بررسی اقتصادی بازتوانی نیروگاه‌های بخار در مقایسه با احداث نیروگاه‌های گازی

سید مصطفی حسینعلی‌پور[۱]، عبدالله مهرپناهی[۲]

تاریخ دریافت مقاله:
۸۸/۸/۱۷
تاریخ پذیرش مقاله:
۸۸/۱۱/۲۳

چکیده:

در این مقاله به بررسی نقش پارامترهای تأثیرگذار در تعیین خصوصیات سیستم تبدیل انرژی بازتوانی به عنوان روشی تجربه شده و تعمیم‌پذیر می‌تواند راهکار موثری برای احیاء شبکه نیروگاههای بخار کشور محسوب شود. نگاهی به تجربه سایر کشورها در زمینه انجام روشهای گوناگون بازتوانی و بررسی مقایسه‌ای بین این روشها و سایر روشهای متداول ساخت نیروگاههای حرارتی می‌تواند به عنوان مرجعی در تصمیم‌گیری‌های آتی مد نظر قرار گیرد. در این مقاله ابتدا به معرفی کلی روشهای بازتوانی نیروگاههای بخار پرداخته شده و پس از آن پتانسیلهای موجود در ناوگان بخار کشور برای انجام بازتوانی با توجه به شرایط کلی آنها بیان شده است، همچنین چگونگی انتخاب روش مناسب از میان روشهای مختلف بازتوانی جهت اعمال بر نیروگاهها با توجه به معیارهای موجود مورد بحث و بررسی قرار گرفته است. نهایتاً در این بخش پارامترهای فنی ـ اقتصادی سیکلهای بهینه شده در هر کدام از روشهای بازتوانی بیان می‌شود. از طرف دیگر با توجه به حجم قابل توجه سرمایه‌گذاری آتی صنعت برق کشور برای ساخت نیروگاههای گازی، به مقایسه هزینه برق تولیدی این نوع از نیروگاهها با روشهای بازتوانی می‌پردازیم. مبنای انجام محاسبات، هزینه‌های مشابه در نیروگاههای سیکل ترکیبی است. در واقع مقاله سعی دارد تا با انجام مقایسه‌ای فنی ـ اقتصادی میان روشهای متداول ساخت نیروگاههای حرارتی و روشهای بازتوانی نیروگاههای بخار، مقادیر تخمینی برای هزینه تولید توان در آنها را بدست آورده و آنها را با هم مقایسه نماید. به این ترتیب به معیاری جهت مقایسه هزینه برق تولیدی در سه سناریوی روشهای بازتوانی نیروگاههای بخار، احداث نیروگاههای گازی و نیروگاههای سیکل ترکیبی دست خواهیم یافت.

کلمات کلیدی:
بازتوانی، نیروگاه بخار، گرمایش آب تغذیه، جعبه هوای داغ، نیروگاه گازی، سرمایه گذاری اولیه

۱) دانشگاه علم و صنعت ایران ـ دانشکده مهندسی مکانیک
alipour@iust.ac.ir
۲) دانشگاه تربیت دبیر شهید رجایی ـ دانشکده مهندسی مکانیک
mehrpanahi@yahoo.com

مقدمه

نیاز فزایندهٔ انرژی در کشور و افزایش ۵ درصدی شاخص سرانه نهایی انرژی سالانه[۸]، لزوم ایجاد راهکارهای مناسب جهت تامین و پاسخگویی به این نیاز اساسی را تبیین می‌کند. یکی از مشکلاتی که در حال حاضر در شبکه تولید برق کشور احساس میشود مسائل مربوط به نیروگاههای بخار است. بسیاری از این نیروگاهها به پایان عمر مفید خود رسیده اند و یا در حال رسیدن به آن هستند بعلاوه تعداد قابل توجهی از نیروگاههای بخار با وجود عمر نه چندان زیاد، دارای راندمان قابل قبولی نمی باشند. در این میان می‌توان بعنوان راهکاری قابل قبول از تجارب تعمیم پذیر سایر کشورها در موارد مشابه است استفاده کرد. بازتوانی[۱] (در نیروگاههای بخار سوخت غیر جامد) به اضافه کردن واحد(های) توربین گاز به اجزای سیکل موجود بخار گفته میشود[۲۰] که روشی پذیرفته شده برای ادامه کار اجزای سیکل بخار قدیمی است. با انجام این عملیات به شکلی اقتصادی و با هزینه های کمتر به توان مورد نیاز دست خواهیم یافت. توجه به بازتوانی نیروگاههای بخار در بسیاری از کشورهای جهان نظیر ایتالیا، بلژیک، هلند و آمریکا و بررسی متدولوژی این کشورها در انجام این عملیات میتواند روش موثری در بالا بردن توان ناوگان بخار و تامین نیاز برق کشور باشد. در این مقاله سعی بر این است که با استفاده از مقادیر بدست آمده از تجربیات سایر کشورها در زمینه انجام بازتوانی به تعمیم این روشها در نیروگاههای بخار کشور پرداخته شود. در طی انجام این کار توجه به شرایط نیروگاههای بخار و نیز محدودیتهای عملی حاصل از انجام عملیات بازتوانی در هر کدام از روشهای آن ضروری خواهد بود. از دیگر سو با توجه به سرمایه‌گذاریهای قابل توجه صنعت برق کشور در زمینه ساخت نیروگاههای گازی (برنامه ریزی در فاصله سالهای ۱۳۹۲ – ۱۳۸۶ نشان دهنده آن است که حدود ۵۰٪ از ظرفیت برق تولیدی برق کشور بوسیله احداث این نوع از نیروگاهها تامین خواهد شد [۱۰] به مقایسه هزینه هر کیلووات برق تولیدی در این روشها با نیروگاههای گازی پرداخته می‌شود. نیروگاههای سیکل ترکیبی نیز به عنوان مبنای محاسبات هزینه‌ای موجود در نظر گرفته می‌شوند. بحثهای اخیر درباره حذف یارانه‌های انرژی باعث اهمیت مضاعف افزایش راندمان واحدهای در دست بررسی خواهد شد. بر همین اساس قیمتهای لحاظ شده برای تامین سوخت نیروگاهها به دو صورت یارانه‌ای و غیر یارانه‌ای در نظر گرفته میشود. قبل از شروع بحث اصلی به معرفی کلی روشهای بازتوانی پرداخته می‌شود. روشهای بازتوانی در دو دسته کلی از نیروگاههای سوخت فسیلی قابل اجرا هستند، بازتوانی نیروگاههای با سوخت غیرجامد[۲] و دیگری بازتوانی نیروگاههای با سوخت جامد[۳]. با توجه به اینکه در ایران نیروگاههای موجود اکثراً از نوع

---

۱) Repowering
۲) Combustion Turbine Based Repowering
۳) Solid Fuel Based Repowering

نیروگاههای با سوختهای غیر جامد هستند به بررسی روشهای مرتبط با آنها می پردازیم. این روشها در دو شاخه کلی دسته بندی می‌شوند[۱۳]:

I. بازتوانی کامل (HRBR)[۱]

II. بازتوانی‌جزیی[۲] که خود شامل روشهای:

a. روش‌جعبه‌هوای‌داغ (HWBR)[۳]

b. روش گرمایش آب تغذیه (FWHR)[۴]

c. روش بویلر کمکی(Supl. BR)[۵]

بازتوانی‌کامل:

بازتوانی بوسیله جایگزینی بویلرموجود با یک بویلر بازیاب حرارت (تبدیل سیکل بخار به سیکل ترکیبی) متداول‌ترین روش بازتوانی می‌باشد. غالبا نیروگاههایی برای انجام این عملیات مد نظر قرار می‌گیرند که دارای عمر بالای ۲۵ سال باشند[۲۰] .

بازتوانی به روش جعبه هوای داغ (اصلاح دیگ بخار):

این روش با اضافه کردن توربین(های)گاز به واحد موجود و فرستادن خروجیهای اگزوز سیکل توربین گاز به جعبه هوای داغ بویلر موجود انجام می‌شود. نیروگاههای مد نظر برای انجام این روش نیروگاههای جدید، مدرن و بزرگتر هستند[۱۹، ۱۸و۱۱]. این روش از جمله روشهایی است که پیشرفتهای تکنولوژیکی توربینهای گاز بر قابلیتهای آن به طرز قابل ملاحظه ای می افزاید از جمله کارهایی که با توجه به این پیشرفتها در این روش انجام گرفته استفاده از توربینهای گاز از داخل سرد شونده[۶] است که در آنها سرمایش مجموعه توربین گاز در اثر عبور جریان آب تغذیه (معمولا در بخش فشار پایین) از یک مبدل حرارتی صورت می‌گیرد و در اثر این فرآیند گرمایش حجم بیشتری از آب تغذیه خروجی از

---

۱) Heat Recovery Boiler Repowering
۲) Partial Repowering
۳) Hot WindBox Repowering
۴) FeedWater Heating Repowering
۵) FeedWater Heating Repowering
۶) InterCooled Gas Turbine

کندانسور انجام می‌شود[۲۳]. علاوه بر این نوع از توربینها، در بازتوانی به روش جعبه هوای داغ از توربینهای اکسیداسیون جزیی[۱] نیز استفاده شده است[۲۴] این توربینها که از نوع آئرودراتاتیو می‌باشند برای تولید جریانی با دمای بالا و تحت فشار که دارای اکسیژن بالاتری باشد، استفاده می‌شوند. مبنای عملکرد در اینجا انجام واکنش احتراق همراه با اکسیداسیون جزیی سوخت در توربین گاز است.

روش گرمایش آب تغذیه

در این روش از هوای خروجی از توربین گاز برای گرمایش آب تغذیه بویلر موجود استفاده می‌شود. نیروگاههای مناسب برای انجام این روش همان نیروگاههای مناسب برای روش جعبه هوای داغ می‌باشند[۱۹و۱۸و۱۱].

روش بویلر کمکی

این روش شامل اضافه کردن مجموعه توربین(های) گاز و بویلر کمکی به واحد موجود بدون برداشتن بویلر موجود می‌باشد. بویلر بازیاب حرارت می‌تواند به شکلهای مختلفی به سیکل موجود اضافه شود. در اینجا فقط اشاره ای کوتاه به انواع حالتهای ممکن خواهد شد. حالتها با توجه به مسیر گازهای خروجی توربین گاز از بویلر بازیاب، مسیر بخار خروجی از بویلر بازیاب قابل تقسیم‌بندی است [۲۶و۲۰و۱۸و۳]:

مسیر گازهای خروجی از بویلر بازیاب:

۱. به سمت بویلر موجود
۲. به سمت بیرون (Stack)

مسیر بخار خروجی از بویلر بازیاب:

۱. به سمت توربینهای بخار HP وLP
۲. به سمت توربینهای بخار HP وIP
۳. به سمت توربین بخار HP و بازگرمایش
بخار تحویلی به توربین IP

---

۱) Partial Oxidation Gas Turbine

بازتوانی به این روش ممکن است با استفاده دو بویلر بازیاب نیز انجام شود[۱۸].

هزینه روشهای بازتوانی:

در کنار توجه به بحث افزایش ظرفیت شبکه، نگاه دقیق به مسایل اقتصادی ناشی از آن ضروری است. در برآورد اقتصادی هزینه های احداث یا توسعه یک نیروگاه در شبکه از فاکتورهای مهمی که می‌تواند در تصمیم گیری موثر باشد می‌توان به: قیمت برق تولیدی یک نیروگاه، میزان سرمایه گذاری اولیه، زمان برگشت سرمایه، زمان‌بری مرحله احداث یا توسعه واحد و... اشاره داشت. در برآورد قیمت برق تولیدی (به ازای هر کیلو وات ساعت) سه پارامتر مهم نقش دارند که یکی از آنها [سرمایه گذاری اولیه(TCI)] هزینه ثابت به شمار می آید و دو پارامتر دیگر هزینه های موجود در جریان تولید توان هستند [هزینه سوخت مصرفی (M) و هزینه تعمیر و نگهداری نیروگاه (OM)] که به شکل زیر با هم رابطه دارند [۱۵و۱].

$$P_E = CRF.TCI + M + OM[\$/annum] \quad (۱)$$

در رابطه فوق P_E هزینه سالیانه تولید برق و CRF فاکتور برگشت سرمایه است. اکنون برای تبدیل این هزینه‌ها به هزینه هر کیلو وات ساعت برق تولیدی، معادله به شکل زیر در می آید.

$$Z_E = (P_E / \dot{W}.H) = (Z_C + Z_{OM} + Z_f)[\$/Kwh] \quad (۲)$$

در روشهای بازتوانی جعبه هوای داغ و گرمایش آب تغذیه $\dot{W}$ میزان الکتریسیته مازاد تولیدی نیروگاه بازسازی شده نسبت به نیروگاه اولیه می‌باشد و در روش جایگزینی بویلر موجود به دلیل فرض اتمام عمر مفید نیروگاه موجود، این مقدار برابر با کل توان تولیدی واحد لحاظ میگردد. H در اینجا تعداد ساعات کارکرد نیروگاه در سال است. اما برای محاسبه پارامترهای سه گانه فوق از روش زیر استفاده می‌کنیم. برای محاسبه اولین پارامتر موجود با توجه به روش معرفی شده در[۲] میتوان هزینه‌ها را در دو قالب کلی هزینه‌های ثابت و جانبی ارائه داده و آنها را به شکل درصدی از میزان هزینه خرید تجهیزات بیان نمود. در اینجا معیار سنجش و تخمین کل هزینه های سرمایه‌گذاری اولیه، هزینه خرید تجهیزات است. پس با توجه به مقادیر فوق به یک تخمین از هزینه سرمایه گذاری اولیه نیروگاه می‌رسیم اما برای تخمین خرید تجهیزات موجود ابتدا لازم است که لیستی کلی از ادوات مورد نیاز برای هر کدام از عملیاتهای بازتوانی داشته و سپس با توجه به توابع هزینه‌ای[۵و۲] به برآورد این هزینه‌ها بپردازیم. چون دراین مقاله حوزه آماری و نیروگاههای در دست بررسی

در حدی گسترده است به جای تخمین هزینه ها در کل نیروگاهها از آمار انجام عملیاتهای مشابه در سایر کشورها استفاده می‌شود. این هزینه‌ها (که به شکل درصدی از هزینه سرمایه‌گذاری نیروگاههای سیکل‌ترکیبی بیان شده‌اند) طبق تجارب قبلی در حدود بیان شده درجدول(۱) ضمیمه، در هرکدام از روشهای بازتوانی در نظر گرفته شده است. اما برای انجام مقایسه هزینه‌های مشابه در احداث نیروگاههای گازی نیازمند اطلاعات هزینه‌ای این طیف از نیروگاهها خواهیم بود. این مقادیر با توجه به آمارهای ارائه شده مطابق جدول ۱ ضمیمه می‌باشد[۳۲ و۶]. با توجه به هزینه‌های احداث نیروگاههای سیکل ترکیبی (در ایران) میتوان هزینه سرمایه‌گذاری اولیه نیروگاههای گازی را نیز به شکل درصدی از هزینه‌های مشابه در نیروگاههای سیکل‌ترکیبی بیان نمود. پس از انجام مراحل فوق به بررسی سایر هزینه‌های موثر در تعیین قیمت هرکیلووات‌ساعت برق تولیدی می‌پردازیم. این هزینه‌ها شامل هزینه‌های تعمیرونگهداری و هزینه سوخت مصرفی نیروگاه می‌باشد. هزینه های مربوط به تعمیر و نگهداری (اعم از ثابت و متغیر) در حالت کلی و با فرض کارکرد نیروگاه در شرایط بار نامی را می‌توان بصورت رابطه ای بر حسب هزینه کل سرمایه گذاری اولیه نوشت[۱۵]:

$$Z_{OM} = (\varphi - 1).\, Z_C[\$/Kwh] \quad (۳)$$

$$Z_C = \frac{TCI.CRF}{\dot{W}.H}[\$/Kwh] \quad (۴)$$

$$Z_C + Z_{OM} = \frac{TCI.CRF.\varphi}{\dot{W}.H}[\$/Kwh] \quad (۵)$$

φ فاکتور تعمیر ونگهداری بوده و مقدار آن با توجه به نوع نیروگاه مشخص می‌شود اما با توجه به [۴] در صورت نداشتن اطلاعات جامع می‌توان از مقدار ۱/۰۶ استفاده کرد. برای برآورد فاکتور برگشت سرمایه داریم:

$$CRF = \frac{i(i+1)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (۶)$$

در رابطه فوق i مقدار نرخ بهره و n سنوات برگشت سرمایه است. برای CRF در برخی منابع مقدار ۰/۱۸۲ معرفی می‌شود [۱۵و۴] ولی با در نظر گرفتن تفاوتهای عملکردی نیروگاههای در دست بررسی، این پارامتر در هر کدام از روشها با مقادیر مختص به آن روش محاسبه خواهد شد. برای برآورد هزینه سالانه سوخت نیز داریم:

$$M = C_f.\dot{m}_f.LHV_f\ .t_s\ [\$/annum] \quad (۷)$$

C_f هزینه تهیه سوخت مصرفی بر حسب ($/kj) و $\dot{m}_f$ دبی جرمی سوخت مصرفی بر حسب (m^3/s) و LHV_f ارزش حرارتی پایین سوخت بر حسب (kj/m^3) و t_s زمان نامی بهره برداری از نیروگاه بر حسب ثانیه است برای هزینه سوخت به ازای هر کیلووات ساعت داریم:

$$Z_f = \frac{C_f.\dot{m}_f.LHV_f}{\dot{W}.H}.t_s[\$/Kwh] \quad (۸)$$

ازطرف دیگر برای نرخ حرارتی:

$$HR_{PP} = \frac{\dot{m}_f.LHV_f}{\dot{W}}.3600[Kj/Kwh] \quad (۹)$$

$$Z_f = C_f.HR_{PP}[\$/Kwh] \quad (۱۰)$$

درمرحله بعد با توجه به روابط فوق به محاسبه میزان هزینه تمام شده برای تولید هرکیلوات‌ساعت برق برای انواع روشهای بازتوانی، ایجاد نیروگاههای گازی و نیز سیکل ترکیبی بپردازیم. از جمع بندی و ترکیب و روابط فوق برای تخمین هزینه هر کیلووات ساعت برق تولیدی داریم[۱۵]:

$$Z_E = (\frac{TCI.CRF.\varphi}{\dot{W}.H}) + C_f.HR_{pp}[\$/Kwh] \quad (۱۱)$$

برای تعیین مدت زمان بازگشت سرمایه داریم:

$$n = \frac{\log(\frac{A_t}{A_t - i.TCI})}{\log(1+i)}[year] \quad (۱۲)$$

در این عبارت A_t کل سود سالیانه نیروگاه می‌باشد که ناشی از بهبود نرخ حرارتی نیروگاه و سود حاصل از فروش توان افزوده شده در اثر انجام بازتوانی است. در نهایت برای تعیین نرخ قیمت استهلاک تجهیزات نیز داریم[۴] :

$$Z_r = \frac{PEC.CRF.\varphi}{H \times 3.6 \times 10^5}[\$/hour] \quad (۱۳)$$

PEC قیمت تجهیزات خریداری شده است.

دسته بندی نیروگاههای بخار برای انجام بازتوانی

با توجه به خصوصیات مطلوب در انتخاب روش مناسب برای انجام بازتوانی یک واحد بخار، دسته بندی های زیر بیان می‌شود.

۱- نیروگاههای بخار دارای واحدهای با توان کمتر از ۲۰۰ MW و دارای عمر بیشتر از ۲۵ سال

۲- نیروگاههای بخار با واحدهای جدید تر و با توان کمتر از ۲۰۰ MW

۳- واحدهای بخار نیروگاهی در رنج توانی بین ۳۰۰ MW – ۲۰۰ MW

۴- واحدهای بخار نیروگاهی با عمر بالای ۲۵ سال و با توان بالاتر از ۳۰۰ MW

۵- واحدهای جدید تر با توان بالاتر از ۳۰۰ MW

انتخاب روش مناسب برای بازتوانی

در انتخاب روش مناسب در انجام بازتوانی چندین پارامتر دخالت دارند که از آنها می‌توان به معیارهای جدول(۱) اشاره داشت. در روشهای معرفی شده می‌توان با استفاده از تجارب قبلی در انجام اینگونه عملیات به یک جمع بندی برای انتخاب روش مناسب برای هر کدام از دسته بندیهای موجود در جدول (۲) رسید. روش بویلر کمکی به دو دلیل در انجام بازتوانی در این مقیاس مد نظر قرار نخواهد گرفت. در این روش شاهد طرحهای متنوعی در اضافه کردن توربین گاز به سیکل بخار موجود هستیم [۲۶و۱۸و۳] که در هر کدام از آنها با توجه به مکان قرارگیری و ظرفیت توربین گاز رنج تغییرات زیاد در راندمان واحد مربوطه خواهند داشت[۲۲و۲۱و۲۰]. علاوه بر آن در مواردی که عملا به انجام این روش پرداخته شده درخصوصیات سیکل ایجاد شده نسبت به روشهای جعبه هوای داغ و گرمایش آب تغذیه جنبه رقابت پذیری کمتری وجود دارد[۲۱]. بنابراین بحث بر سر سه روش اصلی و انتخاب آنهاست:

جدول ۱: اولویت بندی پارامترهای موثر در انتخاب یک روش[۲۵]

پارامترهای موثر	HRBR	HWBR	FWHR	Supl. Boiler
میزان افزایش ظرفیت	A	B	B	B
فاکتور محدودکننده*	A	C	B	B
سهولت اجرا	B	C	A	A
سرمایه گذاری اولیه	C	B	A	A
میزان توقف واحد	C	B	A	A
مسائل زیست محیطی	A	A	C	B
راندمان	A	B	C	C

*فاکتورهای محدودکننده در جدول(۱ضمیمه) برای هرکدام از روشها آمده است
** A,B,C ترتیب اولویت بندی هستند

جدول ۲: مجموع پتانسیل توان موجود برای انجام بازتوانی

نوع نیروگاه	سناریوی(۱) (MW)	سناریوی(۲) (MW)	افزایش ظرفیت ناشی از انجام سناریوی(۱) (MW)		افزایش ظرفیت ناشی از انجام سناریوی(۲) (MW)		توضیحات
۱	۱۹۵۳/۴	۱۹۵۳/۴	HRBR		HRBR		۳ واحد از ۸ واحد نیروگاه شهید منتظری در این بازه قرار می‌گیرند
			۳۱۲۵/۴-۳۹۰۶/۸		۳۱۲۵/۴-۳۹۰۶/۸		
۲	۲۵۶*	۲۵۶**	FWHR	HWBR	FWHR	HWBR	
			۲۵/۶-۷۶/۸	۳۸/۴-۷۶/۸	۲۵/۶-۷۶/۸	۳۸/۴-۷۶/۸	
۳	۸۰۰*	۱۸۰۰**	FWHR	HWBR	FWHR	HWBR	
			۸۰ -۲۴۰	۱۲۰ -۲۴۰	۱۸۰ -۵۴۰	۲۷۰ -۵۴۰	
۴	۴۹۸۹	۴۹۸۹	HRBR		HRBR		یک واحد از نیروگاه تبریز و چهار واحد از رامین اهواز در این دسته جای می‌گیرند.
			۷۹۸۲/۴-۹۹۷۸		۷۹۸۲/۴-۹۹۷۸		
۵	-----	۳۲۲۰**	FWHR	HWBR	FWHR	HWBR	
			------	------	۳۲۲-۹۶۶	۴۸۳-۹۶۶	

*در اینجا نیروگاههای جدیدی انتخاب شده اند که راندمانی کمتر از راندمان میانگین موجود دارند. اینکه چه راندمانی به منظور ارتقاء عملکرد شبکه برای انجام بازتوانی در نظر گرفته شود بسته به نظر مدیریت در رقابت پذیری تولید خواهد بود. بعنوان مثال نیروگاه پترهد به دلیل عدم توانایی در تهیه سوخت ارزان با وجود راندمان قابل قبول (در حدود ۳۸ درصد) ، به انجام بازتوانی و تبدیل واحد موجود به یک واحد سیکل ترکیبی مبادرت ورزیده است[۳۵].

** نیروگاههای جدید بدون در نظر گرفتن راندمان برای ارتقاء عمل در نظر گرفته شده اند.

A. روش تبدیل واحد به سیکل ترکیبی: اولین پارامتر مشخصه برای تبدیل واحد بخار با این روش دارا بودن حداقل سن ۲۵ سال میباشد[۲۰و ۱۵] البته این سن در برخی منابع ۳۰ سال[۱۶و۱۴و۱۱] و در برخی دیگر ۳۰-۲۵ سال [۱۹] بیان شده است. چون مطلب حاضر برای برآورد پتانسیل موجود در انجام عملیاتهای آتی می‌باشد، این عمر ۲۵ سال و بالاتر در نظر گرفته می‌شود. روش مذکور برای واحدهای با توان کمتر از ۲۵۰MW و با فشار بخار حداکثر ۱۸۰۰psig می‌تواند مورد توجه قرار گیرد[۱۳و۱۲و۱۱] اما به‌منظور کاهش احتمال عدم امکان پذیری، در اثر محدودیتهای حاکم بر دسترسی به تکنولوژیهای جدید ساخت بویلرهای بازیاب حرارت ایجاد چنین فشارهایی، این مقدار ۲۰۰MW لحاظ گردیده (واحدهای۵۰ تا ۲۰۰ مگاواتی موارد مناسبی برای انجام این روش هستند[۲۹و۲۱]) از طرف دیگر با نگاهی به آمارهای ارائه شده در مورد نیروگاههای ایران[۸] با چنین فرضی نیز تغییری در ظرفیتهای اختصاص داده شده به روشهای بازتوانی موجود در جدول(۲) بوجود نخواهدآمد. بنابراین ظرفیتهای موجود در سطر ۱ جدول (۲)

برای انجام بازتوانی به این روش دارای ارجحیت خواهند بود[۱]. اما واحدهای بزرگ با ظرفیت های بیشتر از ۳۰۰MW که دارای اولین مشخصه یعنی رسیدن به پایان عمر مفیدشان هستند برای انجام این عملیات در نظر گرفته می‌شوند. در چنین شرایطی بازتوانی معمولا با چند توربین گاز انجام می‌شود . با انجام زمان بندی مراحل عملیات باید شرایطی ایجاد شود که کمترین میزان تلفات عملکردی نیروگاه در اثر زمان لازم برای انجام پروژه بوجود آید[۱۷]. واحدهای سطر ۴ در این رنج واقع می‌شوند. جنبه فاکتور ظرفیت در اینجا لحاظ نمی‌گردد زیرا نیروگاههای با سن بالا در صورت کارکرد متناسب با شرایط عمر کاریشان دارای قابلیت دسترسی پایینی خواهند بود از طرف دیگر بویلرهای آنها مستهلک شده و نیازمند تعمیرات وسیع و دائمی هستند[۲۰]، در غیر اینصورت عملکرد نیروگاه نظیر کارکرد در بار قله، رعایت موارد ایمنی و ... تحت تاثیر قرار می‌گیرد.

B. واحدهای جدیدتر و مدرن‌تر (و ترجیحا بزرگتر) واحدهایی مساعد برای انجام بازتوانی به روش گرمایش آب تغذیه و جعبه هوای داغ خواهند بود[۱۹و۱۸و۱۱]. روش جعبه هوای داغ نسبت به گرمایش آب تغذیه روشی پیچیده تر و زمان انجام عملیات طولانی‌تر است. خاصیت برجسته روش جعبه هوای داغ نسبت به دیگر روشهای بازتوانی کاهش قابل ملاحظه آلودگی NO_x است. ظرفیتهای نیروگاهی قرار گرفته سطور (۵) و (۲) در جدول(۲) برای انجام این روش مناسبتر می باشند.[۲]

C. در اینجا به بررسی واحدهایی می‌پردازیم که در سطر ۳ جدول (۲) آمده اند. این واحدها (واحدهای شهید مفتح همدان و شهید منتظری) دارای عمر نسبتا کمی بوده و قابلیت اعمال روشهای بازتوانی جزیی عنوان شده بر روی آنها محتمل تر است[۳].

اثر انجام روشهای بازتوانی بر نیروگاههای بخار کشور

در سناریوهای مد نظر بازتوانی، در سناریوی(۱) [برخلاف سناریوی(۲)] ارتقاء واحدها با راندمان پایین‌تر در اولویت قرار دارد. در این مقاله مقادیر هر دو سناریو مورد بحث قرار میگیرد. آمارها به شکل ضریبی از هزینه برآورد شدهٔ داخلی ایجاد

---

۱) نیروگاههای طرشت واحدهای کوچک اسلام آباد و واحدهای زرند به دلیل ظرفیت بسیار پایین واحدها و نیز عمر بسیار بالای واحد و نیز نیروگاه تبریز به دلیل نرسیدن به پایان عمر مفیدلحاظ نشده است.

۲) واحدهای چهارگانه نیروگاه توس، یک‌واحداز نیروگاه شهید منتظری، نیروگاه ۱۲/۵ مگاواتی مشهد و نیروگاه ۱۹/۶ مگاواتی نکا لحاظ نشده اند.

۳) نیروگاه شهید رجایی و واحد جدید تر نیروگاه تبریز به دلیل عمر نسبتا بالا برای روشهای بازتوانی جزیی ترجیح داده نمی‌شود وبه لحاظ عمر کاری برای انجام بازتوانی کامل نیز مناسب نمی‌باشند.

واحدهای سیکل ترکیبی ارائه میشوند[۳۲و۶]. اثر انجام روشهای بازتوانی بر نیروگاههای بخار کشور با توجه به تجارب سایر کشورها در انجام این عملیاتها در جدول(۴) بررسی شده است. در به دست آوردن پارامترهای این جدول :

۱- واحدهای نیروگاهی بخار موجود در کشور با توجه به ظرفیت مربوطه و خصوصیات آنها مطابق جدول(۲) در دسته بندی های مختلف جای میگیرند.

۲- در بدست آوردن ظرفیت توربین(های) گاز مربوطه از اطلاعات جدول(۱) ضمیمه و نیز نمودار ضمیمه استفاده شده است (درانتخاب توربین‌های) گاز به عنوان مثال اسامی مدل‌هایی از موارد متناسب با انجام عملیات ذکر شده است).

۳- فرمول راندمان برای روشهای جعبه هوای داغ و گرمایش آب تغذیه با توجه به اثرات لحاظ شدهٔ جدول ضمیمه به شکل زیر است:

$$\eta_{net} = \frac{\dot{W}_{st,net} + \dot{W}_{gt,net}}{\dot{m}_{fb}.LHV_b + \dot{m}_{fg}.LHV_{gt}} \qquad (۱۴)$$

برای بازتوانی به روش سیکل ترکیبی داریم:

$$\eta_{net} = \frac{\dot{W}_{st,net} + \dot{W}_{gt,net}}{\dot{m}_{fg}.LHV_{gt}} \qquad (۱۵)$$

$\dot{W}_{st,net}$ و $\dot{W}_{gt,net}$ به ترتیب توان خالص مجموعه واحد بخار و توربین گاز میباشند. $\dot{m}_{fb}$ و $\dot{m}_{fg}$ نرخهای سوخت مصرفی و LHV_b و LHV_{gt} ارزش حرارتی پایین سوخت به ترتیب در بویلر سیکل بخار و مجموعه توربین گاز است.

نتایج

۱- جدول (۴) که اثر انجام روشهای مختلف بازتوانی بر نیروگاههای بخار کشور است حاوی اطلاعات فنی، اقتصادی اعمال هر کدام از روشها بر نیروگاههای بخار کشور و نتایج حاصل از آنها می‌باشد. همانگونه که در اینجا قابل مشاهده است با توجه به توان توربین گاز اضافه شده به سیکل بخار در روشهای بازتوانی کامل و جزیی، مشخصات واحد بازتوانی شده در مواردی همچون مقدار توان افزوده، میزان سرمایه گذاری اولیه، راندمان واحد جدید، میانگین زمان بازگشت سرمایه، دارای تفاوتهای قابل ملاحظه‌ای هستند. مطابق با زیرنویس این جدول، در

نتایج بیان شده در جدول (۷) به بیان یک سناریو بر اساس داده‌های گزارشات و مقالات جدیدتر در انجام بازتوانی پرداخته شده است.

۲- جدول(۵) و نمودارهای(۱) ، (۲) و (۳) پارامترهای فنی ـ اقتصادی اعمال روشهای بازتوانی را بیان می‌کنند. در ستون دوم جدول (۵) به بیان مجموع هزینه تعمیر و نگهداری و سرمایه گذاری اولیه برای تولید هر کیلووات ساعت برق تولیدی بر مبنای یک متغیر مستقل مشترک(هزینه سرمایه گذاری اولیه در احداث نیروگاههای سیکل ترکیبی) پرداخته شده است. به این صورت حالت واحدی در تخمین این هزینه ها ایجاد میشود. همانگونه که دیده می‌شود ضریب این متغیر (X) به ترتیب در روشهای احداث نیروگاههای گازی و سیکل ترکیبی دارای بیشترین مقادیر و در روش گرمایش آب تغذیه دارای کمترین مقدار است. در ستون سوم مقدار هزینه لازم در خرید تجهیزات با معیاری همانند ستون قبلی بیان شده است که در اینجا بالاترین مقادیر به ترتیب مربوط به احداث نیروگاههای سیکل ترکیبی و بازتوانی کامل و کمترین مقدار مربوط به روش گرمایش آب تغذیه است. در ستونهای چهارم و پنجم میزان هزینه سوخت مصرفی برای تولید هر کیلووات ساعت برق تولیدی به ترتیب در حالت غیر یارانه‌ای و یارانه‌ای آمده است. در اینجا نیز با توجه به نرخ حرارتی بالای نیروگاههای توربین گاز، هزینه تمام شده سوخت مصرفی برای تولید هر کیلوات ساعت برق در این روش بیشتر از سایر روشهای مورد بحث است. بنابراین با توجه به داده های جدول (۵) روش احداث نیروگاه توربین گاز، با توجه به میزان هزینه های صرف شده در تولید هر کیلووات ساعت برق، بالاترین هزینه‌ها را در بر دارد. ستون ششم در برگیرنده راندمان حالتهای مورد بحث است که در اینجا بالاترین راندمان مربوط به نیروگاه سیکل ترکیبی بوده و کمترین مقدار آن در نیروگاه گازی رخ می‌دهد. در ستون هفتم نیز معیاری جهت مقایسه نرخ هزینه استهلاک تجهیزات در هر کدام از روشها با توجه به توان افزوده یا ایجاد شده ارائه می‌شود که نیروگاههای گازی به دلیل تعداد ساعات عملکردی سالیانه پایین و نیز عمر کوتاهتر نسبت به سایر روشها مقادیر بیشتری از این هزینه را نشان می‌دهند. در نهایت در ستونهای هشتم و نهم به مقایسه نسبت هزینه سوخت بر سایر هزینه های موجود هر کیلووات برق تولیدی به ترتیب در دو حالت غیریارانه‌ای و یارانه‌ای می‌پردازیم. تفاوت تقریبا ۸ برابری این نسبت در حالت غیر یارانه‌ای نشان‌دهنده اثر قابل ملاحظه قیمت سوخت بر هزینه‌های تولید برق مورد نیاز در احداث یا بازتوانی نیروگاههای حرارتی مورد بحث می‌باشد. نمودار (۶) نیز بیانگر متوسط زمان بازگشت سرمایه در هر کدام از روشهای بازتوانی در حالت سوخت یارانه‌ای است. در بدست آوردن مقادیر جداول و نمودارها، سعی در اعمال داده های محلی بوده است. به عنوان مثال برای تعیین بهای سوخت در حالت غیر یارانه‌ای در منبع معتبری مانند منبع[۲] از مقدار ۳ $/Gj برای تخمین قیمت استفاده شده است اما با توجه به قیمت تعیین شده در منبع [۳۲] برای هر متر مکعب

گاز طبیعی(۳/۶ سنت) و نیز ارزش حرارتی هر متر مکعب گاز طبیعی خط لوله سراسری ۸۷۷۲ کیلوکالری به تعیین قیمت واحد انرژی سوخت مورد نظر (C_f) پرداخته شده که با مقدار داده شده در این منبع متفاوت است.

۳- همانگونه که قبلاً بیان شد واحدهای بزرگتر واحدهای مناسب‌تری جهت انجام روشهای بازتوانی جزیی به شمار میآیند و خصوصیات مثبت روشهای بازتوانی جزیی با کاهش توان واحد کاسته می‌شود. در جدول(۴) مشاهده می‌شود که اثر روشهای بازتوانی جزیی بر روی یک واحد با توان نسبتا پایین ۶۴ مگاوات به نحو محسوسی کاسته می‌شود.

۴- در جدول (۶)، ابتدا در ستون دوم میزان ظرفیت قابل افزایش ناوگان بخار با توجه به توربین‌های گاز انتخابی تعیین شده است. این مقادیر در صورت امکان اجرای روشهای بازتوانی می‌توانند تامین کننده بخش قابل توجهی از نیاز کشور به انرژی الکتریکی باشند که اجرای آنها هزینه‌های کمتری را در بر خواهند داشت. در ستونهای سوم و چهارم نرخ نهایی الکتریسیته تولیدی در هر کدام از روشها در حالت یارانه‌ای و غیر یارانه‌ای در یک بازه مقداری بیان شده است و در نهایت این نتایج در ستونهای پنجم و ششم به شکل درصدی بر حسب هزینه‌های مشابه در نیروگاههای سیکل ترکیبی عنوان شده‌اند. احداث نیروگاههای گازی با بالاترین مقادیر بازه‌ای بدست آمده، بیشترین هزینه مصرفی را در تولید هر کیلووات ساعت برق دارا می‌باشند.

۵- در نهایت نتایج بدست آمده جهت مقایسه با نیروگاههای گازی در جدول (۷) بیان شده است. مقادیر این جدول به شکل درصدی از نسبت هزینه تمام شده هر کیلووات‌ساعت برق تولیدی یک نیروگاه گازی به روش بیان شده در هر سطر این جدول محاسبه شده است. نمودارهای (۴) و (۵) نیز بیانگراین تفاوتها در سناریوی (۱) هستند. همانگونه که در این نمودارها دیده می‌شود با بالا رفتن اثر قیمت سوخت در حالت غیریارانه‌ای بر هزینه تمام شده هر کیلووات برق تولیدی (جز در روش بازتوانی کامل به دلیل میزان سرمایه گذاری اولیه بالای این روش) این درصدها به شکل قابل ملاحظه‌ای کاهش می‌یابد.

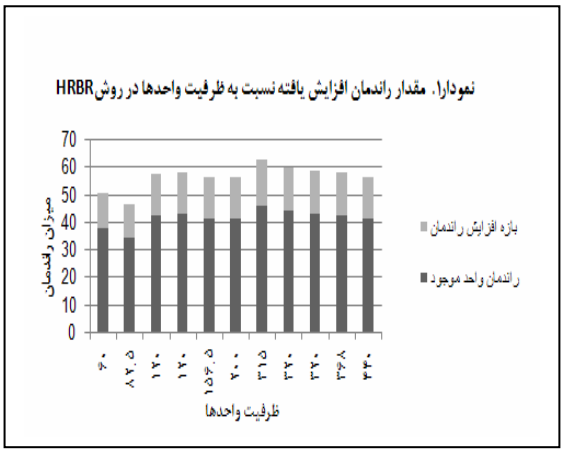
۶- علاوه بر راندمان پایین نیروگاههای گازی، پارامترهای موجود در رابطه (۵) نیز (با توجه به مشخصه‌های بیان شده برای این نیروگاهها) سبب افزایش هزینه برق تولیدی آنها نسبت به دیگر روشها هستند. تا جایی که هزینهٔ برق تولیدی این واحدها حدوداً ۱/۵ برابر واحدهای سیکل ترکیبی محاسبه می‌شود (جدول۷). نکته قابل توجه این است که افزایش هزینه سوخت در سناریوی سوخت غیریارانه‌ای، اثر نامطلوب نرخ حرارت بالای نیروگاه گازی بر میزان هزینه‌ها را نشان می‌دهد. یعنی هزینه ناشی از بهای واقعی سوخت در نیروگاه گازی به اندازه سایر پارامترهای نامطلوب (که در حالت سوخت یارانه‌ای اثر مشهود دارند) در بالا بردن هزینه های برق تولیدی در سناریوی بیان

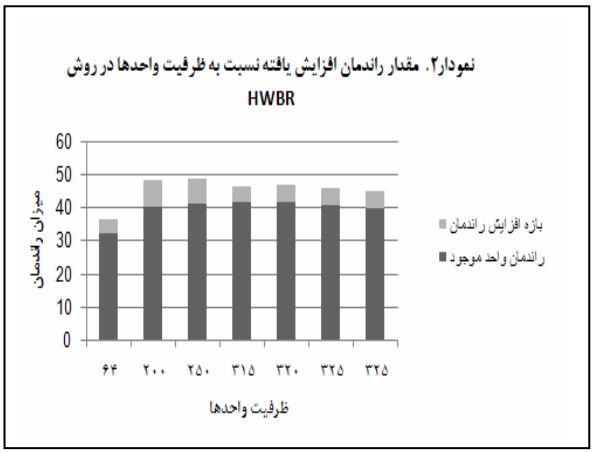
شده موثر است و همین امر عدم کاهش محسوس هزینه برق تولیدی در روش مذکور نسبت به روشهای با سرمایه گذاری اولیه قابل توجه را در پی داشته است.

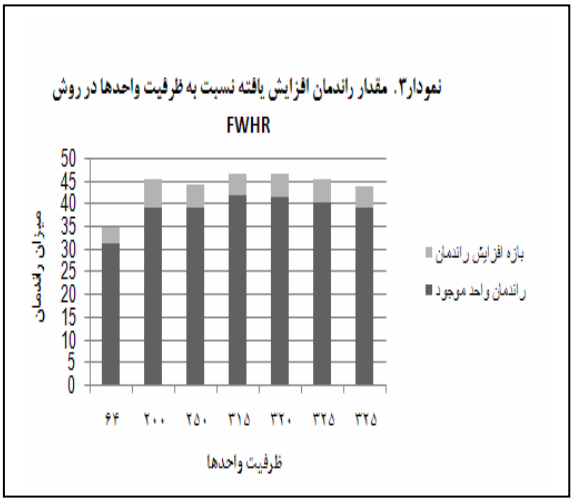
۷- در مقایسه با سایر نیروگاههای حرارتی، نیروگاههای گازی معمولا برای استفاده در حالت بار قله در نظر گرفته می‌شوند. هزینهٔ تعرفه برق تولیدی مصرف کنندگان معمولاً در حالت بار قله بیشتر از حالت بار پایه در نظر گرفته می‌شود. اما با توجه به نسبتهای بدست آمده در جدول (۷) برای هزینه برق تولیدی در نیروگاههای گازی، حتی اگر این نیروگاهها در ایده‌آل‌ترین حالت فقط در بار قله فعالیت داشته باشند، افزایش ۱۵ تا ۳۰ درصدی در نظر گرفته شده در تعرفه‌های مصرف کنندگان جبران کنندهٔ این هزینه‌ها، در مقایسه با سایر روشهای مورد بحث، نخواهد بود.

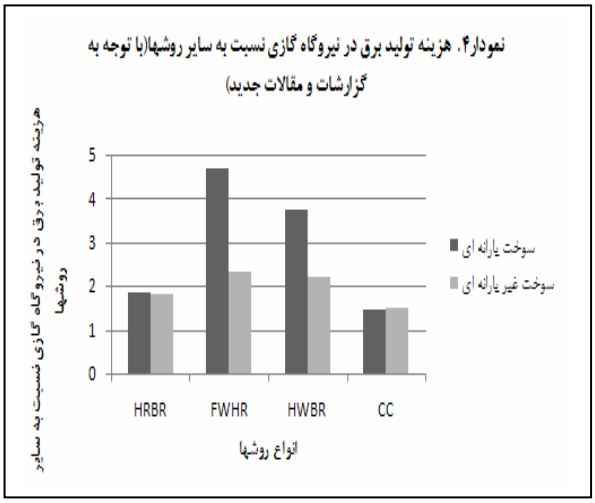
علایم و اختصارات

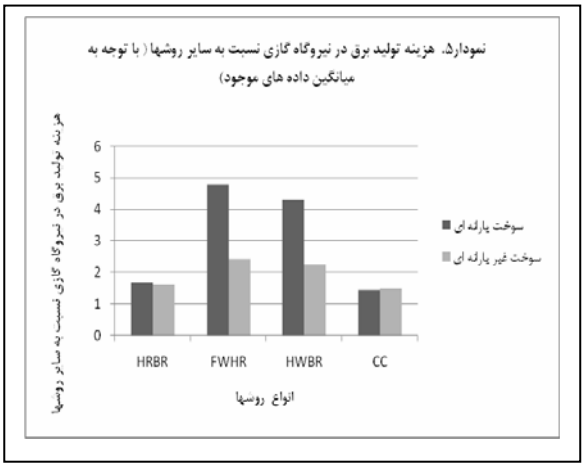
سود سالیانه کل[$]	A_t
سیکل ترکیبی	CC
هزینه سوخت مصرفی [$ / Kj]	C_f
سیکل توربین گاز	gtوGT
نرخ حرارتی نیروگاه بازتوانی شده[Kj/Kwh]	HR_{pp}
نرخ بهره[%]	i
ارزش حرارتی پایین سوخت[Kj/m^3]	LHV
هزینه سالیانه سوخت مصرفی[$]	M
دبی سوخت مصرفی توربین گاز و بویلر[Kg/s]	$\dot{m}_{fg}$ ، $\dot{m}_{fb}$
هزینه سالیانه تعمیر ونگهداری[$]	OM یا $O\ \&\ M$
زمان کارکرد سالانه نیروگاه[s]	t_s
هزینه نهایی خرید تجهیزات[$]	TCI
توان خالص توربین(های) بخار و گاز(MW)	$\dot{W}_{st,net}, \dot{W}_{gt,net}$
نرخ سرمایه گذاری اولیه [$ / Kwh]	Z_C ، $Z_c^{'}$
نرخ هزینه تعمیرونگهداری [$ / Kwh]	Z_{OM} ، $Z_{OM}^{'}$

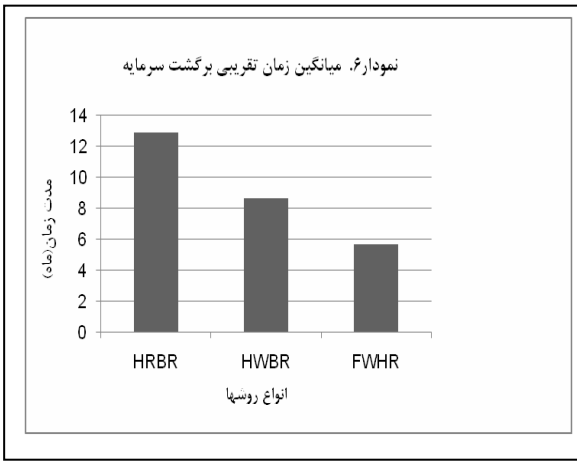

نمودار۱. مقدار راندمان افزایش یافته نسبت به ظرفیت واحدها در روشHRBR
میزان راندمان
بازه افزایش راندمان
راندمان واحد موجود
ظرفیت واحدها


نمودار۲. مقدار راندمان افزایش یافته نسبت به ظرفیت واحدها در روش HWBR
میزان راندمان
بازه افزایش راندمان
راندمان واحد موجود
ظرفیت واحدها


نمودار۳. مقدار راندمان افزایش یافته نسبت به ظرفیت واحدها در روش FWHR
میزان راندمان
بازه افزایش راندمان
راندمان واحد موجود
ظرفیت واحدها


نمودار۴. هزینه تولید برق در نیروگاه گازی نسبت به سایر روشها(با توجه به گزارشات و مقالات جدید)
هزینه تولید برق در نیروگاه گازی نسبت به سایر روشها
سوخت یارانه ای
سوخت غیر یارانه ای
HRBR
FWHR
HWBR
CC
انواع روشها


نمودار۵. هزینه تولید برق در نیروگاه گازی نسبت به سایر روشها (با توجه به میانگین داده های موجود)
هزینه تولید برق در نیروگاه گازی نسبت به سایر روشها
سوخت یارانه ای
سوخت غیر یارانه ای
HRBR
FWHR
HWBR
CC
انواع روشها


نمودار۶. میانگین زمان تقریبی برگشت سرمایه
مدت زمان(ماه)
HRBR
HWBR
FWHR
انواع روشها

جدول ۳: مقادیر در نظر گرفته شده در محاسبات

موارد کلی	▪ نرخ برق یارانه ای لحاظ شده : نرخ فروش میانگین برق در بازار برق ۱۳۸۷(۱۷۴ ریال)[۳۱] ▪ سوخت فرض شده گاز طبیعی خط لوله سراسری با ارزش حرارتی $[Kcal/m^3]$ ۸۷۷۲[۹] ▪ قیمت هر متر مکعب گاز طبیعی به نرخ یارانه ای به نیروگاههادر سال ۱۳۸۷ ، ۴۹/۴ ریال درنظر گرفته شد[۸] ▪ قیمت هر متر مکعب گاز طبیعی به نرخ غیر یارانه ای طبق برآورد کارشناسان وزارت نیرو ۳/۶ سنت در نظر گرفته شد[۳۲] ▪ در فاکتورCRF ،n برابر با نصف عمر واحدهای بررسی شده قرار داده شد. ▪ نرخ بهره در کل روشها ۱۲٪ با توجه به نرخهای جدید بهره در سیستم بانکی اعمال شد. ▪ تعداد ساعات فرض شده کاری در طول سال برای انواع روشهای بازتوانی و نیز نیروگاه سیکل ترکیبی مشابه با فرض گرفته شده در منبع[۲۷] و برابر میانگین متوسط ساعات کاری سالانه نیروگاههای سیکل ترکیبی موجوددر سال ۱۳۸۷ (۷۳۸۰ ساعت) در نظر گرفته شد. برای توربین گاز نیز متوسط میانگین متوسط ساعات کاری سالانه نیروگاههای گازی در سال ۱۳۸۷(۴۸۰۰ ساعت) لحاظ شد[۹]
HRBR	▪ عمر مفید در نظر گرفته شده برای واحدهای بازتوانی شده ۵ سال کمتر از موارد مشابه جدید این دست از نیروگاهها تخمین زده شد (به عبارتی عددی بین داده های۲۰ سال[۱۴] و ۳۰ سال[۲۸]) ▪ توان اضافه شده به سیکل برابر با توان توربین گاز الحاقی در نظر گرفته شد ▪ کاهش نرخ حرارتی ناشی از تلفیق دو سیکل بر مبنای موارد عملی انجام شده و در حدود واقعی آن و بین ۳۰٪–۱۵٪ لحاظ شد[۱۷و۱۴و۲۷]. راندمانهای ۲۰–۱۵ درصد بیشتر مربوط به عملیاتهای قدیمی بازتوانی در حدود سالهای ۱۹۸۵ است[۱۷] و این در حالیست که کارهای جدید بهبود نرخ حرارتی در حدود ۳۰ درصد و بالاتر را نشان می‌دهد[۲۷و۱۴].
FWHR	▪ عمر مفید در نظر گرفته شده برای واحدهای بازتوانی شده وابسته به سیکل بخار موجود است اما به شکل تخمینی ۲۰ سال لحاظ شده است(هر چند که در برخی منابع[۲۸] داده های اقتصادی مبنای ۳۰ ساله دارد) ▪ توان اضافه شده به سیکل (توان توربین گاز + ۱۰٪ توان توربین بخار) لحاظ شده است نصف مقدار حداکثر مجاز طبق[۲۹] می‌باشد.
HWBR	▪ عمر مفید در نظر گرفته شده برای واحدهای بازتوانی شده وابسته به سیکل بخار موجود است اما به شکل تخمینی ۲۰ سال لحاظ شده است.(در این‌مورد میتوان به تخمین منبع[۲۱] نیز استناد کرد) ▪ توان افزوده شده به سیکل(توان توربین گاز + ۵٪ توان توربین بخار)لحاظ شده که دلیل این مقدار ۵ درصدی ارتقاء خصوصیات انتقال حرارت بویلر موجود می‌باشد.
GT	▪ عمر مفید واحد طبق داده های دفتر مدیریت برنامه ریزی وزارت نیرو [۳۲و۶] ۱۵ سال لحاظ شد.
CC	▪ عمر مفید واحد طبق داده های دفتر مدیریت برنامه ریزی وزارت نیرو [۳۲و۶] ۳۰ سال لحاظ شد. ▪ میزان هزینه لازم در سرمایه گذاری بازای هر kw برق تولیدی در یک نیروگاه سیکل ترکیبی در ایران $/Kw ۴۶۱ تخمین زده شده است.[۶ و۳۲]

جدول ٤: نتایج حاصل از تاثیر هر کدام از روشها بر نیروگاهها

	ردیف بندی (F1)	ظرفیت واحده (Mw)	توربینهای گاز قابل استفاده برای روشهای بازتوانی با توجه به ظرفیت واحدهای موجود		محدوده راندمان(٪)	محدودهHR kj/kwh	هزینه سوخت مصرفی Rial/kwh	افزایش توان تولید	ظرفیت جدید (Mw)	$\overline{n}(year)$	افزایش راندمان واحدها(٪)
HRBR	1	60	**GT11N2**,LMS100PA-NG,LMS100PA-NGW,LMS100PA-NGS,LMS100PA-NGD,JAPAN GT,NPO SATURAN		37.4 - 45	7917 - 9614	10.6 – 12.88	115.4	175.4	13	5.6 – 13.2
		82.5	**V94.2**		33.8 – 41.1	8751 - 10627	11.7 – 14.2	159.4	241.9	13	5.1 – 12.4
		120	**GT24**,STG5-3000E	1	42.1 – 51.1	7042 - 8552	9.43 – 11.46	187.7	307.7	13	6.39 – 15.4
				2	42.6 – 51.8	6946 - 8434	9.3 – 11.3	187.7	307.7	13	6.4 – 15.4
		156.5	GT26,V94.3A,MS9351(FA),ALSTOM ,**STG5-4000F**,STG6-6000G		41.1 - 50	7206 - 8751	9.65 – 11.7	278	434.5	13	6.2 – 15.1
		200	✖ 1	MITSUBISHI	41.2 - 50	7189 – 8729	9.6 – 11.7	544.2	744.2	13	6.2 - 15
			✖ 2	**GT13E2**,GT24,V94.2,PG9231(EC),STG6-5000F							
	4	315	✖ 2	GT26,V94.3A,MS9351(FA),JAPAN GT,STG6-6000G,STG5-4000F,**ALSTOM**	45.9 – 55.8	6451 - 7834	8.6 – 10.5	562	877	12.5	6.9 – 16.8
			✖ 3	GT24,GT13E2,MS7241(FA), STG5-3000E,STG6-6000F,PG9231(EC)							
		320	✖ 2	GT26,V94.3A JAPAN GT,STG6-6000G,STG5-4000F,**ALSTOM**	1	43.8 – 53.2	6764 - 8214	9 - 11	562	882	12.5	6.6 - 16
			✖ 3	GT24,GT13E2, MS7241(FA), STG5-3000E,STG6-6000F	**2**	42.6 – 51.8	6946 - 8434	9.3 – 11.3	562	882	12.75	6.4 – 15.6
		368	✖ 2	MITSUBISHI	42.3- 51.3	7007 - 8509	9.4 - 11.4	594.9	962.9	13	6.4 – 15.4
			✖ 3	HITACHI,**STG6-5000F**							
			✖ 4	GT13E2,PG9231(EC),MS7241(FA) ,STG5-2000E							
		440	✖ 3	**GT26**,V94.3A,STG6-6000G,STG5-4000F,MS9351(FA),HITACHI, JAPANGT	41.1 - 50	7206 - 8750	9.6 – 11.7	843	1283	13	6.2 – 15.1
			✖ 4	GT24,STG6-5000F,STG5-3000E							
HWBR	2	64*	(6.4MW-19.2MW) LM1600PE-NGW		31.9 – 33.6	10691 - 11258	14.32 – 15.8	16.5	80.5	11	2.7 – 4.4
		64**									
	3	200*	(30MW-60MW) LM6000PC-NGWS		40.3 – 42.7	8419 - 8915	11.28 – 11.94	58.4	258.4	8.5	5.3 – 7.7
		200**	(30MW-60MW) LM6000PC-NGWS		40.3 – 42.7	8419 - 8915	11.28 – 11.94	58.4	258.4	8.5	5.3 – 7.7
		250**	(37.5MW-75MW) STG-1000F		41.3 – 43.8	8214 - 8697	11 – 11.65	73.6	323.6	8.75	4.9 – 7.4
	5	315**	(42.25MW-94.5MW) MS7001EA		41.5 - 44	8176 - 8657	10.9 – 11.6	100	391	7.5	2.5 - 5
		320**	(48MW-96MW) MS7001EA		41.6 – 44.1	8162 - 8642	10.9 – 11.58	101.4	421.4	8.25	2.7 – 5.2
		325**	(48.75MW-97.5MW) MS7001EA	1	40.6 43	8364 - 8856	11.2 – 11.8	101.6	426.6	8.25	2.9 – 5.3
				2	39.6 – 41.9	8581 - 9086	11.5 – 12.1	101.6	426.6	8.25	3.1 – 5.4
FWHR	2	64*	(6.4MW-19.2MW) SGT-300		31.2 – 32.7	10979 - 11589	14.7 – 15.5	12.6	76.6	8	2 – 3.5
		64**									
	3	200*	(20MW-60MW) LM2500+PK-MGW(6STG)		39 – 41.1	8742 - 9228	11.7 – 12.3	49.3	249.3	5.5	4 – 6.1
		200**	(20MW-60MW) LM2500+PK-MGW(6STG)		39 – 41.1	8742 - 9228	11.7 – 12.3	49.3	249.3	5.5	4 – 6.1
		250**	(25MW-75MW) LM6000PC-NGW		39.1 – 41.3	8707 - 9190	11.66 – 12.3	68.1	318.1	5.25	2.7 -4.9
	5	315**	(31.5MW-92.5MW) LM6000PC-NGWS		41.6 – 43.9	8202 - 8657	10.99 – 11.6	81.5	396.5	5.25	2.6 – 4.9
		320**	(32MW-96MW) LM6000PC-NGWS		41.5 – 43.8	8215 - 8672	11 – 11.62	82	402	5.25	2.6 – 4.9
		325**	(32.5MW-97.5MW) LM6000PC-NGWS	1	40.3 – 42.5	8454 - 8924	11.32 – 11.95	82.5	407.5	5.25	2.6 – 4.8
				2	39.1 - 41	8706 - 9189	11.6 – 12.3	82.5	407.5	5.25	2.6 – 4.5

نکته قابل توجه اینست که هر چه پیشرفتهای تکنولوژی توربینهای کاز ارتقاء یافته اند نتایج حاصل از بازتوانی به شکل قابل ملاحظه ای بهبود یافته اند. درفرضهای در نظرگرفته شده برای بازتوانی به روش سیکل ترکیبی، نتایج قدیمی تر نشاندهنده بهبود نرخ حرارتی و ارتقاء راندمان کمتری بوده اند اما تجارب جدید بهبود نرخ حرارت و راندمانی بهتر از مقدار حداکثر فرض شده در اینجا را نشان میدهد تا جاییکه منابع جدید تر این بهبود را تا ۴۰٪نیز برآورد میکنند[۳۴و۳۳و۲۷و۱۴]. به همین دلیل حداکثر مقدار بازه مورد نظر در انجام محاسبات، نظیر یک سناریوی مستقل، جهت نزدیک کردن نتایج به نتایج اخیر در جدول(۴)آمده است

جدول ۵: بررسی المانهای هزینه ای در روشهای بیان شده

	$(Z_C+Z_{OM})\times10^{-5}$ $(Rial/Kwh)$	TCI $(\$/Kwh)$	Z'_f (Rial/Kwh)	Z_f (Rial/Kwh)	η_{th}	$Z_f\times\dot{W}\times10^{-11}$	$\frac{\dot{Z}'_f}{(Z_C+Z_{OM})\times10^{-5}}$	$\frac{\dot{Z}_f}{(Z_C+Z_{OM})\times10^{-5}}$
GT	$-۳/۲۲x$ ۲/۷۷	۰/۷۱۵X	۱۲۲/۳	۱۶/۸	۲۸/۷	۱/۲۱ – ۱/۴۱	۰/۸۲ – ۰/۹۵	۰/۱۱ – ۰/۱۳
HRBR	۱/۵۹x – ۱/۹۳x	۰/۹۴X	۷۰/۴۶ – ۸۵/۴۶	۹/۶۷ – ۱۱/۷۴	۴۱ – ۴۹/۸	۱/۰۶ – ۱/۲۸	۰/۷۹ – ۱/۱۶	۰/۱ – ۰/۱۶
FWHR	۰/۳۸x – ۰/۵x	۰/۱۷۵X	۸۹/۹۸ – ۹۴/۶۴*	۱۲/۳۶ – ۱۳	۳۷/۱ – ۳۹	۰/۲۵ – ۰/۳۴	۳/۸ – ۵/۴	۰/۵۳ – ۰/۷۴
			۸۶/۳ – ۹۱/۱۴**	۱۱/۸۶ – ۱۲/۵۲	۳۸/۵ – ۴۰/۶		۳/۷ – ۵/۲	۰/۵۱ – ۰/۷۱
HWBR	۰/۵x – ۰/۷۶x	۰/۲۵X	۸۶/۶۳ – ۹۱/۷۲*	۱۱/۹ – ۱۲/۶	۳۸/۲ – ۴۰/۴	۰/۳۴ – ۰/۵	۲/۴۷ – ۳,۹۸	۰/۳۴ – ۰/۵۴
			۸۴/۴۴ – ۸۹/۳۲**	۱۱/۶ – ۱۲/۲۷	۳۹/۳ – ۴۱/۵		۲/۴۱ – ۳/۸۷	۰/۳۳ – ۰/۵۳
CC	۲/۱x	X	۷۸	۱۰/۷۲	۴۵	۰/۹۱۷	۰/۸	۰/۱۱

از نماد پریم (')برای نشان دادن هزینه ها در حالت سوخت غیر یارانه‌ای استفاده شده است

X : میزان هزینه لازم در سرمایه گذاری بازای هر kw برق تولیدی در یک نیروگاه سیکل ترکیبی است(در ایران ایـن هزینـه ۴۶۱$/Kwتخمـین زده شده است

جدول ٦: هزینه های کلی به ازای هر کیلو وات برق تولیدی در هر کدام از روشها در دو سناریو

		میزان ظرفیت اضافه شده با توجه به توربینهای انتخابی جدول(۴)	$Z_E(Rial/Kwh)$	$Z'_E(Rial/Kwh)$	$Z_E[CC]$	$Z'_E[CC]$
GT		--------	۱۴۴/۵ – ۱۶۵/۲	۲۵۰ – ۲۷۰/۷	%۱۳۵ – %۱۵۴/۴	%۱۴۳ – %۱۵۴
HRBR		۱۳۱۰۶MW	۸۲/۹ – ۱۰۰/۷	۱۴۳/۷ – ۱۷۴/۴	%۷۷/۱ – %۹۳/۶	%۸۲/۲ – %۹۹
FWHR	*	۱۹۷/۲MW	۲۹/۸ – ۳۶	۱۰۷/۵ – ۱۱۷/۷	%۲۷/۷ – %۳۳/۴	%۶۱ – %۶۷/۳
	**	۱۳۴۲MW	۲۹/۳ – ۳۵/۵	۱۰۰/۱ – ۱۱۴/۱	%۲۷/۲ – %۳۳	%۵۷/۵ – %۶۵/۲
HWBR	*	۲۳۳/۶MW	۳۴/۹ – ۴۷/۶	۱۰۹/۵ – ۱۲۷/۶	%۳۲/۴ – %۴۴/۲	%۶۲/۶ – %۷۳
	**	۱۵۵۸MW	۲۴/۶ – ۴۷/۳	۱۰۷/۵ – ۱۲۴/۳	%۲۲/۸ – %۴۴	%۶۱/۵ – %۷۱/۱
CC		--------	۱۰۷/۵	۱۷۴/۸	%۱۰۰	%۱۰۰

جدول ۷: نسبت هزینه(هرKwh) برق تولیدی نیروگاه گازی به سایر روشها

		Z_E	Z'_E	Z_r
HRBR	گزارشات و مقالات جدید تر	%۱۸۶	%۱۸۱	%۱۱۲
	میانگین داده-های موجود	%۱۶۸	%۱۶۳	
FWHR	*	%۴۷۰	%۲۳۱	%۴۴۴
	**	%۴۷۸	%۲۴۳	
HWBR	*	%۳۷۵	%۲۱۹	%۳۱۱
	**	%۴۳۰	%۲۲۴	
CC		%۱۴۴	%۱۴۹	%۱۴۲

نتیجه گیری

در اینجا لازم است از همکاریها و حمایتهای شرکت مدیریت پروژه‌های نیروگاهی ایران (مپنا) و آقای دکتر کاظم معروفی تشکر کنیم

منابع

[1] Horlock, J. H. (1992). Combined Power Plants.England: Pergamon Press.

[2] Tsasaronis, J. Bejan, A. Micheal, M. (1996). Thermal Design and Optimization:John Wiley & Sons Press.

[3] Joyce, J.S. (1996). Parallel Repowering of Existing Steam Turbine Plants With Gas Turbines to Improve Their Operating Efficiency and Environmental Compatibility, Siemens AG, Germany, pp31-45.

[4] Massardo, A.F. Scialo M. (2000). Thermoeconomic Analysis of Gas Turbine Based Cycle, Journal of Engineering for Gas Turbines and Power,ASME, ,664-671.

[5] Frangopoulos, C.A. (1983). Thermoeconomic Functional Analysis: A method for Optimal Design Or Improvement of Complex Thermal System, Ph. D. Thesis,Georgia Institue of Technology,Atlana.

[۶] برنامه ۲۵ ساله عرضه انرژی در کشور، (۱۳۸۰)، گروه عرضه، دفتر برنامه ریزی انرژی، معاونت امور انرژی، وزارت نیرو.

[7] El-Wakil, M.M. (1998). Power Plant Technology, Mc Graw-Hill Book Company, 2nd Printing.

[۸] ترازنامه انرژی سالهای ۱۳۸۵ و ۱۳۸۶، دفتر برنامه‌ریزی کلان برق و انرژی، معاونت امور انرژی، وزارت نیرو.

[۹] آمار تفصیلی صنعت برق ایران، ویژه مدیریت راهبردی در سال ۱۳۸۷

[۱۰] خواجوی، علی. قاسمیان، سلیمان. (۱۳۸۷)، بررسی میزان اتلاف انرژی در فرآیند تبدیل، انتقال و توزیع برق کشور، مجله اقتصاد انرژی.

[11] Moore, T. (1995). Repowering as Competitive Strategy, Epri Journal.

[12] Pace, S. Graces, D. Stenzel, W. (1997). Srategic Assessment of Repowering, Interim Report.

[13] Stenzel, W. Sopocy, D.M. Pace, S. (1997). Repowering Existing Fossil Steam Plants, EPRI.

[14] Chase, D.L. Kovacik, J.M. Stoll, H.G. (1991). The Economic of Repowering Steam Turbines, GE Company

[۱۵] صنایع، سپهر. حمزه‌ای، یونس. مدلسازی و بهینه سازی فنی،اقتصادی بازسازی نیروگاههای بخار با استفاده از توربینهای گاز، بیستمین کنفرانس بین المللی برق.

[16] Brandr, J.A. Chase, D.L. (1992). Repowering Application Consideration, Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, ASME.

[17] Walters, A.B. Craig, J.R. Herbster, R.E., Van laar, J. (1988). Repowering Options Study,Florida Power & Light Company Report.

[18] Walters, A.B. (1995). Power Plant Topping Cycle Repowering,Energy Engineering Journal,:49-71

[۱۹] سرابچی، کاظم. نباتی، حمید. (۱۳۷۹)، بررسی ترمودینامیکی تبدیل یک نیروگاه بخار موجود به نیروگاه ترکیبی، هشتمین کنفرانس سالانه انجمن مهندسان مکانیک ایران، ۶۵۹-۶۴۹.

[20] Kudlu, N. (1989). Major Options and Considerations for Repowering With Gas Turbines,BETCHEL Project Report.

[21] Ploumen, P.J. Enema, J.J. EPON NV. (1996). Dutch Experience with Hot Windbox Repowering,96-GT-250,ASME.

[22] Ehren, G. Schenk, H.R. (2003).Gas Turbine Based Power Plants, IGTC2003 Tokyo.

[23] Negri di Montenegro, G. Gambin,i M. Peretto, A. (1996). Intercooled and Brayton Cycle Gas Turbines for Steam Power Plant Hot Windbox Repowering,98-GT-198,ASME.

[24] Heyen, G. Kalitventzeff, B. A. (1998). Comparison of advanced thermal Cycles for Upgrading Existing Power Plant,Applied Thermal engineering Journal,: 227-237

[۲۵] صمدی، رامین. (۱۳۸۶)، بازتوانی نیروگاههای بخار به روش جعبه هوای داغ، پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه خواجه نصیرالدین طوسی.

[26] Gambini, M. Guizzi, G.L. (1989). Repowering of Steam Power Plants for Medium-High Increase of Power Generated,IEEE,:2491-2498.

[27] Stoll, H.G. Smith, R.W. Tomlinson L.O. (1994). Performance and Economic Considerations of Repowering Steam Power Plants, GE Company.

[28] Rives, J.D. Catina, J. (1987).Repowering Reheat Units With Gas Turbines,Virginia Power Report.

[29] Shahnazari, M.R. Foroughi, D. Fakhrian, H. (2003). Repowering of Lowshan Power Plant,IGTC Conf,Tokyo.

[30] Mehrevan, P.B. (2006). Gas Turbine Engineering Handbook, Third Edition,Gulf Profesional Publishing

[۳۱] . معاونت برنامه ریزی وامور اقتصادی وزارت نیرو–گزارش تنظیم مقررات و توسعه رقابت در بازار آب و برق،۱۳۸۷.

[۳۲] صدری، امیر رضا. صادق زاده، سید محمد. منتصر، کورش. بررسی فنی بازیافت حرارت از توربین های گازی در کشور، دفتر بهینه سازی مصرف انرژی، معاونت امور انرژی، وزارت نیرو.

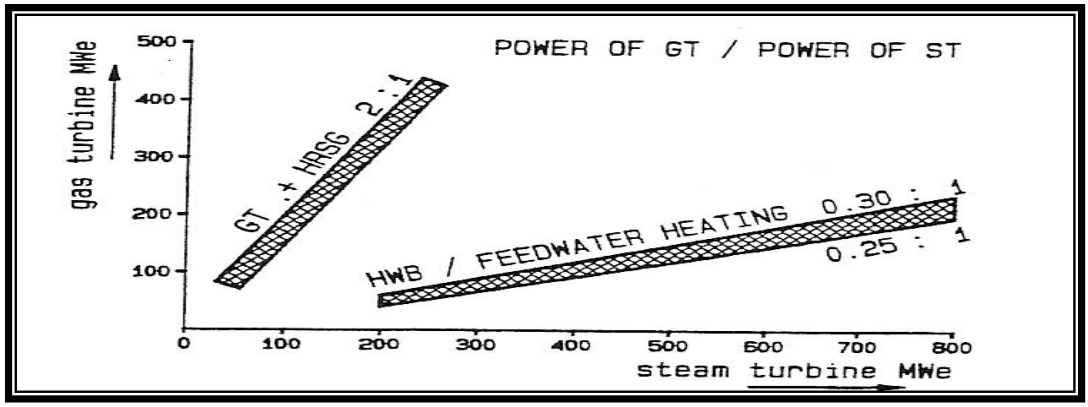
[33] Escosa, J.M. Romeo, L.M. (2009). Optimization CO_2 Avoided Cost By Means of Repowering, Applied Energy Journal(In Press).

[34] Frankle, M. (2006). SRS: The Standardized Repowering Solution for 300MW Steam Power Plants in Russia, Siemens Power Generation (PG), Germany.

[۳۵] فرمد، مجید، (آذرماه۱۳۸۰)، بازتوانی نیروگاه پترهد برای ایجاد رقابت در تولید برق، مجله صنعت برق.

جدول۱ ضمیمه: خصوصیات انجام روشهای مختلف بازتوانی[۳۰و۲۱و۲۰و۱۸و۱۳و۱۲و۱۱]

احداث نیروگاه گازی	بازتوانی به روش گرمایش آب تغذیه (FWHR)	بازتوانی به روش جعبه هوای داغ (HWBR)	بازتوانی به روش سیکل ترکیبی (HRBR)	روش مد نظر
--------	٪۳۰ – ٪۱۰	٪۳۰ – ٪۱۵	٪۲۰۰–٪۱۶۰	افزایش توان واحد(٪)
--------	٪۵ – ٪۲	٪۶ – ٪۳	تا حدود۱۲٪	افزایش راندمان واحد(٪)
--------	٪۲۰ – ٪۱۰	٪۸۰ – ٪۵۰	٪۸۰ – ٪۵۰	کاهش آلودگی NO_x(٪)
---------	توربین بخار	بویلر موجود	-------	فاکتور محدود کننده
٪۷۰ – ٪۶۰	٪۲۰ – ٪۱۵	٪۳۰ – ٪۲۰	٪۸۵ – ٪۷۰	هزینه سرمایه گذاری*
۳۰۰ – ۴۰۰	– برای واحدهای کوچک ۱۱۰ – ۹۰ –برای واحدهای بزرگ ۷۵ – ۸۰	۱۵۰ – ۲۵۰	۴۵۰ – ۷۵۰	هزینه سرمایه گذاری بر واحد توان خالص تولیدی**($/KW)
----------	بهبود نرخ حرارتی ٪۱۰–٪۵	بهبودمقدار نرخ حرارتی ٪۱۵–٪۱۰	بهبود نرخ حرارتی حتی تا٪۴۰ – ٪۳۰	مزایای ویژه
۱۲ – ۱۰ ماه	۲ ماه	۸ ماه	۱۸–۱۲ ماه	مدت زمان لازم برای انجام عملیات
---------	حداکثر ٪۲۰ توان توربین بخار واحد موجود	حداکثر ٪۳۰ توان توربین بخار واحد موجود	٪۲۰۰ – ٪۱۶۰ توان توربین بخار واحد موجود	توان توربین گاز



شکل ۱: انتخاب توربین گاز در روشهای ذکر شده[۲۱و۱۸]

*این هزینه ها بر اساس هزینه های تاسیس یک نیروگاه سیکل ترکیبی جدید بیان شد.

** این مقادیر مختص به هزینه های صرف شده در حدود سالهای ۱۹۹۷–۱۹۹۵ در کشورهای آمریکا و هلند مربوط میشود.