محاسبه هزینه‌های مشارکت در کنترل فرکانس واحدهای گازی بلوک سیکل ترکیبی نیروگاه شریعتی مشهد

اسماعیل نیازی[1]، مهدی علومی بایگی[2]، حمیدرضا نیساز[2]، جعفر عبادی[3]، علی مرتضوی‌فر[4]، علی کریم‌پور[3]، علی شیرازیان[5]

[1]شرکت مدیریت تولید برق توس
[2]شرکت برق منطقه‌ای خراسان
[3]دانشگاه فردوسی مشهد
[4]شرکت مدیریت تولید برق شریعتی
[5]شرکت مدیریت تولید برق خیام

Archive of SID

چکیده

در این مقاله به محاسبه هزینه‌های مشارکت در کنترل فرکانس توربین‌های گازی بلوک سیکل ترکیبی نیروگاه شریعتی مشهد پرداخته شده است. مالکین و بهره‌برداران نیروگاه‌هایی که در کنترل فرکانس مشارکت می‌کنند، نگرانی‌هایی در مورد تاثیر کنترل فرکانس بر طول عمر تجهیزات نیروگاه و افزایش هزینه‌های بهره‌برداری دارند. در این مقاله بررسی جامعی در این زمینه صورت گرفته و هزینه‌های مشارکت در کنترل فرکانس واحدهای گازی در سه بخش مختلف مورد بررسی قرار می‌گیرد. این سه بخش عبارتند از هزینه‌های ناشی از کاهش طول عمر تجهیزات، هزینه‌های ناشی از کاهش راندمان و هزینه‌های ناشی از سلب فرصت به دلیل مشارکت در کنترل فرکانس به نیروگاه تحمیل می‌شود. نیروگاه شریعتی مشهد به عنوان نمونه مطالعاتی انتخاب گردیده و با استفاده از داده‌های جمع‌آوری شده از این نیروگاه هزینه‌های ناشی از کنترل فرکانس با توجه به شرایط کاری حقیقی نیروگاه محاسبه شده است.

واژه‌های کلیدی: "کنترل فرکانس"، "کاهش طول عمر تجهیزات"، "کاهش راندمان"، "سلب فرصت" و "توربین گازی"

1- مقدمه

تغییرات لحظه‌ای توان در شبکه باعث ایجاد انحراف فرکانس از مقدار نامی می‌شود. به منظور ثابت نگه داشتن فرکانس، کنترل توان حقیقی تولیدی و یا مصرفی ضروری می‌باشد. این کار با استفاده از کنترل فرکانس انجام می‌شود [1]. به منظور برقراری تعادل بین تولید و بار مصرفی، سه سطح کنترل فرکانس اولیه، ثانویه و ثالثیه مورد استفاده قرار می‌گیرد. کنترل فرکانس اولیه که موضوع اصلی این مقاله است، از طریق برقراری تعادل خودکار بین تولید و مصرف با ثابت زمانی کمتر از 30 ثانیه انجام می‌شود. گاورنر نقشی اساسی در این سطح کنترل فرکانس دارد. کنترل فرکانس ثانویه، یک سیستم کنترل خودکار مرکزی بوده که میزان توان تولیدی واحدها و توان مبادله‌ای بین نواحی مختلف را تنظیم می‌کند. این سطح از کنترل فرکانس دارای ثابت زمانی کمتر از 15 دقیقه بوده و با استفاده از کنترل خودکار تولید (AGC) انجام می‌شود. کنترل ثالثیه فرکانس به صورت دستی و از طریق تلفن یا

www.SID.ir

فکس و با ثابت زمانی چندین دقیقه تا چند ساعت صورت می‌پذیرد [2].

با توجه به شرایط مختلف بهره‌برداری واحدهای تولیدی، تولید توان اکتیو و تنظیم فرکانس حالت‌های متعددی از جمله حالت کنترل فرکانس1، بار انتخابی2، ایزوکرونوس3، حالت بار پایه و بار پیک4 دارد [3].

مقالات متعددی در زمینه کنترل فرکانس منتشر شده است [4 و 5]. به منظور مشارکت در بازار خدمات جانبی کنترل فرکانس، اطلاع از هزینه‌های احتمالی ناشی از مشارکت در کنترل فرکانس ضروری می‌باشد. به این منظور لازم است تاثیر کنترل فرکانس بر عملکرد و همچنین طول عمر تجهیزات نیروگاه شناسایی گردد.

در [6] ارزیابی کاملی از نیروگاه‌هایی که در کنترل فرکانس مشارکت می‌کنند و برخی از مهمترین عوامل تاثیرگذار بر قیمت‌گذاری خدمات جانبی مورد اشاره قرار گرفته است. روش‌های متعدد قیمت‌گذاری رزرو توان برای کنترل فرکانس در [7] بررسی شده است. در [8] نیز به بررسی تاثیر کنترل فرکانس بر راندمان واحدهای گازی پرداخته شده و با استفاده از داده‌های واقعی نشان داده شده که مشارکت در کنترل فرکانس باعث کاهش اندک در راندمان توربین‌های گازی می‌شود.

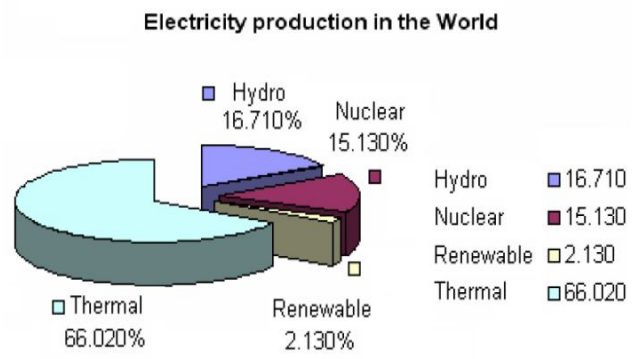
در [9] به بررسی تاثیر مشارکت در کنترل فرکانس بر پره‌های توربین واحدهای گازی پرداخته شده است. در مقاله مذکور نیروگاه شریعتی مشهد به عنوان نمونه مطالعاتی انتخاب شده و نشان داده شده مشارکت در کنترل فرکانس تاثیر معناداری بر طول عمر پره‌های توربین گازی ندارد.

در [10] اشاره شده که تغییرات سریع MW که به منظور کنترل خودکار تولید صورت می‌گیرد، می‌تواند باعث تخریب تجهیزات نیروگاه شود.

در این مقاله به بررسی تاثیر مشارکت در کنترل فرکانس بر هزینه‌های نیروگاه پرداخته می‌شود که تمرکز آن بر هزینه‌های متغیر می‌باشد. در بخش دوم مقاله به بررسی انواع هزینه‌های احتمالی به دلیل کنترل فرکانس پرداخته می‌شود و از بین آن‌ها عوامل اصلی انتخاب شده و در بخش‌های سوم، چهارم و پنجم مورد بحث قرار می‌گیرند. در بخش ششم مقاله نیز ارزیابی کلی از هزینه‌ها ارائه می‌شود.

2- هزینه‌های مشارکت در کنترل فرکانس

عمدتاً به منظور کنترل اولیه و ثانویه فرکانس از نیروگاه‌های آبی، توربین‌های گازی و حرارتی استفاده می‌شود [1]. با توجه به اینکه بیشترین سهم انرژی در جهان توسط نیروگاه‌های حرارتی تولید می‌شود، لذا نیروگاه‌های حرارتی مهم‌ترین گزینه برای کنترل فرکانس می‌باشند. شکل 1 سهم انواع نیروگاه‌ها در مجموع انرژی تولیدی جهان از سال 1980 تا 2005 را نشان می‌دهد [11].



شکل 1: سهم انواع نیروگاه‌ها در انرژی تولیدی در جهان از 1980 تا 2005 [11]

توربین‌های گازی با توجه به توانایی تغییر سریع توان خروجی، گزینه مناسبی برای کنترل اولیه فرکانس شبکه می‌باشند. کنترل سرعت/ فرکانس- بار مهم‌ترین حلقه کنترلی در شرایط عادی بهره‌برداری و مهم‌ترین حلقه کنترلی در مطالعات پایداری می‌باشند [12]. توربین‌های گازی که با واحدهای بخار ترکیب شده و تحت عنوان نیروگاه‌های سیکل ترکیبی شهرت دارند، با توجه به مزایایی که دارند به طور گسترده در سرتاسر دنیا مورد استفاده قرار می‌گیرند [13]. معمولاً از توربین‌های گازی واحدهای سیکل ترکیبی در مدهای مختلف کنترل فرکانس، خصوصاً کنترل اولیه و ثانویه استفاده می‌شود.

اساساً در واحدهای سیکل ترکیبی، مشارکت در کنترل فرکانس با استفاده از واحدهای گازی انجام می‌شود، لذا هزینه‌های مربوط به این واحدها از اهمیت زیاد برخوردار بوده و هزینه مشارکت در کنترل فرکانس واحدهای بخار اهمیت چندانی پیدا نمی‌کند. معمولاً واحدهای بخار نیروگاه‌های سیکل ترکیبی در کنترل فرکانس شرکت داده نمی‌شوند و در صورت مشارکت در کنترل فرکانس فقط می‌توان قسمتی از

[1] Part Load
[2] Pre-Select
[3] Isochronous
[4] Peak Load and Base Load

Archive of SID

www.SID.ir

توان آن‌ها را کاهش داد؛ این امر موجب می‌گردد بهره‌برداری از نیروگاه با مشکلات خاصی همراه شود. تاثیر مشارکت در کنترل فرکانس واحدهای گازی (در نیروگاه‌های سیکل ترکیبی) بر واحد بخار، تنها مربوط به تغییرات دبی و دمای خروجی اگزوز می‌باشد.

مطالعات نشان می‌دهد به علت وجود IGV در واحدهای گازی سیکل ترکیبی، دمای گاز خروجی اگزوز تقریباً ثابت نگه داشته می‌شود. بنابراین واحدهای بخار در فرایند کنترل فرکانس، تحت تاثیر تنش‌های حرارتی قرار نخواهند گرفت. ضمن اینکه تغییر دبی گاز ورودی به بویلر منجر به تغییر توان توربین بخار با ثابت زمانی بسیار بزرگ (بالاتر از دقیقه) خواهد شد. این تغییرات تدریجی به قدری ناچیز است که تنش مکانیکی محسوسی در سیستم واحد بخار ایجاد نخواهد کرد.

صرفنظر از نوع واحد نیروگاهی، مشارکت یک واحد نیروگاهی در کنترل فرکانس شبکه، هزینه‌هایی بر نیروگاه تحمیل می‌کند که این هزینه‌ها به دو دسته زیر تقسیم می‌شود:

- هزینه‌های ثابت
- هزینه‌های متغیر

کنترل فرکانس به دو روش کنترل فرکانس سریع و کنترل فرکانس عادی می‌تواند انجام پذیرد. به منظور کنترل فرکانس سریع، لازم است تغییراتی در ساختار نیروگاه‌های حرارتی به وجود آید تا همیشه مقدار قابل توجهی انرژی حرارتی آماده استفاده وجود داشته باشد. در این حالت برای محاسبه هزینه کنترل فرکانس، هزینه سرمایه‌گذاری ثابت لحاظ می‌گردد. اما در فرآیند کنترل فرکانس عادی، تغییرات توان توربین، متناسب با تجهیزات موجود سیستم و بر اساس شیب طراحی شده، انجام می‌گیرد. هر چند این نحوه عملکرد، پاسخ نسبتاً کندی به تغییرات فرکانس شبکه از خود نشان می‌دهد، ولی نیازی به تجهیزات اضافه و همچنین هزینه‌های پرسنلی اضافه ندارد. در حال حاضر در شبکه برق کشور، نیروگاه‌های حرارتی با قابلیت کنترل فرکانس سریع وجود ندارد، لذا این مقاله فقط به هزینه‌های کنترل فرکانس عادی اختصاص یافته است. بنابراین محاسبه هزینه‌های ثابت از اهداف این مقاله محسوب نمی‌شود.

هزینه‌های کنترل فرکانس می‌تواند ناشی از عوامل مختلفی از جمله کاهش طول عمر تجهیزات، کاهش راندمان، سلب فرصت، از دست رفتن پخش بار بهینه، هزینه تجهیزات اضافه و هزینه بهره‌برداری و سرمایه‌گذاری اضافه به منظور مشارکت در کنترل فرکانس باشد. از بین هزینه‌های مذکور، هزینه‌های ناشی از کاهش طول عمر تجهیزات، کاهش راندمان و سلب فرصت اصلی‌ترین بخش‌ها بوده که در ادامه این مقاله مورد بررسی قرار می‌گیرند.

3- هزینه‌های ناشی از کاهش طول عمر تجهیزات

در واحدهای گازی بخش‌هایی که می‌تواند با مشارکت در کنترل فرکانس، تحت تأثیر قرار گیرد شامل تجهیزات داغ توربین گاز، محور توربین-ژنراتور گاز، روغن مجموعه توربین-ژنراتور گاز، تجهیزات کنترل توربین گاز و دریچه IGV می‌باشد. مطالعات این مقاله نشان می‌دهد که از بین موارد مذکور، تنها تجهیزات کنترلی توربین گاز در اثر مشارکت در کنترل فرکانس در معرض آسیب قرار دارند.

نتایج شبیه‌سازی با استفاده از نرم‌افزار ThermoFlow نشان می‌دهد که دمای گاز در روی پره ردیف اول (نازل ردیف اول) توربین گاز در توان‌های بین 80 مگاوات تا توان نامی، به دلیل عملکرد IGV تقریباً ثابت است. با توجه به اینکه بر اساس داده‌های آماری نیروگاه شریعتی کنترل فرکانس معمولاً در همین محدوده توان انجام می‌شود، بنابراین نوسان توان ناشی از مشارکت در کنترل فرکانس منجر به تغییرات دما داخل توربین نخواهد شد و می‌توان گفت که دما ثابت می‌ماند، لذا چنین انتظار می‌رود که استرس‌های حرارتی اضافه به توربین وارد نشده و تاثیری بر طول عمر پره نداشته باشد. در شکل 2 نمودار دمای پره‌های ثابت ردیف اول توربین گازی بر حسب سطح توان خروجی مشاهده می‌شود. شبیه‌سازی در شرایط IGV-ON انجام شده است.

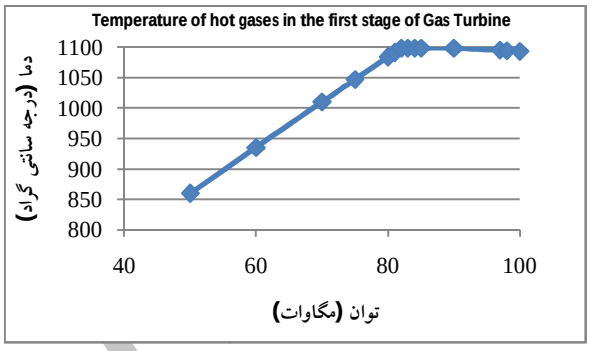
در این مقاله به منظور بررسی تاثیر کنترل فرکانس بر تجهیزات کنترلی، با استفاده از داده‌های آماری نیروگاه شریعتی به بررسی تعویض سروو ولوهای سوخت مایع و گاز در سال‌های مشارکت در کنترل فرکانس و قبل از آن پرداخته شده است. جدول 1 آماری از تاریخچه تعویض را نشان می‌دهد.

چنانکه در جدول مذکور مشاهده می‌شود، تعویض ولوهای سوخت مایع و گاز پس از سال 1387 به طور چشمگیری افزایش یافته است (از سال 1387 نیروگاه شریعتی در کنترل فرکانس مشارکت نموده است). به طوریکه مشاهده می‌شود که آمار خرابی ولوهای سوخت گاز نسبت به قبل سال 1387 تقریباً 10 برابر و ولوهای سوخت مایع تقریباً دو برابر شده

Archive of SID

www.SID.ir

است. لذا می‌توان استنباط نمود که مشارکت در کنترل فرکانس تاثیر به سزایی بر خرابی سرو ولوهای سوخت گاز و مایع دارند. با در نظر گرفتن متوسط قیمت 3500 دلار برای هر ولو می‌توان هزینه‌ای بالغ بر 10500 دلار در سال برای مشارکت در کنترل فرکانس در نظر گرفت. که با احتساب هر دلار 35000 ریال، می‌توان 367,500,000 ریال در سال و 30,625,000 ریال در ماه برای این مورد در نظر گرفت. به منظور مطالعه دقیق‌تر به مرجع [9] که پیشتر توسط نویسندگان همین مقاله به چاپ رسیده است مراجعه شود.



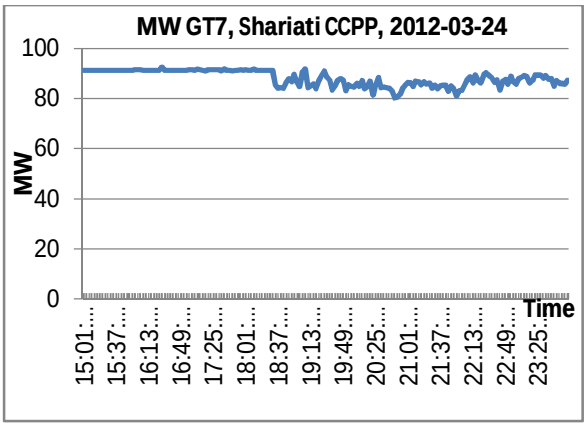
شکل 2: نمودار دما-توان پره‌های ثابت ردیف اول توربین گازی

جدول 1: تاریخچه تعویض سرو ولوهای سوخت مایع و گاز نیروگاه شریعتی

سرو ولوهای سوخت مایع		سرو ولوهای سوخت گاز	
سال	تعداد	سال	تعداد
1381	1	1381	2
1383	1	1384	1
1387	1	1386	3
1388	1	1387	2
1389	5	1389	1
1390	5	1390	5
1391	2	1391	1

4- هزینه‌های ناشی از کاهش راندمان

در صورتی که واحدهای نیروگاهی در کنترل فرکانس شبکه مشارکتی نداشته باشند، سطح توان خروجی آن‌ها تقریباً ثابت خواهد بود. در مقابل در صورتی که واحد در کنترل فرکانس مشارکت داشته باشد، سطح توان خروجی متناسب با تقاضای بار و تغییرات فرکانس شبکه، تغییر می‌کند. شکل 3 نمونه‌ای از تغییر توان تولیدی یک واحد گازی (در یک بلوک سیکل ترکیبی) را نشان می‌دهد که تا ساعت 18:32 دقیقه در کنترل فرکانس مشارکت نداشته و پس از آن در کنترل فرکانس شرکت کرده است.



شکل 3: نمونه‌ای از تغییرات توان خروجی واحد گازی GT7 نیروگاه شریعتی

راندمان و مصرف سوخت متناسب با تغییر توان تولیدی واحدها در کنترل فرکانس، تغییر می‌کند. تغییر راندمان در اثر مشارکت در کنترل فرکانس به دو دلیل ایجاد می‌شود:

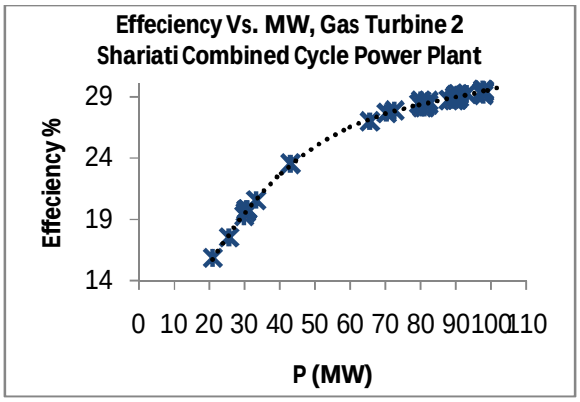
- کاهش سطح توان خروجی
- نوسان توان خروجی

در اغلب موارد واحدها به منظور مشارکت در کنترل فرکانس ناچار به کاهش سطح توان خروجی می‌باشند و بدیهی است که کاهش سطح توان خروجی واحدهای گازی منجر به کاهش راندمان می‌شود. علاوه بر این در زمان مشارکت در کنترل فرکانس، واحدها دارای نوسان توان بیشتری نسبت به حالت Pre-Select می‌باشند که این مسئله نیز کاهش راندمان واحد را به دنبال دارد. شکل 4 منحنی تغییر راندمان بر حسب توان خروجی واحد گازی نیروگاه شریعتی را نشان می‌دهد که با استفاده از داده‌های واقعی به دست آمده است. در شکل 5 نیز منحنی کاهش راندمان به دلیل افزایش نوسانات در سطح توان خروجی 85 مگاوات که با استفاده از شبیه‌سازی مومن کارلو و داده‌های واقعی به دست آمده ارائه شده است.

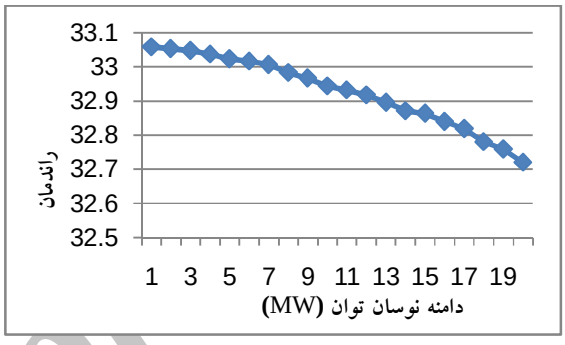
بررسی اطلاعات شش ماهه نیروگاه نشان می‌دهد که به دلیل کاهش سطح توان خروجی به منظور مشارکت در کنترل فرکانس به طور متوسط هزینه سوخت مصرفی ماهیانه 210 میلیون ریال به نیروگاه افزایش می‌یابد. همچنین به دلیل نوسانات توان نیز راندمان تغییر جزئی داشته که باعث تحمیل شدن به طور متوسط ماهیانه مبلغ 31 میلیون ریال می‌شود.

Archive of SID

www.SID.ir



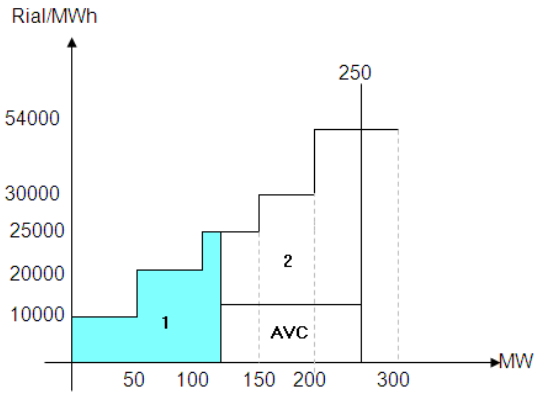
شکل 4: منحنی راندمان بر حسب توان خروجی (نیروگاه شریعتی)



شکل 5: کاهش راندمان به دلیل افزایش نوسانات در سطح توان خروجی 85 مگاوات

5- هزینه سلب فرصت

در بازار برق ایران بازار کنترل فرکانس وجود ندارد و نحوه تأمین کنترل فرکانس اجباری و به دستور مرکز دیسپاچینگ می‌باشد. ارائه خدمات کنترل فرکانس در بازار برق ایران اجباری است و واحدهای تولیدی بابت شرکت در کنترل فرکانس هزینه‌های مربوطه را دریافت می‌کنند. زمانی که یک واحد نیروگاهی در کنترل فرکانس شبکه مشارکت می‌کند توان واحد بر حسب نیاز شبکه دائماً تغییر می‌کند. با رعایت اصول بهره‌برداری سیستم‌های قدرت، معمولا توان تولیدی واحد در زمان کنترل فرکانس از توان مورد نظر واحد (یا آرایش بازار) کمتر می‌باشد. کاهش سطح تولید موجب می‌گردد که درآمد واحد تولیدی کاهش یافته که این کاهش درآمد تحت عنوان خسارت سلب فرصت شناخته می‌شود. در واحدهای گازی و بخاری با کاهش تولید، درآمد نیروگاه هزینه سوخت کاهش می‌یابد. خسارت سلب فرصت، مابه‌التفاوت قیمت برق فروخته نشده و هزینه متغییر تولید (سوخت مصرف نشده) می‌باشد که در شکل 6 نشان داده شده است.



شکل 6: نمایش شماتیک درآمد در بازار برق

منحنی فوق قیمت پیشنهادی واحدی را نشان می‌دهد که آمادگی تولید 300 مگاوات را دارد و در بازار برق250 MW آن پذیرفته شده است. اگر به دلایلی مانند محدودیت‌های انتقال یا مشارکت در کنترل فرکانس توان تولیدی به MW 120 تقلیل یابد در اینصورت واحد تولیدی به میزان MW 130 کاهش تولید دارد. اگر هزینه متغییر تولید[5] (AVC) را مطابق شکل در نظر بگیریم، خسارت سلب فرصت واحد، مطابق سطح (2) در شکل 6 خواهد بود.

با توجه به جبران خسارت سلب فرصت از طرف بازار برق، انتظار می‌رود که اساساً شرکت در کنترل فرکانس موجب هزینه اضافی به نیروگاه نگردد، اگر مقدار واقعی AVC با مقدار AVC مورد استفاده در محاسبات بازار برق اختلاف داشته باشد می‌تواند منجر به افزایش هزینه‌های مشارکت در کنترل فرکانس نیروگاه گردد.

در حال حاضر مقدار AVC در محاسبات بازار برق ایران برای نیروگاه شریعتی 162,615 ریال بر مگاوات ساعت است. اما از آنجایی که هزینه مشارکت در کنترل فرکانس بلوک سیکل ترکیبی نیروگاه شریعتی در این پروژه مورد بررسی قرار گرفته است، لازم است مقدار تقریبی AVC از نظر نیروگاه محاسبه گردد.

مقدار AVC سیکل ترکیبی تابع راندمان واحد ارزش حرارتی سوخت و قیمت سوخت است و محاسبه دقیق این پارامتر با توجه به تغییر راندمان و تغییر ارزش حرارتی سوخت عملا امکان پذیر نیست، اما محاسبه تقریبی آن می‌تواند مورد استناد قرار گیرد.

[5] Average Variable Cost

Archive of SID

www.SID.ir

اگر راندمان بلوک سیکل ترکیبی 42% در نظر گرفته شود (کمترین مقدار ممکن) و ارزش حراتی یک متر مکعب گاز مصرفی نیروگاه kWh 3/10 منظور گردد و قیمت آن را 700 ریال در نظر گرفته شود با فرض راندمان 42% برای بلوک سیکل، AVC واحد سیکل ترکیبی نیروگاه شریعتی 161,812 ریال بر مگاوات ساعت خواهد بود. که 803 ریال کمتر از AVC مورد استفاده برای نیروگاه شریعتی در بازار است. مشاهده می‌شود که در خوش‌بینانه‌ترین حالت، به ازای هر یک مگاوات ساعت کاهش تولید، بر اثر مشارکت در کنترل فرکانس مبلغ 803 ریال هزینه برای نیروگاه به همراه خواهد داشت. اما بر اساس اعلام دفتر فنی تولید شرکت برق منطقه‌ای خراسان، راندمان بلوک سیکل ترکیبی نیروگاه شریعتی 45/92% در نظر گرفته می‌شود. بنابراین برای بلوک سیکل ترکیبی AVC، عدد 147,999 ریال بر مگاوات ساعت خواهد بود که 14615 ریال را با AVC مورد استفاده در بازار برق اختلاف دارد.

هزینه سلب فرصت بر مبنای اطلاعات نیروگاه شریعتی بر مبنای راندمان 42% ماهیانه 5,471,850 ریال خواهد شد. این هزینه کمترین هزینه‌ایست که به عنوان هزینه مشارکت در کنترل فرکانس برای بلوک سیکل ترکیبی در نظر گرفته می‌شود. اما اگر راندمان برابر با 45/92% در نظر گرفته شود، آنگاه هزینه مشارکت بلوک سیکل ترکیبی در کنترل فرکانس ماهیانه برابر با 99,590,407 ریال خواهد شد.

در حال حاضر AVC که در بازار برای نیروگاه شریعتی مورد استفاده قرار می‌گیرد برابر با 162,625 ریال بر مگاوات ساعت است. در صورتیکه اگر کمترین راندمان ممکن برای سیکل ترکیبی 42% در نظر گرفته شود، مبلغ AVC برای سیکل ترکیبی 161,812 ریال بر مگاوات ساعت خواهد بود. این مقدار نشان می‌دهد که به ازای هر MWh انرژی تولید نشده بلوک سیکل ترکیبی، نیروگاه به مبلغ 804 ریال متضرر می‌شود. بر این اساس هزینه ماهیانه خسارت سلب فرصت ناشی از مشارکت در کنترل فرکانس 5,471,850 ریال می‌باشد. اگر راندمان 45/6% در نظر گرفته شود، مبلغ AVC بلوک سیکل ترکیبی 147,999 ریال بر مگاوات ساعت خواهد بود که نشان می‌دهد به ازای هر MWh انرژی تولید نشده بلوک سیکل ترکیبی نیروگاه مبلغ 14,615 ریال متضرر می‌شود. بر این اساس خسارت سلب فرصت ناشی از شرکت در کنترل فرکانس ماهیانه مبلغ 298,771,000 ریال می‌باشد.

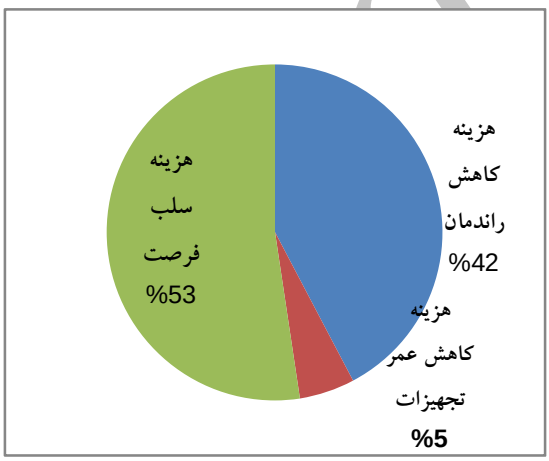
6- ارزیابی کلی هزینه‌ها

با توجه به توضیحات ارائه شده در بخش‌های قبل، هزینه‌های نیروگاه شریعتی ناشی از مشارکت در کنترل فرکانس را می‌توان در جدول 2 خلاصه نمود.

جدول (6-1) هزینه‌های ماهیانه مشارکت در کنترل فرکانس نیروگاه شریعتی

شرح	عنوان هزینه	هزینه ماهیانه (میلیون ریال)
کاهش طول عمر تجهیزات	تجهیزات داغ توربین واحد گاز	ناچیز
	محور توربین-ژنراتور واحد گازی	ناچیز
	روغن مجموعه توربین-ژنراتور	ناچیز
	دریچه IGV	ناچیز
	سرو ولوهای کنترل سوخت	30.6
	واحد بخار	ناچیز
کاهش راندمان	کاهش راندمان به دلیل کاهش سطح	210
	کاهش راندمان به دلیل نوسان توان	31
سلب فرصت	هزینه سلب فرصت (در راندمان	298.7
	مجموع	570.3

با استفاده از نتایج ارائه شده در جدول فوق درصد مربوط به هر یک از موارد تاثیر گذار در هزینه‌های کنترل فرکانس در شکل 7 نشان داده شده است. چنانچه مشاهده می‌شود، هزینه سلب فرصت با 53% بیشترین و بعد از آن هزینه کاهش راندمان با 42% در ردیف دوم و نهایتاً هزینه مربوط به کاهش عمر تجهیزات با 5% کمترین میزان را در هزینه‌های مربوط به مشارکت واحدهای گازی در کنترل فرکانس به خود اختصاص داده‌اند.



شکل 7: درصد مربوط به هر یک از عوامل موثر در هزینه‌های کنترل فرکانس واحدهای گازی

Archive of SID

www.SID.ir

7- نتیجه‌گیری

مالکان و بهره‌برداران نیروگاه‌ها نگران تاثیر کنترل فرکانس بر هزینه‌ها و طول عمر تجهیزات نیروگاه می‌باشند. لذا در این مقاله به بررسی و محاسبه هزینه‌ها و تاثیر مشارکت واحدهای گازی نیروگاه سیکل ترکیبی شریعتی مشهد در کنترل فرکانس شبکه پرداخته شد. هزینه‌های کنترل فرکانس مورد توجه در این مقاله مربوط به کنترل فرکانس اولیه می‌باشد. به طوری که مشاهده شد هزینه‌های اصلی کنترل فرکانس به ترتیب مربوط به سلب فرصت، کاهش راندمان و کاهش طول عمر تجهیزات می‌باشد. برای نمونه مطالعاتی نیروگاه شریعتی مشهد، میانگین ماهیانه هزینه‌های مربوط به سلب فرصت ۲۹۸،۷۰۰،۰۰۰ ریال، کاهش راندمان ۲۴۱،۰۰۰،۰۰۰ ریال و کاهش طول عمر تجهیزات ۳۰،۶۰۰،۰۰۰ ریال محاسبه شده است. بنابراین مشارکت در کنترل فرکانس به طور میانگین مبلغ ۵۷۰،۳۰۰،۰۰۰ ریال در ماه هزینه اضافه به نیروگاه تحمیل می‌کند. که در این بین هزینه سلب فرصت با 53% بیشترین سهم را در هزینه‌های کنترل فرکانس و هزینه کاهش طول عمر تجهیزات با 5% کمترین میزان را به خود اختصاص داده‌اند.

مراجع

[1] M. Bhuiyan and S. Dinakar, “Comparing and Evaluating Frequency Response characteristics of Conventional Power Plant with Wind Power Plant”, Thesis for the Degree of Master of Science in Engineering, Chalmers University of Technology, Goteborg, Sweden, June 2008.

[2] Y.G. Rebours, “Some Salient features of the Management of Frequency and Voltage Control Ancillary Services”, PES General Meeting, 24-28 June 2007.

[3] گزارش دفتر فنی نیروگاه سیکل ترکیبی شریعتی -F9/1 H10-1-10

[4] P.M. Anderson and A.A. Fouad, “Power System Control and Stability”, IEEE Press: Power System Engineering Series, 0-7803-1029-2, 1993.

[5] H.P. Asal, B. Jacob and Schmitz, “Co-Ordination of Frequency Control and Cross Border Exchange”, Unipede Conference on the Development and Operation of Large Interconnected Systems, Tunis, 3-5 May 1993.

[6] Y. Rebours, “A Comprehensive Assessment of Markets for Frequency and Voltage Control Ancillary Services”, PhD thesis, Faculty of Engineering and Physical Sciences, University of Manchester, U.K., 2008.

[7] G. Verbic and F. Gubina, “Cost-Based Models for the Power-Reserve Pricing of Frequency Control”, IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 19, No. 4, Nov. 2004.

[8] I. Niazy, H.R. Neisaz, M. Oloumi, J. Ebadi, A. Mortazavifar, A. Karimpour, A. Shiraziyan and E. Niazy, “Evaluation of Gas Turbines Efficiency in the Frequency Control Mode Using Experimental Data”, 5th EPGC Conference, Ahvaz, Iran, Feb. 2013.

[9] اسماعیل نیازی، حمیدرضا نیساز، مهدی علومی بایگی، جعفر عبادی، علی مرتضوی‌فر و علیرضا کریم‌پور، "تاثیر مشارکت در کنترل فرکانس بر پره‌های توربین واحدهای گازی"، بیست و هشتمین کنفرانس بین‌المللی برق -PSC 2013، تهران، ایران، 1392

[10] S.A. Lefton and P. Besuner, “The Cost of Cycling Coal Fired Power Plants”, power plant O&M and asset optimization, Coal Power magazine, 2006.

[11] M. Somaraki, “Energy Systems and the Environment”, University of Stratheclyde, Dept. of Mechanical Eng., Glasgow, Oct., 2003

[12] S.S. Iliescu, I. Fagarasan, V. Popescu and C. Soare, “Gas Turbine Modeling for Load-Frequency Control”, U.P.B. Sci. Bull., Series C, Vol. 70, Iss. 4, 2008

[13] Q. Zhang and P.L. So, “Dynamic Modeling of a Combined Cycle Plant for Power System Stability Studies”, IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, 1538 – 1543, Vol. 2, 2000.

Archive of SID

www.SID.ir