فصل‌نامه‌ی مطالعات اقتصاد انرژی/ سال پنجم / شماره ۱۹/ زمستان ۱۳۸۷/ صفحات ۲۰۲ - ۱۶۳

تدوین سیستم انرژی مرجع و توسعه‌ی مدل برنامه‌ریزی انرژی الکتریکی کشور

علی صفاریان

کارشناس ارشد مهندسی برق دانشگاه صنتی امیرکبیر ali.safarian@gmail.com

مرتضی محمدی اردهالی

دانشیار دانشکده‌ی مهندسی برق دانشگاه صنتی امیرکبیر ardehali@aut.ac.ir

تاریخ دریافت: ۸۷/۱۰/۹ تاریخ پذیرش: ۸۸/۶/۱۰

چکیده

مصرف انرژی یکی از معیارهای مناسب برای تعیین سطح پیشرفت و کیفیت زندگی در یک کشور است. تداوم عرضه‌ی انرژی و امکان دسترسی بلندمدت به منابع، نیازمند یک برنامه‌ریزی جامع انرژی و به همین دلیل برنامه‌ریزی انرژی از ضرورت‌های غیر قابل انکار اقتصادی، ملی و استراتژیک محسوب می‌شود. هدف اصلی این تحقیق تهیه‌ی مدل برنامه‌ریزی انرژی، با در نظر گرفتن منابع انرژی تجدیدناپذیر و تجدیدپذیر و محدودیت‌های زیست محیطی در کشور ایران است.

به منظور دست‌یابی به هدف، مدل‌سازی ماتریسی سیستم انرژی مورد بررسی قرار گرفته و با استفاده از ترازنامه‌ی انرژی ایران در سال مرجع برنامه‌ریزی مدل سیستم انرژی کشور تدوین شده است. تشکیل سیستم انرژی بستری را فراهم کرده است که به کمک آن می‌توان سناریوهای مختلف در زمینه‌های تغییر شکل الگوی مصرف، اعمال برنامه‌های بهبود بازدهی انرژی، جایگزینی استفاده از حامل‌های مختلف انرژی، تغییر ترکیب تکنولوژی‌های واسطه‌ای، کاهش تلفات انتقال و توزیع انرژی و میزان واردات و صادرات حامل‌ها را شبیه‌سازی کرد. در ادامه، برنامه‌ریزی انرژی الکتریکی و یکپارچه کردن گزینه‌ها در سمت عرضه و تقاضا و چگونگی ترکیب تولید و توسعه‌ی شبکه‌ی برق مورد بررسی قرارگرفته است. مدل تهیه شده با کسب اطلاعات مورد نیاز از شکل مصرف نهایی، میزان انرژی الکتریکی مورد نیاز کشور، ترکیب سوخت ورودی به نیروگاه‌ها و موارد دیگر، ترکیب بهینه‌ی تولید و چگونگی توسعه‌ی شبکه را با حداقل هزینه و با در نظر گرفتن محدودیت‌های انتشار آلاینده‌ها و ارضای تقاضا، محاسبه می‌کند. تابع هدف تعریف شده در برگیرنده‌ی هزینه‌ی کل تبدیل انرژی اولیه به انرژی الکتریکی در طول دوره‌ی مورد مطالعه است، که شامل هزینه‌ی سرمایه‌گذاری نیروگاه‌های جدید نصب شده، هزینه‌های ثابت و متغیر نیروگاه‌های موجود و نیروگاه‌های جدید، هزینه‌های اضافی (خارجی) ناشی از عملکرد و بهره برداری از نیروگاه‌ها و هزینه‌های اعمال برنامه‌های مدیریت مصرف است. قیود یا محدودیت‌های اعمال شده برای این بهینه‌سازی، در برگیرنده‌ی محدودیت زمان لازم برای ساخت هر نیروگاه، ارضای تقاضای الکتریکی، محدودیت‌های عملکردی نیروگاه‌ها، محدودیت پتانسیل منابع تجدید پذیر و اعمال برنامه‌های مدیریت مصرف، محدودیت مصرف حامل‌های انرژی و محدودیت‌های زیست محیطی هستند. برای حل مسأله‌ی بهینه‌سازی فوق از روش برنامه‌ریزی خطی استفاده شده است.

طبقه‌بندی JEL : Q58 ,Q51,Q43, C63, C53

کلید واژه: سیستم انرژی مرجع، مدل (روش) مصرف نهایی، برنامه‌ریزی انرژی، مدیریت مصرف، برنامه‌ریزی خطی، محدودیت‌های زیست محیطی

Archive of SID

www.SID.ir

۱- مقدمه

برنامه‌ریزی انرژی به سیاست‌های یک‌پارچه‌ای اطلاق می‌شود که هم شرایط عرضه‌ی مناسب انرژی و هم تأثیر چگونگی تولید و تبدیل انرژی را در به حداقل رساندن خسارت‌های زیست محیطی، در نظر بگیرد. برنامه‌ریزی انرژی یک چشم انداز و مرجع را برای سیستم انرژی منظور می‌کند و حفظ تعادل عرضه و تقاضای انرژی در این چشم‌انداز را مد نظر قرار می‌دهد.

در سال‌های اخیر، به دلایل زیست محیطی و آشکار شدن مضرات ناشی از احتراق سوخت‌های فسیلی و تأثیرات منفی آن‌ها بر روی چرخه‌های اکولوژیکی و هم‌چنین رو به پایان بودن سوخت‌های فسیلی، انگیزه‌ی استفاده از منابع انرژی تجدیدپذیر و غیرآلاینده‌ی محیط زیست نظیر باد، خورشید، آب‌های جاری و غیره، افزایش و از این رو در برنامه‌ریزی انرژی استفاده از منابع تجدیدپذیر اهمیت ویژه‌ای یافته است.[۱]

برنامه‌ریزی انرژی به طور سنتی، نقش عمده‌ای را در تعیین چهارچوب برای ساختار بخش انرژی ایفا می‌کرد. اما در دو دهه‌ی اخیر کشورهای زیادی دچار تجدید ساختار سیستم انرژی شدند و درنتیجه نقش برنامه‌ریزی انرژی کاهش یافت و تصمیم‌گیری در این زمینه تا حد زیادی به بازار واگذار و این امر سبب افزایش رقابت‌ها در بخش انرژی شد.

اکنون به نظر می‌رسد که تمرکز بیش از مسایل اقتصادی و کاهش هزینه‌ها، به‌سمت آسیب‌های زیست محیطی ناشی از تولید و مصرف انرژی، به‌ویژه عملکرد آن‌ها در تغییر آب و هوای جهانی که تا حد زیادی بر اثر انتشار گازهای گلخانه‌ای ازسیستم جهانی انرژی می‌باشد، معطوف است. امروزه بسیاری از کشورهای عضو OECD و ایالت‌های آمریکا هدف خود بر کاهش انتشار CO_2 و دیگر آلاینده‌ها متمرکز کرده‌اند. در راستای این هدف، بار دیگر برنامه‌ریزی انرژی متمرکز و یک‌پارچه اهمیت فزاینده‌ای یافته است.[۲]

در مرکز فرایند برنامه‌ریزی، تحلیل‌های کلان اقتصادی مبتنی بر تدوین و تحلیل توازن عرضه و تقاضای انرژی و تعریف ارتباط آن با برنامه‌ریزی کلی اقتصاد کشور قرار دارد، که دربرگیرنده‌ی موارد ذیل است:

1 - http://en.wikipedia.org/wiki/Energy_planning , www.iea.org
2 - http://en.wikipedia.org/wiki/Energy_planning

Archive of SID

www.SID.ir

- حفظ تعادل عرضه و تقاضای انرژی
- تعریف و تدوین سیستم انرژی مرجع
- ارائه‌ی مدل‌های اقتصاد انرژی

تدوین و مدل‌سازی موارد ذکر شده، تا حد زیادی وابسته به اطلاعات گسترده در زمینه‌ی منابع عرضه‌ی انرژی، مصرف انرژی و تکنولوژی‌های واسطه‌ای تبدیل انرژی است.

آگاهی از میزان دسترسی، هزینه‌ی سرمایه‌گذاری، استخراج و عرضه‌ی منابع اولیه‌ی انرژی، تفکیک مصارف نهایی انرژی بر حسب حامل‌های مختلف (انرژی الکتریکی، سوخت‌های فسیلی و ...)، پیش‌بینی و مدل‌سازی الگوی مصرف و نیز اطلاعاتی درباره‌ی تکنولوژی‌های تبدیل انرژی (هزینه‌های سرمایه‌گذاری، تعمیر و نگهداری، هزینه‌های متغیر بهره‌برداری و هم‌چنین اطلاعات فنی مانند بازدهی، ضریب ظرفیت، سطح انتشار آلاینده‌ها و ...)، پیش‌شرط‌های لازم برای تشکیل سیستم انرژی مرجع‌اند.

سیستم انرژی مرجع، چارچوبی برای نمایش زنجیره‌ی انرژی است که از منابع اولیه آغاز می‌شود و با گذر از بخش‌های میانی تبدیل، نظیر پالایش و تولید انرژی الکتریکی و حرارت، به بخش مصرف نهایی می‌رسد.

صرف‌نظر از روش مورد استفاده، برنامه‌ریزی انرژی مستلزم مطالعه اولیه تفصیلی سیستم انرژی است. کورمیو[1] (۲۰۰۳)، که برنامه‌ریزی انرژی به روش سنتی محسوب می‌شود، یک مدل بهینه‌سازی برنامه‌ریزی خطی درمنطقه‌ای در جنوب ایتالیا بر پایه‌ی مدل بهینه‌سازی جریان انرژی[2] اتخاذ شده، که شامل جزئیات استحصال انرژی از منابع اولیه‌ی انرژی، تولید برق و حرارت، بخش انتقال و بخش مصرف نهایی است.

امروزه تغییرات ساختاری در قانون‌گذاری و سازمان‌دهی صنعت برق، موجب شده است تا شرکت‌های عرضه‌کننده‌ی انرژی الکتریکی به دنبال راهکارهایی برای برنامه‌ریزی و بهره برداری پربازده و مؤثر باشند. در حقیقت هدف اصلی برنامه‌ریزی انرژی الکتریکی مدرن، تدوین مدل‌های توسعه‌ی شبکه‌ی الکتریکی و یکپارچه کردن گزینه‌ها در سمت عرضه و تقاضاست.

1 - Cormio.
1- Energy European Communities Flow Optimization Model (efom).

Archive of SID

www.SID.ir

مطابق تعریف هوگ وهابس[۱](۱۹۹۳)، برنامه‌ریزی یکپارچه‌ی منابع انرژی[۲]، «فرآیند یافتن ترکیب بهینه‌ی منابع عرضه و تعدیل مصرف در سمت تقاضا به منظور برآورده کردن نیازهای انرژی در سطح یک منطقه یا کشور است». به تعبیر دیگر، برآیند برنامه‌ریزی انرژی که به منظور برآورده کردن تقاضای پیش‌بینی شده، هم گزینه‌های سمت عرضه و هم گزینه‌های سمت تقاضا را در نظر بگیرد، برنامه‌ریزی یکپارچه‌ی منابع انرژی نامیده می‌شود (کریت[۳]، ۱۹۹۳).

هابس (۱۹۹۵)، هم‌چنین یک برنامه‌ریزی خطی Integer را به منظور یک‌پارچه کردن برنامه‌های مدیریت مصرف[٤] و منابع تولید، تدوین کرده است.

هابس وکنتللا[٥](۱۹۹۵)، یک مدل سازی از IRP را با در نظر گرفتن اثرات زیست محیطی تولید انرژی الکتریکی ارائه کرده است. هرست و گلدمن[٦] (۱۹۹۱)، نشان داده‌اند که چگونه می‌توان ضرایب و عوامل زیست محیطی را در یک برنامه‌ی IRP وارد کرد.

تمایز و برتری اصلی IRP نسبت به روش‌های سنتی برنامه‌ریزی توسعه‌ی شبکه‌ی الکتریکی، در نظر گرفتن برنامه‌های مدیریت مصرف است. در برنامه‌ریزی به روش سنتی، همه‌ی تقاضا باید توسط منابع عرضه‌ی انرژی الکتریکی برآورده شود و هیچ کمبودی قابل قبول نیست، اما در IRP فرض می‌شود که می‌توان کمبود تولید را از طریق برنامه‌های مدیریت مصرف جبران کرد (وانگ و مین[۷]، ۱۹۹۸) به طوری‌که در بسیاری از فرآیندهای IRP، اعمال برنامه‌های مدیریت مصرف می‌تواند سهم بزرگی در تأمین تقاضا ایفا کند.

به منظور غربال تعداد زیاد گزینه‌های DSM و تعیین گزینه‌هایی که قابلیت تحقق بیش‌تری دارند، معمولاً از روش «هزینه‌ی صرفه‌جویی شده»[۸] استفاده می‌شود که ارزش ارزش هر یک از برنامه‌های مدیریت مصرف را برای سیستم انرژی تخمین می‌زند (بوش و اِتو[۹]، ۱۹۹۶).

2- Hoog & Hobbs.
3- Integrated resource planning (IRP).
3 - Kreith.
2 -Demand-side management (DSM).
3- Contlella.
4- Hirst & Goldman.
7- Wang & Min.
6- Avoided cost.
9 - Busch & Eto.

Archive of SID

www.SID.ir

بهینه‌سازی برنامه‌ریزی افقی دوبار انجام می‌پذیرد، یک بار با توجه به بار الکتریکی پیش‌بینی شده در حالت پایه و بار دیگر با منحنی بار مورد انتظار، در صورت اجرای برنامه‌های مدیریت مصرف، هزینه‌ی صرفه‌جویی شده برابر با تفاضل هزینه‌های تولید انرژی و ایجاد ظرفیت تولید توان در دو حالت ذکر شده خواهد بود (مالیک[1]، ۲۰۰۱). در در کشورهای در حال توسعه مطالعات متعددی با محور مدیریت مصرف انجام گرفته است(آتیکول[2]، ۲۰۰۴) ، که از آن جمله می‌توان به بررسی تأثیر اصلاح ضریب توان، برنامه‌های بهبود بازدهی روشنایی و تهویه‌ی مطبوع، ممیزی انرژی، استفاده از موتورهای دارای کنتور هوشمند و ...، در بخش‌های مصرف کننده‌ی نهایی در کشورهای قبرس، نپال(یانگ[3]، ۲۰۰۶)، و سریلانکا اشاره کرد.[4]

مدل تهیه شده در تحقیق حاضر، با کسب اطلاعات مورد نیاز از شکل مصرف نهایی، میزان انرژی الکتریکی مورد نیاز کشور، ترکیب سوخت ورودی به نیروگاه‌ها، هزینه و پتانسیل اعمال برنامه‌های مدیریت مصرف، ترکیب بهینه‌ی تولید و چگونگی توسعه‌ی شبکه را با حداقل هزینه و با در نظر گرفتن محدودیت‌های انتشار آلاینده‌ها و ارضای تقاضا، محاسبه می‌کند.

در ادامه در بخش ۲، سیستم انرژی مرجع و کاربرد آن در برنامه‌ریزی انرژی تشریح شده، بخش ۳، اصول برنامه‌ریزی تولید انرژی الکتریکی ارائه گردیده، بخش ۴، توسعه مدل، بخش ۵، مطالعه‌ی موردی و ارائه‌ی نتایج و بخش ۶ که شامل نتیجه گیری و پیشنهادات است، پایان بخش مقاله می باشد.

۲- تشریح سیستم انرژی مرجع و کاربرد آن در برنامه‌ریزی انرژی

روش‌های متعددی برای تشکیل سیستم انرژی مرجع وجود دارد. ساده‌ترین روش، انجام دستی محاسبات است، اما از آن‌جا که یکی از کاربردهای سیستم انرژی مرجع مطالعه‌ی اثر تغییرات ساختار تقاضا، بر بخش عرضه است. هم‌چنین در شبکه‌های بزرگ

1 - Malik.
2 - Atikol.
3 - Yang.
4 -"World Bank. Project Appraisal Document for Energy Services". Delivery Project Report No. 16063-CE. Energy and Project Finance Division Country Department, 1 South Asia egion, Washington, DC, February 1997 and "World Bank. Greenhouse gas mitigation options in the Sri Lanka power sector". Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP). Washington, DC, February 2003.

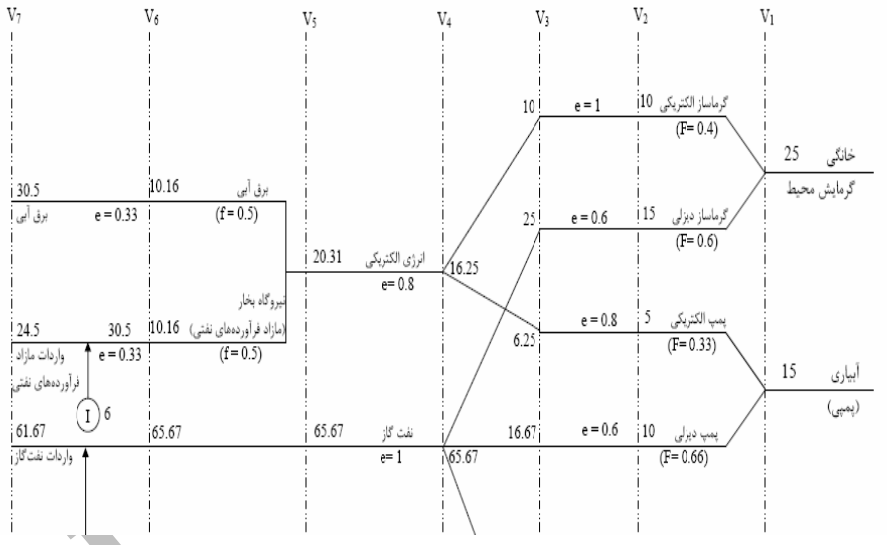
Archive of SID

www.SID.ir

انجام محاسبات دوباره بسیار سنگین و خسته کننده است و در نتیجه تشکیل چنین شبکه‌هایی با کامپیوتر، مطلوب به نظر می‌رسد.

پس از تدوین و گسترش مفهوم سیستم انرژی مرجع در آزمایشگاه ملی بروخاون[1] در سال ۱۹۷۰، شبیه ساز سیستم انرژی توسعه یافت. ایده‌ی اصلی فرمول‌بندی ماتریسی، ایجاد برش‌های عمودی در سیستم انرژی مطابق شکل(۱) است.

هر گره (تقاطع) در این برش‌های عمودی به عنوان یک بردار در نظر گرفته می‌شود. هر کدام از این بردارها به صورت افقی از یک برش به برش دیگر به‌وسیله‌ی ماتریسی، که عناصر آن بیانگر ضریب تخصیص یا بازدهی می‌باشند، ارتباط داده می‌شود. ارتباط بین گره‌ها در سیستم انرژی مرجع توسط این ماتریس‌ها توصیف می‌شود.



شکل ۱- مثالی از یک سیستم انرژی مرجع نمونه

دراین قسمت، فرمول‌بندی ماتریسی سیستم انرژی برای کشور ایران ارائه می‌شود، مقادیر ماتریس‌ها با استفاده از تراز نامه‌ی انرژی ایران در سال ۱۳۸۴ (سال صفر

1- Brookhaven.

www.SID.ir

برنامه‌ریزی) جمع آوری شده‌اند[1] و روابط حاکم بر این ماتریس‌ها به شرح معادله ۱ می‌باشد:

$$V_{۲} = T_{۱,۲} \times V_{۱} \qquad (۱)$$

$$۱۶\times۱ \quad ۱۶\times۶ \quad ۶\times۱$$

که در آن:

V_1 : مصرف نهایی بر حسب بخش‌های مختلف مصرف (mboe)،

$T_{1,2}$: تبدیل کننده‌ی بخش‌های مصرف به حامل‌ها

V_2 : مصرف نهایی بر حسب حامل‌های مختلف (mboe)،

نفت خام		0		0	0	0	0	0	0					
گاز مایع		25.2		0.051	0.013	0.010	0	0	0					
نفت کوره		52.7		0.023	0.212	0.014	0	0	0					
نفت گاز		153.7		0.055	0.087	0.363	0. 689	0	0					
نفت سفید		57.3		0.141	0.002	0	0.018	0	0					
بنزین		146.9		0.002	0.002	0.573	0.003	0	0					
سوخت هواپیما		7.9		0	0	0.031	0	0	0					
سایر فرآورده‌ها	=	34.3	=	0	0	0	0	0	0.402	×				
گاز طبیعی		367.8		0.564	0.521	0.007	0	0	0.497					
گاز کک		3.9		0	0.021	0	0	0	0					
زغال سنگ		8.7		0.0003	0	0	0	0	0.101					
سوخت‌های غیر تجاری		25.4		0.064	0	0	0	0	0					
برق آبی		0		0	0	0	0	0	0					
باد و خورشید		0		0	0	0	0	0	0					
برق		79.7		0.102	0.142	0.0004	0.290	1	0					
هسته ای		0		0	0	0	0	0	0					
	۱۶×۱			خانگی تجاری و	صنعت	حمل و نقل	کشاورزی	سایر	غیر انرژی	۱۶×۶				

خانگی تجاری و عمومی		399.9
صنعت		188.2
حمل و نقل		254.3
کشاورزی	=	33.4
سایر		2.5
غیر انرژی	۶×۱	85.3

$$V_{۳} = T_{۲,۳} \times V_{۲} \qquad (۱)$$

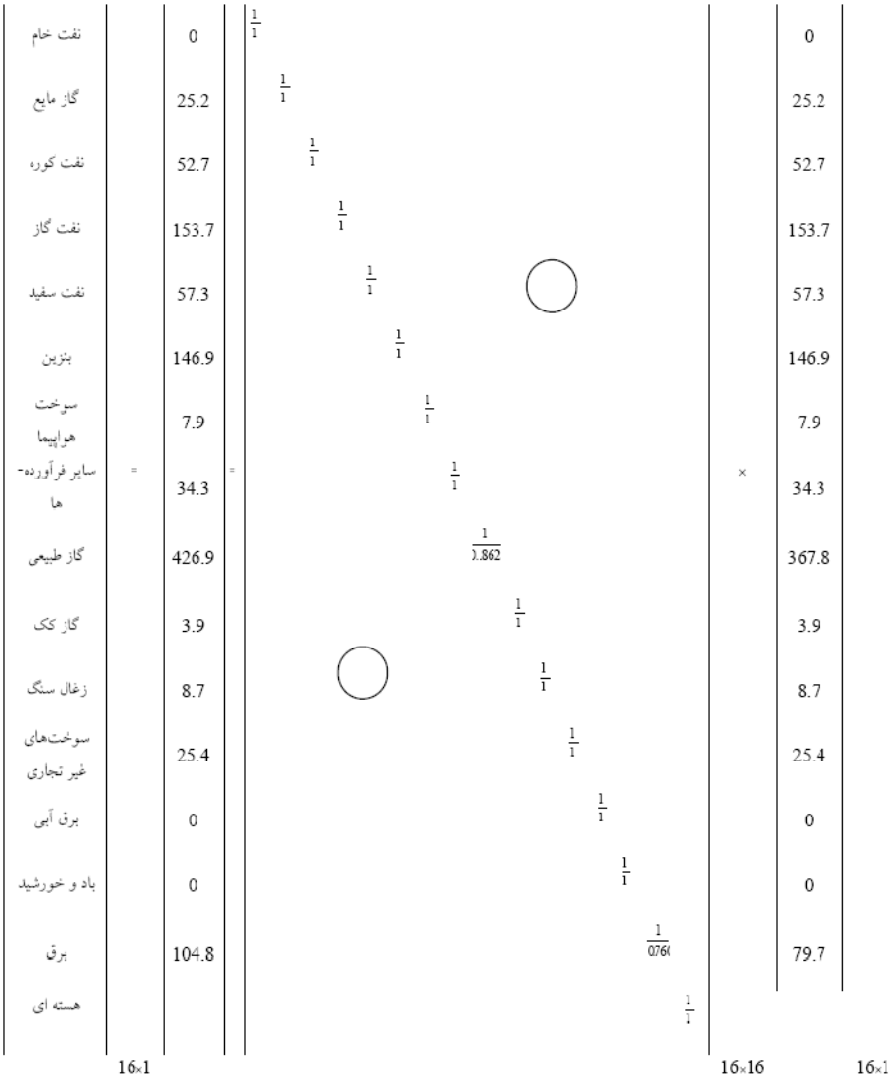
$$۱۶\times۱ \quad ۱۶\times۱۶ \quad ۱۶\times۱$$

۱- "ترازنامه انرژی سال ۱۳۸۴". معاونت امور برق و انرژی، دفتر برنامه ریزی کلان برق و انرژی.

www.SID.ir

که در آن:

V_3 مصرف نهایی بر حسب حامل‌های مختلف با در نظر گرفتن تلفات انتقال و توزیع و مصارف بخش انرژی (mboe) و$T_{2,3}$ ماتریس بازدهی انتقال و توزیع و مصارف بخش انرژی است.



www.SID.ir

تولید انرژی الکتریکی به روش زیر شبیه سازی شده است:

$$V_{e_{۲}} = T_{e_{۱,۲}} \times V_{e_{۱}} \quad (۳)$$

$_{۷\times۱} \quad _{۷\times۱} \quad _{۱\times۱}$

که در آن:

V_{e1}: کل انرژی الکتریکی تولیدی (mboe)،

$T_{e1,2}$: ماتریس تفکیک تولید انرژی الکتریکی توسط نیروگاه‌های مختلف

V_{e2}: تولید انرژی الکتریکی به‌وسیله‌ی نیروگاه‌های مختلف (mboe)،

نیروگاه بخاری		55.3		0.526			
نیروگاه گازی		18.6		0.177			
نیروگاه سیکل ترکیبی	=	21.7	=	0.206	×	105.2	
نیروگاه دیزلی		0.12		0.001			
نیروگاه آبی		9.5		0.090			1×1
تجدید پذیر		0.04		0.0004			
هسته ای		0		0			
			1×7		1×7		

مقدار V_{e1} برابر با درایه‌ی پانزدهم ماتریس V_3 است. (انرژی الکتریکی تولیدی برابر با انرزی الکتریکی مصرفی، به‌علاوه‌ی تلفات انتقال و توزیع در نظر گرفته شده است.)

$$V_{e_{۳}} = T_{e_{۲,۳}} \times V_{e_{۲}} \quad (۴)$$

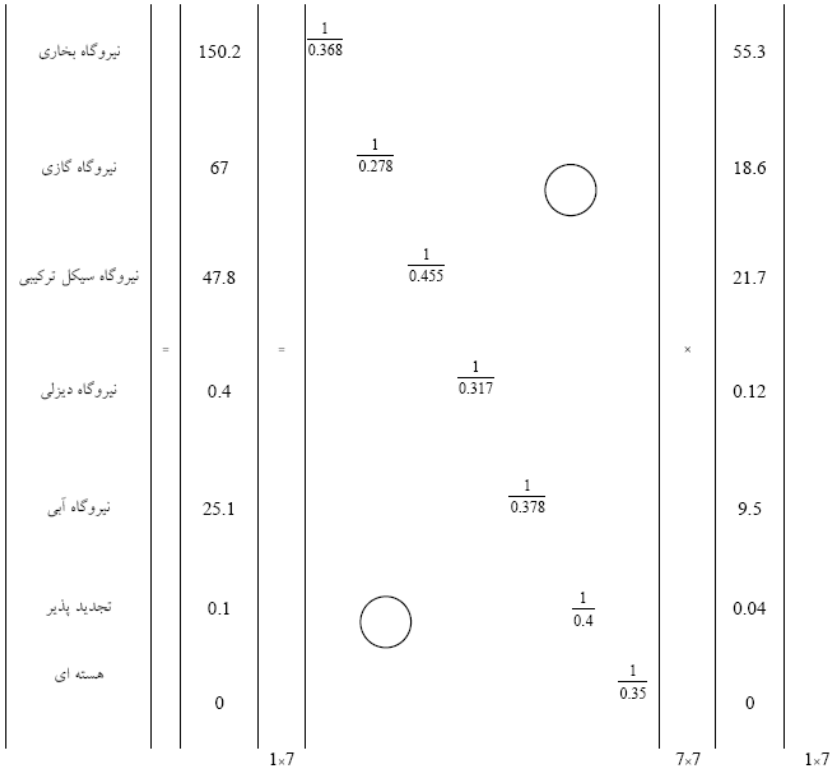
$_{۷\times۱} \quad _{۷\times۷} \quad _{۷\times۱}$

www.SID.ir

که در آن:

V_{e3} : سوخت ورودی به نیروگاه‌ها (mboe) و

$T_{e2,3}$: بازدهی نیروگاه‌ها (درصد) می‌باشد.



هم‌چنین برای محاسبه‌ی حامل‌های تولید کننده‌ی انرژی الکتریکی از رابطـه‌ی زیـر استفاده می‌شود:

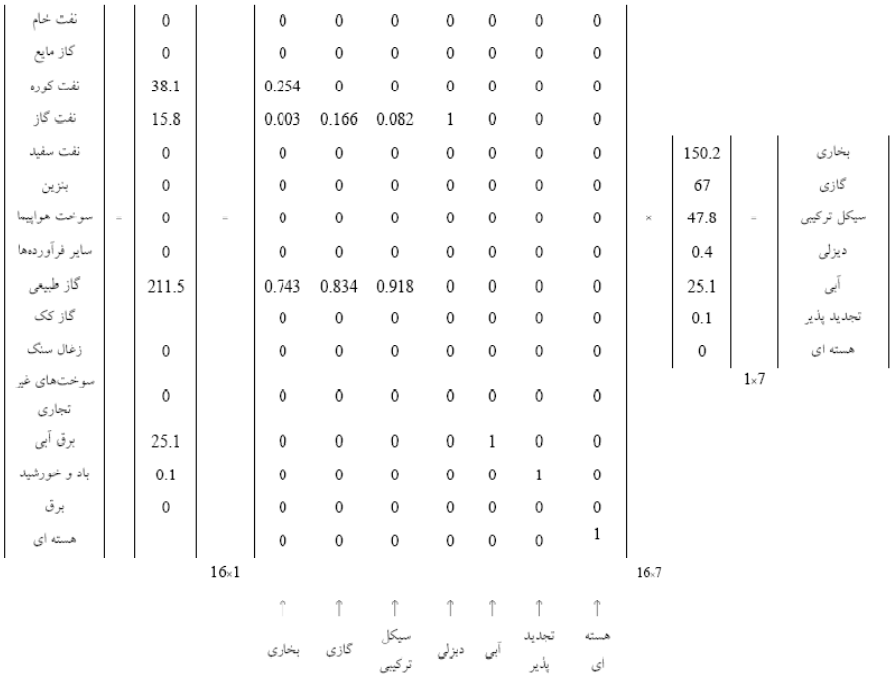
$$V_{e_4}{}_{16\times1} = T_{e_{3,4}}{}_{16\times7} \times V_{e_3}{}_{7\times1} \qquad (۵)$$

که درآن:

V_{e4}: حامل‌های تولید کننده‌ی انرژی الکتریکی (mboe)

$T_{e3,4}$: تفکیک سوخت ورودی به نیروگاه‌ها به حامل‌های مختلف

www.SID.ir



پس از شبیه سازی فرآیند تولید انرژی الکتریکی، نیاز به حامل‌های مختلف با در نظر گرفتن تولید انرژی الکتریکی از طریق رابطه‌ی زیر محاسبه می‌شود:

$$V_{۴}\ =V_{۳}\ +V_{e۴}\ -V_{e} \qquad (۶)$$

$$۱۶\times۱ \quad ۱۶\times۱ \quad ۱۶\times۱ \quad ۱۶\times۱$$

که در آن:

V_4: نیاز به حامل‌های مختلف با در نظر گرفتن تلفات انتقال و توزیع و مصارف بخش انرژی و تولید انرژی الکتریکی (mboe)

V_e: انرژی الکتریکی تولیدی (یک ماتریس 15×1 است که پانزده درایه‌ی اول آن صفر و درایه‌ی شانزدهم آن برابر با V_{e1} است) (mboe)

Archive

www.SID.ir

نفت خام		0		0		0		0							
گاز مایع		25.2		25.2		0		0							
نفت کوره		90.8		52.7		38.1		0							
نفت گاز		169.5		153.7		15.8		0							
نفت سفید		57.3		57.3		0		0							
بنزین		146.9		146.9		0		0							
سوخت هواپیما	=	7.9	=	7.9	+	0	-	0							
سایر فرآورده‌ها		34.3		34.3		0		0							
گاز طبیعی		638.5		426.9		211.5		0							
گاز کک		3.9		3.9		0		0							
زغال سنگ		8.7		8.7		0		0							
سوخت‌های غیر تجاری		25.4		25.4		0		0							
برق آبی		25.1		0		25.1		0							
باد و خورشید		0.1		0		0.1		0							
برق		0		105.2		0		105.2							
هسته ای		0		0		0		0							
				۱×۱۶		۱×۱۶		۱×۱۶		۱×۱۶					

بخشی از این حامل‌ها از فرآیند پالایش حاصل می‌شوند، بنابراین لازم است پـالایش نفت خام نیز شبیه سازی شود:

$$V_{p_{۲}} = T_p \times V_{p_{۱}} \qquad (۷)$$

$$۱۶\times۱ \quad ۱۶\times۱ \quad ۱\times۱$$

که در آن:

V_{p1} : حداکثر ظرفیت پالایشگاه‌ها (mboe)

T_p : سهم هر یک از فرآورده‌های تولیدی از پالایش نفت خام (درصد)

V_{p2} : حامل‌های تولید شده توسط پالایش (mboe)

Archive

www.SID.ir

نفت خام		0		0				
گاز مایع		18.8		0.032				
نفت کوره		172.1		0.293				
نفت گاز		172		0.293				
نفت سفید		58		0.099				
بنزین		92.4		0.157				
سوخت هواپیما	=	0	=	0	×	587.5		
سایر فرآورده‌ها		34.3		0.058				
گاز طبیعی		0		0		↑		1×1
گاز کک		0		0				
زغال سنگ		0		0		نفت خام		
سوخت‌های غیر تجاری		0		0				
برق آبی		0		0				
باد و خورشید		0		0				
برق،		0		0				
هسته ای		0		0				
			1×16		1×16			

در ادامه نیاز به حامل‌ها با در نظر گرفتن فرآیند پالایش محاسبه می‌شود:

$$V_{۵}{}_{۱۶\times۱} = V_{۴}{}_{۱۶\times۱} - V_{p_۲}{}_{۱۶\times۱} + V_{p}{}_{۱۶\times۱} \qquad (۸)$$

که در آن:

V_p : نفت خام پالایش شده (یک ماتریس 1×16، کـه درایـه‌ی اول آن برابـر V_{p1} و سایر درایه‌های آن صفر است)

V_5: نیاز به حامل‌ها پس از در نظر گرفتن تلفات تولیـد انـرژی الکتریکـی و پـالایش (علامت منفی نشانه‌ی مازاد نیاز داخلی است)

Archive

www.SID.ir

نفت خام		587.5		0		0		587.5
گاز مایع		6.4		25.2		18.8		0
نفت کوره		-81.3		90.8		172.1		0
نفت گاز		-2.5		169.5		172		0
نفت سفید		-0.7		57.3		58		0
بنزین		54.7		146.9		92.4		0
سوخت هواپیما	=	7.9	=	7.9	-	0	+	0
سایر فرآورده‌ها		0		34.3		34.3		0
گاز طبیعی		638.5		638.5		0		0
گاز کک		3.9		3.9		0		
زغال سنگ		8.7		8.7		0		0
سوخت‌های غیر تجاری		25.4		25.4		0		0
برق آبی		25.1		25.1		0		0
باد و خورشید		0.1		0.1		0		0
برق		0		0		0		0
هسته ای		0		0		0		0
			۱×۱۶		۱×۱۶		۱×۱۶	۱×۱۶

و در پایان میزان واردات و صادرات حامل‌ها تعیین می‌شود.

$$V_{۶}{}_{۱۶\times۱} = V_{۵}{}_{۱۶\times۱} - P_{۱۶\times۱} \qquad (۹)$$

که در آن:

P: میزان عرضه‌ی داخلی اولیه‌ی فرآورده‌ها (mboe) و

V_6: واردات یا صادرات (mboe) است. در ماتریس V_6، علامت + به معنی واردات و علامت - به معنی صادرات می‌باشد.

Archive

www.SID.ir

نفت خام		-1066.4		593.4		1659.8
گاز مایع		6.4		6.4		0
نفت کوره		-81.3		-81.3		0
نفت گاز		-2.5		-2.5		0
نفت سفید		-0.7		-0.7		0
بنزین		54.7		54.7		0
سوخت هواپیما	=	7.9	=	7.9	-	0
سایر فرآورده‌ها		0		0		0
گاز طبیعی		2.8		638.5		635.7
گاز کک		-0.3		3.9		4.2
زغال سنگ		2.4		8.7		6.3
سوخت‌های غیر تجاری		0		25.4		25.4
برق آبی		0		25.1		25.1
باد و خورشید		0		0.1		0.1
برق		0		0		0
هسته ای		0		0		0
			16×1		16×1	16×1

پس از ارائه‌ی فرمول‌بندی ماتریسی سیستم انرژی کشور در سال پایه، نیاز به تشکیل و حل این شبکه به کمک یک برنامه‌ی کامپیوتری، احساس می‌شود. به‌این منظور، با استفاده از نرم افزار VB.net و بانک اطلاعاتی Access، ماتریس‌های مربوطه و روابط بین آن‌ها شبیه سازی شده‌اند.

مقادیر ماتریس‌های اولیه با استفاده از ترازنامه‌ی انرژی ایران در سال ۱۳۸۴(سال صفر برنامه‌ریزی)، جمع آوری شده‌اند. برای مدل سازی سال‌های بعد، در وهله‌ی نخست نیاز به پیش بینی رشد مصارف نهایی و عرضه‌ی اولیه حامل‌های انرژی است و به همین منظور مصارف نهایی بخش‌های مختلف مصرف و عرضه‌ی اولیه‌ی حامل‌ها درفاصله‌ی سال‌های ۱۳۶۸ تا ۱۳۸۴ مورد بررسی قرار گرفته و با دو مدل رشد خطی و رشد تصاعدی سالانه شبیه سازی شده‌اند. موارد دیگری که در این سیستم انرژی مرجع

Archive

www.SID.ir

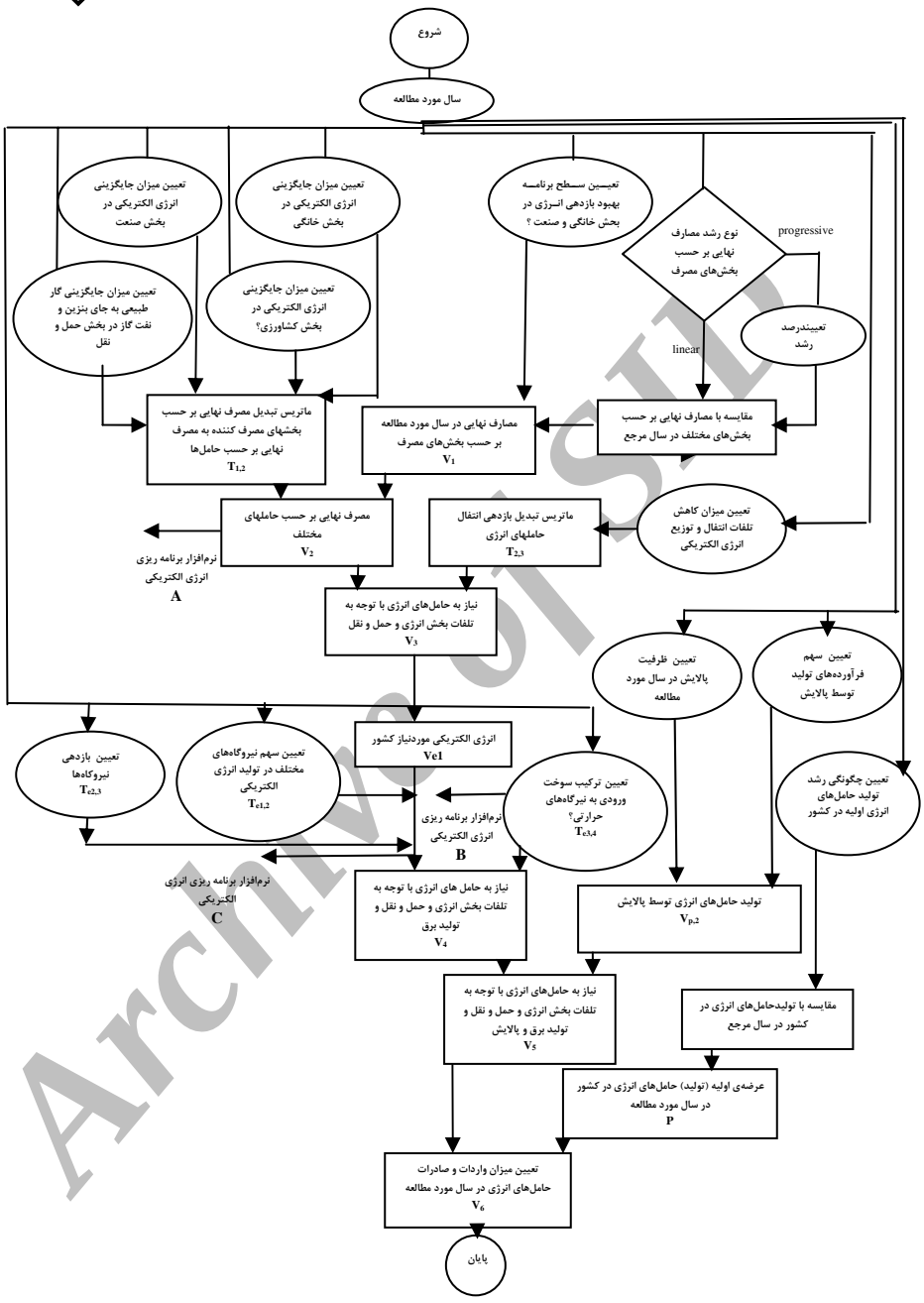
شبیه‌سازی شده قابلیت پیاده‌سازی دارند، عبارتند از:

- در نظر گرفتن تأثیر کاهش در مصرف انرژی الکتریکی بخش خانگی، تجاری و عمومی بر اثر اجرای برنامه‌های مدیریت مصرف، واقعی شدن قیمت‌ها، پیشرفت فناوری در ساخت تجهیزات خانگی
- در نظر گرفتن تأثیر افزایش بازدهی و کاهش مصرف انرژی در بخش صنعت، ناشی از بهبود روش‌های تولید
- شبیه‌سازی جایگزینی گاز طبیعی به عنوان سوخت به جای بنزین و نفت‌گاز در بخش حمل و نقل
- در نظر گرفتن افزایش استفاده از انرژی الکتریکی در بخش کشاورزی، با اجرای سیاست‌هایی نظیر تبدیل موتورهای دیزلی چاه‌ها و مخازن آب به موتورهای الکتریکی
- مشاهده‌ی تأثیر افزایش سهم انرژی الکتریکی در بخش خانگی، به دلیل قابلیت کنترل‌پذیری بالا و عدم آلودگی در محل مصرف (مثلا جایگزینی انرژی الکتریکی برای گرمایش فضا، گرمایش آب و پخت و پز)
- افزایش سهم انرژی الکتریکی در مصرف نهایی بخش صنعت (جایگزینی برق به جای سوخت‌های فسیلی)
- در نظر گرفتن کاهش تلفات انتقال و توزیع
- در نظر گرفتن تغییر سهم انواع نیروگاه‌ها در تولید انرژی، تغییر بازدهی و تغییر ترکیب سوخت نیروگاه‌ها

شکل(۲)، الگوریتم حاکم بر عملکرد این نرم افزار را به طور خلاصه نمایش می‌دهد.

Archive of SID

www.SID.ir



شکل ۲- الگوریتم حاکم بر عملکرد نرم

Archive of SID

www.SID.ir

۳- اصول برنامه‌ریزی تولید انرژی الکتریکی

تعیین گزینه‌های تولید انرژی الکتریکی، مبتنی بر مجموعه فعالیت‌های مرتبط با افزایش بازدهی و مدیریت بار است که از طریق برنامه‌ریزی یکپارچه‌ی منابع انرژی میسر می‌شود. از آن‌جا که برنامه‌ریزی یکپارچه‌ی منابع انرژی در برگیرنده‌ی ملاحظات اجتماعی و اقتصادی و مسایل زیست محیطی است، انتظار می‌رود که تعیین گزینه‌های تولید انرژی الکتریکی با جامعیت کامل انجام پذیرد، که به عنوان هدف اصلی این قسمت مورد بررسی قرار خواهد گرفت (سوویشر و دیگران[1]، ۱۹۹۷).

به صورت کلی برنامه‌ریزی انرژی الکتریکی سنتی شامل موارد زیر است:

۱. پیش بینی رشد تقاضا (دیماند)
۲. توسعه و تدوین یک برنامه، برای تعیین منابع موجود و این که چه زمانی به آن‌ها نیاز داریم
۳. بررسی هزینه‌ی تولید برای درجه‌بندی گزینه‌های تولید بر حسب هزینه
٤. محاسبه‌ی درآمدها و نرخ‌ها

هدف اولیه‌ی روش سنتی برنامه‌ریزی تولید انرژی الکتریکی و برآورده کردن تقاضای پیش بینی شده با حداقل هزینه است. این هدف در برنامه‌ریزی یکپارچه‌ی منابع انرژی، به برآوردن تقاضای مورد پیش بینی به نحوی که مدیریت مصرف و بازدهی انرژی نیز در آن لحاظ شود، توسعه یافته است. به بیان دیگر, در برنامه‌ریزی یکپارچه منابع انرژی، اگر تأمین تقاضای انرژی با بهبود بازدهی انرژی، نسبت به افزایش ظرفیت تولید ارزان‌تر باشد، در این صورت بهبود بازدهی انرژی انتخاب خواهد شد.

در فرآیند برنامه‌ریزی یکپارچه‌ی انرژی، گزینه‌های تولید به شرح ذیل مورد ارزیابی قرار می‌گیرند.

تأمین خدمات انرژی[2] با حداقل هزینه‌ی کل[3]، به‌طوری‌که این هزینه‌ی کل شامل هزینه‌ی تولید، انتقال و توزیع انرژی الکتریکی، هزینه‌ی آلاینده‌های زیست محیطی و سایر هزینه‌های اجتماعی است.

1- Swisher et al.
2- Energy services.
3- Total cost.

Archive of SID

www.SID.ir

هر ترکیب دیگری از تولید، با همان معیار برنامه‌ریزی یکپارچه‌ی انرژی ارزیابی می شود، یعنی همان خدمات انرژی را تأمین می‌کند، به طوری‌که رفاه مصرف کننده و قابلیت اطمینان، در سمت تولید لحاظ می‌شود.

هدف برنامه‌ریزی یکپارچه‌ی انرژی، می‌تواند به وسیله‌ی یک مسأله بهینه‌سازی فرمول‌بندی شود و این مسأله را می‌توان با روش‌های معمول بهینه‌سازی حل کرد.

معادلات زیر فرآیند بهینه‌سازی برنامه‌ریزی یکپارچه‌ی انرژی را خلاصه می‌کند:

$$\text{Minimize } E + D = ES \qquad (۱۰)$$

$$C_{total}: C_S(E,R)+C_D(D) + C_p(E,D,R) \qquad (۱۱)$$

که در آن:

E : انرژی الکتریکی فروخته شده به مشتری‌ها

D : انرژی الکتریکی صرفه‌جویی شده با مدیریت مصرف

و :

R : کاهش آلاینده‌های زیست محیطی است.

$C_S(E,R)$: هزینه‌ی تولید انرژی الکتریکی (شامل هزینه‌ی سرمایه‌گذاری، بهره برداری و نگهداری[1] و تابعی از میزان انرژی الکتریکی فروخته شده (E) است)، هم‌چنین شامل هزینه‌ی تجهیزات کنترل کننده‌ی آلاینده‌ها برای تأمین استانداردهای زیست محیطی و بنابراین تابعی از R است.

$C_D(D)$: هزینه‌ی اعمال برنامه‌ی مدیریت مصرف

$C_p(E,D,R)$: هزینه‌ی انتشار آلاینده‌ها، ارزش خسارت‌های زیست محیطی که بر اثر تولید انرژی الکتریکی به جامعه تحمیل می‌شود (تابعی از میزان انرژی الکتریکی فروخته شده‌ی E، برنامه‌ی مدیریت مصرف D و میزان مورد نیاز کنترل آلاینده‌ها R است).

ES : سطح تقاضای مورد نیاز انرژی برای مشتری‌ها

محدودیت اعمال شده بر مسأله‌ی مینیمم سازی هزینه، به‌سادگی بیان می‌کند که مقدار نهایی خدمات انرژی که باید برآورده شود، برابر با انرژی الکتریکی تولید شده و انرژی صرفه‌جویی شده با اعمال برنامه‌ی مدیریت مصرف است. قدم بعدی، تحلیل هزینه‌ی گزینه‌های مختلف تولید است. پس از آن می‌توان آسیب‌های زیست محیطی

1- Operation and maintenance

Archive of SID

www.SID.ir

گزینه‌های مختلف تولید را تخمین زده و اثر آن را بر هزینه‌های تولید سنجید. سرانجام می‌توان گزینه‌های تولید را بر اساس هزینه‌ی کل رتبه‌بندی و سناریوهای یکپارچه‌ی منابع انرژی را تعریف کرد.

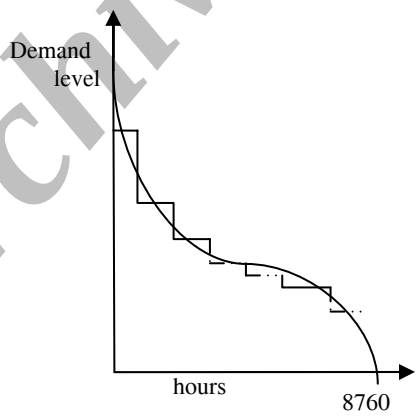
۴- توسعه‌ی مدل

با توجه به مفاهیم بیان شده، نرم‌افزاری به شرح زیر جهت برنامه‌ریزی انرژی الکتریکی تدوین شده است:

۴-۱- روش پیش‌بینی‌ها

پیش از تعیین ترکیب گزینه‌های تولید انرژی الکتریکی، در ابتدا باید مصرف انرژی الکتریکی در سال‌های مورد مطالعه پیش‌بینی شود. این امر تنها به پیش‌بینی بار حداکثر (پیک)، محدود نمی‌شود و به تعیین بار ساعت به ساعت نیاز دارد.

منحنی تداوم بار، با توجه به نسبت انرژی الکتریکی مصرفی در سال مورد مطالعه و سال مرجع و نیز ضریب بار انتخابی، بازنویسی می‌شود. (منحنی تداوم بار هر سال به ۸ قسمت تقسیم شده و بار هر دوره‌ی زمانی با یک مقدار ثابت که برابر با مقدار منحنی در نقطه‌ی میانی بازه است، تخمین زده می‌شود).



شکل ۳- تقریب خطی منحنی تداوم بار

Archive of SID

www.SID.ir

۴-۲- معرفی شاخص‌های نرم‌افزار

شاخص‌های به کار رفته در نرم‌افزار به شرح زیرند:

i: نشان دهنده‌ی انواع حامل‌های انرژی است که در تولید انرژی الکتریکی نقش دارند.

i=1 : نفت کوره، i=2 : نفت گاز، i=3 : گاز طبیعی، i=4 : برق‌آبی، i=5: باد، i=6: انرژی‌خورشیدی، i=7: هسته‌ای

j : نشان دهنده‌ی انواع گزینه‌های تولید انرژی الکتریکی است.

j=1 : نیروگاه بخار، j=2 : نیروگاه گازی، j=3 : نیروگاه سیکل ترکیبی، j=4 : دیزل ژنراتور، j=5 : نیروگاه برق آبی

j=6 : توربین باد، j=7 : نیروگاه خورشیدی، j=8 : نیروگاه هسته‌ای

S : نشان‌دهنده‌ی بخش مصرف کننده‌ی نهایی است

r : نشان دهنده‌ی آلاینده‌های جوی ناشی از مصرف حامل‌های انرژی است.

r=1 : NO_x، r=2 : SO_x ، r=3 : CO_2، r=4 : SO_3، r=5 : CO، r=6 : CH، r=7 : ذرات معلق

n : نشان دهنده‌ی سال مورد مطالعه است.

T_p : بازه‌ی زمانی P ام از سال n ام P= 1, 2, 3, … , 8 (هر بازه‌ی زمانی برابر است با 8760/8=1095 h)

۴-۳- معرفی پارامترها

پارامترها مقادیری هستند که در طول مطالعه یک یا چند مقدار ثابت می‌گیرند، پارامترهای تعریف شده در این نرم‌افزار به شرح زیرند:

LF_n : ضریب بار سال n

∂ : فاصله‌ی رزرو پیک بار سالانه[1]، RR: نرخ بازگشت سرمایه P: نرخ بهره‌ی سرمایه، : نرخ تورم

CF_j : ضریب ظرفیت نیروگاه نوع j ام (hr/yr)

D_j: طول عمر نیروگاه نوع j ام (yr)

$_j$: بازدهی نیروگاه نوع j ام (درصد)

1- Reserve margine.

Archive of SID

www.SID.ir

$KI_{j,n}$: هزینه‌ی سرمایه‌گذاری نیروگاه نوع j ام در سال n ($/MW)

$KFX_{j,n}$: هزینه‌ی واحد بهره‌برداری و نگهداری نیروگاه‌های نوع j ام در سال n ($/MW)

$KDSM_n$: هزینه‌ی هر مگاوات کاهش مصرف بر اثر اعمال برنامه‌های مدیریت مصرف در سال n ($/MW)

P_i : هزینه‌ی واحد حامل انرژی (سوخت) نوع i ($/mboe)

$C_{i,j}$: سهم سوخت i ام در ترکیب سوخت تأسیسات تولید انرژي الکتریکي نوع j

$KFL_{j,n}$: هزینه‌ی واحد سوخت تأسیسات نوع j در سال n ($/mboe)

$\alpha_{i,r}$: انتشار آلاینده‌ی r ام به ازای مصرف یک واحد سوخت i (Ton/mboe)

$KEF_{i,n}$: هزینه‌های خارجی ناشی از استفاده از سوخت i ام در سال n ($/mboe)

۴-۴- متغیرهای توضیح دهنده

درتدوین «نرم افزار برنامه‌ریزی انرژی»، پیش از تعریف تابع هدف و محدودیت‌هایی که باید اعمال شود، نیاز به تعریف متغیرهایی است که در ادامه شرح داده می‌شوند. انتخاب متغیرها بر پایه‌ی درجه‌ی آزادی و انعطاف پذیری است که برنامه‌ریز می‌خواهد به کمیت‌ها اختصاص دهد.

$f_{i,n}$, $F_{i,n}$: حدبالا و پایین برای مصرف سوخت i در سال n (mboe)

$RP_{j,n}$: پتانسیل انرژی موجود برای تولید با منابع تجدید پذیر (j=5, 6, 7) در سال n (MW)

$RDSM_n$: حداکثر پتانسیل اعمال برنامه‌های مدیریت مصرف در سال n (MW)

$B_{j,n}$: کل ظرفیت تأسیسات تولید انرژی الکتریکی نوع j ام که در ابتدای برنامه‌ریزی موجود و در سال n ام در حال بهره برداری است. (MW)

$QP_{n,p}$: تقاضای توان الکتریکی طی دوره‌ی P ام سال n (MW)

تقاضای توان الکتریکی در دوره‌های زمانی مختلف در سال n ام، از تخمین منحنی تداوم بار که در قسمت پیش‌بینی همین نرم افزار توضیح داده شد، محاسبه می‌شود.

$QF_{i,s,n}$: تقاضا برای سوخت (حامل انرژی) i ام توسط مصرف کننده‌ی نهایی S ام در سال n ام، که شامل فرآیند بهینه‌سازی نمی‌شود. (mboe)

$TOL_{r,n}$: محدودیت انتشار آلاینده‌ی r ام در n سال

Archive of SID

www.SID.ir

۴-۵- متغیرهای خروجی (هدف) برنامه

$I_{j,n}$: ظرفیت تأسیسات جدید تولید انرژی الکتریکی از نوع j ام که در سال n آماده‌ی بهره برداری است. (MW)

$P_{j,n,p}$: توان خروجی نیروگاه نوع j ام طی دوره‌ی زمانی p ام از سال n ام (MW)

$DSM_{n,p}$: میزان اعمال برنامه‌ی مدیریت مصرف طی دوره‌ی زمانی p ام در سال n (MW)

۴-۶- تعریف تابع هدف

تابع هدف در برگیرنده‌ی هزینه‌ی کل تبدیل انرژی اولیه به انرژی الکتریکی در طول دوره‌ی مورد مطالعه است.

$$\text{Minimize} C_{total}$$
$$C_{total}=CI+CF+CV+CE+CDSM \qquad (۱۲)$$

که در آن:

CI : هزینه‌ی سرمایه‌گذاری نیروگاه‌های جدید نصب شده ($)

CF : هزینه‌های ثابت نیروگاه‌های موجود و نیروگاه‌های جدید ($)

CV: هزینه‌های متغیر (سوخت) نیروگاه‌های موجود و نیروگاه‌های جدید ($)

CE : هزینه‌های اضافی (خارجی) ناشی از عملکرد و بهره برداری از نیروگاه‌ها ($)

CDSM : هزینه‌های ناشی از اعمال برنامه‌های مدیریت مصرف ($)

که هر یک از هزینه‌های فوق به صورت زیر محاسبه می‌شوند.

$$I=\sum_{n=۱}^{\text{Study Period}}\frac{۱}{(۱+RR)^n}\sum_{j=۱}^{۸}KI_{j,n}.I_{j,n} \qquad (۱۳)$$

$$CF=\sum_{n=۱}^{\text{Study Period}}\frac{۱}{(۱+RR)^n}\sum_{j=۱}^{۸}KFX_{j,n}.I_{j,n} \qquad (۱۴)$$

$$CV=\sum_{n=۱}^{\text{Study Period}}\frac{۱}{(۱+RR)^n}\sum_{i=۱}^{۷}KFL_{j,n}.C_{i,j}\frac{\sum_{P=۱}^{۸}P_{j,n,p}.T_p}{۱.۷\times۱۰^{۶}\,n_j} \qquad (۱۵)$$

$$CE=\sum_{n=۱}^{\text{Study Period}}\frac{۱}{(۱+RR)^n}\sum_{i=۱}^{۷}KEF_{i,n}\left(\sum_{j=۱}^{۸}C_{i,j}\frac{\sum_{p=۱}^{۸}P_{j,n,p}.T_p}{۱.۷\times۱۰^{۶}\,n_j}\right) \qquad (۱۶)$$

1.7×10^6 جهت تبدیل mboe به MWh به کار می‌رود.

Archive of SID

www.SID.ir

۴-۷- محدودیت‌ها

محدودیت‌های اعمالی برای مساله‌ی مینیمم‌سازی به صورت زیر تعریف شده‌اند:

- محدودیت زمان ساخت: تأخیری را که یک تأسیسات جدید تولید انرژی الکتریکی تا زمان بهره برداری و شروع تولید دارد، بیان می‌کند. این تأخیر زمانی وابسته به نوع نیروگاه است. این محدودیت بیان می‌کند، که $I_{j,n}$ برای هر نوع نیروگاه تا زمان ساخت آن به ناچار برابر با صفر است:

$$I_{j,\text{lead time}_j} = ۰ \qquad (۱۷)$$

- ارضای تقاضای پیک: با مشخص شدن پیک بار سالانه، باید ظرفیت نهایی تولید انرژی الکتریکی به گونه‌ای معین شود که بتواند با یک حاشیه‌ی امنیت مناسب تقاضای بار داخلی را پوشش دهد.

$$\sum_{j=۱}^{۸}\left[B_{j,n} + \sum_{n=۱}^{\text{Study Period}} I_{j,n} + DSM_{n,۱}\right] \geq (۱+\delta)QP_{n,۱} \qquad (۱۸)$$
$$n = ۱,\ldots,N_n$$

- ارضای تقاضای هر دوره‌ی زمانی

$$\sum_{j=۱}^{۸}\left[P_{J,n,p}\right] = QP_{n,p} \qquad n = ۱,\ldots,N_n \; p = ۱,۲,\ldots,۸ \qquad (۱۹)$$

- محدودیت عملکردی نیروگاه: توان خروجی خالص هر گزینه‌ی تولید انرژی الکتریکی نمی‌تواند از ظرفیت نصب شده‌ی آن تجاوز کند:

$$P_{j,n,p} \leq B_{j,n} + \sum I_{j,n} \qquad j = ۱,۲,\ldots,۸ \qquad (۲۰)$$

- محدودیت هر نوع انرژی تولیدی

نیروگاه در طول سال: با توجه به دوره‌های خرابی و تعمیر و نگهداری، انرژی سالانه‌ی تولیدی هر نیروگاه نمی‌تواند از حاصل‌ضرب ظرفیت در ضریب ظرفیت تجاوز کند.

$$\sum_{p=۱}^{۸} P_{j,n,p} \cdot T_p \leq CF_j\left[B_{j,n} + \sum_{n} I_{j,n}\right] \qquad j = ۱,\ldots,۸ \qquad (۲۱)$$
$$n = ۱,۲,\ldots,N_n$$

- محدودیت‌های پتانسیل منابع تجدیدپذیر انرژی:

$$P_{j,n,۱} \leq RP_{j,n} \qquad j = ۵,۶,۷ \qquad (۲۲)$$

Archive of SID

www.SID.ir

- محدودیت‌های پتانسیل اجرای برنامه‌های مدیریت مصرف:

$$DSM_{n,p} \le RDSM_n \qquad (۲۳)$$

- محدودیت مصرف حامل‌های انرژی:

$$F_{i,n} \le \sum_{j=۱}^{۸} Ci,j \frac{\sum_{p=۱}^{۸} P_{j,n,p} \cdot T_p}{۱.۷ \times ۱۰^{۶} \times n_j} + \sum_{s} QF_{i,s,n} \le F_{i,n} \quad i = ۱,۲,...,۷ \qquad (۲۴)$$

- محدودیت‌های زیست محیطی: مقدار انتشار نهایی هر آلاینده که با استفاده از فاکتور انتشار محاسبه می‌شود، باید از الزامات تعیین شده پیروی کند:

$$\sum_{i=۱}^{۷} \varepsilon_{i,r} \left\{ \left[\sum_{j=۱}^{۸} C_{i,j} \frac{\sum_{p=۱}^{۸} P_{j,n,p} \cdot T_p}{۱.۷ \times ۱۰^{۶} \times n_j} + \sum_{s} QF_{i,s,n} \right] \right\} \le TOL_{r,n} \qquad (۲۵)$$

در این نرم افزار برای حل مساله‌ی برنامه‌ریزی خطی مینیمم‌سازی، از روش سیمپلکس استفاده شده است.

۵- مطالعه‌ی موردی و ارائه‌ی نتایج

۵-۱- برآوردهای عمومی در مورد عرضه و تقاضای حامل‌های انرژی در چشم‌انداز سال‌های مورد مطالعه

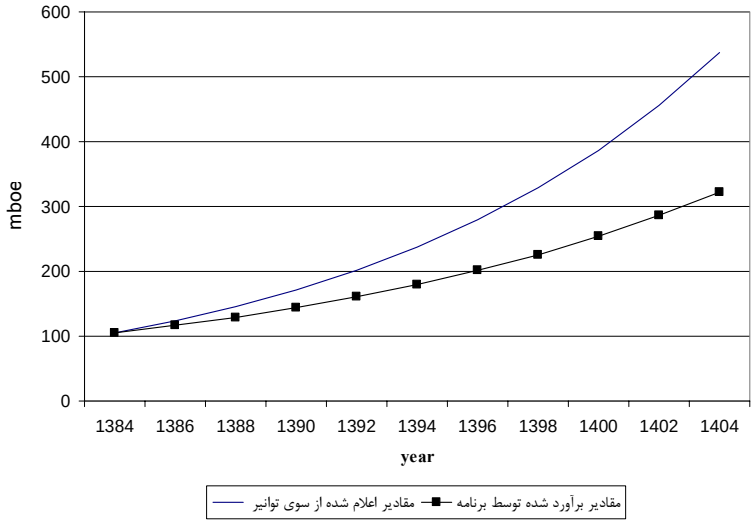
اگر فرض شود که مصرف انرژی در بخش‌های مختلف با روند خطی و منطبق بر الگوی رشد سال‌های ۱۳۶۸ تا ۱۳۸۴ حرکت کند، در سال ۱۴۰۴، مصارف بخش‌های مختلف به صورت زیر خواهد بود:

$$V_{۱۴۰۴}^{۱} = \begin{bmatrix} ۱۶۳۶.۶۱ \\ ۳۹۶.۷۹ \\ ۹۱۳.۰۴ \\ ۴۰.۷۵ \\ ۸.۹۷ \\ ۳۷۶.۰۶ \end{bmatrix}$$

Archive of SID

www.SID.ir

انرژی الکتریکی مورد نیاز کشور در سال مورد نظر با در نظر گرفتن رشد خطی به ۱۶۱.۴۸۷ mboe و با لحاظ کردن رشد نمایی، به ۳۲۱.۶۰۸ mboe خواهد رسید، مطابق آمار ارائه شده در سایت سازمان توانیر[1]، با تقریب خوبی می‌توان ضریب رشد بار را ۸،۵ درصد در سال در نظر گرفت. این برآورد، با بار پیش‌بینی شده در این پروژه (که در آن از مدل مصرف نهایی[2] جهت برآورد نیاز کشور به حامل‌های انرژی استفاده می‌شود) مورد مقایسه قرار گرفته، که بیانگر پایین‌تر بودن نتایج به دست آمده نسبت به داده‌های اعلام شده است. (شکل۴)

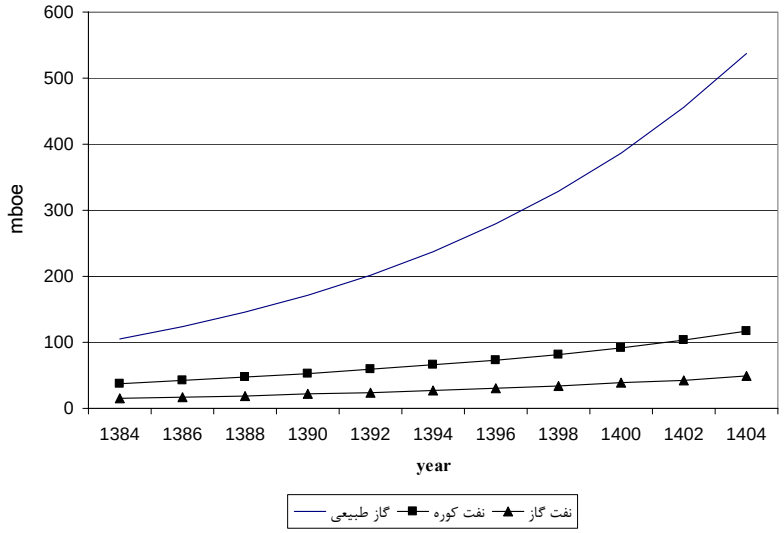


شکل ۴- برآورد انرژی الکتریکی مورد نیاز کشور با توجه به رشد مصرف بخش‌های مختلف و مقایسه‌ی آن با داده‌های اعلام شده از سوی توانیر

که اگر برای تولید این میزان انرژی الکتریکی از الگوی فعلی تولید استفاده شود، در حالت اول به ۵۸.۶۳ mboe نفت کوره، ۲۴.۲۶ mboe نفت گاز و ۳۲۴.۳۶ mboe گاز طبیعی و در حالت دوم به ۱۱۶.۷۵۷ mboe نفت کوره، ۴۸.۳۲۴۱ mboe نفت گاز و ۶۴۵.۹۷۹ mboe گاز طبیعی، نیاز خواهد بود (شکل۵).

1 - www.tavanir.org.ir/farsi/
2- End-use methodology.

www.SID.ir



شکل ۵- محاسبه‌ی سوخت‌های فسیلی مورد نیاز برای تولید انرژی الکتریکی (۱۳۸٤-۱٤۰٤)، با در نظر گرفتن رشد مصارف نهایی

با در نظر گرفتن الگوی حاکم بر رشد ظرفیت پالایش کشور، تولید داخلی نفت کوره و نفت گاز در سال مورد مطالعه به‌ترتیب برابر ۲۳۱.۸٤٤ mboe و ۲۳۱.۸٤٤ mboe خواهد بود و با در نظر گرفتن تلفات توزیع و انتقال فرآورده‌های نفتی، میزان صادرات نفت کوره، به ۹٦.٤۲۷ mboe و واردات نفت گاز، به 39.637 mboe خواهد رسید.

با فرض روند رشد خطی، ۳۲٤.۳۲۱ mboe گاز طبیعی که یکی از حامل‌های مهم انرژی در کشور و محور توسعه در نظر گرفته شده است، صرف تولید انرژی الکتریکی و ٦۸٥.٥۲٦ mboe، صرف تأمین سایر نیازهای خانگی، صنعتی و ... می‌شود.

مصرف بنزین به عنوان مهم‌ترین حامل مورد استفاده در حمل و نقل به ۲٥۸.۸۲٥ mboe می‌رسد، که اگر سهم حامل‌ها از ظرفیت پالایش کشور تغییر نکند و روند گازسوز کردن وسایل تقلیه به سرعت پیش نرود، در سال مورد نظر کشور به واردات ۱۳٤.٥۳٥ mboe بنزین نیاز خواهد داشت.

آن‌چه در این قسمت ذکر شد، میزان تولید و مصرف در صورت حفظ و اجرای روند فعلی بود، در ادامه سناریوهای متعددی در تغییر الگوهای مصرف، تغییر سهم فرآورده‌های پالایش، تغییر سهم نیروگاه‌های تولید انرژی الکتریکی، تغییر روند تولید و عرضه‌ی حامل‌ها، مطرح شده و نتایج مورد بررسی قرارمی‌گیرند.

Archive of SID

www.SID.ir

۵-۲- مقایسه‌ی سناریوهای پیشنهادی با سناریوی مرجع

- کاهش تلفات توزیع و انتقال و نتیجه‌ی آن بر تقاضای انرژی الکتریکی در سال مورد مطالعه:

تلفات انتقال و توزیع انرژی الکتریکی در کشورهای توسعه یافته حدود ۷،۵ درصد است، این مقدار در کشورهای در حال توسعه ممکن است ۲۰ درصد و بیش‌تر هم باشد. در سال مرجع برنامه‌ریزی، مقدار این تلفات در کشور حدود ۱۸.٦ درصد بوده است. کاهش تدریجی تلفات انتقال و توزیع به میزان سالانه ٤ درصد، سبب می‌شود تا نیاز به انرژی الکتریکی شبکه که بدون اجرای برنامه‌ی کاهش تلفات در سال ۱۴۰۴ به ۳۲۱.٦ mboe می‌رسید، به بیش از ۲۸٤ mboe نرسد و این معادل ۳۷ میلیون بشکه کاهش مصرف حامل‌های انرژی است.

در نتیجه، میزان مصرف نفت کوره، نفت گاز و گاز طبیعی به‌ترتیب ۱۳.۷۰۷ mboe، ۵.٦۷۳ mboe و ۷۵.۸٤ mboe، کاهش می‌یابد. این موضوع به‌ویژه در صورتی‌که در سال مورد مطالعه، تولید و عرضه‌ی فرآورده‌های نفتی کاهش یافته باشد و یا قیمت بالای سوخت‌های فسیلی چنان باشد که تولید انرژی الکتریکی به‌وسیله‌ی آن مقرون به صرفه نباشد، یک کاهش هزینه‌ی قابل توجه برای کشور به‌دنبال خواهد داشت. (شکل۶).

شکل ۶ - اثر کاهش تلفات انتقال شبکه‌ی انتقال و فوق توزیع بر انرژی الکتریکی مورد نیاز تولیدی

www.SID.ir

- بررسی اثر جایگزینی انرژی الکتریکی به جای سوخت‌های فسیلی در بخش خانگی، صنعت و کشاورزی:

انرژی الکتریکی به دلیل قابلیت کنترل پذیری بالا و عدم آلودگی در محل مصرف، بهترین گزینه‌ی مصرف نهایی است. جایگزینی انرژی الکتریکی جهت گرمایش فضا، گرمایش آب و پخت و پز در بخش خانگی، استفاده از موتورهای الکتریکی به جای موتورهای مکانیکی در بخش صنعت و افزایش استفاده از موتورهای الکتریکی به جای موتورهای دیزلی در بخش کشاورزی، از مصادیق این جایگزینی به شمار می‌روند.

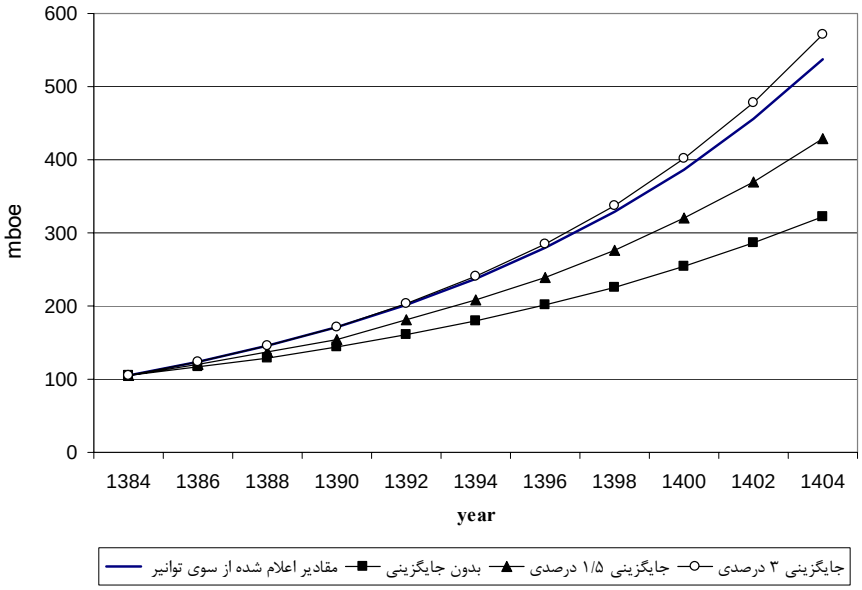
در صورتی‌که این موضوع به میزان سالانه ۳ درصد در هر یک از بخش‌های ذکر شده تحقق یابد، انرژی الکتریکی مورد نیاز شبکه با احتساب تلفات انتقال و توزیع، معادل ۵۷۰.۹۵٤ میلیون بشکه نفت خام خواهد بود (که تا حد بسیاری نزدیک به پیش‌بینی نیاز به انرژی الکتریکی اعلام شده از سوی توانیر است شکل۷) و درصورتی‌که نیروگاه‌های هسته‌ای ۲۰ درصد این مقدار انرژی الکتریکی را تولید کنند، استفاده از سوخت‌های فسیلی در سال مورد نظر در مجموع mboe ۱۸۰ کاهش می‌یابد، که از دو جهت بسیار مطلوب است).

- کمبود احتمالی و ارزش بالای فرآورده‌های نفتی در سال مورد نظر
- کاهش تولید دی اکسید کربن به میزان حدود ٦٤×١٠^{٦} تُن.

چنان‌چه ملاحظه می‌شود، در حقیقت سناریوی ذکر شده مهم‌ترین راهکار کاهش گازهای گلخانه‌ای و به خصوص دی اکسید کربن در چشم انداز ۲۰ ساله کشور است، زیرا سوخت‌های فسیلی عمده‌ترین منبع تولید این گازها هستند و با جایگزینی انرژی الکتریکی به جای سوخت‌های فسیلی در بخش مصرف نهایی و تولید انرژی الکتریکی از منابع هسته‌ای و منابع تجدید پذیر است که می‌توان انتشار گازهای گلخانه‌ای را کاهش داد.

Archive of SID

www.SID.ir



شکل ۷- اثر جایگزینی سالانه‌ی انرژی الکتریکی به جای سوخت‌های فسیلی در بخش‌های مصرف و مقایسه با داده‌های توانیر

- جایگزینی گاز طبیعی به جای بنزین و نفت گاز در بخش حمل و نقل:

در سال مرجع برنامه‌ریزی (۱۳۸٤)، بخش حمل و نقل با مصرف ۲٥٤,۳ mboe، حدود ۲٦,٤ درصد کل مصارف نهایی را شامل می‌شود و دو روش پیش بینی مصارف نهایی نشان می‌دهد، مصرف نهایی بخش حمل و نقل به ٤٤۸.۱ یا ۹۱۳.۰٤ می‌رسد که به‌ترتیب معادل ۲۸.٦ درصد یا ۲۷.۱ درصد کل مصارف نهایی است. در حال حاضر قسمت عمده‌ی مصرف بخش حمل و نقل شامل بنزین و نفت گاز است. در سال مرجع برنامه‌ریزی کشور صادر کننده حدود ۲.٦٦۹ mboe نفت گاز و وارد کننده ٥٤,۷٥۲ mboe بنزین بوده است و در صورتی‌که جایگزینی برای این دو سوخت در نظر گرفته نشود، در سال ۱۴۰۴ (و با در نظر گرفتن رشد ۱,٥ درصدی ظرفیت پالایش)، کشور، واردکننده هر دو محصول فوق به میزان ۳۹.٦۳۷ mboe و ۱۳٤.٥۳٥ mboe، خواهد بود. با توجه به عدم امکان گسترش انرژی الکتریکی به شکل انبوه در بخش حمل و نقل، تنها ۱٥٦.۷٥۱ mboe جایگزین اقتصادی و امکان پذیر گاز طبیعی است که منابع گسترده‌ی آن در کشور وجود دارد.

Archive of SID

www.SID.ir

با جایگزینی سالانه ۲،۵ درصد گاز طبیعی به جای بنزین و نفت گاز نیاز بخش حمل و نقل به این دو حامل در سال ۱۴۰۴ به mboe ۹۸ می‌رسد و کشور می‌تواند صادر کننده‌ی نفت گاز به میزان mboe ۲۵ باشد و واردات بنزین نیز به mboe ۳۲.۵ محدود می‌شود (شکل۸).

شکل ۸- مقایسه‌ی اثر جایگزینی گاز طبیعی در بخش حمل و نقل در واردات بنزین

- اثر افزایش استفاده از منابع تجدیدپذیر و انرژی هسته‌ای بر مصرف سایر حامل‌های انرژی و کاهش آلاینده‌ها:

چنان‌چه قبلاً اشاره شد، در صورتی‌که هدف، کاهش انتشار آلاینده‌ها باشد، باید سهم منابع تجدیدپذیر (آب، باد، خورشید) در تولید انرژی الکتریکی افزایش یابد. ذکر این نکته ضروری به نظر می‌رسد که دو عامل بازدارنده در افزایش استفاده از منابع تجدیدپذیر وجود دارد:

• محدودیت پتانسیل تولید این منابع: به جز تولید از طریق انرژی خورشید که با پتانسیل بسیار بالایی در کشور امکان پذیر است، کشور در مورد سایر منابع تجدید پذیر با محدودیت روبرو است، به طوری‌که حداکثر تولید انرژی با منابع آبی و بادی به‌ترتیب ۲٤۰۰۰ MW و ٦٥۰۰ mboe، تخمین زده می‌شود.

• مسائل اقتصادی: هزینه‌ی سرمایه‌گذاری بالای نصب ظرفیت نیروگاه‌هایی که از منابع تجدید پذیر استفاده می‌کنند، هم‌چنان یکی از عوامل بازدارنده‌ی در افزایش

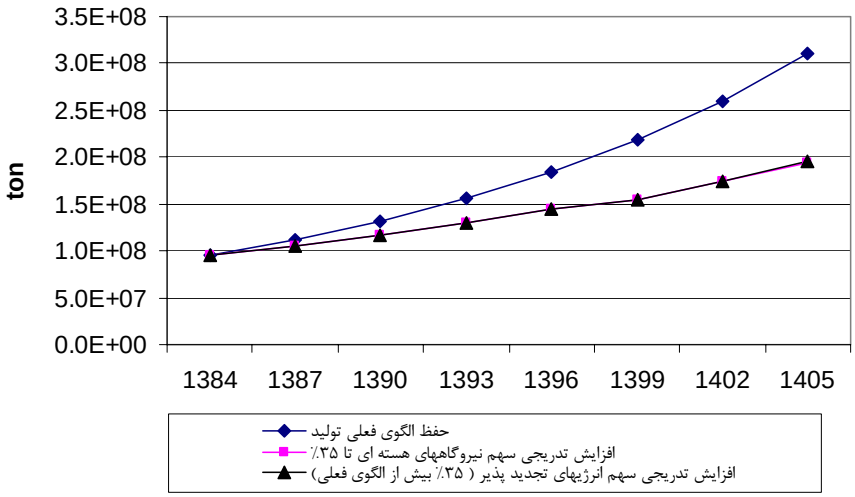
Archive

www.SID.ir

استفاده از این گزینه‌های تولید محسوب می‌شود. هزینه‌ی سرمایه‌گذاری نیروگاه‌های خورشیدی در سال مرجع حدود $8,2\times10^{6}$ $/MW بوده است، که در حدود ۶ برابر سایر گزینه‌ها می‌باشد.

استفاده از انرژی هسته‌ای یکی از راهکارهای اجتناب ناپذیر تأمین نیازهای انرژی کشور در سال‌های آینده، با توجه به رو به پایین بودن سوخت‌های فسیلی و روند افزایشی مصرف در همه‌ی ابعاد و هم‌چنین افزایش نگران کننده‌ی گازهای آلاینده هواست.

نمودار ۹، میزان انتشار آلاینده‌ها را در سناریوهای مختلف تولید با هم مقایسه می‌کند.



شکل ۹- انتشار آلاینده‌های ناشی از تولید انرژی الکتریکی در صورت حفظ الگوی فعلی تولید در مقایسه با سناریوی افزایش سهم نیروگاه‌های هسته‌ای و انرژی‌های تجدیدپذیر

- بررسی اثر تغییر ضریب بار بر حداکثر دیماند مورد نیاز انرژی الکتریکی در سال مورد مطالعه

قسمت عمده سرمایه‌گذاری‌های انجام شده در صنعت برق کشور، برای ایجاد ظرفیت‌های تولید، جهت تأمین پیک بار سالانه‌ی کشور انجام می‌پذیرد. تلاش‌ها و مجموعه فعالیت‌های مدیریت، مصرف در وهله‌ی نخست بر بهبود ضریب بار و اصلاح منحنی تداوم بار تمرکز دارند.

Archive of SID

www.SID.ir

ضریب بار کشور در سال مرجع حدود ۰،٦۹ بوده است، افزایش ضریب بار و نزدیک کردن، آن به ۱، کمک می‌کند تا در کنار تأمین انرژی الکتریکی مورد نیاز هر بخش با کم شدن ضریب هم‌زمانی مصارف، پیک بار کاهش یابد و حجم عمده‌ای از سرمایه‌گذاری‌های ایجاد ظرفیت به تعویق افتد. جابه‌جایی بار، انتقال مصارف عمده صنعتی با ساعات نیمه شب، استفاده از تکنیک‌های ذخیره سازی نظیر نیروگاه‌های تلمبه‌ی ذخیره‌ای[1]، شارژ UPS و پیل سوختی[2] در ساعات کم باری و تکنیک‌های متعدد دیگر، می‌تواند به پیک سایی[3] و پر کردن دره‌ها و در نهایت مسطح‌تر شدن منحنی بار کمک کند. با در نظر گرفتن رشد تصاعدی برای بخش‌های مصرف کننده‌ی نهایی، نیاز به انرژی الکتریکی در سال ۱۴۰۴، به mboe ۳۲۱،٦ می‌رسد، که معادل $۳۲۱،٦ \times ۱،۷ \times ۱۰^{٦} = ۵.٤۷ \times ۱۰^{۸}$ MWh است.

با ضریب بار 0.7، پیک بار برابر به MW ۸۹۱۵۸ و با لحاظ کردن ضریب بار ۰،۹ به MW ٦۹۳٤۵ خواهد رسید و این اختلاف MW ۱۹۸۱۳، نشانگر اهمیت بهبود ضریب بار در کاهش سرمایه‌گذاری‌های لازم برای نصب تأسیسات تولید انرژی الکتریکی است.

جدول ۱، به مقایسه‌ی اجمالی نتایج حاصل از اجرای سناریوهای مختلف ذکر شده در این بخش، می‌پردازد.

1- Pump storage.
2- Fuel cell.
3- Peak shaving.

Archive of SID

www.SID.ir

جدول ۱- مقایسه‌ی اجمالی نتایج حاصل از اجرای سناریوهای مختلف

سناریو	ملاحظات (نتایج در سال 1404)
۱- اجرای برنامه‌های بهبود بازدهی انرژی در بخش خانگی، تجاری و عمومی (10 درصد)	کاهش نیاز به انرژی الکتریکی به میزان 62mboe و گاز طبیعی به میزان 57mboe
۲- اجرای برنامه‌های بهبود بازدهی انرژی در بخش صنعت (سالانه 2 درصد)	کاهش نیاز به انرژی الکتریکی به میزان 34mboe و گاز طبیعی به میزان 76mboe، کاهش مصرف بخش صنعت به میزان 103mboe
۳- کاهش تلفات توزیع و انتقال و نتیجه‌ی آن بر تقاضای انرژی الکتریکی در سال مورد مطالعه (سالانه 4 درصد)	کاهش تلفات انتقال و توزیع از 18.6 درصد به حدود 8 درصد، کاهش نیاز به تولید انرژی الکتریکی به میزان حدود 37mboe . کاهش مصرف نفت کوره، نفت گاز و گاز طبیعی به میزان 76 mboe, 6 mboe, 14 mboe
۴- بررسی اثر جایگزینی انرژی الکتریکی به جای سوخت‌های فسیلی در بخش خانگی، صنعت و کشاورزی (سالانه 3 درصد)	افزایش نیاز به تولید انرژی الکتریکی به میزان 249mboe (در صورت تأمین 20 درصد انرژی الکتریکی از نیروگاه‌های هسته‌ای، کاهش مصرف سوخت‌های فسیلی به میزان 180mboe، کاهش انتشار CO_2 به میزان حدود 6×10^6 تُن)
۵- اثر افزایش استفاده از منابع تجدیدپذیر (تا ۳۵ درصد) بر مصرف سایر حامل‌های انرژی و کاهش آلاینده‌ها	کاهش قابل توجه انتشار آلاینده‌ها (حدود 10^8 تُن) افزایش هزینه‌ی سرمایه‌گذاری و تولید انرژی الکتریکی
۶- اثر استفاده از نیروگاه‌های هسته‌ای (تا ۳۵ درصد) بر مصرف سایر حامل‌های انرژی	کاهش قابل توجه انتشار آلاینده‌ها (حدود10^8 تُن) در صورت برابری با هزینه‌های جهانی، هزینه‌ی سرمایه‌گذاری و تولید کم‌تر از انرژی‌های تجدید پذیر است.
۷- بررسی اثر تغییر ضریب بار بر حداکثر دیماند مورد نیاز انرژی الکتریکی در سال مورد مطالعه (از 0.7 به 0.9)	کاهش بار پیک به میزان حدود 20000MW

۵-۳- *توسعه‌ی شبکه‌ی الکتریکی*

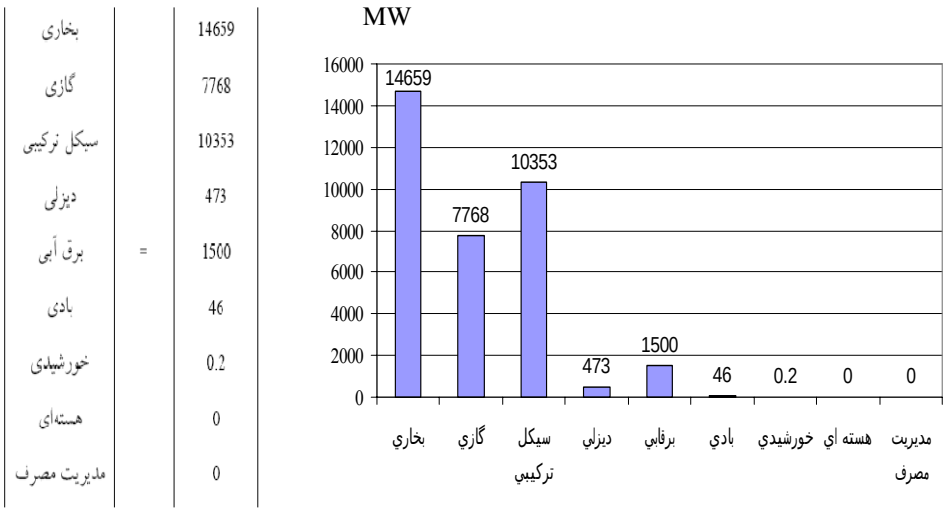
در ادامه، برخی نتایج به طور اجمالی و با ورودی‌های انتخابی و نمونه‌ای ارائه می‌شوند:

- در سال ۱۳۸۶، انرژی الکتریکی مورد نیاز کشور ۱۱۶،۵۶۲ mboe برابر با ۱۹۸،۱۵۵،۴۰۰ MWh و پیک بار با فرض ضریب بار ۰،۶۵، برابر با ۳۴۷۹۹ MW است و اگر تصور شود بر اثر کم آبی، قدرت عملی نیروگاه‌های برق آبی در زمان پیک بار (فصل گرم) بیش از ۱۵۰۰ MW نباشد، در این صورت تنها گزینه‌ی تأمین پیک بار، نصب

Archive of SID

www.SID.ir

نیروگاه‌های گازی به میزان حدود MW ۸۰۰ است (با فرض عدم امکان اعمال مدیریت مصرف) (شکل ۱۱)

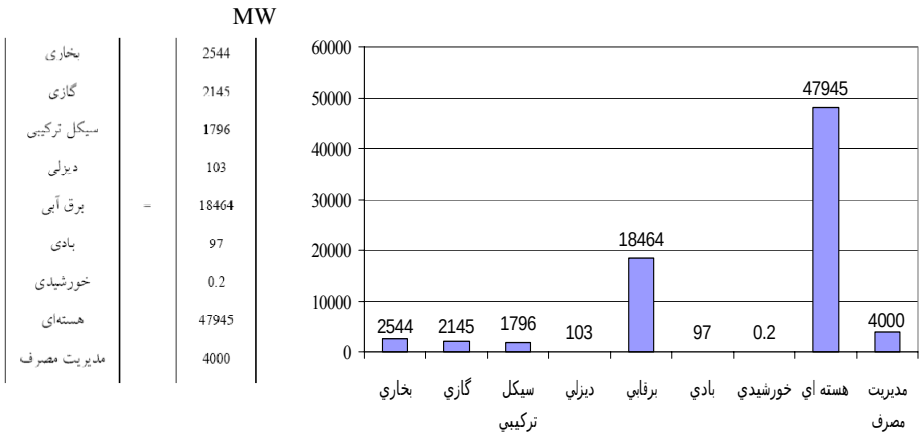


شکل ۱۱- ظرفیت انواع نیروگاه‌های تولید کننده‌ی انرژی الکتریکی در سال ۱۳۸۶ با توجه به سناریوی تعریف شده

در صورتی‌که کاهش انتشار دی‌اکسید کربن به میزان سالانه 8 درصد مد نظر باشد، در سال ۱۴۰۴ ترکیب نیروگاه‌های تأمین کننده‌ی بار پیک به شکل زیر خواهد بود. با استفاده از نرم افزار سیستم انرژی، میزان انرژی الکتریکی مورد نیاز کشور در سال مورد اشاره ۳۲۱،۶۰۸ mboe برابر با ۵٤٦،۷۳۳،٦۰۰ MWh است و در صورتی‌که با اعمال برنامه‌های مدیریت بار، ضریب بار منحنی تداوم بار به ۰،۸۵ رسیده باشد، پیک بار کشور برابر با ۷۳٤۲٦ MW خواهد بود، که با رعایت یک حاشیه‌ی امنیت ۵ درصدی، به حدود ۷۷۰۰۰ MW ظرفیت نصب شده با ترکیب زیر مورد نیاز است (شکل ۱۲). سقف کاهش مصرف بر اثر اعمال برنامه‌های مدیریت مصرف ٤۰۰۰ MW در نظر گرفته شده است.

Archive of SID

www.SID.ir



شکل۱۲- ظرفیت انواع نیروگاه‌های تولید کننده‌ی انرژی الکتریکی در سال ۱۴۰۴ با توجه به سناریوی تعریف شده

۶- نتیجه گیری و پیشنهادات

توسعه‌ی شبکه‌ی الکتریکی به منظور تأمین تقاضای حداکثر (پیک بار) شبکه در دوره‌ی مورد مطالعه، وابستگی کامل به سیاست‌های اقتصادی و زیست محیطی کشور در مقطع زمانی مربوطه دارد. اگر اهمیت بیش‌تری به نیازهای اقتصادی داده شود، ارزان‌ترین گزینه‌ها در نظر گرفته می‌شوند، از سوی دیگر، وقتی هدف، کاهش انتشار آلاینده‌هاست، تکنولوژی‌های حامی محیط زیست ترجیح داده می‌شوند.

موضوع تعیین‌کننده‌ی دیگر، زمان مورد نیاز برای ساخت تأسیسات تولید انرژی الکتریکی است، در نتیجه برای تأمین تقاضا در فواصل زمانی نزدیک، نصب تأسیساتی که دوره‌ی ساخت کوتاهی دارند (هر چند آلاینده محیط زیست بوده و یا این که هزینه‌ی بهره برداری و هزینه‌های متغیر بالایی داشته باشند)، گزینه‌ی درست به نظر می‌رسد.

دریافت خروجی راهگشا و قابل اتکا از این نرم افزار، به گونه‌ای که بتوان برنامه‌ی توسعه‌ی شبکه‌ی الکتریکی کشور را بر آن استوار کرد، نیازمند پروژه‌های مطالعاتی دقیق در هر یک از زمینه‌های ذکر شده است، که در زیر به برخی از آن‌ها اشاره می‌شود.

Archive of SID

www.SID.ir

- مدیریت مصرف

از پیش مطالعات ضروری، استفاده از نرم افزار توسعه‌ی شبکه‌ی الکتریکی، مطالعه و بررسی در مورد برنامه‌های تکنیک‌های مدیریت مصرف است.این مطالعات باید در هر یک از بخش‌های مصرف (بخش خانگی، تجاری و عمومی، بخش صنعت و بخش کشاورزی)، به تفصیل انجام پذیرد.در نهایت با جمع بندی مطالعات فوق، باید تعیین شود که در هر بازه‌ی زمانی و در هر سال چه میزان از تقاضا را می‌توان با اعمال سیاست‌های مدیریت مصرف کاهش داد. ($RDSM_n$) و هزینه‌ی هر مگاوات کاهش تقاضا بر اثر اعمال این برنامه‌ها، چه‌قدر است. ($KDSM_n$)

بدیهی است در صورتی که هزینه‌ی هر مگاوات کاهش تقاضا از هزینه‌ی سرمایه‌گذاری نصب تأسیسات جدید کم‌تر باشد، اجرای برنامه‌های مدیریت مصرف، اولویت خواهد داشت. علاوه بر آن، حتی در صورتی‌که هزینه‌ی مدیریت مصرف بیش از هزینه‌ی نصب تأسیسات تولید انرژی الکتریکی باشد، باز هم ممکن است با در نظر گرفتن هزینه‌های خارجی و میزان آلایندگی گزینه‌های تولید، مدیریت مصرف ترجیح داده شود.

- تعیین پارامترهای اقتصادی

- تورم: از پارامترهای تعیین کننده در برنامه‌ریزی انرژی الکتریکی است، زیرا تعیین میزان ارزش زمانی پول و محاسبه‌ی هزینه‌ها در سال‌های آینده، با علم به این پارامتر انجام می‌گیرد.

- هزینه‌ی سرمایه‌گذاری نصب ظرفیت انواع گزینه‌های تولید توان در کشور ایران: در مورد هزینه‌ی سرمایه‌گذاری انواع نیروگاه‌ها، مقادیر نمونه‌ای در مطالعات و مقالات علمی در سطح جهان موجود است، اما هزینه‌ی سرمایه‌گذاری برخی تأسیسات در ایران با سایر کشورها تفاوت عمده‌ای دارد.

مثال روشن در این مورد نیروگاه‌های هسته‌ای است. پیش بینی‌ها بیانگر کمبود انرژی الکتریکی، افزایش قیمت سوخت‌های فسیلی، گرم شدن جهانی و انتشار آلاینده‌ها بر اثر استفاده از سوخت‌های فسیلی است و این موضوع تقاضای دوباره برای نیروگاه‌های هسته‌ای را به دنبال خواهد داشت. در مقابل، فرآورده‌های نفتی و گاز طبیعی قیمت بسیار بالاتری نسبت به سال‌های گذشته دارند و هم‌چنین این گونه نیروگاه‌ها باید به

Archive of SID

www.SID.ir

تکنولوژی‌های پیچیده و گران قیمت حفاظت محیط زیست مجهز شوند(ویزمن و اِکهارت[1]، ۱۹۸۵).

پیش‌بینی‌ها بیانگر آن است که قیمت توان تولیدی توسط انرژی هسته‌ای به‌طور حتم کم‌تر از نیروگاه‌های فسیلی خواهد بود. با توجه به این که میزان انتشار دی اکسید کربن در نیروگاه‌های هسته‌ای چندین برابر کم‌تر از نیروگاه‌های سوخت فسیلی است، انتشار غیرمستقیم دی اکسید کربن در نیروگاه‌های هسته‌ای حدود g/KWh ۵ است، درحالی‌که این رقم برای نیروگاه‌های هیدروالکتریک g/KWh ۱۱ و نیروگاه‌های گازی g/KWh ۶۰۰ در ایالات متحده‌ی آمریکا محاسبه شده است. هم‌چنین نیروگاه‌های هسته‌ای به طور مستقیم SO_2 ، NO_x جیوه یا سایر آلاینده‌هایی که بر اثر احتراق سوخت‌های فسیلی حاصل می‌شوند، تولید نمی‌کنند.[2]

با توجه به توضیحات فوق، می‌توان به این نتیجه رسید که چنان‌چه هزینه‌ی نصب و هزینه‌ی تولید انرژی الکتریکی نیروگاه‌های هسته‌ای در کشور ایران نزدیک به قیمت‌های جهانی باشد، این نیروگاه‌ها می‌توانند بهترین انتخاب برای توسعه‌ی شبکه‌ی برق کشور در بلندمدت باشد، تا ضمن ارضای تقاضا با هزینه‌ی کم، انتشار آلاینده‌ها نیز محدود شود. اما با شرایط کنونی و چندین برابر بودن قیمت این نیروگاه‌ها نسبت به نیروگاه‌های فسیلی در کشور و نبود تلاش جدی برای کاهش انتشار گازهای آلاینده‌ی هوا و هم‌چنین محدودیت‌های سیاسی، این گزینه توجیه اقتصادی ندارد.

در مورد برخی گزینه‌های دیگر به‌ویژه منابع تجدیدپذیر مانند انرژی خورشیدی و نیروگاه‌های بادی نیز شرایط مشابهی حاکم است و ممکن است هزینه‌های تولید و سرمایه‌گذاری در کشور با هزینه‌های جهانی متفاوت باشد.

- محدودیت پتانسیل نیروگاه‌های برق آبی در کشور

به‌دلیل محدودیت حاکم بر تولید انرژی و توان، این نیروگاه‌ها در سال‌های مختلف ضریب ظرفیت ثابتی ندارند و تعیین این ضریب ظرفیت، وابسته به پیش‌بینی‌های هواشناسی در هر سال است، بنابراین، اتکا به انرژی تولیدی این نیروگاه‌ها در یک برنامه‌ی بلندمدت، منطقی به نظر نمی‌رسد و به همین دلیل در برخی از روش‌های برنامه‌ریزی انرژی الکتریکی، نیروگاه‌های برقابی به صورت بار منفی مدل می‌شوند(سوویشر و دیگران، ۱۹۹۷).

1 - Wiesman, Eckhart.
2 - www.iaea.org

Archive of SID

www.SID.ir

با توجه به مطالب ذکر شده، می‌توان دریافت که نرم افزار توسعه‌ی شبکه‌ی الکتریکی، در واقع بستری برای برنامه‌ریزی و تصمیم‌گیری با توجه به همه‌ی نیازها، سیاست‌ها و محدودیت‌ها فرآهم آورده، اما دست‌یابی به نتایج قابل استناد توسط آن، منوط به تعیین صحیح پارامترهای ورودی آن است، که خود موضوع فرآیندهای مطالعاتی جداگانه‌ای می‌باشد، که از حوزه‌ی این مقاله خارج است.

فهرست منابع

"ترازنامه‌ی انرژی سال ۱۳۸۴". معاونت امور برق و انرژی، دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی.

Atikol U. "A demand-side planning approach for the commercial sector of developing countries". Energy 2004;29:257–66.

Busch J, Eto J. "Estimation of avoided costs for electric utility demand-side planning". Energy Sour 1996;18:473–99.

Cormio, Dicorato, Minoia, Trovato "A regional energy planning methodology including renewable energy sources and environmental constraints". Renewable and sustainable Energy Reviews 7 (2003) 99-130.

Delson, Shahidehpour "Linear programming applications to power system economics, planning and operations". In: IEEE Trans. On power system, vol. 7 No.3, August 1992.

Gronheit "Economic interpretation of the EFOM model". Energy Economics1991; 13(2):143-52.

Hirst, E. and Goldman, C. "Creating the future: integrated resource planning for electric utilities". Annual Review Energy Environment, 1991, 16, 91–121.

Hobbs, B. F. "Optimization methods for electric utility resource planning". European Journal of Operational Research, 1995, 83, 1–20.

Hobbs, B. F. and Centolella, P. "Environmental policies and their effects on utility planning and operations". Energy, 1995, 20(4), 255–271.

Hoog, D. T. and Hobbs, B. F. "An integrated resource planning model considering customer value, emissions, and regional economic impacts". Energy, 1993, 18(11), 1153–1160.

Swisher, J., Gilberto Jannuzzi, Robert Redlinger "Tools and Methods for Integrated Resource Planning: Improving energy efficiency and protecting the environment". UNEP Collaboration Center on Energy and Environment, Nov. 1997.

Archive of SID

www.SID.ir

Kreith F. “Integrated resource planning. J Energy Resour Technol”. 1993;115:80–5.

Lauria, Davide, Fabio Mottola, Paola Verde “Energy Planning with Air Pollution Constraints”. International Journal of Emerging Electric Power Systems 7.1 (2006), Available at: http://works.bepress.com/fabio_mottola/1

Malik A. “Modeling and economic analysis of DSM programs in generation planning”. Int J Electric Power Energy Syst 2001;23:413–9.

Wang, Chung Hsiao, K Jo Min “An integrated resource planning model for utilities with quantified outage costs”. Engineering Annex, Ames, IA 50011, USA, Electrical Power & Energy Systems, Vol. 20, No. 8, pp. 517–524, 1998.

World Bank. Project Appraisal Document for Energy Services”. Delivery Project Report No. 16063-CE. Energy and Project Finance Division Country Department, 1 South Asia egion, Washington, DC, February 1997.

World Bank. Greenhouse gas mitigation options in the Sri Lanka power sector”. Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP). Washington, DC, February 2003.

Wiesman, Eckhart “Modern power Plant Engineering”. Prentice, ISBN: 0136919901, 1985.

Yang M. “Demand-side management in Nepal. Energy”. 2006;31: 2677–98.

www.tavanir.org.ir/farsi/template.asp?url=/info/stat84/sanatfhtml/Load.htm &pagename

http://en.wikipedia.org/wiki/Energy_planning

www.iea.org

www.iaea.org

Archive of SID

www.SID.ir