خاموشی در شبکه برق می‌شود، کمبود تولید نسبت به مصرف در آن شبکه است؛ بنابراین، حتی در صورت وجود ظرفیت تولید مازاد در یک شبکه برق و کم بودن لحظه‌ای مصرف در شبکه، انرژی باید متناسب با مصرف تولید شود. رشد بی‌رویه مصرف در سال‌های اخیر، به ویژه در بخش‌های غیرتولیدی، همواره به عنوان یک پدیده نامطلوب تلقی شده و ضرورت برنامه‌ریزی برای کاهش آن مورد تأکید همه کارشناسان حوزه انرژی بوده است و آنچه در برخی مواقع، مورد بحث و مناقشه قرار گرفته، راهکارهای مصرف درست کالای برق و تأثیر عواملی مانند قیمت‌های پایین، آموزش‌های عمومی و فضا سازی فرهنگی بوده است و نه اصل ضرورت کاهش رشد مصرف برق. یکی از توفیقات مهم صنعت برق کشور، توجه به مقوله مدیریت مصرف انرژی و مهار روند لجام گسیخته آن در مقایسه با میزان افزایش رشد تولید بوده است و بر همین اساس، تحقق کاهش میزان رشد مصرف برق از آرزوهایی بوده است که سال‌ها برای عملیاتی شدن آن تلاش شده است. به‌رغم توفیق در کاهش میزان مصرف بی‌رویه کالای استراتژیکی چون برق، در زمینه مدیریت تولید نیز گام‌های بلندی برداشته شده، به گونه‌ای که همه تعهدات وزارت نیرو در سال‌های برنامه چهارم توسعه به فعلیت رسیده و بنا بر تکالیفی که بر عهده صنعت برق کشور گذاشته شده، گام‌های بزرگی در راستای افزایش میزان تولید برق در کشور برداشته شده است، به گونه‌ای که در سال ۸۵، هدف برنامه رسیدن به ظرفیت عملی تولید ۳۹۸۱۷ مگاوات بوده

که در مقام عمل ۴۰۸۶۵ مگاوات وارد مدار شده و در سال ۸۶ نیز تعهد وزارت نیرو و هدف برنامه، رسیدن به رقم ۴۳۶۰۸ مگاوات بوده که رقم ۴۳۳۸۱ وارد مدار تولید برق شده است.

در سال ۸۷ نیز هدف برنامه چهارم توسعه، رسیدن به رقم ۴۷۸۵۵۰ مگاوات بوده است که تا آغاز تابستان، ظرفیت عملی نیروگاه‌ها به رقم ۴۴۴۶۰ رسیده و با تمهیدات انجام شده و ورود دست‌کم پانصد مگاوات ظرفیت برق آبی جدید و نیز ورود واحدهای حرارتی در دست احداث به میزان ۱۸۰۰ مگاوات تا پایان سال جاری و نیز احتساب ۱۰۰۰ مگاوات ظرفیت نیروگاه اتمی بوشهر که در تعهدات برنامه چهارم منظور شده است، ظرفیت تکلیف شده در برنامه چهارم توسعه اقتصادی، اجتماعی و فرهنگی کشور به فعلیت خواهد رسید.

قدرت نصب شده نیروگاه‌های کشور به تفکیک دوران‌های مختلف



بنا بر آنچه گفته شده، استناد به آمار و درصدهای اعلام شده در این گزارش مستند نبوده و بر پایه آمار و تکالیف مصوب برنامه چهارم که بنا بر ظرفیت عملی نیروگاه‌ها و ۹ درصد رشد تولید ذکر شده است، ظرفیت‌سازی‌های جدید نیروگاهی، نه تنها از برنامه چهارم عقب نمانده، بلکه مطابق با آن است. نکته مهم دیگر آن که در سال‌های ۸۵ تا ۸۷ که در گزارش مورد استناد قرار گرفته است، رشد مصرف برق در کشور کاهش یافته و به همین دلیل، رشد تولید انرژی برق نیز روندی کاهشی را نشان می‌دهد. از سوی دیگر، در دوره هشت ساله ۶۸ تا ۷۵ معادل ۸۷۳۹ مگاوات به ظرفیت اسمی تولید برق در کشور اضافه شده و این شاخص در دوره هشت ساله ۷۶ تا ۸۳ برابر ۱۴۳۸۶ مگاوات بوده و در چهار ساله ۸۴ تا ۸۷ (عملکرد تا نیمه مرداد ۸۷ و برآورد مطمئن تا پایان سال ۸۷) ظرفیت نیروگاه‌هایی که به بهره‌برداری رسیده، معادل ۱۴۶۹۱ مگاوات است که نشان دهنده تلاش دولت نهم برای افزایش ظرفیت تولید برق در کشور است. برای اطلاع بیشتر، نام، ظرفیت و تاریخ ورود به مدار واحدهای نیروگاهی کشور از سال ۷۶ تا ۸۷ در فهرست ضمیمه آمده است.

با توجه به آنچه در مقوله مدیریت تولید و مدیریت مصرف برق در کشور بیان شد، عملکرد شبکه برق کشور در تابستان ۸۶، مناسب‌ترین وضعیت را در سال‌های اخیر از نظر تراز تولید و مصرف از خود نشان داده و برای نخستین بار در طول فعالیت صنعت برق ایران، ساعت اوج مصرف در تابستان سال گذشته، بدون خاموشی گذشته است و این امر، مرهون توجه به ظرفیت‌سازی‌های جدید و نیروگاه‌های اضافه شده به شبکه سراسری و ذخیره تولید برق بوده که شاخص مهمی در زنجیره فعالیت شبکه به شمار می‌آید و بدیهی است از فاصله عملکرد درخشان سال گذشته تا خاموشی‌های سال جاری، به جز ظهور یک عامل بحران‌زا چون خشکسالی، هیچ‌گونه تحلیل منطقی دیگری نمی‌توان عنوان کرد.

واحدهای بهره برداری شده طی سالهای ۱۳۷۶-۱۳۷۹

واحد های بهره برداری شده طی سال های ۱۳۷۶-۱۳۸۷ (مگاوات)

سال	نام نیروگاه	شماره واحد	محل نصب	نوع واحد					تاریخ بهره برداری
				بازی	گازی	چرخه ترکیبی	برقآبی	ریادی	
۱۳۷۶	زاهدان	۱۵	زاهدان		۲۵				۷۷/۰۳/۱۱
	سازمان انرژی اتمی	۸۵۱	منجیل				۲		۱۳۷۶
	سازمان انرژی اتمی	۱	منجیل				۱		۱۳۷۶
	چرخه ترکیبی گیلان	۳	رشت			۱۴۹			۷۷/۰۳/۲۸
	چرخه ترکیبی قم	۱	قم			۱۰۰			۷۷/۰۳/۰۴
	کنگان	۱۵	کنگان		۲۵				۷۷/۰۳/۰۴
	چرخه ترکیبی خوی	۱	خوی			۱۲۳			۷۷/۰۳/۳۱
	اسپابک (سازه)	۳	سازه				۳		۷۷/۰۳/۰۴
	یزانشهر	۲	یزانشهر	۶۴					۷۷/۰۳/۱۷
	جیرفت	۱	جیرفت			۱۵			۷۷/۰۳/۲۷
	جیرفت	۲	جیرفت			۱۵			۷۷/۰۳/۰۳
	چرخه ترکیبی فارس	۴	شیراز			۱۲۳			۷۷/۱۱/۰۷
	چرخه ترکیبی قم	۲	قم			۱۰۰			۷۷/۱۱/۰۲
	چرخه ترکیبی خوی	۲	خوی			۱۲۳			۷۷/۱۱/۱۸
	پتروشیمی تبریز (صنایع)	۱	تبریز		۲۴				۱۳۷۶
پتروشیمی تبریز (صنایع)	۲	تبریز		۲۴				۱۳۷۶	
پتروشیمی تبریز (صنایع)	۳	تبریز		۲۴				۱۳۷۶	
جمع			۶۴	۱۴۱	۷۱۹	۲۳	۳	۹۴۹	
۱۳۷۷	کنگان	۱۱	کنگان		۲۵				۷۷/۰۱/۲۹
	سازمان انرژی اتمی	۷۵۱	منجیل و رودبار				۴		۱۳۷۷
	سازمان انرژی اتمی	۷۵۱	منجیل				۲		۱۳۷۷
	کنگان	۱۲	کنگان		۲۵				۷۷/۰۳/۰۵
	شهید منتظری	۵	اسفهان	۲۰۰					۷۷/۰۳/۱۴
	چرخه ترکیبی نیشابور	۴	نیشابور			۱۲۳			۷۷/۰۵/۰۸
	رامین	۵	اهواز	۳۱۵					۷۷/۰۳/۲۴
	شهید منتظری	۴	اسفهان	۲۰۰					۷۷/۰۳/۲۷
	چرخه ترکیبی نیشابور	۵	نیشابور			۱۲۳			۷۷/۱۱/۱۲
	گازی یزد	۱۱	یزد	۶۰					۷۷/۱۱/۱۴
جمع			۷۱۵	۱۱۰	۲۴۷	۰	۶	۱۰۷۸	
۱۳۷۸	گیش	۱۳	گیش		۲۴				۷۸/۰۱/۰۱
	گاماسیاب	۱	همدان				۱		۱۳۷۸
	گاماسیاب	۲	همدان				۱		۱۳۷۸
	سازمان انرژی اتمی	۲۵۱	هرزویل				۱		۱۳۷۸
	شهید منتظری	۷	اسفهان	۲۰۰					۷۸/۰۳/۰۴
	گازی یزد	۱۲	یزد	۶۰					۷۸/۰۳/۱۱
	رامین	۴	اهواز	۳۱۵					۷۸/۰۳/۱۱
	شهید منتظری	۸	اسفهان	۲۰۰					۷۸/۰۳/۰۲
	چرخه ترکیبی منتظر قائم	۱	کرج			۱۰۰			۷۸/۱۱/۱۸
	جمع			۷۱۵	۸۴	۱۰۰	۳	۱	۹۰۳
۱۳۷۹	چرخه ترکیبی یزد	۳	یزد			۱۲۳			۷۹/۰۲/۳۰
	سازمان انرژی اتمی	۱	هرزویل						۱۳۷۹
	چرخه ترکیبی یزد	۴	یزد			۱۲۳			۷۹/۰۳/۰۰
	چرخه ترکیبی منتظر قائم	۲	کرج			۱۰۰			۷۹/۰۳/۲۲
	کنگان	۱۴	کنگان		۲۵				۷۹/۰۵/۰۳
	شازند (اراک)	۱	اراک	۳۲۵					۷۹/۰۵/۰۳
	سمنان	۱۱	سمنان			۱۳			۷۹/۰۵/۱۰
	سمنان	۱۲	سمنان			۱۳			۷۹/۰۵/۱۰
	چرخه ترکیبی منتظر قائم	۳	کرج			۱۰۰			۷۹/۰۹/۰۱
	شازند (اراک)	۲	اراک	۳۲۵					۷۹/۱۱/۲۴
جمع			۶۵۰	۵۰	۲۴۷			۱۱۴۷	

نکته دیگری که در تحلیل‌های نویسنده محترم گزارش مغفول مانده، این است که متنوع سازی منابع تولید انرژی و اتکا نداشتن بر یک نوع منبع انرژی مورد نیاز نیروگاه‌ها از بایسته‌های فعالیت شبکه برق به شمار آمده و بر همین اساس، در فاصله سال‌های ۸۴ تا ۸۶ با وارد شدن حدود ۲۴۰۰ مگاوات نیروگاه برق آبی، ظرفیت انرژی برق آبی کشور در سال ۸۶ در مقایسه با سال ۱۳۸۳ معادل ۷۱

درصد افزایش یافته و علاوه بر ایجاد تنوع در منابع تولید انرژی به دلیل مصرف نشدن سوخت در نیروگاه‌های برق آبی، بهره‌برداری از ظرفیت‌های تولید برق کشور با مطلوبیت اقتصادی نیز همراه بوده است و برای همین، کاهش رشد تولید نیروگاه‌های بخاری از ۳/۸ درصد در سال ۱۳۸۳ به ۲/۵ درصد در سال ۸۶ نه تنها مذبذوم نیست، بلکه باید به دلایلی که گفته شد، به عنوان یک مزیت مورد توجه قرار گیرد.

واحدهای بهره‌برداری شده طی سال‌های ۱۳۷۶-۱۳۸۷

سال	نام نیروگاه	شماره واحد	محل نصب	نوع واحد				تاریخ بهره‌برداری
				بخاری	گازی	پرخه ترکیبی	برق بادی	
۱۳۸۴	سنندج	۱۲	سنندج	۱۵۹				۸۴/۱۱/۲۴
	کازرون ۳	۳	مسجدسلیمان			۲۵۰		۸۴/۱۲/۰۶
	شیروان	۱۱	شیروان	۱۵۹				۸۴/۱۲/۲۵
	جنوب اصفهان (بخش خصوصی)	۱۵	اصفهان	۱۵۹				۸۴/۱۲/۲۴
	واحد های بینالود خراسان		مشهد			۱۳		۸۴
	پتروشیمی فجر (صنایع)	۵ تا ۶			۵۸۵			۸۴
جمع				۲۲۴۰	۱۰۲۴	۱۳	۳۷۰۲	
۱۳۸۵	پزند	۱۱	تهران	۱۵۹				۸۵/۰۱/۳۱
	سنندج	۱۳	سنندج	۱۵۹				۸۵/۰۲/۰۶
	شیروان	۱۲	شیروان	۱۵۹				۸۵/۰۲/۲۰
	پزند	۱۲	تهران	۱۵۹				۸۵/۰۲/۰۲
	پتروشیمی مین (صنایع)							۸۵/۰۳/۱۱
	جنوب اصفهان (بخش خصوصی)	۱۶	اصفهان	۱۵۹				۸۵/۰۳/۱۸
	سنندج	۱۲	سنندج	۱۵۹				۸۵/۰۳/۰۹
	پزند	۱۳	تهران	۱۵۹				۸۵/۰۳/۱۳
	شیروان	۱۳	شیروان	۱۵۹				۸۵/۰۳/۱۴
	کازرون ۳	۲	مسجدسلیمان			۲۵۰		۸۵/۰۳/۱۷
	سلیسی	۱	نکا			۱۶۱		۸۵/۰۳/۲۴
	پزند	۱	پزند			۱۶۱		۸۵/۰۵/۰۶
	پزند	۱۲	تهران	۱۵۹				۸۵/۰۶/۰۸
	شیروان	۱۲	شیروان	۱۵۹				۸۵/۰۶/۱۵
طاقان	۱	طاقان			۹		۸۵/۰۶/۱۷	
طاقان	۲	طاقان			۹		۸۵/۰۶/۲۱	
نره تخت ۱	۱				-۰.۳		نیمه اول	
نره تخت ۱	۲				-۰.۳		نیمه اول	
کیش	۱۵	کیش					نیمه اول	
کازرون ۳	۱	مسجدسلیمان			۲۵۰		۸۵/۰۷/۲۹	
پزند	۱۵	تهران	۱۵۹				۸۵/۰۸/۰۹	
رود شور (بخش خصوصی)	۱۱	تهران	۲۶۲				۸۵/۰۸/۱۵	
بینالود		خراسان			۱۰		مر طی نه ماه	
رود شور (بخش خصوصی)	۱۲	تهران	۲۶۲				۸۵/۱۱/۲۸	
ارومیه	۱۱	ارومیه	۱۵۹				۸۵/۱۱/۲۸	
شیروان	۱۵	شیروان	۱۵۹				۸۵/۱۱/۲۹	
پزند	۱۶	تهران	۱۵۹				۸۵/۱۲/۰۹	
جمع				۲۴۲۲	۵۱۹	۱۰	۲۲۲۳	
۱۳۸۶	ارومیه	۱۲	ارومیه	۱۵۹				۸۶/۱/۱۰
	ملاسندرا	۱	فارس			۵۰		۸۶/۱/۱۵
	ملاسندرا	۲	فارس			۵۰		۸۶/۱/۱۹
	شیروان	۱۶	شیروان	۱۵۹				۸۶/۲/۱۷
	فردوسی (بخش خصوصی)	۱۱	توس	۱۵۹				۸۶/۲/۲۰
	کهنوج (بخش خصوصی)	۱۱	کهنوج	۲۵				۸۶/۳/۰۹
	ری	۴۱	ری	۲۵				۸۶/۳/۱۳
	ارومیه	۱۳	ارومیه	۱۵۹				۸۶/۳/۳۰
	مشهد	۳	مشهد					۸۶/۴/۰۶
	توسعه مسجدسلیمان	۵	مسجد سلیمان			۲۵۰		۸۶/۴/۱۰
	جهرم	۱۵	جهرم	۱۵۹				۸۶/۴/۱۴
	زاهدان	۱۶	زاهدان	۲۵				۸۶/۴/۱۷
	زاهدان	۱۷	زاهدان	۲۵				۸۶/۴/۱۸
	فردوسی (بخش خصوصی)	۱۲	توس	۱۵۹				۸۶/۴/۲۴
کازرون	۱۲	کازرون			۱۶۰		۸۶/۴/۲۶	
رودشور (بخش خصوصی)	۳	تهران	۲۶۲				۸۶/۵/۰۳	
زاهدان	۱۸	زاهدان	۲۵				۸۶/۵/۲۱	
زاهدان	۱۹	زاهدان	۲۵				۸۶/۵/۲۲	

همان گونه که در اطلاعیه‌های صادره پیشین نیز به آگاهی مردم عزیز کشورمان رسیده است، علت اصلی خاموشی‌های سال جاری، کاهش شدید تولید نیروگاه‌های برق‌آبی نسبت به سال‌های گذشته است. در مقایسه با تولید ۱۰۲۹۷ گیگاوات ساعت انرژی برق‌آبی در سال گذشته، به دلیل محدودیت آب موجود در مخازن سدهای برق‌آبی کشور، تنها ۳۲۰۵ گیگاوات ساعت انرژی برق‌آبی تولید شده است که ۶۸/۸۷ درصد کاهش را نشان می‌دهد. بخش چشمگیری از این کاهش با افزایش تولید نیروگاه‌های حرارتی، جبران شده و بناچار ۱۵۲۲ گیگاوات ساعت نیز به صورت خاموشی بروز یافته است که مقایسه این میزان انرژی تأمین نشده با ۷۰۹۲ گیگاوات ساعت تفاوت تولید نیروگاه‌های برق‌آبی در سال جاری و گذشته، اثر تعیین کننده خشکسالی را بر خاموشی‌ها به خوبی نشان می‌دهد.

نکته پایانی آن که هرچند از نظر مدیران صنعت برق، توجه به کالای استراتژیک و بنیادی برق به عنوان مهمترین زیرساخت اقتصادی کشور و لزوم سرمایه‌گذاری بیش از پیش در زمینه ایجاد نیروگاه‌های جدید تولید برق در کنار کاهش تلفات شبکه برق کشور و بهسازی آن، توجه ویژه به مقوله مدیریت مصرف و نیز افزایش ظرفیت انرژی‌های تجدیدپذیر از بایسته‌های اقتصادی کشور است؛ اما نادیده گرفتن تأثیر گسترده و فراگیر خشکسالی شدید سال جاری بر منابع آبی کشور، به‌رغم دریافت گزارش‌های روزانه از خشک شدن تالاب‌ها و دریاچه‌های طبیعی کشور و کاهش تولید انرژی برق آبی صنعت برق کشور و در نتیجه بروز خاموشی‌های ناخواسته و دخیل دانستن دلایل غیرکارشناسی در بروز مشکل خاموشی‌ها، سبب تشویش اذهان عمومی و از دست رفتن اعتماد عمومی شده و بستر شکوفایی و بالندگی بیشتر صنعت برق کشور را ناهموار خواهد ساخت.

تحلیل و جمع بندی

اجازه دهید، پیش از هرگونه اظهارنظری ابتدا نگاهی به چهار متغیر: قدرت نامی و عملی نیروگاه‌های وزارت نیرو، حداکثر بارهمزمان و مصرف نهایی سالانه برق در سال‌های ۱۳۷۷ تا ۱۳۸۷ داشته باشیم. البته بررسی آمار ارائه شده در بندهای بالا و استخراج تناقضات آنها خود نیازمند گفتاری دیگر است که مجال آن در اینجا نیست.

واحدهای بهره‌برداری شده طی سال‌های ۱۳۷۶-۱۳۸۷

سال	قدرت نامی (توان)		قدرت عملی (توان)		مصرف نهایی (انرژی)	
	مگاوات	نرخ رشد	مگاوات	نرخ رشد	گیگاواتساعت	نرخ رشد
۱۳۷۷	۲۴۳۸۰	-	۲۱۲۵۹	-	۷۹۸۳۰	-
۱۳۷۸	۲۵۲۰۵	%۳/۳۸	۲۲۱۰۷	%۳/۹۹	۸۶۸۵۹	%۸/۷۹
۱۳۷۹	۲۶۲۸۷	%۴/۲۹	۲۴۱۴۷	%۹/۲۳	۹۳۰۵۱	%۷/۰۳
۱۳۸۰	۲۸۰۳۲	%۶/۶۴	۲۵۶۴۵	%۶/۲	۹۹۵۷۸	%۶/۹۸
۱۳۸۱	۳۰۶۰۴/۶	%۹/۱۸	۲۸۰۰۸/۶	%۹/۲۲	۱۰۷۲۷۷	%۷/۸۳
۱۳۸۲	۳۳۴۱۵/۳	%۹/۱۸	۳۰۴۳۹/۶	%۸/۶۸	۱۱۷۸۲۱	%۹/۸۷
۱۳۸۳	۳۶۲۷۰/۱	%۸/۵۴	۳۲۸۵۰/۳	%۷/۹۲	۱۲۷۱۹۳	%۷/۹۲
۱۳۸۴	۳۸۲۱۳/۱	%۵/۳۶	۳۴۶۲۴/۲	%۵/۴	۱۳۳۳۸۵	%۴/۷۹
۱۳۸۵	۴۰۸۹۶/۸	%۷/۰۲	۳۷۲۸۹	%۷/۷	۱۴۴۵۹۸	%۸/۴۴
۱۳۸۶	۴۳۳۷۴	%۵/۹۹	۳۹۴۶۴	%۵/۸۳	۱۵۵۶۲۵	%۷/۶۳

ارقام جدول فوق و دیگر ارقامی که در زیر خواهد آمد، از ترازنامه انرژی سال ۱۳۸۵ است، به جز ارقام مربوط به سال ۱۳۸۶ که از سایت «آمار صنعت برق» گرفته شده است. در این جدول کاهش نرخ رشد حداکثر بار همزمان هماهنگ با کاهش نرخ رشد قدرت نامی و عملی نیروگاه‌ها از سال ۱۳۸۵ به ۱۳۸۶ به خوبی مشاهده می‌شود. با این حال، متوسط نرخ رشد حداکثر بار طی دهه گذشته (۷/۶۳ درصد) بیش از متوسط نرخ رشد ظرفیت نامی (۶/۶۲ درصد) و عملی (۷/۱۳ درصد) نیروگاه‌ها بوده است.

اما آنچه در این جدول حائز توجه بیشترست، نرخ رشد تقریباً یکنواختی است که مصرف انرژی، با میانگین ۷/۷٪، دارد. از نظر کارشناسی، تغییرات در رشد قله بار تابع عوامل تأثیر گذار در کوتاه مدت به ویژه عوامل آب و هوایی است، اما مصرف انرژی بیشتر از عوامل پایدارتری مانند رشد جمعیت و رشد اقتصادی متأثر است. طبیعی است که به دلیل ادامه رشد در تقاضا برای مصرف برق (انرژی) و عدم رشد هماهنگ ظرفیت تولید با آن، کمبود عرضه به وجود آید.

از سوی دیگر، کاهش نرخ افزایش در ظرفیت تولید به تنهایی یک معیار منفی محسوب نمی‌شود؛ چراکه کشورهای پیشرفته‌ای همچون کانادا و کشورهای در حال توسعه‌ای چون تایلند این موضوع را از طریق مدیریت طرف تقاضا^۱ دنبال می‌کنند. اگر مصرف در سمت بار به خوبی مدیریت شود و برق به طور بهینه مصرف شود، خود به خود آهنگ رشد مصرف کاهش پیدا می‌کند. البته در کشورهای پیشرفته این احتمال ضعیف ترست، زیرا آهنگ افزایش بار بیشتر متأثر از بخش صنعتی است. در واقع مصرف سرانه برق در کشورهای صنعتی تقریباً ۴ برابر ایران است و از این نظر مقدار مصرف برق در ایران هنوز بسیار کمتر از آنها و حتی کمتر از متوسط جهان است^۲. اما مهم پروفیل مصرف است. سهم برق صنعت در جهان به ۴۱ درصد می‌رسد حال آنکه در سال ۲۰۰۵ ایران میزان ۳۴/۴ درصد را برای این سهم تجربه کرده است. چون در بخش صنعتی معمولاً توجه به افزایش راندمان بیش از بهینه سازی در وسایل مصرفی بخش خانگی است، نیاز به تولید روند صعودی متناسب با رشد اقتصادی دارد. اما در ایران آهنگ رشد بار بخش خانگی با قاطعیت بیش از آهنگ رشد بار بخش صنعتی است. اگر بار خانگی (که بیش از ۲۰٪ آن روشنایی است) از بار صنعتی به مراتب کمتر بود، پروفیل بار نسبتاً صافی وجود داشت،

- Demand Side Management (DSM)

چراکه بارهای صنعتی تقریباً به طور مستمری در مدار هستند و برای تأمین آن باید ظرفیت تولید بار پایه افزایش یابد. اما چون پروفیل بار ایران به شکل دو کوهانه است، مشخص است که بار روشنایی در مقایسه با بار صنعتی قابل نظر نیست. این مسأله منجر به کاهش ضریب بار شده که به نوبه خود باعث می شود تا برای تأمین یک بار مشخص ظرفیت نامی (و نه عملی) بیشتری از آنچه مورد نیاز است، نصب شود.

بنابراین اگر بتوان با بهبود مدیریت بار و کاهش تلفات در بخش انتقال و خصوصاً توزیع و به علاوه افزایش سهم بار صنعتی در مقایسه با بار بخش خانگی و روشنایی، پروفیل بار و ضریب بار را بهبود داد، نرخ افزایش ظرفیت تولید مورد نیاز کاهش می یابد. حال اگر برنامه های وزارت نیرو توانسته باشد این امر را تحقق دهد، خود به خود نرخ افزایش در ظرفیت تولید کاهش می یابد و این برخلاف تحلیل بانک مرکزی نکته مثبتی است. اما با مراجعه مجدد به داده های ضریب بار ملاحظه می شود که طی چندسال گذشته ضریب بار با وجود روند بهبود در گذشته، روند کاهشی داشته و مدیریت بار از این نظر توفیقات کمتری را نسبت به گذشته تجربه کرده است.

نکته سوم که بی درنگ در پی موضوع فوق به ذهن متبادر می شود، به نوع نیروگاههایی که در افزایش ظرفیت تولید سهم هستند، مرتبط است. برای کارشناسان صنعت برق روشن است که در کشوری با آب و هوای نیمه خشک همچون ایران برق آبی نمی تواند نقطه اتکای مناسبی برای تأمین انرژی الکتریکی به طور مستمر، یعنی در بارپایه، به حساب آید. یادآور می شود که دوره های خشکسالی در ایران هر ۷ الی ۹ سال یک بار تکرار می شود. نیروگاه های بزرگ برق آبی کشور نظیر کارون ۳، مسجد سلیمان، کرخه و ... دارای ضریب توانی^۱ در حدود ۲۵ تا ۳۰ درصد هستند و برای بار پیک (و نه پایه)

طراحی و برنامه ریزی شده‌اند. اساساً طراحی سدها در درجه اول برای تأمین آب کشاورزی و خوراکی صورت می‌گیرد و در درجه دوم برای تأمین برق. درچنین شرایط آب و هوایی، نیروگاه‌های آبی تنها برای تأمین بار پیک و کنترل فرکانس مناسب هستند. حال چنانچه سهم ظرفیت نیروگاه های آبی از ۱۰/۸ درصد در سال ۱۳۸۱ به تدریج به ۱۶/۵ درصد در سال ۱۳۸۵ بالغ شده و نرخ رشد آن همچنان بیش از نیروگاه‌های بخاری، گازی و سیکل ترکیبی باشد، جای این سؤال هست که با چه اطمینانی به تأمین بار پایه بوسیله این نیروگاه ها در یک سرزمین کم آب، این ظرفیت سازی صورت گرفته است؟

نکته بعد که باز متصل به نکات قبلی است، آنکه با وجود سهم ۱۶/۵ درصدی از ظرفیت تولید، سهم انرژی برق آبی در تولید ناویژه سال ۱۳۸۵ تنها ۹/۴۷ درصد از کل تولید برق در کشور بوده است، که مؤید آنست که برق آبی نمی‌تواند به طور مستمر نقش تعیین کننده در بار پایه داشته باشد. حال سؤال دیگر این است که چرا در ساعات غیرپیک برق قطع می‌شود؟ این مسأله می‌تواند این نکته را در ذهن تداعی کند که ظرفیت نیروگاه‌های بار پایه (بخاری و سیکل ترکیبی) پاسخگوی مصرف برق پایه نیست. ذکر این موضوع نیز ضروری است که احداث و بهره‌برداری از نیروگاه‌ها مسأله‌ای زمان‌بر است. بطور متوسط و در صورت وجود بودجه کافی، ۵ سال زمان برای احداث نیروگاه حرارتی و ۸ سال زمان برای احداث سد و نیروگاه برق‌آبی نیاز است که با احتساب زمان لازم برای مطالعات مکان‌یابی و دیگر مطالعات فنی و اقتصادی، زمان لازم تا ۱۰ سال بالغ خواهد شد. بنابر این چنانچه کاهش سهم نیروگاه‌های حرارتی، به ویژه نیروگاه های بخاری از پیش برنامه ریزی شده و برای آینده نیز همین روند را ادامه خواهد داد، احتمال وقوع چنین کمبودی باز هم وجود خواهد داشت.

اما نکته آخر که به نظر راه حل اساسی‌تری برای پیشگیری از چنین مشکلی است، در جای دیگری است و آن همان ایجاد تعادل در بازار عرضه و تقاضای یک کالای اساسی به نام برق است. با توجه به

توان محدود دولتی در تأمین برق مورد نیاز همه صنایع و خانوارها، بهره‌گیری از توان بخش خصوصی ضروری است. همانگونه که اشاره شد، چنانچه قیمت به عنوان مهم ترین متغیر تعدیل کننده بازار بتواند نقش واقعی خود را ایفا کند، بخش خصوصی خواهد توانست بیشتر به کمک دولت آمده و کمبود عرضه را جبران کند. تثبیت قیمت برق در آغاز راه خصوصی سازی در صنعت برق، یعنی سال ۱۳۸۳، یک سد بزرگ بر سر این راه پر پیچ و خم بود که مانع رشد قابل توجه در این زمینه شد.

در حال حاضر (۱۳۸۶) سهم بخش خصوصی در ظرفیت تولید کشور بر اساس آمار صنعت برق کمتر از ۸٪ و سهم آن در تولید انرژی تنها ۴/۲٪ است. اصلاح این امر جز با شفاف سازی بازار و تشویق برای سرمایه‌گذاری گسترده در این بخش به منظور کسب سود مناسب میسر نیست و تنها اعلام و دعوت از بخش خصوصی برای واگذاری پروژه های نیمه تمام دولتی بدون آن مقدمه جوابگوی حل مشکل نخواهد بود. در چنان شرایطی است که نیروگاه های دولتی نیز خواهند توانست به مأموریت خود در تأمین این کالای ضروری برای مناطق محروم و قشرهای کم درآمد ادامه داده و بیش از پیش در این مهم موفق باشد.

باردیگر یادآور می‌شود که مصرف سرانه برق در ایران فاصله زیادی با کشورهای صنعتی و حتی بسیاری از کشورهای در حال توسعه منطقه ویا مشابه ایران دارد. این شاخص، به عنوان یک شاخص تعیین کننده میزان رفاه اجتماعی هنوز در حد متوسط جهانی است. آنچه بزرگ است، شدت انرژی است که نشان می‌دهد برق به درستی مصرف نمی‌شود. بنابراین، به نظر می‌رسد در برنامه ریزی های تولید که البته به موازات آن مدیریت سمت بار نیز باید امتداد یابد، هدف گذاری ها نباید بر کاهش تولید باشد. چنین تفکری حتی اگر در حال حاضر مشکلی را به وجود نیاورد، با این توجه که امر برنامه ریزی از

زمان تصمیم گیری تا اجرا یک فرایند زمان بر (چه بسا ده ساله) را می طلبد، در آینده کشور را دچار مشکل و دست کم آهنگ رشد اقتصادی را کند خواهد کرد.

مراجع

- [] <http://www.tavanir.org.ir/>
- [] <http://www.moe.org.ir/>
- [] <http://www.igmc.org.ir/>
- [] <http://www.trec.org.ir/>

" . . . []

"

" . . . []

" ()

پیوست

۱-۱. زغال استاندارد

زغال استاندارد طبق استانداردهای Vanguard Solution, Inc. و براساس آزمایش‌های مشخص MTI^۱ تعیین می‌شود.

برای زغال استاندارد آنالیزهای زیر توسط MTI پیشنهاد شده است؛

آنالیز تقریبی (که شامل تست‌های تعیین رطوبت، ماده فرار، خاکستر و کربن قطعی است)، آنالیز نهایی (که شامل تست‌های کربن، هیدروژن، گوگرد، نیتروژن و در مقابل اکسیژن است)، آنالیز میزان رطوبت، آنالیز میزان خاکستر، آنالیز ترکیبات خاکستر، آنالیز مالورن، آنالیز میزان جیوه در زغال یا خاکستر (ASTM ۶۴۱۴-۹۹)، آنالیز آمونیاک در خاکستر، آنالیز کلر در زغال، آنالیز نمونه آسیا شده.

در حال حاضر اکثر روش‌هایی که برای پیش‌بینی رفتار خاکستر در هنگام احتراق و تأثیرات زیست-محیطی استفاده می‌شود، کارآمد نیستند. MTI از روش‌های پیشرفته‌ای برای به دست آوردن شرایط احتراق بهینه، شرایط بهره‌برداری و ترکیب دقیق مواد استفاده می‌کند که عبارتند از؛

پیمایش الکترونی کنترل شده کامپیوتری^۲، پیمایش میکروسکوپی الکترون SEM^۱، آنالیز ریخت-شناسی پیمایش میکروسکوپی الکترون^۲، پیمایش الکترونی تعداد نقاط میکروسکوپی^۳، تجزیه شیمیایی^۴، تست‌های Bench-scale رفتار خاکستر^۵ و اندازه‌گیری چسبندگی تفاله^۶.

^۱ - Microbeam Technologies Inc.

- Computer Controlled Scanning Electron Microscopy

مقادیر مربوط به زغال استاندارد در جداول زیر نشان داده شده است.

مقادیر استاندارد در زغال استاندارد (برای یک نمونه ۵۰ گرمی)

آنالیز کامل (بر اساس استاندارد شماره):

استاندارد VS۶-۰۰۶ VS۶-۰۱۶ VS۶-۰۲۶ VS۶-۰۳۶ VS۶-۰۴۶ VS۶-۰۵۶ VS۶-۰۶۶

آنالیز نهایی (پایه خشک) مقادیر کربن، هیدروژن و نیتروژن برحسب درصد بیان شده‌اند.

کربن %	کمتر از ۷۲	کمتر از ۷۲	کمتر از ۷۲	بیشتر از ۷۲	بیشتر از ۷۲	بیشتر از ۷۲
هیدروژن %	کمتر از ۴,۷۵	بیشتر از ۴,۷۵	بیشتر از ۴,۷۵	کمتر از ۴,۷۵	بیشتر از ۴,۷۵	بیشتر از ۴,۷۵
نیتروژن %	کمتر از ۱,۳	بیشتر از ۱,۳	بیشتر از ۱,۳	کمتر از ۱,۳	بیشتر از ۱,۳	بیشتر از ۱,۳

آنالیز تقریبی^۷ (پایه خشک)

خاکستر خشک %	۱۶/۹۸	۱۶/۷۱	۱۴/۵	۴/۸۸	۱۰/۳۲	۸/۱۲	۹/۲۷
ماده فرار خشک %	۳۱/۹۷	۳۵/۵۹	۳۳/۱۲	۱۸/۵۸	۱۹	۴۰/۳	۳۲/۱۷
کربن قطعی %	۵۰/۹۸	۴۷/۶۴	۵۲/۳۳	۷۶/۷	۷۰/۶۹	۵۱/۶۱	۵۸/۵۷
BTU/lb خشک	۱۲/۳۰۲	۱۲/۲۹۳	۱۲/۷۶۱	۱۴/۹۹۴	۱۴/۰۰۴	۱۳/۷۱۹	۱۳/۸۱۱
گوگرد خشک	۱/۶	۱/۴۱	۱/۵۶	۰/۶۵	۱/۸۲	۳/۲۳	۰/۶۱

آنالیز مواد معدنی خاکستر^۸ (بر پایه وزن مشتعل شده %)

دی اکسید سیلیکن SiO _۲	۵۶/۳۴	۵۵/۶۲	۵۴/۵۶	۳۳/۳۹	۴۸/۰۸	۴۱/۷۹	۶۰/۱۹
دی اکسید آلومینیوم Al _۲ O _۳	۲۴/۲۷	۲۷/۰۷	۲۷/۸۳	۲۰/۷۳	۲۸/۱۷	۲۰/۷۲	۲۶/۶۲
اکسید آهن Fe _۲ O _۳	۱۰/۰۱	۷/۹۶	۷/۵۲	۱۵/۲۲	۱۴/۷۹	۲۳/۹۲	۳/۰۶
اکسید منیزیم MgO	۰/۷۶	۱/۱۸	۰/۹۸	۱/۹۴	۰/۷۸	۰/۷۲	۰/۸۴
اکسید کلسیم CaO	۱/۰۷	۰/۸۱	۰/۷۴	۱۲/۳۶	۱/۶۶	۴/۱۵	۱/۰۳

- Scanning Electron Microscopy
- SEM Morphological Analysis
- Scanning Electron Microscopy Point Count
- Chemical Fractionation
- Bench-Scale Ash-Behavior Testing Equipment
- Slag Viscosity Measurements
- Proximate Analysis
- Mineral Analysis of Ash

۲/۵۷	۱/۶۲	۲/۲۱	۱/۵۱	۳/۷۹	۳/۵۶	۱/۹۶	اکسید پتاسیم K_2O
۰/۳۳	۰/۴۷	۰/۲۷	۰/۴۶	۰/۴۴	۰/۳۸	۰/۱۵	اکسید سدیم Na_2O
۱/۶۲	۱/۰۱	۱/۲۳	۱/۱۶	۱/۴۳	۱/۲	۱/۸۱	اکسید تیتانیوم TiO_2
۰/۰۱	۰/۰۴	۰/۰۲	۰/۰۷	۰/۰۱	۰/۰۲	۰/۰۴	اکسید منگنز MnO_2
۰/۰۸	۰/۴۳	۰/۳۷	۰/۱	۰/۰۹	۰/۱۲	۰/۱۶	پنتو اکسید فسفر P_2O_5
۱/۲	۴/۱۹	۱/۳۶	۱۱/۵۲	۰/۵۴	۰/۷۷	۱/۰۳	تری اکسید گوگرد SO_3

دمای ذوب خاکستر F^0 (کاهیدن)

۲/۷۶۲	۲/۰۱۹	۲/۴۲۱	۲/۱۵۶	۲/۶۲۲	۲/۶۰۴	۲/۴۸۲	دگرشکلی اولیه %
۲/۷۷۹	۲/۰۸۴	۲/۵۳۴	۲/۲۶۴	۲/۷۰۵	۲/۶۷۹	۲/۵۹۳	نرم شدگی
۲/۷۸۵	۲/۱۵۸	۲/۵۸۲	۲/۳۱۵	۲/۷۴۸	۲/۷۲۸	۲/۶۲۷	نیم کره‌ای شدن
۲/۷۸۶	۲/۲۸۳	۲/۶۸	۲/۳۸۳	۲/۷۶۸	۲/۷۷۱	۲/۷۱	سیال

۲-۱. ضرایب وزنی w_i

در روش روش رتبه‌بندی پیشامدها و بررسی $N-1$ که برای برنامه-ریزی انتقال مطرح شد، شاخص

PI به صورت زیر تعریف شد؛

$$PI = \sum_{i=1}^L \alpha_i w_i \left(\frac{P_i}{\bar{P}_i} \right)^2$$

که P_i توان حقیقی شاخه i ، \bar{P}_i ظرفیت شاخه i ، α_i تعداد خطوط موازی شاخه i ، w_i ضریب وزنی خط

i که منعکس کننده تأثیر یک خطاست و L تعداد شاخه‌های شبکه می‌باشد. با توجه به مقاله زیر؛

T. A. Mikolinnas, B. F. Wollenberg, "An advanced contingency selection algorithm", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-1۰۰, No. ۲, pp. ۶۰۸-۶۱۷, Feb. ۱۹۸۱.

w_i ها ضرایب وزنی و اعداد ثابتی هستند که بسته به اهمیت خطوط و با توجه به شناخت طراح از شبکه

موجود وارد می‌شوند. در واقع بزرگ بودن ضریب w_i نشان می‌دهد در اثر خروج خط i ام احتمال

ناپایداری یا گسستگی و یا اضافه بار دیگر خطوط بال است. حداقل شدن این شاخص به دنبال رسیدن به شبکه‌ای است که در اثر وقوع پیشامدهای مختلف توان انتقالی خطوط آن از حد مجازشان بیشتر نمی‌-

$$w_i = \frac{\bar{P}_i \left(\frac{d^2(PI)}{dP_i^2} \Big|_{P_{i0}} \right)}{2! \alpha_i}$$

شود. این روش براساس همان بسط تیلور است و لذا این ضرایب در رابطه

صدق می‌کنند. با توجه به این رابطه برای محاسبه w_i ها به صورت بازگشتی باید عمل شود.

ابتدا برای تمام خطوط ضرایب وزنی را یک فرض می‌کنیم، البته می‌توان ضرایب وزنی خطوط کم اهمیت‌تر و مهمتر را بسته به صلاحدید طراح کمتر و بیشتر کرد. سپس طراحی با توجه به روابطی که طی یک مثال در توضیح این روش ارائه شد، برای تعیین شبکه انتقال انجام می‌شود. وقتی شبکه انتقال به دست آمد به ازای بارها و تولیدات مورد نظر پخش بار انجام می‌شود و شاخص واقعی PI محاسبه می‌-

شود و از آنجا $\frac{d^2(PI)}{dP_i^2} \Big|_{P_{i0}}$ برای هر خط محاسبه می‌شود. حال با قراردادن این مقدار در رابطه

$$w_i = \frac{\bar{P}_i \left(\frac{d^2(PI)}{dP_i^2} \Big|_{P_{i0}} \right)}{2! \alpha_i}$$

مقادیر جدید w_i ها محاسبه می‌شوند. مجدداً طراحی جدید براساس ضرایب

وزنی اصلاح شده به دست می‌آید. این روش تا جایی که اندازه PI تغییر زیادی نکند به دست می‌آید.

زمانی که مقدار PI در یک باند تلورانس معقول ثابت ماند، شبکه بهینه انتقال براساس این شاخص به

دست آمده است.

پیوست

نحوه تأثیر برنامه‌های DSM در برنامه‌ریزی تولید

پیش نیاز اصلی برنامه‌ریزی تولید در افق‌های زمانی گوناگون، پیش‌بینی بار آتی شبکه است. به دلیل وجود رفتار تصادفی بار، همواره مقداری خطا در پیش‌بینی بار وجود دارد ولیکن این خطا نباید از حد معقولی بیشتر باشد. از سوی دیگر برنامه‌های توسعه شبکه و ظرفیت نیروگاه‌ها براساس پیش‌بینی حداکثر بار هم‌زمان برای دوره‌های برنامه‌ریزی تدوین می‌شود. بنابراین پیش‌بینی بار می‌تواند مبنای توسعه و بهره‌برداری بهینه از نیروگاه‌ها و شبکه برق‌رسانی جهت تأمین انرژی الکتریکی مطمئن مورد نیاز مصرف‌کنندگان به اقتصادی‌ترین وجه ممکن در شرایط شبکه باشد و هرگونه پیش‌بینی همراه با گشاده‌دستی موجب سرمایه‌گذاری اضافی و بلااستفاده ماندن تأسیسات می‌شود. برعکس پیش‌بینی کم‌تر از نیاز واقعی، شبکه را با کمبود تولید و صدمه به تجهیزات بر اثر بار اضافی و افزایش خاموشی‌ها مواجه می‌کند.

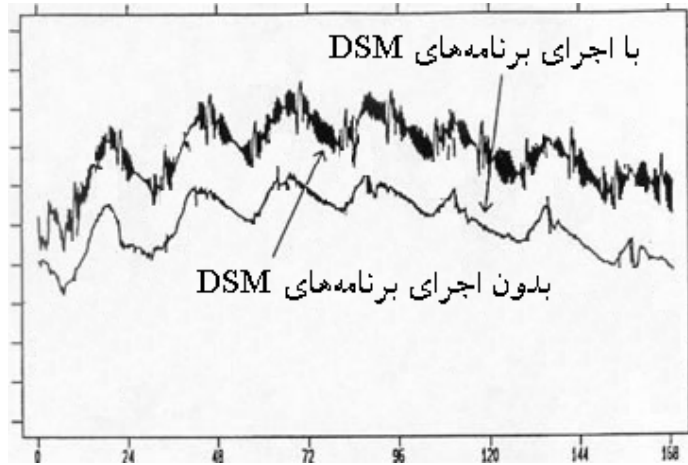
در هر شبکه الکتریکی دو بخش منبع و تقاضا وجود دارد. برنامه‌ریزی با توجه به مدیریت بخش منبع به معنای تأمین نیازهای سمت تقاضا به نحو مطلوب بدون توجه به صحیح یا غیرصحیح بودن نحوه مصرف برق است. بنابراین تنها با بهینه کردن شاخص‌های برق در سمت تولید نمی‌توان به یک شبکه انرژی الکتریکی بهینه رسید. لذا لازم است تا سمت مصرف نیز بهینه شود. از طرفی بهینه نمودن میزان بار و پروفیل آن کم هزینه‌تر و عملی‌تر از تأمین آنها از سوی منبع است. لذا با اعمال مدیریت مصرف در

بخش‌های مختلف اعم از تجاری، خانگی، کشاورزی و صنعتی ضریب بار به سمت بهینه متمایل می‌شود. در بخش صنعتی شیفت مصارف قابل جابه‌جایی از زمان پیک بار به زمان کم مصرف در منحنی متوسط مصرف صنایع بزرگ حائز اهمیت است. این کار علاوه بر کاهش سرمایه‌گذاری لازم برای احداث تأسیسات تولید و انتقال باعث استفاده بهینه از تأسیسات موجود شده، ضمن آنکه قیمت تعرفه پیک به مراتب گرانتر و مدیریت بار سود مناسبی را عاید مصرف‌کنندگان می‌کند.

تأثیر نهایی DSM روی میزان بار پیک و پروفیل بار است که می‌تواند در برآورد بار تأثیر گذاشته و بالطبع در برنامه‌ریزی تولید و انتقال نیز تأثیرگذار باشد. برنامه DSM تایلند در بخش‌های روشنایی، یخچال‌ها و مطبوع‌سازهای هوا، موتورهای الکتریکی پربازده، پمپ‌های آب کشاورزی پربازده و تعرفه-های جدید برق اجرا شد.

جایگزینی هریک از بخش‌هایی که در برنامه‌های DSM نیز مطرح شد (مانند جایگزینی لامپ‌های کم مصرف، موتورها و پمپ‌های پربازده، یخچال‌ها و مطبوع‌سازهای هوا و کتورهای چندتعرفه و سایر مواردی که در گزارش ذکر شد) مستلزم صرف هزینه هستند. بنابراین تأثیر برنامه‌های DSM در کاهش میزان پیک بار و نیز تأثیر آن در شکل منحنی بار و پروفیل بار است.

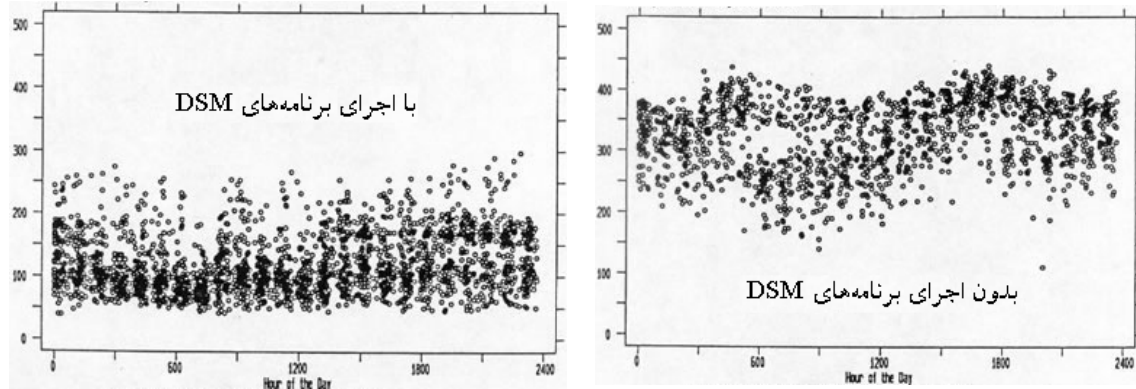
به عنوان مثال تأثیر برنامه DSM در منحنی بار مصرفی پنکه‌ها از ۷ صبح تا ۷ شب در یک هفته نمونه (از ۶ تا ۱۲ ژوئای ۲۰۰۵) در شکل الف نشان داده شده است.



شکل الف- مقایسه بار مصرفی پنکه‌ها در یک هفته نمونه

همچنین تأثیر برنامه‌های DSM در منحنی بار مصرفی یخچال‌ها در ساعات ۱۰۰ روز در شکل ب

نشان داده شده است.



شکل ب- تأثیر برنامه‌های DSM در بار مصرفی یخچال‌ها پنکه‌ها برای ساعات ۱۰۰ روز

برای اطلاعات بیشتر در مورد مدل‌سازی DSM مرجع زیر را ببینید.

Decision Analysis Corporation of Virginia and ICF Resources Inc., "Model documentation load and demand side management submodule", prepared for *Energy Information Administration*.