

تحلیل ترموآکونومیک روش‌های موجود در انجام بازتوانی گرمایش آب تغذیه به روش پیمایشی

سید مصطفی حسینعلی پور^۳

دانشکده مهندسی مکانیک
دانشگاه علم و صنعت ایران

کامران مبینی^۱ و عبدالله مهرپناهی^۲

دانشکده مهندسی مکانیک
دانشگاه تربیت دبیر شهید رجایی

(تاریخ دریافت: ۸۸/۱۲/۱۰؛ تاریخ پذیرش: ۹۰/۵/۳)

چکیده

یکی از روش‌های معمول جهت ارتقاء خصوصیات فنی و اقتصادی نیروگاه‌های بخار، اعمال روش‌های بازتوانی بر روی آن‌ها است. روش‌های بازتوانی به دو دسته روش‌های جزئی و کلی تقسیم‌بندی می‌شوند. یکی از روش‌های جدید بازتوانی جزئی، روش گرمایش آب تغذیه موازی است. در این مقاله، با توجه به خصوصیات ممتاز این روش برای نیروگاه‌های نسبتاً جدید، به بررسی اعمال آن با روشی پیمایشی بر روی نیروگاه شهید رجایی جهت تبدیل آن به یک سیکل تولید هم‌زمان پرداخته شده است. با در نظر گرفتن شرایط کلی سیکل، با طرح چند سناریوی مشخص در اعمال بهترین حالات موجود، به جایگزینی گرمکن‌های آب تغذیه موجود با گرمکن‌های کوچک‌تر اقدام شده است. گرمایش بخش دیگر جریان آب تغذیه به موازات گرمکن‌های آب تغذیه و به وسیله دو مبدل حرارتی انجام می‌شود. توابع راندمان انرژی و قیمت تمام شده هر کیلووات‌ساعت برق تولیدی به عنوان توابع هدف معرفی می‌شوند. سناریوی برتر با توانایی عمل کرد در بار نامی و بار جزئی طرح بازتوانی به روش گرمایش آب تغذیه موازی است که در آن، افزایش ۳/۴ درصدی راندمان انرژی و افزایش ۲۷ درصدی توان تولیدی واحد بخار مورد بررسی حاصل شده است.

واژه‌های کلیدی: بازتوانی، روش گرمایش آب تغذیه موازی، تولید هم‌زمان، توربین گاز

Thermo-economic Analysis of the Existing Options for Feed Water Heating Repowering, Using a Stepwise Method

K. Mobini and A. Mehrpanahi

Mech. Eng. Dept.
Shahid Rajaei Teacher Training Univ.

S.M. Hosseinalipour

Mech. Eng. Dept.
Iran Univ. of Sci. and Tech.

(Received: 1 March 2010; Accepted: 25 July 2011)

ABSTRACT

Adding gas turbine units to steam power plants for enhancing steam cycle's properties and regenerating heat from adjunct cycle(s) have been known as repowering. Repowering methods are divided into two main categories, partial and full repowering. One of the latest methods of partial repowering is parallel feed water heating repowering. In this paper the mentioned method has been applied to Shahid Rajaei power plant. Cost functions of generated-electricity and exergy efficiency are defined as objective functions in one and two objective optimizations. Finally, the most suitable scenario has been chosen to apply this method on, considering desirable technical and economic parameters for partial and nominal load. The results of the chosen design are: 3.4% and 27% increases in exergy efficiency and steam power plant capacity, respectively.

Keywords: Repowering, Feed Water Heating, CHP, Gas Turbine

۱- استادیار: kmobini@srttu.edu

۲- کارشناس ارشد: mehrpanahi@gmail.com

۳- دانشیار (نویسنده پاسخگو): alipour@iust.ac.ir

فهرست علائم	
A_t	سود سالیانه کل [\$]
ΔT	اختلاف دما ($^{\circ}K$)
\dot{m}	دبی جرمی (Kg/s)
h	آنتالپی (kJ)
\dot{W}	توان (MW)
hl	تلفات حرارتی (%)
P	فشار (bar)

HN	شبکه حرارتی
ex	اگرژیکی
th	حرارتی
PEC	هزینه خرید تجهیزات
s	ثانیه
$steam$	بخار
$M \& S$	سویفت مارشال
b	بویلر

نسبت هوا به سوخت (%)

AF

e

اگرژی مخصوص ($kJ/kg^{\circ}K$)

\dot{Q}

نرخ حرارتی (MW)

HR

نرخ حرارتی سیکل (kJ/kWh)

LHV

ارزش حرارتی پایین سوخت (kJ/kg)

Z

هزینه (\$, \$/kWh)

ΔT_{im}

اختلاف دمای لگاریتمی ($^{\circ}K$)

i

نرخ بهره سالیانه (%)

r_n

نرخ تورم (%)

CRF

فاکتور برگشت سرمایه (%)

H

عملکرد سالیانه نیروگاه (ساعت)

TCI

هزینه سرمایه‌گذاری اولیه (\$)

C_p

گرمای ویژه در فشار ثابت ($kJ/kg^{\circ}K$)

علائم یونانی

φ

فاکتور تعمیر و نگهداری

η

بازده

اندیس‌ها

OM

تعمیر و نگهداری

f

سوخت

PP

نیروگاه

gt, GT

توربین گاز

TET

دمای گازهای خروجی ($^{\circ}K$)

fw

گرمن آب تغذیه

in

ورودی

out

خروجی

$LFPW$

گرمن آب تغذیه فشار پایین

$HPFW$

گرمن آب تغذیه فشار بالا

۱- مقدمه

نیاز روزافزون و رشد قابل توجه مصرف انرژی، زمینه ایجاد مطالعات بیشتر در بهینه‌سازی و ارتقاء سیستم‌های تولید توان را فراهم آورده است. در این بین، بالا بردن بازده این سیستم‌ها، عامل مهمی در کاهش قیمت نهایی محصولات خواهد بود. یکی از مهم‌ترین بخش‌های تولید انرژی کشور، نیروگاه‌های بخار می‌باشند که علیرغم تغییر رویه صنعت برق کشور در ایجاد این دسته از نیروگاه‌ها، حدود ۴۷٪ از توان مورد نیاز کشور از این نیروگاه‌ها فراهم می‌شود [۱]. در حال حاضر بسیاری از این نیروگاه‌ها به پایان عمر مفید خود رسیده و یا در حال رسیدن به آن هستند. به‌علاوه تعداد قابل توجهی از نیروگاه‌های بخار نیز با وجود عمر نه چندان زیاد، دارای بازده قابل قبولی نمی‌باشند. از جمله کارهایی که در زمینه بهبود وضعیت تولید نیروگاه‌های بخار و بالا بردن بازده آنها می‌تواند مورد توجه قرار گیرد، بررسی انجام عملیات بازتوانی و اثر آن بر روی این نیروگاه‌ها می‌باشد. بازتوانی به دو روش کلی انجام می‌شود: بازتوانی کامل و بازتوانی جزئی. بازتوانی کامل به تبدیل نیروگاه موجود به یک نیروگاه سیکل ترکیبی گفته می‌شود که در آن بویلر موجود با یک بویلر بازتاب حرارت و توربین (های) گاز جایگزین می‌شود. غالباً نیروگاه‌هایی برای انجام این عملیات مد نظر قرار می‌گیرند که دارای عمر بالای ۲۵ سال باشند [۲-۳]. روش‌های بازتوانی جزئی نیز به سه صورت انجام می‌شود که این روش‌ها عبارتند از:

الف) روش جعبه هوای داغ: این روش با اضافه کردن توربین‌های گاز به واحد موجود و فرستادن گازهای خروجی از توربین گاز به جعبه‌ی هوای داغ بویلر موجود انجام می‌شود.

بازتوانی یک سری از محدودیت‌های فنی برای اعمال هر کدام از روش‌های بازتوانی وجود خواهد داشت. از محدودیت‌های اعمال روش‌های بازتوانی جزئی می‌توان به عمر باقی‌مانده حداقل ۱۵ سال تجهیزات اصلی نیروگاه مورد بررسی و اینکه نیروگاه‌های جدیدتر، مدرن‌تر و بزرگ‌تر در انجام این روش‌ها دارای اولویت هستند اشاره داشت [۲ و ۴-۵]. در صورت عدم رعایت محدودیت‌های مذکور، مزیت این روش‌ها به شکل قابل ملاحظه‌ای کاهش خواهد یافت. یکی از نیروگاه‌هایی که می‌تواند حائز شرایط بیان شده باشد، نیروگاه شهید رجایی است که از نیروگاه‌های مهم کشور از لحاظ موقعیت قرارگیری و نیز توان تولیدی آن می‌باشد. در مقاله‌ی حاضر، ابتدا توسط نرم‌افزار EES^۱ [۸] و با توجه به مدارک موجود [۹] به مدل‌سازی نیروگاه موجود پرداخته شده است. در مرحله بعد به تعیین پارامترهای مؤثر در تعیین تابع بازده انرژی و تابع تعیین هزینه هر کیلووات‌ساعت برق تولیدی در سیکل بازتوانی و متغیرهای این توابع پرداخته می‌شود. برای انجام عملیات بازتوانی، بهترین حالت فنی اقتصادی ممکن برای تعیین مشخصات مبدل‌های حرارتی موازی به بحث گذاشته می‌شود. در اینجا شرایط کلی برای ایجاد منطقی‌ترین حالات در کاهش زیرکشی‌ها، به صورت نقطه به نقطه بررسی می‌شود. در نهایت، حالت مطلوب از میان موارد ممکن تعیین خواهد شد که این حالت مطلوب با توجه به توابع بازده انرژی و نیز هزینه واحد برق تولیدی در یک نقطه پینچ مناسب در مبدل‌های حرارتی موازی تعیین می‌شود. بعد از آن با توجه به مقادیر کاسته شده زیرکشی‌ها، به جای‌گزینی گرمکن‌های آب تغذیه موجود با گرمکن‌های کوچک‌تر اقدام می‌شود گرمایش بخش دیگر جریان آب تغذیه به وسیله مبدل‌های حرارتی انجام شده است. مبدل‌های حرارتی افزوده شده به سیکل جهت گرمایش آب تغذیه از گرمای گازهای داغ خروجی از توربین گاز استفاده می‌کنند. برنامه‌ی نوشته شده قادر خواهد بود که علاوه بر تعیین مشخصه‌های فنی سیکل موجود، به تعیین مشخصات فنی سیکل جدید با توجه به نوسانات در مقادیر زیرکشی‌های توربین‌های بخار بپردازد. اگرچه روش گرمایش آب تغذیه به عنوان یکی از روش‌های مؤثر و قابل قبول در انجام بازتوانی جزئی در طی سال‌های اخیر مورد

نیروگاه‌های مد نظر برای انجام این روش نیروگاه‌های جدید و مدرن و ترجیحاً بزرگ تر هستند،

(ب) 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 [۲ و ۴-۵] و

(ج) روش بویلر کمکی: این روش شامل اضافه کردن مجموعه توربین (های) گاز و بویلر کمکی به واحد موجود است بدون آنکه بویلر موجود برداشته شود. بویلر بازیاب حرارت می‌تواند به شکل‌های مختلفی به سیکل موجود اضافه شود. این حالت-ها با توجه به مسیر گاز‌های خروجی توربین گاز از بویلر بازیاب و مسیر بخار خروجی از بویلر بازیاب قابل تقسیم‌بندی است [۳ و ۵]:

مسیر گازهای خروجی توربین گاز از بویلر بازیاب عبارت است از:

۱. به سمت بویلر موجود و

۲. به سمت بیرون (Stack)

مسیر بخار خروجی از بویلر بازیاب نیز عبارت است از:

۱. به سمت توربین‌های بخار HP و LP،

۲. به سمت توربین‌های بخار HP و LP و

۳. به سمت توربین بخار HP و بازگرمایش بخار تحویلی به توربین LP

بازتوانی به این روش ممکن است با استفاده دو بویلر بازیاب نیز انجام شود [۵].

ویژگی‌های فنی - اقتصادی از جمله سادگی و انعطاف‌پذیری طرح‌های قابل اجرا، کم هزینه بودن انجام عملیات و در نهایت قیمت واحد برق تولیدی پایین‌تر نسبت به سایر روش‌های بازتوانی را می‌توان از مزایای برتری روش گرمایش آب تغذیه در حالت کلی نسبت به سایر روش‌های بازتوانی جزئی برشمرد [۶]. طبق جدیدترین مقالات ارائه شده توسط کارشناسان شرکت‌های بزرگ صنعتی در زمینه ساخت و تجهیز نیروگاه‌های حرارتی در حال حاضر اصلی‌ترین گزینه برای انجام بازتوانی جزئی، روش بازتوانی موازی عنوان شده است که در دو طرح استفاده از مبدل‌های حرارتی موازی و بویلر بازیاب حرارتی موازی صورت می‌پذیرد [۷]. در انجام

1- Engineering Equation Solver

۳- چگونگی بهینه‌سازی سیکل مورد نظر

برای انجام بازتوانی به روش گرمایش آب تغذیه موازی سناریوهای مختلفی قابل ارائه بوده و با توجه به اولویت‌های موجود می‌تواند شامل موارد متعددی از جمله افزایش بازده و کاهش سوخت مصرفی، افزایش توان تولیدی، کاهش آلاینده‌های محیطی و ... باشد [۱۲]. حالت مد نظر برای انجام بازتوانی به این روش می‌تواند شامل چند مورد از موارد فوق باشد که به شکل هم‌زمان در یک طرح مورد بحث و بررسی قرار گیرد. با توجه به نیاز شبکه به توان بالاتر و فرض عدم محدودیت شبکه‌های توزیع و انتقال، در اینجا معیار اصلی بالاترین توان قابل استحصال نیروگاه می‌باشد که به‌طور هم‌زمان کمترین قیمت برق تولیدی و بیشترین بازده انرژی را ایجاد نماید. توان قابل افزایش توربین‌های بخار متصل به گرمکن‌های آب تغذیه فشار بالا بین ۱۲٪ تا ۱۶٪ و برای توربین‌های بخار مرتبط با گرمکن‌های آب تغذیه فشار پایین بین ۴٪ تا ۶٪ خواهد بود [۱۳]. توربین گاز مناسب برای انجام چنین عملیاتی نیز به شکل پارامتری و با توجه به خصوصیات مورد نیاز برای تأمین حرارت مبدل‌های حرارتی تعیین می‌گردد. توربین گاز باید تأمین‌کننده حالتی بهینه و منطقی برای سیکل موجود باشد. در برخی منابع مقادیر تجربی، در انتخاب توربین‌های گاز مناسب مورد توجه قرار گرفته‌اند که به صورت درصدی از توان نیروگاه بخار موجود بیان شده‌اند [۵، ۱۴-۱۳]. در اینجا مقادیر فشار لوله‌های بخار با توجه به افزایش دبی جرمی بخار و فرض عدم تغییرات در اندازه لوله‌های رابط محاسبه شده‌اند. چنین فرضی باعث جلوگیری از بالا رفتن هزینه‌های سرمایه‌گذاری خواهد شد. در طرح موجود، بخار بعد از عبور از توربین‌های فشار بالا به بخش بعدی وارد می‌شود. جهت تعیین بازده جدید توربین‌های فشار بالا با توجه به تغییرات دبی عبوری از قانون استودلا^۱ استفاده می‌شود [۱۵].

$$\frac{\eta_{ise_new}}{\eta_{ise_first}} = -1.0176 \left(\frac{\dot{m}_{st_new}}{\dot{m}_{st_first}} \right)^4 + 2.4443 \left(\frac{\dot{m}_{st_new}}{\dot{m}_{st_first}} \right)^3 - 2.1812 \left(\frac{\dot{m}_{st_new}}{\dot{m}_{st_first}} \right)^2 + 1.0535 \left(\frac{\dot{m}_{st_new}}{\dot{m}_{st_first}} \right) + 0.701. \quad (1)$$

توجه محققان داخلی قرار گرفته است [۱۱و۱۰-۱۱]. اما بررسی پارامتری مشخصه‌های فنی و اقتصادی سیکل بازتوانی در شکل موازی آن بر روی نیروگاه‌های بخار که کارکرد مناسب آنها در موارد جدید انجام بازتوانی به اثبات رسیده است، کم‌تر مورد توجه بوده است. چنانچه هدف نیروگاه بالا بردن مقدار مشخصی از توان تولیدی باشد روش گرمایش آب تغذیه موازی یکی از بهترین گزینه‌های موجود با در نظر گرفتن شرایط آن در اعمال تغییرات خواهد بود. زیرا می‌توان از حرارت گازهای خروجی توربین گاز به بهترین شکل ممکن برای بالا بردن توان و بازده سیکل موجود استفاده کرد. تحلیل انجام شده در این مقاله، جهت کارکرد نیروگاه در بار نامی انجام گرفته است.

۲- معرفی کلی نیروگاه

نیروگاه بخار شهید رجایی شامل چهار واحد بخار ۲۵۰ مگاواتی در استان قزوین و در کیلومتر ۲۵ اتوبان قزوین-تهران واقع گردیده است. هر واحد نیروگاه دارای هفت توربین بخار از نوع عکس‌عملی و عکس‌عملی ضربه‌ای است که چهار دستگاه از آنها به عنوان توربین فشار ضعیف (LPT)، دو دستگاه از آنها به عنوان توربین فشار متوسط (IPT) و یکی هم توربین فشار قوی (HPT) به‌شمار می‌آید. کندانسور سیستم دارای فشار ۱۹/۰ اتمسفر بوده، هم‌چنین سیستم برج خنک‌کن از نوع خشک (هلر) انتخاب شده است. از دیگر اجزای سیکل مورد نظر می‌توان به یک دی اریاتور، دو عدد گرمکن آب تغذیه فشار قوی و سه عدد گرمکن آب تغذیه فشار ضعیف اشاره داشت. بویلر نیروگاه از نوع واتر تیوپ، سیرکوله طبیعی، درام‌دار بوده و دارای ده جفت مشعل می‌باشد. از گاز طبیعی به عنوان سوخت اول بویلر موجود استفاده می‌شود و مازوت سوخت دوم آن محسوب می‌شود. قدرت نامی ژنراتور این نیروگاه ۳۱۲/۵ مگاوات آمپر و از نوع دیود گردان بدون زغال است. طرح نیروگاه موجود توسط شرکت میتسوبیشی داده شده است. سیکل نیروگاه موجود در شکل ۳ نشان داده شده است.

پارامتری توربین گاز پرداخته می‌شود.

میزان حرارت مورد نیاز برای گرمایش آب تغذیه مبدل‌های حرارتی LP و HP به صورت زیر به دست می‌آید:

$$\dot{Q}_{LPHEX} = \dot{m}_{LPFW}(h_{out,LPFWH1} - h_{in,LPFWH3}), \quad (2)$$

$$\dot{Q}_{HPHEX} = \dot{m}_{HPFW}(h_{out,HPFWH1} - h_{in,HPFWH2}). \quad (3)$$

در روابط (۲) و (۳)، \dot{m}_{LPFW} و \dot{m}_{HPFW} به ترتیب دبی جرمی آب تغذیه عبوری از گرمکن‌های آب تغذیه فشار پایین و فشار بالا بر حسب (Kg/s) است که با ضرب آنها در تفاضل آنتالپی خروجی و ورودی (بر حسب kJ) مقدار حرارت لازم برای گرمایش آب تغذیه محاسبه می‌شود.

جهت تأمین حرارت مورد نیاز برای گرمایش آب تغذیه عبوری از مبدل‌های حرارتی نصب شده، میزان حرارت لازم برابر است با:

$$\dot{Q}_{HPHEX} = \dot{m}_{gt} \cdot C_{p,eg} (T_{TET} - T_{out,HPHEX}), \quad (4)$$

$$\dot{Q}_{LPHEX} = \dot{m}_{gt} \cdot C_{p,eg} (T_{in,LPHEX} - T_{out,LPHEX}). \quad (5)$$

برای اجتناب از ایجاد نقطه شبنم در مبدل‌های حرارتی دمای گازهای خروجی ($T_{out,LPHEX}$) برابر ۳۸۳/۱۵ درجه کلوین در نظر گرفته می‌شود [۲].

در محاسبات انجام شده تلفات حرارت گاز بین مبدل‌های HP و LP، ۲۰ درجه در نظر گرفته شده است. حداقل اختلاف دمای نقطه پینچ مبدل‌های حرارتی نصب شده ۱۰ درجه در نظر گرفته شده است. برای دستیابی به توربین گاز مناسب برای انجام بازتوانی معادله بالا، این معادله به معادله‌ای بر حسب دمای T_{TET} تبدیل می‌شود. برای $C_{p,eg}$ داریم [۱۶]:

$$C_{p,eg} = 1.8083 - 2.3127 \cdot 10^{-3} \cdot T_{TET} + 4.045 \cdot 10^{-6} \cdot T_{TET}^2 - 1.7363 \cdot 10^{-9} \cdot T_{TET}^3. \quad (6)$$

از حل معادلات بالا می‌توان به دمای گازهای خروجی از توربین گاز دست یافت. هم‌چنین با توجه به مرجع [۱۳] داریم:

$$\dot{m}_{gt} = 5.45 \cdot T_{TET} - 1227.26. \quad (7)$$

با جاگذاری معادلات (۵) و (۶) در معادلات (۳) و (۴) و حل هم‌زمان آنها، به دمای گازهای خروجی از توربین گاز و ورودی به مبدل حرارتی فشار پایین دست خواهیم یافت.

بخارهای اضافی، ناشی از کاهش زیرکشی‌های توربین‌های فشار بالا و فشار متوسط بعد از عبور از توربین‌های فشار متوسط از سیستم اصلی منشعب گردیده و به‌عنوان یک سیستم تولید هم‌زمان (CHP) از توان به‌دست آمده در یک شبکه حرارتی استفاده خواهد شد. استفاده از شبکه حرارتی، علاوه بر افزایش توان باعث افزایش بازده واحد، عدم تغییرات هوازدا و کندانسور در نتیجه کاهش هزینه‌ها خواهد شد. در نهایت پس از استفاده از انرژی این بخش از بخارها، در شرایطی مشابه با بخارهای خروجی از آخرین توربین فشار پایین به کندانسور تزریق می‌شوند. در اینجا لازم است که به محدودیت کندانسور در میزان پذیرش بخارهای ورودی اشاره شود. بخار ورودی به کندانسور با مقادیر بیشتر از ۲۰٪ حالت اولیه، در شرایط بار نامی باعث ایجاد مشکلاتی برای این بخش خواهد شد [۱۱-۱۰]. بنابراین مقدار بخارهای خروجی از سیکل بخار که در اثر حذف زیرکشی توربین‌های فشار بالا و فشار پایین ایجاد می‌شود باید تابع این محدودیت باشند. به موازات کاهش زیرکشی‌ها، جریان آب تغذیه عبوری از گرمکن‌های آب تغذیه جدید نیز به نحوی تغییر خواهند نمود که شرایط ترمودینامیکی بخار خروجی از این گرمکن‌ها با حالت اولیه آنها برابر باشد. در این شرایط مبدل‌های حرارتی نصب شده برای گرمایش بخش دیگر آب تغذیه به نحوی اثر می‌کنند تا آب تغذیه خروجی از آنها نیز در شرایطی مشابه با آب تغذیه خروجی از گرمکن‌ها به هوازدا و بویلر تحویل داده شود. بنابراین نرخ حرارتی بویلر موجود با توجه به خصوصیات آب تغذیه ورودی و بخارهای خروجی نسبت به حالت ابتدایی سیکل بدون تغییر خواهد بود. در صورت عدم قطع جریان بخار زیرکشی‌ها، جهت اطمینان از حفظ کیفیت بخار مورد استفاده در گرمکن‌های آب تغذیه جدید جهت گرمایش آب تغذیه عبوری از آنها، حداقل بخار گذرنده از گرمکن‌های فشار بالا ۵٪ مقدار اولیه آن و در گرمکن‌های آب تغذیه فشار پایین با توجه به کیفیت و دبی جرمی کم تر آنها ۱۰٪ مقدار اولیه در نظر گرفته شده است.

برای تعیین توربین گاز مناسب می‌توان با توجه به میزان حرارت مورد نیاز در گرمایش آب تغذیه و انواع توربین‌های گاز مناسب موجود در بازار به انتخاب بهترین گزینه برای انجام بازتوانی اقدام نمود [۲]. اما در این مقاله به تعیین

و نیز رابطه‌ای که بیانگر مقدار تجربی این ضریب برای سوخت‌های با فرمول کلی $C_x H_y$ می‌باشد [۱۹]:

$$\xi = 1.033 + 0.0169(y/x) - 0.0698/x. \quad (16)$$

با توجه به اینکه بیش از ۹۸/۵٪ از حجم گاز طبیعی را گاز متان تشکیل می‌دهد برای تعیین مقدار این ضریب گاز متان در نظر گرفته شد [۱۷]. بنابراین مقدار $ex_{f,b}$ به دست خواهد آمد. اما برای تعیین مقدار $e_f \cdot \dot{m}_{f,g}$ باید این مقدار به تغییرات سیکل تبدیل یافته مرتبط شود.

$$\dot{Q}_{gt} = \dot{m}_{f,g} \cdot \frac{ex_{f,g}}{\xi}, \quad (17)$$

با توجه به [۱۳]:

$$\dot{Q}_{gt} = 2.68 \cdot \dot{W}_{gt} + 6.93, \quad (18)$$

بنابراین:

$$ex_{f,g} \cdot \dot{m}_{f,g} = \xi \cdot (2.68 \cdot \dot{W}_{gt} + 6.93). \quad (19)$$

بنابراین به تابع هدفی برای اگزرژی دست خواهیم یافت که در ارتباط مستقیم با کاهش میزان بخارهای زیرکشی‌ها و حجم آب تغذیه عبوری از مبدل‌های حرارتی نصب شده خواهد بود.

۳-۲- تابع هزینه برق تولیدی

برای تعیین نرخ واحد جریان الکتریسیته تولیدی در انجام بازتوانی، سه فاکتور هزینه سرمایه گذاری اولیه، تعمیر و نگهداری و هزینه سوخت مصرفی دخالت دارند. بعد از تعیین تجهیزات لازم برای انجام بازتوانی، هزینه سرمایه گذاری اولیه برای خرید این تجهیزات، به وسیله فرمول‌های ارائه شده در منابع [۱۳ و ۲۰] محاسبه شده است. تجهیزات لازم عبارتند از: مجموعه توربین گاز، مبدل‌های حرارتی، گرمکن‌های آب تغذیه جدید و شبکه حرارتی.

هزینه خرید مجموعه توربین گاز برای توربین‌های با توان کم-تر از ۵۰ مگاوات به صورت زیر می‌باشد:

$$CC_{gt} = 4.786 \cdot (\dot{W}_{gt} \cdot 1000)^{0.7338} \cdot f_{E,Rial} \quad (20)$$

همچنین برای توربین‌های با توان بیشتر از ۵۰ مگاوات داریم:

$$CC_{gt} = 2.977 \cdot (\dot{W}_{gt} \cdot 1000)^{0.7791} \cdot f_{E,Rial} \quad (21)$$

تابع تعیین هزینه مبدل حرارتی جهت تعیین هزینه گرمکن‌های آب تغذیه، مبدل‌های حرارتی و شبکه حرارتی

اکنون برای دستیابی به توان توربین گاز با توجه به دمای خروجی از آن داریم:

$$T_{TET} = 0.44 \cdot \dot{W}_{gt} + 780.45. \quad (8)$$

با تعبیر هندسی نقاط، برای نقطه پینچ مبدل‌های حرارتی نصب شده در انتهای سرد مبدل حرارتی فشار بالا داریم:

$$\Delta T_{PINCH} = T_{gt,out,HPHEX} - T_{in,HPFWH}. \quad (9)$$

۳-۱- تابع بازده اگزرژی

یکی از توابع هدف به کار گرفته شده در بهینه‌سازی سیکل موجود به روش گرمایش آب تغذیه موازی تابع بازده اگزرژی خواهد بود. رابطه کلی در محاسبه بازده اگزرژی عبارت است از:

$$\eta_{ex,cc} = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{W}_i}{\sum_{i=1}^n \dot{E}_{f_i}}, \quad (10)$$

در عبارت فوق:

$$\sum_{i=1}^n \dot{W}_i = \dot{W}_{gt} + \dot{W}_{st} + \dot{W}_{HN}, \quad (11)$$

$$\sum_{i=1}^n \dot{E}_{f_i} = \dot{E}_{f,b} + \dot{E}_{f,g} = e_f \cdot \dot{m}_{f,b} + e_f \cdot \dot{m}_{f,g}, \quad (12)$$

که در آن، $\sum_{i=1}^n \dot{W}_i$ مجموع توان تولیدی نیروگاه و $\sum_{i=1}^n \dot{E}_{f_i}$

مجموع اگزرژی سوخت ورودی به نیروگاه است. در مرحله بعد با توجه به عدم وجود اطلاعات در مورد میزان سوخت مصرفی نیروگاه بر حسب سوخت گاز طبیعی محاسبات برای دستیابی به دبی جرمی جریان سوخت ورودی به بویلر موجود از ترکیب دو رابطه زیر انجام گرفت:

$$\dot{Q}_{boiler} = \dot{m}_{f,b} \cdot LHV_f, \quad (13)$$

$$\dot{Q}_{boiler} = \frac{\dot{m}_{fw,in}(h_{out,boiler} - h_{in,boiler}) + \dot{m}_{reh}(h_{out,reh} - h_{in,reh})}{0.94}. \quad (14)$$

اکنون با توجه به رابطه زیر ضریبی به نام «ضریب تلفات اگزرژی ویژه» تعریف می‌شود که رابطه میان اگزرژی شیمیایی و ارزش حرارتی پایین سوخت می‌باشد [۱۷-۱۸]:

$$\xi = \frac{ex_f}{LHV_f}. \quad (15)$$

$$CRF = \frac{i(i+1)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (26)$$

که در آن، i نرخ بهره و n تعداد سنوات بهره‌برداری از یک نیروگاه است اما در کل مقدار 0.182 برای کمیت CRF در نظر گرفته می‌شود [۲۳].

برای برآورد هزینه سالانه سوخت نیز داریم:

$$M = C_f \cdot \dot{m}_f \cdot LHV_f \cdot t_s \quad [\$ / annum], \quad (27)$$

که در آن، 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 بهره‌برداری از نیروگاه بر حسب ثانیه است. برای نرخ هزینه سوخت به ازای هر کیلووات ساعت (Z_f) داریم:

$$Z_f = \frac{C_f \cdot \dot{m}_f \cdot LHV_f}{\dot{W} \cdot H} \cdot t_s \quad [\$ / kWh], \quad (28)$$

از طرف دیگر برای نرخ حرارتی نیروگاه (HR_{pp}) خواهیم داشت:

$$HR_{pp} = \frac{\dot{m}_f \cdot LHV_f}{\dot{W}} \cdot 3600 \quad [kJ / kWh], \quad (29)$$

بنابراین:

$$Z_f = C_f \cdot HR_{pp} \quad [\$ / kWh]. \quad (30)$$

بهای سوخت مصرفی برابر با 0.04 $[kJ/kWh]$ در نظر گرفته شده است [۲۳]. در مرحله بعد با توجه به فرمول‌های فوق به محاسبه میزان هزینه هر کیلووات ساعت برق مصرفی روش گرمایش آب تغذیه موازی پرداخته شده است. از جمع‌بندی و ترکیب و روابط فوق برای تعیین هزینه نهایی هر کیلووات ساعت برق تولیدی (Z_E) می‌توان نتیجه گرفت [۲۲]:

$$Z_E = \left(\frac{TCI \cdot CRF \cdot \phi}{\dot{W} \cdot H} \right) + C_f \cdot HR_{pp} \quad [\$ / kWh]. \quad (31)$$

برای محاسبه مدت زمان بازگشت سرمایه ($N_{Payback}$) داریم:

$$N_{Payback} = \frac{\log\left(\frac{A_t}{A_i - i \cdot TCI}\right)}{\log(1+i)} \quad [year], \quad (32)$$

که در این عبارت A_t کل سود سالیانه نیروگاه می‌باشد که ناشی از بهبود نرخ حرارتی نیروگاه و سود حاصل از فروش

به کار گرفته خواهد شد. این هزینه به شکل زیر تعیین می‌شود:

$$CC_{HEX} = 3650 \cdot \left(\frac{\dot{Q}_{HEX}}{\Delta T_{lm}} \right)^{0.7948} \cdot f_{M\&S} \cdot f_{E,Rial} \quad (22)$$

برخلاف تابع هزینه مربوط به توربین‌های گازی که توابع به روز شده‌ای هستند توابع مبدل‌های حرارتی نیازمند به‌روزرسانی بوده‌اند. $f_{M\&S}$ ضریب اندیس مارشال بوده که جهت به‌روزرسانی هزینه خرید مبدل‌ها مورد استفاده قرار گرفته است. با توجه به تغییرات هزینه مارشال تجهیزات ($M \& S$)، $1/46$ در نظر گرفته شد [۲۱]. هم‌چنین برای شاخص تغییر واحد پول ($f_{E,Rial}$) هر یورو 13000 ریال در محاسبات وارد شده است.

پس از انجام مراحل فوق به بررسی سایر هزینه‌های مؤثر در تعیین قیمت هر کیلووات ساعت برق تولیدی می‌پردازیم. این هزینه‌ها همان‌گونه که قبلاً عنوان شد شامل هزینه‌های تعمیر و نگهداری و هزینه سوخت مصرفی نیروگاه می‌باشد. هزینه‌های مربوط به تعمیر و نگهداری (اعم از ثابت و فاصله متغیر) در حالت کلی و با فرض کارکرد نیروگاه در شرایط بار نامی، را می‌توان به صورت رابطه‌ای بر حسب هزینه کل سرمایه‌گذاری اولیه نوشت [۲۲]:

$$Z_{OM} = (\phi - 1) \cdot Z_C \quad [\$ / kWh], \quad (23)$$

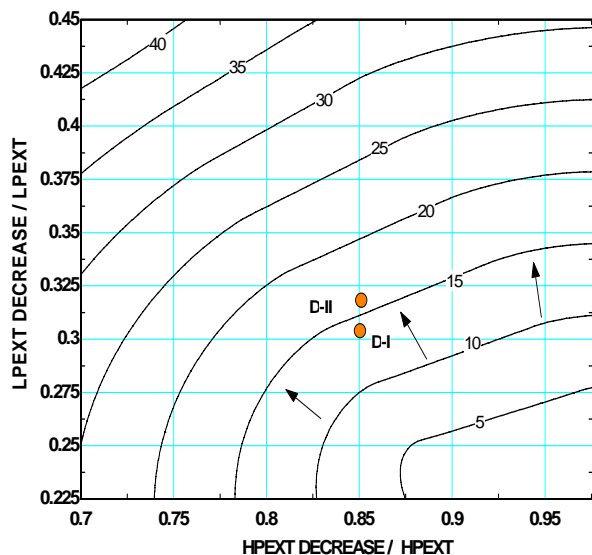
$$Z_C = \frac{TCI \cdot CRF}{\dot{W} \cdot H} \quad [\$ / kWh]. \quad (24)$$

در روابط فوق Z_C ، نرخ هزینه سرمایه‌گذاری اولیه نیروگاه، Z_{OM} نرخ هزینه تعمیر و نگهداری، TCI هزینه سرمایه‌گذاری اولیه نیروگاه، CRF فاکتور برگشت سرمایه، \dot{W} توان تولیدی اضافه شده به سیکل موجود، H تعداد ساعات نامی بهره‌برداری نیروگاه در سال است. مجموع نرخ هزینه تعمیر و نگهداری و سرمایه‌گذاری اولیه برای تولید هر کیلووات ساعت برق برابر است با:

$$Z_C + Z_{OM} = \frac{TCI \cdot CRF \cdot \phi}{\dot{W} \cdot H} \quad [\$ / kWh], \quad (25)$$

که در آن، ϕ فاکتور تعمیر و نگهداری بوده و مقدار آن با توجه به نوع نیروگاه مشخص می‌شود. در صورت نداشتن اطلاعات جامع، می‌توان از مقدار 1.06 استفاده کرد [۲۳]. هم‌چنین برای برآورد فاکتور برگشت سرمایه داریم:

۱۰ درجه که در انتهای سرد مبدل حرارتی فشار بالا رخ می‌دهد جهت انطباق بهتر با حالت‌های واقعی مورد استفاده قرار گرفته است.



شکل (۱): رابطه کاهش زیرکشی‌ها و اختلاف نقطه پینچ مبدل‌های حرارتی.

با توجه به اختلاف دبی جریان عبوری از گرمکن‌های فشار بالا و فشار پایین و نیز ثابت در نظر گرفته شدن دمای گازهای خروجی از گرمکن فشار پایین با کاهش دبی جرمی مبدل حرارتی فشار بالا، افزایش مقادیر آب تغذیه عبوری مبدل حرارتی فشار پایین هر چند در جهت افزایش بازده سیکل و کاهش هزینه‌ها باشد باعث افزایش اختلاف دمای نقطه پینچ خواهد شد (این افزایش اختلاف نقطه پینچ در سناریوهای بیان شده در حین افزایش مقادیر زیرکشی‌های فشار بالا قابل مشاهده است). به عبارت بهتر اختلاف دمای نقطه پینچ به شکل متغیر وابسته‌ای از مقادیر زیرکشی‌ها و جهت اطمینان از دمای بالاتر گازهای خروجی از مبدل فشار بالا نسبت به آب تغذیه ورودی مد نظر قرار گرفته است.

ج: در بخش فشار پایین در کاهش زیرکشی‌ها با توجه به محاسبات انجام شده در تعیین میزان سرمایه‌گذاری اولیه در خرید تجهیزات بازتوانی، با توجه به تجارب مشابه در انجام چنین عملیاتی [۲۱] به دلیل هزینه قابل توجه سرمایه‌گذاری اولیه در خرید مبدل حرارتی گرمایش آب تغذیه فشار پایین

توان افزوده شده در اثر انجام بازتوانی است. بعد از بیان روابط مورد نیاز در تعیین مقادیر توابع هدف، به بیان چگونگی اعمال تغییرات بر روی سیکل نیروگاه مد نظر پرداخته شده است.

۴- تعیین مقدار و موقعیت کاهش زیرکشی‌ها

برای تعیین حالت بهینه استفاده از گازهای خروجی از مجموعه توربین گاز و ایجاد بالاترین توان خروجی، ابتدا به تعیین بازه‌ای مناسب از مقادیر کاهش در زیرکشی‌های فشار بالا و فشار پایین پرداخته می‌شود. برای اعمال تأثیر کاهش زیرکشی‌ها بر دیگر مؤلفه‌های سیکل، کاهش زیرکشی‌ها به عنوان متغیر مستقل در برنامه نوشته شده مورد بررسی قرار گرفته است که سایر مشخصات سیکل با توجه به تغییرات این مقادیر در حال تغییر می‌باشند. در تعیین مقادیر و موقعیت کاهش زیرکشی‌ها موارد زیر مورد توجه قرار گرفته‌اند:

الف) بررسی‌ها نشانگر آن است که هرچه دمای نقطه پینچ (دمای گاز در بین دو مبدل حرارتی فشار بالا و فشار پایین) کم تر باشد، میزان حرارت جذب شده توسط مبدل فشار بالا بیشتر شده، که باعث کاهش دبی بخارها خروجی از زیرکشی‌های فشار بالا گردیده که دارای کیفیت بالاتری هستند [۲۴]. بنابراین برای بالابردن توان سیکل و نیز استفاده بهتر از گازهای خروجی از توربین گاز به کاهش هرچه بیشتر زیرکشی‌های فشار بالا نسبت به زیرکشی‌های فشار پایین اقدام می‌شود. نظر به ایده بیان شده در کاهش زیرکشی‌ها، بعد از انجام محاسبات و بررسی اثرات متقابل تغییرات آنها، در یک طرح کلی میزان کاهش زیرکشی‌های فشار پایین بین ۱۵ تا ۳۵٪ و کاهش زیرکشی‌های فشار بالا بین مقادیر ۷۰ تا حدود ۱۰۰٪ به دست آمده است.

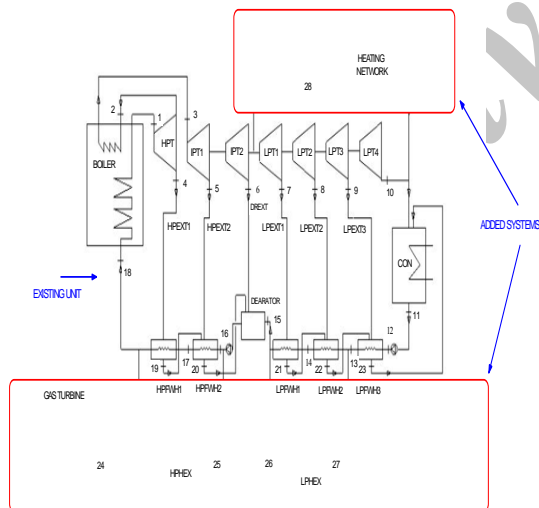
رابطه بین کاهش زیرکشی‌های فشار بالا و فشار پایین با توجه به نقطه پینچ ایجاد شده در هر کدام از حالت‌ها در نمودار شکل ۱ ارائه شده است. این نمودار برای شرایطی صادق است که کاهش حداقل یکی از زیرکشی‌های فشار بالا در حال انجام باشد.

ب) افزایش تلفات حرارتی بین دو مبدل به کاهش بازده سیکل جدید خواهد انجامید. مقادیر اختلاف دمای بین دو مبدل حرارتی ۲۰ درجه و اختلاف دمای نقطه پینچ حداقل

حذف با بخارها زیرکش (LPEXT1) خواهد بود. البته در صورتی که ناچار به کاهش بخارها در هر دو گرمکن فشار پایین مذکور باشیم دو موضوع در تقابل با هم دیگر قرار می‌گیرند:

(الف) کاهش بیشتر بخارها از LPEXT1، افزایش بیشتر توان سیکل را در پی خواهد داشت که باعث بالا رفتن بازده (LPT1)، جایگزینی گرمکن LPFWH2 با یک گرمکن بزرگ‌تر صورت خواهد گرفت که هزینه بیش تری در جایگزینی آن به همراه خواهد داشت و

(ب) عکس حالت بالا که در این حالت بیشتر مقادیر کاهش بخارها زیرکش، از سمت توربین (LPT2) انجام می‌گیرد. در این شرایط هزینه جایگزینی گرمکن (LPFWH2) به دلیل کوچک شدن آن کاهش می‌یابد اما با این وجود خصوصیات مثبت فنی سیکل ممکن است تحت تأثیر کاهش کیفیت بخارها افزوده شده در بخش توربین‌های فشار پایین قرار گیرد. اینکه کدام حالت از دو حالت فوق دارای برتری نسبت به دیگری هستند بسته به بازده سیکل بازتوانی و قیمت برق تولیدی در هر حالت، قابل بحث خواهد بود.

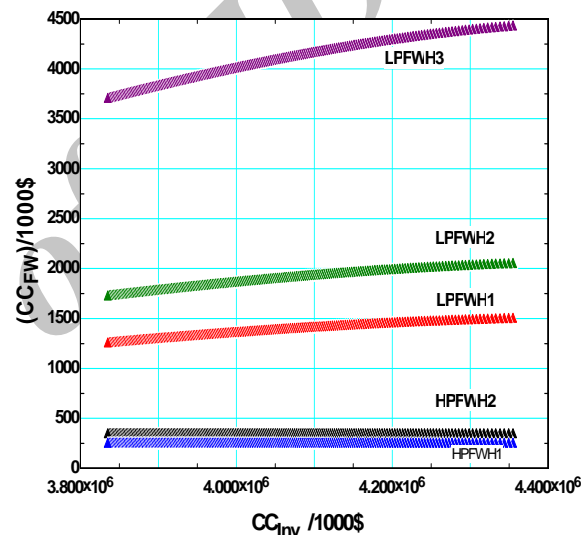


شکل (۳): واحد بخار بازتوانی شده نیروگاه شهید رجایی به روش گرمایش آب تغذیه موازی.

۵- سناریوهای مورد بررسی در کاهش زیرکش‌ها

اکنون با توجه به بحث‌های مطرح شده فوق سعی در به دست آوردن بهترین مقادیر در کاهش زیرکش‌ها بوده است که

بعد از کندانسور (LPFWH3) در مقایسه با سایر تجهیزات مورد نیاز و نیز تأثیر کم تر این بخش در بالابردن خصوصیات مثبت فنی سیکل (به دلیل قرارگیری توربین مرتبط با آن در انتهای بخش انبساطی) از کاهش زیرکش مرتبط با این بخش چشم‌پوشی می‌شود. در نمودار شکل ۲ اختلاف قیمت گرمکن‌های آب تغذیه در یک مقدار ثابت کاهش زیرکش‌های بخش فشار بالا و کاهش مساوی زیرکش‌های فشار پایین (با توجه به مقدار دبی تقریباً مساوی زیرکش‌های این بخش) بر حسب میزان سرمایه‌گذاری اولیه در انجام بازتوانی نشان داده شده است.



شکل (۲): تفاوت هزینه سرمایه گذاری اولیه گرمکن‌های آب تغذیه در کاهش زیرکش‌های فشار پایین.

دلیل این اختلاف هزینه، تفاوت در اختلاف دمای میانگین لگاریتمی این گرمکن‌ها می‌باشد. حال با توجه به:

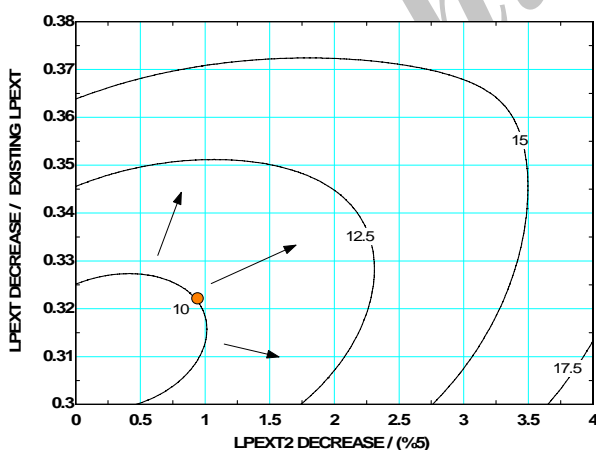
۱. هزینه تمام‌شده بیشتر برای نصب گرمکن آب تغذیه (LPFWH2) نسبت به گرمکن آب تغذیه (LPFWH1) و

۲. توان بیشتر ناشی از دبی افزوده شده به بخارها خط اصلی به وسیله کاهش بخارها زیرکش (LPEXT1) نسبت به (LPEXT2).

در کاهش بخارها زیرکش‌ها در بخش فشار پایین اولویت

فرض شده مبنی بر مقادیر حداقل ۱۰ درصدی زیرکشی‌های فشار پایین، کاهش زیرکشی‌های هر دو زیرکشی فشار پایین به شکل هم‌زمان انجام می‌شود. از طرف دیگر نظر به بحث-های انجام شده درباره اولویت کاهش مقادیر زیرکشی‌ها مشاهده می‌شود که با کاهش بیشتر از زیرکشی (LPEXT1) در حداقل اختلاف نقطه پینچ فرض شده، مقادیر بازده انرژی و هزینه برق تولیدی ارتقاء بیش تری نسبت به حالتی که کاهش زیرکشی‌ها عمدتاً متعلق به زیرکشی (LPEXT2) بوده، داشته است (شکل ۴). بنابراین مقدار کاهش زیرکشی (LPEXT1) ۹۰٪ و مقدار کاهش زیرکشی (LPEXT2) ۴/۴٪ خواهد بود. علیرغم اینکه در این طرح مقادیر بازده انرژی و هزینه برق تولیدی قابلیت ارتقاء بالاتری دارند اما با توجه به میزان بخارها اضافی ورودی به کندانسور (۲۲/۸٪)، قطع کامل زیرکشی‌های فشار بالا در سناریوهای ممکن منتفی خواهد بود.

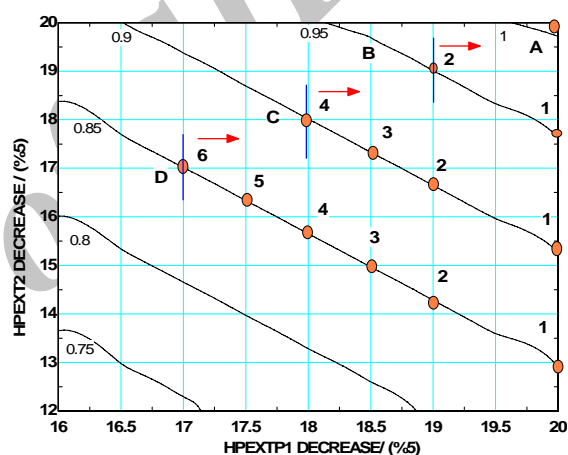
لازم به ذکر است که در نظر گرفتن اختلاف دمایی پینچ پایین تر باعث افزایش مقادیر زیرکشی‌های فشار پایین و کاهش حجم بخارهای ورودی به کندانسور خواهد شد ولی به دلیل اختلاف دمایی بسیار پایین گازهای خروجی از مبدل فشار بالا و آب تغذیه ورودی به آن، تضمین عملیاتی شدن کم‌تری وجود خواهد داشت.



شکل (۵): تعیین نسبت زیرکشی فشار پایین LPEXT1 در نقاط پینچ مختلف در سناریوی ۱-۱-۵.

علاوه بر بهترین قیمت تمام شده برای هر کیلووات ساعت برق تولیدی، به صورت هم‌زمان بالاترین بازده انرژی را برای سیکل ایجاد کنند.

در نمودار شکل ۴ رابطه میان کاهش هر کدام از زیرکشی‌های فشار بالا با مقدار کلی این بخش از زیرکشی‌ها آمده است. در سناریوهای مطرح شده، این شکل مبنای کاهش زیرکشی‌های بخش فشار بالا در نظر گرفته شده است. همان گونه که در شکل ۴ نیز قابل مشاهده است مقدار کاهش زیرکشی فشار بالای (HPEXT2)، با در نظر گرفتن دو فاکتور بازده انرژی و هزینه تمام شده برق تولیدی، در حداکثر مقدارش برابر با کاهش (HPEXT1) می‌باشد.



شکل (۴): رابطه بین کاهش زیرکشی‌های HPEXT2 و HPEXT1 و کاهش کلی زیرکشی‌های بخش فشار بالا.

۵-۱- قطع کامل زیرکشی‌های فشار بالا

در این بخش به تحلیل سناریوهای موجود برای اعمال بازتوانی در حالت قطع کامل زیرکشی‌ها پرداخته می‌شود.

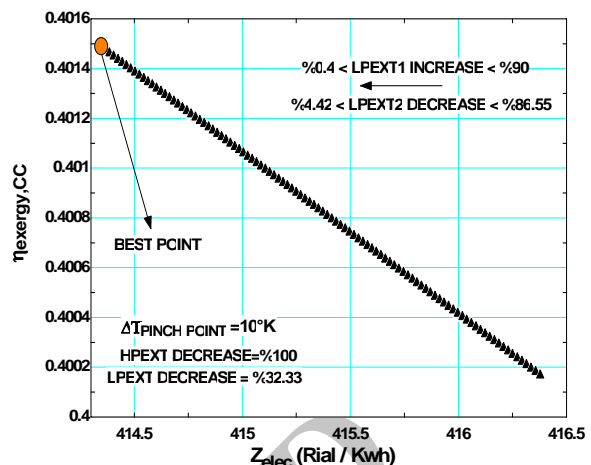
۵-۱-۱- بررسی امکان بازتوانی به شکل موازی

در این طرح، گرمکن‌های بخش فشار بالا از مسیر گرمایش آب تغذیه کنار گذاشته شده و جریان آب تغذیه کاملاً از داخل مبدل حرارتی فشار بالا عبور خواهد کرد. با توجه به نقطه پینچ انتخابی و افزایش جریان آب تغذیه گذرنده از این مبدل انتظار می‌رود که جریان گذرنده از مبدل فشار پایین نیز شاهد افزایش باشد. چنانچه در نمودار شکل ۵ ملاحظه می‌شود این مقدار برابر ۳/۳۲٪ می‌باشد. با توجه به محدودیت

کاهش ۹۵ درصدی بخارهای زیرکشی‌های بخش فشار بالا، رابطه بین کاهش هر کدام از زیرکشی‌های این بخش به صورت نمودار شکل ۴ خواهد بود. دو سناریو جهت کاهش زیرکشی‌های فشار بالا در نظر گرفته شده که در نمودار به ترتیب با اعداد ۱ و ۲ نشان داده شده است. در اینجا برای کاهش ۹۵ درصدی زیرکشی‌های فشار بالا در اختلاف دمایی نقطه پینچ حداقل (۱۰ درجه)، کاهش ۸۹/۹ درصدی زیرکشی (LPEXT1) انجام می‌شود. بخارهای اضافی ورودی به کندانسور در این حالت نیز بیشتر از مقدار مجاز و حدوداً ۲۱/۷٪ می‌باشد. لذا این حالت نیز از سناریوهای موجود حذف خواهد شد.

۵-۳- کاهش ۹۰ درصدی زیرکشی‌های فشار بالا

همان‌طور که در نمودار شکل ۴ ملاحظه می‌شود، با فرض کاهش کلی ۹۰ درصدی زیرکشی‌های بخش فشار بالا و در صورت قطع زیرکشی (HPEXT1) مقدار کاهش زیرکشی (HPEXT2) برابر ۷۶/۳۶٪ خواهد بود. در این سناریو کاهش ۹۰ درصدی زیرکشی‌های فشار بالای مد نظر با توجه به مقدار مد نظر در تعیین اختلاف نقطه پینچ نمودار شکل ۱، کاهش زیرکشی‌های فشار پایین ۲۹/۲۱٪ و افزایش مقدار بخارهای تزریقی به کندانسور ۲۰/۶٪ خواهد بود. با توجه به محدودیت در مقدار ظرفیت پذیرش بخارهای اضافی توسط کندانسور، این طرح از سناریوهای موجود حذف خواهد شد. چنانچه کاهش زیرکشی‌های فشار بالا به شکل هم‌زمان و بدون قطع زیرکشی (HPEXT1) انجام شود با توجه به اینکه حداکثر مقدار کاهش زیرکشی فشار بالای (HPEXT2) برابر با کاهش زیرکشی (HPEXT1) در نظر گرفته می‌شود، بنابراین می‌توان با انجام خطی‌سازی به شرایطی دست یافت که شرایط نمودار شکل ۴ را در کاهش حداکثر ۹۰ درصدی (HPEXT2) و حداقل ۹۰ درصدی (HPEXT1) برآورده نماید. به طوری که مجموع کاهش زیرکشی‌های فشار بالا برابر با ۹۰٪ شود. این طرح نیز مطابق با نمودار شکل ۴ در سه حالت قابل بررسی است. با انجام محاسبات در حداقل اختلاف نقطه پینچ مورد نظر، افزایش مقادیر بخار تزریقی به کندانسور در این حالت‌ها از ۲۰/۵٪ تا ۲۰/۶٪ شاهد تغییرات است (نمودار شکل ۷). بنابراین حالت‌های فوق نیز واجد شرایط مورد نظر خواهند بود.



شکل (۶): رابطه توابع هدف در تغییر مقادیر زیرکشی‌های فشار پایین نسبت به هم‌دیگر در حداقل اختلاف دمایی نقطه پینچ.

۵-۱-۲- بررسی امکان بازتوانی به شکل متداول

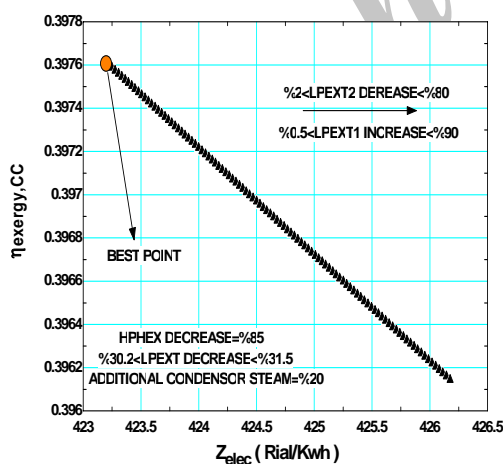
نکات بیان شده برای بررسی دستیابی به طرحی جهت گرمایش آب تغذیه موازی بوده است. اگر چنانچه بخواهیم روش‌های پیشین در انجام بازتوانی به روش گرمایش آب تغذیه را بر روی نیروگاه پیاده کنیم با توجه به محدودیت‌های موجود، بهترین گزینه از میان گزینه‌های متداول حذف این دو زیرکشی خواهد بود [۴]. این حالت می‌تواند به عنوان بهترین سناریو جهت اعمال بر نیروگاه برای کارکرد آن در بار کامل با سایر گزینه‌های انتخابی به بحث گذاشته شود. در این طرح، میزان افزایش بخار ورودی به کندانسور از حدود ۱۹٪ است. در چنین حالتی به دلیل محدودیت ظرفیت پذیرش بخارها کندانسور، طرح حذف زیرکشی‌های (فشار پایین) با توجه به محاسبات انجام شده منتفی خواهد بود. زیرا در صورت حذف هر کدام از این زیرکشی‌ها مقدار بخارها اضافی بیش از ۲۳٪ خواهد شد. در انجام محاسبات به شکلی مشابه با حالت‌های قبلی اختلاف دمایی گازهای خروجی از مبدل حرارتی نصب شده و آب تغذیه ورودی ۱۰K در نظر گرفته شده است.

۵-۲- کاهش ۹۵ درصدی زیرکشی‌های فشار بالا

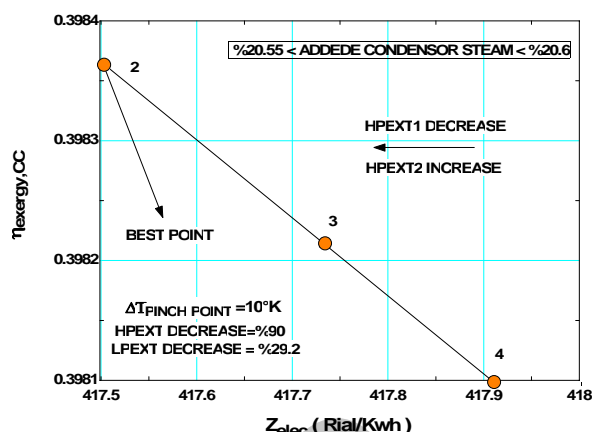
این طرح همان‌گونه که در شکل ۱ قابل مشاهده است برای برآورد شرایط ترمودینامیکی لازم جهت بازتوانی با کاهش ۳۰/۸ درصدی زیرکشی‌های فشار پایین همراه خواهد بود. در

که این دو حالت مورد مقایسه قرار گیرند تا حالت بهینه با توجه به بهترین خصوصیات قابل استحصال در سیکل انتخاب شود. بعد از انجام مقایسه بین این دو طرح، شرایط سیکل بهینه در حالت برگزیده با حالت سوم مقایسه شده تا بهترین گزینه از میان سه طرح فوق انتخاب شود. نمودار شکل ۸ به مقایسه افزایش و کاهش این دو زیرکش در حالتی که بخارهای تزریقی به کندانسور در حداکثر مقدار مجاز است، می‌پردازد. بنابراین طرح اول در مقایسه با طرح دوم دارای مزیت‌های فنی و اقتصادی بیشتری خواهد بود. برای رسیدن به این حالت مقدار کاهش (LPEXT1) برابر ۰.۹٪ و کاهش (LPEXT2) جهت برآوردن شرایط مطلوب سیکل برابر ۰.۲٪ است.

در طرح سوم با کاهش ۹۰ درصدی بخارهای (LPEXT1)، مقادیر توان کم‌تری در این بخش ایجاد می‌شود اما افزایش هزینه‌های ناشی از تعویض گرمکن (LPFWH2) را در بر ندارد. در این حالت مقادیر توابع هدف در نظر گرفته شده به صورت نمودار شکل ۱۰ خواهند بود که نسبت به گزینه اول (شکل ۹) دارای مزیت‌های بیشتری خواهد بود. اختلاف نقطه پینچ در حالت بهینه (طرح ۳) برابر ۱۴/۶ درجه به‌دست آمده است. این طرح شکلی هیبریدی از روش گرمایش آب تغذیه موازی و روش‌های قبلی آن است.



شکل (۸): رابطه بازده انرژی و هزینه برق تولیدی در تغییر مقادیر زیرکش‌های فشار پایین نسبت به هم‌دیگر.



شکل (۷): رابطه بازده انرژی و هزینه برق تولیدی در تغییرات مقادیر زیرکش‌ها در سناریوی C.

۵-۴- کاهش ۸۵ درصدی زیرکش‌های فشار بالا

در این حالت با توجه به مقدار دبی کاسته شده دو سناریو قابل طرح است که به حالت‌های قطع کامل گرمکن فشار بالای (HPEXT1) و یا کاهش هم‌زمان هر دو گرمکن فشار بالا پرداخته می‌شود.

۵-۴-۱- قطع زیرکش (HPEXT1)

مشابه حالت قطع زیرکش (HPEXT1) در کاهش ۹۰٪ زیرکش‌های فشار بالا، در اینجا نیز مقادیر مشخصی برای (HPEXT2) وجود دارد. در این شرایط با توجه به بهترین بازده قابل دستیابی سیستم، که کم‌ترین هزینه واحد برق تولیدی را در بر دارد، به تعیین زیرکش (LPEXT1) پرداخته خواهد شد. در این شرایط کاهش (HPEXT2)، معادل ۶۴/۵٪ و کاهش (LPEXT1) برابر ۹۲/۲٪ خواهد بود. نظر به فرض عدم کاهش بیش از ۹۰ درصدی زیرکش‌های فشار پایین، سه طرح ممکن برای انجام بازتوانی با این مقدار کاهش مد نظر قرار گرفته است:

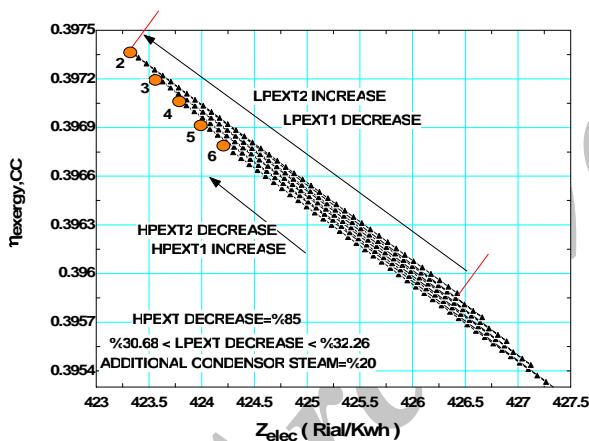
الف) کاهش بیشتر زیرکش (LPEXT1) نسبت به زیرکش (LPEXT2)،

ب) کاهش بیشتر زیرکش (LPEXT2) نسبت به زیرکش (LPEXT1) و

ج) کاهش ۹۰ درصدی زیرکش (LPEXT1).

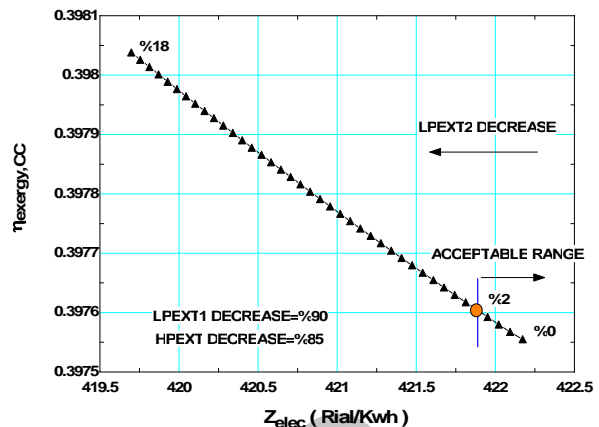
با وجود قیمت بالاتر جای‌گزینی گرمکن آب تغذیه (LPEXT2)، به دلیل امکان بالا بردن خصوصیات مثبت سیکل با کاهش بیشتر مقادیر زیرکش (LPEXT1) لازم است

درصدی (LPEXT1) و کاهش ۴/۵ درصدی زیرکش (LPEXT2) ایجاد شده است. مقادیر کاهش هر کدام از زیرکش‌های فشار بالای این نقاط از نمودار شکل ۴ قابل مشاهده است. اختلاف دمای نقطه پینچ در این حالت ۱۶/۷ درجه است. بهترین نقاط برای هر کدام از نقاط مشخص شده شکل ۴ در این نمودار نشان داده شده است. با توجه به اینکه خصوصیات سیکل با افزایش میزان بخارهای خروجی از توربین‌های فشار بالا رفته رفته در حال کاهش است، حالت‌های بیان شده به‌عنوان بهینه‌ترین حالت‌های ممکن در انجام بازتوانی مورد توجه قرار می‌گیرند زیرا ادامه این روند به کاهش خصوصیات مثبت سیکل خواهد انجامید. با توجه به مقدار اندک کاهش زیرکش (LPEXT2) در طرح (۲-۴-۵) این حالت را می‌توان نقطه آغاز بازتوانی گرمایش آب تغذیه در حالت کاملاً موازی آن در نظر گرفت که در آن به جایگزینی چهار گرمکن در انجام بازتوانی مبادرت می‌شود.

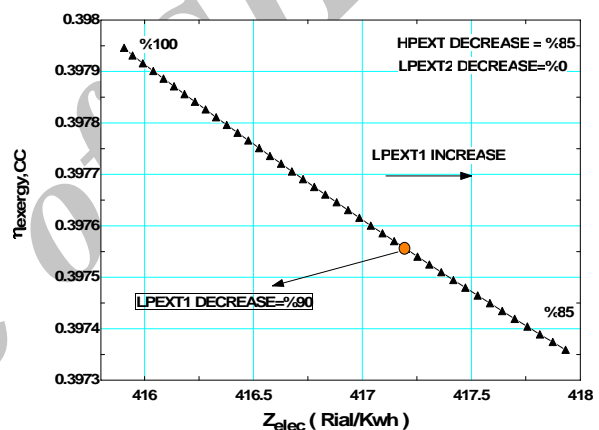


شکل (۱۱): رابطه بازده اگزرژی و هزینه برق تولیدی در تغییرات مقادیر زیرکش‌ها در سناریوی ۲-۴-۵.

خاصیت این طرح با وجود بازده پایین‌تر نسبت به طرح‌های پذیرفته شده قبلی، انعطاف‌پذیری قابل ملاحظه نیروگاه برای عملکرد در بار جزئی خواهد بود. بر این اساس برای عملکرد نیروگاه در بار جزئی مقادیر زیرکش‌های فشار بالا افزایش خواهد یافت که به دلیل عدم حذف زیرکش‌های این بخش دستیابی به توان کم‌تر (به دلیل اثر قابل ملاحظه توربین IPT1 بر تولید توان واحد) از طریق افزایش این زیرکش‌ها امکان‌پذیر خواهد بود که مزیت این حالت نسبت به



شکل (۹): رابطه بازده اگزرژی و هزینه برق تولیدی در طرح اول از سناریوی ۱-۴-۵.

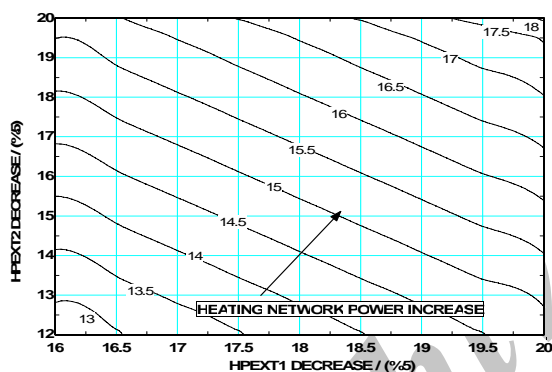


شکل (۱۰): رابطه بازده اگزرژی و هزینه برق تولیدی در طرح سوم از سناریوی ۱-۴-۵.

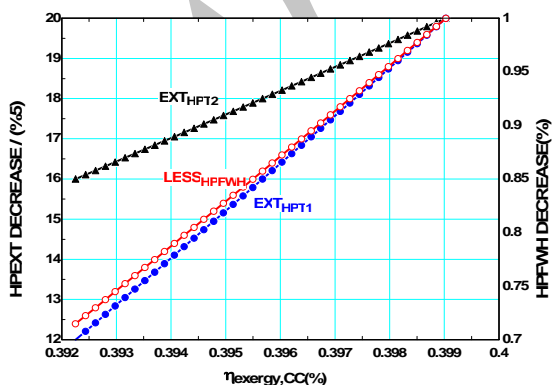
۵-۴-۲- کاهش هم‌زمان زیرکش‌های فشار بالا

با توجه به تغییرات مقادیر کاهش زیرکش‌های فشار بالا، مقادیر بهینه کاهش زیرکش‌های فشار پایین به‌دست آمده در حالت (۱-۴-۵) در اینجا استفاده نشده است. بنابراین بحث اصلی در یافتن مقادیر بهینه کاهش هر کدام از زیرکش‌های فشار بالا و فشار پایین جهت دستیابی به بالاترین خصوصیات مثبت در سیکل بازتوانی است. با انجام عملیاتی مشابه با بخش دوم از سناریوی (۳-۵)، برای کاهش ۸۵ درصدی بخارها بخش فشار بالا و کاهش کلی ۳۰/۶۸ تا ۳۲/۲۶ درصدی بخش فشار پایین جهت دستیابی به حداکثر بخارهای قابل پذیرش توسط کندانسور (۱۲۰٪ مقدار اولیه) نمودار شکل ۱۱ به‌دست می‌آید. نقطه ۲ حایز بالاترین خصوصیات مطلوب نسبت به سایر نقاط است که با کاهش ۹۰

یک دلیل موجه در کاهش بیشتر این زیرکش در سناریوهای ارائه شده مورد استناد قرار گیرد. بعد از تعیین میزان مناسب کاهش مقدار زیرکش‌ها و رسیدن به حالت فنی اقتصادی مطلوب، حالت بهینه شبکه حرارتی نیز دارای اهمیت است. دمای محیط و دمای هدف در تعیین این حالت بهینه تعیین‌کننده هستند. تأثیر این پارامترها در سناریوی گرمایش آب تغذیه موازی (۵-۴-۲) به صورت نمودار شکل ۱۴ باعث تغییر در میزان هزینه‌ها می‌شوند. بنابراین به دلیل شیب ملایم‌تر منحنی دمای مطلوب هدف، بر خلاف اثر دمای محیط، اینکه چه دمایی به عنوان دمای مطلوب تعیین شود تأثیر قابل توجهی در میزان هزینه‌های شبکه حرارتی خواهد داشت. در این مقاله دمای مطلوب شبکه حرارتی ۲۹۸/۱۵K و دمای محیط ۲۶۸/۱۵K در نظر گرفته شده است.



شکل (۱۲): نسبت کاهش مقدار زیرکش‌های فشار بالا بر توان شبکه حرارتی.



شکل (۱۳): اثر کاهش مقادیر زیرکش‌های فشار بالا بر بازده انرژی.

حالتی است که به قطع زیرکش فشار بالای آنها مبادرت شده است. از طرف دیگر با توجه به کاهش آب تغذیه عبوری از گرمکن فشار بالا جهت جلوگیری از افت بازده واحد و استفاده بهتر از حرارت گازهای خروجی از توربین گاز مقادیر زیرکش‌های فشار پایین افزایش می‌یابد.

با محاسبه انجام شده، در طرح فوق کاهش زیرکش‌ها تا ۶۹٪ در بخش فشارپایین امکان‌پذیر است. به این ترتیب با وجود افزایش مقادیر زیرکش‌های فشار بالا و کاهش توان نیروگاه بازتوانی شده، بازده آن کاهش ناچیزی پیدا خواهد کرد. بنابراین طرح‌های (۵-۴-۲)، (۵-۴-۱) و (۵-۱-۲) به عنوان طرح برگزیده به ترتیب:

الف) جهت بررسی بازتوانی به روش گرمایش آب تغذیه موازی (ایجاد بازده قابل قبول و انعطاف‌پذیری در نیروگاه برای عملکرد آن در بار کامل و بار جزئی)،

ب) جهت بررسی حالتی هیبریدی از بازتوانی به روش گرمایش آب تغذیه موازی و شکل قدیمی آن (قابلیت محدود نیروگاه برای ایجاد توان با بازده مطلوب در حالت بار جزئی به دلیل حفظ زیرکش (HPTEx2) و

ج) جهت بررسی بازتوانی به روش گرمایش آب تغذیه در حالت قدیمی آن (بازده قابل قبول برای ایجاد توان در بار کامل و افت کارایی در بار جزئی) در ارزیابی خصوصیات واحد، مد نظر قرار گرفته‌اند.

نظر به اهمیت شبکه حرارتی نصب شده در طرح پیشنهادی از سیکل بازتوانی، قبل از بیان مشخصات سیکل به بیان برخی خصوصیات شبکه حرارتی پرداخته می‌شود.

۶- خصوصیات شبکه حرارتی

کاهش زیرکش‌های فشار بالا و فشار پایین بر توان شبکه حرارتی در نظر گرفته شده مؤثر خواهد بود. اثر کاهش مقادیر این زیرکش‌ها بر توان شبکه (مگاوات) در نمودار شکل ۱۱ نشان داده شده است. نمودار شکل ۱۳ نشان‌دهنده اثر کاهش هر یک از زیرکش‌های فشار بالا بر میزان کاهش کلی این بخش و اثر این کاهش بر بازده انرژی است. با کاهش هر چه بیشتر مقادیر زیرکش‌ها، بازده نیروگاه و توان شبکه افزایش خواهد یافت. اثر قابل توجه کاهش زیرکش فشار بالای (HPEXT1) بر خصوصیات نیروگاه بازتوانی می‌توان به‌عنوان

$$\eta_{th,cc} = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{W}_i}{\sum_{i=1}^n \dot{Q}_{f_i}} \quad (33)$$

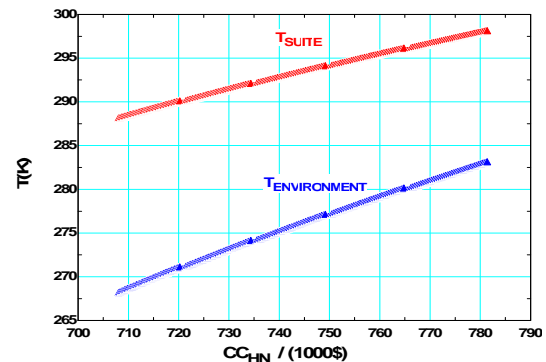
بازده حرارتی توربین گاز نیز از رابطه زیر محاسبه می‌شود:

$$\eta_{th,gt} = 0.0439 \cdot \ln(\dot{w}_{gt} \cdot 10^3) - 0.0684 \quad (34)$$

در رابطه (۳۳)، \dot{W}_i مجموع توان تولیدی در فاصله سیکل جدید و \dot{Q}_{f_i} نرخ انرژی ناشی از سوخت ورودی به آن است. مزیت غالب سیکل در حالت‌های بحث شده بالا بردن توان تولیدی سیکل است. توان اضافه شده به سیکل موجود در حالت اول ۶۶/۶۸، حالت دوم ۶۸/۵ و در حالت سوم ۷۷/۴۱ مگاوات ارتقاء یافته و این در حالیست که علاوه بر این افزایش توان بازده اگزرژی سیکل نیز برای هر سه حالت حدوداً ۳/۴٪ بهبود می‌یابد. میزان هزینه صرف شده برای تولید هر کیلووات ساعت برق تولیدی نیز در رابطه مستقیم با افزایش توان تولیدی در حال افزایش است. این هزینه برای حالت مورد بحث در طرح اول ۴۲۳/۳ ریال، طرح دوم ۴۱۷/۲ ریال و برای طرح سوم ۴۰۹/۱ ریال به ازای هر کیلووات ساعت خواهد بود.

با توجه به قیمت برق تعیین شده در سال ۱۳۸۸ به میزان ۷۷۳ ریال برای هر کیلووات ساعت و اینکه حدود ۸۰٪ از سود حاصل (با در نظر گرفتن نسبت هزینه‌های صرف شده در این بخش نسبت به بخش‌های انتقال و توزیع) به بخش تولید تخصیص یابد، مطابق با محاسبات انجام شده برای حالت سوخت آزاد، بدون احتساب پارانه‌های پرداختی، زمان بازگشت سرمایه صرف شده برای حالت‌های انتخابی کم‌تر از ۶ سال خواهد بود. با توجه به توان تولیدی اضافه شده به سیکل و هزینه خرید ادوات جدید هزینه سرمایه‌گذاری برای انجام این عملیات برای طرح اول ۳۴۹/۵\$/kW، طرح دوم ۳۱۸/۹\$/kW و برای طرح سوم ۲۷۵/۷\$/kW می‌باشد. از ویژگی‌های مهم طرح سوم، قابلیت جدا کردن مجموعه اضافه شده به نیروگاه و برگشت نیروگاه به حالت اولیه خواهد بود. اما عملکرد نیروگاه در بار جزئی، کاهش خصوصیات مثبت سیکل جدید را در پی خواهد داشت.

طرح دوم نیز به دلیل توانایی محدود نیروگاه برای عملکرد در بار جزئی دارای مشکلاتی خواهد بود. اما طرح اول



شکل (۱۴): اثر دمای محیط و مطلوب بر هزینه شبکه حرارتی.

۷- نتایج

برای تجزیه و تحلیل داده‌های ناشی از اثر روش گرمایش آب تغذیه با توجه به محدودیت‌های بیان شده، نتایج به‌دست آمده در جدول ۱ بیان شده‌اند. بر این اساس با افزایش جریان آب تغذیه عبوری از مبدل‌های حرارتی، مؤلفه‌های مثبت موجود سیکل در حال افزایش و بهبود هستند. برای بیان تغییرات انجام شده در سیکل نتایج در سه حالت (۲-۴-۵)، (۱-۴-۵) و (۱-۵) که به ترتیب طرح اول، دوم و سوم نامیده شده مورد بررسی قرار می‌گیرند:

بازده قانون دومی (اگزرژی) سیکل بخار مورد بحث در طرح اول از مقدار ۳۶/۳۲٪ به مقدار ۳۸/۳۷٪ و در طرح دوم و سوم به ترتیب به ۳۸/۳۸٪ و ۳۸/۰۳٪ رسیده است. میزان بازده سیکل ترکیبی ایجاد شده بیش‌تر از این مقدار و به ترتیب برابر با ۳۹/۷۶٪ و ۳۹/۷۴٪ و ۳۹/۷۲٪ می‌باشد. بازده حرارتی سیکل بخار موجود نیز پس از انجام بازتوانی در بهترین حالت از مقدار ۳۷/۰۴٪ به ۳۹/۱۳٪ در حالت اول و ۳۹/۱۵٪ در حالت دوم و ۳۸/۷۹٪ در حالت سوم می‌رسد. بازده حرارتی سیکل ترکیبی ایجاد شده نیز به ترتیب برابر با ۴۰/۵٪ و ۴۰/۵۴٪ و ۴۰/۵٪ می‌باشد. برای به‌دست آوردن بازده حرارتی سیکل بخار و سیکل جدید از روابط زیر استفاده می‌شود:

$$\eta_{th,st} = \frac{\dot{W}_{st}}{\dot{Q}_{boiler}} \quad (32)$$

همان گونه که مشاهده می شود در این حالت که با توجه به ویژگی های آن به عنوان حالت بهینه مطرح شده است، حدوداً ۱۶٪ از هزینه برق تولیدی به هزینه سرمایه گذاری اولیه بازتوانی نیروگاه مربوط می شود.

۸- نتیجه گیری

با توجه به کمبود محسوس توان مورد نیاز در تأمین برق مورد نیاز مصرف کنندگان، یکی از راه های قابل قبول برای ایجاد این توان با حفظ بهره وری منابع انرژی بازتوانی نیروگاه های بخار می باشد. روش گرمایش آب تغذیه موازی یکی از راه حل های با هزینه سرمایه گذاری اولیه نسبتاً پایین بوده که دارای قابلیت انعطاف پذیری بالا می باشد. طرح های انتخابی در صورت امکان اجرا، قادر خواهند بود که علاوه بر بالا بردن توان تولیدی، باعث افزایش کارایی سیستم شوند.

از مزیت های دیگر این روش عدم نیاز به تغییرات اساسی در نیروگاه موجود و سادگی انجام عملیات است. این روش ها قادر به ایجاد خصوصیات مفید روش های جعبه هوای داغ و بویلر کمکی بوده اما بر خلاف این روش ها به سادگی و با کمترین هزینه های ناشی از تغییرات سیستم، قابل اجرا می باشند.

با توجه به برنامه آتی بخش انرژی کشور در حذف یارانه های انرژی، ایجاد توان مورد نیاز از چنین روش هایی، با صرفه اقتصادی بالا، از اولویت های مهم به شمار خواهد آمد.

مراجع:

1. Iran Detailed statistics of electricity industry, for strategic management in 2008 (In Persian).
2. Sarabchi, K. and Nabati, H. "Thermodynamics Investigation of Steam Power Plant Conversion to Combined Cycle Power Plant", 8th Iranian annual mech. Eng. Conf., 2000 (In Persian).
3. Kudlu, N. "Major Options and Considerations for Repowering with Gas Turbines", BETCHEL Project Rep., Elec. Power Res. Ins., Washington, USA, 1989.
4. Moore, T., "Repowering as Competitive Strategy", Eprj J., Vol. 20, pp. 6-13, 1995.
5. Walters, A.B. "Power Plant Topping Cycle Repowering", Energy Eng. J., pp. 49-71, 1995.
6. Mehrpanahi, A., Hosseinalipour, S.M., and Mobini, K. "The Investigation of the Effect of

با توجه به خصوصیات ذکر شده برای آن جهت عملکرد آن در شرایط مختلف نیروگاه به عنوان طرح برگزیده معرفی می شود.

جدول (۱): پارامترهای تغییر یافته در سیکل های بازتوانی

در روش های مختلف گرمایش آب تغذیه.

پارامترهای مهم تغییر یافته	D-II	D-I	A-II
HPTEXT Decrease	٪۸۵	٪۸۵	٪۱۰۰
LPTEXT Decrease	٪۳۲/۳۲	٪۳۰/۱۸	۰
HPEXT1[%]	٪۹۵	٪۱۰۰	٪۱۰۰
HPEXT2[%]	٪۷۱/۳	٪۶۴/۵	٪۱۰۰
LPEXT1[%]	٪۹۰	٪۹۰	٪۰
LPEXT2[%]	٪۴/۵	٪۰	٪۰
$\dot{W}_{add, IPT1} [MW]$	۳/۷۴	۳/۹۹	۳/۸۶
$\dot{W}_{add, IPT2} [MW]$	۵/۹۷	۵/۹۳	۷/۱۵
$\dot{W}_{add, LPT1} [MW]$	۱/۰۸	۱/۰۸	۰
$\dot{W}_{add, LPT2} [MW]$	۰/۶۵	۰/۶۲	۰
$\dot{W}_{add, LPT3} [MW]$	۰/۷۸	۰/۷۳	۰
$\dot{W}_{add, LPT4} [MW]$	۰/۹۵	۰/۹۰	۰
$\dot{W}_{HN} [MW]$	۱۵/۰۸	۱۵/۱۱	۱۷/۸۱
$\eta_{ex, CC} [\%]$	۳۹/۷۴	۳۹/۷۶	۳۹/۷۳
$\eta_{ex, st} [\%]$	۳۸/۳۷	۳۸/۳۸	۳۸/۰۳
$\eta_{CC} [\%]$	۴۰/۵	۴۰/۵۴	۴۰/۵
$\eta_{st} [\%]$	۳۹/۱۳	۳۹/۱۵	۳۸/۷۹
$\eta_{gt} [\%]$	۳۳	۳۳/۱۵	۳۳/۳
$\dot{W}_{increase} [MW]$	۶۸/۶۶	۶۸/۵	۷۶/۱۱
$\dot{W}_{gt} [MW]$	۴۰/۴	۴۰/۱۱	۴۷/۷۸
$T_{TET} [K]$	۷۹۴/۲	۷۹۴/۱	۷۹۷/۵
$HR_{st} [KJ / KWh]$	۹۱۹۸	۹۱۹۸	۹۲۸۰/۸
$HR_{cc} [KJ / KWh]$	۸۸۸۴/۸	۸۸۷۷/۴	۸۸۸۴/۸
$CC_{inv} [S / KW]$	۳۴۹/۵	۳۱۸/۹	۲۸۰/۱
$Z_f [Rial / KWh]$	۳۵۵/۳	۳۵۵/۲	۳۵۵/۴
$Z_{elec} [Rial / KWh]$	۴۲۳/۳	۴۱۷/۲	۴۰۹/۹
$N_{payback} [Year]$	۵/۹۴	۵/۱۱	۳/۸۶

16. Yadav, J.P. and Singh, O. "Thermodynamic Analysis of Air Cooled Simple Gas and Steam Combined Cycle Plant", *J. of Ins. of Eng. (India) – Mech. Eng.*, Vol. 86, pp. 217-222, 2006.
17. Ameri, M., Ahmadi, P., and Hamidi, A. "Energy, Exergy and Exergoeconomic Analysis of a Steam Power Plant: A Case Study", *Int. J. Energy Res.*, Vol. 33, No. 5, pp. 499-512, 2009.
18. Kotas, T.J. "The Exergy Method in Thermal Plant Analysis", Reprint, Kriger, Malabar, 1995.
19. Moran, M.J. "Availability Analysis: A Guide to Efficient Energy Use", ASME Press, New York, USA, 1989.
20. Escosa, J.M. and Romeo, L. "Optimization of Intercooling Compression in CO₂ Capture Systems", *Appl. Thermal Eng.*, Vol. 29, No. 8-9, pp. 1744-1751, 2009.
21. Maroulis, Z.B. and Saravacos, G.D. "Food Plants Economics", Taylor & Francis Group, LLC, 2008.
22. Sanaye, S. and Hamzeie, Y. "Modeling and Techno-Economic Optimization of the Steam Power Plants Reconstruction Using Gas Turbines" 20th Iranian Power System Conf. (PSC), 2005 (In Persian).
23. Massardo, A.F. and Scialo, M. "Thermoeconomic Analysis of Gas Turbine Based Cycle", *J. of Eng. for Gas Turbines and Power*, ASME, Vol. 122, No. 4, pp. 664-671, 2000.
24. Nayyeri, V. and Sayed-Mahmoodi, S.M. "Use of Fresh Air in Hot Windbox Power Plant Repowering Method", 21th Iranian Power System Conf. (PSC), 2006 (In Persian).
- Repowering Options on Electricity Generating Cost for Iran Steam Power Plants", *Int. J. of Sustainable Energy*, 2011 (In Press).
7. Joyce, J.S. "Parallel Repowering of Existing Steam Turbine Plants with Gas Turbines to Improve Their Operating Efficiency and Environmental Compatibility", Siemens AG, Germany, pp. 31-45, 1996.
8. EES. Engineering Equation Solver, F-Chart; 2007.
9. Motaghian, R. and Taheri, M.J. "Steam Power Plant Design Project", MATN Ins., Power Plant Section, 2000 (In Persian).
10. Shahnazari, M.R., Foroughi, D., and Fakhrian, H. "Repowering of Lowshan Power Plant", IGTC Conf., Tokyo, 2003.
11. Asadian, M. and Samadi, R. "Comparison of Lowshan Power Plant Repowering Options for Better Plant Application", 16th Iranian Soc. of Mech. Eng. Conf. (ISME), 2008 (In Persian).
12. Escosa, J.M. and Romeo L.M. "Repowering Con Turbina De Gas De Una Central Termoelectica De Carbon De 335 MW", *Energia J.*, Vol. 31, pp. 50-56, 2005.
13. Escosa, J.M. and Romeo, L.M. "Optimization CO₂ Avoided Cost by Means of Repowering", *Appl. Energy J.*, Vol. 86, No.1, pp. 2351-2358, 2009.
14. Ploumen, P.J., Enema, J.J., and EPON, N.V. "Dutch Experience with Hot Windbox Repowering", ASME Conf., Birmingham, UK, Publication 96-GT-250, 1996.
15. Jüdes, M., Vigerske, S., and Tsatsaronis G. "Optimization of the Design and Partial-Load Operation of Power Plants Using Mixed-Integer Nonlinear Programming", Chapter 9 in "Optimization in the Energy Industry", Springer, Berlin, 2008.