

بررسی تبدیل نیروگاه های گازی ساده (SCGT) به چرخه ترکیبی (CCGT) و تأثیر آن بر میزان مصرف سوخت های فسیلی

علی امامی میبیدی^۱

کیومرث حیدری^۲

تاریخ پذیرش: ۱۳۹۰/۷/۲۴

تاریخ دریافت: ۱۳۸۹/۹/۲

چکیده

برای تولید برق می توان تکنولوژی های مختلفی (توربین گاز، چرخه ترکیبی، آبی، بادی و ...) را مورد استفاده قرار داد. انتخاب ترکیب مناسب تکنولوژی برای تولید برق، تأثیر مستقیمی بر میزان سوخت مصرفی دارد. از میان مولدهای مختلف، انواع چرخه ترکیبی و گازی ساده، بیش از نیمی از انرژی برق کشور را تولید می کنند. مزیت اصلی مولدهای چرخه ترکیبی در مقایسه با مولدهای گازی ساده، راندمان بالاتر یا مصرف کمتر سوخت است.

این مطالعه به مقایسه دو مولد فوق پرداخته و یافته های تحقیق نشان می دهد، در سطح قیمت های یارانه ای سوخت (پیش از اصلاح قیمت حامل های انرژی)، تبدیل نیروگاه های گازی به چرخه ترکیبی و یا احداث مولدهای تجدیدپذیر برای تولید برق، فاقد توجیه اقتصادی است.

آستانه توجیه پذیری این جایگزینی، در شرایط بهره برداری بار میانی، سطح قیمت های ۵۰۰ ریال برای هر متر مکعب و بالاتر بوده و هر چه قیمت از این سطح بالاتر می رود، تبدیل تعداد بیشتری از مولدهای گازی توجیه پذیر می شود. در سطح قیمت ۱۳۰۰ ریال برای هر متر مکعب، نسبت منافع به مخارج برای تبدیل اغلب مولدهای گازی به چرخه ترکیبی، بیش از ۲ است. با این حال، از آنجایی که نسبت منافع به مخارج برای تبدیل برخی از مولدهای گازی ساده به چرخه ترکیبی کمتر از یک است، می توان نتیجه گرفت مولدهای چرخه ترکیبی نسبت به مولدهای گازی ساده برتری مطلق ندارند. با فرض تبدیل کلیه مولدهای گازی به چرخه ترکیبی، سالانه تقریباً معادل ۳/۵ میلیارد متر مکعب گاز طبیعی صرفه جویی خواهد شد که تقریباً معادل ۷ درصد گاز مصرفی در بخش تولید برق و حدود ۲/۵ درصد کل گاز مصرفی کشور است.

واژگان کلیدی: راندمان، توربین گاز، چرخه ترکیبی، سوخت فسیلی، تولید برق

طبقه بندی JEL: Q40

emami@atu.ac.ir

۱. عضو هیأت علمی دانشکده اقتصاد دانشگاه علامه طباطبایی:

kioumars.h@gmail.com

۲. دانشجوی دوره دکتری اقتصاد نفت و گاز دانشگاه علامه طباطبایی:

۱- مقدمه

امروزه، از یک سو، با نقش بسیار مهم انرژی در کلیه بخش های اقتصادی مواجه هستیم و از سوی دیگر، منابع انرژی محدود بوده و اغلب آنها تجدید ناپذیرند. بنابراین، بهبود راندمان انواع تجهیزات مصرف کننده انرژی و همچنین مولدهایی که با مصرف یک حامل، صورت دیگری از انرژی را تولید می کنند، اهمیت ویژه ای دارد. مولدهای حرارتی تولید برق، یکی از انواع ماشین های محسوب می شوند که انرژی فسیلی را برای تولید انرژی الکتریکی مورد استفاده قرار می دهند. راندمان بسیاری از این مولدها کمتر از ۴۰ درصد است؛ یعنی به ازای ۱۰۰ واحد انرژی دریافتی، تنها ۴۰ واحد انرژی مفید تولید می شود. این موضوع ضمن اتلاف بخشی از انرژی های تجدید ناپذیر، آثار زیست محیطی قابل توجهی به همراه دارد. اهمیت این مسأله زمانی بیشتر احساس می شود که به خاطر داشته باشیم سالانه تقریباً معادل ۵۰ میلیارد متر مکعب گاز طبیعی (با احتساب معادل ارزش حرارتی نفت گاز و نفت کوره به گاز طبیعی) در نیروگاه های برق مصرف می شود. خاطرنشان می گردد در سال ۱۳۸۸، بیش از ۸۵ درصد ظرفیت های نصب شده تولید برق در کشور مبتنی بر نیروگاه های حرارتی بوده و در همین سال، سهم این مولدها در تولید برق بیش از ۹۰ درصد بوده است.

از آنجایی که تبدیل مولدهای گازی ساده به چرخه ترکیبی موجب بهبود نسبی راندمان تولید برق می شود، در این مقاله، تبدیل فوق و آثار آن از زوایای مختلفی بررسی شده است. برای این منظور، آنالیز هزینه-فایده مورد استفاده قرار گرفته و در ادامه برای استخراج میزان تولید، میزان سوخت مصرفی هر مولد نیروگاهی و میزان سوخت صرفه جویی شده (به هنگام جایگزینی یک مولد با راندمان بالا به جای یک مولد با راندمان پایین تر)، از تکنیک های برنامه ریزی ریاضی و روابط فنی مربوط به تبدیل انرژی مولدهای برق استفاده شده است.

یافته های تحقیق نشان می دهد، در سطح قیمت های یارانه ای سوخت (پیش از اصلاح قیمت حامل های انرژی)، تبدیل نیروگاه های گازی به چرخه ترکیبی و یا احداث مولدهای تجدیدپذیر برای تولید برق فاقد توجیه مالی است. آستانه توجیه پذیری این جایگزینی، سطح قیمت های ۵۰۰ ریال و بالاتر برای هر متر مکعب گاز طبیعی بوده و هر چه قیمت از این سطح بالاتر می رود، تبدیل تعداد بیشتری از مولدهای گازی توجیه پذیر می گردد. در سطح قیمت ۱۳۰۰ ریال برای هر متر مکعب، نسبت منافع به مخارج برای تبدیل اغلب مولدهای گازی به چرخه ترکیبی، بیش از ۲ است. نکته حائز اهمیت اینکه گرچه جایگزینی یک مولد با راندمان بالا به جای یک مولد با راندمان کمتر، موجب صرفه جویی سوخت می شود، با این حال، تبدیل فوق به صورت مطلق دارای توجیه اقتصادی نیست؛ زیرا نسبت منافع به مخارج برای این تبدیل، بسته به شرایط، در برخی موارد کمتر

از یک و به عبارت دیگر، استفاده از مولدهای چرخه ترکیبی به جای مولدهای گازی ساده همواره توجیه پذیر نبوده بلکه متاثر از شرایط جایگزینی است. نکته آخر اینکه، با فرض تبدیل کلیه مولدهای گازی به چرخه ترکیبی، سالانه تقریباً معادل ۳/۵ میلیارد متر مکعب گاز طبیعی صرفه جویی خواهد شد. میزان صرفه جویی تقریباً معادل ۷ درصد سوخت مصرفی در صنعت برق و حدود ۲/۵ درصد کل گاز مصرفی کشور است.

۲- بررسی ترکیب فعلی تولید برق در ایران و جهان

برای تولید برق می توان از تکنولوژی های مختلفی (مانند توربین های گازی ساده، چرخه ترکیبی، آبی یا بادی) استفاده کرد. تفاوت در انرژی اولیه مورد استفاده، یکی از معیار های کلی دسته بندی این تکنولوژی ها محسوب می شود. تفکیک مولدها به دو گروه تجدید پذیر و تجدید ناپذیر، معیار دیگری برای این دسته بندی ها است. با افزایش سهم تکنولوژی های مبتنی بر انرژی های تجدید پذیر، میزان مصرف سوخت های فسیلی کاهش می یابد. جدول شماره (۱) ترکیب تکنولوژی تولید برق در ایران را در سال ۱۳۸۸ نشان می دهد. همان طور که ملاحظه می شود، بیشترین و کمترین سهم از ظرفیت های نصب شده، به ترتیب، به مولدهای توربین گازی ساده و انرژی های نو تعلق دارد و بنابراین، بررسی بهیچگی ترکیب تکنولوژی نصب شده برای تولید برق از اهمیت ویژه ای برخوردار است. این بررسی مستلزم تدوین یک چارچوب نظری، مدل سازی، اعمال برخی فروض و در نهایت، استخراج نتایج است که در ادامه مقاله ملاحظه می شود.

جدول ۱. ترکیب تولید برق در صنعت برق ایران

نوع تکنولوژی	ظرفیت نصب شده (MW)		سهم از کل ظرفیت (درصد)	تولید (میلیارد Kwh)	ضریب بهره برداری (درصد)	
	اسمی	عملی			اسمی	عملی
توربین گازی	۱۹۲۰۳	۱۵۵۷۲	۳۴	۵۴	۳۲/۳	۳۹/۸
بخار	۱۵۷۰۴	۱۵۲۳۷	۲۸	۹۶	۶۹/۹	۷۲/۱
چرخه ترکیبی	۱۳۶۶۴	۱۱۴۹۵	۲۴	۶۴	۵۳/۴	۶۳/۵
آبی	۷۷۳۷	۷۳۸۹	۱۴	۷/۵	۱۱/۱	۱۱/۶
انرژی های نو	۵۱۰	۳۷۸	۱	۰/۳	۷/۳	۹/۸
مجموع	۵۶۸۱۸	۵۰۰۷۱	۱۰۰	۲۲۲	۴۴/۷	۵۰/۷

مأخذ: آمار تفصیلی صنعت برق در سال ۱۳۸۸ و محاسبات تحقیق

گرچه برای بررسی ترکیب تکنولوژی، تدوین یک چارچوب علمی ضروری است، با این حال

می توان از برخی ملاک های کلی نیز در این زمینه استفاده کرد و بنابراین، با فرض اینکه ترکیب تکنولوژی تولید برق در کل جهان (یا مناطقی مانند اتحادیه اروپا) بهینه باشد^۱، می توان ترکیب تکنولوژی تولید برق در ایران را با این مناطق مقایسه کرد. در جدول شماره (۲) ترکیب تکنولوژی تولید برق برای برخی کشورها و مناطق مختلف جهان نشان داده شده است. همان طور که مشاهده می شود، این ترکیب در منطقه خاورمیانه بسیار نزدیک به وضعیت ایران بوده و این ترکیب برای اروپا، کشورهای OECD و متوسط جهان، کاملاً با وضعیت ایران متفاوت است. گرچه ترکیب بهینه متاثر از عوامل متعددی از جمله منابع انرژی اولیه، هزینه های سوخت و ... است، اما با توجه به تفاوت آشکار ترکیب تکنولوژی تولید برق، بررسی دقیق این تفاوت ضروری به نظر می رسد.

جدول ۲. ترکیب تکنولوژی های تولید برق در برخی کشورها و مناطق مختلف دنیا

جهان	OECD	اروپا	آفریقا	چین	ترکیه	خاورمیانه	ایران	
۴۰/۲	۳۷/۷	۳۰/۲	۴۴/۳	۷۹	۲۶/۷	۵/۵	۰	زغال سنگ
۶/۶	۵/۱	۴/۲	۱۰/۴	۲/۴	۳/۴	۳۷/۵	۱۸	سوخت مایع
۱۹/۶	۱۸/۷	۲۰	۲۶/۴	۰/۵	۴۵/۳	۵۳/۶	۷۳	گاز
۰/۹	۱/۳	۱/۷	۰/۱	۰/۱	۰	۰	۰	بیوماس
۰/۴	۰/۶	۰/۸	۰	۰	۰/۱	۰	۰	زباله سوز
۱۵/۱	۲۲/۴	۳۰/۱	۲	۲/۱	۰	۰	۰	اتمی
۱۶/۴	۱۲/۸	۱۰/۳	۱۶/۴	۱۵/۹	۲۴/۴	۳/۳	۸.۹	آبی
۰/۳	۰/۴	۰/۲	۰/۲	۰	۰/۱	۰	۰	زمین گرمایی
۰	۰	۰	۰/۱	۰	۰	۰	۰	خورشیدی
۰	۰/۹	۲/۱	۰/۱	۰	۰	۰	۰	بادی
۰	۰/۱	۰/۲	۰	۰	۰	۰	۰	سایر
۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	۱۰۰	مجموع

www.iea.org (2005)

۱. بدیهی است این فرض به طور مطلق قابل پذیرش نبوده و شرایط مناطق مختلف نیز یکسان نیست.

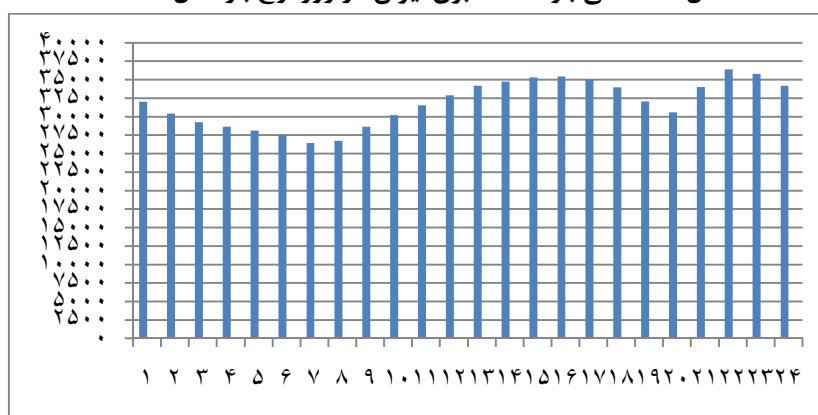
۳- معیارها و شاخص های موثر بر ترکیب تکنولوژی تولید برق:

انتخاب ترکیب بهینه تکنولوژی تولید برق، متأثر از عوامل مختلفی از جمله، رفتار بار مصرفی، قابلیت ذخیره سازی انرژی الکتریکی، هزینه سوخت، هزینه سرمایه، محدودیت انرژی اولیه (مانند ذخیره آب، شدت و میزان وزش باد و یا شدت تابش خورشید) و پایداری شبکه می باشد که در ادامه به اختصار تأثیر هر یک از این موارد بررسی شده است.

۳-۱- رفتار بار مصرفی

شبکه برق کشور تأمین انرژی برای تعداد بسیار زیادی از مصرف کنندگان را به عهده دارد. هر یک از این مصرف کنندگان، دو جزء مشخص از خدمات شامل توان (قدرت الکتریکی لحظه ای) و انرژی (مصرف توان طی زمان) را از شبکه دریافت می کنند. گر چه انرژی، نتیجه استفاده از توان طی یک دوره زمانی مشخص است، با این حال تغییر هر یک از این دو عامل می تواند تأثیر متفاوتی بر شبکه برق کشور داشته باشد. برای مثال فرض کنید مقدار مشخصی انرژی مورد نیاز است که این میزان انرژی با مقدار زیادی توان طی یک دوره زمانی کوتاه و یا مقدار کمتری توان طی یک دوره طولانی، قابل تأمین است. نکته دیگر به تشابه یا عدم تشابه رفتار مصرفی بر می گردد.

شکل ۱. منحنی بار صنعت برق ایران در روز اوج بار سال ۱۳۸۸



شکل (۱)، رفتار مصرفی مشترکان شبکه برق ایران در یک روز خاص را نشان می دهد. همان طور که ملاحظه می گردد، در ساعت ۲۲ معادل ۳۶۵۰۰ مگاوات توان الکتریکی از طرف مصرف کنندگان تقاضا شده اما در ساعت ۷ صبح این تقاضا به ۲۶۰۰۰ مگاوات کاهش یافته است.

تفاوت بار درخواستی در ساعات مختلف بر ظرفیت سازی نیروگاهی (ترکیب تکنولوژی) تأثیرگذار است.

۲-۳- قابلیت ذخیره سازی انرژی الکتریکی

در نمودار (۱)، به تفاوت بار درخواستی ساعات مختلف اشاره شد. این موضوع برای فصل های مختلف نیز صادق است. بدیهی است در صورتی که امکان ذخیره سازی انرژی برق در ساعات کم باری برای تأمین تقاضای اوج بار وجود داشته باشد، ترکیب بهینه تولید با حالت عدم امکان ذخیره سازی انرژی متفاوت خواهد بود. متأسفانه ذخیره سازی انرژی الکتریکی در مقیاس وسیع بسیار پرهزینه و در مجموع، عدم امکان ذخیره سازی انرژی الکتریکی نیز بر ظرفیت سازی تولید برق تأثیرگذار است.

۳-۳- هزینه سوخت

تفاوت بار درخواستی در ساعات مختلف موجب می شود میزان بهره برداری از مولدهای مختلف در طول سال کاملاً با هم متفاوت باشد و بنابراین، از آنجایی که راندمان و لذا هزینه متغیر مولدهای مختلف با هم متفاوت است، این موضوع موجب تفاوت هزینه تأمین برق در ساعات مختلف می شود. گرچه راندمان بالای یک مولد تولید برق موجب کاهش هزینه سوخت می شود، با این حال راندمان بالاتر به صورت رایگان حاصل نمی شود. در یک مدل بهینه یابی، می باید ارزش سوخت صرفه جویی شده با هزینه سرمایه گذاری برای حصول به راندمان بالاتر مقایسه شود. به عبارت دیگر، ارزش سوخت صرفه جویی شده، یکی از ملاک های انتخاب تکنولوژی تولید برق محسوب می شود. بدیهی است، با ثبات سایر شرایط، بین میزان استفاده از یک مولد در طول سال و صرفه جویی سوخت ناشی از بهبود راندمان آن، یک رابطه مستقیم وجود دارد. از آنجایی که ارزش سوخت صرفه جویی شده رابطه مستقیمی با میزان مصرف سوخت و بهای آن دارد و مصرف سوخت نیز تابعی از ضریب بهره برداری مولد است، نسبت منافع به هزینه تبدیل دو مولد گازی مختلف (با راندمان یکسان و ضریب بهره برداری متفاوت)، به چرخه ترکیبی یکسان نخواهد بود.

۴-۳- محدودیت انرژی اولیه

در تولید انرژی الکتریکی، می توان مولدهای تجدیدپذیر را جایگزین مولدهای حرارتی (مصرف کننده سوخت) کرد. این مولدها نیازی به سوخت فسیلی برای تولید برق ندارند. با این حال، از یک طرف، هزینه سرمایه گذاری آنها بالاتر از مولدهای حرارتی بوده و از سوی دیگر، انرژی اولیه (مانند

مخازن سدها، وضعیت وزش باد یا میزان و شدت تابش خورشید) آنها نیز با محدودیت‌هایی مواجه است. بنابراین، حتی اگر این مولدها اولویت اول تأمین انرژی برق باشند، بهره‌برداری از آنها در چارچوب محدودیت انرژی اولیه خواهد بود.

۴- نیروگاه‌های چرخه ترکیبی در مقایسه با چرخه ساده

یک مولد گازی ساده، از سوخت‌های فسیلی برای ایجاد حرارت و تولید بخار برای به چرخش درآوردن توربین استفاده می‌کند. انرژی مکانیکی حاصل از چرخش توربین به یک ژنراتور منتقل شده و از این طریق به انرژی الکتریکی تبدیل می‌گردد. در این مولدها، بخشی از حرارت ناشی از سوخت مصرفی بدون استفاده مفید وارد محیط می‌شود. این کار ضمن تحمیل هزینه‌های بالاتر سوخت، موجب تخریب محیط زیست نیز می‌گردد.

طراحی و استفاده از مولدهای چرخه ترکیبی، یکی از راه‌های بهره‌برداری بهتر از سوخت مصرفی محسوب می‌شود. در این مولدها، حرارتی که در مولدهای گازی ساده وارد فضا می‌شود، برای تأمین انرژی اولیه برای تولید بخار مورد استفاده مجدد قرار می‌گیرد. بدیهی است این تغییر، میزان انرژی اولیه (ورودی) مورد نیاز برای تأمین مقدار مشخصی انرژی الکتریکی (خروجی) را کاهش می‌دهد و بنابراین، موجب افزایش راندمان مولد حرارتی می‌شود.

در عمل، برای نصب یک مولد چرخه ترکیبی، می‌باید ضمن نصب همزمان توربین‌های گازی و بخاری در محل تولید برق، امکان انتقال گازهای خروجی از مولد گازی به چرخه ترکیبی را فراهم کرد. این کار گرچه راندمان کل نیروگاه را بهبود می‌بخشد، مستلزم صرف هزینه‌های بالاتر سرمایه‌گذاری است. در حال حاضر، راندمان یک مولد گازی ساده در ایران بین ۳۳ تا ۳۸ درصد و راندمان یک مولد چرخه ترکیبی نیز بین ۴۵ تا ۵۰ درصد است.

۵- مطالعات انجام شده

بررسی‌های انجام شده نشان می‌دهد مطالعه دقیقی راجع به موضوع این مطالعه در کشور انجام نشده است. با این حال برخی از مطالعات مرتبط را می‌توان به شرح زیر ارائه کرد:

بروس اسمیت (Smith, 1974) در مطالعه‌ای به بررسی ابداعات انجام شده در بخش تولید نیروی برق (مولدهای برق) طی دو دهه (از ۱۹۵۰ تا ۱۹۷۰) پرداخته و تغییرات تکنولوژی در این بخش را با سرعت بالا ارزیابی کرده و افزایش هزینه‌های تحقیق و توسعه (با رشد ۴۵۰ درصدی) و تولیدات علمی (با رشد ۲۵۰ درصدی) را عوامل مهمی در این زمینه قلمداد کرده و مدعی است تغییرات تکنولوژی طی دوره مورد بررسی، موجب بهبود راندمان مولدهای تولید برق شده است.

پورکازمی و حیدری (۱۳۸۱) در مطالعه ای به بررسی کارآیی نیروگاه های حرارتی تولید برق در ایران پرداخته اند. در این تحقیق، کارآیی نیروگاه های حرارتی کشور تحت دو فرض بازدهی ثابت و متغیر به مقیاس به ترتیب، معادل ۶۴ و ۷۸ درصد محاسبه شده است.

یوسف نجار (Najjar, 2001) در مقاله ای با عنوان استفاده کارا از انرژی با به کارگیری مولدهای چرخه ترکیبی، به بررسی ملاحظات مختلف مربوط به نصب و بهره برداری از مولدهای چرخه ترکیبی در شبکه برق نموده و به پایین بودن هزینه ثابت سرمایه گذاری مولدهای گازی در مقایسه با مولدهای بخار، به عنوان یک مزیت، اشاره کرده است ولی در مقابل، پایین بودن راندمان آنها را نیز به عنوان یک عدم مزیت معرفی می کند. این محقق مولدهای چرخه ترکیبی را به عنوان یک مولد میانی، نسبت به مولدهای گازی ساده و بخار، معرفی کرده و این تکنولوژی را سازگار با محیط زیست معرفی می نماید. وی با تحلیل مؤلفه های فنی مختلف، مولدهای چرخه ترکیبی و تأثیر آنها بر پایایی شبکه برق، این انتظار را مطرح کرده که مولدهای چرخه ترکیبی به عنوان مولدهای کارا، انعطاف پذیر و پایا، برای تأمین بار پایه مورد استفاده قرار گیرند.

سیاهکلی و حیدری (۱۳۸۳) در مطالعه ای به بررسی توجیه اقتصادی استفاده از منابع تولید پراکنده، از منظر مصرف کننده یا مشترک برق، پرداخته اند. این مولدها، با هدف کاهش تلفات شبکه، کاهش سرمایه گذاری در انتقال و توزیع و در اغلب موارد برای بهبود راندمان تولید برق مورد توجه قرار گرفته اند. نتایج این مطالعه نشان می دهد استفاده از مولدهای پراکنده نسبت به خرید برق از شبکه، برای گروهی از مشترکان تجاری و صنعتی، توجیه پذیر است.

همچنین سیاهکلی و حیدری (۱۳۸۴) مطالعه مشابهی را از منظر بنگاه برق و اقتصاد ملی انجام داده اند. از منظر اقتصاد ملی، به کارگیری این مولدها (با احتساب ارزش سوخت صرفه جویی شده به قیمت های واقعی) توجیه پذیر عنوان شده و از دید بنگاه نیز، استفاده از مولدهای مذکور، مشروط به تحقق برخی فروض گردیده است.

رحیمی و ثقفی (۱۳۸۵) به ارزیابی فنی و اقتصادی احداث توربین های کوچک برق بادی در بروجرد پرداخته اند. همان طور که اشاره شد، توربین های بادی، یکی از انواع مولدهای تجدیدپذیر برق هستند که موجب کاهش مصرف سوخت های فسیلی در تولید برق می شوند. نتایج این مطالعه نشان می دهد احداث نیروگاه بادی در منطقه مورد نظر، با سرعت متوسط تقریبی ۳/۵ متر بر ثانیه برای وزش باد، دارای توجیه اقتصادی است.

بهدشتی و همکاران (۱۳۸۶) کاهش مصرف سوخت توربین های گازی را با به کارگیری روش

مه سرمایی^۱ مورد بررسی قرار دادند. نتایج این مطالعه نشان می دهد، با به کارگیری روش فوق، امکان کاهش سوخت به میزان معنی داری وجود دارد.

آدش شرما (Sherma, 2010) در مطالعه ای مزیت های نیروگاه های آبی را در مقایسه با نیروگاه های حرارتی (ذغال سنگ سوز) بررسی کرده است. این مطالعه، حتی با فرض عدم احتساب مزایای اجتماعی و زیست محیطی، احداث مولدهای با ظرفیت بالای ۱۰۰۰ مگاوات برق آبی را دارای مزیت بیشتری نسبت به نیروگاه های حرارتی معرفی کرده است. از آنجایی که ضریب بهره برداری نیروگاه اهمیت ویژه ای در ارزیابی فوق دارد و در عین حال، نیروگاه های تجدید پذیر (از جمله برق آبی) به دلیل محدودیت منبع اولیه (مثلاً ذخیره پشت سد) نمی توانند ضریب بهره برداری بالایی داشته باشند، در مطالعه مذکور ضریب بهره برداری مولد آبی و حرارتی، به ترتیب، معادل ۸۵ و ۴۵ درصد فرض شده است.

۶- مروری بر متغیرهای اصلی و تدوین مدل

با توجه به مطالب بخش های قبل می توان گفت هزینه سرمایه گذاری مولدهای تولید برق و هزینه های سوخت، دو مؤلفه اصلی و مهم در انتخاب تکنولوژی تولید برق محسوب می شوند و بنابراین، در ارزیابی اقتصادی، جایگزینی یک مولد گازی ساده با چرخه ترکیبی باید به این دو عامل توجه کرد. در کنار این دو عامل، متغیرهای مهم دیگری نیز در ارزیابی فوق حائز اهمیت هستند. راندمان مولدهای گازی ساده و چرخه ترکیبی، میزان بهره برداری از مولدهای نصب شده و رفتار مصرفی مصرف کنندگان برق نیز از متغیرهای مهم دیگری هستند که باید مورد توجه قرار گیرند.

۶-۱- تدوین مدل، رویکرد خاص

فرض کنید قرار باشد مقداری انرژی الکتریکی از طریق نصب و بهره برداری یک مولد حرارتی تأمین گردد. برای این منظور، فرض می شود دو گزینه برای تأمین انرژی مورد بحث وجود دارد. گزینه اول، به کارگیری مولدی با هزینه ثابت سالانه (F1) و راندمان (R1) و گزینه دوم نیز نصب مولدی با هزینه ثابت سالانه (F2) و راندمان (R2) است. بدیهی است (با فرض عدم ارجحیت فنی خاصی برای یکی از این دو مولد)، اگر (F1) کوچک تر یا مساوی (F2) بوده و (R1) نیز بزرگ تر یا مساوی (R2) باشد، می توان به سادگی گزینه مطلوب برای تأمین انرژی مورد نیاز را انتخاب کرد. اما اگر (F1) کوچک تر از (F2) بوده، لیکن (R1) کوچک تر از (R2) باشد، انتخاب گزینه مطلوب از

۱. خنک سازی هوای ورودی مولد.

بین دو مولد فوق نیاز به بررسی بیشتری دارد. فرض کنید هزینه متغیر این مولدها تنها تابعی از مصرف سوخت آنها باشد^۱. در این حالت، با فرض خطی بودن تابع هزینه، هزینه تولید برق هر یک از این مولدها برای (Ti) ساعت استفاده در سال به صورت شکل (۲) خواهد بود.

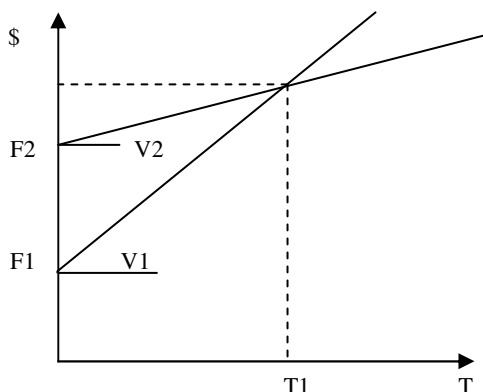
با فرض وجود یک رابطه مستقیم بین انرژی تولیدی و زمان استفاده از مولد، تابع هزینه تولید مولد اول به صورت $(C=F_1+V_1*T)$ و تابع هزینه دوم نیز به صورت $(C=F_2+V_2*T)$ خواهد بود. اگر هر دو مولد به میزان T_1 در سال مورد استفاده قرار گیرند، خواهیم داشت:

$$F_1 + V_1 \times T_1 = F_2 + V_2 \times T_1$$

و در نتیجه می توان نوشت:

$$T_1 = \frac{F_1 - F_2}{V_2 - V_1}$$

شکل ۲. منحنی هزینه (خطی) دو مولد نوعی تولید برق



از رابطه فوق می توان نتیجه گرفت، در صورتی که مولد نصب شده دقیقاً معادل T_1 ساعت در سال مورد بهره برداری قرار گیرد، هیچیک از دو نوع تکنولوژی تولید مورد بحث بر دیگری مزیت نخواهد داشت. مفهوم این عبارت، این است که منافع از حاصل از صرفه جویی سوخت مولد با

۱. در مورد نیروگاه های حرارتی تولید برق، این فرض به نحو معنی داری قابل اتکاست. برای این منظور، فرض کنید ارزش حرارتی هر کیلو وات ساعت انرژی برق و هر واحد سوخت مصرفی به ترتیب معادل CE و CF بوده و راندمان مولد مورد استفاده نیز R و همچنین فرض کنید قیمت هر واحد سوخت معادل PF ریال باشد. در این حالت هزینه هر کیلو وات ساعت برق (به عنوان هزینه متغیر تولید برق) عبارت است از:

$$VC_E = PF \times \frac{(CE/R)}{CF}$$

راندمان بالاتر با هزینه ثابت بالاتر این مولد، خنثی خواهد شد. از رابطه فوق و همچنین از منحنی های هزینه ترسیم شده در شکل (۱)، می توان دریافت در صورتی که مولد نصب شده بیش از T1 ساعت در سال، مورد استفاده قرار گیرد، مولد دوم (یعنی مولد با هزینه ثابت و راندمان بالاتر)، نسبت به مولد اول، دارای مزیت خواهد بود. از سوی دیگر، در صورتی که این مولد کمتر از T1 ساعت برای تولید انرژی وارد مدار شود، استفاده از مولد اول (با وجود راندمان کمتر) دارای توجیه اقتصادی بیشتری است. این مطلب نشان می دهد به کارگیری مولدهای با راندمان بالاتر نمی تواند به صورت مطلق دارای مزیت نسبی باشد^۱.

۲-۶- تدوین مدل، رویکرد عام

در بخش قبل، دو مولد خاص در یک چارچوب نظری بسیار ساده با هم مقایسه شدند. در حالت کلی می توان ترکیب بهینه تکنولوژی برای تأمین افزایش معینی در بار الکتریکی تقاضا شده از سوی مشترکین برق را با حداقل سازی تابع زیر به دست آورد:

$$\text{Min } EC = \sum_{n=1}^N \left[I_n + \left(\sum_{t=1}^{8760} (OC_t + FC_t + UEC_t) \right)_n \right]$$

در رابطه فوق:

EC: تابع هدف (حداقل هزینه توسعه ظرفیت یا بهره برداری از شبکه برق)؛

FC: هزینه سوخت برای تولید انرژی الکتریکی؛

OC: هزینه بهره برداری؛

UEC: هزینه خاموشی (خسارت ناشی از عدم تأمین برق)؛

I: هزینه سرمایه گذاری (هزینه نصب ظرفیت های جدید)؛

N: دوره برنامه ریزی برای توسعه شبکه.

برای بهینه سازی تابع هدف فوق، قیود مختلفی از جمله موارد زیر در مدل ملحوظ می شود:

- محدودیت های فنی تکنولوژی های تولید از جمله نرخ افزایش ظرفیت تولید (RampRate)؛
- حداقل و حداکثر ظرفیت قابل تولید هر مولد نیروگاهی؛
- محدودیت انرژی اولیه برخی واحدها از جمله حجم مخزن نیروگاه های آبی؛
- محدودیت های تأمین سوخت برای نیروگاه های حرارتی؛

۱. گرچه این روابط حاکی از عدم تایید فرضیه چهارم (در بخش فرضیه ها) است، با این حال در ادامه بر اساس مقادیر کمی نیز این فرضیه آزمون خواهد شد.

- محدودیت شبکه های انتقال در مناطق مختلف؛
 - ظرفیت واحدهای (مولدهای) مختلف تولید برق؛
 - برابری توان تولیدی و مصرفی شبکه (با احتساب تلفات توان در شبکه)؛
 - محدودیت های مربوط به امنیت و پایداری شبکه
- مکانیزم بهینه یابی، به این ترتیب است که ابتدا رفتار بار افزایش یافته شبیه سازی می شود. سپس با توجه به تابع هدف، رفتار مولدهای مختلفی که قابلیت تأمین بار افزایش یافته را دارند، شبیه سازی می گردد هر مولد که وارد چرخه تأمین انرژی می شود، از یک سو، مستلزم صرف هزینه سرمایه گذاری و سوخت بوده و از سوی دیگر، موجب پرهیز از تحمیل هزینه خاموشی به جامعه خواهد شد و بنابراین، برای تأمین یک بار الکتریکی مشخص، از بین کلیه مولدهایی که قادر به تأمین این بار هستند، مولدی که خالص منافع فوق را حداکثر می نماید، انتخاب خواهد شد. این کار با استفاده از روشهای پویای برنامه ریزی ریاضی و به کارگیری نرم افزارهای بهینه سازی انجام می شود (حیدری، ۱۳۸۱).

۷- سئوالات و فرضیه های تحقیق

همان طور که در ابتدای مقاله اشاره شد، سئوالات مختلفی در زمینه موضوع تحقیق قابل طرح است. مهم ترین آنها عبارتند از:

۱. آیا ترکیب فعلی تکنولوژی تولید برق در ایران بهینه است؟
 ۲. با فرض امکان تغییر و بهینه سازی ترکیب تکنولوژی تولید برق، این تغییر بر مصرف سوخت های فسیلی و هزینه تولید انرژی الکتریکی چه تأثیری دارد؟
 ۳. با فرض بالاتر بودن راندمان حرارتی نیروگاه های چرخه ترکیبی، آیا استفاد از این مولدها برای تأمین برق نسبت به مولدهای گازی سیکل ساده، دارای مزیت مطلق است؟
- برای یافتن پاسخ پرسش های فوق، فرضیه های زیر مورد بررسی قرار خواهند گرفت:
- در حال حاضر ترکیب تکنولوژی های تولید برق در ایران بهینه نیست.
 - با جایگزینی مولدهای چرخه ترکیبی به جای مولدهای گازی ساده، مصرف سوخت کاهش می یابد.
 - تایید فرضیه دوم، به معنی کاهش هزینه تولید برق است.
 - مولدهای چرخه ترکیبی نسبت به مولدهای گازی ساده، دارای مزیت مطلق هستند.
- در بخش های بعد، ضمن انجام بررسی های لازم، هر یک از فرضیه های فوق آزمون شده است.

۸- اطلاعات و فروض مورد استفاده

اطلاعات مورد نیاز برای اجرای مدل و آزمون فرضیه ها را می توان به دو گروه فنی و اقتصادی تقسیم کرد. هر یک از این دو گروه از اطلاعات، به شرح زیر است.

۸-۱- اطلاعات مربوط به مولدهای موجود:

در حال حاضر، ظرفیت نصب شده مولدهای تولید برق در ایران نزدیک به ۶۰ هزار مگاوات بوده و بیش از ۳۰ درصد این ظرفیت ها متعلق به مولدهای گازی است. در جدول (۱)، اطلاعات کلی مربوط به این مولدها ارائه گردید. از آنجایی که بررسی و مقایسه اقتصادی جایگزینی مولدهای گازی ساده با انواع مولدهای چرخه ترکیبی، مستلزم اطلاعات مربوط به ظرفیت، تولید، مصرف سوخت و راندمان و ضریب بهره برداری است، این اطلاعات برای سال ۱۳۸۸ در جدول پیوست ارائه شده است.

۸-۲- هزینه ها (سرمایه گذاری و بهره برداری)

بررسی های انجام شده نشان می دهد هزینه احداث هر مگاوات ظرفیت نیروگاهی گازی ساده و چرخه ترکیبی به ترتیب حدود ۳۸۰ و ۵۷۰ هزار یورو است^۱. در عین حال، هزینه بهره برداری سالانه نیروگاه های فوق نیز به طور تقریبی معادل ۲۰ هزار یورو برای هر مگاوات برآورد می شود.

۸-۳- فروض

در این مطالعه، محاسبات در فضای غیر تورمی انجام شده است. قیمت سوخت در محاسبات پایه برای هر سناریو، طی دوره عمر نیروگاه، ثابت فرض شده است. از آنجایی که جایگزینی مولد گازی با چرخه ترکیبی مطرح است، محاسبه صرفه جویی سوخت بر اساس میزان استفاده سالانه از مولدهای گازی صورت خواهد گرفت. همچنین در محاسبات کلی، راندمان یک نیروگاه گازی معادل ۳۳ درصد^۲ و نیروگاه سیکل ترکیبی معادل ۴۵ درصد در نظر گرفته شده است. در موارد خاص،

۱. اطلاعات مربوط به نصب آخرین مولدهای تولید برق در شبکه برق کشور (بخش خصوصی، سازمان توسعه برق و شرکت توانیر) و محاسبات تحقیق.

۲. در حال حاضر، متوسط راندمان توربین های گازی بزرگ نصب شده توسط بخش خصوصی، معادل ۳۲/۲ درصد و این شاخص برای مولدهای سیکل ترکیبی (بدون احتساب مولدهای چرخه ترکیبی که تنها واحد گاز آنها وارد مدار شده است) معادل ۴۴/۷ درصد است (منبع: آمار تفصیلی صنعت برق در سال ۱۳۸۸ و محاسبات تحقیق).

راندمان یک مولد گازی یا چرخه ترکیبی می تواند با مقادیر فوق متفاوت باشد. علاوه بر این، برای ارزیابی تبدیل هر مولد گازی موجود در شبکه برق ایران، راندمان خاص همان مولد در محاسبات ملحوظ شده و ارزش حرارتی هر کیلو وات ساعت برق و گاز طبیعی نیز به ترتیب معادل ۸۶۰ و ۸۵۰۰ کیلوکالری در نظر گرفته شده است. برای تبدیل هزینه سرمایه گذاری، نرخ ارز برای هر یورو معادل ۱۳۵۰۰ ریال فرض شده است^۱.

نکته حائز اهمیت در این تحقیق، فقدان وجود یک بازار رقابتی انرژی (به ویژه برای گاز طبیعی) در کشور می باشد که در چنین شرایطی بنگاه تولید برق (دولتی یا خصوصی) با یک قیمت معین سوخت مواجه است. این قیمت یارانه ای بوده و در حال حاضر حدود ۵۰ ریال برای هر مترمکعب است^۲. این در حالی است که قیمت آزاد این حامل انرژی در قانون بودجه سال ۱۳۸۹ معادل ۹۰۰ ریال برای هر مترمکعب در نظر گرفته شده است. به طور طبیعی انتظار می رود این قیمت، منعکس کننده قیمت سایه ای گاز طبیعی باشد، با این حال، برخی اطلاعات غیر رسمی نشان می دهد قیمت صادرات گاز به ترکیه (از خسارت های احتمالی ناشی از عدول از شرایط قرارداد صرف نظر شده است) حدود ۳۰۰۰ ریال برای هر متر مکعب است. لذا با توجه به اینکه متوسط قیمت واقعی گاز طبیعی در قانون هدفمند کردن یارانه ها معادل ۷۵ درصد قیمت سبد صادراتی فرض شده، قیمت تقریبی غیر یارانه ای برای هر متر مکعب گاز طبیعی معادل ۲۲۵۰ ریال به دست می آید. برای پوشش آثار قیمت های مختلف گاز (طیف قیمتی از ۵۰ ریال تا ۲۲۵۰ ریال برای هر متر مکعب)، بررسی ها و تحلیل های لازم در سناریوهای مختلفی برای قیمت گاز طبیعی انجام شده است.

۹- یافته ها و نتایج تحقیق

همان طور که اشاره شد، در حال حاضر اصولاً قیمت واقعی (مبتنی بر یک بازار رقابتی) گاز طبیعی شفاف نیست. بنابراین ابتدا، با فرض نامعلوم بودن قیمت گاز طبیعی، و با توجه به هزینه تبدیل یک مگاوات مولد گازی به چرخه ترکیبی، نرخ تنزیل ۱۰ درصدی و طیفی از متوسط کارکرد نیروگاه، قیمت توجیه کننده این جایگزینی برای گاز طبیعی استخراج و سپس، تحلیل حساسیت لازم در مورد اثر تغییر نرخ ارز، نرخ سود مورد انتظار سرمایه گذاری و میزان ساعات به کارگیری مولد برای تولید انرژی انجام شده است. در این بخش، بر اساس مدل معرفی شده در بخش (۶) و نیز فروض و

۱. با توجه به برخی دیدگاههای کارشناسی مبنی بر پایین بودن نرخ ارز و برخی نوسانات نرخ ارز در بازار، تحلیل حساسیت لازم در این زمینه نیز انجام شده است.

۲. این قیمت مربوط به قبل از زمان اجرای قانون هدفمند کردن یارانه هاست.

اطلاعات مورد اشاره در بخش (۸)، بررسی‌های لازم در مورد توجیه پذیری جایگزینی مولدهای گازی ساده با مولدهای چرخه ترکیبی و میزان کاهش مصرف سوخت صورت گرفته و نتایج حاصل در بخش بعد ارائه شده اند.

۹-۱- تحلیل مقداری جایگزینی یک مولد گازی با چرخه ترکیبی، بررسی پایه ای

نتایج حاصل (پیوست ۲) نشان می‌دهد با فرض نرخ تنزیل ۱۰ درصد و تنظیم قیمت گاز در سطح ۵۶۰ ریال برای هر مترمکعب، جایگزینی آن دسته از مولدهای گازی که قرار است در بار پایه (حدود ۷۰۰۰ ساعت در سال و بیشتر) برای تولید برق مورد استفاده قرار گیرند، با مولدهای چرخه ترکیبی دارای توجیه است. بر اساس آمارهای منتشر شده از شبکه برق کشور، نیروگاه‌های گازی شیراز، کنگان، هرمزگان، پرنده و جهرم در این دامنه بهره برداری قرار دارند. گرچه سه مولد اخیر با هدف تبدیل به چرخه ترکیبی طراحی شده اند، لیکن تا به حال بخش بخار آنها به بهره برداری نرسیده است.

در ادامه، با هدف بهبود امکان مقایسه، مولدهای بار میانی به دو گروه تقسیم شده اند. گروه اول شامل مولدهایی می‌شود که میزان بهره برداری آنها در طول سال بیش از ۲۰۰۰ ساعت و کمتر از ۴۰۰۰ ساعت و گروه دوم نیز شامل مولدهایی است که میزان بهره برداری سالانه آنها بین ۴۰۰۰ تا ۷۰۰۰ ساعت می‌باشد. توجیه پذیر شدن جایگزینی توربین‌های گروه اول، مستلزم قیمت ۹۹۰ تا ۱۹۷۰ ریال برای هر متر مکعب است. این در حالی است که برای توجیه پذیر شدن جایگزینی توربین‌های گروه دوم می‌باید قیمت گاز طبیعی در دامنه ۵۷۰ تا ۱۰۰۰ ریال برای هر متر مکعب در نظر گرفته شود^۱. در نهایت، برای آن دسته از مولدهای گازی که تنها در ساعات اوج بار (کمتر از ۴ ساعت در شبانه روز یا حدود ۱۳۰۰ ساعت در سال) مورد بهره برداری قرار می‌گیرند^۲، قیمت گاز طبیعی می‌باید حداقل معادل ۳۰۰۰ ریال برای هر مترمکعب در نظر گرفته شود، تا این جایگزینی دارای توجیه باشد^۳.

۱. مولدهای توربین گاز بوشهر، لوشان، درود، شهید زنبق، ارومیه، صوفیان، سمنان، شیروان، ارومیه و سبلان در گروه اول قرار گرفته و گروه دوم شامل مولدهای توربین گاز مشهد، ری، کنارک، زاهدان، یزد، بندرعباس، آبادان، سنندج و چابهار است. از بین این واحدها نیز نیروگاه‌های آبادان، سنندج، شیروان، ارومیه و سبلان با هدف تبدیل به سیکل ترکیبی طراحی شده اما هنوز بخش بخار آنها به بهره برداری نرسیده است.

۲. مولدهای توربین گازی تبریز جدید، قائن، شریعتی و هسا را می‌توان جزو این گروه دسته بندی کرد.

۳. نتایج حاصل، گویای آن است که تنظیم بهای هر متر مکعب گاز طبیعی در سطح قیمت‌های یارانه ای فعلی (۵۰ ریال برای هر مترمکعب)، به معنای توصیه برای عدم استفاده از مولدهای چرخه ترکیبی است. به عبارت

بدیهی است این مطالعه درصدد توصیه تنظیم قیمت گاز طبیعی برای توجیه جایگزینی کلیه مولدها نبوده و این روش برای تعیین قیمت گاز را توصیه نمی کند. در حقیقت، قیمت گاز می باید در یک بازار رقابتی انرژی تعیین شود. این قیمت می تواند توجیه کننده تمام یا بخشی از جایگزینی های فوق باشد. به عبارت دیگر، اگر قیمت تقریبی مورد نظر قانون هدفمند کردن یارانه ها برای گاز طبیعی (حدود ۲۲۰۰ ریال برای هر متر مکعب) به عنوان قیمت بازار رقابتی گاز طبیعی فرض شود، جایگزینی توربین های گازی تأمین کننده بار میانی و پایه با انواع چرخه ترکیبی، دارای توجیه بوده و برای تأمین بار اوج، استفاده از مولدهای گازی ساده مقرون به صرفه تر خواهد بود. نکته حائز اهمیت دیگر اینکه نتایج فوق بیان می کنند هر چه ضریب بهره برداری توربین های گازی کمتر باشد، جایگزینی آنها با چرخه ترکیبی، توجیه پذیری کمتری دارد.

۱-۱-۹- تحلیل حساسیت

با توجه به اینکه مقدار قطعی برخی متغیرهای مورد استفاده محل تردید است، انجام تحلیل حساسیت در مورد این متغیرها ضروری می باشد. از جمله این موارد می توان به نرخ ارز و نرخ سرمایه اشاره کرد. برای اجتناب از تعریف گزینه های مختلف، این حساسیت تنها در سطح قیمت ۲۲۰۰ ریال برای هر متر مکعب و برای مولدی که حدود ۳۰۰۰ ساعت در سال مورد بهره برداری قرار می گیرد، انجام شده است.

- اثر تغییر نرخ ارز

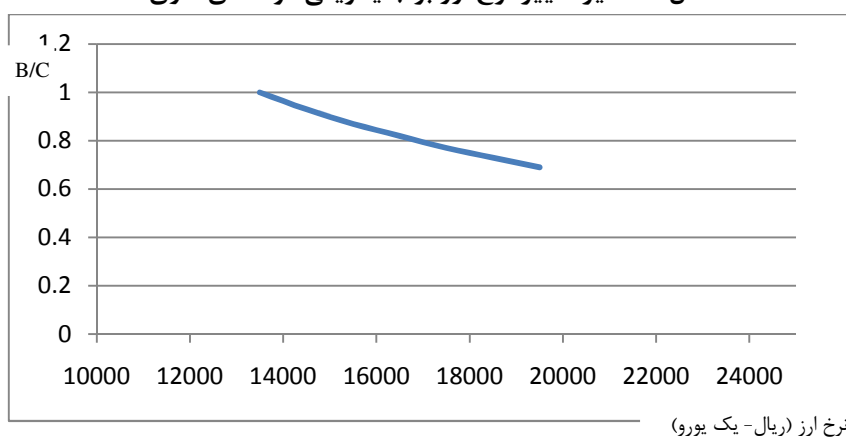
از آنجایی که تأمین بخشی از تجهیزات نیروگاهی مستلزم پرداخت هزینه های ارزی است، مقادیر مختلف نرخ ارز بر توجیه پذیری جایگزینی مولدها تأثیرگذار است. در حال حاضر، نرخ ارز حدود ۱۳۵۰۰ ریال برای هر یورو بوده و محاسبات انجام شده در این تحقیق نیز بر همین اساس صورت گرفته است. با این حال، به دلیل عدم اطمینان ناشی از تغییرات نرخ ارز، لازم است اثرات تغییر در نرخ ارز نیز مورد توجه قرار گیرد. لذا نسبت منافع به مخارج جایگزینی مولدهای گازی با چرخه ترکیبی برای نرخ های متفاوت ارز (۱۳۵۰۰ تا ۲۰۰۰۰ ریال برای هر یورو) در سطح نرخ گاز

دیگر، راندمان ۳۳ درصد یا کمتر برای تولید برق را مطلوب می داند. در این حالت، نسبت منافع به مخارج جایگزینی توربین های گازی با چرخه ترکیبی نزدیک به صفر (بین ۰/۰۲ تا ۰/۱) خواهد بود. از سوی دیگر، تعیین قیمت در سطحی بسیار بالا، برای توجیه تبدیل کلیه نیروگاه های گازی به چرخه ترکیبی نیز محل تردید است.

طبیعی ۱۳۰۰ ریال^۱ برای هر متر مکعب، محاسبه و نتایج حاصل در نمودار شکل (۳) ارائه شده است.

همان طور که مشاهده می شود، در صورتی که فرض شود نرخ واقعی ارز بیش از مقدار فعلی بازار بوده و با دخالت دولت پایین نگه داشته شده است، آنگاه با حرکت نرخ ارز به سمت واقعی، نسبت منافع به هزینه های جایگزینی مولدهای توربین گازی با چرخه ترکیبی کاهش می یابد.

شکل ۳. تأثیر تغییر نرخ ارز بر جایگزینی مولدهای گازی



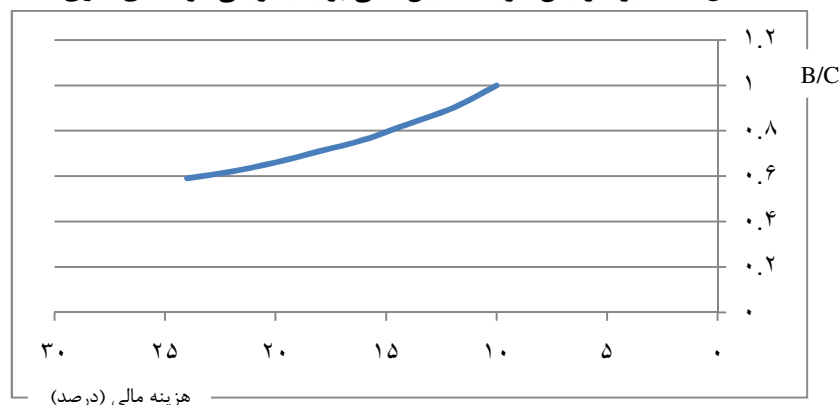
- اثر تغییر نرخ سرمایه

در تحلیل های پایه، نرخ سرمایه برای بررسی توجیه مالی جایگزینی، معادل ۱۰ درصد فرض شد. از آنجایی که جایگزینی یک مولد گازی با چرخه ترکیبی، مستلزم انجام سرمایه گذاری است، هزینه مالی تأمین منابع برای اجرای این پروژه نقش مهمی در توجیه یا عدم توجیه آن خواهد داشت. در اینجا با تغییر نرخ سرمایه، در دامنه ۱۰ تا ۲۵ درصد، نسبت منافع به مخارج جایگزینی یک مولد گازی ساده با چرخه ترکیبی، با ۳۰۰۰ ساعت کارکرد سالانه و قیمت ۱۳۰۰ ریال برای هر مترمکعب گاز طبیعی، محاسبه و نتایج حاصل در نمودار شکل (۴) ارائه شده است.

۱. بهایی که در آن، جایگزینی یک مولد گازی با سیکل ترکیبی با بهره برداری ۳۰۰۰ ساعت در سال دارای توجیه است.

این نمودار نشان می دهد با افزایش نرخ سرمایه، توجیه مالی جایگزینی یک مولد گازی با چرخه ترکیبی تضعیف می گردد. زیرا گر چه با نرخ سرمایه ۱۰ درصد، منافع حاصل با هزینه های انجام این کار برابر است در سطح نرخ سود ۲۵ درصد این نسبت به نصف کاهش می یابد.

شکل ۴. تأثیر افزایش هزینه تأمین مالی بر جایگزینی مولدهای گازی



۹-۲- تحلیل جایگزینی بر اساس مشخصات مولدهای گازی صنعت برق ایران

در بخش قبل توجیه مالی جایگزینی یک مولد گازی ساده با چرخه ترکیبی بررسی شد و تحلیل حساسیت لازم نیز در مورد برخی عوامل موثر صورت گرفت. در این بخش، توجیه پذیری جایگزینی مولدهای گازی موجود شبکه برق ایران بررسی شده است. با توجه به شرایط فنی خاص هر مولد، جایگزینی هر یک از مولدها نیاز به بررسی مجزایی دارد. همان طور که در بخش قبل نشان داده شد، بررسی جایگزینی مولدهای گازی ساده با چرخه ترکیبی بستگی به عوامل مختلفی از جمله قیمت سوخت و میزان بهره برداری از مولد نصب شده دارد. برای این منظور و با فرض قیمت ۱۳۰۰ ریال برای هر متر مکعب گاز طبیعی، نرخ ارز (یورو) معادل ۱۳۵۰۰ ریال و نرخ تنزیل ۱۰ درصد، نسبت منافع به مخارج برای جایگزینی هر نیروگاه گازی با چرخه ترکیبی محاسبه و سپس اولویت مولدها برای جایگزینی مشخص شده است.^۱ نتایج کار را می توان در جدول (۳) مشاهده کرد. این

۱. بدیهی است تبدیل یک نیروگاه گازی ساده به چرخه ترکیبی می تواند از طریق توسعه نیروگاه موجود و یا جایگزینی یک نیروگاه نو به جای نیروگاه موجود صورت گیرد. در حالت اول، ضروری است امکان فنی تبدیل مولد گازی به چرخه ترکیبی وجود داشته باشد. در این مطالعه به امکان پذیری فنی پرداخته نشده است. در عمل،

نتایج نکات مهمی را به دست می دهد که اهم آنها عبارتند از:

- ۱- با توجه به فروض مورد بحث، تبدیل نیروگاههای زرگان و هسا فاقد توجیه بوده و نیروگاه های لوشان، خرمشهر و رودشور نیز دارای توجیه ضعیفی هستند.
- ۲- در بحث جایگزینی، ترکیبی از عوامل تعیین کننده هستند. به طور مثال، علی رغم اینکه نیروگاه رودشور در بار میانی متمایل به بار پایه مورد بهره برداری قرار گرفته، با این حال به دلیل راندمان نسبتاً مطلوب آن، دارای نسبت منافع به مخارج پایینی است، اما نیروگاه سمنان که در بار میانی متمایل به اوج مورد بهره برداری قرار می گیرد، به دلیل راندمان بسیار پایین، دارای نسبت منافع به مخارج بالایی است.

جدول ۳. رتبه بندی تبدیل نیروگاه های گازی به چرخه ترکیبی

ردیف	نام نیروگاه	B/C	ردیف	نام نیروگاه	B/C	ردیف	نام نیروگاه	B/C
۱	کنگان	۸/۱۴	۱۰	یزد گازی	۳/۳۳	۱۹	تبریزجدید	۱/۹۵
۲	شیراز	۶/۴۸	۱۱	بوشهر	۲/۶۱	۲۰	شریعتی	۱/۵۷
۳	سمنان	۴/۸۶	۱۲	پتروشیمی فجر	۲/۵۸	۲۱	رودشور	۱/۵۱
۴	مس سرچشمه	۴/۸	۱۳	جنوب اصفهان	۲/۵۷	۲۲	خرمشهر	۱/۳۶
۵	کنارک(چابهار)	۴/۴۹	۱۴	شهید زینق	۲/۴۹	۲۳	لوشان	۱/۳۳
۶	ارومیه	۴/۰۱	۱۵	مشهد (گازی)	۲/۴۲	۲۴	قائن	۱/۱
۷	درود	۳/۸۲	۱۶	عسلویه	۲/۳۱	۲۵	هسا	۰/۹۸
۸	ری	۳/۵۸	۱۷	فولاد مبارکه	۲/۲۹	۲۶	زرگان	۰/۲۴۷
۹	زاهدان	۳/۵۷	۱۸	صوفیان	۲/۲۳			

- ۳- نیروگاه های شیراز و کنگان با فاصله بسیار از سایر نیروگاهها در اولویت تبدیل قرار دارند. این موضوع به دلیل ضریب بهره برداری بالای این مولدها در کنار راندمان پایین آنان است.
- ۴- حداقل ده نیروگاه گازی دارای نسبت منافع به مخارج بالاتر از ۳ هستند. این مولدها می باید در اولویت جایگزینی با چرخه ترکیبی قرار گیرند.
- ۵- نیروگاه های احداث شده توسط بخش خصوصی لزوماً دارای راندمان مطلوبی نیستند. به عنوان مثال، نیروگاه جنوب اصفهان، دارای نسبت منافع به مخارج (۲/۵۷) بوده و اولویت سیزدهم را به خود اختصاص داده است.

محدودیت های دیگری هم مطرح می شوند. بررسی محدودیت های فنی و سایر ملاحظات جایگزینی مستلزم انجام مطالعه دقیق تری است.

۶- مولدهای احداث شده در شرکتهای زیرمجموعه وزارت نفت، وضعیت مطلوب تری نسبت به مولدهای زیرمجموعه وزارت نیرو ندارند. نیروگاه پتروشیمی فجر با دارا بودن نسبت منافع به مخارج (۲/۵۸) و رتبه دوازدهم این موضوع را تایید می کند. سایر مولدهای نصب شده در شرکت های زیر مجموعه وزارت نفت نیز دارای راندمان کمتر از ۳۰ درصد بوده اما به دلیل برخی محدودیت های اطلاعاتی، در این مطالعه به آنها پرداخته نشده است.

از آنجایی که نسبت منافع به مخارج برای تبدیل بسیاری از مولدهای گازی به چرخه ترکیبی بیش از ۲ است، می توان گفت در حال حاضر ترکیب تکنولوژی های تولید برق در ایران بهینه نیست و بنابراین، فرضیه اول تایید می گردد. فرضیه دوم بدیهی است، زیرا با جایگزینی هر مولد با راندمان بالا به جای یک مولد با راندمان پایین، میزان مصرف سوخت برای تولید یک مقدار ثابت انرژی الکتریکی، کاهش خواهد یافت. از آنجایی که نسبت منافع به مخارج برای تبدیل کلیه مولدهای گازی به چرخه ترکیبی بیش از یک نیست، کاهش مصرف سوخت همواره دارای توجیه مالی نخواهد بود^۱. به عبارت دیگر در چارچوب این مطالعه، مولدهای چرخه ترکیبی نسبت به مولدهای گازی ساده به طور مطلق مزیت ندارند؛ یعنی فرضیه های سوم و چهارم، تایید نمی شوند.

۳-۹- بررسی میزان کاهش مصرف سوخت

اطلاعات عملکرد تولید نیروگاه های فوق، با احتساب راندمان آنان، نشان می دهد این نیروگاه ها به طور تقریبی معادل ۹/۷ میلیارد متر مکعب گاز طبیعی^۲ مصرف کرده اند. با فرض جایگزینی نیروگاه های گازی ساده با چرخه ترکیبی (مواردی که نسبت منافع به مخارج آنها بیش از یک بوده است)، میزان سوخت مصرفی برای تولید همان میزان انرژی الکتریکی به ۶/۲ میلیارد متر مکعب کاهش خواهد یافت. به عبارت دیگر کل میزان صرفه جویی معادل ۳/۵ میلیارد متر مکعب خواهد بود. این میزان صرفه جویی تقریباً معادل ۷ درصد سوخت مصرفی سالانه نیروگاه های کشور است. بدیهی است بخشی از این کاهش هزینه سوخت با افزایش هزینه سرمایه گذاری برای بهبود راندمان خنثی می شود.

۱. این نتیجه برای نصب مولدهایی که سوخت مصرف نمی کنند (مانند مولدهای برق آبی و تجدیدپذیر) نیز قابل تعمیم است.

۲. در ایام سرد، به دلیل مصرف بالای بخش خانگی و محدودیت شبکه سراسری گاز، برخی نیروگاه ها به جای گاز طبیعی از سوخت های فسیلی مایع به عنوان سوخت دوم استفاده می کنند. در اینجا معادل ارزش حرارتی سوخت های فسیلی مایع مصرف شده در نیروگاه، به گاز طبیعی مصرف شده اضافه شده است.

۱۰- جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

بررسی‌های انجام شده نشان می‌دهد تبدیل نیروگاه‌های گازی ساده به چرخه ترکیبی یکی از راه‌های کاهش مصرف سوخت در صنعت برق و بخش انرژی کشور است. این مطالعه، نشان می‌دهد جایگزینی فوق‌متاثر از عوامل مختلفی است. میزان بهره‌برداری از هر مولد در طول سال و راندمان آن، دو عامل مهم در تصمیم‌گیری برای این جایگزینی هستند. جایگزینی مولدهای گازی با چرخه ترکیبی، از یک سو موجب کاهش میزان مصرف سوخت گردیده و از سوی دیگر، موجب افزایش هزینه ثابت سرمایه‌گذاری می‌گردد. برای بررسی توجیه‌پذیری این جایگزینی، در ساده‌ترین شکل ممکن، می‌باید منافع و مخارج این اقدام تعیین گردیده و نسبت آنها محاسبه شود.

از آنجایی که در ایران بازار انرژی‌های فسیلی غیر رقابتی است، نمی‌توان قیمت رقابتی سوخت‌های فسیلی و گاز طبیعی در داخل کشور را به صورت قطعی تعیین کرد. بنابراین، شفاف کردن وضعیت توجیه‌پذیری جایگزینی مولدهای گازی و چرخه ترکیبی (و یا سایر تصمیم‌های مرتبط با بهینه‌سازی مصرف انرژی) تنها از طریق اعمال فروض مختلف در مورد قیمت سوخت قابل انجام است.

نتایج حاصل نشان می‌دهد با قیمت‌های یارانه‌ای فعلی (پیش از اصلاح قیمت حامل‌های انرژی)، استفاده از مولدهای چرخه ترکیبی به جای مولدهای گازی ساده، فاقد توجیه است. اگر قیمت سوخت را مجهول فرض کنیم، با اعمال فروض مورد اشاره در این مطالعه، برای توجیه‌پذیری جایگزینی آن دسته از مولدهای گازی که در بار پایه (حدود ۷۰۰۰ ساعت در سال و بیشتر) مورد استفاده قرار می‌گیرند، قیمت گاز می‌باید در سطح ۵۶۰ ریال برای هر مترمکعب تعیین گردد. همچنین برای مولدهایی که در طول سال بیش از ۲۰۰۰ ساعت و کمتر از ۴۰۰۰ ساعت مورد بهره‌برداری قرار گیرند، قیمت گاز طبیعی می‌باید در دامنه ۹۹۰ تا ۱۹۷۰ ریال برای هر متر مکعب قرار داشته باشد. برای مولدهای با میزان بهره‌برداری بین ۴۰۰۰ تا ۷۰۰۰ ساعت نیز قیمت گاز می‌باید در دامنه ۵۷۰ تا ۱۰۰۰ ریال برای هر متر مکعب قرار داشته باشد.

نتایج حاصل نشان می‌دهد استفاده از مولدهای چرخه ترکیبی برای تأمین بار پایه و میانی و مولدهای گازی برای تأمین بار اوج، دارای توجیه است. سایر نتایج نشان می‌دهد نرخ ارز و نرخ سرمایه، رابطه معکوسی با توجیه‌پذیری جایگزینی مولدهای گازی ساده با چرخه ترکیبی دارند. بررسی نسبت منافع به مخارج برای جایگزینی مولدهای گازی موجود در شبکه برق کشور نشان می‌دهد نیروگاه‌های کنگان و شیراز دارای بالاترین اولویت جایگزینی بوده و نیروگاه‌های قائن، هسا و زرگان دارای کمترین اولویت هستند. با فرض جایگزینی کلیه نیروگاه‌های گازی ساده با چرخه ترکیبی، حداکثر معادل ۳/۵ میلیارد متر مکعب گاز طبیعی صرفه‌جویی خواهد شد.

منابع و مأخذ

- آمار تفصیلی صنعت برق، سال ۱۳۸۸، انتشارات شرکت مادر تخصصی توانیر.
- بهدهشتی، علی، احسان محمدی و احمد محمدی (۱۳۸۶) کاهش سوخت مصرفی توربین های گازی با استفاده از سیستم مه سرمایی (فاگ) و آزمایش یک نمونه عملی؛ ششمین همایش ملی انرژی، خرداد.
- پورکازمی، محمدحسین و کیومرث حیدری (۱۳۸۱) استفاده از تحلیل پوششی داده ها (DEA) در ارزیابی کارایی نیروگاه های حرارتی برق کشور؛ فصلنامه مدرس، دوره ۶، شماره ۱، بهار. ترازنامه انرژی، سالهای مختلف.
- حیدری، کیومرث (۱۳۸۱) منطق نرم افزار لوگوس (LOGOS) در بهینه سازی بهره برداری از ظرفیت نیروگاهی موجود و توسعه بهینه ظرفیت؛ صنعت برق، شماره ۷۶.
- رحیمی، عبدالرحیم و مجید ثقفی (۱۳۸۵) ارزیابی فنی و اقتصادی احداث توربین های کوچک برق بادی در بروجرد؛ فصلنامه علوم و تکنولوژی محیط زیست، دوره هشتم، شماره ۳، پاییز.
- سیاهکلی، حسن و کیومرث حیدری (۱۳۸۳) ارزیابی اقتصادی بکارگیری میکروتوربین ها از دیدگاه مشترکان، نوزدهمین کنفرانس بین المللی برق، پاییز.
- سیاهکلی، حسن و کیومرث حیدری (۱۳۸۴) ارزیابی اقتصادی به کارگیری میکروتوربین ها از دیدگاه ملی و بنگاهی سیزدهمین کنفرانس مهندسی برق ایران.
- Adesh, Sherma (2010) Hydro power versus thermal power: A comparative cost benefit analysis; International Journal of Arts and Science, Vol. 3, No. 9, pp. 125-143.
- Bruth, A. Smith (1974) technological innovation in electric power generation: 1950-1970; Land Economics, Vol. 50, No. 4. Nov. 1974, pp. 336-347.
- Rothwell, Geoffrey and Tomas Gomez (2003) Electricity economics: regulation and deregulation: Wiley Interscience.
- Yousef, S.H. Najjar, E. (2001) Efficient use of energy by utilizing gas turbine combined Systems; Applied Thermal Engineering 21: 407-438.
- <http://www.iea.org>
- <http://www.tavanir.org>